



Libertad y Orden  
UPME



COLCIENCIAS  
COLOMBIA

# EFICIENCIA ENERGÉTICA EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS



Universidad  
**AUTÓNOMA**  
de Occidente



ELABORADO POR:

**UNIVERSIDAD DEL ATLÁNTICO**

GRUPO DE GESTIÓN EFICIENTE DE ENERGÍA, KAI:

DR. JUAN CARLOS CAMPOS AVELLA, INVESTIGADOR PRINCIPAL.

MSC. EDGAR LORA FIGUEROA, COINVESTIGADOR.

MSC. LOURDES MERIÑO STAND, COINVESTIGADOR.

MSC. IVÁN TOVAR OSPINO, COINVESTIGADOR.

ING. ALFREDO NAVARRO GÓMEZ, AUXILIAR DE INVESTIGACIÓN.

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE**

GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍAS, GIEN:

MSC. ENRIQUE CIRO QUISPE OQUEÑA, COINVESTIGADOR.

MSC. JUAN RICARDO VIDAL MEDINA, COINVESTIGADOR.

MSC. YURI LÓPEZ CASTRILLÓN, COINVESTIGADOR.

ESP. ROSAURA CASTRILLÓN MENDOZA, COINVESTIGADOR.

**ASESOR**

MSC. OMAR PRIAS CAICEDO, COINVESTIGADOR.

UN PROYECTO DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA DE COLOMBIA (UPME) Y EL INSTITUTO COLOMBIANO PARA EL DESARROLLO DE LA CIENCIA Y LA TECNOLOGÍA. “FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS” (COLCIENCIAS).

## CONTENIDO

	Pág.
1. SELECCIÓN DE LA POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES.....	1
1.1 ASPECTOS GENERALES.....	1
1.2 SELECCIÓN DE LA POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES TENIENDO EN CUENTA LA SOBRECARGA.....	2
1.2.1 Sobrecarga de Transformadores Inmersos en Aceite.....	3
1.2.2 Valores Límites con Sobrecarga para Transformadores de Distribución.....	4
1.2.3 Sobrecarga de Transformadores Secos.....	5
1.2.4 Tipos de Sobrecarga.....	6
1.3 SELECCIÓN DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA SECTORES RESIDENCIAL Y COMERCIAL CUMPLIENDO EL REGLAMENTO RETIE.....	9
2. EVALUACIÓN PÉRDIDAS SEGÚN NTC 2050.....	11
2.1 GASTOS ANUALES POR PÉRDIDAS.....	11
2.2 PARÁMETROS ESTABLECIDOS EN LAS NORMAS DE DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	12
2.2.1 Factor de Demanda.....	12
2.2.2 Factor de Diversidad.....	12
3. SELECCIÓN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES.....	15
3.1 RÉGIMEN DE TRABAJO ECONÓMICO DE LOS TRANSFORMADORES.....	16
3.2 REPARACIÓN O REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	24
3.2.1 El Transformador como una Entidad Económica.....	24
3.2.2 La Reparación de Transformadores.....	26
3.2.2.1 Las Variables Involucradas en el Proceso de Decisión, Reparar o Reemplazar.....	26
3.2.2.2 Las Variables Financieras.....	27
3.2.2.3 Planteamiento de Escenarios del Problema de Decisión.....	27
3.3 MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES.....	29
3.3.1 Mantenimiento Predictivo.....	29
3.3.2 Mantenimiento Preventivo.....	29
3.3.3 Mantenimiento Correctivo.....	31
3.3.4 Tareas de Mantenimiento.....	32

	<b>Pág.</b>
3.3.5 Estado del Aislamiento de Papel de los Bobinados.....	33
3.3.5.1 Tipos de Fallas en el Devanado.....	35
3.3.5.2 Prueba de Resistencia de Aislamientos.....	37
3.3.5.3 Prueba de Factor de Potencia a los Aislamientos.....	37
3.3.5.4 Revisión de Cambiadores de TAP'S.....	38
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	40

# 1. SELECCIÓN DE LA POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES.

## 1.1 ASPECTOS GENERALES.

El cálculo o diseño de transformadores se puede decir que es un aspecto suficientemente tratado, en el que intervienen algunas variantes dependiendo del tipo de transformador y de los materiales empleados. En la actualidad los fabricantes de transformadores a gran escala, disponen por lo general de programas por computadora para diseño y de laboratorio apropiados para prueba.

No obstante, los conceptos básicos del cálculo de transformadores se deben conocer por las personas relacionadas con las máquinas eléctricas, ya que esto no solo permite una mejor comprensión de su funcionamiento, sino también se está en posibilidad de entender mejor las posibles fallas que tienen y su reparación.

Las normas para transformadores cuando hablan de potencia nominal, se refieren a una potencia que es el producto de la corriente por el voltaje en vacío. La potencia nominal es por lo tanto una “potencia aparente” que es la misma, ya sea que se considere el devanado primario o el devanado secundario. La razón de esta definición que es sólo convencional, se debe al hecho de que se caracteriza a la máquina desde el punto de vista del dimensionamiento. Las prestaciones de una máquina eléctrica están limitadas por el calentamiento de sus componentes, las cuales están causadas por las pérdidas que tiene. En particular, en un transformador se tienen las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en los devanados. La potencia aparente que puede soportar el transformador en funcionamiento continuo sin sobrepasar los límites de calentamiento es:

$$S_N = \sqrt{3V_N x I_N} \quad (1.0)$$

Como el transformador no siempre funciona bajo condiciones nominales, entonces se debe establecer el índice de carga C:

$$C = \frac{I_1}{I_{N1}} = \frac{I_2}{I_{N2}} \quad (1.1)$$

Este índice de carga se relaciona con las pérdidas en el transformador.

Si  $C < 1$  El transformador funciona descargado.

Si  $C > 1$  El transformador estará funcionando sobrecargado.

Para el núcleo magnético, las pérdidas dependen de la inducción magnética B, la cual es proporcional a la tensión inducida, en los devanados, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente. La prueba de corto circuito del

transformador, permite obtener las pérdidas a plan carga con los devanados, a partir de éstas se pueden calcular para cualquier otro valor de carga.

La llamada prueba de **“circuito abierto”** en el transformador, permite obtener el valor de las llamadas pérdidas en vacío o pérdidas del núcleo, que como se mencionó, consisten de dos partes, las pérdidas por histéresis y las pérdidas por corriente circulantes. En la prueba de circuito abierto, el devanado que se alimenta es por lo general el de bajo voltaje, debido a que resulta el más conveniente para la medición.

En los sistemas industriales de suministro eléctrico, la potencia de los transformadores debe garantizar, en condiciones normales, la alimentación de todos los consumidores o receptores.

En la **selección de la potencia** de los transformadores, se debe tratar de obtener tanto el régimen de trabajo económicamente útil, como la alimentación de reserva de los consumidores. Además, la carga de los transformadores en condiciones nominales no debe (por calentamiento) conducir al acortamiento de su tiempo de vida útil. La **capacidad** del transformador debe garantizar la demanda indispensable de potencia durante el periodo posterior a la desconexión del transformador averiado, en dependencia de los requerimientos presentados por los consumidores.

Como regla general, todas las instalaciones, de año en año, aumentan su producción y se amplían, ya por la construcción de nuevas áreas de producción o por la utilización más racional de las existentes. Ya sea por una causa o por otra, la potencia eléctrica demandada por la producción industrial suele crecer. Por ello es conveniente, para tomar en cuenta el crecimiento de la demanda de potencia, prever la posibilidad del incremento de potencia de las subestaciones a través del cambio de los transformadores por otros más potentes; esto es, prever la posibilidad de la instalación de transformadores mayores en un grado de potencia estándar. Por ejemplo, si se instalan dos transformadores de 6300 kVA los existentes y los restantes elementos, la instalación debe posibilitar la instalación de dos transformadores de 10000 kVA sin la modificación de la subestación existente.

## **1.2 SELECCIÓN DE LA POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES TENIENDO EN CUENTA LA SOBRECARGA.**

Es conveniente seleccionar la potencia de los transformadores teniendo en cuenta su capacidad de sobrecarga. El no prestar atención a la capacidad de sobrecarga del transformador, significa depender innecesariamente de la capacidad nominal. Esta capacidad de sobrecarga se determina en dependencia del gráfico de carga del transformador en cuestión.

La magnitud y duración de las corrientes de falla son de una importancia extrema estableciendo una práctica coordinada de protección para los transformadores,

tanto los efectos térmicos como mecánicos de las corrientes de falla deberán ser considerados. Para las magnitudes de las corrientes de falla cerca a la capacidad de diseño del transformador, los efectos mecánicos son más importantes que los efectos térmicos. Con magnitudes bajas de corriente de falla acercándose al valor de sobrecarga, los efectos mecánicos asumen menos importancia, a menos que la frecuencia de la ocurrencia de falla sea elevada. El punto de transición entre el interés mecánico y el interés térmico no puede ser definido exactamente, aunque los efectos mecánicos tienden a tener un papel más importante en las grandes capacidades nominales de kilovoltios-amperios, a causa de que los esfuerzos mecánicos son elevados.

### 1.2.1 Sobrecarga de Transformadores Inmersos en Aceite.

**Figura 1.** Transformadores en Aceite.



La expectativa de vida normal de un transformador es una referencia convencional que se basa en considerar su funcionamiento en servicio continuo con su carga nominal, en un medio ambiente cuya temperatura es de  $20^{\circ}\text{C}$  y con una sobre-elevación de temperatura del punto caliente de  $78^{\circ}\text{C}$  (temperatura  $98^{\circ}\text{C}$ ). Si este valor se supera debe esperarse una reducción de la vida.

En esta condición de funcionamiento la temperatura del punto caliente excede en  $13^{\circ}\text{C}$  el valor de sobre-elevación medio de temperatura de  $65^{\circ}\text{C}$  del arrollamiento (medido por variación de resistencia) adoptado en la guía IEC 354 para transformadores de distribución.

En transformadores medianos y grandes, dependiendo del tipo de refrigeración, la guía fija para la sobre-elevación del arrollamiento valores que son inferiores a los límites impuestos por la norma, aclarando que según sea el diseño alcanzar los límites podría llevar a superar el valor de  $78^{\circ}\text{C}$  correspondiente al punto caliente. Si se representa el ciclo de carga diario por medio de un diagrama equivalente simplificado de dos escalones, para distintos ciclos de carga, y valores de

temperatura ambiente comprendidos entre  $-25^{\circ}\text{C}$  y  $40^{\circ}\text{C}$ , la guía propone curvas (para carga cíclica normal) con consumo de vida normal, y tablas (para carga cíclica de emergencia) con un consumo de vida expresado en días equivalentes de funcionamiento a potencia nominal con temperatura ambiente de  $20^{\circ}\text{C}$ , que permiten determinar el pico de carga para una dada duración y una determinada carga inicial.

### **1.2.2 Valores Límites con Sobrecarga para Transformadores de Distribución.**

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

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

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

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

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

El valor de la constante de tiempo depende del tipo de transformador, la guía adopta 3 horas para transformadores de distribución, 2.5 horas para transformadores de media y gran potencia con refrigeración natural en aceite y 1.5 horas para refrigeración forzada o dirigida.

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

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



**Tabla 1.** Límite con sobrecarga.

	<b>CÍCLICA NORMAL</b>	<b>EMERGENCIA LARGA DURACIÓN</b>	<b>EMERGENCIA CORTA DURACIÓN</b>
Corriente	1.5	1.8	2.0
Punto Caliente y partes metálicas en contacto con aislantes (°C)	140	150	si la temperatura del punto caliente supera 140..160 (°C) puede resultar riesgoso
Aceite capa superior (°C)	105	115	

### 1.2.3 Sobrecarga de Transformadores Secos.

**Figura 2.** Transformadores Secos.



La siguiente tabla indica los límites de temperatura del punto caliente en función de la clase del sistema aislante, para un consumo de vida normal ( $\varphi C$ ) y el límite máximo ( $\varphi CC$ ).  $\varphi CC$

**Tabla 2.** Límites de Temperatura.

<b>TEMPERATURA SISTEMA AISLANTE (°C)</b>	<b>TEMPERATURA PUNTO CALIENTE DEL DEVANADO (°C)</b>		<b>SOBRE ELEVACIÓN MEDIA DEVANADO (K)</b>
	<b>Nominal (<math>\varphi C</math>)</b>	<b>Máximo (<math>\varphi CC</math>)</b>	
105 (A)	95	140	60
120 (E)	110	155	75
130 (B)	120	165	80
155 (F)	145	190	100
180 (H)	175	220	125
220 (C)	210	250	150

También para transformadores secos se proponen, para las distintas clases de aislamiento, curvas de carga que indican la corriente de carga permisible para un consumo de vida normal.

Estas curvas son aplicables tanto para servicio continuo como para cargas cíclicas con distintas temperaturas del aire de refrigeración. Se supone que la refrigeración del transformador es adecuada y que el incremento de carga no afecta la temperatura del ambiente en que se encuentra el transformador.

Las curvas se presentan para constante de tiempo de 0.5 y 1 hora.

Esta guía es aplicable con las siguientes limitaciones:

- La corriente no debe superar 1.5 veces la nominal para un ciclo de carga normal.
- Para cada clase de aislamiento el punto caliente no debe superar el valor máximo ( $\varphi_{cc}$ ) indicado en la tabla.
- Se desprecia la influencia de las pérdidas en el hierro en la sobre elevación de temperatura de los devanados.

#### **1.2.4 Tipos de Sobrecarga.**

En condiciones de explotación, se admiten dos tipos de sobrecarga: de emergencia y sistemáticas.

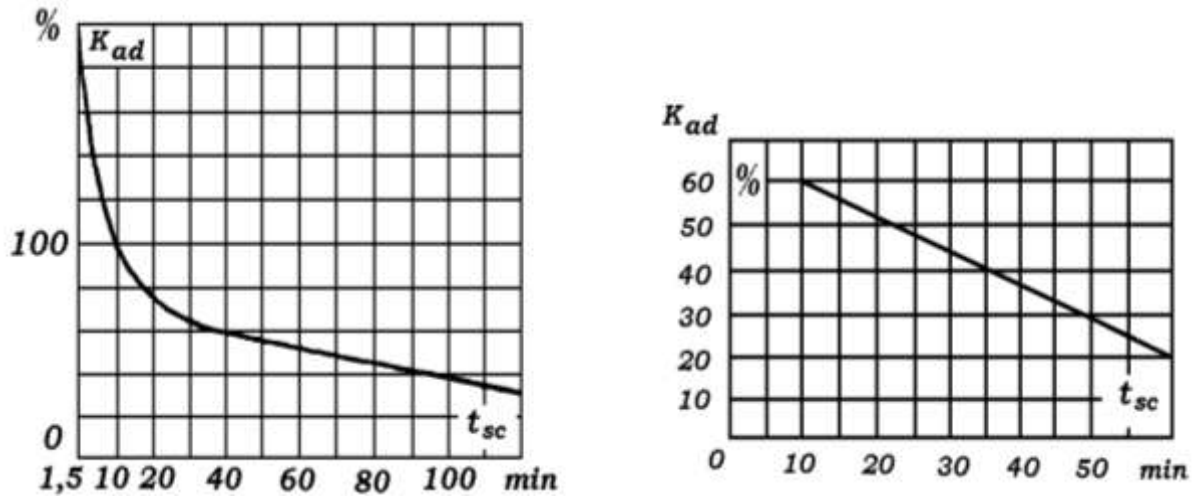
##### **a. Sobrecargas de Emergencia.**

Para transformadores con sistemas de enfriamiento por aceite, se puede admitir (aparte de la dependencia de la duración de la carga precedente, temperatura del medio refrigerante y localización del transformador) una sobrecarga de corta duración. Esta capacidad de sobrecarga la da el fabricante.

En su defecto, se puede determinar en correspondencia con la curva presentada en la Figura 3.

En dependencia del estado de carga precedente, la sobrecarga admisible puede ser mayor. Así, en aquellos casos en que la carga anterior no sobrepase el 93% de la potencia de placa, el transformador se puede sobrecargar durante 5 días en un 40%, siempre que ese estado no exceda 6 horas cada día, ya sea en forma consecutiva o a intervalos.

**Figura 3.** Curvas para la determinación de la sobrecarga de emergencia.



**a.** Transformador con enfriamiento por aceite.

**b.** Transformador seco

Para los transformadores secos, la sobrecarga admisible se determina a partir de la Figura 3b.

**b.** Sobrecarga Sistemática.

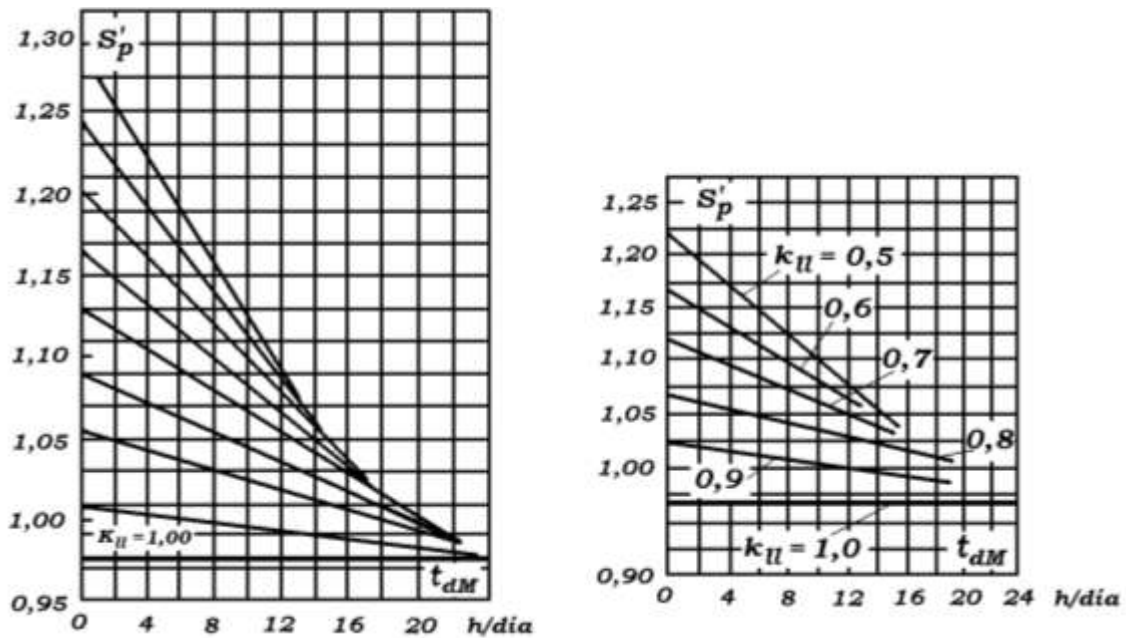
Se debe determinar la sobrecarga que puede soportar el transformador cada día en las horas de máxima carga.

De cualquier forma, la sobrecarga no debe exceder el 30%.

$$S_p \leq 1,3S_N \quad (1.2)$$

Donde:  $S_N$  = Potencia Nominal del Transformador (kVA).

**Figura 4.** Curvas para sobrecarga sistemática admisibles.



**a. Transformador sumergido en aceite.**

**b. Transformador seco**

La capacidad de sobrecarga sistemática de un transformador depende de las particularidades del gráfico de carga, el cual está caracterizado por el coeficiente de llenado de éste, según la ecuación siguiente:

$$K_{LL} = \frac{P_m}{PM} \quad (1.3)$$

Donde:

$K_{LL}$ : Factor de llenado.

$P_m$ : Potencia activa media en el gráfico de carga (kW).

$PM$ : Potencia activa máxima en el gráfico de carga (kW).

$$K_{LL} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \times t_i}{24} \quad (1.4)$$

Siendo:

$P_i$ : Potencia de carga en el instante de tiempo  $i$ .

$t_i$ : Periodo de tiempo que dura la carga  $P_i$ .

$n$ : Periodos de tiempo durante los que hay carga.

Entonces si:

$KLL < 0.5$  Se deben instalar dos transformadores.

$KLL > 0.5$  Se debe instalar un solo transformador.

Esto se debe a que un factor de carga bajo es un indicativo que la carga durante muchos periodos de tiempo es muy baja, y solamente durante periodos cortos es alta. Por lo tanto durante los periodos de carga alta se utilizan dos transformadores y durante los periodos de carga baja solo se utiliza uno.

De esta forma se evita tener un transformador de gran potencia funcionando descargado durante periodos de tiempo largos.

De otro lado, un factor de carga alto indica que la carga permanece muy cercana a la nominal durante la mayoría del tiempo y por ello no se justifica instalar varios transformadores.

Resulta muy usual que el periodo de tiempo se tome igual al ciclo (día, turno, etc.) más cargado.

En los casos de bajo coeficiente de llenado, en que se utilizan dos transformadores, es necesario emplear desconectivos adecuados para las actividades de operación (por el personal de servicio o automáticamente), buscando el régimen de trabajo más económico.

### **1.3 SELECCIÓN DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA SECTORES RESIDENCIAL Y COMERCIAL CUMPLIENDO EL REGLAMENTO RETIE.**

La reglamentación y normalización técnica colombiana ha generado la acentuación de un enfoque que brinde mejores condiciones de seguridad para las personas y el medio ambiente.

El cálculo y diseño de las instalaciones internas residenciales y comerciales acorde con la NTC 20501, incrementan la seguridad minimizando los riesgos de origen eléctrico, pero aumenta el dimensionado del sistema incurriendo en un sobredimensionado del transformador de distribución, este sobredimensionamiento acrecienta las pérdidas eléctricas y en consecuencia las pérdidas económicas.

Los transformadores de distribución y las acometidas en los sectores residencial y comercial se deben utilizar parámetros que relacionen la capacidad instalada con los hábitos de consumo estimados o condiciones reales de explotación y operación del sistema de distribución de energía eléctrica, siendo una inversión óptima para las empresas de servicios y usuarios.

El sobredimensionamiento causado al calcular la acometida y el transformador con base en el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, se debe a que dicho Código es una adaptación del Código Eléctrico Nacional NEC de la NFPA norteamericana, con los cuales se tienen diferencias culturales, climáticas, costumbres, hábitos y usos en el manejo y consumo de la energía eléctrica.

## 2. EVALUACIÓN PÉRDIDAS SEGÚN NTC 2050.

Las pérdidas en transformadores no son despreciables, por lo cual, es importante considerar su magnitud al seleccionar los transformadores del sistema de distribución, las pérdidas totales en cargas de un transformador son iguales a las pérdidas en el hierro (pérdidas en vacío) más las pérdidas en el cobre. Además, el elegir un transformador sobredimensionado, presenta un costo por encima del que en realidad se necesita, más costos de transporte, ubicación, mantenimiento, etc.

Según la norma NTC 2135 el coeficiente a las pérdidas por energía en vacío, se refiere al costo en que incurren las empresas para adquirir KW-H de energía que se pierden en el transformador.

El costo de la energía (CE) es:

$$CE = G + C + T_{IV} + T_{III} + T_{II} \quad (2.0)$$

Donde:

G: Generación.

C: Conexión.

T<sub>IV</sub>: Transmisión.

T<sub>III</sub>: Distribución en el nivel III.

T<sub>II</sub>: Distribución en el nivel II

Cuando se estudie transformadores de generación o transformación, se debe evaluar el costo de la energía hasta su punto de instalación. Para deducir el costo por energía (EV) en pesos constantes se procede de la siguiente manera:

$$EV = 8760 \times CE \times b \quad (2.1)$$

Donde:

b. Factor presente de una serie uniforme anual.

$$b = \frac{1 + i^{-n} - 1}{i(1 + i^{-n})} \quad (2.2)$$

Donde:

i: tasa interna de retorno o costo capital (pu).

8760: horas del año.

### 2.1 GASTOS ANUALES POR LAS PÉRDIDAS.

La energía disipada por las pérdidas en el hierro y en el cobre dependen de la curva de carga del transformador y se estiman para un año empleando la ecuación.

$$E_p = \left( P_h \times H + P_{cu} \times \sum \left( \frac{P}{P_n} \right)^2 \times h \right) \times d \quad (2.3)$$

Donde:

$E_p$  = Pérdidas de energía en kWh.

$P_h$  = Pérdidas en el hierro a tensión nominal en kW.

$P_{cu}$  = Pérdidas en el cobre a plena carga en kW.

$P_n$  = Potencia nominal del transformador en kVA.

$P$  = Carga real del transformador en kVA.

$H$  = Número horas diarias conectado el transformador.

$h$  = Número de horas al día en que el transformador suministra carga  $P$ .

$d$  = Número de días al año en que funciona el transformador.

## 2.2 PARÁMETROS ESTABLECIDOS EN LAS NORMAS DE DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Los parámetros revisados y actualizados son: el factor de demanda y el factor de diversidad de acuerdo a la actualización de Normas (NTC2135) para Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución:

### 2.2.1 Factor de Demanda.

Razón de la demanda máxima de un sistema a la carga instalada del mismo.

### 2.2.2 Factor de Diversidad.

Razón de la suma de las demandas máximas individuales de las varias subdivisiones de un sistema, a la demanda máxima de todo el sistema.

Para alcanzar los objetivos es necesario recopilar información de consumos, determinar la carga instalada por usuario y recoger otra serie de datos, como una población considerablemente grande, que es la conformada por los usuarios residenciales, de los diferentes estratos socioeconómicos y sector comercial.

La información requerida corresponde a registros de consumos por usuario, aforos de carga de los usuarios y datos de operación de aparatos electrodomésticos. Es necesario recoger información de los consumos de cada usuario, durante un periodo amplio a fin de alcanzar a registrar los ciclos de comportamiento de estos y tan corto como sea posible, debido a limitaciones de tiempo y disponibilidad de equipos.

El análisis de los registros se divide en dos partes: en la primera analizaron usuarios individuales con el fin de obtener el comportamiento de la demanda y en la segunda realizaron el análisis de usuarios en grupo, para obtener la diversidad. Con base en los registros de los medidores y en las capacidades de carga, se



determinaran los factores de demanda máxima, estudio que no se contempla en este trabajo.

**Tabla 4.** Selección Básica del tipo de Transformador.

<b>SELECCIÓN BÁSICA DEL TIPO DE TRANSFORMADOR</b>			
<b>VARIANTES</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>TIPOS DE TRANSFORMADO</b>	
		<b>EN ACEITE</b>	<b>SECO</b>
Capacidad de Carga	Soportar la carga Instalada	Aplica	Aplica
Carga en Proyección	Soportar la Carga proyectada	Aplica	Aplica
Sobre carga	Sobrecarga de 30% (de acuerdo a Norma) Por X = Tiempo	Pierde Vida Útil	Se deteriora mas rápido
Cálculos de Pérdidas	Perdidas de Vacío y Corto Circuito	Mas Perdidas	Menos Perdidas
Ubicación	Adecuación de sitio para instalarlo	Adecuar el sitio	De fácil Ubicación
Temperatura Ambiente	Efecto de la Temperatura al Aislante	Reacción a la Temperatura, mas lenta	Reacción a la Temperatura, Mas rápida
Vida Útil	> a 20 Años	Menos vida útil por su refrigerante.	Más vida útil por su bajo envejecimiento térmico.
Personal Especializado	Operación de Mantenimiento	Requiere mas Mantenimiento	Requiere menos Mantenimiento
Evaluación Económica	De acuerdo al Calculo de Perdidas y Carga	Menos Costoso	Mas Costoso
Normas	Normas a Cumplir o (de acuerdo al operador de Energía del sector)	Mas exigente	Menos Exigente

**Nota:** Este cuadro aplica de acuerdo a las necesidades de cada caso, para la selección de la potencia Calculada.

**Tabla 5.** Cuadro Sinóptico de la Selección del Transformador

<b>GENERALIDADES</b>	Cálculos de diseño Aplicación de las Normas Variantes de acuerdo al tipo de Transformador, y Materiales de construcción. Pruebas, y perdidas de Régimen Económico Vida útil y capacidad del Transformador.
<b>MANIFESTACIONES</b>	Sobrecargas, y Calentamiento de sus componentes Capacidad de carga superior al 30% Sobrecarga Admisible superior al 93% Capacidad Instada con consumos instalados Sobredimensionamiento de costos por encima de lo calculado Gastos anuales por perdidas
<b>EVALUACIÓN</b>	Evaluación Termografica Ciclos de Carga con Valores de Temperatura ambiente Cargabilidad no superar el 30% Estudio factor de llenado Acorde estudio de Cálculo de cargas con el transformador instalado.
<b>MANEJO</b>	Aplicación de las Normas, tanto en construcción e Instalación Mantenimiento adecuado Selección del tipo de Transformador Adecuado Estudio de cargas. Estudio de Régimen Económico.

### 3. SELECCIÓN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES.

Las subestaciones principales y de talleres u otros centros de carga, se prefieren con un número de transformadores que no exceda a dos. Siempre que sea posible, se debe analizar la variante de instalar un solo transformador y ejecutar la alimentación de reserva desde una subestación vecina.

Esto se debe a que, en general, la instalación de un solo transformador garantiza el mínimo de gastos. Si las exigencias de alimentación de reserva de los consumidores demandan la instalación de más de un transformador, se debe tratar de que el número, como ya se mencionó, no exceda a dos.

En el proyecto de subestaciones, es necesario tener en cuenta los requerimientos de las reservas, partiendo de consideraciones que tienen en cuenta las categorías de los receptores de energía eléctrica.

Desde el punto de vista del aseguramiento de la confiabilidad y de la continuidad de la alimentación, los receptores se dividen en tres tipos de clientes:

**Primera Categoría:** Clientes hospitalarios e industriales, en los que la interrupción del suministro eléctrico puede significar peligro para la vida de las personas o una afectación material considerable, a través del deterioro de las instalaciones, producción masiva defectuosa o desorden prolongado del proceso de producción.

Los clientes de primera categoría deben tener alimentación desde dos fuentes independientes. Con ello se puede asegurar la reserva de la alimentación de los otros consumidores. Cuando la continuidad del servicio se garantiza desde dos subestaciones, en cada una de ellas se puede instalar un solo transformador.

Cuando esto se hace desde una sola subestación, en cada sección de las barras es necesario tener por lo menos un transformador. En este caso, las potencias de los transformadores deben seleccionarse de tal manera que si uno falla, el otro debe garantizar el suministro de los consumidores de primera categoría, tomando en cuenta la capacidad de sobrecarga admisible de esos transformadores.

Al propio tiempo se debe señalar que en las subestaciones de talleres con dos transformadores, resulta conveniente mantener las secciones de las barras de bajo voltaje en trabajo independiente. Con esto, la corriente de cortocircuito se reduce y se facilitan las condiciones de trabajo de los equipos con voltaje de hasta 600 V. Ante la desconexión de uno de los transformadores, el otro toma la carga como resultado de la conexión del seccionalizador automático.

La aplicación de la alimentación de reserva de los consumidores de primera categoría debe ejecutarse automáticamente.

**Segunda Categoría:** Clientes de mediana industria (PYMES) en los que la interrupción del suministro implica una apreciable reducción de la producción, inactividad del personal, de los mecanismos o del transporte.

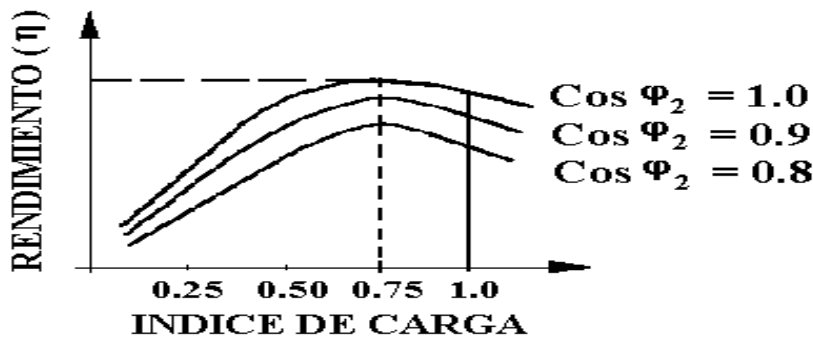
El suministro de los consumidores de segunda categoría se debe garantizar por medio de una reserva accionada automáticamente o manualmente por el personal de servicio.

Cuando el suministro es de una subestación, se deben tener dos transformadores o un transformador de reserva, en bodega, para varias subestaciones que alimentan consumidores de segunda categoría, de manera que la sustitución del transformador averiado pueda efectuarse en un plazo de pocas horas

Durante este tiempo pueden ser introducidas limitaciones de alimentación, teniendo en cuenta las posibilidades de sobrecarga de los transformadores que permanecen en servicio.

**Tercera Categoría:** Clientes residenciales, e industrias pequeñas no incluidos en las categorías primera y segunda (por ejemplo, receptores de talleres secundarios, no determinantes en el proceso tecnológico de la producción fundamental).

**Figura 5.** Índice de carga.



En el caso que sea necesario seleccionar más de un transformador, es importante determinar la forma más eficiente de operarlos. Esto se logra conectando la opción que produzca las menores pérdidas en cada instante de acuerdo con el gráfico de carga de la planta de acuerdo a la figura 3. Para ello se deben calcular las pérdidas referidas de los transformadores.

### 3.1 RÉGIMEN DE TRABAJO ECONÓMICO DE LOS TRANSFORMADORES.

En condiciones de operación, se debe prever el régimen de trabajo económico de los transformadores, la esencia de lo cual consiste en que en las subestaciones con varios transformadores, el número de ellos conectados en cada momento debe ser el que proporcione el mínimo de pérdidas, para un gráfico de carga

determinado. Para ello deben considerarse no solamente las pérdidas de potencia activa en los propios transformadores, sino también las pérdidas de potencia activa que aparecen en el sistema (desde la fuente de suministro hasta la subestación considerada), debido a los requerimientos de potencia reactiva de los transformadores.

A diferencia de las pérdidas del transformador en sí, a éstas se le denomina referidas y se determinan por la expresión:

$$\Delta P_T = \Delta P_{SC} + kc^2 \Delta P_{CC} \quad (kW) \quad (3.0)$$

Donde:

$\Delta P_{SC}$  = Pérdidas referidas del transformador en vacío (kW).

$Kc$  = Coeficiente de carga del transformador ( $S_c/S_n$ ).

$\Delta P_{CC}$  = Pérdidas referidas de cortocircuito (kW).

Donde:

$\Delta P_{SC}$ : Pérdidas referidas del transformador sin carga, las que toman en cuenta las pérdidas de potencia activa, tanto en el transformador como en los elementos del sistema, debidas a la potencia reactiva demandada por dicho transformador (kW).

$$\Delta P'_{SC} = \Delta P_{SC} + k_{ip} \Delta Q_{SC} \quad (kW) \quad (3.1)$$

Donde:

$\Delta P_{SC}$  = Pérdidas de potencia sin carga, (kW).

$k_{ip}$  = Coeficiente e incremental de perdidas, (kW/kVAR).

$\Delta Q_{SC}$  = Pérdidas referidas de cortocircuito, (kVAR).

Donde:

$\Delta P'_{SC}$ : Pérdidas de potencia, sin carga (en los cálculos se toman aproximadamente iguales a las pérdidas de núcleo del transformador) (Kw.).

$K_{ip}$ : Coeficiente incremental de pérdidas, (kW/kVAR).

(Según los resultados de las investigaciones, el valor menor de  $K_{ip}$  es aproximadamente igual a 0.02 kW/kVAR para transformadores conectados directamente a las barras de una planta. En muchos casos, resulta necesario tomarlo aproximadamente, por carecerse de datos experimentales exactos).

$\Delta Q_{SC}$ : Potencia reactiva del transformador sin carga, (kVAR).

$$\Delta Q_{SC} = SN \left( \frac{\% I_{SC}}{100} \right) \quad (kVAR) \quad (3.2)$$

Donde:

$$I_{sc}: \text{Corriente del transformador sin carga (\%)} \left( \frac{I_{sc} \times 100}{I_N} \right) \quad (3.3)$$

$k_C = \frac{S_C}{S_N}$ : Es el coeficiente de carga, donde:

$S_C$ : Carga real (o de cálculo) del transformador (KVA.)

$$\Delta P'_{CC} = \Delta P_{CC} + k_{ip} \Delta Q_{CC} \quad \text{★ } \overline{W} \quad (3.4)$$

Donde:

$\Delta P_{CC}$ : Pérdidas de potencia de cortocircuito (pérdidas de cobre) del transformador (kW).

$\Delta Q_{CC}$ : Potencia reactiva del transformador a plena carga (kVAR)

$$\Delta Q_{CC} = S_N \left( \frac{V_{CC}}{100} \right) \quad \text{★ } \overline{VAR} \quad (3.5)$$

Donde:

$V_{CC}$ : Voltaje de cortocircuito del transformador (%)

$$V_{CC} = \left( \frac{I_N Z_{eq}}{VN} \right) \times 100 \quad \text{★ } \% \quad (3.6)$$

Donde:

$I_N$ : corriente nominal del transformador (A)

$V_N$ : voltaje nominal del transformador (V)

$z_{eq}$ : impedancia equivalente del transformador ( $\Omega$ )

(Todos los valores deben corresponder al mismo lado del transformador, o sea, lado de alta o lado de baja).

La Ecuación (3.0) puede reescribirse de la siguiente manera:

$$\Delta P'_T = \Delta P'_{sc} + \left( \frac{\Delta P'_{CC}}{S^2 N} \right) S^2 C \quad (kW) \quad (3.7)$$

Y si se simboliza:

$$\alpha = \Delta P'_{sc} \quad (kW) \quad (3.8)$$

$$b = \frac{\Delta P'_{CC}}{S^2 N} \quad (kW) \quad (3.9)$$

Se obtiene:

$$\Delta P'_T = a + bS^2c \quad (3.10)$$

Esa es la ecuación de una parábola. En la Figura 5 se muestran las curvas de las parábolas  $\Delta P'_T$  en función de carga  $S_c$  (kVA) de dos transformadores 1 y 2, trabajando independientemente (curvas 1 y 2) y en paralelo (curva 3). Los puntos de intersección (A, B y C), los cuales corresponden a las potencias  $S_1$ ,  $S_2$  y  $S_3$ , pertenecen simultáneamente a dos parábolas. Por ejemplo, el punto A tiene las coordenadas que satisfacen las ecuaciones:

$$\Delta P'_{T_1} = a_1 + b_1 S^2 c_A \quad (kW) \quad (3.11)$$

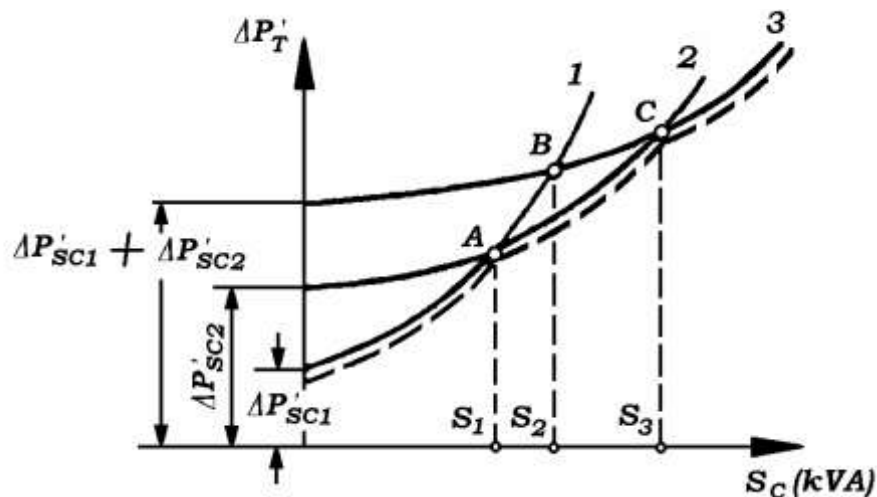
Donde:

$S_c A$ : carga correspondiente al punto A. (kVA)

$$\Delta P'_{T_2} = a_2 + b_2 S^2 c_A \quad (kW) \quad (3.12)$$

En estas ecuaciones, los subíndices 1 y 2 se corresponden con los simbolizados en la Figura 5. En general; puede haber un número mayor de curvas y de combinaciones de conexiones en paralelo.

**Figura 5.** Pérdidas referidas de potencia activa de dos transformadores en función de la carga.



- Curvas 1 y 2: transformadores 1 y 2 en trabajo independiente.
- Curva 3: transformadores 1 y 2 trabajando en paralelo

De la Figura 5, resulta evidente que si la carga total es menor que  $S_1$ , las pérdidas mínimas se logran operando sólo con el transformador 1. Para estados de carga comprendidos entre  $S_1$  y  $S_3$ , las pérdidas mínimas se consiguen operando solamente con el transformador 2. Para cargas superiores a  $S_3$ , la mejor condición de operación resulta con ambos transformadores en paralelo.

En el caso en que operan dos transformadores en paralelo, las pérdidas sin carga  $\Delta P'_{sc}$  del conjunto serán igual a la suma de la de ambos, mientras que las de cobre variarán de acuerdo con el cuadrado de la carga, pero con la particularidad de que en este caso la resistencia equivalente de los dos transformadores en paralelo:

$$Re q_{12} = \frac{Re q_1 \times Re q_2}{Re q_1 + Re q_2} \quad (\Omega) \quad (3.13)$$

Donde  $Req_1$ ,  $Req_2$  y  $Req_{12}$  son las resistencias equivalentes de los transformadores 1, 2 y de 1 y 2 trabajando en paralelo, respectivamente ( $\Omega$ ).

Es menor que la de cada uno de ellas ( $Req_1$ ,  $Req_2$ ). Por esta razón, las pérdidas de cobre son menores en la operación en paralelo.

Se demuestra que si se desprecia la posible diferencia entre los ángulos de impedancia de los transformadores (o sea, si se considera que la relación  $Req/Xeq$  de cada uno de ellos son iguales):

$$\frac{Sc_1 / S_{N1}}{Sc_2 / S_{N2}} = \frac{1 / V_{CC1}}{1 / V_{CC2}} \quad (3.14)$$

Sí  $V_{CC1} = V_{CC2}$ , entonces:

$$\frac{Sc_1}{S_{N1}} = \frac{Sc_2}{S_{N2}} \quad (3.15)$$

Y sí:

$$Sc_1 + Sc_2 = Sc_T \quad (3.16)$$

Evidentemente:

$$\frac{Sc_1}{SN_1} = \frac{Sc_2}{SN_2} = \frac{Sc_T}{SN_T} \quad (3.17)$$



De donde:

$$Sc_1 = Sc_T = \frac{S_{N_1}}{S_{N_T}} \quad (3.18)$$

$$Sc_2 = Sc_T = \frac{S_{N_2}}{S_{N_T}} \quad (3.19)$$

A partir del análisis anterior, se explica que las parábolas correspondientes a los transformadores en paralelo (como la curva 3 de la Figura 5) tengan una pendiente menos pronunciada, a la vez que el intercepto con el eje de las coordenadas ocurre en un punto más alto, en comparación con las de las parábolas de los transformadores independientes.

Como se explicó, el punto A determina el paso de la operación más económica con el transformador 1 trabajando independientemente a la operación con el transformador 2, también trabajando independientemente. Para el punto A de la Figura 5.

$$a_1 + b_1 S^2 cA = a_2 + b_2 S^2 cA \quad (kW) \quad (3.20)$$

De donde

$$ScA = \sqrt{\frac{a_2 - a_1}{b_1 - b_2}} \quad (kVA) \quad (3.21)$$

ó

$$ScA = \sqrt{\frac{a_1 - a_2}{b_2 - b_1}} \quad (kVA) \quad (3.22)$$

A partir de A se pasa a operar el transformador 2.

Se selecciona la Ecuación (3.21) o la (3.22) de manera que el valor dentro del radical sea positivo.

El punto de cruce C, que determina la conveniencia de pasar de la operación del transformador 2 aislado a la operación en paralelo, se determina a partir de la igualdad:

$$a_2 + b_2 S^2 cC = a_1 + b_1 S^2 cC \quad (kW) \quad (3.23)$$

Donde  $a_{12}$  Y  $b_{12}$  son los coeficientes correspondientes a los transformadores 1 y 2 trabajando en paralelo.

Tomando en consideración lo antes mencionado con respecto a las pérdidas:

$$a_{12} > a_2$$

Y

$$b_{12} < b_2$$

En el caso de dos transformadores idénticos:

$$b_{12} = 2a_2 = 2\Delta P'_{SC} \quad (kW) \quad (3.24)$$

$$b_{12} = \frac{b_1}{2} = \frac{b_2}{2} = 0.5 \frac{\Delta P'_{CC}}{S^2 N} \quad (kW) \quad (3.25)$$

Y

$$S_{N_1} = S_{N_2} = S_N \quad (kVA) \quad (3.26)$$

Entonces, de la ecuación (3.23) se obtiene:

$$S_{CC} = S_N \sqrt{2 \left( \frac{\Delta P'_{SC}}{\Delta P'_{CC}} \right)} \quad (kVA) \quad (3.27)$$

Cuando hay  $n$  transformadores idénticos:

$$S_N = \sqrt{n - 1 \left( \frac{\Delta P'_{SC}}{\Delta P'_{CC}} \right)} \quad (kVA) \quad (3.28)$$

Para un grupo de dos o más transformadores, las magnitudes  $a$  y  $b$  se determinan, en forma general, por las expresiones:

$$a \sum = a_1 + a_2 + \dots + a_n = \Delta P'_{SC_1} + \Delta P'_{SC_2} + \dots + \Delta P'_{SC_n} = \sum_{i=1}^n \Delta P'_{SC_i} \quad (kW) \quad (3.29)$$

$$b_{\Sigma} = b_1 + b_2 + \dots + b_n = \frac{\Delta P'_{CC_1} + \Delta P'_{CC_2} + \dots + \Delta P'_{CC_n}}{S_{N_1} + S_{N_2} + \dots + S_{N_n}} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P'_{CC_i}}{\left( \sum_{i=1}^n S_{N_i} \right)^2} \quad (kW) \quad (3.30)$$

Donde:

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

Es el número de orden de los transformadores.

La solución del problema acerca de la conveniencia económica de la adición de un transformador a un grupo, es más cómoda a través del cálculo de la diferencia de pérdidas referidas  $\Delta P_r$ , después de incluido el transformador adicional, por medio de la ecuación:

$$\Delta P_r = \Delta P'_{\Sigma+1} - \Delta P'_{\Sigma} = a_{\Sigma+1} - a_{\Sigma} + b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma} \frac{S_C^2}{S^2} \quad (kW) \quad (3.31)$$

Donde el subíndice  $\Sigma$  simboliza un grupo de  $n$  transformadores y  $\Sigma+1$  un grupo de  $n+1$  transformadores.

La diferencia  $b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma}$  es siempre negativa y, por ello, la magnitud  $\Delta P_r$  puede ser negativa o positiva. Cuando es negativa, será conveniente la conexión del transformador adicional; el punto de corte corresponde a  $\Delta P_r = 0$ .

Las condiciones anteriores de operación están restringidas por la capacidad de los transformadores, o sea, el transformador 1 puede operar en forma de mínimas pérdidas hasta un valor de carga  $S$ , si dicho valor no sobrepasa el valor nominal  $S_N$ . El mismo análisis es válido para el transformador 2.

El modo de trabajo para obtener la operación más económica lleva implícita la manipulación de los desconectivos de los transformadores. Este aspecto debe ser cuidadosamente analizado, ya que estos interruptores requieren cuidados de mantenimiento cada cierto número de operaciones. Sólo en el caso de un efecto favorable, puede realizarse exitosamente la operación.

Las soluciones analizadas, se aplican solamente para la explotación, es decir, cuando los transformadores están instalados y se decide su régimen más económico.

Durante la etapa de proyecto, es decir, cuando se resuelve el problema de la instalación de nuevos transformadores, en lugar de las pérdidas de potencia activa, habría que representar los costos, que tienen en cuenta el costo de las pérdidas, la inversión capital, impuestos, tasa de descuento y otros factores.

El análisis económico se realizará en este estudio con procedimientos análogos a los vistos anteriormente, con el uso de hojas electrónicas de cálculo.

### **3.2 REPARACIÓN O REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.**

El ambiente competitivo que vive la mayoría de las empresas en un ambiente globalizado, hace necesario reforzar de una manera más sistemática el proceso de toma de decisiones, incluyendo en el proceso de análisis, tanto los aspectos técnicos como los económicos. El propósito es describir al transformador como una entidad económica, describir un método o alternativa de evaluación económica.

Actualmente, las reparaciones de transformadores de potencia en algunas compañías son llevadas a cabo evaluando solamente como alternativa de decisión las diferentes ofertas que proponen los diferentes “reparadores de transformadores”. Cuando tiene carga de trabajo, la reparación de transformadores, representa ocupar un espacio de planta y un tiempo que podría ser utilizado para fabricar un transformador nuevo, con el cual pueden alcanzar una mayor rentabilidad.

Reemplazar un transformador, implica dar de baja como activo el transformador a sustituir y dar de alta el transformador de reemplazo, incrementando el valor de los activos, sin ningún incremento en la capacidad instalada. Desde el punto de vista económico, incrementar los cargos fijos relacionados con el uso del capital para comprar un transformador nuevo, el incremento del valor de los activos a su vez aumenta el costo financiero derivado del costo del capital, sin ningún incremento marginal del ingreso por venta de energía, puesto que, se está reemplazando solamente la capacidad del transformador.

La decisión de reparar un transformador tiene como objetivos principales, recuperar la disponibilidad del transformador en el mínimo tiempo posible y maximizar la vida residual, minimizando el costo. La importancia de incluir en el alcance de la decisión, el reparar o reemplazar, tiene que ver con la evaluación de la mejora del desempeño en servicio y con el hecho de que la vida residual de un transformador

#### **3.2.1 El Transformador como una Entidad Económica.**

El transformador como una entidad económica puede ser definido prácticamente por la separación de los costos que integran su ciclo de vida y que prácticamente pueden ser subdivididos en tres grandes rubros.

- **Costos de Capital.** Los costos de capital están constituidos por cargos fijos anuales. Los cargos fijos que corresponden al uso del capital, comprenden la depreciación, los impuestos, pólizas de seguros, costos financieros; los asociados al rendimiento del capital, El flujo de caja de estos cargos fijos

anuales nivelados es descontado por las tasas de interés y de inflación correspondientes.

- **Costos de Operación.** Los costos de operación son los asociados con el uso del activo, para el caso de los transformadores, el costo de las pérdidas en vacío, las debidas a la carga y el consumo de los auxiliares utilizados para el enfriamiento son los costos relevantes. Los costos de estas pérdidas son función de los elementos siguientes: la carga (demanda) pico inicial, el factor de carga, el factor de responsabilidad (relación entre la carga del transformador durante el pico de la demanda y la carga máxima diaria del transformador),
- **Costos asociados a la seguridad de funcionamiento.** Los costos de la seguridad de funcionamiento tienen que ver con los elementos de este concepto, la disponibilidad, la confiabilidad, la mantenibilidad y el soporte logístico para el mantenimiento. La indisponibilidad de transformadores requiere del uso de infraestructura adicional, ya sea subestaciones móviles o de capacidad extra en subestaciones existentes. El uso de infraestructura adicional, por ejemplo a través de subestaciones móviles, es una política que tiene un costo de capital alto ya que el factor de servicio de estos equipos normalmente es bajo.

La confiabilidad es un elemento que esta ligado a las fallas y con sus consecuencias. Los transformadores tienen diferentes modos, causas y efectos de falla. Los modos, las causas y los efectos de falla dependen de las condiciones de servicio, los criterios de diseño, los cuidados durante la manufactura y de la forma de uso (operación y mantenimiento). Desde un punto de vista económico, la confiabilidad esta asociada con el costo de la falla y las consecuencias de la misma.

La mantenibilidad contribuyen los costos asociados con las acciones requeridas de mantenimiento. Estas acciones requeridas de mantenimiento a su vez dependen de: márgenes y criterios de diseño, prácticas de manufactura y de las condiciones de servicio.

Los costos del soporte logístico de mantenimiento tienen más que ver, con las estrategias para llevar a cabo las acciones de mantenimiento. El mantenimiento preventivo tendrá normalmente costos más altos, estos costos estarán asociados con la indisponibilidad del transformador al estar fuera de servicio mientras se ejecutan acciones de mantenimiento programado. Por otra parte, la estrategia de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, tendrá costos relacionados con la gestión y la infraestructura requerida para optimizar (minimizar) la indisponibilidad y el tiempo utilizado para ejecutar las acciones de mantenimiento.

### 3.2.2 La Reparación de Transformadores.

Pueden distinguirse dos razones para reparar un transformador de potencia:

- **Rehabilitación.** sería consecuencia de la detección de un defecto o condición de daño incipiente, en la cual, si no se toma alguna acción correctiva, la probabilidad de la ocurrencia de la falla es notoria, con esta probabilidad también crece el costo de la falla y de sus consecuencias.
- **Reparación por falla.** Bajo esta condición, la reparación es forzada por la ocurrencia de un evento que terminó en una falla.
- **El proceso de Decisión.** La operación de un transformador implica: el uso de capital y por lo tanto un cargo fijo durante la vida económica del transformador, también un costo de operación (pérdidas debidas a la carga, en vacío y el consumo del enfriamiento); este costo será variable en función del uso de la demanda y la tasa de crecimiento de la misma y el costo de las actividades asociadas con el mantenimiento.

Al final de la vida útil, el transformador también tiene asociado un costo de disposición y un valor de salvamento. El costo de la disposición depende mucho de las regulaciones ecológicas porque involucra el manejo del aceite aislante y material contaminado por este. El costo promedio de falla. Este costo promedio de falla, puede estimarse a partir del promedio ponderado de las causas de falla multiplicado por los costos asociados a las mismas.

Estos costos pueden ser distribuidos anualmente de una manera nivelada durante la vida económica del transformador. El procedimiento para obtener el costo anual nivelado consiste en distribuir anualmente el costo de capital, los costos de operación y mantenimiento, el costo promedio de falla y en el último año, el valor de salvamento.

#### 3.2.2.1 Las Variables Involucradas en el Proceso de Decisión, Reparar o Reemplazar.

Son las siguientes:

- Número de años en servicio antes de la ocurrencia de la falla o de la necesidad de rehabilitarlo.
- Vida económica.
- Tipo y causa de falla.
- Tasa promedio de fallas.
- Costo promedio de fallas.
- Pérdidas en vacío, debidas a la carga y consumo de enfriamiento del transformador a reparar.
- Factores de evaluación de las pérdidas.

- Costo de la reparación (incluyendo transporte, montaje, instalación y puesta en servicio).
- Vida estimada de la reparación.
- Incertidumbre de la estimación de la vida.
- Costo de un transformador nuevo (incluyendo transporte, montaje, instalación y puesta en servicio).

### 3.2.2.2 Las Variables Financieras.

- Depreciación
- Tasa de cargos fijos
- Tasa de descuento
- Tasa de inflación
- Impuestos
- Seguros
- Valor de salvamento

### 3.2.2.3 Planteamiento de Escenarios del Problema de Decisión.

- **Caso I:** No hay falla. Un transformador sobrevive su vida económica, tiene un costo anual nivelado, y una cantidad de energía promedio anual, es manejada durante varios años de su vida económica. Por lo tanto, la energía tiene un costo de operación promedio durante su vida útil. Este costo depende de las características de uso del transformador. Un transformador para generador en una central termoeléctrica de carga, tendrá costos menores que un transformador de subtransmisión, porque su factor de carga es más alto y además constante.
- **Caso II:** La reparación (ya sea por falla o rehabilitación) es rentable: Si la falla de un transformador ocurre después de  $X$  años en servicio dentro de la vida económica, la reparación asegura la extensión de la vida económica del transformador en  $Z$  años ( $X+Z$ ) y, el costo anual nivelado de la reparación tomado en cuenta la extensión de vida, al menos se iguala con el costo nivelado de los años de vida económica de manera que el costo promedio nivelado anual de energía se mantenga constante. Esto implica, la definición de la política de: reevaluar el transformador con el costo de la reparación en el momento que es reparado. Esta reevaluación inicia un nuevo ciclo económico en cual el costo de capital del transformador se calculará depreciando con el valor original hasta alcanzar los años de vida económica y, con el valor de la reparación a partir de año de la reparación hasta los  $N_0$  de años de extensión de vida. La estimación de los  $N_0$  de años adicionales de extensión de vida, depende de los requisitos establecidos en el alcance de la reparación, si es una reparación completa y se cambian los componentes críticos, se llevan a cabo pruebas y se utilizan criterios de aceptación similares a los

utilizados en transformadores nuevos, permitirían asumir la hipótesis de que la vida útil de un transformador reparado sería la misma de un transformador nuevo. Considerado dentro del alcance de la reparación la inclusión de elementos que permitieran el monitoreo y/o el diagnóstico en línea, esto último, reduciría la incertidumbre respecto a la estimación de la vida residual y disminuiría el costo del mantenimiento.

- **Caso III:** La reparación no es rentable: Esta situación ocurre cuando la reparación no garantiza la recuperación de la confiabilidad, esto sucede cuando: Se llevan a cabo reparaciones parciales, por ejemplo, cuando se repara solo la fase fallada y las otras dos fases estuvieron expuestas a la contaminación por carbón o por partículas de cobre, También cuando no se requieren pruebas que aseguren el desempeño óptimo del sistema de aislamiento, Cuando la falla ocurre por un defecto en el diseño y la reparación repite el mismo error, porque el reparador no tiene infraestructura para revisar, corregir y modificar el diseño original, un ejemplo de lo anterior es el caso de la resistencia a corto circuito, Cuando esto ocurre, la opción de evaluar el costo de un transformador nuevo es conveniente. En este caso, el riesgo y el método para evaluarlo son relevantes, porque la ponderación del riesgo es la que inclinaría la balanza por la opción de rechazar la reparación.
- **Caso IV:** La reparación no es rentable: La falla de un transformador ocurre después de X años de servicio dentro de la vida económica, la reparación puede alcanzar o exceder marginalmente la vida económica original, sin embargo, el costo de las pérdidas originales es mucho mayor que la alternativa que ofrecería un transformador nuevo con factores de evaluación de pérdidas actualizados. Un transformador nuevo, ofrecería un nuevo ciclo de vida económica con costos anuales nivelados menores y además aseguraría la extensión de vida del activo.
- **Caso V:** La reparación no es rentable, pero el costo de la indisponibilidad es alto: La evolución de un defecto crítico es detectada, la reparación aún cuando requiere de un menor tiempo que la fabricación de un transformador nuevo no es deseable porque no es rentable, Sin embargo el costo de la falla y la indisponibilidad son muy altos. La alternativa de decisión es que es más aceptable continuar con la operación del transformador evaluando el riesgo. La evaluación del riesgo podría llevarse a cabo en línea mediante equipos de diagnóstico y monitoreo. Los costos de los equipos de diagnóstico y monitoreo al ser para uso temporal en este transformador, no son cargados al transformador, si no que son cargados a la infraestructura para proporcionar el soporte logístico de mantenimiento.



### 3.3 MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES

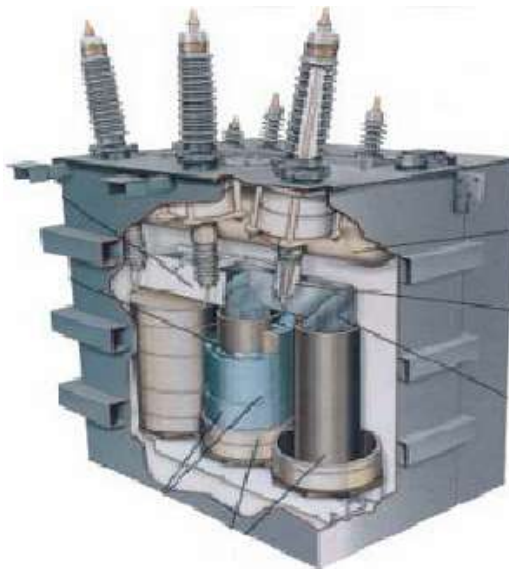
Se basa en la planeación y el seguimiento de los equipos durante su periodo de vida útil, para obtener el máximo aprovechamiento de su operación y predecir la necesidad del cambio del mismo.

#### 3.3.1 Mantenimiento Predictivo

En el mantenimiento predictivo se hacen las siguientes listas de chequeo:

- Evaluación del equipo: Levantamiento técnico.
- Determinación de su estado actual.
- Historial del equipo.
- Diagnostico actual del equipo.
- Plan general de trabajo.
- Seguimiento.

**Figura 6.** Mantenimiento a Transformadores.



#### 3.3.2 Mantenimiento Preventivo

Ya nos es claro que dependiendo del diagnóstico así mismo se determina la formulación exacta de mantenimiento que un transformador requiere. Algunas acciones se efectúan en el campo puramente preventivo por excelencia y en los casos más críticos se llegarán a una formulación de mantenimiento prácticamente de salvamento de una unidad.

El objetivo no se puede perder de vista. Debemos defender el papel aislante del agua y de los productos de oxidación generados por el aceite en cualquier etapa ya sea inicial, intermedia o avanzada de esta degradación.

Mientras la ejecución del mantenimiento se efectúe más en lo preventivo que en lo casi correctivo, más económico y menos traumático será el mantenimiento.

Las diferentes formulaciones de mantenimiento según las recomendaciones del diagnóstico, las podemos agrupar en cuatro grupos, encontrándose dentro de los mismos diferentes niveles según lo avanzado de la exigencia a resolver así:

- Tratamiento al aceite por termovació y adición de inhibidor
- Secado del transformador
- Regeneración o desludificación de aislamientos
- Regeneración o desludificación de aislamientos con secado

En el mantenimiento preventivo también se puede hacer las siguientes listas de chequeo:

- Limpieza general del transformador.
- Filtrado del aceite. Regenerado de aceite dieléctrico.
  - Pruebas en campo (Rigidez dieléctrica, antes y después del filtrado).
  - Reposición de nivel en caso de ser requerido.
- Pruebas Eléctricas. Resistencia de aislamiento. Índice de polarización.
  - Índice de absorción.
- Relación de transformación. Porcentaje de desviación.
  - Corriente de excitación.
- Resistencia ohmica.
- Pruebas físicas al aceite.
  - Apariencia visual.
  - Color.
  - Densidad.
  - Punto de anilina.
  - Tensión interfacial.
  - Viscosidad.
- Pruebas eléctricas al aceite. Rigidez dieléctrica.
  - Factor de potencia a 25°C y 100°C.
- Pruebas químicas al aceite. Contenido de humedad.
  - Cromatografía de gases.
  - Determinación de PCB's.
  - Numero de neutralización.

- Entrega de reportes. Memoria fotográfica antes y después del mantenimiento.
  - Reportes de pruebas.
  - Análisis y conclusiones.
  
- Servicio adicional sin costo.
  - Limpieza de equipos del local (lámparas y accesorios).
  - Pintura del área de resguardo.

Los trabajos para el mantenimiento preventivo podrán ser modificados, de acuerdo a las características y condiciones de cada equipo, siempre buscando el mayor beneficio para los transformadores

Como observación al energizar nuevamente las instalaciones eléctricas, se efectuarán las pruebas y mediciones finales, para garantizar la funcionalidad de las mismas.

La necesidad del mantenimiento preventivo en las instalaciones eléctricas, tanto en las de Alta, Media y Baja tensión se multiplica en función de los daños que podría ocasionar su parada por avería, tanto se trate de instalaciones públicas como privadas. Tratándose de costosos equipos, su revisión debe efectuarse con la periodicidad establecida en su proyecto de instalación, adecuándola en todo momento a las especiales características de su utilización, ubicación, etc.

### **3.3.3 Mantenimiento Correctivo**

El llamado de mantenimiento correctivo se debe a Llamadas de emergencia., atención las 24 horas del día los 365 días del año, y las soluciones deben de ser Inmediata.

El procedimiento para una reparación puede ser:

- Diagnostico del problema encontrado.
  - Reparación general.
  - Suministro de materiales.
  - Filtrado del aceite. Regenerado de aceite dieléctrico.
  - Pruebas en campo (antes y después del filtrado).
  - Reposición de nivel en caso de ser requerido.
  
- Pruebas eléctricas en campo.
  - Pruebas eléctricas, físicas y químicas al aceite.
  - Entrega de reportes. Pruebas.
  - Diagnostico y conclusiones.
  - Recomendaciones preventivas.

- Reparación general
  - Soporte Técnico.
  - Cotizaciones.

Se ordena reparación

### **Normas Básicas Previas**

Detallamos unos consejos básicos y generales:

Planificar el trabajo con antelación a la parada y desconexión del transformador de la Red, solicitando los permisos y efectuando todos los avisos necesarios.

Recopilar toda la información técnica relativa al Transformador y sus equipos (ventiladores, sistemas de control y seguridad, etc..)

Revisar todo el protocolo de seguridad necesario, incluyendo los equipos necesarios: puestas a tierra, señalizaciones, etc.

Seleccionar el personal necesario para la tarea de mantenimiento entre los capacitados para ello, así como los medios materiales y herramientas, vehículos, grúas, etc.

#### **3.3.4 Tareas de Mantenimiento**

Aunque cada instalación tendrá características específicas, intentaremos relacionar las más habituales; resaltamos una vez más que todo trabajo deberá cumplir con las normas y protocolos de seguridad pertinentes, por personal autorizado y formado para ello.

- Desconectar el equipo de la Red de tensión, tomando todas las medidas necesarias establecidas en el protocolo. Las más habituales son: Puesta a tierra del equipo, Bloqueo de todas las posibles conexiones entrantes y salientes, delimitación y marcado del área de trabajo.
- Comprobación del sistema de seguridad por sobre temperatura.
- Comprobación del sistema de seguridad por sobre presión interna de transformador.
- Comprobación de los sistemas de sobrecorriente, fuga a tierra, diferencial, etc. en función del tipo y modelo del transformador.
- Comprobación del resto de indicadores, alarmas ópticas y/o acústicas.
- Comprobación del nivel de aceite, así como posibles fugas.

- Prueba de Rigidez Dieléctrica del Aceite; la muestra debe tomarse de la parte baja del transformador, mediante la válvula de muestreo.
- Comprobación, limpieza y ajuste de todas las conexiones eléctricas, fijaciones, soportes, guías y ruedas, etc.
- Comprobación y limpieza de los aisladores, buscando posibles grietas o manchas donde pueda fijarse la suciedad y/o humedad.
- Comprobación en su caso del funcionamiento de los ventiladores, así como limpieza de radiadores o demás elementos refrigerantes.
- Limpieza y pintado del chasis, carcasas, depósito y demás elementos externos del transformador susceptibles de óxido o deterioro.

#### **Prueba de Rutina:**

- Medida de la resistencia de los bobinados.
- Medida de la relación de transformación y control del grupo de conexión
- Medida de la tensión de impedancia, impedancia de corto circuito y pérdidas debida a la carga.
- Medida de las pérdidas y de la corriente y en vacío.

#### **3.3.5 Estado del Aislamiento de Papel de los Bobinados**

La geometría de los bobinados del transformador se mantiene con ayuda del encintado de los conductores de cobre. Este encintado se realiza con Papel Kraft. Es por lo tanto un material cuya base es la celulosa. Bajo la acción de la temperatura (por encima de los 60°C) esta se degrada disminuyendo su Grado De Polimerización (G.P.). Cuando el transformador es nuevo, después de realizarse la impregnación de los bobinados con aceite, se puede estimar que el G.P. promedio es de 1000.

En su degradación térmica se origina un producto como el 2-furfuraldehído (2-FAL), que en una pequeña parte pasa al aceite. La determinación de la concentración de 2-FAL en el aceite, está relacionada con la disminución del G.P. del papel. Se identifican así los defectos térmicos que afectan al aislamiento sólido y el grado de envejecimiento del aislamiento por la estimación del G.P. Residual del papel aislante.

Hay dos agentes que inciden directamente en la reducción de la vida útil del papel, disminuyendo su resistencia mecánica a la tracción y contaminando su estructura

fibrosa, afectando también sus propiedades aislantes y dieléctricas: Ellos son el agua y los productos de oxidación del aceite.

Entonces, un buen sistema de mantenimiento preventivo debe estar dirigido hacia extraer el agua y los productos de oxidación generados por el aceite y depositados especialmente en el sistema de aislamiento sólido, es decir, en el papel aislante a base de celulosa, impregnando de tales productos indeseables los intersticios del tejido fibroso de que está constituido dicho papel.

Un filtroprensado del aceite no constituye, por tanto, una solución de fondo a la necesidad de mantenimiento requerida por un transformador, puesto que no soluciona ni el secamiento del papel ni mucho menos la limpieza de éste de los productos de oxidación generados por el aceite en su proceso de degradación y depositados, como se dijo antes, en los espacios intersticiales del papel aislante.

### **Condición de Equilibrio.**

En términos de humedad en los aislamientos se define una **CONDICIÓN DE EQUILIBRIO** cuando el contenido de agua de la celulosa y el medio que la rodea son estables, es decir que no hay transferencia de agua de un medio a otro. En ésta condición la presión parcial de vapor de agua del medio que rodea la celulosa es igual a la presión de vapor de agua en la superficie de esta.

### **Medida del Punto de Rocío.**

Antes de iniciar el mantenimiento a un transformador se debe medir la temperatura de punto de rocío o escarcha con el fin de obtener la correspondiente presión de saturación del vapor de agua en el ambiente que rodea la celulosa dentro del transformador.

Temperatura de punto de rocío. Es la temperatura a la cual el vapor de agua se condensa cuando se enfría a presión constante.

Como ya se dijo la gran utilidad de esta medición se basa en la obtención de la presión parcial de vapor de agua en el proceso isobárico, y en condiciones de equilibrio sabemos que es la misma de la superficie de la celulosa, hallando luego el porcentaje de agua en dicho componente del aislamiento.

### **Rigidez Dieléctrica**

Se define como **rigidez dieléctrica** a la capacidad de un aislante para soportar tensión eléctrica a determinada rampa de incremento de la misma sin fallar. La prueba se realiza aplicando progresivamente tensión a dos electrodos de bronce, de geometría y separación según la norma que se esté aplicando, sumergido en el aceite a probar y el conjunto aceite electrodo contenido en un vaso apropiado. La tensión se aplica a una rampa específica para cada tipo de Norma. La

geometría de los electrodos y su separación varían de acuerdo a la Norma que se esté aplicando en cada caso.

La rigidez es útil como un primer indicio de la presencia de contaminantes tales como agua, impurezas, fibras de celulosa o partículas conductoras, y además es importante como concepto de seguridad de operación actual del equipo. Sin embargo, **un alto valor de rigidez dieléctrica no indica que haya ausencia total de todo tipo de contaminantes**. La Rigidez Dieléctrica no puede ser el único parámetro que defina el camino a seguir en mantenimiento preventivo. Es importante como **parte del paquete de pruebas de degradación** internacionalmente reconocido, y no nos exime por tanto de la necesidad de ejecutar las demás pruebas para tomar una acertada decisión.

Debido a varios agentes y catalizadores que acompañan al aceite aislante dentro del transformador, se desarrolla un proceso químico de oxidación o acidificación. Estos agentes (hierro, cobre, celulosa, oxígeno, barnices, lacas, pinturas, agua, temperatura, sobretensiones eléctricas, sobrecargas, rayos solares etc.) se comportan como catalizadores y acelerantes del proceso contribuyendo al desarrollo de reacciones químicas en cadena, formando en principio distintos productos intermedios de oxidación, altamente contaminantes, siendo los alcoholes y aldehídos las primeras sustancias polares que aparecen, para a su vez entre ellos lateralmente generar cetonas y posteriormente en el proceso obtener ácidos orgánicos que también reaccionan fácilmente entre sí formando **esteres**, los cuales a su vez se activan y polimerizan aglomerándose y formando complejos moleculares de alto peso en forma de **lodos**, que se depositan en los intersticios de las **fibras de la celulosa**, los devanados, el núcleo y radiadores del transformador, formando en casos de avanzada degradación, capas endurecidas, afectando notablemente las condiciones de operación del equipo, poniéndolo en grave riesgo de falla.

Actualmente ya se tiene un consenso para que la vida útil de un aceite aislante se defina como el tiempo durante el cual el aceite alcanza un Número de Neutralización de 3,0 mg KOH/g, (2) y este valor se alcanza con más o menos velocidad, dependiendo de la cantidad de aire disuelto en el aceite, la hidrólisis del agua presente en el transformador, la descomposición de la celulosa, y de una manera significativa y directa la temperatura del transformador.

### 3.3.5.1 Tipos de Fallas en el Devanado

- **Falsos contactos:** De no detectarse a tiempo, este tipo de falla deteriora el aislamiento y contamina el aceite produciendo gasificación, carbono y "abombamiento" del transformador. Esta falla se manifiesta por presencia de carbón en las terminales o por terminales carcomidas o de una coloración intensa en aislamientos y conductor. Como los falsos contactos se originan por terminales sueltas, es recomendable apretar periódicamente las terminales externas e internas del transformador.

- **Corto circuito externo:** Esta falla, como su nombre lo indica es producida por un corto externo al transformador. El daño que produzca al Transformador dependerá de su intensidad y del tiempo de duración. La alta corriente que circula durante el corto, se traduce en esfuerzos mecánicos que distorsionan los devanados y hasta los ponen fuera de su lugar. Si el corto es intenso y prolongado, su efecto se reflejará en una degradación de aceite, sobre presión, arqueos y "abombamiento" del tanque. Después de una falla de este tipo y antes de poner en servicio el transformador, se debe tener la certeza de que se ha eliminado el corto y revisar exhaustivamente el transformador para determinar si está o no dañado.
  
- **Corto circuito entre espiras:** Este tipo de fallas, son el resultado de aislamientos que pierden sus características por exceso de humedad, por sobre calentamientos continuados, por exceso de voltaje, etc. Estas fallas tardan tiempo en poner fuera de servicio al transformador y se manifiestan por un devanado regular, excepto en el punto de falla. Su ionización degrada al aceite y debe haber rastros de carbón en el tanque y posiblemente "abombamientos".
  
- **Sobre tensiones por descargas atmosféricas:** Para prevenir, en lo que cabe, este tipo de falla, se recomienda el uso de Apartarayos lo más cercanos al transformador. Si la subestación es convencional y de instalación exterior, se disminuye la incidencia de descargas atmosféricas con el uso de hilo de guarda. En caso de la sobre tensión resultante de la descarga atmosférica rebasa los límites de nivel de impulso del transformador, el devanado sujeto a este esfuerzo fallará. La manifestación de este tipo de fallas, son bobinas deterioradas en la parte más cercana al transformador, o sea, a los herrajes. Como el tiempo de duración de la falla es mucho muy corto, no se produce deterioro en el aceite, ni gasificación del mismo y por lo tanto no se observan por regla general, fallas o "abombamientos" en el tanque.
  
- **Sobre tensiones por transitorios:** Este tipo de sobre tensiones son producidas por falsas operaciones de switcheo, por puesta de servicio y desconexión de bancos Capacitores, etc. Los sobre voltajes que producen son del orden de hasta dos veces el voltaje de operación, su resultado de daño es a largo plazo y se define en algunas ocasiones como un corto circuito entre espiras. Si ya el aislamiento estaba deteriorado, se manifiesta la falla como por un "disparo de bala expansiva". La ionización generada contamina el aceite, lo gasifica y se observa un "abombamiento" en el tanque.
  
- **Sobre cargas:** Si las sobre cargas a que se sujete el transformador no han sido tomadas en cuenta durante el diseño del aparato, éste se sujetará a un



envejecimiento acelerado que destruirá sus aislamientos y su falla se definirá por un corto circuito entre espiras.

### 3.3.5.2 Prueba de Resistencia de Aislamiento

Verificar que los aislamientos del transformador bajo prueba cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar la no inadecuada conexión entre sus devanados y tierra para avalar un buen diseño del producto y que no exista defectos en el mismo.

#### ▪ Instrumentos de Medición.

Los instrumentos de medición que se emplearán en esta prueba dependen del grado de exactitud de la lectura de la resistencia de aislamiento que se quiera conocer.

#### ▪ Normas de Referencia.

Las presentes especificaciones están referidas a lo estipulado en las normas:

- IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers".
- IEEE 43-1974

**Tabla 6.** Voltaje de prueba para diferentes voltajes de referencia.

<b>VOLTAJE NOMINAL DE REFERENCIA (V)</b>	<b>VOLTAJE DE PRUEBA (V)</b>
Menos de 115	250
115	250 o 500
230	500
460	500 o 1000

### 3.3.5.3 Prueba de Factor de Potencia a los Aislamientos.

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en por ciento, que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una corriente de un voltaje determinado, es en si, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

Debido a la situación de no ser aislantes perfectos, además de una corriente de carga puramente capacitiva, siempre los atravesara una corriente que está en fase con el voltaje aplicado ( $I_r$ ), a esta corriente se le denomina de pérdidas dieléctricas.

### 3.3.5.4 Revisión de Cambiadores de TAP´S

#### **Reparaciones Menores.**

Son aquellas comunes y factibles de realizarse en campo a los componentes de un transformador y equipo afín.

Las fallas se pueden presentar en los elementos siguientes del transformador:

- Cambiador de derivaciones.
  - Bajo carga
  - Sin carga (desenergizado).
- Transformadores de corriente.
  - Núcleo y bobinas.
  - Boquillas y guías.
- Tanque principal.
- Tanque conservador.
- Indicador de temperatura de devanado.
- Termómetro de aceite.
- Indicador de temperatura del punto más caliente (Hot - Spot).
- Indicador de temperatura de devanado.
- Medidor de relación sobrecarga temperatura o relé de imagen térmica.
- Relé Buchholz.
- Relé de sobrepresión.
- Relé de presión súbita.
- Dispositivos y / o equipos de preservación de aceite.
- Radiadores.
- Ventiladores.
- Bombas de recirculación de aceite.

- Indicadores de flujo.
- Gabinetes de control.
- Válvulas.
- Purgas de aire (Boquillas, tanques y radiadores).

### **Cambiador de Derivaciones (de TAP's).**

#### **a. Bajo Carga:**

Los problemas más frecuentes se presentan en el Diversor (Diverter Switch) y se recomienda:

- Revisar mecanismos de mando comprobando su sincronismo.
- Revisar el diagrama de alambrado de control
- Inspección, limpieza y cambio de aceite.

#### **b. Sin Carga (desenergizado):**

- Revisar mecanismos de mando sobre todo cuando se trata de operación en grupo.
- Revisión de contactos y articulaciones internas.

En conclusión lo eficiente del servicio dependerá de la rapidez con se detecte el problema. Si bien es reconocido que un mantenimiento correctivo realizado en un plazo no muy prolongado, es un buen servicio para el transformador en aceite, creemos que ésta reparación será mejor si le damos la aplicación correcta y realizar sus pruebas e inspecciones en un tiempo no mayor a un año, y de el cliente dependerá de si se lleva o no un registro de operaciones y resultados. Por supuesto que nuestra labor de mantenimiento correctivo, basada en una experiencia amplia y del análisis de sus resultados, contribuirá a lograr que nuestro transformador obtenga su vida útil, y a prevenir fallas en éste. Esto último es muy importante, pues el tener un transformador fuera de servicio se traduce al menos en una paralización parcial de operaciones y por lo tanto en pérdidas de producción.

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1. Luciano Cuellar, Elmer Oviedo Tesis Manejo Eficiente de la Energía Aplicada en Transformadores junio de 2007 Universidad Autónoma de occidente Cali.
2. Ahorro de Energía Eléctrica en Instalaciones Industriales. Modulo IV diplomado Ing. Percy R. Viego Felipe ph. Mayo 1999.