

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

"REQUERIMIENTOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.
ANALISIS Y JUSTIFICACION TECNICA DE LAS ESPE
CIFICACIONES".

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION: POTENCIA

PRESENTADA POR:

ANGEL LEONEL ENDO MITE



GUAYAQUIL - ECUADOR

1.984

A G R A D E C I M I E N T O

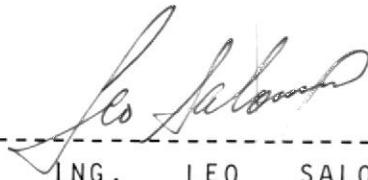
Al ING. LEO SALOMON,
Director de Tesis, por su
ayuda y colaboración para
la realización de este -
trabajo.

D E D I C A T O R I A

A MIS PADRES

A MI HERMANA ANITA

A MIS HERMANOS

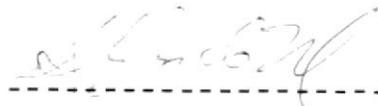
A handwritten signature in cursive script, appearing to read "Leo Salomon". The signature is written in black ink and is positioned above a horizontal dashed line.

ING. LEO SALOMON
DIRECTOR DE TESIS

DECLARACION EXPRESA

"LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE; Y, EL PATRIMONIO INTELECUAL DE LA MISMA, A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).



ANGEL LEONEL ENDO MITE

R E S U M E N

Tomando como base las Normas Internacionales e Informaciones y Manuales Técnicos de los Fabricantes, Seminararios y Revistas Técnicas Internacionales, se elaboraron criterios que pretenden ser los más adecuados, de acorde con la evolución de los mismos, para lo cual se estableció el siguiente procedimiento:

1. Características Técnicas de los principales componentes y sus limitaciones de funcionamiento.
2. Discusión de los aspectos de diseño (conexiones , pruebas y protección) y los problemas derivados - en su construcción y montaje.
3. Información sobre el manejo adecuado del transformador durante su movilización e instalación.

Se pretende en base a estas justificaciones técnicas proporcionar al especificante de los transformadores, información sobre el comportamiento operacional de

los componentes del mismo, para una selección adecuada, discerniendo los aspectos principales de fabricación, que a mi criterio podrían resultar los más justos.

INDICE GENERAL

	<u>PAG.</u>
RESUMEN -----	6
INDICE GENERAL -----	9
INTRODUCCION -----	10
CAPITULO I	
EVOLUCION DE LOS TRANSFORMADORES EN LA INDUSTRIA ELECTRICA -----	
1.1. LIMITACIONES -----	13
1.2. PERDIDAS -----	19
1.3. ASPECTOS EXTERIORES -----	24
CAPITULO II	
ASPECTOS TECNICOS Y DE DISEÑO-----	
2.1. CIRCUITO MAGNETICO -----	26
2.2. TIPOS DE BOBINAS -----	31
2.3. ACCESORIOS PARA CONTROL Y PROTECCION	36
2.4. AISLADORES -----	46
2.5. TIPOS DE ENFRIAMIENTO -----	50
CAPITULO III	
CAPACIDAD DE SOBRECARGA DE LOS TRANSFORMA DORES -----	

3.1. INFLUENCIA DEL MEDIO AISLANTE -----	59
3.2. LIMITES DE TEMPERATURA DEL MEDIO AIS- LANTE EN EL ACEITE -----	67
3.3. CALCULO DE LA CAPACIDAD DE SOBRECARGA. EJEMPLO -----	71
3.4. EVALUACION DE LAS PERDIDAS DE LOS - TRANSFORMADORES. EJEMPLO -----	87
CAPITULO IV	
CONEXIONES DE TRANSFORMADORES -----	
4.1. CONSIDERACIONES DE DISEÑO -----	100
4.2. TIPOS DE DISEÑO -----	109
4.3. INFLUENCIA DE LOS TERCEROS ARMONICOS-	113
4.4. LA CONEXION ESTRELLA - ESTRELLA -----	117
4.5. AUTO-TRANSFORMADORES. VENTAJAS Y DES- VENTAJAS -----	123
CAPITULO V	
PRUEBAS -----	
5.1. PRUEBAS DE RUTINA -----	138
5.2. PRUEBAS OPCIONALES -----	164
5.3. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO -----	178
CAPITULO VI	
PROTECCION DE TRANSFORMADORES -----	

6.1. FUNCION DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA-	199
6.2. INVERSION EN LOS SISTEMAS DE PROTEC- CION-----	200
6.3. FALLAS EN TRANSFORMADORES. TIPOS DE PROTECCIONES -----	204
6.4. PROTECCION CONTRA SOBRE-TENSIONES - PARARRAYOS -----	226
6.5. TRANSIENTES EN TRANSFORMADORES.FERRO SONANCIA -----	244
6.6. EFECTO DE LOS IMPULSOS SOBRE LOS MA TERIALES AISLANTES -----	263
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	270
APENDICES -----	280
BIBLIOGRAFIA -----	314

INTRODUCCION

El propósito de la presente tesis es el de establecer criterios básicos para la selección más acorde de las especificaciones de los transformadores de potencia tendientes a completar, mediante el análisis de criterios, la escasa información obtenida de los manuales de los fabricantes.

Los criterios e informaciones técnicas no son completos, sin embargo, se trata de cubrir la mayor parte de ellas, debido a que es imposible cubrir toda la variedad de especificaciones requeridas por los transformadores de potencia.

Esta tesis trata solamente con aquellos aspectos a los cuales se los considera que son los más importantes.

La información que se proporciona aquí, criterios técnicos emitidos, pretende ser también una guía

de comportamiento operacional de los transformadores, para lo cual se han emitido conclusiones y recomendaciones que el autor aspira a que sean aplicadas.

CAPITULO I

EVOLUCION DE LOS TRANSFORMADORES EN LA INDUSTRIA ELECTRICA

La industria eléctrica marcha paralelamente a los requermientos de los transformadores de potencia, que compromete a los constructores de los mismos a desarrollar técnicas que permita ^{ob} obtener además de un rendimiento - adecuado a las características del sistema a implementar, lo sea también bajo la consideración económica, a continuación se detallan aspectos que bajo el punto de vista del fabricante, éste ha tratado de desarrollar mejoramientos a fin de obtener los mayores beneficios del mismo.

1.1. LIMITACIONES

La industria eléctrica no ha fijado sus límites bajo consideraciones de dimensiones y pesos, si no los límites impuestos por razones o motivos económicos, es decir el transformador debe tener alguna relación económica entre la capacidad de salida y su voltaje de operación al

cual va a ser construído, tal que para una capacidad dada deba de existir un límite de voltaje más allá del cual el transformador - no podrá ser económicamente diseñado particularmente teniendo en cuenta la necesidad de la estandarización, bajo éste punto de vista estos límites son dictados por consideraciones de resistencia y rigidez de los devanados y no por consideraciones eléctricas, de tal forma que saliéndose de estos límites, no obstante que las bobinas posean su capacidad - conductora, sin embargo no sean lo suficiente fuertes para resistir las condiciones de cortocircuito por ejemplo.

Otra limitación técnica - económica encontrada es la referente al valor máximo que se puede admitir para la inducción.

Las condiciones de funcionamiento generalmente exigen que puedan funcionar de manera permanente a una tensión por espira entre el 5 % y 10 %. De modo de no pasar el codo de saturación de las chapas magnéticas para estos funcionamientos, con la evo

lución de tiempo y con el advenimiento de las chapas de cristales orientado, se ha fijado valores de inducciones nominales 1.7. (Weber/m²) = 1.7 X/0⁴ Gauss, que de ningún modo debe de pasarse.

El aumento de las pérdidas en el hierro es otra delimitación, las que crecen muy rápidamente con las fuertes inducciones y su evacuación hace necesaria la implantación de canales de refrigeración suplementaria en el circuito magnético. Estos canales, anulan la ventaja en cuanto a menor volúmenes obtenido por el incremento en la inducción.

El aumento en la inducción lleva consigo el aumento consiguiente en las vibraciones y el nivel de ruido engendrado. De la práctica muchos fabricantes de transformadores, han establecido que una variación de un 10 % en la inducción da lugar a una variación de ruido de 3 a 4 decibelios. Existen medios apropiados para la eliminación de dicho ruido sin actuar sobre la inducción magnética, por lo que dentro de ciertos límites no será una cuestión que sea insuperable.

Una conclusión adecuada de lo anterior es que los valores a los cuales los grandes transformadores ya -

tienen o han tenido en cuenta todas estas consideraciones y que no hay ganancia sensible, es esperar una mejora de un aumento de la inducción - con las chapas que actualmente dispone el conductor.

Examinaremos ahora lo que se tendría si el fabricante opta por incrementar la potencia, por el aumento de densidad de corriente. Mediante el aumento de la corriente, los esfuerzos electro-dinámicos no cambiarían, sin embargo la reactancia en % aumentaría. Para volver al valor original de reactancia se deberá realizar un ajuste de los arrollamientos; por ejemplo pasar de un arrollamiento concéntrico simple a un arrollamiento biconcéntrico.

Las pérdidas debido a las cargas resultarían elevadas. Esto en si no sería mayor obstáculo por cuanto actualmente se sabe obtener refrigerante capaces de evacuar tales pérdidas y en tanto el gradiente de temperatura del conductor por encima del aceite permanezca inferior al admitido por el conductor, no se lo ha encontrado como un límite técnico para ello, sin embargo desde el punto de vista de costo, se

obtiene el precio más económico cuando la ganancia de un vatio en la pérdida del transformador lleva consigo un aumento de precio igual al interés de capitalización del mismo vatio de pérdidas que se haya fijado. En diversos casos existen otras consideraciones que impiden que se realicen estas condiciones y lo único que puede tratar de hacerse es aproximarse a ella todo lo posible. Si se considera un transformador de determinada potencia cuyo precio fuera P y para el que sus pérdidas capitalizadas fuesen aW y si se quiere conseguir un transformador de potencia doble. Una primera solución sería tomar un transformador procedente de la misma técnica y de potencia doble, una primera aproximación podría ser que el precio fuese estimado en $1.68 P$ y el costo de pérdida de $1.68 a W$.

P (Costo del transformador) de Potencia 1p.u.

aW Costo de las pérdidas del transformador de Potencia 1.p.u.

La segunda solución sería la de doblar la co

rriente del transformador para doblar la potencia del mismo. Se desprecia el aumento de precio asignado por los dispositivos auxiliares - introducidos para la refrigeración y suponemos que la gran mayoría de las pérdidas sean debido a la carga . Así tendríamos que el precio del transformador sería P y que las pérdidas serían $4 a_w$. Comparando ambas soluciones resultaría que a partir del momento en que a_w fuere igual o mayor a $0,29 P$, la primera solución se manifestaría como la más económica. Para los grandes transformadores, el precio de las pérdidas capitalizadas prácticamente es muy superior al 30 % del precio del transformador.

De éste balance incompleto habrá que destacar que las pérdidas tienen siempre una importancia tal que obligadamente deben de figurar en la definición de un aparato transformador para efectuar todas las comparaciones que se intenten, particularmente cuando se desee traducir una evolución por una disminución del peso - del transformador para una misma potencia y una misma tensión, pero con pérdidas diferentes naturalmente.

Sin embargo, tal como se demuestra en la valorización de pérdidas el producto de los mismos constituye un parámetro capaz de caracterizar el progreso en materia de transformadores. En efecto además, de que dicho producto es proporcional a W y a P que son características de los materiales usados, también es proporcional al producto de las relaciones - $\frac{L_C}{S_F}$ y $\frac{L_F}{S_C}$, es decir, longitud de los conductores con relación a la sección del hierro y longitud del hierro con relación a la sección de los conductores.

El progreso consiste, de una parte, en rebajar los valores de W y P, y de otra parte obtener en un perímetro dado, una sección eficaz más grande, y esto es lo que debe, por sus dimensiones, reflejarse en el producto de las pérdidas, en un porcentaje para cada potencia dada.

1.2. PERDIDAS

La resistividad de los materiales conductores no ha evolucionado desde hace mucho tiempo, -

Sin embargo se trata de obtener ventajas sobre los metales puros tratados a muy baja temperatura.

Las pérdidas en los circuitos magnéticos han sido disminuídos de manera muy sensible, de una parte por los fabricantes de chapas de cristales, y de otra parte, por las técnicas de empleo y puesta en servicio.

Las diferencias entre las pérdidas por unidad de peso de los circuitos magnéticos son debidos a las juntas entre los núcleos y culatas. Siendo éste punto lo que condujo a desarrollar la técnica de las juntas oblicuas.

Una segunda causa para la aparición de pérdidas suplementarias está constituída por los entrehierros. Al encontrarse entreverada las chapas, la reluctancia de la chapa adyacente, pone en derivación, a la del entre-hierro, creándo así un aumento local de la inducción y el paso - del flujo en una dirección no preferente. Por lo que la técnica moderna consiste en la reducción al mínimo del número de juntas.

Una tercera causa de pérdidas suplementarias consiste en el enganche o ajuste de los circuitos - que igualmente crean distorsión del flujo. Finalmente, es sabido que tanto por el nivel de ruido a que dan lugar los transformadores, como por sus pérdidas específicas, se han hecho mejoramientos que han conducido a reducir en un 30 o 40 % las pérdidas específicas de los circuitos magnéticos. Los cuidados tomados para la disminución de las pérdidas específicas contribuyen a la aminoración de la relación.

$$\frac{L_C}{S_F}$$

Y por otra parte, la homogeneidad en el recocado que dá lugar a una superficie perfectamente plana lo cual, junto con las técnicas de sujeción o mantenimiento, sin recurrir a las perforaciones, han contribuído a aumentar los coeficientes de utilización del circuito magnético.

Para reducir la relación L_F / S_C , es decir para aumentar el coeficiente de utilización del cir

cuito magnético, los fabricantes han desarrollado la técnica de la refrigeración por circulación de aceite dirigido contra los arrollamientos de las bobinas.

Un aumento de potencia conduce al aumento del número de vatios a evacuar por unidad de superficie y, por tanto, a un aumento en el gradiente de temperatura entre el arrollamiento y el aceite.

Para remediar éste inconveniente se puede aumentar el número de canales de refrigeración, pero si éstos canales no vienen impuestos por el aislamiento será inoportuno perder el espacio que aquellas necesitan. Por ello se prefiere enviar el aceite a los canales con ayuda de bombas refrigerantes haciendo uso de una propiedad particular de los fenómenos de convección, esto es, reducir la caída de temperatura entre los arrollamientos y aceite de tal forma que será más pequeña para los vatios por unidad de superficies dados, cuanto más elevada sea la velocidad del aceite.

La reducción de ésta misma relación constitu

ye el objetivo de todos los estudios sobre el aislamiento de los arrollamientos.

Con la era de los sistemas interconectados a altas tensiones, la experiencia de los fabricantes en materia de alta tensión ha incrementado en cuanto se refiere al comportamiento frente a las sobretensiones.

Cuando se trata de sobretensiones a frecuencias relativamente bajas, éstas se reparten entre los arrollamientos de acuerdo al número de espiras, o sea de una manera lineal entre los extremos del arrollamiento. Si se trata de sobretensiones atmosféricas, la repartición de éstas sobretensiones en el arrollamiento no llega a efectuarse en función del número de espiras, sino que principalmente se hace con la distribución de las capacitancias de cada arrollamiento, capacitancia en series entre espiras, y capacitancias en paralelo con relación a la tierra. Esta repartición depende de la relación entre las dos capacitancias, y es lineal para un valor lineal de esa relación, con lo que llega a constituirse un problema en número de espiras, a partir de esto es lo que se obtiene un aislamiento cons

tante de cada una de las espiras entre los extremos de los arrollamientos.

Para satisfacer aquella condición referente a la relación entre capacidades, se han obtenido diversidades de arrollamientos, arrollamientos con armadura elementales, arrollamientos en bobinas entrelazadas, alternadas, y asociadas a un circuito magnético entrelazado, y arrollamiento en largas capas concéntricas.

El empleo de cualesquiera de las alternativas permite la obtención de transformadores más compactos.

1.3. ASPECTOS EXTERIORES

En éste aspecto, predomina el referente al medio de transporte.

Si los circuitos magnéticos y arrollamientos difieren de un constructor a otro, todos responden a la misma garantía. Por ello es deseable que, a potencia y tensiones iguales pueda existir la intercambialidad de piezas (pretendido por la normalización), en lo referente, a

los sistemas de refrigeración, y accesorios -
exteriores.

CAPITULO II

ASPECTOS TECNICOS Y DE DISEÑO

2.1. CIRCUITO MAGNETICO

Los circuitos magnéticos de los transformadores están formados por láminas de chapas de silicio de espesor reducido y aisladas.

2.1.1. Pérdidas

Curvas de pérdidas de Fe de densidad de flujo ilustran los valores del acero al silicio laminado en frío para una hoja que tiene un espesor de 0,33 mm., las pérdidas totales son del orden de 1.7 - Watts/Kgm., a densidad de flujo máx., de 1.6 weber/Km², a 50 Hertz 1.7 weber / m² a 60 Hertz.

El contenido de silicio y los procedimientos de laminación (frío o caliente) y de tratamiento térmico que se aplica

proporcionan pérdidas específicas sumamente reducidas y una permeabilidad elevada. A este tipo de láminas magnéticas se les llama de "Cristales Orientados".

El laminado en frío, característica de construcción de los transformadores, es la fácil magnetización, caracterizado por las pérdidas de hierro las cuales a una densidad de flujo B_m , 1.0 Watt / Kgm. (0.33 mm. de espesor) son disponibles, como por ejemplo de acuerdo a la norma Europea" Se dá a continuación las características eléctricas y magnéticas del acero silicón usado en los Transformadores.

El propósito del acero es tener una alta resistencia eléctrica y alta permeabilidad, las pérdidas de histerisis deben ser tan pequeñas como sea posible, mientras que a fin de reducir las pérdidas por corriente de Eddy al mínimo, las laminaciones (chapas) deben

TABLA N° 1

CARACTERISTICAS ELECTRICAS Y MAGNETICAS DEL ACERO SILICON USADO EN LOS TRANSFORMADORES

GRADO	ESPESOR mm.	DENSIDAD g/cm ³	RESISTIVIDAD -cm.	PERDIDA NUCLEO		INDUCCION		
				1.5/60	1.7/60	B3	B10	B25
RG84	0.30	7.65	45	0.52	1.52	1.83	1.91	1.96
RG10			48	0.61	1.75	1.73	1.84	1.91
RG94			45	0.59	1.69	1.83	1.91	1.96
RG10	0.31	7.65	48	0.64	1.88	1.76	1.84	1.91
RG11			48	0.71	2.00	1.74	1.84	1.90

RGN Indica el contenido de acero

B10 Inducción a la fuerza magnética de 1000 A/m. donde es 1000 el número vuelta.

1.5/60 Pérdidas de 1.5 weber/m² - 60 Hertz.

ser tan delgadas como sean posibles, pero siempre guardándola en contra de una débil resistencia mecánica.

2.1.2. Aislamiento

El aislamiento que utilizan las chapas del núcleo son los que se denomina "CARLITE" resistente a una temperatura del recocido de 800°C y que se caracteriza por ser inatacable al aceite y perfectamente adherente. Para las chapas utilizadas en los circuitos magnéticos en los grandes transformadores, este aislamiento es reforzado por una capa de esmalte, barniz u otro material aislante resistente al aceite.

2.1.3. Composición y forma de los núcleos

Son del tipo columna en su mayoría (aunque existen otras composiciones) ya en transformadores grandes, cuando se precisa disminuir la altura total con el fin de no salirse de las posibilidades de transpor-

te, a los circuitos magnéticos se le añade dos columnas suplementarias para el retorno del flujo, lo que reduce a la mitad la altura los yugos horizontales.

La sección recta de los núcleos cuenta con escaleras formados por los yugos y columnas, a las cuales en transformadores grandes se le proporciona canales de enfriamiento.

Consta además de pasadores aislados para el ajuste, el objeto de estas es el de evitar corrientes parásitas. Todos los dispositivos de ajuste se justifica ya - que se consigue con ello:

- Reducir la reluctancia magnética, con lo que se minimiza la corriente de vacío y los niveles de ruido.
- Perfecta conexión con la masa de todas las partes del circuito magnético.

2.1.4. Características

El grado de orientación implica alta permeabilidad y bajas pérdidas de histerisis. Existen diferencia en cuanto a los tipos de núcleos, por su altura y baja densidad, esto tiene influencia en la tercera armonica como también en el aumento o disminución de las pérdidas de hierro, así como también en la distorsión del flujo.

2.2. TIPOS DE BOBINAS

Debe existir alguna relación económica entre la salida y el voltaje del transformador , para un KVA dado existe un voltaje limite más allá del cual el transformador no podría ser económicamente diseñado particularmente teniendo en mente la necesidad de estandarización, inversamente para un voltaje de fase dado, existe un KVA mínimo de capacidad por debajo del cual no podría ser económico.

Estos límites son dictados por la resistencia

cia mecánica y rigidez de los devanados: Así mientras el propósito de los conductores de la bobina puede ser adecuado desde el punto de vista de la capacidad de conducir la corriente perdidas a causa de voltaje, no podrían ser mecánicamente fuertes para resistir las condiciones de cortocircuito que ocurren en el sistema, ni podrían prestarse a los mejores métodos de modernos devanados y procesos de aislación , a medida que aumenta la capacidad de corriente, tales bobinas podrían ser inherentemente débiles debido al bajo factor espacio del material que conduce el mismo.

Existen cuatro tipos de bobinas que son usados sobre los transformadores tipo núcleo:

1. Tipo espiral
2. Tipo bobinas entrelazadas
3. Tipo helicoidal
4. Alternadas

El arreglo o tipo de bobina se lo ha realizado con el fin de obtener:

1. Adecuada resistencia dieléctrica en contra de los varios tipos de voltaje operando en el sistema.
2. Adecuada ventilación
3. Adecuada resistencia mecánica.

TIPO ESPIRAL

Este tipo se utiliza para corrientes altas y por consiguiente utilizado en baja tensión y lo es también para Alta Tensión cuando dicho devanado porta corriente de suficiente magnitud. Son de robusta construcción mecánica ya que son devanado a un sólido cilindro aislado. Este tipo de bobina permite - por si el refuerzo de la aislación entre vueltas, puesto que para proveer esta aislación adicional es necesario devanar fajas de material aislante, papel aislante pressboardo u

otro adecuado material entre vueltas.

La aislación normal entre vueltas puede consistir de faja de aislación, en adición al papel aislante que cubre al conductor, cuando más de un conductor es arreglado en la dirección radial, es necesario introducir transposición a través de la longitud del devanado para minimizar el efecto de resistencia y reactancia de dispersión.

TIPO ENTRELAZADAS

Se lo utiliza en transformadores de distribución por su capacidad limitada a la corriente 20 Amps. Excepto en los terminales adjuntos a los aisladores o a los taps., no se necesita una aislación extra, aparte del papel aislante o del recubrimiento del conductor: Son regularmente conectados en serie.

TIPO HELICOIDAL

Devanado en forma helicoidal, consiste de un número de fajas rectangulares, devanado radial mente en paralelo, de tal forma que cada vuelta separada ocupa la profundidad radial del devanado.

La bobina helicoidal cubre el rango intermedio de corriente y las vueltas total entre la corriente de una bobina espiral y una bobina tipo disco de conductor múltiple. Es adecuado para devanado de bajo voltaje de grandes transformadores desde 11 a 33 KV.

En alto voltaje es suministrado con ajustes de taps para variación de voltaje.

TIPO ALTERNADAS

Cada disco consiste de un número de vueltas - devanados radialmente unas sobre otras, con el conductor pasando ininterrumpidamente de disco a disco.

El conductor puede consistir de una simple faja rectangular o de fajas rectangulares en paralelo, lo que reduce el riesgo de torcerse, a este tipo de devanado se le realiza la transposición - para asegurar buena distribución de corriente.

Está provisto de espaciadores verticales y horizontales, lo que proporciona un sistema de

ductos, proporcionando así una buena circulación del aceite, con lo cual cada vuelta del devanado está en contacto directo con el aceite. Son bien asegurados en contra de una dislocación de las bobinas en servicio. La estructura total de la bobina es mecánicamente sólida y rígida y capaz de resistir los esfuerzos bajo las peores condiciones de cortocircuito. Es económicamente adaptado para utilizar con un final aterrizado (punto neutro).

2.3. ACCESORIOS PARA CONTROL Y PROTECCION

INSTRUMENTOS DE CONTROL:

Protección térmica

Control de nivel de aceite

Protección en contra de fallas internas

Protección en contra de sobre-presiones internas.

PROTECCION TERMICA

La temperatura del transformador debe ser cuidadosamente manejada. Cada transformador ha sido diseñado para incrementar la temperatura estable

cida tanto para el aceite como para los devanados. Para mantener la marcha en condiciones de trabajo, estos límites de temperatura no deben ser excedidos, por el prematuro deterioro que pueden ocasionarse a los sistemas aislantes.

La protección térmica entonces sirve para limitar estas temperaturas, por lo que a los transformadores se los ha previsto de mecanismos que proporcionan señales de alarmas cuando estos valores son excedidos, o cuando son necesarios disparan a la unidad.

TERMOMETROS

Los termómetros son provistos de escalas graduadas y manubrios indicadores, con o sin indicadores máximos y conexión con o sin contactos con alarmas y para disparo.

Estos termómetros pueden ir montados directamente en un depósito termométrico (thermometer - packet) soldadas en las tapas del transformador o pueden ser del tipo de lectura a dis

tancia. En el último caso solamente la válvula de ajuste, está fija dentro del depósito termométrico y la temperatura transmitida al aparato es indicada por medio de la expansión de fluido, en muchos casos mercurio.

TERMOSTATOS

Estos son ajustados a cada valor de temperatura preseleccionada y cuando ésta es lograda abre o cierra contactos. Este termostatos a menudo es usado para arrancar o detener los sistemas de enfriamiento.

RESISTENCIAS TERMOMETRICAS

Estas resistencias diseñadas en el principio de la variación de la resistencia en función de la temperatura (típica de los fabricantes es de 100Ω a 0°C). Cuando incrementa la temperatura, el valor de la resistencia aumenta indicando el valor de la temperatura del transformador.

INDICADORES DE TEMPERATURA DE LOS DEVANADOS

Indirectamente indican la temperatura de los devanados, son más complicados que los anteriores, - pues para ello se inserta un transformador de corriente de relación (I_n/s) (donde I_n es la corriente nominal del devanado) en el devanado. Este devanado está conectado a través de resistencia de calentamiento, el que logra una temperatura dependiente de la corriente. Esta temperatura es indicada sobre un termómetro debido a que la válvula sensora de ella está fija en la resistencia de calentamiento.

Este sistema tiene una desventaja, cuando el transformador tiene ligeras sobrecargas de las cuales no son peligrosas, la resistencia se calienta completamente dando una señal de alarma. Para evitar una señal prematura la resistencia de calentamiento es colocada dentro de un depósito termométrico de tal forma que ello demore o retrase el incremento de temperatura de la resistencia. El incremento de temperatura del aceite es más baja que el de los devanados.

CONTROL DEL NIVEL DEL ACEITE

Debido al importante rol del aceite mineral o sintético es importante que el nivel esté a una altura adecuada, pues ello es condición peligrosa - por las partes vivas del transformador, tales como terminales de los aisladores, circuito magnético, etc., los que dependen del aceite para su aislación y pueden quedar expuestos a nivel o por debajo del mismo. Indicadores de nivel de aceite son disponibles para dar aviso de peligro y son:

a. INDICADORES DE NIVEL DE ACEITE ORDINARIO

Un tubo de vidrio provisto de una brida en el conservador, indica el nivel del aceite usual, una boya plástica está flotando por encima del aceite y proporciona una indicación del nivel de aceite en cualquier momento.

b. INDICADOR DEL NIVEL MAGNETICO

Sobre el exterior de la tapa en la esquina del brida del conservador se provee de un indicador de nivel de aceite manual, que consta de dos magnetos (imanes) y se los provee sobre -

una placa magnética.

c. INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE DEMASIADO ALTO O
BAJO

Es basado en el sistema de boyas sobre la super
ficie del aceite. Cuando el nivel se eleva o
cae el flotador se mueve abriendo o cerrando -
contactos en el circuito de control.

RELE BUCHHOLZ

Este dispositivo además de indicador de nivel
de aceite es usado para otras funciones.

PROTECCION EN CONTRA DE FALLAS INTERNAS

El problema más difícil de todas las fallas es la
detección de una falla interna, que pueden ser di
vididos en tres clases.

CONTACTOS FLOJOS

Fallas entre vueltas adjuntas o parte de las bobinas.

Fallas a tierra a través de los devanados com
pletos.

Las Pérdidas de contactos es la más difícil de las fallas de detectar, debido a que ellos solo producen calentamiento local. Una sobrecarga fuerte o un momentáneo cortocircuito pueden ser suficientes para elevar la temperatura, para romper el aceite, produciendo efectos tales como: el depósito de carbón en la conexión o mediante la formación de gas.

Un cortocircuito entre vueltas puede comenzar mediante el contacto mecánico resultado de una fuerza mecánica, por el deterioro de la aislación, por la excesiva sobrecarga, conexión floja o perforación de la relación.

Fallas a tierra o cortocircuito a través de grandes porciones de los devanados, resultan en grandes valores de corrientes de fallas y evolucionan grandes cantidades de gas por la descomposición del aceite.

Estos gases se elevan y tratan de escapar . Esto es sólo posible en el punto más alto del transformador, esto es a la altura del nivel de aceite del conservador.

A. MEDICION DEL VOLUMEN DE GAS - RELE BUCHHOLZ

A fin de proteger el transformador un dispositivo es montado en el tubo que va del tanque al conservador y es diseñado como trampa de cualquier gas que puede desprenderse del aceite. Operará para pequeñas acumulaciones de gas por un período de tiempo o para grandes fallas, el cual forza el aceite a través del relé a altas velocidades. Este dispositivo es capaz de detectar gas, el cual pueda que no sea el resultado de una falla, pero el cual puede ser debido al desgaste del aceite por una repentina reducción de la presión.

B. MEDICION DE LA VELOCIDAD DE FORMACION DEL GAS

La velocidad de formación de gas es una indicación de la potencia disipada por un arco. Es proporcional a la potencia del arco, e inversamente proporcional, al volumen del espacio de gas. Un relé usado para este fin operará sobre la diferencia de presión existente entre el espacio gaseoso y presión interior del relé. El orificio iguala estas dos presiones para cambios de

presión debido a la operación bajo carga y a cambios de temperatura ambiente.

Sin embargo, una rápida elevación de presión en el espacio gaseoso del transformador, debido a una falla, dá como resultado la operación del relé, arcos eléctricos de gran energía incluyen una gran cantidad de gas, el cual opera al relé en un corto tiempo. El tiempo de operación es muy largo para arcos de poca energía. Este relé es exactamente igual al Relé Buchholz.

PROTECCION EN CONTRA DE SOBRE-PRESIONES INTERNAS

La protección del transformador en contra de sobre-presiones es provisto por el relé Buchholz , pero en algunos casos el cliente encuentra que éste no es efectivo y que el relé Buchholz no responde completamente. Por esta causa un sistema de protección extra es posible.

a. RESPIRADERO DE EXPLOSION : Una tubería es montada sobre la tapa con su parte superior cerrada mediante un diafragma. Cuando la sobrepresión en el transformador es demasiado alta, el diafragma es roto y el aceite es forzado hacía

afuera del tanque a través de la tubería.

b. RELE DE SOBRE-PRESION: Este relé es construído para descubrir presiones indebidamente altas pero a causa de las presiones que pueden llegar a $0,56 \text{ Kg/cm}^2$, estos relés deben ser operados solamente a altas presiones, y no son muy sensitivos a incrementos de presión, el cual puede ocurrir durante una falla.

El dispositivo de sobre-presión abre mecánicamente cuando una excesiva presión es lograda y es verdaderamente un dispositivo de respaldo para evitar el daño consecuente de ruptura eléctrica del tanque. Este dispositivo alivia la presión del gas sin expulsar grandes cantidades de aceite.

La desventaja de este dispositivo es que cuando el incremento de la presión es muy grande, tal que el aceite no puede ser liberado por la ventolera de explosión o por la válvula de presión, el tanque tiende a romperse, por lo que este sistema, no logra ser efectivo.

2.4. AISLADORES

Los aisladores utilizados para transformadores, dependen de las características y dimensiones del voltaje y corriente que ellos deben transmitir, los hay para servicio exterior e interior; en el caso de transformadores utilizados para servicio interior el contorno de la porcelana es tan simple como sea posible, a diferencia de los utilizados para uso exterior que deben ser provistos con un declive para agua (water - shed), y regularmente trabajan con el terminal inferior en aceite aislante y el superior al aire. En algunos casos el aislador sirve como conexión entre una caja de terminales y el devanado del transformador.

Los aisladores que consisten de una celda de porcelana, llenados o no con aceite aislante son usados para voltajes hasta de 66 KV, otros utilizan el tipo pasa-tapa (re-entrant) cuyo fin es obtener una distribución uniforme del voltaje en la parte inferior, liberándolo de concentración de sobrevoltaje.

Los aisladores utilizados en transformadores corres

ponden a dos tipos:

- Para fuertes intensidades de corriente (por el orden de los 20 KA.

- Para tensiones elevadas (hasta los 1.000 KV)

a. AISLADORES PARA INTENSIDADES DE CORRIENTE ELEVADA

Se construyen hasta 20 KA y 36 KV, tienen en su parte inferior una o más piezas para realizar el empalme con las conexiones de los devanados, y en su parte superior terminales con conectores para realizar el enlace con las líneas de la Red. Un aislador de porcelana rodea el conductor central dejando su suficiente espacio para el llenado del aceite aislante. En la parte superior tienen un tornillo de sujeción, tipo tapón para que quede lleno de aceite antes de ponerlo en servicio. Son bastante sólidos resistiendo por lo tanto a los esfuerzos electrodinámicos de cortocircuitos.

b. AISLADORES PARA TENSIONES ELEVADAS

Son del tipo condensador, y están proyectados normalmente para intensidades de hasta 1.600 amperios . Existen de dos tipos de aislamiento.

- De aislamiento sólido s.r.b.p.(synthetic resin bonded paper) constituido principalmente por papel revestido e impregnado en resina sintética.
- De papel impregnado en aceite o.i.p.(oil impregnated paper), usados cuando se deben efectuar en sayos con descargas parciales.

Ambos están formados por un cuerpo aislante de papel especial enrollado sobre un tubo de cobre, diversas armaduras son insertadas en el aislante formando condensadores cilíndricos y coaxiales que hace que la tensión se distribuya linealmente sobre el tubo de cobre, como en la superficie aislante . Luego viene la envolvente de porcelana que protege al cuerpo aislante contra agentes externos.

Las siguientes consideraciones deben ser encontradas en los aisladores puestos que éstos deben guardarlos en contra de las diversas tensiones o sobretensiones encontradas, sea tanto en servicio normal así como en las pruebas requeridas.

a. ESPACIAMIENTO AIRE - TIERRA

En vista de las distintas sobretensiones encontra

das en servicio normal, este espaciamento tiene que ser suficiente y puede ser determinado por otro factor llamado distancia de contornamiento. En atmósferas contaminadas, la resistencia a las descargas, bajo condiciones húmedas y aún cuando trabajen en condiciones normales sin sobrevoltajes dependen de este factor, que es la distancia, entre la alta tensión y tierra y la proporción de ella protegida por la lluvia, los fabricantes proporcionan la máxima distancia de contornamiento para una longitud dada del aislador.

b. ESPACIAMIENTO ACEITE TIERRA

Este espaciamento es localizado en la parte inferior del aislador, las especificaciones demandan una ruptura interna (regularmente del 45 %), por encima del valor resistido por el aire.

Las sobretensiones a frecuencia industrial y las de impulso, han sido requeridas para especificar estas características para ambos tipos de aisladores.

c. LONGITUD DE LAS CAPAS A TIERRA

Esta longitud es determinada regularmente por los

requerimientos de transformadores de corriente o también por las consideraciones de montaje.

d. ESTABILIDAD TERMICA

Con los aisladores tipo s.r.b.p el factor de potencia a la temperatura máxima lograda por el transformador, cerca de los 80°C, es considerable - alto por lo que produce elevadas pérdidas dieléctricas, ésto sucede sin embargo en los niveles de tensión de 132 KV en adelante.

2.5. TIPOS DE ENFRIAMIENTO

- Enfriamiento Natural

Todos los tipos de enfriamiento dependen del movimiento o flujo del líquido desde la superficie de la bobina hacia la parte superior del tanque y hacia el exterior del tanque o superficie de enfriamiento; en los transformadores con enfriamiento natural, el aceite tiene una circulación cuyo sentido es mostrado en la figura respectiva.

El aceite sube hacia la parte superior al ser ca

lentado por la bobina y núcleo y es sumergido otra vez cuando es enfriado por las paredes del tanque o por las diversas formas de enfriamiento.

El flujo del aceite entonces, tiene un efecto - muy importante sobre la temperatura en los varios puntos del sistema, bobina - aceite - superficie de disipación, siendo deseable tener un buen flujo, tal que la condición de aceite muy caliente en la parte superior y aceite muy frío en la parte inferior sea evitado.

El problema con este tipo de enfriamiento (a mediada que aumenta la potencia de calor a disipar) es el de evitar las denominadas, áreas estancadas de aceite, formadas por la pequeña diferencia de temperatura habida entre la superficie - del tanque y el sistema activo de calor (núcleo y bobina), y es esta diferencia de temperatura la que hace circular al aceite pero en forma - muy lenta, lo que funciona muy comodamente para transformadores de capacidad pequeña (transformadores de distribución), no así en unidades - grandes, (transformadores de potencia), en el

que es necesario utilizar superficies de disipación mayores, tales como los del tipo aletas, - que es utilizado para transformadores de hasta 2 a 4 MVA de capacidad, mayores de esta capacidad es recomendable la utilización de radiadores, (te_{niendo} gran ventaja, si estos son del tipo desmontable para fines de mantenimiento, o en su lugar tubo de enfriamiento.

En todos ellos, las distintas formas de superficie son eficientes para que por convección y radiación, se disipe la totalidad de la energía que se pierde en forma de calor.

ENFRIAMIENTO FORZADO - VENTILADORES

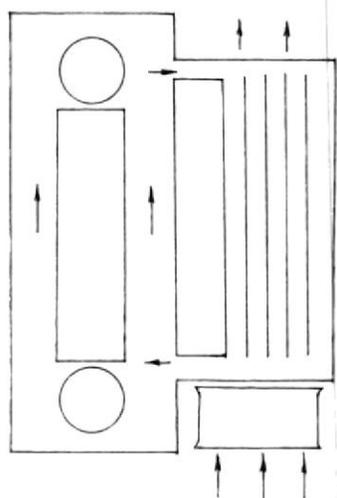
Cuando la capacidad de los transformadores incrementa, las pérdidas son también altas, por lo que superficies de enfriamiento más grandes son necesarios, consecuentemente más radiadores y más elementos por radiadores pero ellos representan un problema por la cantidad soldadas a la superficie del tanque, con el fin de reducir el número de radiadores en los grandes transformadores, se utiliza en aquellos, el enfriamiento mediante la

circulación del aire por medio de los ventiladores.

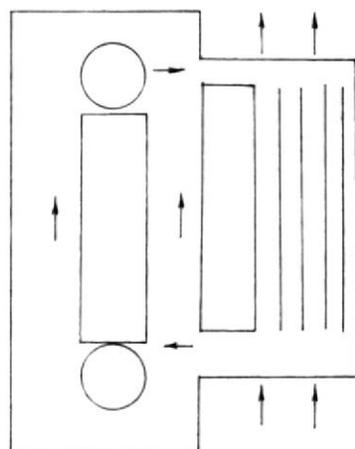
Debido a la diversidad de esta superficie y de los ventiladores mismos, no existe una guía que rija la aplicación de los mismos, los ventiladores son usados para incrementar la convección del calor, desde la superficie de radiación del calor, por igual al 100 %, sin tener excesiva potencia de ventilación o ruido de los ventiladores.

Este incremento en la capacidad de disipación, se lo hace a partir de un cierto porcentaje de la capacidad nominal (60 - 70 %) arrancando los ventiladores. Existen varias formas de producir la ventilación, unos reparten el aire uniformemente sobre los radiadores, otros emplean radiadores individuales provistos de ventiladores también individuales, y terceros los diseñan tal como se muestra en la figura siguiente, el cual parece ser el más aceptable, pues a diferencia de los demás, expulsa el aire al exterior, a través de la mayor parte de la superficie de enfriamiento.

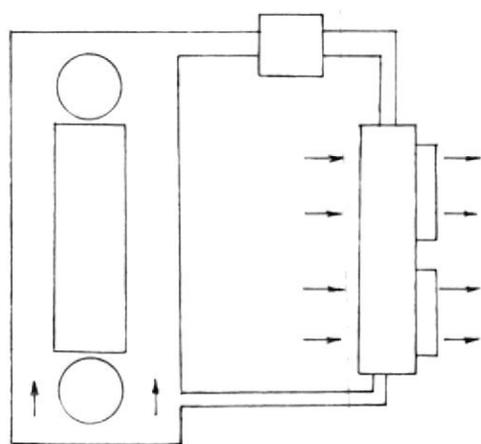
El 60 - 70 % de la capacidad nominal, significa - que aún estando detenidos todos los ventiladores



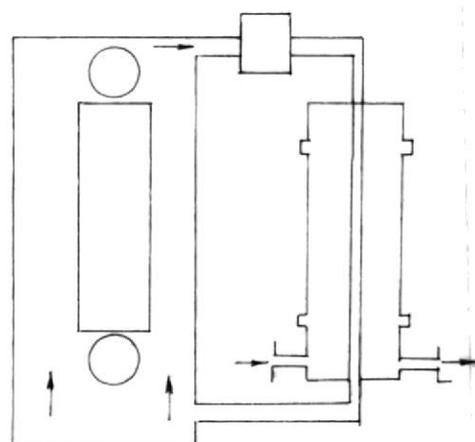
CIRCULACION FORZADA



CIRCULACION NATURAL



ACEITE Y AIRE FORZADO



ENFRIAMIENTO POR AGUA

FIGURA N° 2.1.

para enfriamiento, el transformador puede operar cierta capacidad sin peligro alguno.

Desde el punto de vista económico, este tipo de enfriamiento es más barato, puesto que la superficie de enfriamiento muy grande es más caro que la implementación de ventiladores, además de que se obtiene una disipación del calor más rápida, por lo que el transformador puede entregar una capacidad mucho mayor.

Los ventiladores standard tienen un desplazamiento del aire de cerca de 300 metros cúbicos por hora, debiendo especificarse ventiladores con bajo nivel de ruido.

Para evitar las "áreas estancadas" de aceite se debe especificar ventiladores de reservas, además de un higrostató para evitar la humedad en las áreas tropicales.

CIRCULACION FORZADA DE ACEITE (BOMBAS) Y VENTILACION FORZADA

En los transformadores pequeños, la proporción de

pérdida de calor por radiación es muy alta, y los ventiladores, los cuales incrementan la convección son efectivos en transformadores grandes, donde el calor es disipado en grandes cantidades por convección. En transformadores de 4 MVA, el calor que debe ser disipado es más del 50 %, sin excesivo ruido ni potencia de los ventiladores, permitiendo un incremento en capacidad de 33 %. Sin embargo, que para transformadores de mayor capacidad 15 MVA, la disipación del calor debe ser incrementado al 100 %, pero al costo de mayor potencia y ruido de los ventiladores, lo que permite un incremento de carga del 60 %. Pero debe tenerse en cuenta que para estos casos se puede incrementar la diferencia de temperatura - conductor aceite, - desde los 10° hasta 25°C, y si se tiene una temperatura del punto más caliente mucho mayor, esta diferencia podría incrementarse, es decir habrá una mayor disipación de calor que tiene que ser disipada por los ventiladores, por lo que justifica incrementar la cantidad de aceite para ser enfriadas en las superficies de enfriamiento.

Existen diferencias entre los muchos arreglos de sistemas de enfriamiento, circulación forzada de aceite - ventilación forzada.

1. El uso de radiadores, tipo tubulares, el cual permite un amplio flujo del aceite cuando las bombas son detenidas, de tal forma que el transformador puede ser cargado al 100 %, sin ninguna bomba o ventilador, y al 167 % de su capacidad con bombas y ventiladores.
2. El uso de enfriadores tipo-pestañas (Fin-type) en los cuales el flujo del aceite y aire es tan restringido, que muy poco calor puede ser disipado si las bombas y ventiladores no están en operación. Estos enfriadores disiparán solamente cerca del 5 % de su capacidad normal bajo esta condición, lo que significa que los transformadores se sobre-calentarán rápidamente, cuando no estén los equipos de enfriamiento funcionando. Ver figura respectiva.

ENFRIAMIENTO POR CIRCULACION FORZADA DE ACEITE - ENFRIADO POR AGUA

Este método tiene características similares al método anterior, la diferencia está en que el aire forzado es reemplazado por agua, que es bombea

da alrededor de tubos llenos de aceite. Figura N° 1 siendo preciso contar con una cantidad de agua de aproximadamente un litro por minuto y por kilovatio de pérdida.

La desventaja de este método es que por averías en la tubería el agua puede dañar el aislante y los devanados del transformador. Además de que se debe de tomar en cuenta los depósitos corrosivos que obstruyan la circulación normal de la misma.

El cuadro siguiente resume el costo de los distintos sistemas de enfriamiento.

TABLA N° 2
COMPARACION DE COSTOS DE LOS SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO

SIST.DE ENFRIAMIENTO	COSTO DEL REFRIGERANTE Y ACCESORIOS	CONSUMO DE ENERG.DEL ENFRIA.	COSTO TOTAL
a.Enfriamiento natural	1	0.00	1
b.Radiadores debilmente ventilados	0.88	0.05	0.93
c.Circulación de aceite y ventiladores	0.78	0.33	1.11
d.Circulación de aceite, con refrigeración separado (agua)	0.75	0.19	0.94

Se observa que los métodos b y d son relativamente del mismo costo, siendo la más cara la disposición c.

CAPITULO III

CAPACIDAD DE SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES

3.1. INFLUENCIA DEL MEDIO AISLANTE

Cualquier transformador de potencia específica puede tener una correcta capacidad de sobrecarga para un conjunto de condiciones dadas, sobre un período determinado. Existen normas ANSI, NEMA BRITANICA, que proporcionan guías para poder extraer la mayor utilidad posible de los transformadores, cargándolos con una potencia superior a su valor nominal durante una fracción de su ciclo de carga.

A los transformadores los encontramos normalmente sirviendo una carga determinada; cuando su carga crece, los transformadores y los equipos son sobrecargados con él, (ya que forman parte de una subestación o de un sistema eléctrico de generación llegando a un límite que requiere modificar, ya sea añadiendo otra unidad que ayude a solventar la unidad ya existente o a aprovechar al máximo las características del transformador, teniendo en cuenta el envejecimiento acelerado del aparato debido a la sobrecarga.

Podemos entonces establecer una relación en base al efecto térmico del transformador y las características de la pérdida de vida, a fin de determinar la carga que puede incrementarse por encima del valor nominal, evaluando las pérdidas en vida y como se ven afectados los requerimientos standard, que las mismas guías lo reconocen; al observar el efecto térmico vamos a ser uso de los gradientes del punto en caliente (hot-spot) curva de vida, pérdida de vida para varias temperaturas y selección de la temperatura ambiente.

El método a seguir toma en cuenta las fórmulas dadas por ANSI, puesto que ellos representan un consenso industrial. El criterio de lo que constituye, las pérdidas de vida de la aislación del transformador es tan variado y hasta en la actualidad, difícil de arribar a una conclusión sobre las pérdidas de vida, por la que utilizaremos absolutamente las normas ANSI.

De otro lado, algunos comparten el criterio del factor probabilístico que podría ser requerido, dependiendo del efecto térmico, característica eléctrica y mecánica, condiciones de carga, dife

rencia entre fabricantes, ciclos de temperatura ambiente: Este tipo de aproximación es inaceptable y por lo tanto la curva de pérdida de las normas continúan siendo usadas.

Analizaremos entonces los factores que toman en cuenta el efecto térmico:

1. La temperatura de operación debe ser limitada para evitar el rápido deterioro de la aislación a temperaturas altas, puesto que los materiales usados para su construcción están propensos a daños por efectos de la temperatura, humedad.
2. Las clases de evento que contribuyen al aceleramiento del deterioro del aislamiento son: a) Deterioro sobre un período de tiempo largo expuesto a humedad, temperaturas, etc., que debilitan al aislamiento; b) accidentes de operación los cuales someten al aislamiento a esfuerzos mecánicos y eléctricos que debilitan la misma más allá de su resistencia.

FUENTES DE DETERIORO

La aislación debe mantener una adecuada rigidez dieléctrica en contra de los impulsos del sistema y adecuada resistencia mecánica en contra de los esuerzos de cortocircuito. En transformadores tipo seco, la aislación debe tener una adecuada rigidez eléctrica, cuando expuesta a condiciones de huumedad y al oxígeno en la atmósfera. Deterioro y pérdidas de estas cualidades ocurrirá en diferentes modos en los diferentes materiales.

El papel aislante en el aceite es probablemente el más usado. Cuando el papel es calentado bajo el aceite por largo período de tiempo, ocurren pérdidas de la rigidez mecánica, la rigidez dieléctrica es entonces duramente afectada hasta que el papel se torna quebradizo y se quema, hasta el punto que los carbones libres llegan a ser conductores. El deterioro es complicado por la cantidad de agua liuberada por la descomposición, el cual puede significa pérdidas dieléctricas y rupturas térnicas . Antes de que ésto ocurra, la rigidez mecánica será reducida de tal forma que el papel aislante pueda no ser capáz de resistir los esfuerzos de cortocircuito.

Por lo tanto, se considera a la rigidez mecánica como una medida del deterioro del aislamiento, es decir de consumo de la vida útil.

Existen varios modos de definir la rigidez mecánica del papel aislante, pero el más significativo y de fácil medición es la resistencia a la tensión. (1).

CAUSAS DE LAS PERDIDAS A LA RESISTENCIA DE LA TENSION EN EL PAPEL AISLANTE DENTRO DEL ACEITE

El papel aislante es un producto fabricado de compuestos orgánicos, principalmente de celulosas y la complicada disposición de la fibra hace difícil la previsión de su comportamiento físico y químico a las muy variadas posibilidades de condiciones de trabajo en que puede encontrarse el interior de un transformador: temperatura, tiempo de mantenimiento de la temperatura, presencia de humedad en el aceite, presencia de oxígeno (producto de reacciones químicas), de impurezas en suspensión en el aceite y todos los posibles productos de las reacciones químicas (veáse Cromatografía - de Gases).

Un análisis de las pérdidas de resistencia a la tensión que relaciona todas las variables mencionadas, no puede ser exacto, en el extremo opuesto, un análisis completo resulta demasiado complicado. Un compromiso entre los extremos anteriores, es analizar las pérdidas de la resistencia a la tensión como función de la temperatura y del tiempo que esta se mantiene, teniendo en cuenta otras variables mediante correcciones aproximadas.

RESISTENCIAS A LA TENSION DEL PAPEL AISLANTE EN FUNCION DEL TIEMPO Y LA TEMPERATURA

Se han efectuado muchos estudios teóricos y experimentales para expresar dicha relación funcional. Un resumen de los resultados es el representado por los gráficos de las figuras 1 y 2. Los valores de la figura N° 1, corresponden a los resultados de los investigadores, Dakin y Malustow obtenidos alrededor de 1.950 y los de la 2 a los resultados de Motsinger (1.930) como conclusión de ambos se puede decir, que para que el material aislante dure 20 años, atendiendo al valor de su resistencia a la tensión mecánica, su temperatura

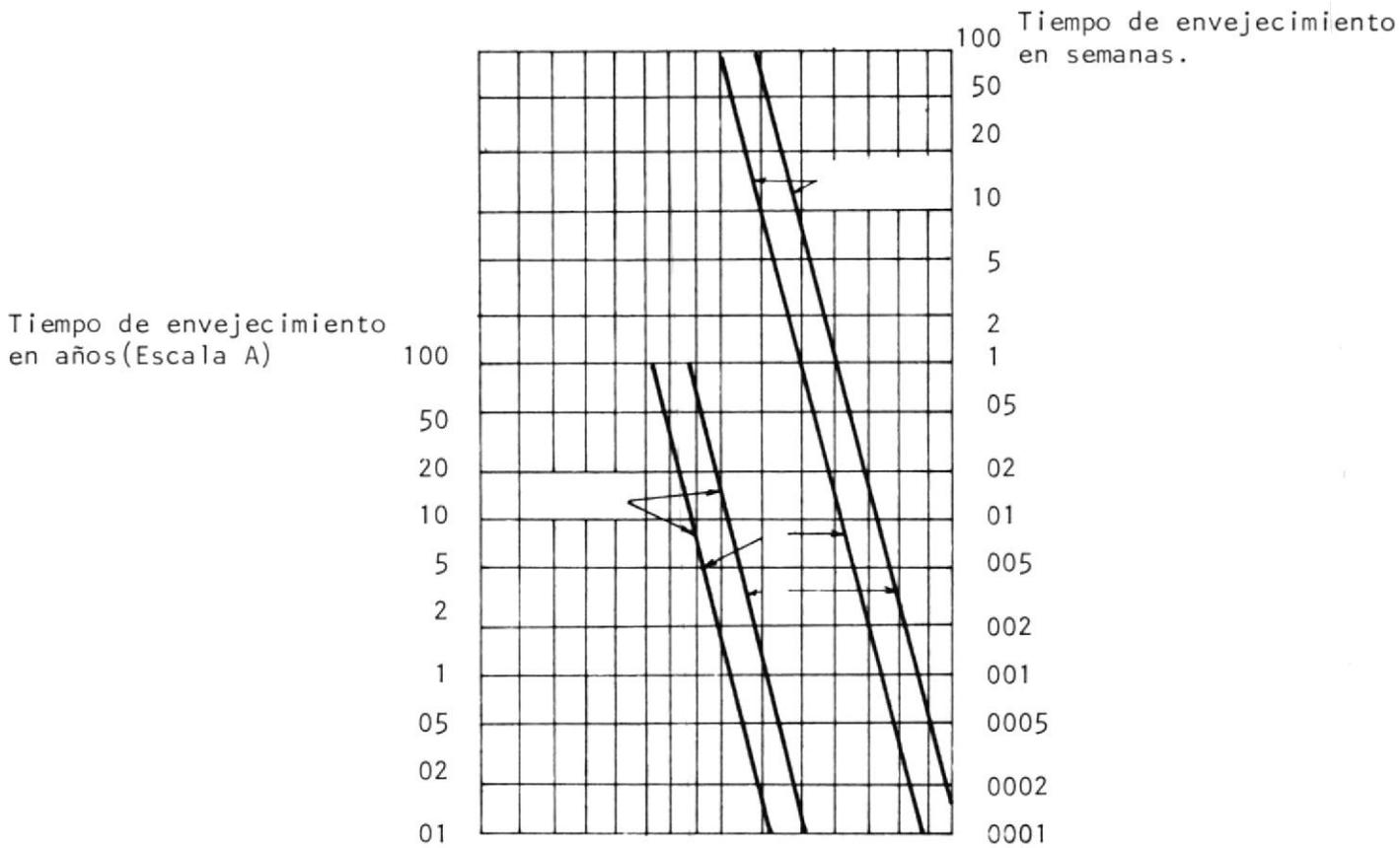


FIGURA N° 3.1. TEMPERATURA EN GRADOS CENTIGRADOS: CURVA 1: TIEMPO PARA QUE LA RESISTENCIA MECANICA A LA TENSION BAJE HASTA EL 80 % DE SU VALOR INICIAL. CURVA 2: Id. PARA EL 20 % DEL VALOR INICIAL.

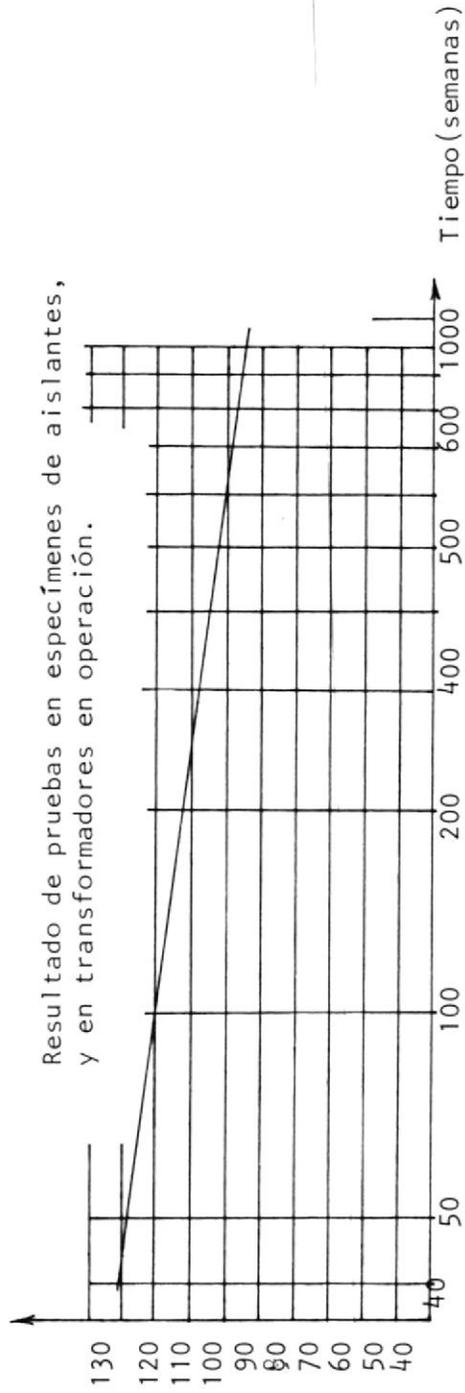


FIGURA N° 3.2. TIEMPO EN QUE SE ALCANZA LA DETERIORACION MECANICA TOTAL EN AISLAMIENTO DE CLASE A SUMERGIDO EN ACEITE.

de operación debe ser alrededor de los 95 °C. Este valor típico es aceptado teniendo en cuenta las normas pertinentes.

3.2. LIMITES DE TEMPERATURA PARA EL AISLANTE EN EL ACEITE

La figura 1, muestra cuando toma el aislante para perder el 20 % de su resistencia a la tensión y también el 80 % de su resistencia a la tensión, de la misma figura para 95°C toma cuatro años para que la resistencia mecánica baje el 20 % de su valor inicial, y 30 años para que baje el 80 %.

TEMPERATURA AMBIENTE

Puesto que la temperatura total de la aislación es el factor principal para determinar la vida del aislamiento (del transformador), la temperatura ambiente es un factor importante en determinar la capacidad de sobrecarga del transformador, ya que la temperatura en el material aislante es igual a la suma de la elevación de la temperatura con respecto a la ambiental, producida por la carga eléctrica del transformador más el valor de dicha temperatura ambiental.

La norma ANSI, establece procedimientos para el cálculo de dicha temperatura de reportes proporcionados por el Instituto, Comité Weather que es tablece lo siguiente:

- (1) Temperatura promedios Diarios
- (2) Temperatura máxima promedio Diario

Cada uno de ellos correlacionados de que se tome como ciclo de cargas diarias, estacionales o anua
les.

Las normas Europeas en general, fijan el campo de aplicación y lo constituyen transformadores que -
trabajan en temperatura de medios ambientes de:

- (1) 30°C como máximos para temperaturas promedios
en un día cualquiera.
- (2) 20°C como máximo para la temperatura promedio
en un año cualquiera.
- (3) 40°C como máximo absoluto durante la operación
del transformador.

ALARMAS DE TEMPERATURA

Las alarmas de temperatura son usadas solamente pa

ra transformadores con circulación forzada de aceite, puesto que estos transformadores son más susceptibles a excesiva temperatura causado por pérdidas completas o parcial del equipo de enfriamiento, también porque esta clase son los más grandes e importantes del sistema.

Las alarmas de temperatura en la parte superior del tanque (Temp Top - Oil) son ajustadas a aproximadamente 5°C por encima de las temperaturas máximas resultantes de las sobrecargas normales.

La alarma para la temperatura del punto más caliente (temp.Hot Spot) es ajustada a los 115°C para aislamiento de 65°C , Transformadores autorefrigerados, no están sujetos a fallas de enfriamiento y el control de la carga dentro de la capacidad estimada ofrece suficiente protección en contra de las temperaturas excesivas.

Pérdida de cualquier tipo de enfriamiento causará la operación de la alarma del transformador, mientras que la pérdida completa del equipo, simultáneamente operará la alarma general y la alarma de la temperatura del punto más caliente, significan

do pérdida total de los enfriadores con una pérdida completa del enfriamiento, el transformador se disparará completamente cuando la temperatura del punto más caliente llegue a los 140°C .

TEMPERATURAS MAXIMAS LIMITANTES

Sobrecargas para condiciones normales son siempre limitadas por las pérdidas de vida del aislamiento y no por las máximas condiciones de temperatura. Bajo condiciones de emergencia y dependiendo de la duración de la misma, la capacidad de sobrecarga debe ser limitada por las pérdidas de vida o por las temperaturas máximas permitidas (Temp . Top-Oil) y (Temp Hot.Spot). En los transformadores antiguos con mínimo punto de inflamación de 135°C la temperatura en la parte superior del tanque de 105°C , mientras que en transformadores modernos con mínimo punto de inflamación de 145°C , dicha temperatura es de 115°C , en cualquier caso un margen de 30° para el punto de inflamación es mantenido. Este margen es permitido para la posibilidad de que la emergencia podría ser mayor que la anticipada, y podría ocurrir un día en que la temperatura ambiente exceda la temperatura usada

para determinar la capacidad.

3.3. CALCULO DE LA CAPACIDAD DE SOBRECARGA.EJEMPLO

METODO SIMPLIFICADO-EMPLO DE TABLAS

Debido a las variaciones hora a hora, tanto de la carga eléctrica como de la temperatura ambiental, las normas mencionadas anteriormente, consideran procedimientos de cálculos considerados, mediante el uso de tablas, para determinar la capacidad de sobrecarga de los transformadores.

Las tablas consideran los siguientes factores:

1. Diagrama de carga simplificada
2. Temperatura Ambiente
3. Sistema de refrigeración del transformador (autorefrigerado por aire con circulación forzada de aceite, con refrigeración forzada de aire, - etc.).
4. Duración de la sobre-carga

El resultado que dan las tablas, obtenible por lectura directa, o por sencillas interpolaciones, es el factor de sobrecarga que multiplicado por la po

tencia nominal, permite determinar la potencia - que es posible extraer del transformador en las condiciones específicas. Para aclarar el procedimiento se dará en ejemplo tomo de referencias.

Sea el banco trifásico de 65 MVA, formado por 3 transformadores monofásicos de 21 2/3MVA c/u - 22/60KV, 60 Hz con refrigeración forzada. Se tiene el diagrama de carga de la figura N° 3. Se - utilizará la norma ANSI C-57-92 Guide for Loading Oil Immerged Distribution and Power Transformer. Esta guía es considerada como muy conservadora - por algunos fabricantes.

Se asume una temperatura de 30°C en Guayaquil, para lo cual utilizamos la tabla de la guía que figura más adelante.

En primer lugar procederemos a simplificar el - diagrama de carga real, convirtiéndolo en otro equivalente del tipo escalonado.

El período de punta es el comprendido entre los 18 y las 22 horas inclusive. El valor RMS de - la carga en este período es de:

$$I_{\text{Punta}} = \sqrt{\frac{770^2 \times 0,5 + 815^2 \times 0,5 + (790^2 + 750^2 + 680^2) \times 1}{22 - 18}} = 754 \text{ A}$$

Siguiendo las recomendaciones de la guía de carga, continua equivalente en el período que precede a la Punta debe tener en cuenta la carga de las 12 horas previas al período de Punta. El valor RMS de esta carga será:

$$I_{\text{Previos a la punta}} = \sqrt{\frac{1}{8-6} \{310^2 + 375^2 + 510^2 + 515^2 + 555^2 + 545^2 + 500^2 + 485^2 + 485^2 + 562^2 + 500^2 + 635^2\}}$$

I_{punta} a $I_{\text{previa punta}}$ se encuentran representada por línea gruesa.

$$I_{\text{nominal a 60KV}} = 626 \text{ A}$$

$$\text{Punta de carga} = \frac{754}{626} = 1,2 = 120 \%$$

$$\text{Carga previa punta} = \frac{501}{626} = 0,8 = 80\%$$

$$\text{Duración de la Punta de carga} = 4 \text{ horas}$$

Verificando si el transformador puede soportar la

TABLA N°2: 92-01.250 B

PUNTAS DE CARGA DIARIAS, EN VALORES UNITARIOS RESPECTO A LA POTENCIA DE PLACA, QUE NO ALTERAN LA VIDA UTIL NORMAL

Para transformadores con ventilación forzada tales que: $\frac{\text{Potencia con ventiladores conectados}}{\text{Potencia con ventiladores desconectados}} \leq 1.33$

DURACION DE LA PUN TA DE CAR GA EN HO- RAS	CARGA CONTINUA EQUIVALENTE QUE PRECEDE A LA PUNTA DE CARGA, EN % DE LA POTENCIA NOMINAL																	
	50 %						70 %						90 %					
	Temperatura ambiente en °C						Temperatura ambiente en °C						Temperatura ambiente en °C					
	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
1/2	2.00	2.00	1.97	1.82	1.66	1.49	2.00	2.00	1.89	1.74	1.58	1.40	2.00	1.92	1.77	1.61	1.43	1.25
1	1.90	1.77	1.64	1.50	1.35	1.19	1.84	1.71	1.57	1.43	1.28	1.11	1.77	1.63	1.49	1.35	1.19	1.00
2	1.64	1.53	1.42	1.29	1.16	1.02	1.61	1.50	1.38	1.26	1.12	0.97	1.58	1.46	1.34	1.21	1.08	0.91
4	1.46	1.36	1.26	1.15	1.03	0.90	1.45	1.35	1.24	1.13	1.01	0.88	1.44	1.34	1.23	1.11	1.00	0.85
8	1.37	1.27	1.17	1.07	0.96	0.84	1.37	1.27	1.17	1.07	0.96	0.83	1.36	1.27	1.17	1.06	0.95	0.83
24	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	0.78	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	0.78	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	0.78

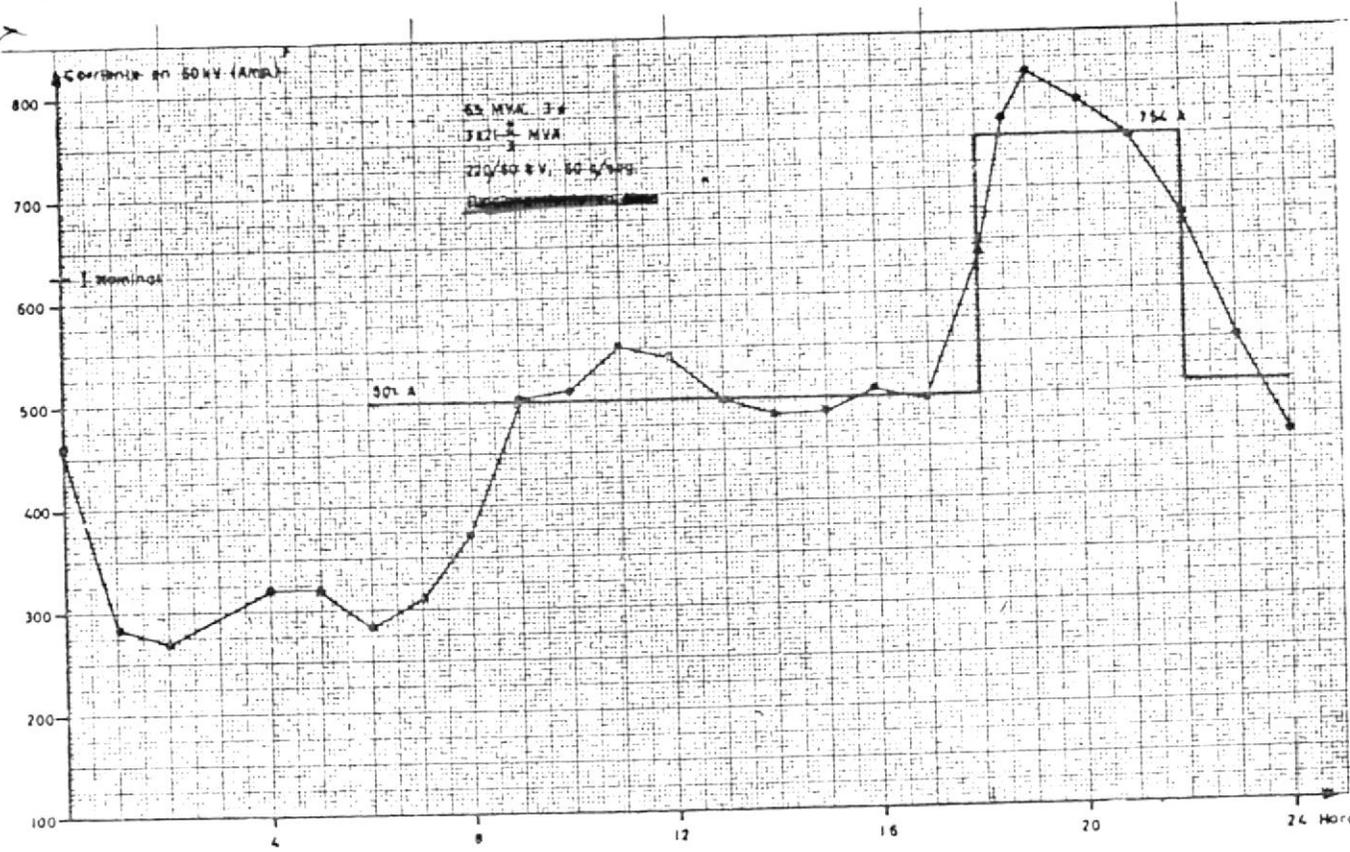


FIGURA N° 3.3.: DIAGRAMA DE CARGA

sobrecarga de punta sin sacrificio de la vida útil. De la tabla 2: ASA-92-01.250B y para 80% de carga y 4 horas de duración, el transformador soporta una gran carga admisible de 121%, como la nuestra es de 120% se concluye que el transformador soporta la punta larga sin sacrificio de la vida esperada.

METODO ANSI - FORMULAS UTILIZADAS

A. Estado Estable

Elevación de la temperatura en la parte superior del tanque para carga constante.

$$O_u = T_o \left\{ \frac{CK^2 R + 1}{R + 1} \right\}^n \quad (1)$$

O_u = Elevación final de temperatura en la parte superior del tanque sobre la temperatura ambiente a la carga, K en p.u.

T_o = Elevación de la temperatura en la parte superior del tanque sobre la temperatura ambiente determinada por prueba de fábrica.

K = Carga en p.u. de los KVA nominales.

R = Relación de las pérdidas de carga a las pérdidas sin carga sobre el tap de prueba (o sobre el tap de voltaje nominal).

n = 0.8 para transformadores auto-refrigerados (0.8 A)

0.8 para transformadores con ventilación forzada. (0A/FA)

1. para transformadores con circulación forzada FOA o de triple capacidad.

FACTOR DE CORRECCION DE RESISTENCIAS

Este factor es utilizado para compensar las pérdidas por variación de las pérdidas de carga. Con la temperatura de los devanados, la diferencia entre las temperaturas promedios de los devanados y del punto más caliente a carga nominal son de 5° y 10° C, y se usa para el cálculo de corrección temperatura de 85°C para diseños de 55°C y de 95°C para diseños de 65°; con el factor.

$$C_r = \frac{234.5 \times \text{temp. del punto más caliente por sobrecarga}}{234.5 + 85^\circ} \quad (2)$$

Las pérdidas de carga tiene dos componentes, nomi-

nalmente las pérdidas del conductor debido a las corrientes de carga que fluyen a través de la resistencia d.c., de los devanados y pérdidas de dispersión debido a las corrientes de eddy:

$$C = C_r \left(\frac{\text{Pérdida de cobre}}{\text{Pérdidas con carga}} \right) + \frac{1 - \frac{\text{Pérdida de cobre}}{\text{pérdida con carga}}}{C_r}$$

La relación típica de p.u./ pérdida carga es 0.8, por lo que:

$$C = 0.8 C_r + \frac{0.2}{C_r}$$

B. Estado Transiente

$$\theta_o = (\theta_u - \theta_i) \left(1 - e^{-\frac{t}{\zeta}} \right) \theta_i \quad (3)$$

θ_o = Elevación de la temperatura en la parte superior del tanque sobre la temperatura ambiente, cuando $t \rightarrow \infty$ y a una carga L).

θ_i = valor de θ correspondiente a $t = 0^\circ\text{C}$.

ζ = constante térmica del transformador en horas, para el intervalo de elevación de temperatura θ_i a θ_a .

$$\theta_{hs} = \theta_o + \theta_i$$

θ_{hs} = elevación de la temperatura más caliente sobre la temperatura ambiente al final del período t.

DETERMINACION DE LA CONSTANTE DE TIEMPO

La constante de tiempo es la demora de tiempo que podría requerir la temperatura para elevar la temperatura del aceite desde un valor inicial hasta un valor final, si la variación inicial fuera continua hasta lograr la temperatura final. A los KVA nominal, comenzando con un incremento inicial de cero, la constante

$$\zeta_r = \frac{HT_o}{P_{fe}} \quad (4)$$

ζ_r = constante de tiempo de la elevación de la temperatura en la parte superior del tanque en horas.

P_{fe} = pérdidas totales a los KVA nominales sobre la temperatura, el Tap de prueba.

H = Capacidad térmica del transformador. La capacidad térmica de los transformadores auto refrigerados ($n = 0.8$) es obtenida a partir de la fórmula siguiente, en función del peso en kilogramo del material en el transformador.

$$H = 0.132 (\text{peso del núcleo y de las bobinas}) + 0.088 (\text{peso del tanque estructura y accesorio}) +$$

0.374 (peso del aceite) $\times 10^{-3}$ KWH/ $^{\circ}$ C.

para $n > 0.8$ los factores del peso del tan_ que y peso del aceite son cambiados: a 0.03 y 0.54 , respectivamente.

Una vez definidas las temperaturas en el aceite - del transformador ($\theta_o + \theta_a$) se determinan las tem_ peraturas en el punto más caliente del devanado - por las ecuaciones:

$$\theta_{cm} (p.c) = \theta_{cp}(pc) + \Delta \quad (5)$$

Donde:

$\Delta = 10^{\circ}$ C para transformadores auto-refrigerados

$\Delta = 10^{\circ}$ C para transformadores con ventilación - forzada.

$\Delta = 5^{\circ}$ C para transformadores con ventilación - forzada de aceite.

El valor de $\theta_{cp} (p.c)$ es usualmente un dato del fabricante correspondiente a una carga cualquiera K que se calcula por:

$$\theta_{cm} = \theta_{cm}(p.c.) \times K^{1/6} \quad (6)$$

y el valor total de la temperatura en el punto más caliente, entonces será:

$$\theta_{cmt} = \theta_{cm} + \theta_o + \theta_a \quad (7)$$

EVALUACION DEL CONSUMO DE VIDA

Evaluadas las temperaturas en el punto más caliente de la manera descrita, se debe averiguar el efecto producido por ella en la vida útil del transformador. Para ello se hace uso de la función de envejecimiento, "A" determinada por Monsinger.

$$A = t e^{-0,0865 \theta_{cmt}} \quad (8)$$

En la ecuación; t es el tiempo en horas que se mantiene la temperatura θ_{cmt} en °C; A es la función de envejecimiento y sirve unicamente para fines de comparación y se da en unidades de envejecimiento. En un caso práctico la temperatura θ_{cmt} , no se mantiene constante, pero puede representarse por un trapecio, cuyos lados paralelos representen la temperatura extrema y el envejecimiento correspondiente al intervalo (t_1, t_2) , es:

$$A = \frac{e^{0.0865 \theta_2} - e^{0.0865 \theta_1}}{0.0865(\theta_2 - \theta_1)} (t_2 - t_1)$$

Se calcula el valor de A para $(t_2 - t_1)$, igual a una hora, o el valor que se toma para el cálculo de las temperaturas anteriores, hasta cubrir el ciclo de cargas utilizado, dándonos la suma "S" de estos valores, las unidades de envejecimiento correspondiente a la carga variable. Dicha suma es luego comparada con el valor A nominal que - asume (8) y tomando el tiempo de 24 horas y θ_{cmt} correspondiente a la carga nominal del transformador y a la temperatura ambiental normalizada.

Si S es igual o menor que A nominal, entonces el diagrama de carga y las temperaturas ambientales no producen disminución alguna en la vida útil - del transformador.

EJEMPLO

Potencia nominal 65 MVA/3 \emptyset - 3 x 21 $\frac{2}{3}$ MVA

Relación de transformador - 220/60 KV

Frecuencia 60 Hz

Pérdidas en el hierro 26 Kw.

Pérdidas en el cobre, plena carga 111 Kw.

Elevación de temperatura en el aceite con respecto a la temperatura ambiental: 55°C

Elevación de temperatura promedio del devanado con respecto a la temperatura ambiental: 60°

Sistema de Refrigeración - Ventilación forzada, interior en el aceite.-

Peso de las bobinas: 4.200 Kg.

Peso del tanque, estructuras y accesorios 12.100Kg.

Peso del aceite: 16.500 Kg.

Se utiliza el diagrama de carga anterior

CONSTANTE CALCULADA

$$R = \frac{\text{Pérdidas con carga}}{\text{Pérdidas sin carga}} - 4.27 \text{ p.u.}$$

Para cálculo de C se utilizó $T_{hs} = 85^{\circ}\text{C}$.

$$H = (0.132 (4200) + 0.088 \times 12.100 + 16500 \times 0.374) \times$$

$$15.3 = 9.49$$

$$\zeta_r = \frac{9.4 \times 55}{111} = 4.7$$

$$\theta_o = 0.808 \theta_{oi} + 0.192 \theta_{ou}$$

El valor θ_o que corresponde al final del diagrama de carga anterior para la hora K_1 se cumple cuando:

$$\theta_{oi, K} = \theta_{ou} (K-1)$$

RESULTADO OBTENIDO

Los resultados obtenidos y resumidos en la tabla #3 de envejecimiento, en la que indica que, de acuerdo al diagrama considerado, y con la temperatura ambiental aplicada, se produce: $S = 27433,94$ unidades de envejecimiento.

El envejecimiento correspondiente a la carga y temperatura ambiente nominales será:

$$A = 24e^{-0.865 (30+55+5)}$$

$$= 137200 \text{ unidades de envejecimiento.}$$

Por lo que la unidad consumirá:

$27433/137200 = 19,9 \%$ de la vida que consumirá en un día de trabajo a plena carga y a temperatura ambiente de 30°C .

TABLA N° 3

TABLA DE ENVEJECIMIENTO

HORA COL 1	Oa (°C)	K	Ooi	Oou	Oo	Ocm	Ocmt	A _{t1,t2.}
0	18	0.735	55	33,88	51,75	9,17	78,92	493,96
1	17.2	0.456	51.75	23.64	46,41	4.27	67.80	283.03
2	16.6	0.433	46.41	22.72	41.91	3.93	62.44	195.95
3	16.5	0.472	41.91	24.06	38.52	4.51	59.53	157.44
4	16.2	0.512	38.52	25.61	36.07	5.14	57.41	131.72
5	16.2	0.512	36.07	25.56	34.07	5.14	55.41	108.50
6	16.6	0.456	34.07	23.37	32.04	4.27	52.91	94.47
7	16.7	0.496	32.04	24.85	30.67	4.88	52.25	99.16
8	17	0.600	30.67	29.22	30.39	6.62	54.01	145.73
9	18	0.808	30.39	39.83	32.18	10.66	60.84	219.56
10	19.2	0.816	32.18	40.35	33.73	10.83	63.76	318.
11	21	0.889	33.73	44.72	35.82	12.43	69.25	481.01
12	24	0.873	35.82	43.85	37.35	12.07	73.42	584.77
13	25.6	0.800	37.35	39.66	37.79	10.50	73.89	603.77
14	26.3	0.775	37.79	38.27	37.88	9.98	74.16	607.68
15	26.1	0.775	37.88	38.28	37.96	9.98	74.04	627.31
16	25.6	0.816	37.96	40.59	38.46	10.83	74.89	617.50

.....

Continuación.....

17	24.7	0.793	38.46	0.92 39.30	38.62	10.35	73.67	853.99
18	24	1.047	38.62	0.92 55.20	41.77	16.14	81.91	2549.45
19	26.8	1.303	41.77	0.92 74.40	47.97	22.91	97.68	4364.86
20	22	1.258	47.97	0.93 71.42	52.43	21.66	96.09	5397.95
21	26.7	1.207	52.43	0.94 67.85	55.36	20.27	102.33	6056.69
22	26.0	1.080	55.36	0.95 58.65	55.98	16.97	98.95	1785.95
23	19.1	0.890	55.98	0.95 45.89	54.06	12.45	67.40	555.49
24	18	0.735	54.06	0.94 36.68	50.76	9.17	77.93	27433.94

3.4. EVALUACION DE LAS PERDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES EJEMPLO.

El escoger el equipo más adecuado a las necesidades de un sistema o proyecto determinado al precio de compra más bajo posible, no es tarea fácil. Se deben estudiar primero las opciones que se ofrecen basándose en el criterio que merece la característica del transformador (pérdidas de cobre y de hierro). Se realiza luego una evaluación financiera de las restantes opciones para juzgar la rentabilidad durante su explotación. Puesto que el transformador representa el elemento más costoso de una subestación, es necesario que esté trabajando en el sistema lo más eficaz posible, pues el valor de las pérdidas requeridas para suplirlas representan cierta inversión, por el alto costo de la producción de la energía.

El criterio que se ha utilizado aquí consta de dos parámetros el costo de la demanda y el costo de la energía.

El costo de la demanda

Es basada sobre las horas máximas de pérdidas -

del transformador multiplicado por el factor del costo de generación ($\$/KW$).

El costo de la energía

Son obtenidos a partir de las variaciones de carga (sobre o debajo de la carga pico) basado en el costo de la energía ($\$/KWH$) para el período en consideración.

Las pérdidas de un transformador

Para todo propósito práctico las pérdidas de hierro de un transformador permanece constante para una excitación dada y durante el período por el cual el transformador permanece conectado a la fuente.

Las pérdidas de hierro son prácticamente independientes de la carga y por lo tanto, tienen igual valor desde cero a plena carga.

Las pérdidas de cobre en cambio, dependen del cuadrado de la corriente de carga, la proporción de las pérdidas I^2R de la corriente de Eddy (PÉr

didadas por corriente de Eddy) y la temperatura promedio de los devanados.

Para poder determinar el porcentaje completo de la carga al cual las pérdidas serán asignadas; se tiene que conocer la carga promedio del transformador o Factor de Carga.

Este factor de carga, de las pérdidas de hierro, - tiene un valor constante del 100 % durante el período total, en cuanto al valor para las pérdidas de cobre total, es dependiente del cuadrado de la carga y de la forma de la curva de carga del transformador.

CAPACIDAD DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES

La disponibilidad de carga de un transformador se puede definir como la carga pico que un transformador puede suministrar para un ciclo de carga específico, sin exceder los límites de calentamiento de los devanados.

CICLO DE CARGA DE TRANSFORMADORES

Se debe conocer el ciclo de carga diario para el -

transformador de una subestación específica. Por ejemplo cada subestación que proporciona servicio a una industria tiene un ciclo de carga variable.

Para propósito de cálculo es conveniente convertir un ciclo de carga real a un ciclo de carga equivalente. Una carga equivalente para cualquier parte de un ciclo de carga diaria puede obtenerse usando la siguiente ecuación:

$$\text{Valor r.m.s. de la carga} = \sqrt{\frac{C_1^2 T_1 + C_2^2 T_2 + \dots + C_n^2 T_n}{T_1 + T_2 + \dots + T_n}}$$

En forma abreviada

$$\text{Valor r.m.s. de la carga} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n C_i T_i}{\sum_{i=1}^n T_i}}$$

C_1, C_2, \dots, C_n son los valores de la carga

$T_1, T_2, T_i, \dots, T_n$ son los tiempos a los cuales se presentan las cargas $C_1, C_2, C_i, \dots, C_n$, respectivamente.

DETERMINACION DEL PRECIO ANUAL EQUIVALENTE

En determinar la especificación de un transformador requerido para operar bajo ciertas condiciones conocidas, una comparación de transformadores teniendo la misma capacidad, pero con diferentes costos y pérdidas, puede ser realizada considerando el costo anual recorrido o el costo de la inversión total incluyendo el valor capitalizado de las pérdidas del transformador.

El costo anual es la suma del valor capital anual y el costo de la tarifa de energía, los cuales son como sigue:

Costo anual equivalente del Transformador =

$$\frac{(R_1 + R_2 + R_d) C}{100}$$

Donde:

C = precio del transformador

R₁ = tasa anual de interés

R₂ = tasa anual de seguro

R_d = tasa anual de depreciación, el cual es determinado por el método de inversión, esto es por asumir una vida de "n" años y una tasa de interés sobre el depósito.

Estos factores pueden ser escogidos por el usuario de acuerdo a la realidad económica.

El costo de la tarifa de energía consiste de dos componentes: el costo anual de las pérdidas de hierro y el costo de las pérdidas de cobre.-

Las pérdidas de hierro, P_f (Kw) y las pérdidas de cobre a plena carga, P_e (Kw) son obtenidas del fabricante.

En el cálculo del costo de las pérdidas totales es importante tomar la debida consideración de las pérdidas de cobre totales en cada uno de los puntos del tiempo durante el cuál está en operación, esto es, el valor máximo de la curva de carga corresponde a la capacidad continua a plena carga del transformador; o si la capacidad a plena carga, no es lograda por la forma de trabajo impuesto sobre el aparato, las pérdidas de cobre a plena carga garantizadas deben ser corregidas para corresponder con la carga máxima anticipada, en cualquier caso la debida consideración deben ser tomadadas de la temperatura más baja correspondiente a la carga considerada y a las diferentes variaciones de las pérdidas de cobre I^2R y las pérdidas de cobre por corriente de Eddy con la carga.

p = costo anual de la demanda máxima (\$/Kw/año)

q = costo por unidad (\$/Kw) = costo unitario de 1 KWH

Costo anual de las pérdidas de hierro = $P_f(p+8760q)$ (1)

Costo anual de las pérdidas de cobre = $P_c D^2(p+8760qF_\ell)$ (2)

Donde:

D = factor de demanda = (demanda máxima/capacidad a plena carga).

F_ℓ = factor carga = carga promedio/carga máxima

El costo anual =

$$\frac{C(R_1 + R_2 + R_d)}{100} + P_f(p+8760q) + P_e D^2(p+8760qF_\ell)$$

$$= \frac{C.R.}{100} + K_1 P_f + K_2 D^2 P_e \quad (3)$$

$R = R_1 + R_t + R_d$

$K_1 = (p + 8760q)$

$K_2 = (p + 9760qF_1)$

El costo total de la inversión incluyendo el valor capitalizado de las pérdidas es:

$$C = (K_1 P_f + K_2 D^2 P_e) \frac{100}{r} \quad (4)$$

Ecuaciones 3 y 4 dan las expresiones, las cuales pue

den ser usadas para determinar las características requeridas de un transformador para operar en un cierto punto en un sistema dado.

Podría darse el caso que el transformador podría no estar trabajando continuamente a través del año, o el costo de las pérdidas ser requeridas por un corto período, el factor 8.760 de las constantes K_1 y K_2 deberían ser modificadas.

EJEMPLO

Transformador "A" 6.300 KVA;

$P_{fe} = 7.7 \text{ KW}$

$P_w = 45 \text{ KW}$

Precio compra FB = 1'000.000

Transformador "B" 6.300 KVA.

$P_{fe} = 6.5 \text{ Kw.}$

$P_c = 36 \text{ Kw.}$

= FB i'100.000

La variación anual de la carga es la siguiente: 250 días al año con 6.300 KVA., a un factor de potencia de 0.8^o atrazado durante 8 horas diarias - 1.000 KVA. a un factor de potencia unitario durante 8 horas diarias 115 días al año con:

1.000 KVA, a un factor de potencia unitario durante 8 horas diarias.

800 KVA., a un factor de potencia unitario durante 8 horas diarias.

En vacio 8 horas diarias.

CALCULOS REALIZADOS

El valor promedio de la carga por año es

$$\text{Carga promedio anual} = \frac{C_1T_1 + C_2T_2 + C_3T_3 + C_4T_4}{T_1 + T_2 + T_3 + T_4}$$

C_1, C_2, C_3, C_4 son las cargas en KVA.

T_1, T_2, T_3, T_4 son los tiempos para cada carga en hora.

$$\begin{aligned} \text{Carga promedio} &= \frac{6.300 \times 2.000 + 1.000 \times 2.000 + 1.000 \times 2.920 + 0.800 \times 920}{8.760} \\ &= 2.084 \text{ KVA.} \end{aligned}$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Carga promedio anual}}{\text{Demanda máxima anual}} = 0,33$$

El valor máximo de la carga (r.m.s)

$$I_{\text{punta}} = \sqrt{\frac{C_1^2 T_1 + C_2^2 T_2 + C_3^2 T_3 + C_4^2 T_4}{T_1 + T_2 + T_3 + T_4}}$$

$$= \sqrt{\frac{6.300^2 \times 2.000 + 1.000^2 \times 2.000 + 1.000^2 \times 2.920 + 800^2 \times 920}{8.760}}$$

$$= 3.112.96 \text{ KVA}$$

$$\text{Factor demanda} = \frac{3.112.96}{6.300} = 0,49$$

Costo de la demanda = 621 sucres/Kw.

Costo de la energía = 2,76 sucres/KGH.

COSTO ANUAL DE LAS PERDIDAS DE HIERRO

Transformador A

$$1.7(621 + 8.760 \times 2.76) = 190.949.22$$

Transformador B

$$6.5(621 + 8.760 \times 2.76) = 163.140.90$$

COSTO ANUAL DE LAS PERDIDAS DE COBRE

Transformador A

$$= 45 \times 1^2 (621 + 2.000 \times 2.76 \times 0.33) = 109.917.00$$

$$= 45 \times 0,31^2 (621 + 2.000 \times 2.76 \times 0.33) = 10.563.02$$

$$= 45 \times 0,16^2 (621 + 2.920 \times 2.76 \times 0.33) = 3.779.18$$

$$= 45 \times 0,13^2 (621 + 1.840 \times 2.76 \times 0.33) = \underline{1.746.77}$$

$$\text{TOTAL : } 126.005,97$$

Transformador B

$$\begin{aligned}
 36 \times 1^2 (621 + 2.000 \times 2.76 \times 0.33) &= 87.933,60 \\
 36 \times 0,3^2 (621 + 2.000 \times 2.76 \times 0.33) &= 8.450,42 \\
 36 \times 0,16^2 (621 + 2.920 \times 2.76 \times 0.33) &= 3.023,34 \\
 36 \times 0,13^2 (621 + 1.840 \times 2.76 \times 0.33) &= \underline{1.397,42} \\
 &100.804,78
 \end{aligned}$$

Costo anual pérdidas (A) = 1909,49,42 + 126005,97 = 316955,39

Costo anual pérdidas (B) = 163140,90 + 100804,78 = 263945,68

Tomando un interés del 7,5 % anual

Costo anual corrido A = 0,075 x 1'000.000 + 316.955,39
= 391.955,39

Costo anual corrido B = 0.075 x 1'000.000 + 263.945,68
= 338.945,68

Del ejemplo anterior, se observa que aún cuando el precio inicial del transformador B, es elevado resulta ser el más económico.

Así mismo se observa que las pérdidas sin carga tienen un mayor efecto en el costo anual total; esto es a causa de que no se ha tenido una utilización óptima de la demanda por lo que

debería mejorarse estos, ya que lo que se ha presentado es una forma más o menos real, una carga típica de una compañía eléctrica.

CAPITULO IV

CONEXIONES DE TRANSFORMADORES

En la selección de una conexión en particular, existen muchas consideraciones a menudo muy conflictivas que deben ser tomadas en cuenta, por lo que no es simplemente el escoger una determinada conexión - como tal, sino que se debe de estudiar en detalle las consideraciones de las diferentes conexiones, junto - con las condiciones técnicas, del sistema eléctrico donde va a operar el transformador, el enfoque dado en es te capítulo es llenar en parte los requerimientos téc nicos analizando a los mismos en base al aspecto de fun cionamiento y sus problemas derivados.

La siguiente clasificación de las conexiones corresponden a transformadores de doble devanado, cuya ubicación los califica para trabajar en paralelo con aquellos del mismo grupo.

CLASE 1

Estrella - Estrella

Estrella - Estrella con delta terciario

Triángulo - Triángulo

Estrella - Interconectado

Triángulo

CLASE 2

Estrella - Triángulo

Triángulo - Estrella

Estrella interconectado - Estrella

Estrella - Estrella Interconectado

4.1. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Transformadores Monofásicos

La impedancia de secuencia cero depende de la construcción del tipo de núcleo, los transformadores - trifásicos tipo "shell" acorazados, de unidades - monofásico y de núcleo de 5 columnas (legged) proveen un circuito magnético cerrado para el flujo - de secuencia cero, por lo que, para los mismos valores de corriente, la impedancia ofrecida a las mismas es la normal impedancia de magnetización - del transformador.

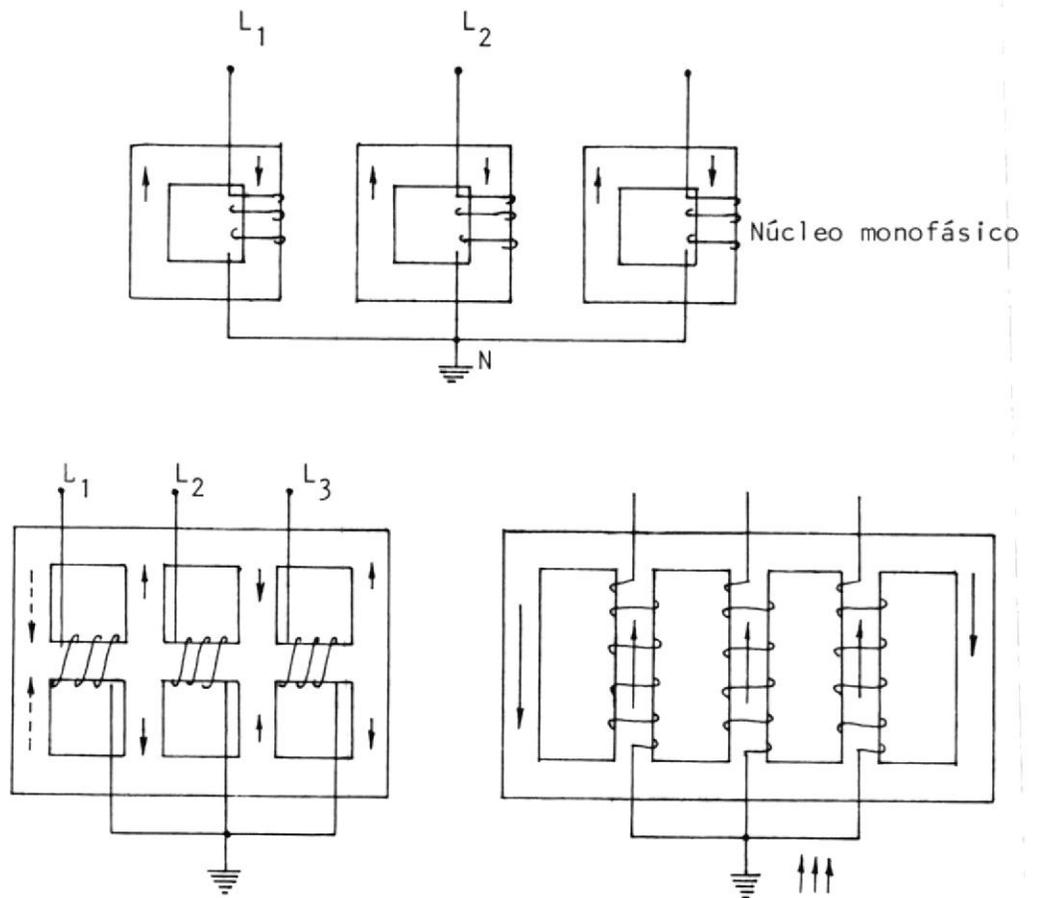


FIGURA N° 4.1.
TIPO "SHELL" (ACORAZADO)

La corriente de magnetización de éste tipo de construcción es muy baja generalmente en un rango del 2 al 10 %, puesto que ésta impedancia es el recíproco de la corriente de magnetización a voltaje de 1 p.u., la impedancia de secuencia cero será extremadamente del orden de los 5000 % a 1000 %.

Si éste tipo de transformador es conectado a un sistema con impedancia de secuencia cero de valor bajo, todos los armónicos generados en el transformador fluirán en el sistema.

NUCLEOS TRIFASICOS

En los transformadores trifásicos de construcción de 3 columnas (three - leg), éstos proveen un circuito magnético abierto al flujo de secuencia cero. Durante la operación a ésta secuencia el flujo de las 3 columnas, están en fase y no tienen ningún camino de retorno, si no excepto a través del aire, aceite, herraje, estructura de engrampe, etc.

La introducción de éste gran entre-hierro dentro

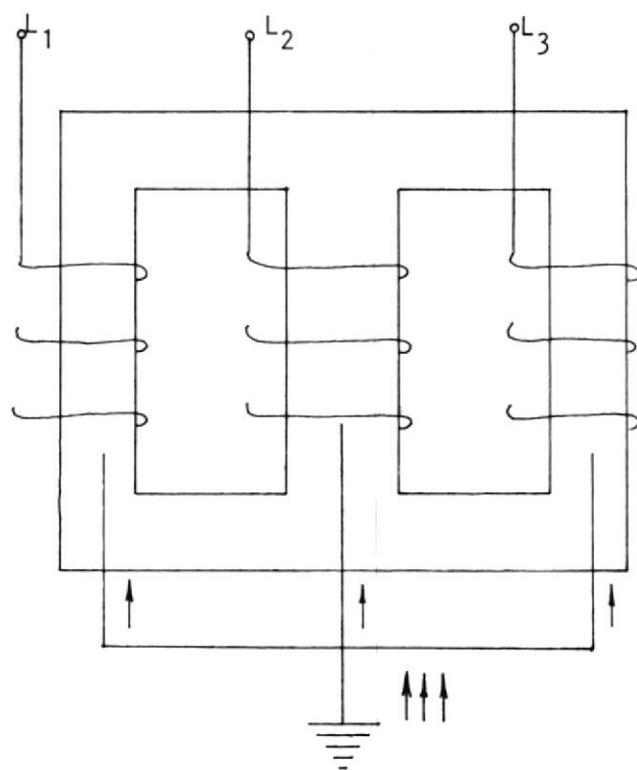


FIGURA N° 4.2.
NUCLEO TRIFASICO

del camino del flujo de los terceros armónicos reduce las reactancias de los devanados para éstas corrientes hasta 50 - 200 %.

CIRCUITOS EQUIVALENTES DE TRANSFORMADORES

El circuito equivalente de un transformador en las redes de secuencia positiva o negativa son iguales. Sin embargo, en la secuencia cero, la impedancia depende del camino que la intensidad de ésta secuencia encuentre en su retorno hacia la fuente.

Así, la intensidad de secuencia cero sólo puede circular cuando el transformador forma parte de un camino cerrado para las corrientes indireccionales e iguales y se mantiene el balance de amperios - vueltas entre los arrollamientos.

Normalmente suele despreciarse la impedancia de excitación, sin embargo en el caso de transformadores estrella - estrella con uno o ambos neutros a tierra y, alimentado por un lado puesto a tierra con el otro a circuito abierto puede resultar relevante el considerarla, ya que constituye

el único medio a través del que puede recorrer la corriente de secuencia cero.

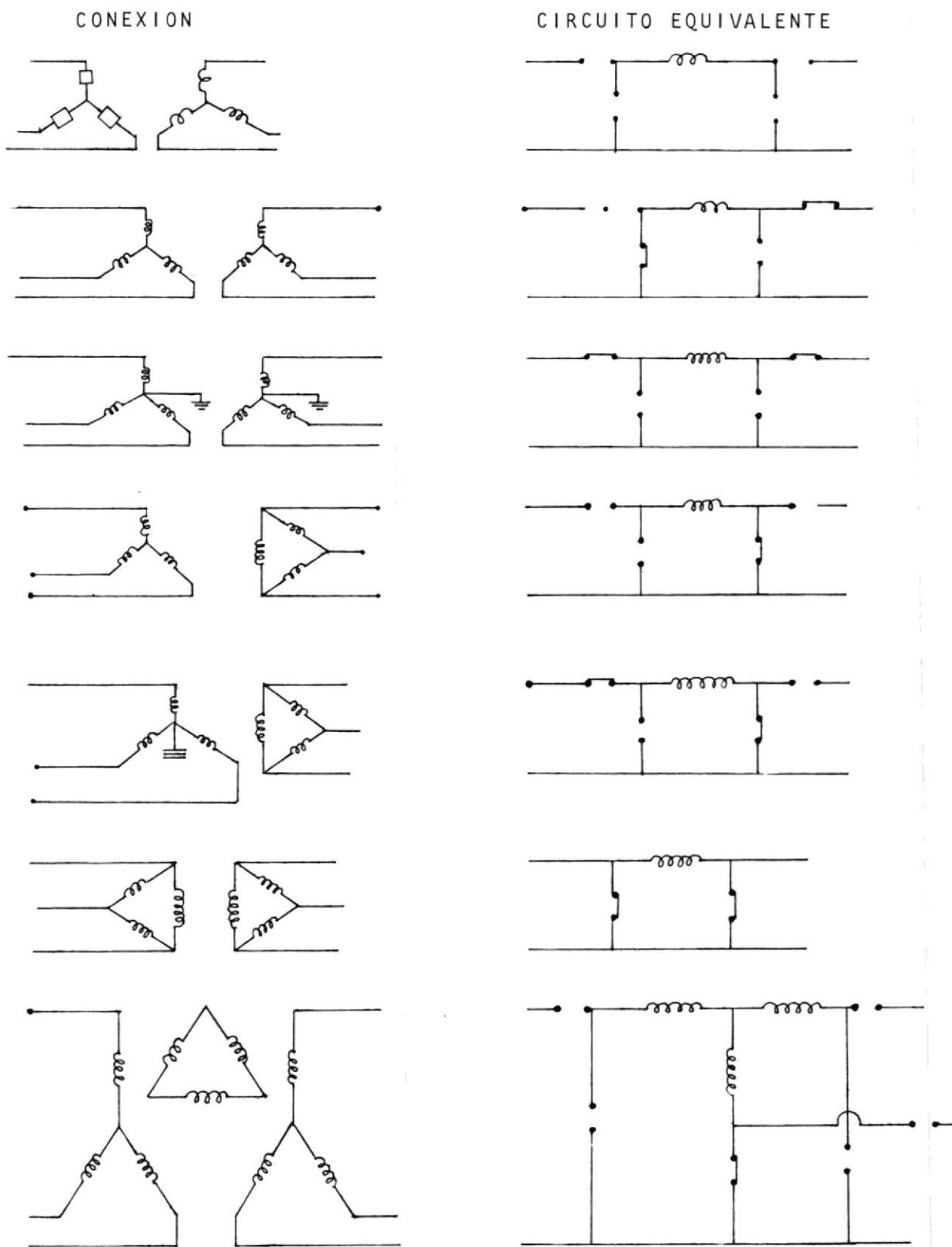
Es interesante anotar que si el transformador está formado por tres unidades monofásicas, la impedancia de secuencia cero de cada unidad es igual a aquella de secuencia positiva. Sin embargo si se trata de un transformador trifásico, los flujos de secuencia cero pueden encontrar una reluctancia mayor dando lugar a que se reduzca el valor de la impedancia de secuencia cero. A pesar de que ésta reducción es del orden de un décimo es usual ignorarla en los cálculos.

A continuación se resumen los circuitos equivalentes en secuencia cero correspondientes a los diferentes tipos de conexiones.

REACTANCIAS TÍPICAS DE TRANSFORMADORES DE DOS ARROL- LAMIENOS

Los valores de las reactancias de transformadores dependen de la potencia de los mismos y tensión nominal del arrollamiento de alta. Como referencia se adjunta la siguiente tabla.

FIGURA N° 4.3.



continuación de la figura 4.3.....

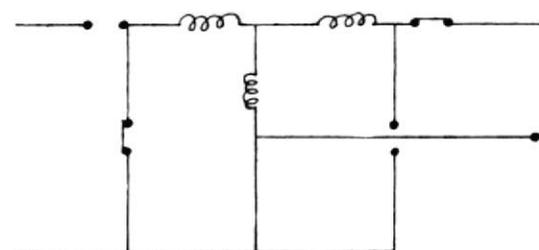
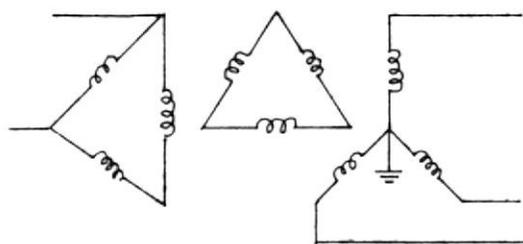
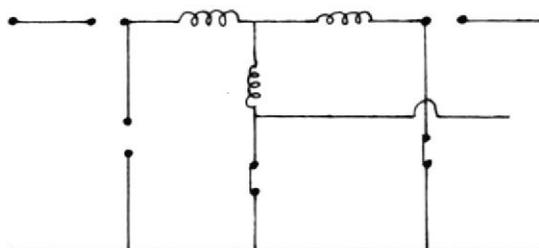
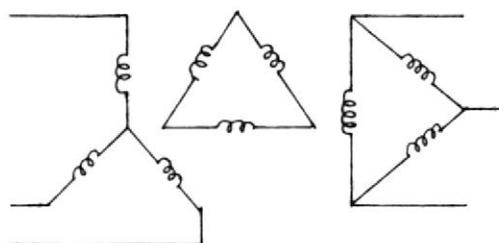
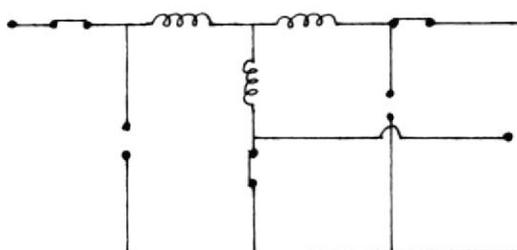
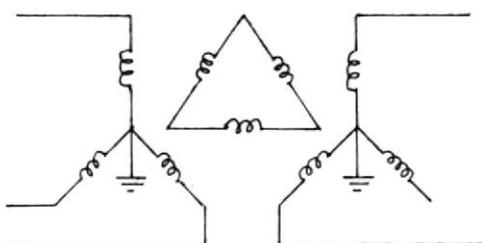
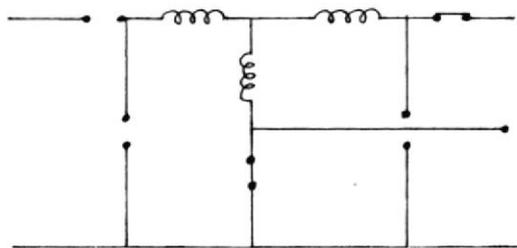
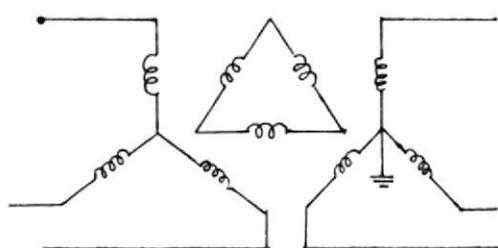


TABLA N°4.1.

REACTANCIAS TÍPICAS DE TRANSFORMADORES DE DOS
ARROLLAMIENTOS EN %

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR EN M.V.A.	TENSION NOMINAL DEL ARROLLAMIENTO DE MAYOR TENSION						
	3.3 KV	6.6 KV	11 KV	22 KV	33 KV	66 KV	132 KV
1	4.75	4.75-6.0	4.74-6.0	5.0-6.0	5.0-6.0	6.0	-
5	-	6.0 -7.0	6.0 -7.0	6.0-7.0	6.0-7.0	7.5	-
10	-	9.0-11.0	9.0-11.0	9.0-11.0	9.0-11.0	9.0-11.0	10.0
15	-	12.5-15.0	12.5-15.0	12.5-15.0	12.5-15.0	10.0-11.0	10.0
30	-	-	-	-	12.5	10.0-11.0	10.0
45	-	-	-	-	-	10.0-12.5	12.5
60	-	-	-	-	-	10.0-12.5	12.5
90	-	-	-	-	-	-	15.0-22.5
120	-	-	-	-	-	-	-
210	-	-	-	-	-	-	-
425	-	-	-	-	-	-	-
600	-	-	-	-	-	-	-
800	-	-	-	-	-	-	-

4.2. TIPOS DE CONEXIONES

Estrella - Triángulo; Triángulo - Estrella

Este tipo de conexión es ampliamente utilizado en el Sistema de transmisión, su eficacia depende de consideraciones tales como que la fuente esté aterrizada o no y de cuan cercano está con respecto a la sub-estación.

Las figuras siguientes muestran tres tipos de comportamiento de éste tipo de conexión cuando:

- a. El sistema está efectivamente aterrizado, produciéndose una falla fase - tierra en el primario.
- b. El neutro del sistema está aislado con el primario del primario del transformador en estrella - (aterrizado) y con una impedancia mucho menor - que la impedancia del transformador.
- c. Igual que el caso anterior pero con la impedancia de la fuente diferente del cero.
(Ver figura 4.4.).

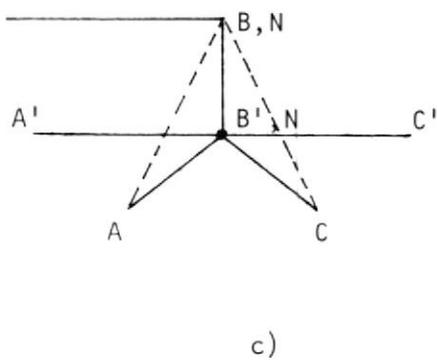
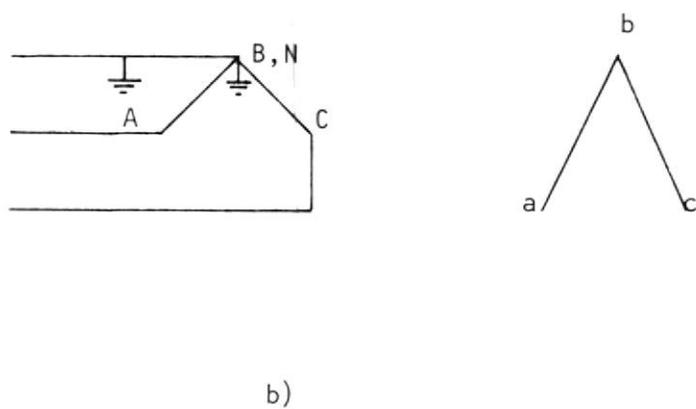
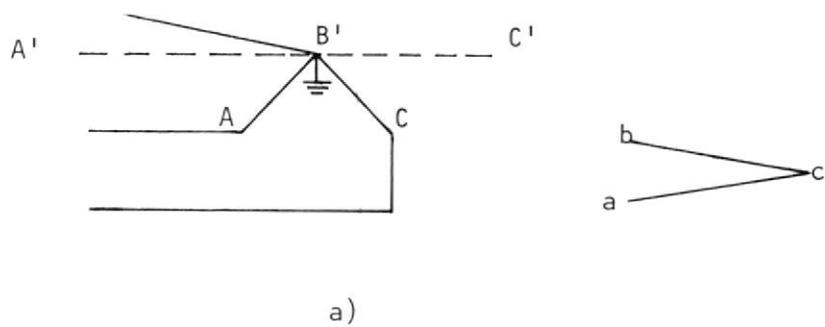


FIGURA N° 4.4. TIPOS DE CONEXIONES

En la figura (a) dependiendo de la distancia hasta la fuente, el voltaje estará entre $A'B'C'$ y $AB'C$.

Para el caso (b), se observa que el voltaje es mantenido por el hecho de que la fuente es aislada , por lo que resulta el diagrama de voltaje de la figura b, ésto lleva a la conclusión de que un sistema aislado, puede no estar efectivamente aterrizado, por la conexión a tierra de un banco esttrella - triángulo.

Para el caso (c), el diagrama de voltaje estaría - entre $A' B' C'$ y ABC , siendo el primero considerado como un sistema efectivamente aterrizado y el último como un sistema que no se encuentra efectivamente aterrizado.

La Conexión Estrella - Estrella

Este tipo de conexión al igual que los anteriores nombrados depende de que el sistema que lo alimenta esté aterrizado o no, al igual que lo esté su propia conexión.

a. Ambos Neutro Fuente y Transformador Aterrizado.
Para este caso cada fase está directamente alimentado por la fase de la fuente, como si lo estuvieran independientemente, por lo que no puede haber alteración del neutro en caso de falla a tierra, pero dicho neutro cuando es componente de un sistema de 4 hilos, deberá llevarse por todo el sistema, de otro modo habrá los problemas de los armónicos, ésta desventaja puede ser remediada por la conexión estrella - triángulo o la estrella - estrella con terciario.

b. Neutro no Aterrizado : del transformador.

Se presentan problemas tales como:

1. Desplazamiento del neutro
2. Pelígro de los terceros armónicos
3. Sobre excitación

Conexión Triángulo - Triángulo

Utilizando un banco de 3 unidades monofásicas, éste tipo de conexión presenta la ventaja de:

1. Hacer posible la continuidad de operación después

de la falla de una unidad.

2. Permitir el incremento de la capacidad, mediante la inclusión de una unidad.

Es posible también obtener un sistema balanceado, cuando las unidades con la que está compuesta son de iguales características permitiendo obtener toda la plena capacidad de los mismos, sin embargo - que es posible por asimetría de la conexión (por las diferencias de las unidades) obtener condiciones desbalanceadas de voltaje, que lleva a - crear una corriente de secuencia negativa en la carga que en motores de capacidades grandes, suele ser de consideración.

4.3. INFLUENCIA DE LOS TERCEROS ARMÓNICOS

La influencia de los terceros armónicos puede ser clasificado como sigue:

- (a) Sobre-calentamiento de los devanados del transformador y de la carga.

En la práctica ocurre muy rara vez debido a las consideraciones del diseño del fabricante de -

utilizar núcleos de baja densidad de flujo.

- (b) Interferencia telefónica y perturbaciones en los mecanismos magnéticos de protección.

Es bien conocido que los armónicos circulan en líneas telefónicas paralelas, o a través de tierra cuando un retorno de tierra es adaptado y producen perturbaciones en los circuitos telefónicos, que son de notoria importancia tanto en líneas de distribución como en líneas de transmisión de cierta longitud, y ocurre cuando la conexión en estrella usa un cuarto terminal.

Igual interferencia puede tomar lugar en los pilotos de los sistemas de protección y a menos que la debida precaución sea tomada, un relé puede operar incorrectamente, es obvio, que para eliminar esta situación se debe utilizar la conexión en delta o eliminar el cuarto terminal aterrizando solamente en un punto del circuito solamente.

- (c) Incremento de las pérdidas de hierro

Tal vez ésta sea la desventaja más importante,

pues ha sido probada que en bancos - trifásicos formado por unidades monofásicas cuyo cuarto - terminal sobre el lado primario y entre - el neutro del lado del generador, (conexión - que permite la circulación de la tercera armónica), resulta en un incremento del 20 % más - alto que cuando el neutro es desconectado, por supuesto que éste valor varía de acuerdo a las consideraciones del diseño y los valores de impedancia del circuito primario.

Bajo ciertas condiciones, las componentes de terceros armónicos de los voltajes de fase de los transformadores trifásicos y tipo-shell o bancos de transformador monofásico conectados en estrella - estrella puede ser amplificado - por la capacitancia de línea a tierra. Esto - ocurre cuando el neutro del lado de alta tensión es aterrizado, de tal forma que los terceros armónicos pueden circular a través de los devanados de los transformadores retornando a tierra a través del cuarto terminal y de las capacitancias línea a tierra.

Esta amplificación ocurre solamente cuando la capacitancia del circuito es pequeña comparada

con la inductancia, caso en el cual la corriente de tercera armónica adelanta el voltaje en casi 90° ; por lo tanto se pone en fase con el componente de tercer - armónico del flujo magnético del núcleo.

Dicho componente del flujo llega a intensificarse, el cual en suma produce un incremento - en el voltaje de terceros armónicos, por lo tanto incrementa la corriente de terceros armónicos capacitivas. Este proceso continúa hasta que el núcleo satura, y los voltajes inducidos son mayores con valores de picos muy altos que incrementan las pérdidas en el hierro, los que se han encontrado en la práctica que llegan a ser del orden de 3 veces las pérdidas de hierro en condiciones normales, muchos transformadores han fallado por ésta causa.

Este fenómeno no ocurre en transformadores trifásicos tipo - núcleo en consideración de la relativa ausencia de los terceros armónicos.

(d) Esfuerzos en la aislación.

En la práctica los voltajes de terceros armóni

cos con transformadores monofásicos conectados en estrella y neutro aislado los voltajes pueden llegar a una magnitud del 60 % de la fundamental, el cual es una medida del esfuerzo adicional sobre los devanados a tierra del transformador, los cuales no son de mucha importancia en transformadores de distribución, pero sí una considerable influencia en los altos - voltajes de transformadores de potencia.

4.4. CONEXION ESTRELLA - ESTRELLA

Armónicos:

Bajo ciertas condiciones de operación, la conexión estrella - estrella (en transformadores trifásicos tipo - shell o grupo trifásico de unidades monofásica), pueden producir severos calentamientos en el circuito magnético y un aumento del esfuerzo en el dieléctrico, condición que se obtiene cuando el neutro del lado del secundario del banco es aterrizado y se tiene cierto valor de capacitancia de línea.

1. Neutro Aislado

Con el neutro aislado sobre ambos lados, no pue

de fluír ninguna corriente de terceros armónicos, el flujo magnético y el voltaje inducido, podrían tener componentes de terceros armónicos. A la densidad de flujo de 1.5 weber/m^2 , se podría tener.

$$\Phi_{3A} = 20 \% \Phi_F$$

$$V_{3A} = 60 \% V_F$$

Φ_{3A} y V_{3A} son los flujos y voltajes de terceros armónicos.

Este componente podría ser medido por medio de un voltímetro electrostático entre neutro y tierra y el único problema que podría acarrear es un leve esfuerzo en el dieléctrico de la aislación del transformador.

El circuito siguiente muestra el equivalente del transformador para la consideración de la presencia del voltaje neutro - tierra.

En donde L y R son las inductancias y resistencias respectivamente de los devanados del transformador y C_L representa la capacitancia de línea equiva-

lente de las líneas (a las cuales está conectado el transformador) a tierra y C_N es la capacitancia neutro a tierra.

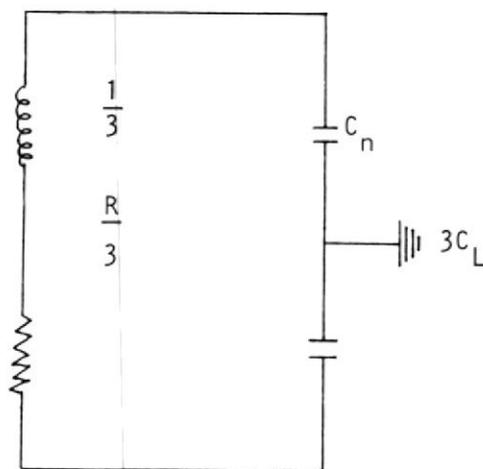


FIGURA N° 4.5.
CIRCUITO EQUIVALENTE

Por comparación C_N es pequeño con respecto a C_L por lo que el voltaje aplicado en su totalidad aparece a través de ésta capacitancia.

El voltaje a través de la inductancia es el voltaje de tercero armónico inducido o generado en el lado secundario.

Neutro del Secundario Aterrizado y Secundario Conectado a una línea de transmisión o de distribución.

Si la línea es aérea o aterrizada tendrá cierto valor de capacitancia a tierra, y refiriéndonos a la figura 4.5., su diferencia es el cortocircuito efectuado a la capacitancia neutro - tierra (C_n), estando ahora todo el voltaje de tercero - armónico a través de la capacitancia línea - tierra (C_L). Comparando los dos casos se tiene lo siguiente:

1. Con neutro aislado ninguna corriente puede fluir en consideración de la capacitancia neutro - tierra relativamente pequeña.
2. Con neutro aterrizado existe un camino por donde puede fluir la corriente vía devanado del transformador y capacitancia línea - tierra.

Esta corriente en el lado secundario es la que va a influir en la eliminación de los voltajes de terceros armónicos en el sistema al cual está conectado, pudiendo suceder varios casos tales como:

- a. La corriente esté en atraso respecto del voltaje de terceros armónicos.

Para el referido caso los armónicos actuarán con la fundamental de la corriente de magnetización en el núcleo para su magnetización, produciendo los amperios - vueltas resultando una reducción de los armónicos en el flujo, reduciendo también los componentes armónicos del voltaje inducido, por lo que no habrá corrientes armónicas en el secundario.

- b. Corriente en adelanto con respecto al voltaje.

Los armónicos actuarán con la fundamental de la excitación del primario, y están en fase, por lo que ahora los amperios vueltas resultantes se intensifican por lo que los voltajes inducidos son también intensificados.

Los voltajes de terceros armónicos reaccionan sobre el circuito secundario para producir corriente de terceros armónicos altos, lo que incrementa los flujos de terceros armónicos y otra vez los voltajes de terceros armónicos.

Este proceso continua hasta que se produce la sa

turación del circuito magnético, en vista de la condición del primario, ésta corriente solo circula a través del lado secundario.

En la práctica han ocurrido fallas por éste fenómeno debido al efecto de la tercera armónica, en transformadores sin carga, cuando el aceite logra una subida de temperatura de 53°C. , en seis horas, elevándose la temperatura después de ese tiempo a razón de 3°C. , por hora.

c. Corriente y voltaje en fase aproximadamente

Es la condición de resonancia, produciéndose voltajes excesivamente altos desde cada línea a tierra, si los componentes L y C son de valores altos, el núcleo del transformador podría llegar a un grado de saturación mucho más alto que el caso anterior, y llegando al transformador a estar sujeto a excesivos esfuerzos dieléctricos y térmicos, ésta condición aunque muy rara de ocurrir, podría darse en sistemas empleando transformador conectado en estrella - estrella con neutro del secundario aterrizado y al menos que se haga algún provisionamiento para la circulación de la

corriente de tercero armónico bajo estas condiciones, los transformadores tipo shell o grupo de monofásico no deberían ser conectados así, con transformadores trifásicos tipo núcleo, teóricamente tienen la misma desventaja, pero en tales transformadores la componente de tercera armónica no excede el 5 %, de la fundamental, - por lo que el peligro es proporcionalmente reducido, sin embargo en líneas de alta tensión un 5 % es peligrosos en transformadores trifásicos tipo núcleo con el neutro aterrizado, y por esto que es mejor evitar tal conexión si el punto neutro tiene que ser aterrizado.

4.5. AUTO - TRANSFORMADORES. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Auto - Transformadores con neutro aterrizado:

Esta conexión es la más ampliamente usada siendo - la más simple, si el transformador consiste de un transformador trifásico tipo shell o un banco de transformadores monofásico, se tienen problemas de terceros armónicos al igual que los transformadores de doble - devanado. Sin embargo que con el tipo

núcleo trifásico, no se tiene dicho problema.

Auto - Transformadores en Conexión Delta:

Este tipo de conexión es posible obtenerla cuando la relación es del orden de 2:1, siendo la ventaja la ausencia de terceros armónicos, siendo su desventaja principal la ausencia del punto neutro.

Auto - Transformadores con neutro - flotante:

Debido a las características de la distribución - de la capacitancia a tierra del transformador, pueden presentarse dos tipos de sobre-voltajes por inducción electrostática y por inducción electro-magnética.

Inducción Electrostática:

Este tipo de inducción es peligrosa cuando el devanado aislado, está a un nivel de voltaje más bajo que el inducido, los potenciales electrostáticos inducidos en el secundario tienden a neutralizarse cada uno por el intercambio de las pequeñas corrientes capacitivas, ofreciendo los devanados una impedancia despreciable al flujo de

éstas corrientes, el valor máximo inducido electrostáticamente será despreciable en condiciones normales, pero si por alguna razón el neutro del devanado de alta tensión podría cambiar, entonces un potencial de alto valor será inducido electrostáticamente en el devanado flotante.

Esto ocurre bajo las siguientes condiciones:

1. Descargas atmosféricas

Son las más fuertes debido a su pronunciada inclinación del frente de onda. El más alto voltaje puede ser impuesto sobre el circuito de bajo voltaje en consideración de la continuidad de los devanados primarios y secundarios por lo que la aislación del circuito de baja tensión debe ser diseñada para resistir el más alto voltaje, o la ruptura del circuito de baja tensión puede suceder, el peor caso sucede cuando la descarga eléctrica eleva los potenciales de las tres líneas.

2. Conexión con Seccionadores de un Polo con fusibles de Bloqueo.

Es de menor magnitud que el del primer caso, y sucede cuando por conexión de uno o dos fusibles o seccionadores, el potencial de la línea cerrada induce un potencial anormal en el devanado flotante.

3. Conexión con breaker con expansión de Arco en aceite.
4. Falla Línea a tierra sobre un Sistema Trifásico Aislado.
5. Sobrevoltajes Dinámicos.

Inducción electromagnética:

Esta inducción electromagnética puede producir peligrosos sobre-voltajes cuando el devanado flotante es de una capacidad de voltaje mucho más grande que el inducido, un impulso através del devanado de baja tensión se eleva por la relación de vueltas en el devanado flotante de alta - tensión y si el factor de seguridad es mayor en el devanado de baja, el esfuerzo de voltaje sería peligroso en la alta tensión.

DESVENTAJAS DE LOS AUTO - TRANSFORMADORES

1. Debido a la continuidad eléctrica de ambos devanados, el campo de dispersión entre el lado primario y secundario es pequeño por lo que la reactancia es baja, haciendo ésta conexión más propensa a falla bajo condiciones de cortocircuito a menos que sea protegido por reactores externos.
2. La conexión debe ser la misma estrella - estrella o delta - delta a fin de evitar los cambios de fases.
3. El neutro es aterrizado para propósito de facilitar la operación de los dispositivos de protección así como también reducir el esfuerzo eléctrico en los devanados.
4. Cuando se utiliza conmutador de tomas (Tap - Changer) es difícil preservar el balance electromagnético, además que incide en el costo de la unidad.

AUTO-TRANSFORMADORES CON DELTA TERCIARIO: FORMA DE SELECCIONAR: ASPECTOS TECNICOS

1. La adición de un auto - transformador con una delta terciaria disminuirá la impedancia de secuencia cero en ese punto del sistema.

Si se mira directamente a los terminales del - transformador de la red de secuencia cero de la figura 1 Z_T puede ser mucho más baja que la - combinación Z_H y Z_L por lo que el terciario - ayudaría aún a bajar más la Z_0 , siendo en muchos casos mucho más bajo que la de secuencia positivo.

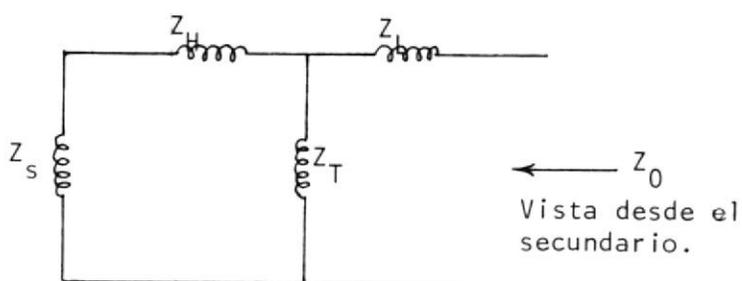


FIGURA N° 4.6.
VISTA DESDE EL SECUNDARIO

- Z_S Impedancia del Sistema
- Z_H Impedancia del devanado de alta tensión
- Z_L Impedancia del devanado de baja tensión
- Z_0 Impedancia de secuencia cero vista en el secundario a baja tensión.

Esto tiene dos efectos:

1. La corriente de falla a tierra es incrementado.
2. El incremento del voltaje no fallado es reducido.

El primer efecto es de interés si se tiene en el sistema una corriente de falla monofásica fase a tierra de valor más alto que una falla trifásica y los márgenes de los equipos de falla son altos.

El segundo efecto permite el uso de pararrayos con capacidad de voltaje mucho más bajos del cual se derivan los beneficios de reducir la aislación, reduciendo el costo de la unidad.

La cantidad de armónicos presentes en el núcleo de un transformador es dependiente de la máxima densidad de flujo en el núcleo y ésta varía de diseño a diseño. La más prominente la tercera armónica es una de las peores, pues es predominantemente de secuencia cero. La 9na. aunque no es predominante también es de secuencia 0. Estas 2 armónicas son las

causas de muchas interferencias telefónicas pues to que el acople magnético entre el circuito de secuencia cero y el circuito de comunicación es mucho mayor que el acople entre los circuitos de secuencia positiva. También estos dos son responsables de severas distorsiones de voltajes si la impedancia de secuencia cero es alta. Debido a la propiedad de disminuir la impedancia de secuencia cero, y de disminuir las interferencias de las comunicaciones. Se utiliza la delta terciaria. Ver figuras 4.7 y 4.8.

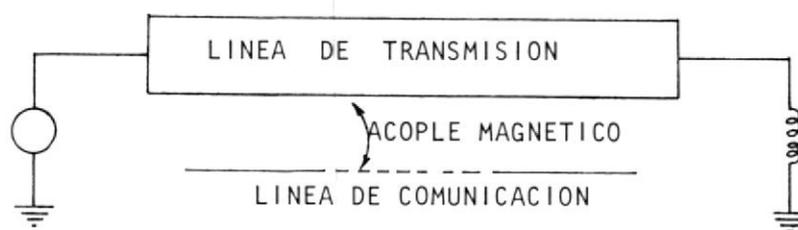


Figura N° 4.7.

CAMINO DE LOS ARMONICOS DE SECUENCIA CERO SIN
DELTA TERCIARIA

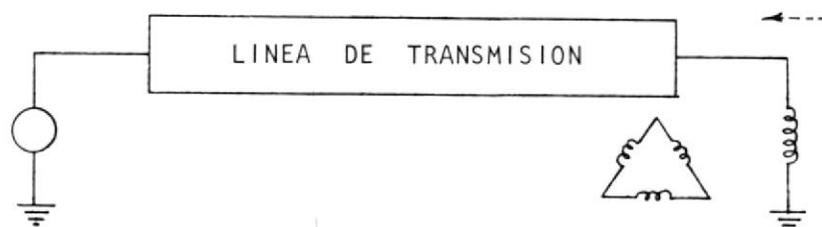


Figura N° 4.8.

CON TERCARIO

3. Aunque es un t3pico importante y de inter3s el fen3meno de resonancia, es a menudo omitido debido a las consideraciones siguientes. Algunas veces la inclusi3n de un terciario evita la resonancia, mientras que en otros casos, causar3 resonancia, 3ste fen3meno est3 m3s frecuentemente asociado con los triples arm3nicos que con otros, incluyendo la frecuencia industrial, sin embargo que puede ocurrir a otras frecuencias. La situaci3n m3s pr3ctica es mostrada en la figura N° 4.9., donde un banco para correcci3n del factor de potencias a sido aplicado.

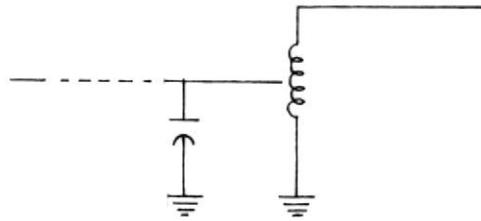


FIGURA N° 4.9.
CAPACITANCIA PARA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIAS
APLICADO CERCA DE UN AUTO - TRANSFORMADOR.

El circuito equivalente es mostrado en la figura N° 4.10., con atención especial a la rama magnetizante.

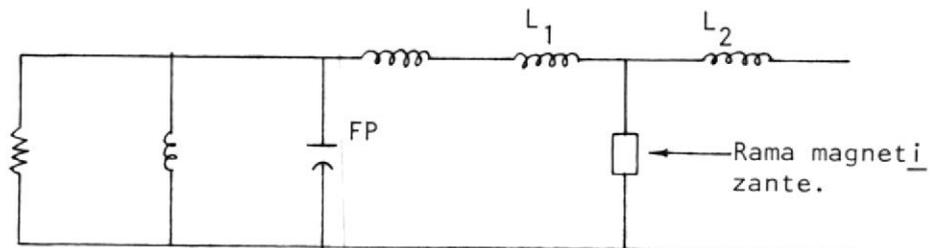


FIGURA N°4.10.
CIRCUITO EQUIVALENTE DE SECUENCIA CERO PARA LA
CONDICION DE RESONANCIA

L_{ex} Inductancia externa entre el transformador y el capacitor.

L_{eq} , R_{eq} Resistencia e inductancia equivalente del sistema a la izquierda del capacitor.

Cuando es excitado el transformador por un voltaje a frecuencias industrial los armónicos de corriente fluyen en la rama magnetizantes, la rama magnetizante para la frecuencia de interés (terceros armónicos) puede ser reemplazado para propósitos de explicación por una fuente de corriente de tercer armónico para un voltaje de excitación específico. Ver figura N° 4.11.

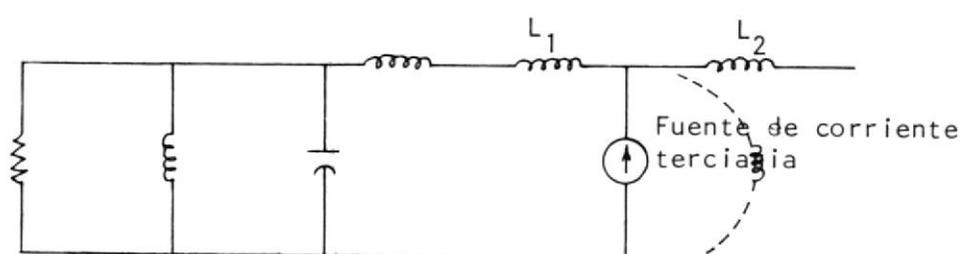


FIGURA N°4.11.
FUENTE DE CORRIENTE TERCIARIA

Cuando la corriente llega a la unión de L_1 y L_2 (reactancia de dispersión del transformador), ve im: pedancias diferentes, el camino que toma dicha corrien te depende de cual impedancia es la menor, si el capa citor tiene compensado toda la inductancia equiva- lente a esta frecuencia, una gran parte de la co rriente fluirá a través de la rama capacitiva.

El único modo de evitar esto es que exista un cir- cuito similar a la derecha del transformador, te niendo un devanado delta. Como estamos interesa- do en los terceros armónicos en la figura N°4.11., el terciario aparece como una impedancia a tierra, y representa otro camino para corriente de secuencia- cero y si ésta impedancia es baja muy poca corrien te fluirá a través de la rama capacitiva. Esto con cluye que la delta terciaria reduce la cantidad de I_0 que fluyen en el sistema. Sin embargo si exis- tiera condición de resonancia entre L_1 , L_{ext} y C , el terciario tendría poco efecto sobre la magnitud de la corriente que fluyen en el capacitor. Peor aún podría darse el caso que la impedancia del terciario podría llegar a formar una resonancia en parale- lo tal que corrientes similares podrían fluir en ca da rama. Por lo que es posible que un terciario re

duzca o acentúe la tendencia de resonancia de un sistema.

A menudo la corriente o voltaje en condición de resonancia no son tales que puedan causar daños en los equipos en estado estable, ésta resonancia no debería ser confundida con la ferros resonancia que incluye la rama magnetizante y causa daño.

Existen medidas que pueden ser tomadas en cuenta, para aliviarse este problema, esto incluye los atrapadores (Traps) de armónicos y los derivadores, y cuando el voltaje nominal lo permita un banco de capacitores no aterrizados evita el flujo de corriente de secuencia cero.

4. El uso de la delta terciaria alivia el problema transiente creado en condiciones de maniobra para el logro de operaciones satisfactorias. Ya que el voltaje del tercero armónico puede ser tan acentuado en la energización de una línea de transmisión, por la condición de resonancia en la red de secuencia cero, pudiendo ser amortiguada por los pararrayos si múltiples descargas ocurren.

El devanado terciario aliviará este problema proporcionando un camino para la tercera armónica. Sin embargo que el terciario puede empeorar tales sobre-voltajes por maniobras. (el cierre de los polos del breaker no simultáneamente) suministrando acoples entre-fases. También el sistema podría ser más vulnerable a fallas de breaker.

CAPITULO V

PRUEBAS

Los fabricantes de los equipos eléctricos someten a éstos a pruebas y ensayos en sus laboratorios - con la finalidad de comprobar que cumplan con las especificaciones técnicas a que dieron lugar su fabricación. Estas son el resultado del trabajo e investigación de muchos ingenieros o firmas de Consultorios, fabricantes de transformadores, y equipos de estandarización. Estas pruebas son constantemente revisadas y datos más definidos con equipos más sofisticados son encontrados hoy en día.

El valor de las pruebas está dado por:

- Confiabilidad de los transformadores de potencia en servicio.
- El número de problemas que se evita y se reduce en funcionamiento.

El conjunto de estas pruebas que pueden ser pruebas -

standar o de rutina y pruebas opcionales, se encuentran normalizadas y su especificación generalmente toma como base las normas internacionales que más se adecúen a las condiciones propias de cada país.

Bajo esta premisa daremos a continuación la relación de la serie de ensayos de rutina y opcionales que tienen que salvar uno de los equipos eléctricos que forman una subestación.

ENSAYOS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Las normas técnicas internacionales IEC (76), ANSI Std 57.12.90, establece que los transformadores de potencia deberán aprobar los siguientes tipos de ensayos.

5.1. PRUEBAS DE RUTINA

- a. Medida de resistencia de los arrollamientos
- b. Medida de relación y cambio de transformación y grupo de conexión.
- c. Medida de polaridad y relación de fase.
- d. Medida de la pérdida debido a la carga y de la tensión de corto-circuito.
- e. Medidas de las pérdidas en vacío y las corrientes

tes en vacío.

- f. Ensayo de la tensión inducida.
- g. Ensayo de tensión aplicada
- h. Incremento de temperatura.

5.2. PRUEBAS OPCIONALES

- a. Impulso
- b. Maniobra
- c. Efecto Corona
- d. Cortocircuito
- e. Ruido
- f. Resistencia de la aislación núcleo - tierra
- g. Factor de potencia de la aislación.

MEDIDA DE RESISTENCIA DE LOS ARROLLAMIENTOS

Chequear la continuidad de todas las conexiones internas y que determinan el valor de la resistencia que será:

- Como valor de referencia para los controles de mantenimiento.
- Para el cálculo de las pérdidas de Joule, suplementarias y tensión de corto-circuito.

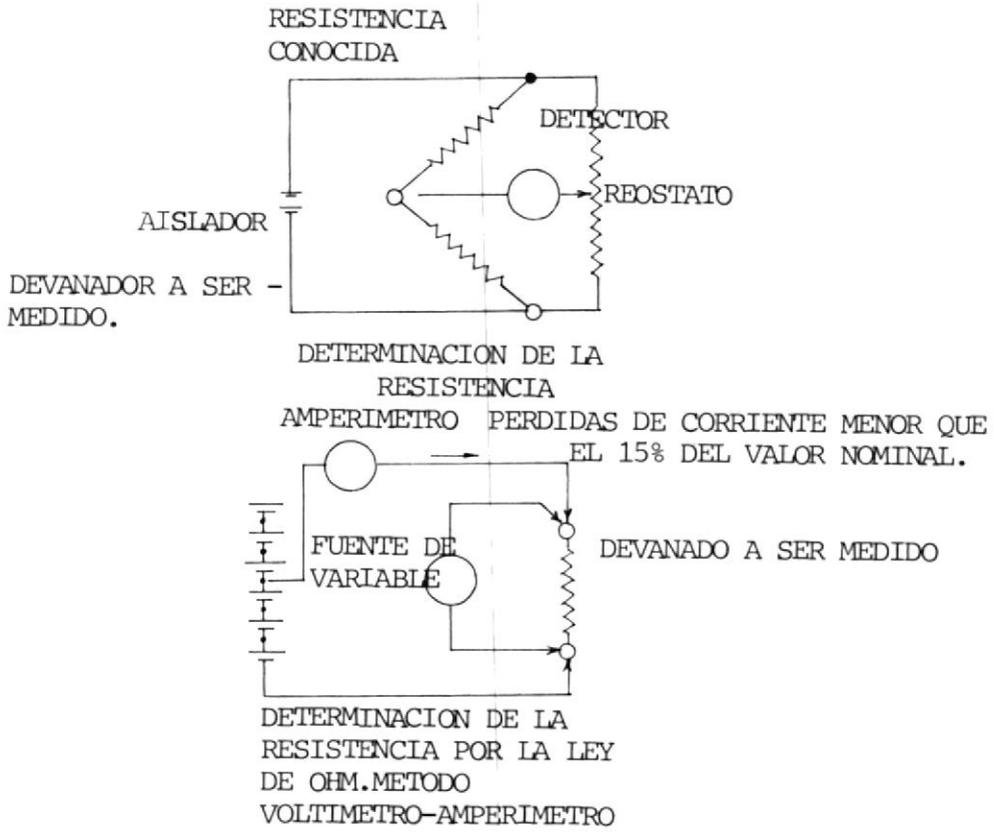


FIGURA Nº 5.1.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS

- Para determinar el calentamiento de los arrollamientos en los ensayos de calentamiento.

PROCEDIMIENTO

La temperatura ambiente es medida en el lugar de la prueba, a los transformadores llenados con aceite, les es permitido estabilizarse a la temperatura del cuarto de prueba. El devanado a ser medido es conectado en uno de los aparatos mostrados en la figura (1) y la lectura es tomada. El valor medido es corregido desde la temperatura de prueba (ambiente) a una temperatura de 75°C para unidades con incremento de temperatura de 55°C , y a una temperatura de 85°C para unidades con incremento de temperatura de 65°C .

Puesto que la resistencia de devanados es dependiente de la temperatura todos los valores son referidos a una temperatura específica.

COMENTARIO

El método del puente es el más exacto, se emplea para la medición de resistencia hasta los 10.000 ohmios, como no se requieren de muchos equipos -

para la ejecución de esta prueba, generalmente se la ejecuta en el lugar de su instalación.

RELACION DE TRANSFORMACION

Verificar que el transformador tenga el correcto número de vuelta en cada uno de los devanados y que la conexión de los taps, circuitos internos, estén correctos.

Se utilizan dos métodos, el voltimétrico y con auxilio de un puente circuito TTR (Figura N° 2) Dos devanados son conectados al probador de relación y los elementos internos del puente son variados para producir una señal visual sobre el detector.

POLARIDAD Y RELACION DE FASE

Verificar que las conexiones internas y la relación de fase entre bobinas esté correcto.

PROCEDIMIENTO

Para un transformador trifásico DY, Los bushings H1,

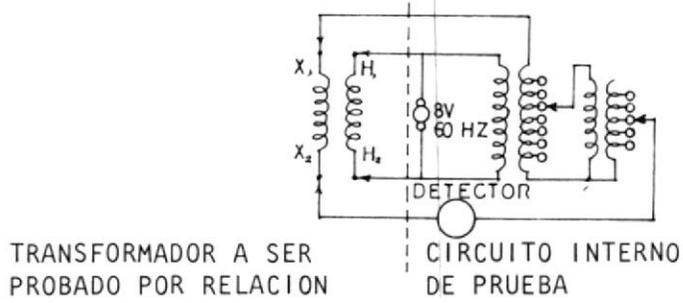


FIGURA N° 5.2.: PRUEBA DE RELACION CIRCUITO TTR.

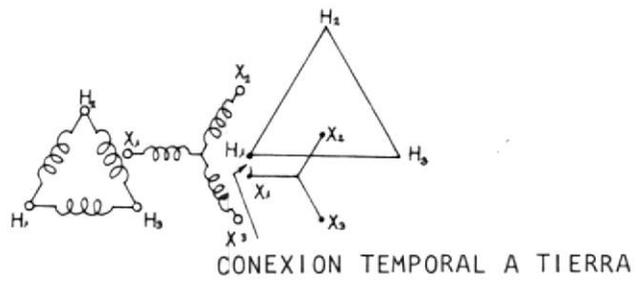


FIGURA N° 5.3. POLARIDAD Y RELACION DE FASE

Y_1 son temporalmente conectadas junto, y un 10 % del voltaje nominal es conectado a los terminales de baja tensión X_1 , X_3 , X_2 .

Los voltajes resultantes son medidos entre los otros varios terminales como se muestra en la figura respectiva. Si la relación de la fase y la polaridad están correctas, la relación de los voltajes medidos será:

$$H_3 \text{ a } X_2 = H_3 \text{ a } X_3$$

$$H_3 \text{ a } X_2 < H_1 \text{ a } X_3$$

$$H_2 \text{ a } X_2 < H_2 \text{ a } X_3$$

$$H_2 \text{ a } X_2 < H_1 \text{ a } X_3$$

PERDIDAS NUCLEO (Figura N° 4)

OBJETO: Verificar que las pérdidas del núcleo es tán de acuerdo a los valores garantizados.

Realizar la medida de la corriente en vacío que puede ayudar a emitir un juicio sobre la calidad del circuito magnético.

El núcleo de acero en un transformador de poten-

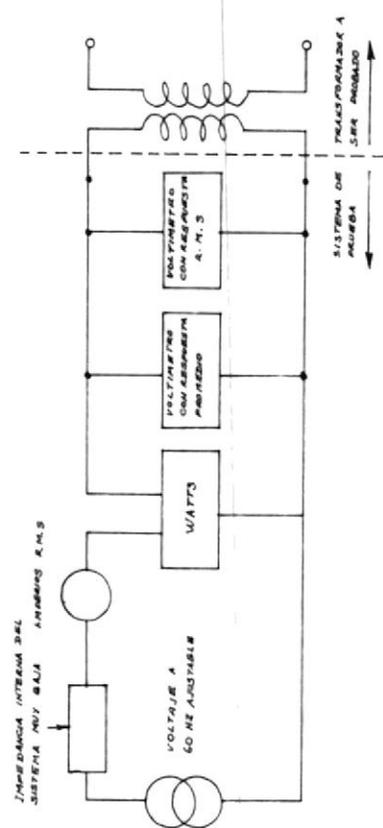


FIGURA N° 5.4.: PERDIDAS DE NUCLEO; UNA FASE DE UN SISTEMA TRIFASICO

cias tendrá pérdidas a una excitación que puede ser predecidas dentro de un amplio rango, esta prueba también confirma dichas pérdidas. Si un voltaje de 1.0 p.u. y 60 Hz (Monofásico para unidades monofásicas, trifásico para unidades trifásicas) es conectado a través de uno de los devanados del transformador generalmente el lado de baja tensión, el otro devanado es dejado en circuito abierto, el transformador tomará de la línea de pruebas la corriente de excitación nominal y las pérdidas del núcleo correspondiente.

Las características del circuito magnético deben ser considerados para conseguir resultados significativos. Debido a que los materiales magnéticos no son lineales sobre las típicas densidades de flujo usados en los equipos eléctricos. El núcleo energizado por una onda seno toma una corriente distorsionada de la fuente.

Si esta corriente fluye a través de una impedancia significativa causará una distorsión, por lo que un voltaje no sinusoidal) causará un flujo no sinusoidal cuyo valor menor que el normal fluirá en el núcleo y las pérdidas del núcleo será diferente -

de las de servicio por lo que se acostumbra a utilizar un factor de formas:

$$K_f = V_{\text{eff}}/U_m$$

V_{eff} = valor eficaz de la onda de tensión en voltios.

U_m = valor medio de la onda de tensión en voltios.

Si la impedancia del sistema de prueba es pequeño y un voltaje r.m.s., existe a través del transformador, ambas lecturas serán iguales y la lectura del Watímetro es válida. Si la corriente tomada es más alta que la normal, una ligera distorsión de voltaje existirá en los terminales del transformador, los voltímetros tomarán diferentes lecturas.

Como las pérdidas en vacío se refieren a una onda sinoseudal se necesita realizar la corrección de la medida, para lo cual ANSI Std 57.12.90 utiliza la siguiente formula:

$$P_o = \frac{P_{om}}{P_1 + K_f^2 + P_2}$$

P_1 = Proporción de las pérdidas por histerisis

P_2 = Proporción de las pérdidas por corriente de Forcoult.

P_0 = Pérdidas de excitación para una onda seno.

P_{0m} = Pérdidas de excitación medidas en las pruebas.

Los siguientes valores son normalmente utilizados - para inducciones de

	P_1	P_2
Planchas laminadas en frio	0.5	0.5
Planchas laminadas en caliente	0.8	0.7

CORRIENTE DE EXCITACION

El objetivo de esta prueba es verificar la corriente de excitación que es garantizada por el Fabricante. El método standard usa un amperímetro R.M.S., el que proporciona bastante exactitud, aunque la forma de onda de la corriente sea distorsionada. Al igual - que la prueba de pérdidas en vacío existen factores de corrección dadas por la norma ANSI c 57.12.90 en que toma en cuenta la existencia de alguna distorsión de voltaje.

PERDIDAS EN LOS CONDUCTORES Y DETERMINACION DE LA IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO

El objetivo de esta prueba es medir las pérdidas para comprobar si se encuentran dentro de los valores calculados y garantizados además de:

- Determinar su magnitud a la intensidad nominal y a la temperatura de referencia que influirá sobre el comportamiento técnico del transformador.
- Determinar el valor de la tensión de cortocircuito, el cual influye en el reparto de carga de transformadores en paralelo.

Para transformadores de grandes potencias, el único medio práctico para medir las pérdidas por carga, es simular la corriente de carga que fluye en los devanados. La figura respectiva muestra la técnica más común para inducir esta corriente de carga. Un devanado (baja tensión) es temporalmente cortocircuitado y un voltaje igual al voltaje nominal por la impedancia en p.u., es colocada sobre el otro devanado (alta tensión). Esto causará

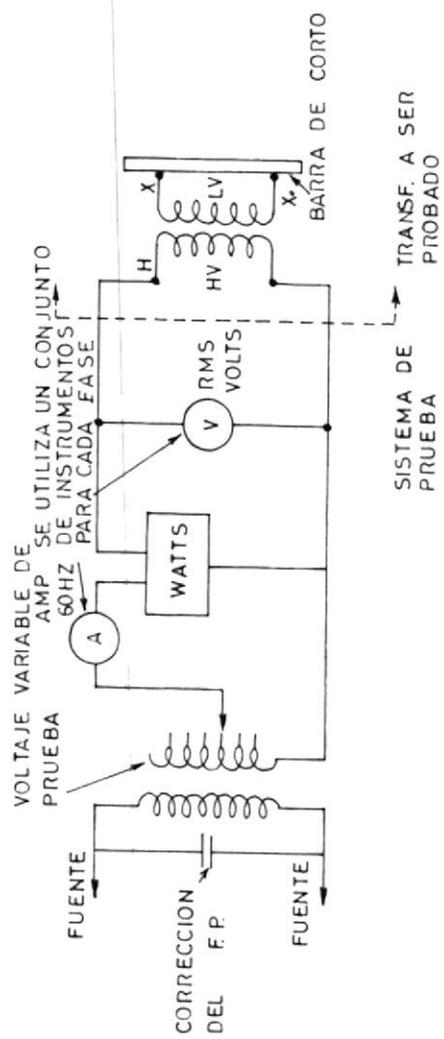


FIGURA N° 5.5.: PERDIDAS DE COBRE Y DETERMINACION DE LA IMPEDANCIA

que la corriente nominal circule por el devanado de alta tensión, y puesto que los Amperios - vueltas deben balancearse en el transformador, la corriente nominal debe también circular por el otro devanado. En estas circunstancias todas las condiciones para una perfecta medición, debido a que la corriente de carga está circulando en todos los conductores y la corriente de Eddy causado por los flujos de dispersión están fluyendo en el tanque, soportes y devanados, por lo que tomará las pérdidas a carga nominal de las líneas de prueba, las que pueden ser medidas directamente.

La figura N° 5 muestra la disposición monofásica en la que la baja tensión es cortocircuitada a través de un conductor de gran sección transversal.

El voltaje es incrementado desde cero hasta cuando circule la corriente nominal, siendo en estas circunstancias registrados los datos. Estas pérdidas representan las pérdidas del conductor a la temperatura ambiente. Sin embargo, que las pérdidas están garantizadas a una temperatura -

del conductor de 75 ó 85°C.

La norma ANSI C 57.12.90 establece fórmulas para corregir temperaturas y son usadas para calcular pérdidas de carga a 75°C para unidades con incrementos de 55 C y 85 C para incrementos de 65 C - por lo que el resultado es una medición real de pérdidas de carga del transformador en servicio . La relación del voltaje R.M.S. al voltaje de línea nominal es la impedancia en por-unidad, de las pérdidas de carga resultante, luego la resistencia efectiva en por unidad es calculada y de ambos valores anteriormente obtenido.

PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO

El propósito de esta prueba es chequear la rigidez de la aislación desde cualquier devanado a tierra por ejemplo aislación.

AT-M : BT-M y entre devanados AT-BT .

AT-M Alta tensión - masa

BT-M Baja tensión masa

AT-BT Alta tensión - Baja tensión

Para probar la aislación una fuente de 60 Hertz desde el 16 % hasta el 200% del voltaje de diseño en estado estable (determinado por el BIL del devanado) es aplicado por 60 segundos al devanado bajo prueba con todos los otros devanados aterrizados como se muestran en las siguientes figuras.

La magnitud del voltaje de prueba depende de varios factores, tales como si el transformador es té:

1. Aislado por aceite o aire.
2. Sea aislado totalmente o con aislación gradual.
3. Esté diseñado para trabajar sobre un sistema eléctrico o nó.

Esta prueba también chequea la aislación a tierra de las otras partes que transportan corrientes, tales como el conmutador o cambiador de tomas (tap-changer), transformadores de corriente (C.T.), por celanas (bushing), por ejemplo en la figura N^o 7 las áreas marcadas por 1, 2 y 3 son también chequeadas.

El potencial para la prueba es obtenido de una fuente externa y en ningún momento el núcleo es energizado. El procedimiento está en la Fig. # 8, todos los terminales a ser probados son conectados junto y unidos a una fuente de prueba monofásica (60 Hz). Los otros devanados y el tanque del transformador son solidamente aterrizados. El voltaje es aplicado por un minuto, el transformador salva la prueba si durante su desarrollo en el interior o en el exterior no se escuchan descargas, ruidos, ni se visualiza chispas o humadera y en el relé Buchholz no se advierte la presencia de gases inflamables.

Debe tomarse precaución al aplicar esta prueba a auto-transformadores o unidades conectadas en estrella a tierra con aislación graduada, en este caso, la aislación a neutro es más baja que la aislación de línea.

La Tabla N° 1 son valores tomados de las normas Europeas y la tabla N° 2 es extraída de ANSI C 57.12.00 en cuya columna II especifica los valores de prueba a baja frecuencia, usados en esta prueba.

TABLA N° 1

TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE, INSTALACION EXPUESTA

PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO

VOLTAJE MAS ALTO DEL SISTEMA	VOLTAJE DE PRUEBA A FRECUENCIA INDUST.	AISLACION A TIERRA
KV r.m.s.	KV r.m.s.	
12	28	Uniforme
17.5	38	
24	50	
36	70	
52	95	
72.5	140	
<hr/>		
100	150	Graduada
123	185	
145	230	
170	275	
245	395	
300	460	
362	510	
420	630	

POTENCIAL INDUCIDO

El propósito de esta prueba es chequear la aislación entre aquellas partes de un mismo devanado - (esto es entre vueltas, capas, secciones) y la aislación entre estas mismas partes y tierra que no fueron probadas durante la prueba de potencial aplicado.

Al igual que la prueba anterior, la tensión de prueba es del orden de 1.6 a 2 veces el voltaje nominal. Un generador especial de una frecuencia mayor que 60 Hertz deberá usarse de tal forma que el núcleo no sature debido al voltaje más alto - que el normal que es inducido en los devanados.

Cuando la frecuencia excede los 120 Hertz, la severidad de esta prueba se incrementa, por lo que se ha limitado el tiempo de duración a 7200 ciclos en la siguiente Tabla se proporcionan las combinaciones tiempo - frecuencia más comunmente usadas.

Los transformadores sometidos a estas pruebas caen en tres categorías.

1. Transformadores con aislación uniforme, esto es

TABLA N° 3

FRECUENCIA Y DURACION PARA LA PRUEBA DE POTENCIAL
INDUCIDO

FRECUENCIA HERTZ	DURACION SEGUNDOS
120	60
180	40
240	30
360	20
400	18

...

la clase de aislamiento basado en el voltaje nominal.

2. Transformadores con aislamiento reducida, el aislamiento a través del devanado es menor que el normalmente asociado con su voltaje nominal.
3. Transformadores con aislamiento graduada, el aislamiento en un terminal es menor que el aislamiento en el otro terminal.

Los transformadores descritos en 1 y 2 reciben generalmente la prueba de potencial inducido. Los del tipo 1 reciben dos veces el voltaje nominal inducido en un devanado el cual induce dos veces el voltaje normal entre todas las partes.

Transformadores del tipo 2 reciben un voltaje inducido en un devanado el cual induce el voltaje de prueba deseado en el devanado con aislamiento reducida. Un voltaje menor que el doble del normal aparece entre las partes vivas.

Transformadores del tercer tipo son probados en forma monofásica, conexiones monofásicas especiales

son requeridas y los esfuerzos de voltaje usualmente no estarán en proporción con aquellos existentes en servicio.

Transformadores trifásicos pueden requerir pruebas de inducido tal como se muestra en la figura N° 9.

La prueba se dice que es exitosa si la aislación - resiste los 7200 ciclos del voltaje total sin mostrar excesos de corriente en el generador, y sin la presencia de ruido, humo o burbujas de aceite.

PRUEBA DE TEMPERATURA

Esta prueba es realizada simulando la carga nominal sobre el transformador, para probar que el aceite y las subidas de temperatura de los devanados no excedan los valores garantizados.

Es difícil simular la carga nominal debida a los requerimientos excesivos de energía, de los varios métodos utilizados, el mas frecuentemente utilizado es el método de "Corto-circuito", donde un devanado es cortocircuitado y suficiente corriente es circulada en los otros devanados para producir las pérdidas requeridas.

Las subidas de temperatura tanto del aceite como la de los devanados son determinados mediante el uso de termómetros o termocuplas.

Estas subidas de temperaturas son ejecutadas en dos partes.

1. Midiendo la subida de temperatura en la parte superior del aceite (Top-oil).
2. Midiendo la subida de temperatura sobre el aceite.

Para determinar la subida de temperatura en la parte superior del aceite (Top - oil), la corrección del tap que da la temperatura máxima del devanado es determinada, usualmente es la corrección del tap que mantiene la pérdida máxima a carga nominal.

El transformador es cargado hasta que la subida de temperatura en la parte superior del aceite no cambie más que $2 \frac{1}{2}^{\circ}$ ó 1°C , el cual es mayor durante un período consecutivo de 3 horas. Siendo las últimas lecturas registradas.

Para determinar el gradiente de los devanados, la corriente nominal de tap usado durante la prueba - anterior son circuladas en el transformador y son mantenidas constante por al menos una hora.

El transformador es luego desenergizado y la resistencia de Alta Tensión son medidas, las primeras - lecturas son realizadas cuatro minutos después - del corte, y adicionales mediciones son efectuadas por al menos diez minutos después del corte los datos resistencia - tiempo son luego utilizados para calcular la temperatura promedio de los devanados.

Transformadores con sistemas de aislamiento de 55° C., deben mantener una subida de temperatura igual o menor que 55° sobre la temperatura ambiente y la temperatura del punto más caliente igual o menor - que 65° C., sobre la temperatura ambiente.

Transformadores con sistema de aislamiento de 65° C garantizan los valores de subida de temperatura - 55° C, 65° C, y 80° C., para la subida de la temperatura promedio de los devanados, subida de temperatura en la parte superior del aceite y la temperatura del punto más caliente.

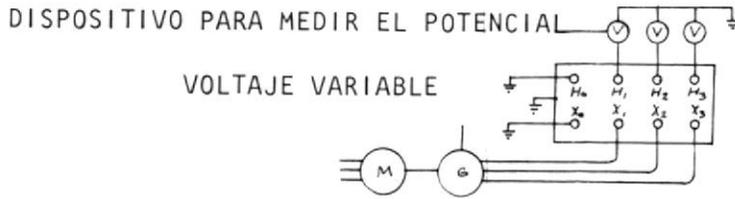


FIGURA N°5.9: CONEXION EXTERNA PARA UN TRANSFORMADOR TRIFASICO CONECTADO EN YY. (TENSION INDUCIDA).

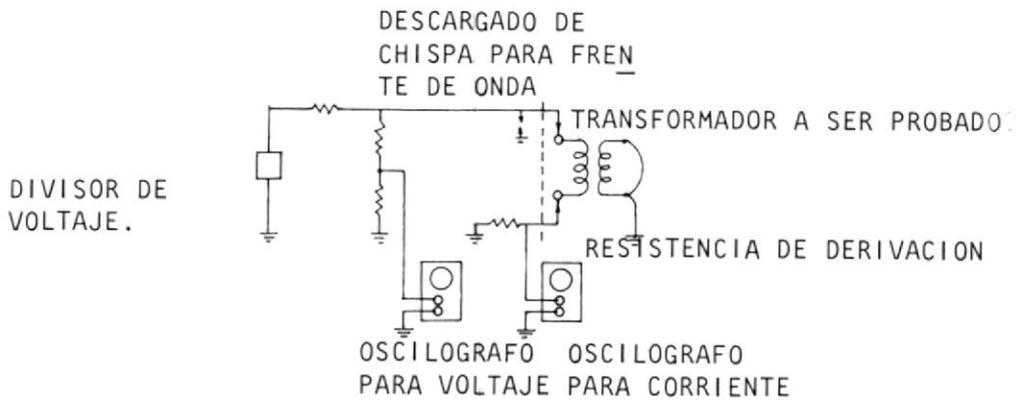


FIGURA N°5.10 : PRUEBA DE IMPULSO

IMPULSO

El propósito de esta prueba es chequear la capacidad de los sistemas de aislación del transformador para resistir transientes de voltaje, tales como aquellos que resultan de las descargas atmosféricas. Si un sobrevoltaje golpea o cae sobre una línea de transmisión, una onda se propaga desde el punto de contacto a cualquier equipo conectado sobre la línea. Esta onda tiene un tiempo de elevación muy rápido y un tiempo moderado de caída. Las características de estas ondas son muy importantes. Incremento, caída de tiempo y valores máximos de pico han sido establecidos para varias formas de ondas.

El valor pico del voltaje a plena onda es llamado el nivel básico de aislamiento BIL, así por ejemplo para un voltaje nominal de 115 KV el BIL es de 450 KV, la tabla 2 de ANSI 57.12.00 Columna 3 detalla los niveles para una onda completa, 3. Existen 3 tipos de tensiones de impulso:

1. IMPULSO DE ONDA COMPLETA

El impulso de onda completa (Full-Wave), simula

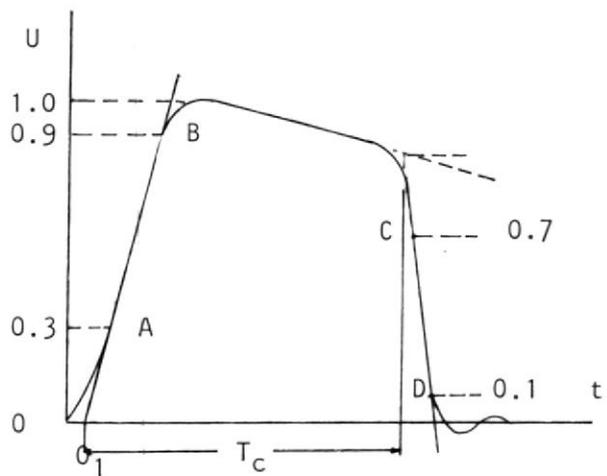
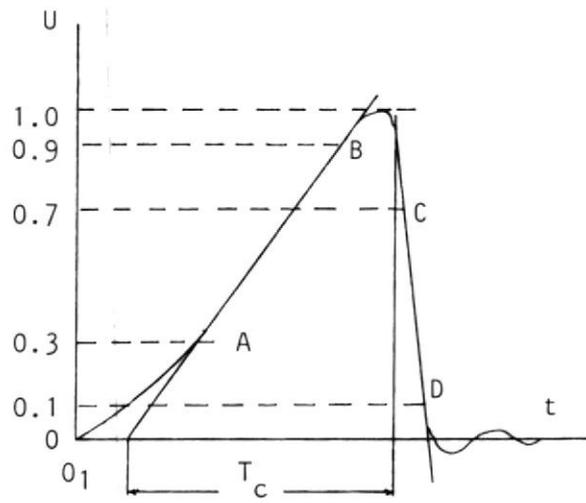
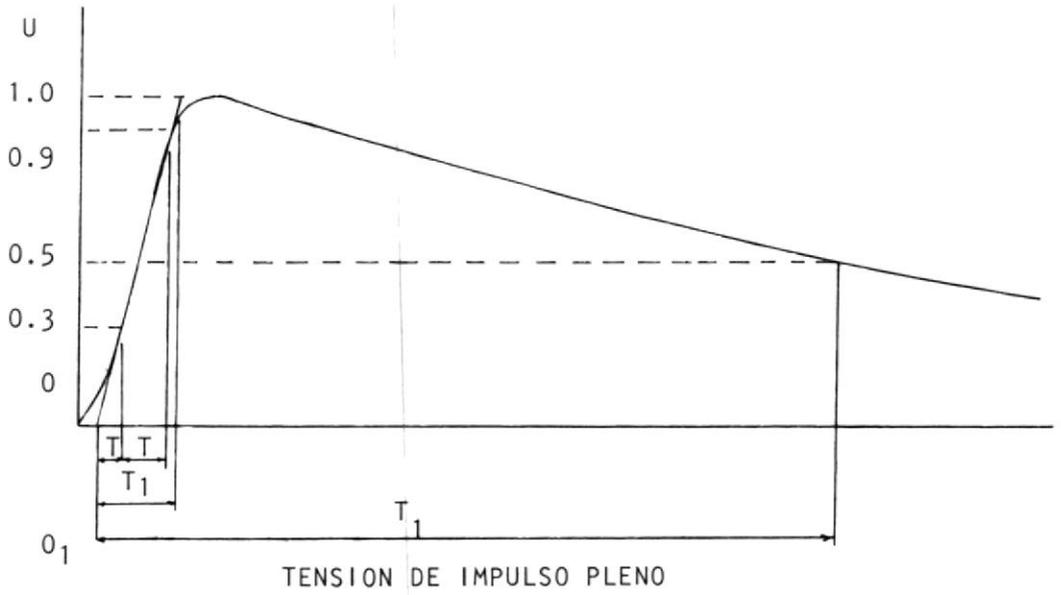


FIGURA N° 5.11.: ONDAS NORMALIZADAS

el efecto de una descarga a alguna distancia del transformador y que viaja a lo largo de una línea de transmisión. Según las normas, la forma de onda es generalmente descrita como una onda 1.2×50 . Esto es su valor se eleva desde cero y alcanza el valor de cresta en 1.2 microsegundos y cae a la mitad de este valor en 50 microsegundos.

2. IMPULSO CON UNA ONDA RECORTADA (Chopped Wave)

Representa una onda generada por alguna perturbación a alguna distancia del transformador y que es desviada a tierra por algún pararrayo situado cerca del transformador después de haber logrado su valor de cresta. La onda recortada tiende a ser más severa que la onda completa, pues su valor es definido como el 115% del valor de onda completa, la amplitud y el tiempo de la descarga (flashover time) es dada en la cuarta y quinta columna de la tabla N° 2.

3. IMPULSO DE FRENTE DE ONDA

Este impulso, señala una descarga directa cerca de los terminales del transformador con el

voltaje limitado solamente por las descargas de los aisladores o espaciamiento de aire de los mismos, esta onda tiende a ser más severa que las anteriores, puesto que su elevación es muy rápida - llegando al valor en que se produce la descarga, haciendo que el voltaje caiga bruscamente, la amplitud y el tiempo de la descarga es dado en la tabla N° 2. Columnas 6 y 7.

La reacción en los devanados es completamente diferente, desarrollando estas ondas un esfuerzo de voltaje completamente alto entre vueltas - vueltas capa - capa, así como entre los devanados a tierra.

Una serie de ondas de voltaje producidos por un generador tal como muestra la figura N° 10, son aplicados uno a la vez a cada uno de los terminales que van a ser probados. Los otros terminales son aterrizados sólidamente a tierra o a través de alguna impedancia adecuada.

Cuando estas pruebas son requeridas, las normas establecen la siguiente secuencia, una onda plena reducida, dos ondas recortadas y una onda reduci-

da al 100 %. Si una prueba con impulso de frente de onda es requerida se sigue la siguiente secuencia: una onda completa reducida, dos frentes de onda, dos ondas recortadas, y una onda completa al 100 %.

DETECCION DE LA FALLA POR IMPULSO

La detección de una falla se logra mediante la comparación de los oscilogramas obtenidos en la aplicación del 100 % del BIL con las demás ondas tomadas a porcentaje reducidos. Las principales indicaciones de fallas son:

1. Cualquier cambio de forma de onda, amplitud diferente mostrada por la comparación de las ondas con pleno voltaje tomadas antes y después - de la aplicación de la onda recortada.
2. Cualquier diferencia en los oscilogramas de onda recortada, en comparación con el oscilograma de la onda completa.

PRUEBAS DE MANIOBRA

El objeto de esta prueba es chequear la capacidad

del sistema de aislamiento del transformador para resistir descargas de tiempos muy largos, similares a los causados por la apertura o el cierre de los circuitos breaker sobre una línea de transmisión energizada. El procedimiento que se sigue son similares a los de onda completa, excepto que la elevación y caída de tiempo del pulso son de mucho mayor tiempo. Este sobre-voltaje debe exceder el 90 % del valor de cresta por al menos 200 microsegundos. El tiempo en llegar al voltaje cero sobre la cola de la onda debe ser igual o mayor de los 1000 microsegundos.

CORONA O DESCARGA PARCIAL

Esta prueba mide la señal de un megahertz generado internamente que aparece en los terminales del transformador. El efecto corona o descarga parcial es el resultado de una ruptura parcial del sistema aislante, como resultado de la alta velocidad de ionización bajo la influencia de un campo eléctrico que excede la rigidez dieléctrica de la aislación, esta ruptura o descarga es rápida, siendo del orden de los microsegundos y puede producir calor, sonido o gases, manifestándose en los ter

minales del transformador como una onda de voltaje de forma irregular de frecuencias altas, del orden de los megahertz. Algunas de las condiciones que pueden originar estas descargas son:

1. Procedimiento inapropiado del secado de la ais-
lación.
2. Aislación sometida a sobre-esfuerzos en las -
pruebas por falta de conocimiento de las limitaca
ciones de voltaje del aislamiento.

Estas descargas pueden dañar el aislamiento, produciendo interferencias en las líneas de telecomunicaciones cuando se encuentran prestando servicio.

Una de las técnicas utilizadas para la medición de las descargas parciales es el de la Radio Influencia de Voltaje (R.I.V.) el que puede ser medido en los terminales del transformador con un instrumento de medición de interferencia.

La industria tiene estandarizado a la frecuencia de un megahertz. Las normas NEMA han publicado la siguiente guía, que son usadas para transformadores con conmutador sin carga y utilizados en transformado

TABLA N° 4
NIVELES DE RADIO INFLUENCIA DE VOLTAJE

VOLTAJE DEL SISTEMA KV	VOLTAJE DE PRUEBA KV	NIVELES MAXIMOS DE RADIO INFLUENCIA MICRO - VOLT.
.6	.76	-
2.4	1.67	250
4.16	2.89	
4.8	3.34	
7.2	5.01	
8.32	5.77	
12.	8.00	
12.47	8.32	
13.2	8.79	
14.4	9.41	
23.	15.7	650
37.6	18.8	
34.5	23	
46.00	29.3	1250
69.00	44.00	
115	73.4	2500
161	102.5	5000
230	147.0	
288	183	
345	220	

dores de potencia con BIL hasta 1550 KV y para transformadores de potencia de Distribución con BIL mayores de 150 KV (Tabla N^o 4).

CORTOCIRCUITO

El propósito de esta prueba es probar que el transformador de potencia, está en capacidad de resistir los cortocircuitos que pudieran presentarse en funcionamiento. Luego de que el transformador ha pasado exitosamente las pruebas anteriores, la unidad es conectada tal como se muestra en la figura N^o 11, ajustando el tap del transformador al voltaje de salida del generador, siendo éste llevado a la velocidad de sincronismo, y a un voltaje correspondiente al voltaje nominal del transformador.

En un tiempo apropiado sobre la onda de voltaje el interruptor es cerrado por 10 a 15 ciclos, siendo toda la energía suministrada por la inercia rotacional del generador a 60 ciclos.

Durante el tiempo indicado, se mantiene el voltaje sobre los terminales del transformador, a fin de

obtener una onda de corriente asimétrica y simétrica.

Voltaje y corrientes son obtenidos después de los 15 ciclos, luego del cual el breaker es abierto y el generador es llevado a la velocidad de sincronismo nuevamente, para el próximo cortocircuito.

Las normas recomiendan al menos una corriente asimétrica y cinco asimétricas. Para determinar si la unidad ha pasado la prueba los siguientes criterios deben ser aplicados:

1. Los oscilogramas de voltaje y corriente no deben mostrar cambios bruscos.
2. La impedancia de dispersión y la corriente de excitación no debe diferir significativamente de los valores originales.
3. El transformador deberá ser desmontado y chequeado para detectar evidencias de distorsiones mecánicas.
4. Luego de montar la unidad debe de pasar las

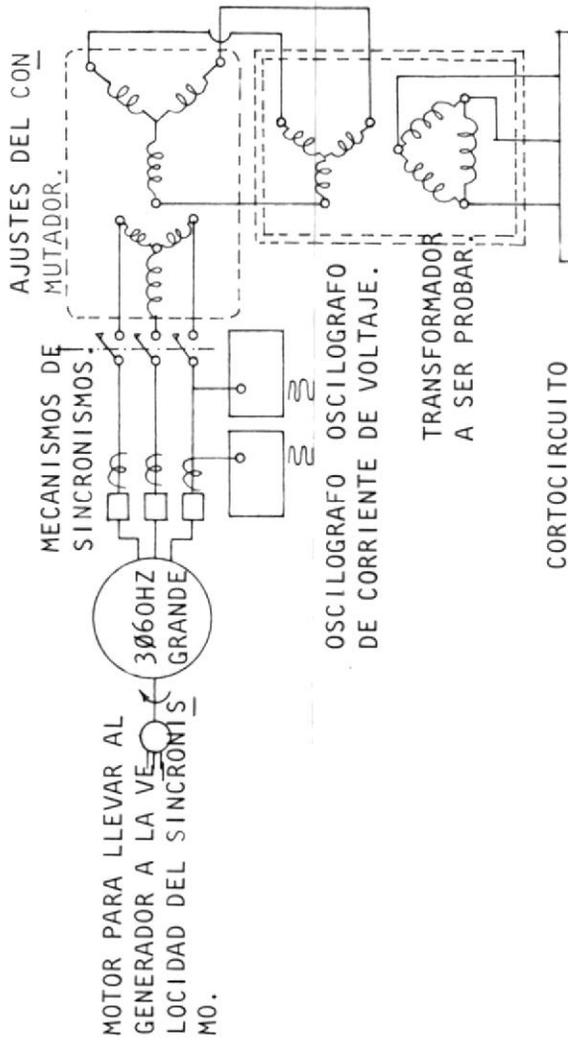


FIGURA N° 5.12.: DIAGRAMA ELECTRICO PARA PRUEBA DE CORTOCIRCUITO

pruebas dieléctricas.

Por ser una prueba fuerte, es recomendada solamente para ciertos tipos de diseño, porque no es fácil de tectar una falla de este tipo a la unidad que ha sido probada.

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO NUCLEO A TIERRA

Esta prueba verifica que ninguna parte del circuito magnético está accidentalmente cortocircuitado a tierra, así como se utiliza para determinar el contenido de humedad de la aislación.

El núcleo de un transformador de potencia es laminado, y las laminaciones son aisladas para mantener las corrientes circulantes bajas. Los soportes estructurales externos son aislados del núcleo para evitar las corrientes circulantes entre las laminaciones y sus soportes. Aislación defectuosa permite un excesivo calentamiento, daño de las laminaciones del núcleo e incremento total de las pérdidas del núcleo. En los transformadores, el núcleo se lo aterriza deliberadamente para reducir el voltaje núcleo a tierra a través del aislamiento. Esta tie

rra evita que el circuito magnético se eleve a un potencial mayor a tierra a través del acople capacitivo con el devanado más cercano. Si se diera el caso de la ocurrencia de alguna tierra accidental habrá una corriente circulante a través del lazo formado por la tierra accidental y la liberada, produciéndose el correspondiente daño al núcleo.

Esta prueba es también utilizada para determinar la condición del aislamiento posterior a las pruebas, la tabla 5, proporciona valores mínimos de resistencia de aislamiento para transformadores con aceite.

Se utiliza un aparato denominado megger, el que proporciona lecturas del aislamiento en megaohm, previamente se asegurará que tanto el núcleo como el tanque estén aterrizados, luego del cual se cortocircuitará cada uno de los devanados del transformador en los respectivos terminales.

Se realizarán las siguientes mediciones:

1. Alta Tensión (primario) a baja tensión (secun-

dario) a tierra.

2. Baja tensión (a alta tensión a tierra)

3. Alta y Baja Tensión a tierra.

Es prudente realizar esta prueba antes de la puesta en servicio de la unidad, en vista de la humedad que pudo ser adquirida durante el viaje.

TABLA N°5

RESISTENCIA MINIMA DE AISLACION EN LIQUIDOS A 20°C

KV Línea - Línea

Mega-Ohmios

1.2	32
2.5	68
5	135
8.66	230
15	410
25	670
34.5	930
36	1.240
69	1.860
92	2.480
115	3.100
138	3.720
161	4.350
196	5.300
230	6.200
287	7.750
345	9.300

5.3. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO

En el transformador los fenómenos que ocurren en el interior a causa de una falla latente o por defecto de construcción, son por lo general lentos de descubrirse mediante los dispositivos de protección con los que está dotado el transformador.

Los programas de mantenimiento de la unidad, tienen en cuenta las variaciones de fallas existentes con respecto a los ajustes originales de dichos dispositivos, para tomar alguna acción correctiva.

Esta acción correctiva se la puede realizar con la anticipación del caso, si se lleva un registro de las distintas causas que podrían estar produciendo dichas alteraciones.

Mediante la técnica de la Cromatografía de gases se puede llevar una operación continua de medidas correctivas, de acuerdo al desenvolvimiento de factores analizados por ésta técnica.

El enfoque de este tópico está dirigido a explicar el significado de dicha técnica, así como las causas e interpretación de resultados y diferencias con otras técnicas.

1. CROMATOGRAFIA

La cromatografía es una ciencia antigua mediante la cual se puede detectar los diferentes componentes de una mezcla sólida o gaseosa para cierto caso, por ejemplo la mezcla del aceite aislante, en los distintos componentes.

CAUSA DE LOS GASES COMBUSTIBLES

Al transformador se lo puede dividir en 3 sistemas: Sistema Activo formados por todos los conductores metálicos de los circuitos eléctricos y magnéticos, Sistema Pasivo subdivisible a su vez en sistema aislante sólido (papel, cartón, madera, fibra sintética), o sistema aislante líquido (aceite) y sistema estructural (soporte, grapa, etc.).

De los cuales la aislación sólida y líquida, representan las fuentes de emisión de gases puesto que ellas son orgánicas y como tal - es sujetos a diferentes formas de descomposición cuando son sometidos a diferentes tipos de esfuerzos.

Dos tipos de causas existen:

CAUSAS PRIMARIAS: Son los esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos los que resultan de las siguientes condiciones:

1. Corona (Descarga Parcial) y Chispa

- a. Corona: La fuerza eléctrica resultante de la ionización, y ocurre sobre las 12 KV/cm. sobre punta aguda de conductores o en puntas de discontinuidades dieléctricas.
- b. Chispa: Una simple descarga eléctrica con un tiempo de duración de unos microsegundos o menos.

2. Calentamiento Térmico (Puntos Calientes y Sobrecalentamiento General)

- a. Puntos Calientes o localizados, sobrecalentamientos a causa de fallas incipientes que pueden llegar a los 500°C sin calor suficiente para quemar el aislante celuloso.
- b. Sobrecalentamiento General: Sin puntos calientes.

3. Arcos

Prolongada descarga eléctrica que produce un arco inflamable con un calor brillante en contraste con la corona de intensidad reducida.

Todas estas causas difieren unas de otras es cuanto a la intensidad de la energía disipada.

Las causas secundarias incluyen:

- Cubierta de nitrógeno contaminada

- Reparación no desgasada
- Condiciones atmosféricas
- Motor quemado de transformador F.O.A.
- Hidrólisis (si existe agua libre).

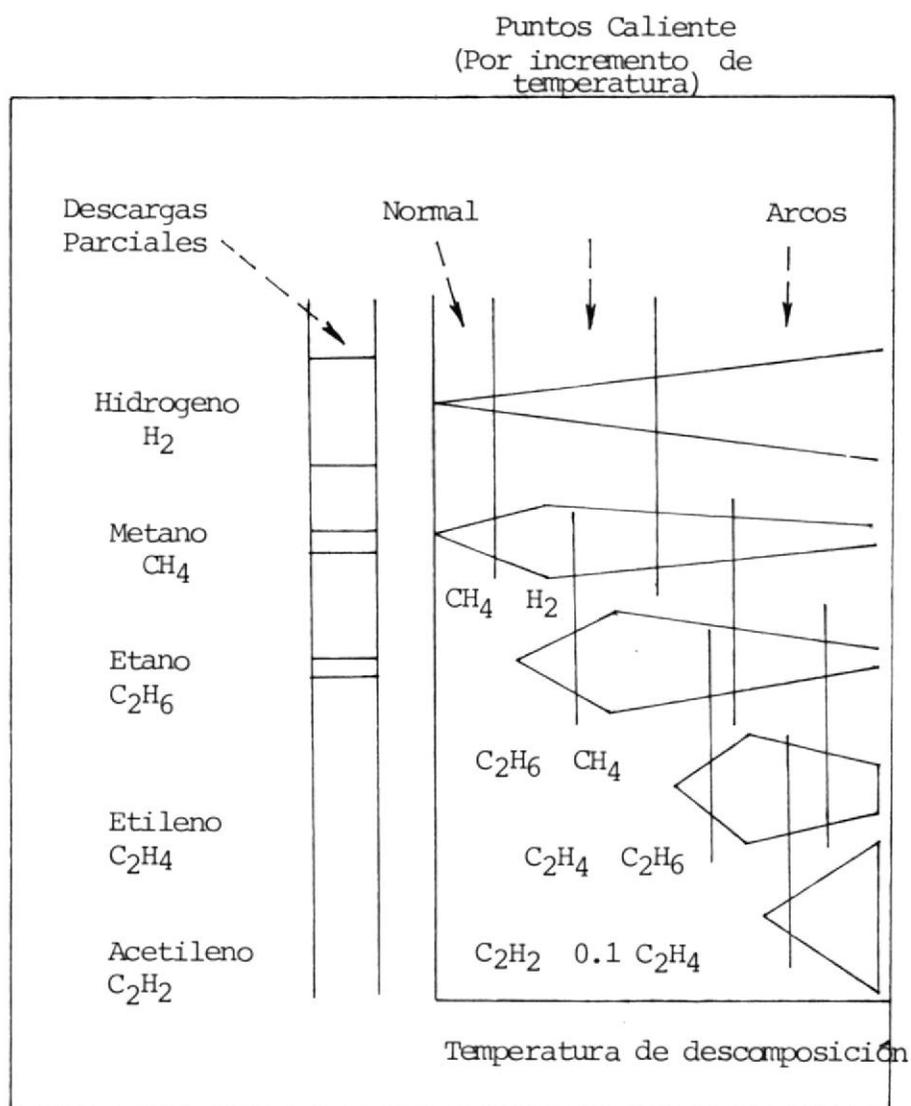
Transformador transportado con gas-CO₂ (Dióxido de carbón). Los gases combustibles detectados en el aceite por estas causas son indicación de condiciones anormales, pero no condiciones de fallas.

Cada uno de estos tipos de fallas generan gases, cuya apreciación con respecto al estado normal, se distingue en el gráfico siguiente.

En este gráfico ,vemos que muestra la temperatura de descomposición Vs. del tipo de gas generado bajo una condición de falla.

INTERPRETACION DEL ANALISIS

El análisis está enfocado en obtener la siguiente información:

FIGURA N^o 5.13.

EMISION DE GASES Vs. TEMPERATURA DE DESCOMPOSICION

1. Identificar el mecanismo de degradación responsable de la producción de gases.
2. Determinar el material que involucra el proceso.
3. Formarse una idea del estado del transformador y de las acciones a seguirse.

La presencia de ciertos gases característicos permiten conocer la naturaleza del proceso que las originó, identificando de esta manera el tipo de falla. De las causas (primarias o secundarias) vistas anteriormente y del estudio del tipo de gases y de sus proporciones relativas, se ha establecido que el hidrógeno es característica de descargas parciales, el etileno de sobrecalentamientos, el acetileno de arcos, y el monóxido de carbono del deterioro de degradación del aceite aislante.

La proporción en que se encuentran estos gases, son en cantidades fácilmente comparables

con tablas y guías que han sido establecidas en base a la experiencia de las industrias de construcción de transformadores y al consenso industrial

Las guías encontradas en la referencia (3) , han demostrado que los gases se encuentran presente de acuerdo a la situación particular de cada transformador.

La interpretación de los resultados es general no es tan directa, porque suele ser necesario hacer entrar en juego otros elementos de juicio que no se deducen del análisis.

Por ejemplo el contenido de gases puede depender del tiempo, así como de las condiciones de servicio, del tratamiento efectuado al aceite y de las características constructivas del transformador.

Una vez determinado e identificado el origen de la producción de gases, así como la parte afectada, se torna difícil formarse un juicio sobre el estado del transformador y decidir en

base de una falla letente, la necesidad o urgencia de adoptar una acción correctiva. - Existen casos (de acuerdo con la experiencia) en que el análisis por sí solo aconseja poner fuera de servicio un transformador, pero lo corriente es que el usuario tome conocimiento de la existencia de una falla, llevando un - programa mediante esta técnica, más acorde - con el desarrollo de la misma, programando con la debida anticipación una salida del servicio en el momento adecuado para su reparación, evitando situaciones molestosas, mayor de lo que hubiera sido de haber tenido conocimiento de lo que pasaba.

Como justificar esta técnica, si el equipo de Cromatografía es por si caro, además lo - engorroso que sería enviar muestra de acei- te para su análisis (en donde pueden existir fallas en la toma de muestras).

Esta técnica está justificada por la detec- ción anticipada de los problemas, pudiendo entonces repararse con un costo menor que si

la falla incipiente estuviese sin detectar y hubierase permitido desarrollarse, hasta que el peligro sea dado por los relé convencionales de detección de gases o de variación de presión (Relé Buchholz).

Esta justificación del uso de ésta técnica - debe ser añadida a otras de beneficio menos tangibles como:

1. La reducción del peligro de incendios, del aceite y los daños consecuentes.
2. Capacidad para la programación de salida de unidades en estado latente de falla.

DIFERENCIAS CON OTROS METODOS

Otros métodos de detección de gases se han provisto al transformador, cada uno de ellos han tenido amplia aplicación tanto en los Estados Unidos o Europa, tenemos así el Relé Buchholz, con colector de gas, y el Relé detector de gases combustible, cuya diferenciación se muestra en el cuadro siguiente:

METODO	LOCALIZADO	MUESTRA REQUERIDA	GASES DETECTADOS	APLICACION
1. Sistema Relé Buchholz Colector de gases.	Sobre el Transformador.	Gas que excede un valor previamente ajustado dando una alarma de falla.	Mide la cantidad de gas acumulado.	Transformador con conservador.
2. Detector de Gas combustible por fallas.	Sobre el Transformador	Muestra de gas en la parte superior del transformador.	Gases combustibles	Unidades Resulta afectado por la sobrelubilidad y temperatura del gas.

Ambos analizan el gas acumulado.-

El Relé Buchholz.- Pequeñas cantidades de gases - combustible de una falla incipiente debe ser totalmente absorbida en el aceite antes de que cualquier gas libre puede acumularse en el colector.

Este relé puede responder también a descargas parciales de baja energía o sobrecalentamientos locales. Pero como el relé así como el colector se encuentran lejos del centro de acción de los gases, es imposible para el relé Buchholz responder a los inicios de una falla.

El Relé Detector de Gas (TCG).- Es el método que se utiliza ampliamente en los EE.UU., su mayor mayor ventaja es la fácil adaptabilidad. Sin embargo, detecta solamente los gases combustibles y es aplicable a unidades que tienen un espacio de aire por encima del aceite. La mayor desventaja es - que sólo dá un pequeño porcentaje de los gases combustibles, por lo que no identifica o cuantifica la clase de gas presente. Siendo los resultados sujetos a factores tales como temperatura, presión, así como la solubilidad de los gases a analizar.

El problema en ambos métodos, es que la solubilidad

de los gases en el aceite es grande, tenemos otro como referencia el cuadro siguiente tomado de Ref. (3).

SOLUBILIDAD DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

Hidrógeno	H ₂	7,0 % por vol.
Nitrógeno	N ₂	8,6 % por vol.
Monóxido de Carbono	CO	9,0 % por vol.
Oxígeno	O ₂	16,0 % por vol.
Metano	CH ₄	30,0 % por vol.
Dióxido de Carbono	CO ₂	120,0 % por vol.
Etano	C ₂ H ₆	280,0 % por vol.
Etileno	C ₂ H ₄	280,0 % por vol.
Acetileno	C ₂ H ₂	400,0 % por vol.

El Hidrógeno es 7.0 % en volúmen y es el menos soluble, mientras que el acetileno es 57.0 % más soluble que éste para que estos gases aparezcan fuera del aceite, es decir en el Buchholz o Relay, por lo que es necesario, primero que haya una cantidad tal que exceda la solubilidad en el aceite, pero para entonces puede ser demasiado tarde porque puede haberse producido una falla avanzada y eventualmente un

daño de consideración; y, además está el peligro de algún incendio, por la elevada cantidad de combustible presente en el transformador.

Esto justifica aún más el análisis de los gases disueltos, mediante la Cromatografía, pues por su sensibilidad es capaz de analizar cantidades extremadamente pequeñas P.P.M. (partes por millón) que están muy lejos de alcanzar el límite de solubilidad en el aceite, y analizar una falla en su etapa incipiente.

Es de aclarar, de que el aceite en su estado natural presenta una cierta cantidad de gases combustible, que se los considera normales, así por ejemplo, en un aceite sin uso, un análisis muestra 69.8 % de Nitrógeno y 30.2 % de Oxígeno.

Un transformador operando normalmente generará ciertos gases, debido al natural envejecimiento de la oscilación, lo que aparecerán en cantidades decrecientes, ligeras cantidades de dióxido de carbono, monóxido de carbón, así como también hidrógeno, metano y etano, la magnitud de los cuales depende del tiempo de la unidad en servicio, así como la historia de carga.

Sin embargo, estas cantidades pueden ser a causa de una falla incipiente, por lo que para diferenciarlas se estudia su evolución en el tiempo realizando el análisis en forma periódica.

APLICACION

La aplicación de éste análisis, siempre que se trate de transformadores con aceite, no está limitado por la potencia de la unidad. Se puede hacer a unidad pequeña como 25 KVA., así como - 300 MVA., aunque lógicamente se justifica su acción cuanto más caro y grande es el transformador y cuanto más vital se lo considere para un servicio dado.

Se recomienda tanto para equipos que hayan manifestado algún problema como para grupo de transformadores aparentemente sanos. Para este último se recomienda un mantenimiento anual, pero de acuerdo a su importancia puede hacerse trimestralmente. De todos modos, si una falla es detectada luego del primer análisis, es posible incrementar la frecuencia de observación, para el estudio de la velocidad de formación de los gases.

Las formas de recoger las muestras del aceite, así como las técnicas de analizarlas no serán tratadas aquí, ellas podrán ser estudiadas en la referencia (3), a manera de ejemplo se da la técnica más ampliamente usada, así como un record del funcionamiento del transformador y una guía para la detección de fallas por esta técnica.

INTERPRETACION DEL ANALISIS

1. Clase de Gases

Tipo de probables fallas

<u>Gases detectados</u>	<u>Interpretación</u>
Nitrógeno \pm 5 % Oxígeno	Operación Normal Tr.Sellado
Nitrógeno + 5% Oxígeno	Chequee los ajustes del Tr.
Nitrógeno + Dióxido de carbón y Monóxido de carbón o todos	Transformador sobrecargado, Chequear condic.de operación.
Nitrógeno e Hidrógeno	Descarga por corona, electro _l isis del agua.
Nitrógeno,Hidrógeno,Dióxido de carbón y monóxido carbón	Descarga por corona y sobrecarga.
Nitrógeno,Hidrógeno,metano con pequeñas cantidades de etano y etileno	Chispa u otra falla menor que causa la ruptura de la aislación del aceite.
Nitrógeno, Hidrógeno, metano con dióxido de carbón, monóxido de carbón y pequeñas cantidades de otros hidrocarburos acetileno, no presente usualmente.	Chispa u otra falla en presencia de celulosa.

Nitrógeno con hidrógeno en gran de proporción así como la presencia de acetileno.

Arcos de energía fuerte causando un rápido deterioro del aceite.

Nitrógeno con hidrógeno, metano etileno en grandes proporciones y algo de acetileno.

Arcos de alta temperatura en el aceite en una área confinada.

Conección floja, cortocircuito vuelta-vuelta.

Igual al anterior excepto que el dióxido de carbón y el monóxido de carbón están presentes.

Igual al anterior, excepto que el arco es combinación con celulosa.

CONDICION ASOCIADA DEL CUADRO ANTERIOR

% Combustible

Acetileno C₂H₂

La menor evidencia indica la presencia de un arco eléctrico en el aceite.

CO H₂ CH₄ C₂H₆ C₂H₄ C₂H₂

Hidrógeno H₂

Grandes % están asociadas con la descarga por efecto corona.

CO H₂ CH₂ C₂H₂ C₂H₄ C₂H₂

Etileno C₂ H₄

La degradación térmica del aceite produce este gas.

CO H₂ CH₄ C₂H₆ C₂H₄ C₂H₂

CO Monóxido de carbón

Envejecimiento térmico del papel producirá este gas.

CO H₂ CH₄ C₂H₆ C₂H₄ C₂H₂

GUIA PARA GASES COMBUSTIBLE

GAS	NORMAL	ANORMAL	INTERPRETACION
H2	<150 p.p.m.	>1.000 p.p.m.	Arcos por corona
CH4	<25	> 80	Chispa
C2H6	<10	> 35	Sobrecalentamiento local.
C2H4	<20	> 100	Severo sobrecalentamiento.
CO	<500	>1.000	Severa sobrecarga
CO	<10000	>15.000	Severa sobrecarga
N2	1-10%		
O2	0.2 - 3.5%		
	0.03 %	> 0.5%	Combustible

ACCION APROPIADAS

<u>Contenido de gases Combustible P.P.M.</u>	<u>Porqué el análisis de gas en aceite</u>	<u>Porqué el análisis del gas en aceite.</u>
Unidad nueva 0-500 P.P.M.	Envejecim.normal Transf.en operación satisfactorio, lig <u>e</u> ra acumulación.	Iniciar datos, bases incluyendo cualquier operación normal.
500-1.000 P.P.M.	Descomposición del aceite o aislación, desarrollo de una falla incipiente, la unidad podría fallar en cualquier tiempo.	Probar periódicamente notando los cambios - marcados. 1. Si la prueba es rá <u>pi</u> da había poco tiempo para el desarrollo de la falla. 2. Si es muy tarde la falla podría desarrollarse.
1.000 P.P.M.	Descomposición muy sustancial del aceite, existe una falla en el Tr. que debe ser saca <u>d</u> o de servicio.	Demasiado tarde, se - recomienda inspección visual por pérdidas - de conexión, se requie <u>r</u> e reparar la unidad, así como desgasarla.

HISTORIA DE UN MANTENIMIENTO

4.200 KVA - 1.920 galones de aceite

FECHA	H2	O2	N2	CH4	CO	C2H6	CO2	C2H4	C2H2	TOTAL GAS	TOTAL GAS COMB.
8-17-76	354	20,887	60,779	4161	188	2476	1896	6614	73	97428	13.866 ¹
9,27-77	39	33,878	88,690	426	10	1310	1706	2275	--	128334	4060
1-17-78	234	30,107	67.580	1867	-	1312	4213	3148	8	108470	6569 ²
2-13-78	231	22,326	74.562	3232	-	2080	1937	5596	36	110000	11176 ³
3-15-78	ND	6930	24.279	23	ND	39	64	95	ND	31420	157 ⁴
6-20-78	--	24.473	70.962	1723	67	936	1048	3066	49	102324	5841 ⁵
7-78	ND	22.297	52.323	1029	50	872	1136	3139	ND	80840	5093 ⁶
12-12-78	97	27.599	64.492	1607	ND	771	714	2019	8	97307	4502 ⁷

ND. No detectado.=

1. Etileno indica sobrecalentamiento externo del aceite:
Bajo cantidad del monóxido de carbón indica que la
aislación sólida no es afectada todavía.
Posible causa sería el cambiador de Tap.
Se encontró en la inspección física que uno de los de
vanados primarios estaba completamente quemado en el
intercambiador de tap.
2. Se reparó y se reemplazó el aceite, la unidad sigue -
generando cantidades excesivas de combustible.
3. La unidad todavía tiene exceso de gases combustibles.
Pruebas eléctricas sobre el lado primario O.K. Imposi
ble desconectar el secundario. Gases podrían ser cau
sados por sobre conexión o por conductores malos.
4. Unidad desgastada.
5. Sustancial disminución de gases combustible.
6. El problema parece ser todavía el sobrecalentamiento
del aceite. Chequear posibilidad de gases residuales
se recomienda probarlo mensualmente y a largo plazo
el lado secundario.

7. Nivel de combustible otra vez elevado. El límite de desgasificación ha sido alcanzado. Inspección interna y reparación total se recomienda.

CAPITULO VI

PROTECCION

6.1. FUNCION DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA

Si se acepta que en un sistema de potencia se producen fallas, se debe preveer el empleo de mecanismos capaces de detectarlos y controlar la operación de interruptores en una forma programada.

Debido a que la corriente de falla constituye uno de los mayores peligros para la integridad de los elementos que constituyen un sistema de potencia, se hace imperiosa la necesidad de que cualquier acción que se tome frente a la aparición de un defecto tenga lugar en el menor tiempo posible.

Adicionalmente debe tenerse en cuenta el hecho de que algunas mediciones de operación que pueden originar fallas dan lugar a magnitudes eléctricas medibles, o en el caso de transformadores a la formación de burbújas de gas. En esta forma su

detección puede servir para proteger el elemento y desconectarlo de la Red.

Las consideraciones anotadas anteriormente conducen a la idea de emplear dispositivos que eviten la aparición de un defecto y dispositivos que aislen de un sistema de potencia la parte que presenta la falla.

6.2. INVERSION EN SISTEMAS DE PROTECCION

Frente al problema de decidir que sistema emplear en la protección, se presenta la incertidumbre de fijar el monto justo que debe de invertirse en relés y sus elementos asociados, ya que se tiene que proteger la inversión realizada y considerar la probabilidad de daño a tenerlos con todas sus implicaciones.

En el caso de los sistemas de potencia, el gasto que se realice en protección puede tener los siguientes beneficios:

a. Para el elemento protegido:

- Evitar que se produzca una falla.

- Atenuar los efectos de una falla, disminuyendo así los gastos de reparación y tiempo dedicado con el mismo fin.

b. Para otros elementos del sistema de potencia.

- Evitar que se produzca una falla por extensión de la producida en un elemento vecino.

Debido a que el riesgo que se cubre depende de la posibilidad de que se produzca una falla, resulta imprescindible el contar con estadísticas detalladas que permitan cuantificar la probabilidad de que se produzca una falla, por ejemplo, un cortocircuito entre espiras de un transformador, al mismo tiempo deberá cuantificarse la probabilidad de que se produzca con cada una de las fallas, la apertura de los sistemas de protección, que pueden emplearse. Cada tipo de falla y protección asociada va unida a un tiempo de operación y tiempo de reparación en esta forma es posible evaluar el efecto de incluir o no el sistema de protección.

En los transformadores, el monto es afectado no

tablemente por la configuración del sistema de potencia, ejemplo paquete generador - transformador, así la puesta fuera de servicio de uno de ellos puede significar desde una interrupción de unas horas para cambiarlo por el de reserva hasta la interrupción del servicio por varios meses. Aún en el primer caso, puede ocurrir que no sea necesario interrumpir el servicio por existir formas alternativas de alimentación.

Es interesante además, anotar que este tipo de evaluaciones se basa en suposiciones razonables sobre la variación de costos a través de la vida de la máquina, así como de la variación de la probabilidad de falla como una función del tiempo de uso de la unidad.

A manera de ejemplo, consideremos desde el punto de vista del concesionario un caso extremo, un transformador de 10 MVA operando solo en una subestación que alimenta a una fábrica. Si en las estadísticas del sistema se registra que durante los 350 años - transformador, se han producido 40 fallas en elementos similares,

es razonable estimar que en un año la probabilidad promedio de que falle el transformador es de 0.1143.

Si no se emplea protección y si se produjera una falla que produzca daños en el transformador, su reposición significaría:

- a. La adquisición de un nuevo transformador, lo que involucra:
 1. El desembolso necesario para la compra de una nueva unidad.
 2. El tiempo que demande la recepción y montaje de la otra unidad, ya que las fábricas requieren un plazo variable para la entrega de la nueva unidad, de varios meses.
 3. Un monto residual al que puede valorizarse el transformador malogrado.
- b. La reparación del transformador, para lo que debemos tener en cuenta los siguientes aspectos.

1. Transporte del transformador al lugar más cercano para su reparación.
2. Costo de su reparación.
3. Tiempo empleado para su reparación
4. Energía dejada de vender
5. Daño ocasionado al usuario y acción legal - que pueda tener por concepto de daños y perjuicios.

No todas las fallas pueden evitarse empleando sistemas de protección, algunas se producen y su detección atenúa el daño que pueda producir a la máquina.

6.3. FALLAS EN TRANSFORMADORES

Fallas dentro del tanque del transformador.

Dentro de este tipo, podemos agrupar las siguientes fallas - probables:

- a. Puesta a tierra de un arrollamiento.
- b. Cortocircuito entre fases
- c. Cortocircuito entre espiras
- d. Falla entre arrollamientos a diferentes tensiones.
- e. Falla del conmutador de tomas
- f. Falla del aislador pasatapa.
- g. Sobrecalentamiento del núcleo, debido a una falla de su aislamiento.

En todos los casos, si el transformador no es aislado rápidamente de las fuentes de alimentación - puede ocurrir que se originen graves deterioros en el transformador debido a los esfuerzos mecánicos y térmicos a los que se somete. Las fallas entre fase se producen muy raramente en transformadores trifásicos. En bancos de transformadores trifásicos formados por unidades monofásicas es imposible que ellos se produzcan, las causas

principales de fallas entre fases son las descargas en los aisladores y las fallas en el equipo conmutador de tomas.

Debido a los cuidados que se toma en el diseño de estas unidades la probabilidad de falla entre espiras ocurren con más frecuencia que las fallas entre fases, este tipo de fallas es más probable que se produzcan en zonas cercanas al neutro de un arrollamiento a diferente tensión, conectado en estrella, debido a las ondas de sobretensión, que tienden a rebotar en ese punto. Un cortocircuito de unas pocas espiras dan lugar a una elevada intensidad en las espiras involucradas con un efecto muy pequeño en el resto del arrollamiento.

Las fallas del núcleo pueden ocurrir debido al deterioro del aislamiento de las laminaciones, - las que pueden cortocircuitarse dando lugar a sobrecargas originadas por las corrientes parásitas.

Es importante que los pernos de amarre del nú-

cleo se aislen convenientemente a fin de cortar este tipo de falla.

Fallas en las conexiones del transformador:

Este tipo de defecto comprende todo aquello que puede producirse en las conexiones externas al transformador cubiertos con los dispositivos de protección. Además de las probables fallas de aislamiento de la zona, deben incluirse las descargas en los cuernos de protección contra sobretensiones.

SOBRECALENTAMIENTO

Durante condiciones normales de servicio, pueden producirse situaciones en que la carga sea ligeramente mayor a la nominal del transformador. Estas situaciones pueden permitirse siempre que la sobreelevación de temperatura de los arrollamientos pueda ser tolerable.

Debido al notable efecto que la temperatura tiene sobre la vida del aislamiento, las normas regulan los valores de sobre-cargas que pueden to

lerarse asociadas con el tiempo que permanece la sobrecarga y la temperatura de los arrollamientos previa a la sobrecarga.

Además de la sobrecarga debemos también considerar la sobre-elevación de la temperatura por efectos de fallas en el sistema de refrigeración, sea por bloqueo o dificultad del elemento refrigerante o por las pérdidas del mismo.

FALLAS EXTERNAS AL TRANSFORMADOR

En caso de ocurrir fallas, la intensidad de la fa lla circula por los arrollamientos del transforma dor. Si persiste esta situación sin ser eliminada por los elementos de protección correspondiente, se pone en riesgo a la unidad.

Con el fin de cuantificar la capacidad que tiene un transformador para poder soportar la corriente de cortocircuito, las normas consideran el caso más crítico, el de un cortocircuito limitado por la reactancia del transformador. Por ejemplo, la norma British 171, define los siguientes tiempos

que pueden tolerarse, las fallas en los bornes del transformador alimentado por una red infinita.

REACTANCIA DEL TRANSFORMADOR EN %	DURACION PERMITIDA DE LA FALLA EN SE- GUNDOS.
4	2
5	3
6	4
7 y más	5

Esta limitación obliga a incluir en el transformador relés de sobrecorriente que operen como respaldo de la protección de los elementos vecinos. En esta forma mediante el ajuste adecuado de los valores y tiempos de operación se logra que no se ponga en riesgo el transformador.

PROTECCION DIFERENCIAL

La aplicación de la protección diferencial revisa especial cuidado por el compartimiento de la unidad en condiciones normales, por lo que se tiene en cuenta:

- a. El valor de las corrientes diferentes en los devanados.
- b. La presencia de tomas, que dá lugar a una relación de transformación variable.
- c. La intensidad de excitación que circula por los devanados.
- d. La intensidad de conexión, cuyo valor es notablemente alto y de forma no sinusoidal que circula por los arrollamientos.
- e. Dependiendo del grupo de conexión, el desfaseamiento resultante.
- f. Dependiendo del grupo de conexión, la impedancia de secuencia cero resultante, si la máquina es alimentada por uno u otro lado.

El relé diferencial es comúnmente usado para detectar fallas internas en transformadores. En estos relés, los transformadores de corriente son conectados de tal forma que ninguna corriente - fluye en la bobina de operación durante las con

diciones normales de trabajos.

Si un cortocircuito o una falla tierra ocurre, las corrientes que fluyen en el secundario de los transformadores de corriente serán desiguales, y la diferencia entre ellos circula a través de la bobina de operación. La corriente a través de la bobina de restricción produce un contra-torque, tal que la corriente a través de la bobina de operación requiere para cerrar los contactos del relé un porcentaje fijo de la corriente total, el cual evita falsas operaciones debido a ligeras desigualdades de los C.T. (Transformadores de corrientes) o saturación de los mismos C.T. cuando corrientes elevadas circulan a través del transformador para fallas externas.

EFECTO DE LA CORRIENTE DE AVALANCHA (INRUSH)

Una gran corriente de magnetización de avalancha fluye en un devanado cuando es energizado. Esta corriente puede exceder cinco veces a plena carga (pico), y puede persistir por varios segundos, y puede aparecer para el relé diferencial

como una falla, causando por lo tanto una operación del relé. Para evitar esta falsa operación algún modo de restricción del relé durante el "Inrush" puede ser usado, esto puede ser realizado desensetizando al relé por algún intervalo de tiempo o por el uso de relé con restricción de armónicos y d.c.

RELE CON RESTRICCIÓN DE ARMONICOS

La corriente de "Inrush" contiene un gran porcentaje de componentes de armónicos (pares o impares), así como también componentes de corriente continua. Esto hace posible otro medio de restringir el relé diferencial durante el período de avalancha. Un circuito rectificador - para aislar la componente continua o armónicos - y entregarlos a un devanado de restricción sobre el relé, evitará la falsa operación durante la corriente de conexión, la figura 6.1. muestra el circuito, donde los circuitos en serie son sintonizados para resonancia a frecuencia fundamental. El circuito en paralelo es sintonizado para antiresonancia a frecuencia fundamental.

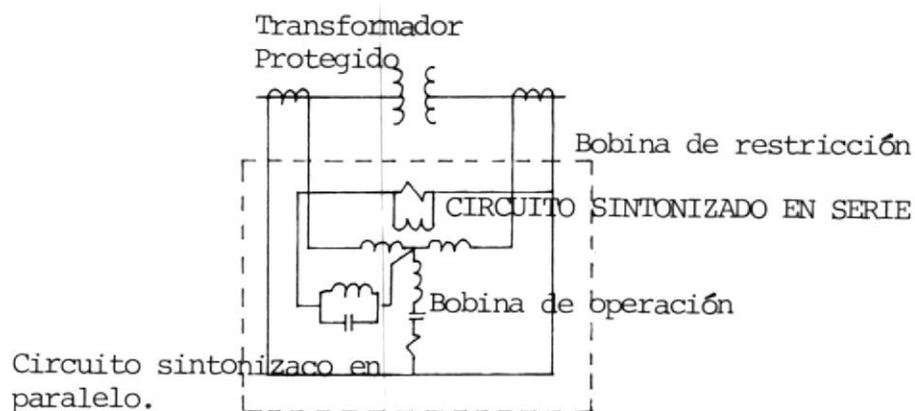


FIGURA N° 6.1.

RELE CON RESTRICCIÓN DE ARMONICOS

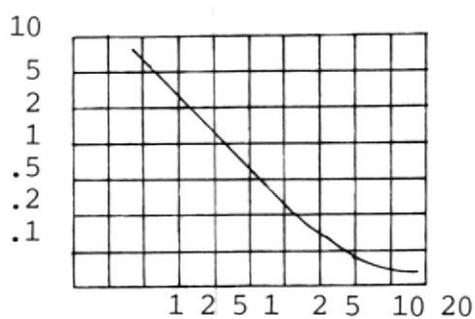


FIGURA N°6.2.

TIEMPO DE OPERACION DEL RELE

Esta restricción de armónicas está presente en la corriente entregada al relé: Estos armónicos pueden estar presente en las corrientes de fallas por sí solos, debido al arco, o los C. T., pueden saturar y producir armónicos.

RELE A PRESION

La capacidad de formación de gas es una indicación de la potencia disipada por el arco. La capacidad de elevación de la presión de gas en un transformador es proporcional a la energía del arco, e inversamente proporcional al volúmen del espacio de gas.

El relé opera sobre la diferencia entre la presión dentro del espacio de gas del transformador y la presión dentro del relé. Los orificios de igualación tienden a igualar estas dos presiones para ligeros cambios en presión, debido a una falla resulta en la operación del relé. Las características de operación de un relé de este tipo es mostrado en la figura N°

Arcos de alta energía incluyen una cantidad de gases grandes que operan al relé en

tiempos cortos. El tiempo de operación es más grande para arcos de poca energía.

RELE DE PRESION Y LOS DISPOSITIVOS LIBERADORES DE PRESION

Los relés de presión son construidos para detectar altas presiones de gas, pero debido a que la presión que pueden ocurrir en servicio normal con severas sobrecargas y a temperaturas ambientales altas, pueden llegar a 8 psi, los relés deben ser ajustados para operar a presiones altas, y generalmente no serán muy sensitivos a incrementos de presión que pueden ocurrir durante una falla. Los dispositivos liberadores de presión abren mecánicamente cuando presiones excesivos son logradas, son dispositivos de respaldo para evitar daños como la ruptura del tanque. Tales dispositivos son más efectivos en un transformador con amortiguamiento de gas, devido a que ellos liberan presiones de gas directamente sin expulsar grandes cantidades de aceite, mientras que el dispositivo liberador de presión, en un tanque con conservador debe ser localizado en la parte superior de la cañería,

tal que la presión no pueda posiblemente ser liberada tan rápidamente, y grandes cantidades de aceite son usualmente expulsadas cuando opera.

PROTECCION DE SOBRETENPERATURA DE LOS ARROLLAMIENTOS

Un transformador puede soportar sobrecargas por períodos cortos, sin sufrir daños. Sin embargo, una sobrecarga prolongada o una sobreelevación de temperatura debido a alguna falla en el sistema de refrigeración afecta notablemente en la vida del aislante.

Debido a las características del medio de refrigeración en que se encuentran sumergidos los arrollamientos del transformador, la medición de la temperatura absoluta del punto más caliente del arrollamiento no puede medirse externamente con los relés convencionales. La medición de la temperatura del aceite tampoco constituye una indicación confiable debido a que la constante de tipo térmica del aceite es aproximadamente 10 veces mayor que la de los arrollamientos.

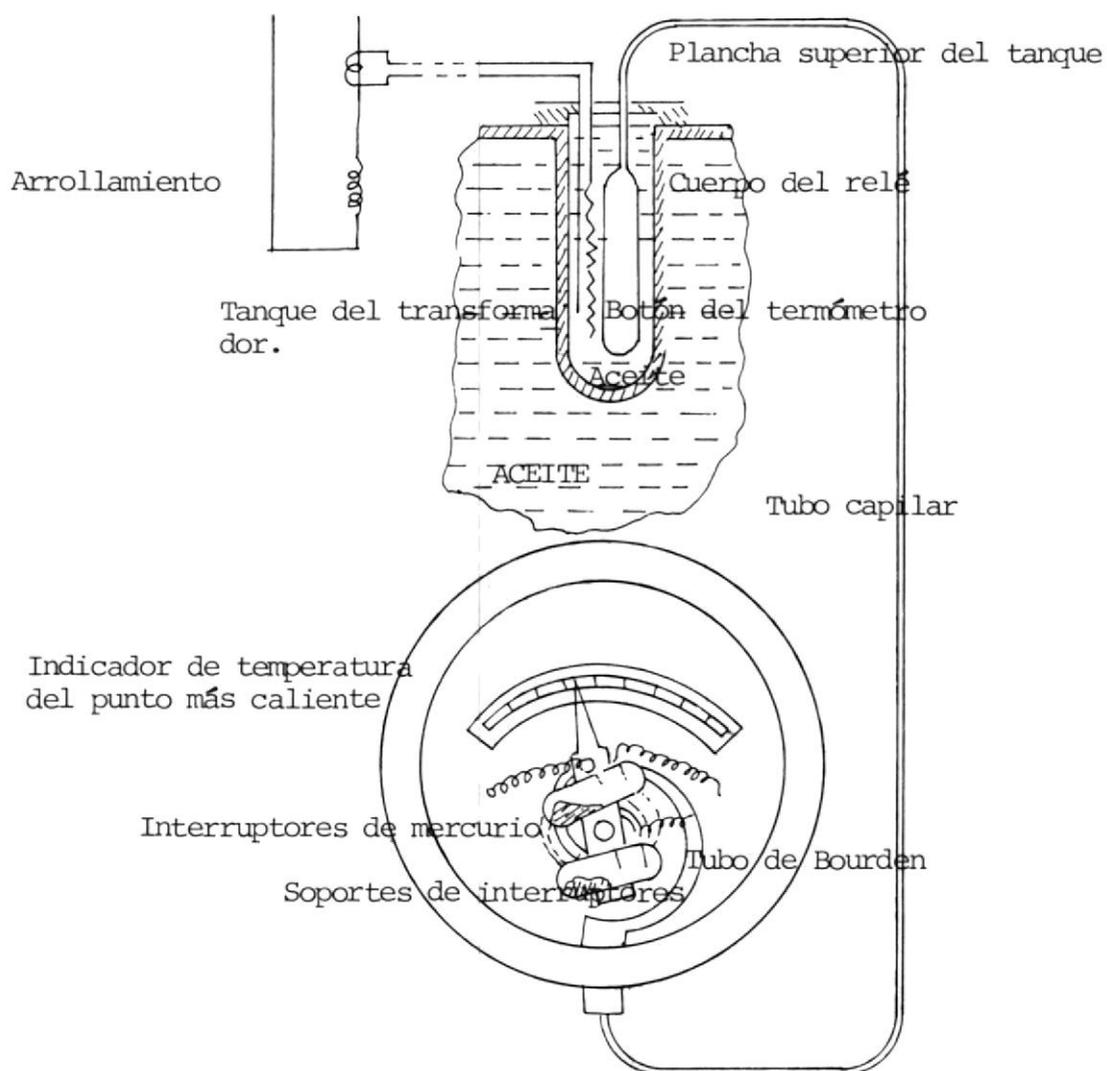


FIGURA N°6.3.

RELE DE SOBRE TEMPERATURA DE LOS ARROLLAMIENTOS

Con el objeto de medir en forma más cercana la temperatura del punto más caliente se ha desarrollado un relé especial para los transformadores. Este relé procura ser la imagen térmica del arrollamiento, si dicho relé es calentado por una intensidad que es proporcional a la que recorre los devanados y disipa el calor al mismo aceite en que el arrollamiento está sumergido.

La figura muestra el esquema de este tipo de relé, el que consta de un pequeño depósito hermético conteniendo aceite, que se monta en la parte superior del tanque.

Este pequeño depósito contiene además una resistencia de calefacción a ser recorrido por una intensidad proporcional a la del transformador y un bulbo termométrico sensor que mediante un tubo capilar se conecta a un medidor (tipo Boutden - Europeo). En esta forma se mide la temperatura del líquido que es calentado por una corriente proporcional a la que calienta los arrollamientos y que disipa su calor en el mismo medio en que éstos lo hacen. El instrumento medi

dor suele proveerse también de dos interruptores de mercurio ajustados para operar antes que el otro.

AJUSTES DE LOS RELES DE IMAGEN TERMICA

Los transformadores provistos de refrigeración forzada suelen dotarse de dos de estos dispositivos de imagen térmica. El primero encargado de conectar los ventiladores cuando la temperatura alcanza los 75°C , desconectándolos si desciende a 55°C . El segundo encargado de accionar una alarma a los 95°C y de abrir los interruptores que conectan al transformador a las fuentes de energía si la temperatura tiene el valor de 120°C .

Con el objeto de obtener el máximo beneficio de las características del transformador para tolerar sobre-cargas, la constante de tiempo del dispositivo de imagen térmica se ajusta a un valor lo más cercano a la del arrollamiento protegido.

PROTECCION BUCHHOLZ.

Un transformador no está completamente protegido

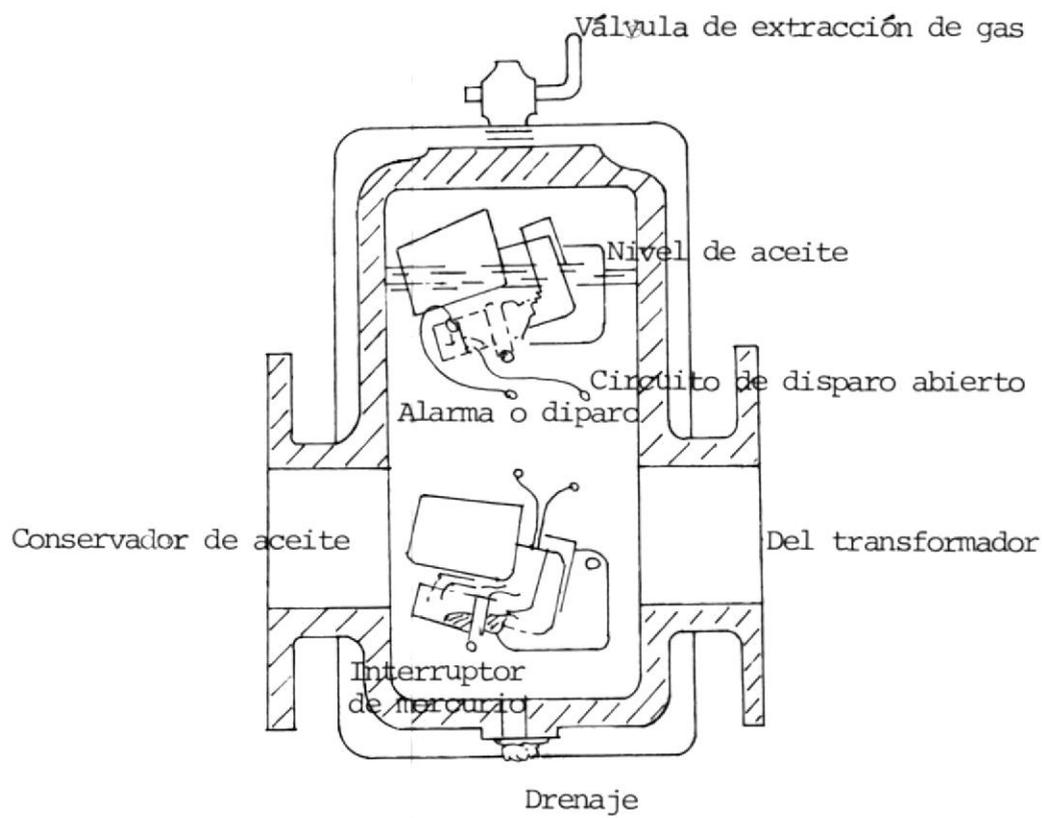


FIGURA N° 6.4.

RELE BUCHHOLZ

si no cuenta con un relé operado por gas y aceite. Este relé conocido como relé Buchholz basa su operación en el hecho de que todas las fallas que se produzcan dentro del tanque dan lugar a la generación de gases producto de la vaporización del aceite. Si la falla se incipiente, la vaporización es lenta y se traduce en una serie de burbújas que suben lentamente. Si se trata de un cortocircuito, la temperatura alta que se produce en el punto de falla dá lugar a que la producción de gases sea brusca, en este caso, se produce una onda de presión que se transmite por todo el aceite en forma violenta.

El relé Buchholz es un dispositivo similar al de la figura , que se conecta en la tubería que une al tanque del transformador con el conservador del aceite. En esta forma por su ubicación este dispositivo es capaz de capturar cualquier burbúja que ascienda al conservador, convirtiéndose así en el medio más eficaz para poder detectar fallas incipientes que escapen de la sensibilidad de los otros medios analizados anteriormente.

El relé contiene dos flotadores de aluminio pivo-

teadas y contrapesadas por elementos de acero niquelado cuidadosamente, ajustados de tal manera que su peso predomine ligeramente sobre el de los flotadores, cada una de estas pequeñas balanzas está provista de un interruptor de mercurio capaz de operar de acuerdo a la posición de la balanza que lo porta.

El sistema superior está destinado a operar con las burbújas de desprendimiento lento, que son atrapadas por el relé. Estas acumulaciones desplazan al aceite que forzaba al flotador a que suba, dando lugar a que baje arrastrando consigo al interruptor de mercurio encargado de cerrar un circuito de alarma.

Algunos fabricantes emplean una especie de flotador pero abierto en su parte superior de tal manera que en condiciones normales permanece arriba por acción del contrapeso pero al bajar el nivel del aceite bajan por su propio peso que se vé aumentado, ya que no desplaza aceite.

El sistema inferior está ubicado directamente

en la boca de la tubería que trae el aceite, y está destinado a detectar cualquier onda de presión de aceite que se transmite. El movimiento de este sistema se traduce en el disparo de los interruptores que inducen energía al transformador.

Adicionalmente este relé está provisto de ventanas de inspección destinadas a verificar en nivel del aceite, la velocidad con que acumula el gas y el calor. Sin embargo, la naturaleza de la falla solo puede precisarse mediante el análisis de componentes del gas. (Refiérese a Cromatografía de Gases).

Para poder extraer el gas, el relé cuenta en su parte superior con una llave o válvula. En su parte inferior está provisto de un tapón de purga o drenaje.

LIMITACIONES DEL RELE BUCHHOLZ

Los temblores, vibraciones y golpes constituyen la razón principal por la que no pueden ajustarse demasiado la sensibilidad de estos dispositi

vos. Estas vibraciones eventuales del transformador se debe agregar la propia originada por el flujo magnético que lo porte.

Con el fin de comparar las bondades de estos relés manufacturadas por diferentes firmas, se recomienda comparar su capacidad para soportar vibraciones. A manera de referencia se dan los siguientes valores:

VIBRACION VERTICAL

FRECUENCIA	AMPLITUD	ACELERACION EQUIV.
25	2.3	3
100	.6	12
150	.4	16

AJUSTES DEL RELE BUCHHOLZ

A continuación se anotan valores de ajustes referenciales.

Sistemas de Alarmas

Volumen de Gas Detectado para operación.

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	DIAMETRO DE TUBERIA	RANGO DE AJUSTE	AJUSTE NORMAL
Hasta 1 MVA	2.5 cm.	100-120 cm ³	110 cm ³
1 a 10 MVA	5 cm.	185-215 cm ³	210 cm ³
Sobre 10 MVA	7.5 cm.	220-280 cm ³	280 cm ³

SISTEMAS DE DISPARO - VELOCIDAD DEL ACEITE

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR MVA	DIAMETRO DE TUBERIA cm.	RANGO DE AJUSTE cm/seg.	AJUSTE NORMAL cm/sg.
Hasta 1	2.5	75-125	90
1 a 10	5	80-135	100
Sobre 10	7.5	95-155	110

En transformadores con refrigeración forzada, debe tenerse en cuenta que el arranque o parada de las bombas de circulación de aceite dan lugar a una onda de presión que no debe originar la operación del relé Buchholz. Las presiones originadas por estas operaciones es normalmente a las 40 libras por pulgadas cuadradas.

TIEMPO DE OPERACION

El tiempo mínimo de operación de este relé es del orden de 0.1 segundos llegando como promedio a operar en 0.2 segundos. Por esta razón - suelen preferirse los relés eléctricos cuando se trata de proteger transformadores contra fallas graves.

6.4. PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES INTERNAS

La magnitud de estas sobretensiones depende de la configuración del sistema así como de las características de los interruptores empleados. Por esta razón, en cada aplicación debe de realizarse un análisis que permita preveer si se pueden producir sobretensiones que por su valor o tiempo de permanencia constituyen un - riesgo para el transformador que protegemos.

Si las sobretensiones son de corta duración - pueden considerarse que no existe un sistema - efectivo de protección. Esto último se debe a la limitada capacidad térmica de los pararrayos que se empleen en el sistema. si se somete a un pararrayos a operaciones continuas

éste se calentará y terminará por echarse a per
der, por esta razón, como veremos más adelante
no pueden emplearse como dispositivos de protecci
ción contra sobretensiones internas o de servici
cio.

SOBRETENSIONES ATMOSFERICAS

Las descargas directas o indirectas sobre las
líneas aéreas que conforman el sistema al que
pertenece un transformador significan la fuente
más importante de sobretensiones que pueden al
canzar.

Si el valor de estas sobretensiones es demasiado
alto, puede ocurrir que el aislamiento no pueda
soportarlos y se perfore. Por esta razón suelen
tomarse algunas provisiones tendientes a aliviar
los efectos de estos tipos de sobretensiones. To
das estas provisiones tienden a reducir la magniti
tud y la pendiente del frente de onda que alcan-
za la máquina protegida a valores que puedan ser
toleradas por el aislamiento (B.I.L.).

Previamente a la decisión sobre que tipo de dis

positivos emplear en la protección de un determinado transformador, se deberá evaluar la frecuencia y magnitud de las ondas de sobretensiones - que pueda tener que soportar. La frecuencia de las descargas es función del nivel isocerámico de la zona y del área de atracción de las líneas integrantes del sistema.

La magnitud depende de los kilo-amperios de la descarga, de la presencia de líneas a tierra, del nivel de aislamiento de las líneas, de las características de los pararrayos ubicados en el sistema y de la configuración del mismo.

Con excepción de este último factor, todos los anteriores son cubiertos en la protección de líneas de transmisión en que se definen y dan pautas de la evaluación de las cantidades. En lo que respecta al efecto de la configuración del sistema sobre la magnitud de las sobretensiones debemos anotar que el comportamiento de estas, está influenciando principalmente por el efecto de las discontinuidades, todo cambio de impedancia dá lugar a reflexiones y refracciones que modifican sustancialmente las magnitudes obtenidas ma

yores o menores que las tensiones en dicho punto, este comportamiento dá lugar a que transformadores conectados a sistemas de barras a los que también estén un gran número de salidas, resulten en situación favorecidas con respecto a una línea única - expuestas a descargas.

DISPOSITIVOS LIMITADORES DE TENSION

Cuernos/Descargadores.

El dispositivo más simple, está constituido por varillas conectadas entre un punto de tensión y tierra dejando entre ellas una separación ajustada de acuerdo al valor máximo de tensión que se desea aceptar. Estas varillas así instaladas constituye un camino a tierra en paralelo con los aisladores de porcelana propios del sistema en los que se habría iniciado la descarga. Si bien es cierto este dispositivo es muy barato, tiene algunas desventajas entre las que podemos citar:

- a. La operación del descargador se traduce siempre en la operación de los sistemas detecto-

res de falla a tierra, ya que no tiene medios para cortar el arco.

- b. Los valores para operación obtenidos en la práctica son muy dispersos, siendo afectados por las condiciones metereológicas.
- c. Las sobretensiones de polaridad negativa requieren de mayor valor para hacer operar el descargador.
- d. El descargador opera con una lentitud inicial demasiado larga, por lo que parte de la sobretensión "pasa" y alcanza al equipo que se supone está protegido. En esta forma puede ocurrir que algún sistema aislante líquido o sólido no sea capaz de soportar el esfuerzo a que resulta sometido.

Estas consideraciones dan lugar a que no sea recomendable el emplearlos en tensiones superiores a los 200 KV. En bajas tensiones, debido a las distancias relativamente pequeñas a que deben ajustarse, pueden ser cruzados por aves, por lo que recomienda partirlos en dos, ubicados con cierto ángulo.

PARARRAYOS

Estos dispositivos consisten de una cadena de descargadores en serie que están provistos de resistencias no lineales en paralelos con cada uno de ellos, encargados de mantener una distribución de tensiones homogéneas, y de resistencias no lineales conectadas en serie. Las características de estas resistencias son tales que su valor es pequeño cuando son recorridos por altas corrientes y aumentan su valor con pequeñas corrientes.

Cuando una onda de sobretensión alcanza el pararrayo se inicia la conducción a través de él al iniciarse la descarga en sus elementos. Apenas esto ocurre, el valor de la sobretensión se reduce al dado por $I \times R$ en que R es la resistencia del pararrayo con altas corrientes, e I el de la intensidad de descarga. Al final de la descarga cuando I baja, R sube, terminando la operación con el corte de cualquier pequeño valor de corriente que pueda quedar, originado por la tensión nominal de la red.

Los pararrayos de diseño moderno poseen sus ele

mentos descargadores con un comportamiento muy regular y con una velocidad de respuesta alta con lo que se logra que sea muy corto el pico de tensión que pueda pasar al elemento protegido.

CARACTERISTICAS DE LOS PARARRAYOS

1. TENSION NOMINAL

Se denomina tensión nominal o de régimen, al máximo valor de tensión a 60 ciclos por segundos a la que el pararrayos es capaz de extinguir la corriente residual que permanece después de su operación sin que su intensidad sufra daño alguno.

Si se emplea un pararrayo en un punto en que la tensión a tierra es mayor que su tensión nominal, se le está condenando a fallar, debido a que no será capaz de interrumpir en el arco remanente después de la descarga, y sus resistencias fallarán por sobrecarga.

2. TENSION DE DESCARGA

Es el valor de tensión que origina la descarga

ga a través de toda la cadena de cámara de descarga. Esta magnitud es dependiente de la forma de onda, por esta razón suele especificársele relacionada con su forma.

Debido al comportamiento de las descargas atmosféricas, se suele especificar las tensiones de descargas con formas de onda muy similares a las que se muestran en la figura siguiente - conocidas como tensiones de impulso.

Es interesante anotar que la pendiente del frente de la onda tiene una notable influencia en el valor de la tensión de descarga.

Esta varía en forma similar a la mostrada en la figura .

Por esta razón, desde este punto de vista, es deseable que la capacidad de la tierra del sistema de transmisión aumente en la zona próxima a la subestación, ya que así por el efecto de carga de un condensador en un circuito R-C, se logra inclinar el frente de onda.

Con el fin de poder seleccionar y comparar el

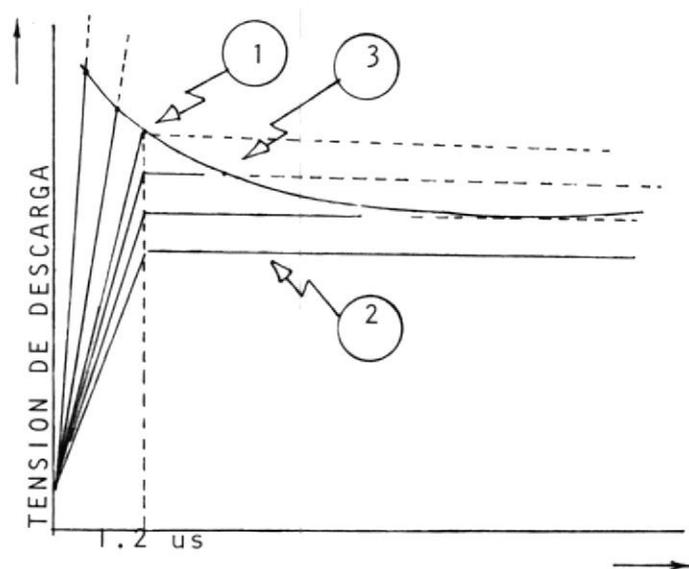


FIGURA N^o 6.5. TIEMPO DE RESPUESTA

1. Curvas de los valores de tensión de impulso de descarga.
2. Tensión de impulso.
3. Punto de descarga.

comportamiento de diferente pararrayos, las normas indican la forma de medir tensiones mínimas de impulsos positivos o negativos que dan lugar en un 100 % a descargas del pararrayos, así mismo suele especificarse las tensiones que dan lugar al 50 % de descarga.

En el caso de pararrayos a emplearse en relés - de muy alta tensión, suele exigirse además el determinar el valor mínimo de tensión, que con un frente de 200 microsegundos, dá lugar al 100 % de descargas. Este valor suele emplearse como representativo del comportamiento de los pararrayos frente a sobretensiones de servicio.

3. TENSION RESIDUAL

Se conoce como tensión residual al valor máximo de tensión que resulta sobre el pararrayo durante su operación. Este valor depende de la intensidad de descarga, por esta razón se relacionan con ella su magnitud y forma.

4. CAPACIDAD DE DESCARGA

Las diferentes normas definen la capacidad -

de descarga de un pararrayos en función de tres características que se definen a su vez como: Intensidad Nominal de Descarga, Impulso de Intensidad e Intensidad de Descarga de larga duración.

4.1. Intensidad Nominal de Descarga: El valor - se define como el pico de una onda de intensidad de forma 8/20 que puede aplicarse a un pararrayo que soporta su tensión nominal sin que exceda el valor de tensión residual máximo permitido.

Las diferentes normas indican con ligeras - variantes, el número y secuencia de los impulsos que deben aplicarse al elemento, la posición y polaridad de los impulsos así co mo las exigencias de probar los pararrayos completos o por secciones.

4.2. Impulso de Intensidad: Estas características han sido definidas para probar y comparar el comportamiento de un pararrayo o sección del mismo ante una descarga atmosférica muy cer cana, sirve para determinar la estabilidad - mecánica de la cámara de descargas y capaci-

cidad del elemento mismo de soportar las sobretensiones sin que falle su propio aislamiento.

Su valor se establece como el pico de una onda de intensidad 4/10 que puede soportar por dos veces, el elemento probado.

Las diferentes normas establecen y especifican esta capacidad relacionándola con la intensidad nominal de descarga. A manera de ejemplo extraemos de las normas CEI y la Británica, la siguiente tabla.

INTENSIDAD NOMINAL DE DESCARGA (KA)	IMPULSO DE INTEN- SIDAD (4/10KA)
1.5	10
2.5	25
5	65
10	100

4.2. Intensidad de descarga de larga duración: El valor de esta tensión se define como el pico de una onda de forma prácticamente cuadrada que se aplica 20 veces a la resistencia de

descarga o al pararrayo completo durante un tiempo determinado. La secuencia en que se aplican estas ondas varían ligeramente con las normas, el tiempo de reposo varía de una a otra norma, especialmente el que separa el último grupo de onda.

A manera de referencia se dan los siguientes valores tomados de las Normas British y CEI.

CLASIFICACION DEL PARARRAYO (KA)	INTENSIDAD DEL LARGA DURACION (AMPS).	TIEMPO DE PERMANENCIA DEL PICO DE LA INTENSIDAD APLICADA (Seg).
2.5	50	500
5	75	1000
10	150	2000

Esta magnitud se emplea como valor representativo de una carga aplicada al pararrayo por una sobretensión de servicio.

MARGEN DE PROTECCION

Se conoce como margen de protección al cociente de la diferencia del nivel básico de aislamiento

de la unidad protegida, menos la tensión residual, entre el nivel básico de aislamiento de la unidad protegida.

BIL - TENSION RESIDUAL
BIL

La figura muestra gráficamente el comportamiento de los pararrayos y la curva tensión - tiempo de aplicación, que puede soportar el aislamiento - del transformador protegido.

El margen de protección es un factor de seguridad que no debe ser menor de 2. En esta forma se toman en cuenta algunos otros aspectos, tales como:

- a. Los errores de cálculo en el máximo valor de la corriente de la descarga de corriente.
- b. La separación entre el pararrayo y el transformador.
- c. La reducción del BIL del transformador producida por los años de uso del mismo.

SELECCION DEL PARARRAYO

Selección de la Tensión Nominal

Por ninguna razón se debe permitir que la tensión nominal del pararrayo sea menor que la máxima que puede presentarse en el sistema. Cualquier situación en que la tensión del sistema sea mayor a la de un pararrayo, aunque sea por poco tiempo, está acompañada del riesgo de sobrecargar terminantemente las resistencias de este dispositivo.

Pararrayos ubicados entre fases y tierra.

La máxima tensión aplicada sobre los pararrayos - conectados entre líneas y tierras, depende del coeficiente de puesta a tierra del sistema. Este valor K_e , se define como la relación siguiente:

$$K_e = \frac{\text{Tensión más alta fase a tierra en caso de falla línea a tierra}}{\text{Tensión entre líneas}}$$

En redes de alta tensión, en las que se puede - despreciar la resistencia, este cociente está relacionado con las reactancias de secuencia posiitiva (X_1) y cero (X_0), mediante las expresiones:

$$K_e = \frac{1}{2} \frac{3 X_0/X_1^2 + 1}{2 + X_0/X_1}$$

Si este valor es igual o menor a 0.8 se dice que el sistema tiene su neutro efectivamente aterrizado a tierra. De acuerdo a las condiciones anotadas anteriormente se concluye que la tensión nominal del pararrayo, V_n , debe cumplir con la relación.

$$V_n = K_e V_{línea}$$

En los casos en que no se conoce el coeficiente de puesta a tierra es preferible tomar para K_e el valor de 1.

PARARRAYOS UBICADOS EN EL NEUTRO DE LOS TRANSFORMADORES

Debido al fenómeno de reflexión las ondas de sobretensión que interesan a un transformador con neutro aislado rebotan en este punto, dando lugar a esfuerzos en el aislamiento. Por esta razón, suele emplearse un pararrayo ubicado en neuro

tro de los transformadores con neutro aislado, en este caso, la tensión nominal del dispositivo se relacionan generalmente cumpliendo la relación:

$$V_n = 0.8 V_{línea}$$

Esta consideración suele emplearse en los casos en que el neutro está puesto a tierra en forma no efectiva. En sistemas con el neutro sólidamente puesto a tierra suelen dejarse algunos transformadores con el neutro aislado, con el fin de bajar el valor de la intensidad de falla a tierra.

Si el nivel de aislamiento de estas unidades lo requiere, puede emplearse también en ellas un pararrayo al neutro, en este caso la tensión nominal de este dispositivo debe cumplir la relación:

$$V_n = I_{f1} \times Z_0$$

En que I_f es el valor de intensidad de falla línea a tierra y Z_0 es el valor de la impedan-

cia de secuencia cero del sistema.

PARARRAYOS INSTALADOS ENTRE LINEAS

En instalaciones de muy altas tensiones, puede resultar justificable el emplear pararrayos en tre líneas con el fin de proteger el equipo - contra sobretensiones resultantes de la interrupción de corrientes inductivas.

En este caso, la tensión nominal de los pararrayos debe ser mayor que el máximo valor de la tensión entre fases que pueda presentarse - en ese punto.

SELECCION DE LA INTENSIDAD NOMINAL DE DESCARGA

En transformadores conectados a líneas operando a tensiones menores a los 24 KV, suele reco mendarse el empleo de elementos para 5 KA u 10 KA, dependiendo de las condiciones atmosféricas propias del recorrido de las líneas.

Para la protección de unidades trabajando a tensiones más altas, se recomienda emplear pa

rarrayos para 10 KV.

EFFECTOS DE LA ALTURA

A menos de que se trate de elementos completamente herméticos, la presión dentro del pararrayos tiende a bajar cuando se les ubique en lugares a menor presión. Esta igualación de presiones se realiza en forma lenta a través de un dispositivo que permite la salida del nitrógeno con que se llena en la fábrica.

La reducción de la presión interna dá lugar a que se baje el valor de la tensión de descarga . Esta disminución puede representarse por un factor, cuyo valor se grafica en la figura .

6.5. TRANSIENTES EN TRANSFORMADORES

Uno de los problemas, al que comúnmente están sujetos los transformadores es el transiente que puede existir entre sus terminales y devanados . Es indudable que la unidad debe ser diseñada para soportar todos los distintos tipos de transientes que pueda aparecer, sean éstos por des

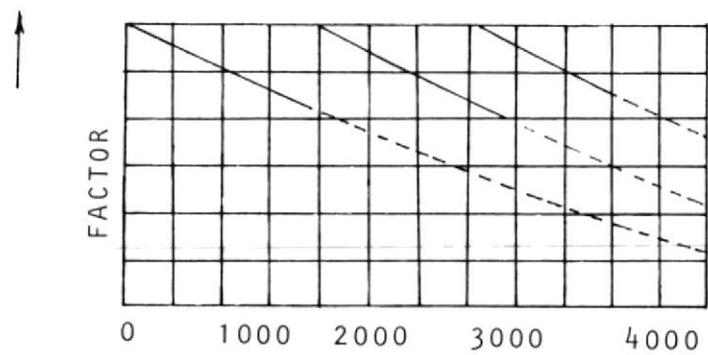


FIGURA N° 6.6. ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR

1. Pararrayo normal
2. Pararrayo para operar entre 1800 y 3600 m.s.n.m.
3. Pararrayo para operar entre 3600 y 5400 m.s.n.m.

cargas atmosféricas, maniobras en el sistema, cortocircuitos y otras causas.

Las distintas normas, regulan la construcción de los transformadores en cuanto se refieren a los valores máximos de la corriente simétrica (I_{r.m.s.}) de cortocircuito y al valor máximo de cresta del mismo.

El problema aquí tratado es el del comportamiento del transformador frente a las distintas causas que originan estas sobretensiones o sobrecorrientes en el transformador. Los transientes a los cuales están principalmente sujetos son:

1. Sobrevoltaje por maniobra (conexión o desconexión)
2. Sobrecorriente o avalancha de corriente (I_{nruh})
3. Sobrecorriente por fallas
4. Maniobras incorrectas en el sistema

Los sobrevoltajes de un transformador durante una conexión, depende del punto de la onda de voltaje al cual la conexión ocurre, la presencia de algún desperfecto en el mecanismo de recierre, etc.

Estos sobrevoltajes producen en primer lugar un esfuerzo excesivo sobre el aislamiento de las bobinas, en segundo lugar tienden a perforar la aislación entre vueltas, las que en algunos transformadores son auto-selladas; y en tercer lugar provocan corto-circuitos o rupturas de los devanados a tierra. Casos han ocurrido en la práctica de descarga sobre los terminales abiertos de un conmutador (cambiador de tap). Es muy difícil eliminar estos sobre-voltajes que ocurren se maniobra un transformador dentro de un circuito, pero su efecto puede reducirse por el aprovisionamiento de aparatos de protección adecuados, tales como apartadores de descargas (surge diverters) o un diseño muy cuidadoso del transformador y su aislamiento.

En la desconexión el fenómeno es manifestado por descargas sobre los terminales del transformador y por cortocircuitos entre vueltas, resultando en perforaciones sobre la aislación de las bobinas.

En general el efecto manifestado en la desconexión, es igual a la conexión, es decir produce un es-

fuerzo sobre el aislamiento de las bobinas.

Este efecto de sobre-voltaje por cualquiera de las dos causas no es muy prominente y generalmente es justificable el uso de aparatos auxiliares en conexión con los terminales de alto voltaje del transformador donde la energía electrostática y electromagnética es alta.

La energía electromagnética almacenada, será disipada rápidamente cuando un transformador sin carga es desconectado, dando como resultado un sobrevoltaje.

Cuando el secundario está conectado a una carga el flujo magnético no puede desaparecer instantáneamente, porque existe la tendencia de mantenerlo por la acción del voltaje inducido por lo que el sobre-voltaje puede reducirse desconectando el transformador junto con su carga.

Cuando el transformador es maniobrado a través de una línea aérea de determinada longitud, el fenómeno es parecido al que ocurre cuando se utiliza un reactor o un capacitor como disposi-

tivo de protección, esto es las líneas aéreas - con su distribución capacitiva y reactiva, ofrecen un cierto grado de protección para el transformador en contra de sobrevoltajes, teniendo el efecto de reducir la avalancha de corriente por efecto de la impedancia de la línea, sin embargo esta acción de protección depende de que el mecanismo de recierre realice su trabajo desprovisto de fallas, pues cualquier anomalía puede producir oscilaciones de voltaje, haciendo a la maniobra inestable.

AVALANCHA DE CORRIENTE (INRUSH)

Los factores que controlan la magnitud y duración del Inrush son:

1. Tamaño del banco de transformadores o de la subestación.
2. Tamaño del sistema de potencia
3. Resistencia de la fuente a la subestación
4. Tipo de hierro utilizado en el núcleo y su

densidad de saturación.

5. Nivel de flujo residual.

6. Forma de energización del banco

Se ha establecido generalmente, que la magnitud de la corriente de Inrush dependen principalmente del punto de la onda de tensión en el momento de la conexión y de la magnitud y polaridad del flujo residual que pueda existir en el transformador previa a una conexión, en el caso de sobretensiones por maniobra, sucede cuando se conecta a voltaje cero y flujo residual de polaridad opuesta al flujo que podría tener en condiciones normales, con respecto a esto seis son las limitaciones que se encuentran:

- a. Conexión a voltaje cero, sin magnetismo residual.
- b. Conexión a voltaje cero, con magnetismo residual, teniendo una polaridad opuesta al flujo que podría normalmente tener bajo condiciones normales de voltaje.
- c. Conexión a voltaje cero, con magnetismo re

- sidual, teniendo igual polaridad al que el flujo podría normalmente tener bajo condiciones normales de voltaje.
- d. Conexión a voltaje máximo, sin magnetismo residual.
- e. Conexión a voltaje máximo, con magnetismo residual, teniendo una polaridad opuesta al flujo que podría normalmente tener bajo condiciones normales de voltaje.
- f. Conexión a voltaje máximo, con magnetismo residual de igual polaridad al que podría normalmente tener en condiciones normales de voltaje.

El cuadro siguiente resume las condiciones resultantes del flujo y del transiente de corriente creada por las condiciones antes anotadas.

VOLTAJE	FLUJO RESIDUAL	FLUJO RESULTAN.	INRUSH
0	0	2 Bmax	>> I _n
0	(-)	2-3 Bmax	>>> I _n
0	(+)	1.2 Bmax	≈ I _n
Max	0	Bmax	≈ I _n
Max	(-)	1-2 Bmax	>> I _n
Max	(+)	1-2 Bmax	>> I _n

Del cuadro anterior se observa que lo peor que puede suceder es que la conexión ocurra en el instante que la onda de voltaje pase por su valor cero, teniendo un flujo remanente de polaridad opuesta, es claro que la magnitud del flujo resultante y por consiguiente de la corriente - (los que están aproximadamente en fase) depende de la resistencia del circuito, resistencia propia del devanado del transformador así como del circuito del cual forma parte, factores que también inciden en el tiempo de duración del transiente, ya que los valores de pico de dicho transiente durante los primeros ciclos serán - amortiguados por dichos factores.

La forma de flujo y de la corriente está dada - por las conexiones de los devanados del transformador y del tipo de circuito magnético, los núcleos tipo yugo con apoyo, no tienen el magnetismo residual en igual forma que un tipo de núcleo con yugo intercalado. La corriente transiente - de avalancha puede ser por lo tanto menor con el tipo de núcleo primeramente nombrados.

En fallas externas a causa del cambio de magni

tud de la corriente, la corriente de falla contiene un componente completamente desviada de corriente continua, la magnitud de la cual está gobernada por el punto de la onda de voltaje en el tiempo de iniciación de la falla y de la relación por X/R del sistema (aterrizado o no aterrizado), las fases sin fallas sobre las alimentadoras experimentan una elevación de voltaje, debido al cambio del neutro, este sobrevoltaje puede causar la saturación del núcleo del transformador.

Cuando el dispositivo de protección intenta remover la porción la fase fallada, varias consideraciones deben tenerse en cuenta.

El voltaje transiente de frecuencia alta es impuesta sobre el voltaje a frecuencia industrial, cuando el interruptor despeja la falla a corriente cero, este voltaje transiente desaparece dentro de un cuarto ($1/4$) de ciclo, pero su magnitud puede ser muy alta.

Asumiendo que el interruptor despeja la falla exitosamente, (dicho interruptor está programa-

do para volver a cerrar), y si la falla es permanente, los efectos sobre las fases con fallas son generalmente los mismos. Las fases sin fallas son nuevamente energizadas a algún nivel de sobrevoltaje, produciendo en este caso una corriente mucho mayor que el de avalancha de cada uno de los transformadores.

La consideración de este fenómeno de sobrecorriente son importantes debido a que la corriente de magnitud y frecuencias altas pueden causar una operación incorrecta de los dispositivos de protección (relé de corriente máxima de los transformadores) y en algunos casos fallas de los mismos, lo que puede evitarse proporcionando un apropiado retraso de tiempo o intercalando resistencias de protección.

FERROSONANCIA

Ha habido casos en que el transformador de una subestación, ha presentado previo a un funcionamiento normal unas fluctuaciones de voltaje acompañado de niveles de ruido por encima del normalizado. Experiencia e investigaciones dadas en los Estados Unidos, han concluído que el origen de este fenómeno es la Ferrosonancia.

Este fenómeno es un proceso oscilatorio, creado por la interacción de la capacitancia del sistema con la inductancia no lineal de la rama magnetizante del transformador.

Estos elementos inductivos y capacitivos forman un circuito resonante en serie que pueden producir situaciones como:

1. Sobre-excitación del transformador, ruido o sobrecalentamiento.
2. Fallas en los pararrayos.

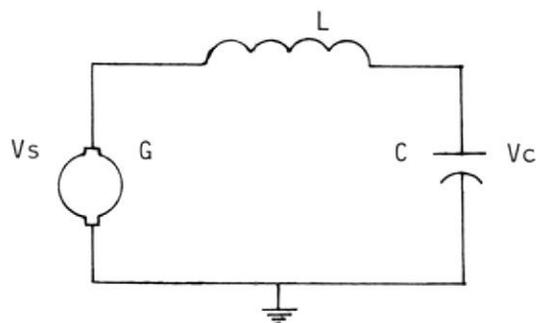
3. Fallas en la aislación del transformador.

Un circuito típico para la ocurrencia de la ferresonancia lo constituye una fuente de generación conectada en estrella aterrizado, un transformador conectado en estrella usualmente no aterrizado, con una carga ligera o sin carga, y una falla de fase abierta de un conductor o dos conductores sobre la línea o cables conectando a la fuente con el generador.

DESCRIPCION DEL FENOMENO

En general, el fenómeno considerado aquí no ocurre durante la operación regular de las redes de potencia, sin embargo puede ocurrir durante sobrevoltajes (perturbaciones) fuertes en las redes y después de un desfavorable proceso de maniobra.

De acuerdo al circuito típico descrito anteriormente graficado en la figura, los elementos a analizar son los voltajes de magnetización (transformador sin carga o ligeramente cargado) el voltaje en el capacitor y el voltaje de la fuente.



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA FERROSONANCIA

TRANSFORMADOR

Una fuente alterna conectada sobre el transformador, genera sobre el mismo una corriente no sinusoidal, debido a los efectos de saturación, los armónicos que crean dicha situación depende de la densidad del flujo en el núcleo esto es del voltaje aplicado. (solo se considera la frecuencia fundamental).

CAPACITOR

Tiene su característica lineal, la característica voltios - amperios representa una línea recta en este gráfico.

De acuerdo a las leyes de Kirchoff

$$V_s = V_m + V_c \quad (1)$$

$$V_m = X_m \cdot I \quad (2)$$

Donde X_m es la reactancia de magnetización del transformador

$$(3) \quad V_m = V_s - V_c$$

La ecuación (3) define las condiciones de operación para el circuito oscilatorio no lineal de la figura mostrada en la curva de magnetización.

El estado 1 presenta a la característica $V_s - V_c = V_m$ y representa una condición normal para el circuito, sin embargo tal como lo muestra la figura, la característica (3), puede presentarse en 3 estados. Siendo dos de ellos, normales de operación 1 y 2.

Siendo el estado 3, una condición de operación inestable la condición de operación normal es caracterizada por bajo voltaje y corrientes rela

tivamente pequeñas. El paso de la condición 1 a 3 significa un incremento en voltaje y corriente. El Estado 3 es el estado de la ferroresonancia del circuito.

La transición del estado normal de resonancia puede ser causado por variación del estado de la fuente como muestra la figura.

Para una fuente de voltaje igual a V_{sa} (punto sobre el eje V) el estado de operación del circuito corresponde a 1a. Si el voltaje de la fuente a incrementado a V_{sb} y V_{sc} el estado de operación del circuito se mueve de 1b a 1c a lo largo de la curva de magnetización. Para todo este estado de operación, el voltaje sobre el transformador es igual a la suma del voltaje de la fuente y el voltaje sobre el capacitor. Estos estados son condiciones normales sobre la curva V_m .

Si el voltaje es incrementado, más allá del valor V_{sc} , la característica $(V_s - V_c)$ no intercepta a la curva V_m , para este caso el único estado de operación es el fondo de la curva V_m .

Es claro que para un pequeño incremento del voltaje de la fuente desde V_{sc} a V_d existe un incremento considerable en la magnitud de la corriente desde I_c hasta I_d .

El voltaje en la capacitancia cambia de V_{cc} a V_{cd} .

El voltaje en la reactancia de magnetización cambia de V_{mc} a V_{md} . Este estado variable (V_{md} , I_d) es la condición de ferros resonancia del circuito.

Este estado de resonancia es creado cuando la corriente de capacitancia a tierra bajo el voltaje total es del orden de la corriente del circuito magnetizante, bajo una desconexión monofásica, bloqueo monofásico de fusibles, o ruptura de conductores estando el transformador en circuito abierto o ligeramente cargado.

Un fenómeno muy peculiar, puede ocurrir si el transformador es directamente alimentado por la fuente y en la ocurrencia de la interrupción de una fase, el voltaje de esta se aparta del

correspondiente del generador, si la relación es tal que llegase a ocurrir el fenómeno de la ferros resonancia, el voltaje en los terminales del transformador cambiará no solo en magnitud sino también de dirección de fase por 180° . Así la secuencia de operación con el tiempo de las 3 fases se invertirá, pequeños o motores de inducción no cargados, alimentados por tales transformadores invertirán su rotación.

Este fenómeno impredecible en la mayoría de los casos ocurre en los circuitos de transmisión provistos con medios de desconexión monofásica y en líneas de transmisión bajo ciertas circunstancias, los que originan una sobre-excitación que puede causar fallas en los transformadores de potencia.

La posibilidad de la ocurrencia de este fenómeno es menor en líneas de transmisión que en circuitos de distribución, para eliminar dicha posibilidad, el transformador debe ser aterrizado en el lado primario conectado en estrella, sin embargo esto no es siempre posible, puesto que la corriente de falla puede incrementarse -

bruscamente, resultando en una indicación falsa para el relé del circuito. Otro modo de eliminar las causas de la ferros resonancia es cambiar los parámetros del circuito. Esto puede ser realizado cambiando el tamaño del transformador, por lo tanto cambiando la inductancia del circuito e incrementando la capacidad de pararrayos si ocurre fallas de pararrayos.

6.6. EFECTO DE LA TENSION DE IMPULSO SOBRE LOS MATERIALES AISLANTES

En un material aislante se distinguen dos tipos de perforaciones; la perforación termoeléctrica y la perforación eléctrica pura. La primera con lleva un aumento de temperatura en el punto de falla y se presenta con la aplicación de las tensiones sean éstas de corriente continua o al terna, y tienen duración desde centésimos hasta decenas de segundos.

La perforación eléctrica pura se presenta en ca so de aplicación de ondas de impulso de gran in tensidad de campo, con duraciones del orden de los microsegundos.

Los valores de la tensión de perforación por im
pulso, aumentan en general a medida que se redu
ce el tiempo de aplicación de la tensión. Para
tiempos muy cortos, hasta un microsegundo se -
produce la falla del material directamente por
la fuerza mecánica del campo eléctrico. Para -
tiempos mayores, desde los 100 a 1000 microsegun
dos, se produce la perforación eléctrica por -
efecto de la violenta ionización del material.

La perforación termoeléctrica, considera el ais
lante como un cuerpo no homogéneo, donde exis-
ten canales conductores cuya conductibilidad -
eléctrica es una función exponencial de la tem
peratura. Por efecto de la tensión aplicada se
producen corrientes que generan calor en los ca
nales, estableciéndose una diferencia de tempe-
ratura entre éstos y el resto del material. Si
las sobretensiones son moderadas se alcanzará -
el equilibrio térmico a temperaturas admisibles
para el material. A medida que se incrementa
la tensión, sube la temperatura de equilibrio -
hasta llegar a un punto, a partir del cual el
calor generado es siempre mayor que el calor -
que se puede evacuar y la temperatura sube rapi

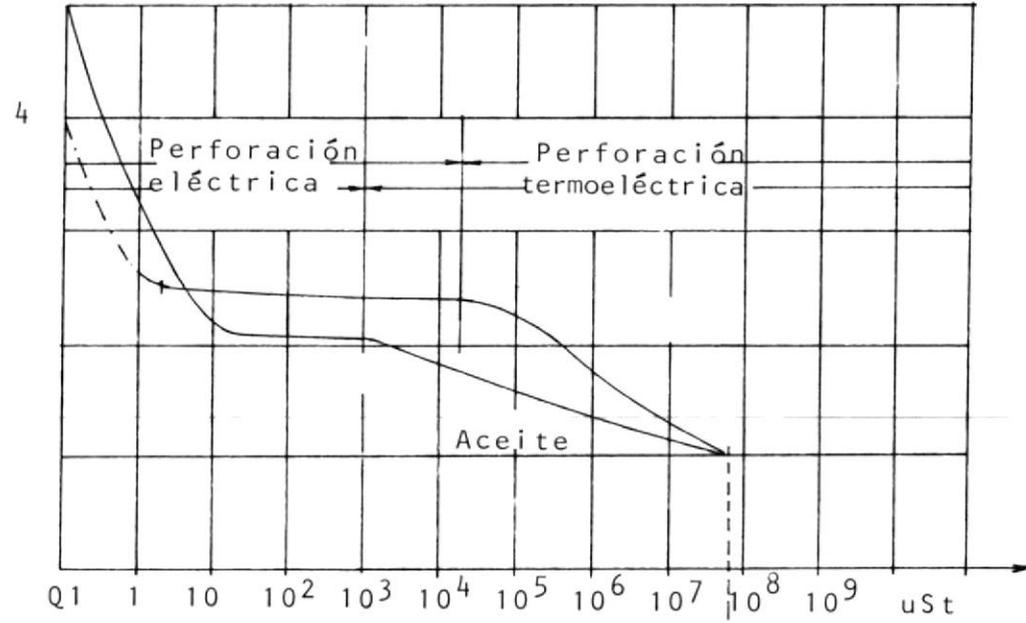


FIGURA N° 6.7. TENSIONES DE PERFORACION EN FUNCION DEL TIEMPO (SEG.MONTSINGER)

damente hasta que el material se destruye.

En la figura siguiente se muestra la tensión de perforación en función del tiempo para aceite y prespan impregnado en aceite, expresando la tensión en múltiplos de tensión de perforación a frecuencia industrial (60 Hertz) a esta relación de tensiones se la conoce como factor de impulso y sus valores usuales son del orden de 2 a 2.5.

COMPORTAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES FRENTE A LAS TENSIONES DE IMPULSO

En la práctica, mediante el análisis de fallas en transformadores, se ha encontrado una significativa incidencia de fallas en las primeras espiras de los arrollamientos, la referencia(4) considera a los devanados del transformador como un sistema de capacitancia entre espiras, cuyo diagrama equivalente es mostrado en la figura N^o6.7., según este modelo, el comportamiento del transformador frente a la onda de impulso está caracterizado por dos estados muy definidos. En el primer instante una distribución hiperbó-

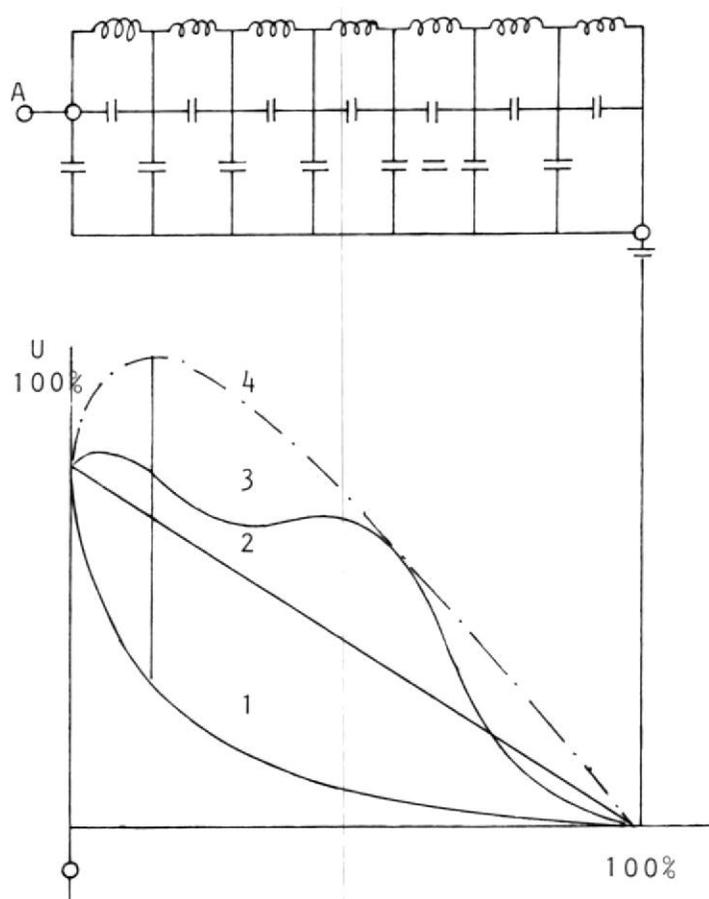


FIGURA N° 6.8. ESQUEMA EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR
BAJO UN IMPULSO DE TENSION

lica de la tensión a lo largo del arrollamiento, como si se hubiese aplicado una tensión continua a una cadena de condensadores prescindiendo de la inductancia (curva 2).

En el estado final la distribución de tensión es lineal determinada unicamente por la inductancia (curva 2).

Entre estos dos estados se produce una serie de oscilaciones de cada elemento (por ejemplo la curva 3) que tiene como envolvente la curva 4, obtenida sumándole la curva 2.

Esta presentación explica las perforaciones observadas en el aislamiento de las primeras espiras y los fuertes sobrevoltajes a tierra del primer tercio del arrollamiento, en caso de estar conectado a tierra el neutro.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los criterios técnicos establecidos aquí son recopilaciones de normas, datos del fabricante y de experiencias propias obtenidas en dicho campo, en los que se pretende dar una información adicional para la selección de un transformador de potencia, el alcance de dichos criterios son amplios, cuya recopilación de datos es bastante difícil de encontrarla en nuestro medio.

Es imposible encontrar en un sistema de potencia condiciones iguales de requerimientos, que haga que se pueda fabricar transformadores de un mismo diseño, por lo que pienso que podría ser, no económico realizar cada diseño de transformador para cada una de las condiciones en que se los requiera, aún cuando dichas condiciones permanecen iguales, esto es lo que llevó a Organizaciones Internacionales IEC (Comisión Electrónica Internacional) de Europa y ANSI (Instituto de Normas Americanas) a pensar en la estandarización, con las consabidas diferencias, ambas guías

Tanto la Americana como la Europa, han reconocido criterios de divergencia en la elaboración de dichas normas, sin embargo que, se concluyó que debieran ser tomadas como recomendaciones de acuerdo a los requerimientos del especificante (comprador) en la zona donde sea requerido un transformador determinado.

En nuestro país no se tiene normas específicas que regulen la fabricación de transformadores de potencia, puesto que dichas fábricas no las hay, y si existen las hay en la rama de distribución, pero ellos regidos por las distintas industrias que les han concedido licencia para su trabajo en el país. De definirse por un patrón por la que podrían regirse los requerimientos de los transformadores, pretendo las recomendaciones de la utilización de las Normas Americanas, pues su continua actualización la hace más completa, encontrándose en ellos los requerimientos y adelanto para cada una de las zonas del país.

1. La temperatura ambiente y la subida de temperatura son factores importantes en los requerimientos, pues la omisión de tales detalles, que parecen insignificantes, pueden dar lugar a que -

el fabricante asuma.

- a. Que la unidad vaya a ser operado a temperatura ambiente o diferente de la que se tiene en el lugar por lo que se tendría temperaturas limitantes que no están de acuerdo a las requeridas.
- b. La fabricación del transformador con una determinada aislación de capacidad técnica ilimitada, las que podrían no ser las adecuadas en los momentos de sobre-cargas.

Deberá entonces definirse con exactitud este requerimiento con aislamiento que permita una subida de temperatura de 65°C y temperatura del punto más caliente de 120°C cuando se especifica temperatura ambiente de 30°C por ejemplo.

2. Los ajustes de altura han dado lugar a confusiones puesto que frecuentemente las elevaciones de altura son indicadas en las especificaciones para definir los requerimientos de espacios externos, pero las subidas de temperatura se lo deberá hacer por las condiciones estandarizadas las cuales son las siguientes:

a. Altura hasta los 1.000 mts. sobre el nivel del mar.

b. Temperatura del Medio Refrigerante.

Si existiera condiciones especiales (como comunmente lo existen) en cuanto se refiere al servicio - Transporte o Instalación, puede requerir de una construcción especial o un aditamiento adicional, - o la revisión de algunos valores nominales, o cuidados especiales en el transporte, que deben ser llevados a conocimiento del fabricante y son las siguientes:

a. Instalación en altitudes superiores a los 1000 mts. s.n.n.m.

b. Instalación con Medios refrigerantes diferentes a los establecidos en las normas.

c. Exposición de la unidad a excesivos ambientes - salinos u otras formas ambientales perjudiciales.

d. Exposición a materiales explosivos en forma de gases.

- e. Sujeto a vibraciones anormales
- f. Sujeto a condiciones precarias de transporte e instalación.
- g. Limitación de espacio en la instalación.
- h. Exigencias especiales de aislamiento.
- i. Exigencia de reducción el nivel de ruido
- j. Protecciones especiales de las partes vivas del transformador por contactos accidentales de las personas.
- k. Dificultades de mantenimiento.

De no ser tomadas en cuenta estas condiciones, se obtendrán entonces del fabricante una unidad cuyo funcionamiento al correr del tiempo o el inicio de su operación podría ser inadecuado para una instalación en particular.

3. Dos tópicos han sido tratados aquí cuya performance han sido estudiados en los EE.UU., y que podría - servirnos como referencia para con nuestro sistema

de operación.

En las Compañías Eléctricas de dicho país se ha desarrollado el fenómeno de ferresonancia en líneas de distribución, y en otras oportunidades en líneas de sub-transmisión debido a que estos últimos, su conmutación es trifásica antes que monofásicas como lo son en el primero de los nombrados.

Sin embargo la apertura de una fase, sin tierra - puede dar lugar a una sobre excitación, tal como se ha visto en conexión estrella - estrella de acuerdo a las características del sistema, que puede dar lugar a la falla de la unidad.

Se recomienda para eliminar esta posibilidad de ferresonancia, que el transformador del lado primario debe ser aterrizado, sin embargo que esto no es siempre posible por lo que la corriente de falla puede incrementar drásticamente resultando en una falsa operación del relé.

La otra alternativa; aunque tiene su importancia en la parte económica, lo es mediante el cambio de los parámetros del circuito, por ejemplo el cambio del transformador mismo.

4. En nuestro país no está regulado un nivel específico de ruido, pero si conviene que lo este, cuando por circunstancias de incremento de carga, o selección óptima se da que la unidad deba ser colocada en una zona poblada, en el centro comercial de alguna ciudad por ejemplo entonces debe de considerarse este elemento a fin de reducirlo, pero esto, de requerirlo llevaría a la variación de otros parámetros que de algún modo afectarían al costo y comportamiento de la unidad.

5. Los transformadores deben de ser probados a fin de verificar su comportamiento frente a las simuladas situaciones creadas en cada una de las pruebas a que es sometido siendo las de rutina obligatoria y, los opcionales realizadas si el comprador lo requiere sin embargo que el costo de estas últimas encarecen aún más la unidad.

El comprador deberá designar a un inspector para asistir a dichas pruebas, o alguna compañía consultora en el lugar de construcción, a fin de evitarse el gasto de movilización.

Los resultados obtenidos deben ser proporcionados por el fabricante, pudiendo y quedando a potestad

del comprador exigir la comprobación de cualquiera de los ensayos que su parecer no concuerda con las normas, para lo cual ésta también debe ser declarada en el contrato.

El valor de estas pruebas se incrementa en el transcurso del tiempo, por el número de problemas que es evitado en el sistema del cual forma parte, y por la confiabilidad con que han estado trabajando. El tercer método denominado "Pruebas de Servicio" sistema moderno de detección de fallas, están siendo utilizadas y recomendadas por Empresas Eléctricas del mundo, y organizaciones internacionales, de tal forma que incluso en nuestro país, se han dictado seminarios sobre la idoneidad de tal Método de Cuidado y Manejo de los Aceites Aislantes y el Análisis del Desarrollo de los Gases a través de la Cromatografía de Gases.

Si bien es cierto que desde el punto de vista económico el Cromatógrafo de Gases es costoso y de no muy fácil manejo, los establecimientos educacionales de Educación Superior, (Universidades Estatales y Escuelas Politécnicas) los poseen de tal forma que desde el punto de vista de la investigación, vale la pena el desarrollo de esta técnica -

que la hace idónea e irremplazable para este tipo de análisis.

La importancia de este tipo de análisis proviene del hecho que sirve como herramienta de diagnóstico de valor incalculable sobre todo teniendo en cuenta, en el caso de los gases, que estos son la marca directa que deja la falla, mientras que los otros ensayos, prueba de rigidez eléctrico o la operación de algún relé de imagen técnica, solo muestra de manera indirecta la existencia de un problema. Indudablemente que la existencia del problema solo puede ser realizado luego de ocurrido el desperfecto y puede servir de ayuda en la reparación de la unidad, pero es lógico que no se deba preferir llegar a tal situación. Bajo este punto de vista esta técnica de "Prueba en Servicio" sirve además como herramienta de tipo preventivo, para evaluar si algún problema se está desarrollando en el interior del transformador o no, puesto que es mejor el reconocimiento de antemano de determinado problema, para tomar las precauciones del caso y evitar en lo posible que el problema se manifieste al término de su evolución mediante algún hecho quizás grave (la destrucción total de la unidad por ejemplo).

6. Los efectos acumulativos de tiempo y temperatura, causantes del deterioro de la aislación no han podido ser establecidos, las mismas normas ANSI, CEEI NEMA, las reconocen estableciendo la imposibilidad de determinar, la demora en vida de un transformador, trabajando este en condiciones normales o constantes, peor aún en condiciones anormales y de emergencia.

El resultado encontrado en dichas normas se refiere al porcentaje de vida, que debe añadirse a las normales con determinada condición de carga, para la determinación se pretende el establecimiento, de cuanto el transformador de potencia pueda rendir tomando en cuenta el efecto térmico, sin que su vida útil sea reducido por ello.

Esto lo corrobora, los continuos mejoramientos que se viene realizando de parte de los fabricantes, sobre los materiales aislantes incluyendo el aceite, lo que ha dado lugar al incremento de la vida útil esperada del transformador.

A P E N D I C E S

APENDICE N° 1

RUIDO EN TRANSFORMADORES

El ruido en los transformadores de potencia es un problema, debido a sus efectos perturbadores sobre el oído humano (la sensibilidad del oído al ruido incrementa rápidamente a frecuencia igual 100 Hz.), esto hace que todos los factores que afectan al mismo deban de ser tomados en cuenta al expandir o construir una instalación de gran volúmen de potencia, por ejemplo el tamaño del sitio de la instalación, tamaño y cantidad de los transformadores existentes y otras causas que contribuyan a la generación de ruido. Varias fuentes pueden ser las causas:

1. Magnetoestricción: Pequeños cambios en dimensión de los materiales ferromagnéticos, causados por la vibraciones crean ruidos vibración a) longitudinal y b) transversal. Figura N° 1 audibles en las laminaciones. Siendo estas fuerzas muy complicadas que actúan principalmente en las juntas del núcleo, dependiendo del tipo de

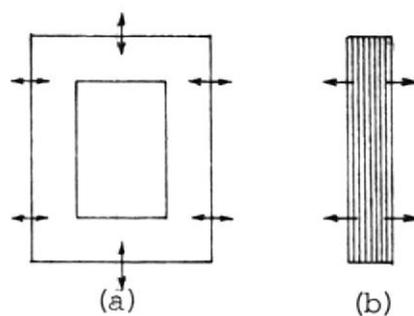


FIGURA 1: VIBRACION DEBIDO A LA MAGNETOESTRICCION

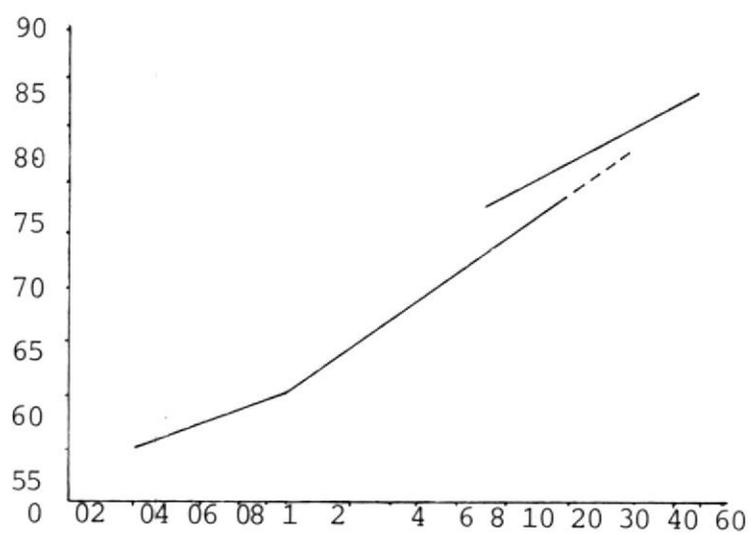


FIGURA N° 2: CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR

ellos.

2. Fuerzas Magnéticas: que tienden a alterar las uniones del núcleo.
3. Fuerzas Magnéticas: Actuando entre dos conductores o entre un conductor y un elemento magnético.
4. Ventiladores, bombas y otros equipos auxiliares.

La Magne-estricción es la fuente más importante y depende de la densidad de flujo del núcleo magnético, por lo que su valor puede disminuirse reduciendo los cambios dimensionales del núcleo.

En vista de que esta disminución es posible, se ha logrado reducciones por debajo de los niveles estándar recomendados por las normas de 8 a 20 decibelios, sin embargo esta reducción del nivel del ruido tiene su incidencia en otras especificaciones del transformador, y generalmente resulta en una impedancia alta, pérdidas de cobre altas, pérdidas de núcleo baja, incremento en el tamaño y peso, y por lo tanto en un incremento del costo.

El fabricante debe de considerar todos los factores -

anotados arriba para el logro de los requerimientos impuestos sobre el diseño de una unidad.

El ruido también es amplificado por la resonancia mecánica en el tanque dado por la estructura del mismo, pernos de sujeción, ajustes, grampas. Siendo el transformador el mayor contribuidor de ruido en una subestación (o instalación particular de considerable potencia) el control del mismo puede ser realizado de varios modos, especificando un nivel de ruido bajo o utilizando aparatos de protección de sonido. El usuario podría especificar los re q u e r e q u e r i m e n t o s de r u i d o del transformador en términos del valor que podría ser esperado en el sitio. De s a f o r t u n a d e b i d o a l o c o m p l e j o d e e s t e f e n ó m e n o, no es posible duplicar en las Fábricas las m u c h a s v a r i a b l e s que influyen en el ruido, y que p u e d e n e s t a r e n el sitio de la instalación.

NEMA provee una tabla de valores de los niveles de ruido para transformadores. Tabla N^o 1., los que han sido base para especificaciones y pruebas.

Tipo de niveles Promedios de Ruido para un transformador dado de capacidad y nivel de tensión es dado

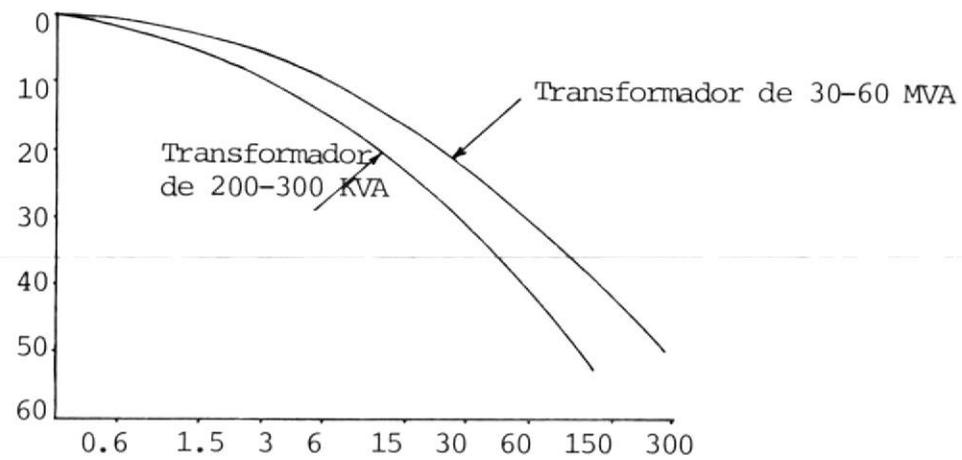


FIGURA N° 3: ATENUACION DEL RUIDO DEL TRANSFORMADOR CON LA DISTANCIA

en la figura N° 2 , los cuales sirven como referenciales para alguna acción correctiva.

El nivel del ruido es reducido con la distancia, la figura N° 3 muestra la atenuación con la distancia de transformadores típicos. De no haber ningún obstáculo entre el transformador y la superficie más cercana (de un edificio por ejemplo), la curva dada anteriormente refleja la atenuación del nivel del ruido. Valores típicos como los que muestra la Tabla N° 2, son aceptados por las normas europeas, de acuerdo a la zona donde se encuentra ubicado el transformador.

LOCALIDAD	RUIDO (db)
Rural	22
Residencial Urbana	28
Industrial	37

En nuestro país no está regulado esta especificación, sin embargo los datos anteriores podrían servir como referenciales.

APENDICE N° 2

LOS ACEITES AISLANTES, ESPECIFICACION, INHIBIDORES

ACEITE EN TRANSFORMADORES

Son los aisladores líquidos de más amplia aplicación en el campo de la transmisión y distribución de la electricidad. Su utilización abarca campo como la de disipar el calor que originan las altas tensiones eléctricas presentes en el transformador y como elemento aislante de las partes metálicas, evitando así la fuga de corriente entre ellas, a través del aceite. Para ello se requiere que el aceite conserve por un tiempo largo las propiedades iniciales. En los transformadores, el aceite cumple las siguientes funciones:

1. Proteger y mantener limpias las partes metálicas y cualquier otro material, por lo que no debe ser corrosivo a los metales, ni ser compatible con otros materiales utilizados en su construcción.
2. Eliminar suficientemente el calor que se forma -

cuando el transformador se encuentra en operación, por lo que debe ser suficientemente fluído para formar corrientes de convección en el embobinado y entre éste y el tanque dentro del equipo. Debe además llenar los espacios entre los cables así como penetrar por las ranuras y pequeños conductos del transformador, a fin de mantenerlos lubricados, protegidos y apropiadamente refrigerados. Para lograr ésto, se requiere que el aceite posea una viscosidad baja a cualquier temperatura y que su tensión interfacial sea adecuada para que penetre sin dificultad en espacios reducidos.

3. Aislar las partes metálicas sometidas a altas tensiones eléctricas evitando la pérdida de energía, pues el aceite aumenta la resistencia dieléctrica de la aislación.

CARACTERISTICAS DEL ACEITE PARA TRANSFORMADOR

Tomando en cuenta lo enunciado anteriormente, un aceite para transformador debe reunir las siguientes características.

- Inactividad química frente a los metales y otros ma

teriales del transformador.

- Compatibilidad con otros aceites disponibles en el mercado.
- Viscosidad y fluidez adecuada a moderada y baja temperatura.
- Bajo contenido de humedad, que garantice buena resistividad.
- Baja tendencia a emitir gases (hidrógeno) al ser sometido a altas tensiones eléctricas, o altas tendencias a absorber dichos gases una vez que se forman.
- Resistencia a la oxidación durante el uso o almacenamiento del aceite.
- Punto de inflamación alto.

PROPIEDADES

Las características anotadas son justificadas por las pruebas de distintas naturaleza, las cuales serán brevemente descritas aquí a manera de informa-ción.

Estas pruebas son realizadas tanto por el Fabricante como el usuario (si provee los equipos necesarios), para juzgar la calidad del aceite para lo cual es necesario realizar un examen de las propiedades químicas, física y dieléctricas, determinación de factores tales como calor, peso específico, factor de pérdidas viscosidad, contenido de inhibidores, etc. La clasificación es realizada de la siguiente manera:

- a. Pruebas de Composición
- b. Pruebas de Pureza
- c. Pruebas de Estabilidad

La composición de un aceite - dieléctrico, una vez que ha sido formulado y elaborado adecuadamente no varía en forma considerable mientras el producto - permanezca en uso. Además la estabilidad depende - de su composición. Esto significa que las pruebas, composición y estabilidad; una vez que el usuario - trate de determinar el estado del aceite en uso, no son necesarias, ya que se supone que dichas pruebas fueron realizadas en la oportunidad que el aceite - fue producido y sus resultados debidamente aceptados como satisfactorio por el usuario.

Las que se refieren a la pureza del aceite dieléct-

trico, son las que hacen mayor peso en la determinación del comportamiento adecuado del mismo.

COMPOSICION: Punto de anilina
 Punto de fluidez.
 Color
 Punto de inflamación
 Gravedad específica
 Viscosidad
 Azufre corrosivo

PUREZA: Contenido de humedad
 Tensión interfacial
 Número de neutralización
 Tensión de ruptura
 Factor de potencia

ESTABILIDAD: Estabilidad de calor
 Formación de lodo
 Período de inducción
 Contenido de inhibidor

SIGNIFICADO DE LAS PRUEBAS QUE SE INCLUYEN EN LAS ESPECIFICACIONES

Las pruebas que se incluyen en las especificaciones,

al igual que los límites fijados, tienen una relación directa con el comportamiento del aceite durante su uso.

COMPOSICION

Punto de anilina:

Norma específica, límite con 63 y 78°C., un punto de anilina bajo (60°C) indica la tendencia del aceite a disolver resinas y barnices que pueden formar parte del transformador.

Punto de Fluidéz:

Dá una idea de la más baja temperatura ambiente al cual el transformador llenado con aceite puede operar satisfactoriamente, 30°C como máximo ha sido estandarizado como adecuado para la mayoría de las condiciones.

Color:

Importante para determinar contaminaciones durante el manejo o uso del aceite: El color obscuro, gris o negro puede indicar que el aceite ha sufrido un grado considerable de oxidación, ya que todos los

compuestos que se producen como resultado de lo último son de color obscuro o negro, se ha fijado un color máximo de 0.5 (amarillo claro).

Punto de inflamación:

El punto de inflamación está asociado con la seguridad en el uso del aceite, se ha fijado un valor mínimo de 145°C. Es una guía para la temperatura del aceite al cual el valor del combustible se acumula en un espacio suficiente para inflamarse en presencia de una fuente de combustión tales como una chispa.

Gravedad Específica:

Es la capacidad del aceite para disipar el calor. Un factor muy importante relacionado con la gravedad específica de los aceites dieléctricos, es el aumento que experimenta el volumen de un aceite dieléctrico, cuando se aumenta su temperatura (factor de expansión), lo que afecta la gravedad del mismo. En efecto cuando el cambio de gravedad es bastante acentuado con cambios pequeños de temperatura las corrientes de convección son realizadas -

en forma más notable y el aceite cumple mejor su función de refrigeración.

Viscosidad:

El calor generado en el transformador es transferido a través de la aislación sólida, el cual por efecto de convección, ya sea sólo o ayudado por circulación forzada fluye sobre las superficies de enfriamiento. La eficacia de este proceso depende de la baja viscosidad que tenga el aceite.

Los valores máximos de viscosidad fijados para las especificaciones internacionales para los aceites de transformadores son:

Viscosidad CS _t /SSU	a	100°C/212°F	----	3.0/3.6
		40°C/104°F	----	12.0/66
		0°C/32°F	-----	76.0/35°

Azufre Corrosivo

Los aceites no pueden ser corrosivos al cobre, es obligatorio en las especificaciones.

Estabilidad: Formación de lodo

La oxidación del aceite, forma compuestos gelatino sos que se conocen como "lodos", los que se depositan en las paredes y conductos del transformador - obstaculizando el flujo del aceite, lo que impide un enfriamiento del equipo por la corriente de convección.

La oxidación aumenta la conductividad eléctrica manifestandose ello por el aumento del número de neutralización y la disminución de la tensión interfacial. Se especifica un 0.10 %.

Inhibidor:

Los inhibidores son sustancias que alargan el tiempo de inducción de oxidación en los aceites, más común es el DBPC (Dibutil para Crisol).

No todos los aceites dieléctricos se comportan de la misma manera frente a los inhibidores de oxidación, por lo que hace necesario conocer la suceptibilidad del aceite frente al inhibidor de oxidación.

PRUEBAS DE PUREZA

Contenido de humedad:

El agua en los aceites cambia la conductividad elécc

trica de los mismos, como la solubilidad del agua en los aceites dieléctricos varía con la temperatura, entonces un aceite caliente es capaz de disolver más agua que un aceite frío. Además de aumentar la conductividad el agua es un elemento corrosivo a los metales ferrosos, formando el óxido de hierro que posteriormente se disuelven en el aceite y lo hacen más conductor.

El agua puede fácilmente llegar al aceite durante el transporte, almacenamiento, etc.

Tensión Interfacial:

Esta prueba es utilizada para determinar cuando el aceite debe ser reacondicionado o descartado. Algunos usuarios han establecido que el aceite debe ser cambiado cuando la tensión interfacial está entre 15 y 20 dynas/cm² a 25°C en aceites nuevos la tensión interfacial debe ser de 40 dynas/cm² a 25°C.

Número de Neutralización:

Es otra de las pruebas utilizadas para la determininación del cambio o nó del aceite aislante, los fabricantes y usuarios recomiendan que el aceite

debe ser cambiado cuando el número de neutralización está entre 0.5 y 0.7 mg. KOH/g. En los aceites nuevos el número de neutralización debe ser de 0,03 máx.

Tensión de Ruptura:

Esta prueba suministra una indicación de la condición física del aceite. La tensión de ruptura es el nivel máximo de diferencia de voltaje alcanzado entre dos electrodos, sumergidos en aceite con una separación de 2,5 mm., antes que se produzca un arco electrodo entre ellos.

El valor alcanzado en la prueba de tensión de ruptura dependerá exclusivamente de la cantidad de contaminantes contenido en el aceite dieléctrico.

La tensión de ruptura disminuye con los aumentos de temperatura del aceite, por lo que se especifica a una temperatura de 20°C.

INHIBIDORES

Con el conocimiento de que con los inhibidores de que se dispone actualmente se pueden mejorar las

características de envejecimiento de los aceites - aislantes y entre ellos del aceite de los transformadores, se procede en muchos casos a la inhibición del aceite en transformadores puestos en servicio.

Para una inhibición del aceite de transformador - posterior, ya sea nuevo o usado, en las mismas instalaciones (Subestaciones, centrales de fuerza). Se recomienda proceder como se describe a continuación:

EXAMEN DEL ACEITE ANTES DE SU INHIBICION

Si hay que inhibir el aceite de un transformador ya en servicio desde tiempo o el aceite nuevo del cual no se conocen exactamente las características, es preciso proceder a un examen del aceite antes de pasar a su inhibición. Para ello una cantidad de 5 litros de aceite a inhibir es probado.

Del examen de esta muestra se deducirá si es rentable proceder a una inhibición o si por el contrario no es indicado, o poco recomendable, por ser el aceite ya demasiado envejecido o por otras cualquiera - circunstancias desfavorables.

Entre los distintos inhibidores experimentados por

BBC(24), podemos recomendar a todos los que corresponden a la nomenclatura química.

2,6 Dibutil para Crisol (DBPC)

que se encuentran en el mercado bajo las marcas de: Topanos 0 (de ICI), Parabar 441 (de ESSO) o Junol 0 (de Shell).

Aceites que se han inhibido con estos inhibidores - pueden mezclarse entre sí sin perjuicio siempre y cuando que sean mezclados sin inhibidor. En ningún caso y para la mezclabilidad del aceite, se utilizará un inhibidor de composición desconocida. Es siempre posible completar el relleno de un transformador lleno con aceite inhibido con aceite sin inhibir de la misma calidad. Naturalmente que en este caso disminuirá la concentración de inhibidor. El inhibidor se almacenará siempre cerrado y seco. Si pierde su color blanco y presenta coloración amarilla o amarilla roja, es inutilizable.

PROCESO DE DISOLUCION DEL INHIBIDOR EN EL ACEITE

El inhibidor que se compra en forma de polvo granuloso se mezcla con la cantidad de aceite necesaria

para alcanzar una concentración de 5 % de su peso. Para ello hay que calentar el aceite hasta unos 40 a 50°C (como máximo 55°C) y mezclar, agitándolo, el inhibidor hasta lograr una completa disolución.

De esta mezcla que contiene una concentración de 5% de inhibidor se utilizará la cantidad necesaria para que el volumen total del aceite del transformador, incluido el aceite de los refrigerantes, presenta una concentración de inhibidor de 0.3%. Por ejemplo, si un transformador contiene 10 toneladas de aceite, incluido el aceite de los refrigerantes se necesitará una cantidad de inhibidor igual a - $10'000 \times 0,003 = 30$ Kg. Para la preparación de una solución al 5 % se diluirán estos 30 Kg. de inhibidor en:

$$\frac{30 \times 100}{5} = 600 \text{ Kg. de aceite.}$$

Para ello se sacarán previamente:

$$\frac{600}{0.875} = 690 \text{ litros de aceite del transformador.}$$

La preparación de la disolución puede hacerse también fraccionadamente.

La concentración de la disolución de inhibidor no debe sobrepasar el 5 % a fin de lograr una disolución completa del inhibidor en la disolución, ésta no debe enfriarse (por ejemplo: $\leq 0^{\circ}\text{C}$). Si la disolución ha alcanzado bajas temperaturas (durante el transporte, almacenaje) deberá calentarse hasta unos 40°C ., agitándola antes de llenar con ella el transformador. Muchas instalaciones modernas de preparación del aceite contienen además como agregado una instalación auxiliar de inhibición que permite proceder simultáneamente a la preparación del aceite y a su inhibición.

Para ello se hace circular el aceite precalentado en su totalidad o parcialmente, a través de un recipiente que soporte el vacío y que contiene la cantidad adecuada de inhibidor, y finalmente a través de la instalación de secado y desgaste. Este método de inhibición es especialmente recomendable cuando se trata de una regeneración de aceites de aislación envejecido.

APENDICE N° 3

TRANSPORTE DEL TRANSFORMADOR

CLASES DE TRANSPORTE

Los transformadores se transportan según su tamaño, peso o deseo del cliente con llenado parcial de aceite o de gas seco. Todos los transformadores son cuidadosamente secados en la fábrica, llenados con aceites desgasados, secados y ensayados con toda una serie de pruebas antes de su entrega. Las indicaciones que se dan en este apartado tiene como objeto el evitar daños durante el transporte y el claro conocimiento de todos los trabajos a efectuarse a la llegada del transformador a su punto de destino.

TRANSPORTE CON LLENADO PARCIAL DE ACEITE

Los transformadores que en orden de servicio, sobrepasan las medidas de tracción del soporte de transporte se expiden sin radiadores, atravesadores, etc.

y solo parcialmente llenos de aceite. Todas las partes desmontadas, así como los accesorios, se expiden en embalaje separado.

En la fábrica se llenan los transformadores con aceite desgasado y seco bajo vacío hasta unos 200 a 300 mm., debajo la tapa de la cuba según el tipo de ésta. En todo caso lo suficiente para que todo el aislamiento de la parte activa quede sumergida en aceite.

Como protección contra la entrada de humedad, se llena el espacio comprendido entre el nivel de aceite y la tapa, con nitrógeno seco en comunicación con la atmósfera a través de un desecador de aire de silica-gel.

TRANSPORTE CON LLENADO DE NITROGENO

Los transformadores que sobrepasan el peso admisible de transporte, o por resultar éste más económico, se transportan sin aceite. Para evitar que la parte activa absorba humedad, se llena la cuba con nitrógeno seco durante el vaciado del aceite, una vez llena se conecta a una botella de nitrógeo

no, fijada a la cuba y equipada con válvulas de reducción y sobrepresión para que durante todo el transporte se conserve una sobrepresión del gas dentro de la cuba del transformador.

Estas válvulas están ajustadas para llenar a 1,2 atm. y vaciar bajo una presión de 1,4 atm. Las botellas de nitrógeno tienen, según las necesidades, un volumen de 8 a 40 litros bajo una presión de 150 a 200 atm., su contenido en humedad no debe exceder un máximo de 250 ppm (P/P) y el gas contiene como máximo un 0,3 % de su volumen de impurezas.

Para transporte a corta distancia y tensiones nominales hasta 300 KV se conecta un secador de aire de silica-gel al transformador lleno de nitrógeno, que seca el aire aspirado a cada cambio de temperatura ppm=partes por millón del peso Galibo prueba la tracción de soporte del transporte.

En ningún caso debe abrirse un transformador lleno de nitrógeno se debe desconectar la botella de este gas, a menos que pueda volver a cerrarse dentro de 48 horas. En caso de evidente permeabilidad de la cuba del transformador o de fuerte pérdida de pre

si3n de la botella de nitr3geno durante el transpor_ te hay que asegurarse de que la fuga sea reparada.

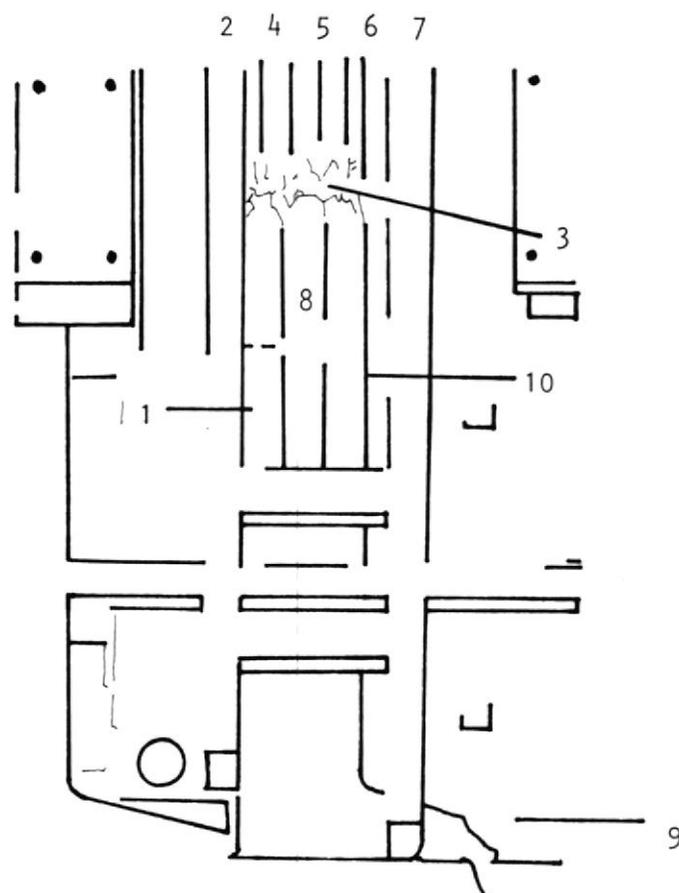
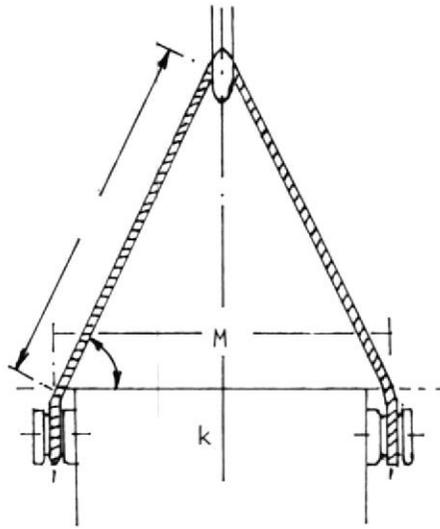
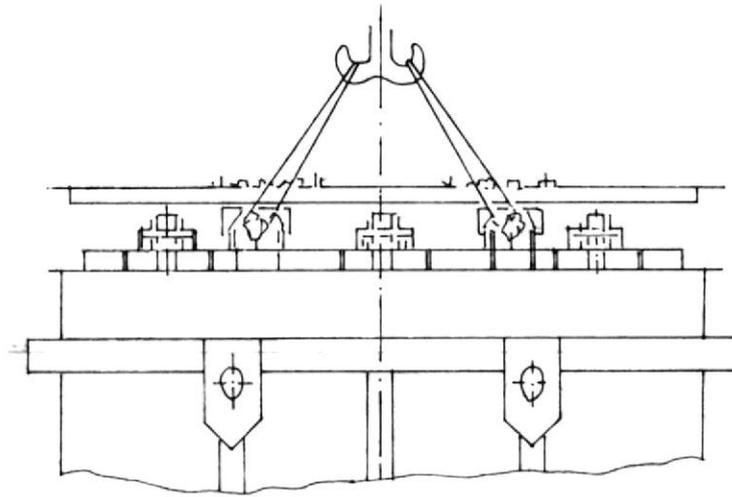


FIGURA N^o 1 TRANSFORMADOR CON BOTELLA DE NITROGENO PARA EL TRANSPORTE.

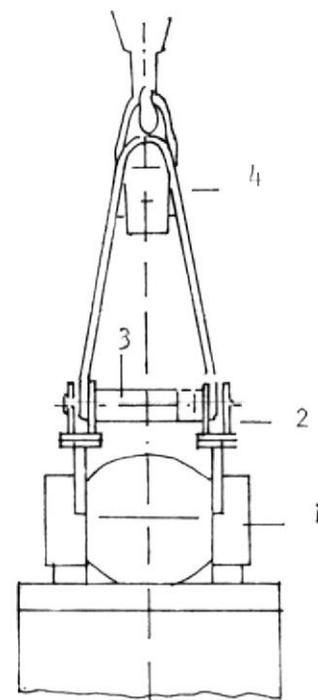
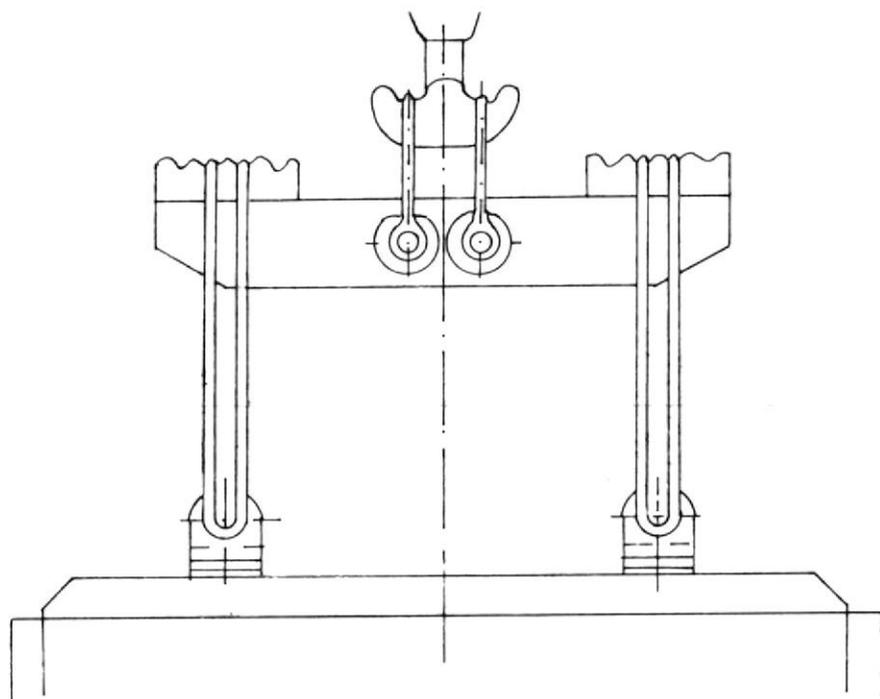
- | | |
|--------------------------------|----------------------------------|
| 1. Botella de nitr3geno | 5. Man3metro de trabajo |
| 2. V3lvula de la botella | 6. V3lvula de sobrepresi3n |
| 3. V3lv. reductora de presi3n. | 7. V3lvula de cierre |
| 4. Man3metro de la botella | 8. Tornillo regulador de presi3n |
| | 9. Grifo de cierre de la cuba |
| | 10. Conducto de Nitr3geno. |



LONGITUD DE LOS CABLES DE ALZAMIENTO DEL
TRANSFORMADOR



DESENCUBADO DE LA PARTE ACTIVA



DEENCUBADO DE LA PARTE ACTIVA DE GRANDES DIMENSIONES

- | | |
|--------------------------|----------------------------|
| 1. YUGOS | 3. TRAVESAÑO DE PROTECCION |
| 2. CANCAMOS DEMONSTABLES | 4. TIRANTES |

TRANSPORTE DENTRO DE LA INSTALACION

Un transformador debe transportarse solamente en posición vertical. Transformadores que no van montados sobre ruedas están provistos de patines en el fondo de la cuba a fin de permitir un desplazamiento sobre rodillos, tubos, o ser deslizados sobre una plancha.

LEVANTAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES

Los gatos hidráulicos sólo deben emplearse en los sitios previstos a tal fin. El levantamiento por medio de gatos debe realizarse simultáneamente y por igual en por lo menos dos puntos de alzamientos vecinos. Discos de cierre y grifos de vaciado no deben utilizarse en ningún caso como puntos de apoyo aunque el transformador esté vacío.

ALZAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES

Todo transformador está provisto de anillos de arrastre y de cáncamos. Al alzar un transformador con grúas, se deben observar y seguir las especificaciones siguientes:

El transformador se alzará solamente por los sitios indicados en el dibujo de dimensiones y desencubado. Los cables no formarán en ningún caso un ángulo de menos de 60° con la línea horizontal. La distancia L debe ser por lo tanto igual o mayor a la M.

El desencubado de la parte activa podrá realizarse en la mayoría de los casos según la figura siguiente. Los cáncamos son accesibles a través de aberturas que se encuentran en la tapa de la cuba.

La parte activa de grandes dimensiones está equipada de rieles (yugo) de acero y madera combinados, así como de los cáncamos desmontables. Para alzar este tipo de parte activa hay que desmontar la tapa de la cuba y a tornillar los anillos de tracción que se suministran. El desencubado de la parte activa debe efectuarse únicamente con cables mantenidos verticalmente con la ayuda de vigas de tracción y tubos de apoyo.

Todo contacto con el aceite y cables de cáñamo es pernicioso, por esta razón es conveniente utilizar cables de acero o tirantes de hierro forjado. Si se levanta un transformador con aceite y parte ac

tiva pero sin la tapa de la cuba, se pondrá una -
travesaño como refuerzo entre los soportes opuestos,
ya que si no, se corre el riesgo de deformar la cu
ba.

PASO DE ADUANAS

Ni durante el transporte ni a su paso por la frontera
debe abrirse una abertura cualquiera de la cuba
del transformador.

La inspección de la aduana debe hacerse solamente -
en el sitio de destino y no antes de que se haya -
llevado a cabo todos los controles especificados -
más abajo, el transformador puede ser sellado en la
frontera.

CONTROLES DE RECEPCION Y ENTREGA

DAÑOS EXTERNOS

A la llegada al punto de destino del transformador
y todos sus accesorios, se inspeccionarán los da
ños visibles.

En caso de daños durante el transporte se pedirá -

un certificado al representante del último transportista y notificándose también al fabricante. En caso de que el transformador esté provisto de un aparato registrador de choques, se consultará este aparato a la llegada al lugar del destino del transformador. Con choques que excedan de 4 g. (cuatro veces la aceleración gravitatoria) hay que contar con desperfectos internos. En este caso, se hará firmar un certificado el representante del último transportista sobre la cifra indicada por el aparato registrador de choques.

BIBLIOGRAFIA

LIBROS

1. Transformer for the Electric Power Industry by Richard L. Bean (Westinhouse).
2. The J. & P. Transformer Book by Lythall J.S.B.
3. Transformer Maintenance Institute by S.D.Myers.
4. Operación de Transformadores de potencia (Asociación Electro-técnica del Peru) Ing. Manuel Carranza Arévalo.

MANUALES

5. Aceites Dieléctricos en Equipos de Potencia Puramin C.A.
6. Funciones de los aceites dieléctricos COVENIN.
7. Power Transformer of Pauwels International.

8. Manual de Pruebas Eléctricas. Departamento Técnico de Delcrosa.
9. Electrical Steel (For core) by Kawasaki Steel Corporation.

ARTICULOS

10. Diagnóstico y Prevención de Fallas de Transformadores Megavatios. Septiembre 81.
11. Writing Specification for Generator Step Up Transformer: The Line Macgraw Edison 1977-1.
12. Autotransformer Application with and without Tertiary Winding: The line Macgraw Edison 1977-2.
13. Transformer Noise Testing The Line Macgraw Edison 1977-4.
14. Transformer test Techniques Part 1 Standard Routine Test The Line Macgraw Edison 1978-1.
15. Transformer Test Techniques.- Part 2 Optional Test The Line Macgraw Edison 1978-2.

16. Open Phase Conductor and Load Transfer Combine to produce Ferroresonance The Line Macgraw Edison 1978-3.
17. The Whys of the Y's (The Behavior of transformer y Connections) by General Electric.
18. Oil Imersed Power Transformer Overload (Calculation by Computer) IEEE August 1979.
19. Determinati6n of Power Transformer Rating for the Inter Conection IEEE. May 1970.

NORMAS

20. General Requirement of distribution, Power and Regulating Transformer ANSI 57 - 12.00 - 1973.
21. Guide for Loading Oil Imersed Distribution and Power Transformer ANSI 57-92 - 1.962.
22. Test Code for Distribution, Power Transformer 57 12.00 - 1968.
23. IEC Recomendation for Power Transformer.

24. Power Transformer Bs 171-1978 British Standard
Institution.



A.F. 141948