

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica

"ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO DE LA UTILIZACION DE UN  
TRANSFORMADOR TRIFASICO vs. UN BANCO DE TRANSFORMADORES  
EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION"

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del título de :

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización : POTENCIA

Presentada por :

SAMUEL O. SOSA ARAGUNDI

## AGRADECIMIENTO

AL ING. JORGE CHIRIBOGA  
Director de Tesis, por  
su ayuda y colaboración  
para la realización de  
este trabajo.

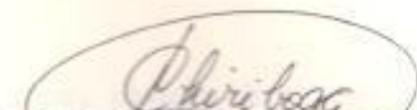
DEDICATORIA

A MI HIJA

CAROLINA E. SOSA LUQUE



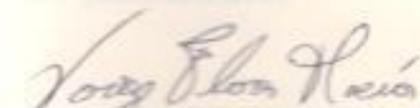
ING. GUSTAVO BERMUDEZ  
Sub-Decano, Facultad  
de Ingeniería Eléctrica



ING. JORGE CHIRIBOGA  
Director de Tesis



ING. CRISTOBAL MERA  
Miembro Principal

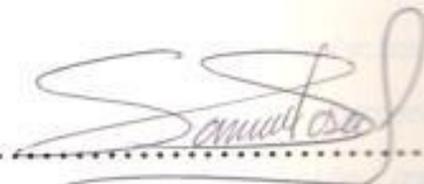


ING. JORGE FLORES  
Miembro Principal

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

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

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Samuel O. Sosa', is written over a horizontal dotted line. The signature is stylized and cursive.

SAMUEL O. SOSA ARANGUNDI

## R E S U M E N

Considerando que en un Sistema de Distribución Trifásico, a nivel de distribución, existen transformadores trifásicos, así como la posibilidad de formar un banco trifásico a partir de transformadores monofásicos se presenta la inquietud de cual de las dos alternativas anteriormente mencionadas se utilizará en un determinado momento.

El objetivo del presente estudio consiste en dar los elementos de juicio necesarios desde el punto de vista técnico y económico, tanto de la una como la otra alternativa y se establecen comparaciones que incluirán tanto ventajas como desventajas para su selección.

La metodología a seguir comprende: Primero, una revisión general de los conceptos y principios del transformador; Segundo, análisis comparativo de los factores técnicos involucrados, esto es, impedancia, regulación, pérdidas, rendimiento, característica de carga, condiciones de funcionamiento, instalación, etc.; Tercero, se analizarán los costos involucrados, tanto de adquisición como de operación, la comparación respectiva se realizará entre un transformador trifásico y un banco trifásico formado por transformadores monofásicos.

Los resultados que se obtengan nos informarán, dentro de cada característica (pérdida rendimiento, costos, etc.) tal o cual alternativa es la más recomendable tanto en el aspecto técnico como económico.

# I N D I C E G E N E R A L

	Pág.
RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	VII
INDICE DE FIGURAS.....	X
INDICE DE TABLAS.....	XIII
INDICE DE ABREVIATURAS.....	XV
INTRODUCCION.....	20
I CARACTERISTICAS GENERALES	
1.1 Introducción.....	21
1.2 Clasificación de los transformadores.....	23
1.2.1 Clasificación según el tipo de construcción.....	24
1.2.2 Clasificación según el tipo de protección.....	28
1.3 Principios fundamentales de los transformadores.....	31
1.3.1 Relaciones fundamentales.....	33
1.3.2 Diagrama fasorial.....	36
1.3.3 Flujo magnético.....	38
1.3.4 Impedancia.....	42
1.3.5 Regulación.....	46
1.3.6 Pérdidas.....	48
1.3.7 Rendimiento.....	50
1.3.8 Corriente de excitación.....	51

II ESTUDIO TECNICO COMPARATIVO ENTRE UN TRANSFORMADOR TRIFASICO Y  
UN BANCO MONOFASICO

2.1	Análisis comparativo del flujo magnético.....	53
2.2	Análisis comparativo de la impedancia.....	71
2.3	Análisis comparativo de la regulación.....	78
2.4	Análisis comparativo de las pérdidas.....	87
2.4.1	Clasificación de las pérdidas.....	89
2.4.2	Pérdidas en vacío.....	90
2.4.3	Pérdidas en carga.....	93
2.4.4	Cálculo de pérdidas.....	95
2.5	Análisis comparativo del rendimiento.....	108
2.5.1	Variación del rendimiento.....	108
2.5.2	Método del cálculo del rendimiento con la carga..	109
2.5.3	Análisis del rendimiento con la carga.....	111
2.6	Análisis comparativo de la corriente de excitación.....	115
2.7	Análisis comparativo de la vida útil.....	121
2.8	Características de carga.....	128
2.8.1	Tipos de carga.....	129
2.8.2	Determinación de las características de carga....	130
2.8.3	Aplicación de las características de carga.....	132
2.9	Análisis comparativo de aspectos generales.....	133
2.9.1	Sistemas de distribución.....	133
2.9.2	Condiciones anormales de funcionamiento.....	136
2.9.3	Instalación de transformadores.....	144

III ESTUDIO ECONOMICO COMPARATIVO DE UN TRANSFORMADOR TRIFASICO Y UN BANCO MONOFASICO	
3.1 Análisis de costos de transformadores.....	148
3.2 Costos fijos directos.....	151
3.3 Costos de operación directos.....	154
3.4 Costos indirectos.....	158
3.5 Costos de mantenimiento.....	159
3.6 Determinación de pérdidas de energía anual.....	160
3.6.1 Método teórico.....	161
3.6.2 Método en base a la curva de potencia aparente...	167
3.6.3 Método de interpolación.....	168
3.7 Determinación del costo económico.....	171
3.8 Determinación de la relación de pérdidas más económica..	178
3.9 Determinación del producto de pérdida más económico.....	179
3.10 Capacidad inicial más económica.....	179
3.11 Sustitución de transformadores antiguos.....	181
IV EJEMPLO DE APLICACION.....	182
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	198
BIBLIOGRAFIA.....	201

## I N T R O D U C C I O N

La situación económica que en los actuales momentos vive nuestro País, que para las empresas eléctricas involucra costos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en constante aumento, agravándose aún más con el crecimiento de los sistemas, obliga a las empresas a realizar un análisis para reducción de costos de operación de los sistemas.

Una de las principales causas que producen el incremento de los costos son la pérdida de potencia y energía en los transformadores, lo que implica que éstas deben ser estudiadas y evaluadas de la forma más exacta posible.

Este estudio económico debe ir acorde con una correcta selección de las características técnicas para el mejor funcionamiento y una prestación de servicio más eficiente.

## CAPITULO I

### CARACTERISTICAS GENERALES

#### 1.1 INTRODUCCION

El Instituto Americano de Ingenieros Electricistas da la siguiente definición para un transformador: Un transformador es un dispositivo eléctrico, sin partes en movimiento continuo, que por inducción electromagnética transforma la energía eléctrica de un circuito a la misma frecuencia, con valores cambiados generalmente de tensión y corriente.

Es conocido que, un transformador consiste esencialmente de un núcleo magnético, encima del cual y devanándolo, se encuentran dos o más juegos distintos de bobinas convenientemente localizadas una con respecto a la otra y denominadas devanado Primario y Secundario, respectivamente. El devanado Primario es el devanado al cual la fuente de voltaje es aplicada, el otro devanado es al que se conecta la carga directamente y se denomina devanado Secundario.

Los transformadores de distribución son básicamente transformadores reductores, es decir, al aplicar un nivel de voltaje alto en el devanado primario, se obtiene en el devanado

secundario un nivel de voltaje mucho más bajo, para utilización del consumidor.

En nuestro medio, valores típicos de voltajes son:

ALTO VOLTAJE: 13200/7620 V.

BAJO VOLTAJE: 120/240 V.

Practicamente todos los transformadores, utilizan material magnético para formar el campo magnético, el cual actúa como el medio para transferir energía. Debido a que el fenómeno de inducción electromagnética tiene lugar en aparatos estáticos solamente cuando el flujo magnético está variando continuamente, está claro que los transformadores sólo pueden utilizarse en circuitos con esta característica, esto es, en circuitos de corriente alterna.

La transmisión de la energía eléctrica a través de las alimentadoras procedentes de las subestaciones de distribución se realiza en forma trifásica a un voltaje llamado de distribución que es de 13.8 KV., para convertir este voltaje trifásico a un nivel de voltaje utilizable para el consumidor se utilizan tres transformadores de distribución monofásico o bien un transformador de distribución trifásico.

Existen varias formas de conexión de los transformadores siendo

las más importantes las siguientes:

- Estrella - Estrella           ( Y - Y )
- Triángulo - Triángulo       (  $\Delta$  -  $\Delta$  )
- Estrella - Triángulo       ( Y -  $\Delta$  )
- Triángulo - Estrella       (  $\Delta$  - Y )

La capacidad nominal de los transformadores de distribución varia entre los 3 y 500 KVA.

## 1.2 CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES

Los transformadores de distribución pueden ser monofásicos o trifásicos, sumergidos en aceite o del tipo seco. Para el presente estudio se consideró los transformadores del tipo OA (Oil- Immersed Self Cooled), es decir, sumergidos en aceite y autoenfriados , tanto monofásico como trifásicos.

En esta clase de transformadores, el aceite aislante circula por convección natural en el interior del tanque, que tiene ya sea lados lisos, corrugados, tubos integrados o radiadores. Los tanques lisos se usan para transformadores pequeños, para capacidades de más de 50 KVA, el tanque liso puede ser normalmente grande para poder proveer suficiente superficie para la radiación debido a que las pérdidas se incrementan más rápido que la superficie.

Dentro de ésta clase de transformadores se establece la siguiente clasificación:

- a) Dependiendo del tipo de construcción, esto es, forma del núcleo y ubicación de los devanados; y,
- b) Por la forma como son protegidos.

#### 1.2.1 CLASIFICACION SEGUN EL TIPO DE CONSTRUCCION

Existen ciertos factores que determinan la ubicación relativa del núcleo y los devanados, estos factores están relacionados con la economía de material, sencillez y facilidad de construcción, aislamiento para resistir las tensiones eléctricas, fortaleza mecánica para soportar corrientes de corto circuito y ventilación para eliminar el calor producido en el núcleo y devanados.

En base de esto, dos tipos principales de transformadores contienen tales características en mayor o menor grado: tipo no acorazado o núcleo (fig.1) y el tipo acorazado (fig.2)

La diferencia básica entre los dos tipos se establece de la siguiente forma: en el no acorazado o núcleo, los devanados rodean al núcleo, mientras que en el acorazado,

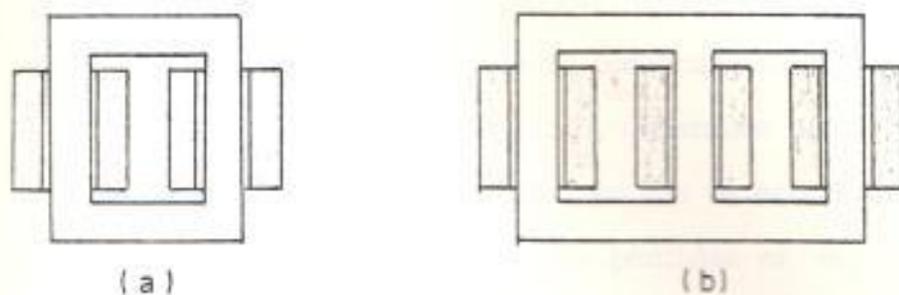


Fig. #1 Transformador tipo no acorazado  
o núcleo; a) monofásico,  
b) trifásico.

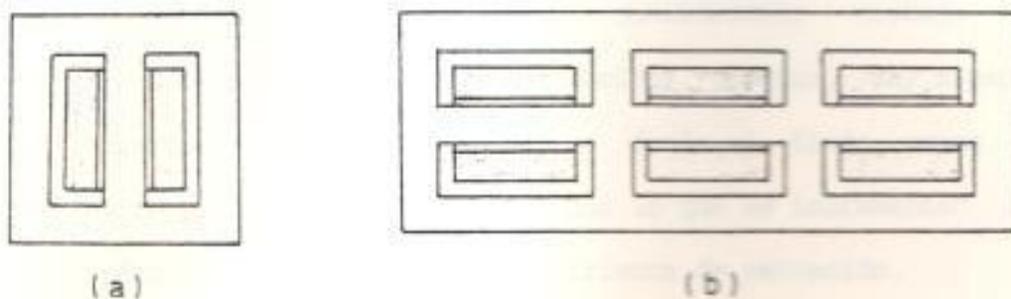


Fig. #2 Transformador tipo acorazado  
a) monofásico, b) trifásico.

es el núcleo el que rodea a los devanados.

En ambos casos el núcleo se construye de láminas de acero con alto contenido de silicio, montadas para proporcionar un circuito magnético continuo con un entrehierro mínimo, con lo cual se reducen las pérdidas en el núcleo, las láminas están barnizadas o bien revestidas para aislarlas entre sí, consiguiendo reducir las corrientes parásitas o de facult.

Los dos tipos de transformadores mencionados presentan tres objeciones: primero, existen en forma inherente dos o más entrehierros; segundo, un considerable trabajo es involucrado en ensamblar el núcleo; tercero, hay siempre ciertos lugares en el núcleo donde el flujo cruza la dirección del grano de metal con lo que se incrementan las pérdidas en el núcleo y la corriente de excitación.

En años recientes un nuevo tipo de transformador se está utilizando, llamado de columnas en espiral o bobinado (fig.3). El núcleo está montado ya sea de una tira continua de acero de transformador devanado en la forma de un círculo o bien de un cilindro elíptico, usando ésta construcción, el flujo en el núcleo fluye siempre paralelo al grano del metal.

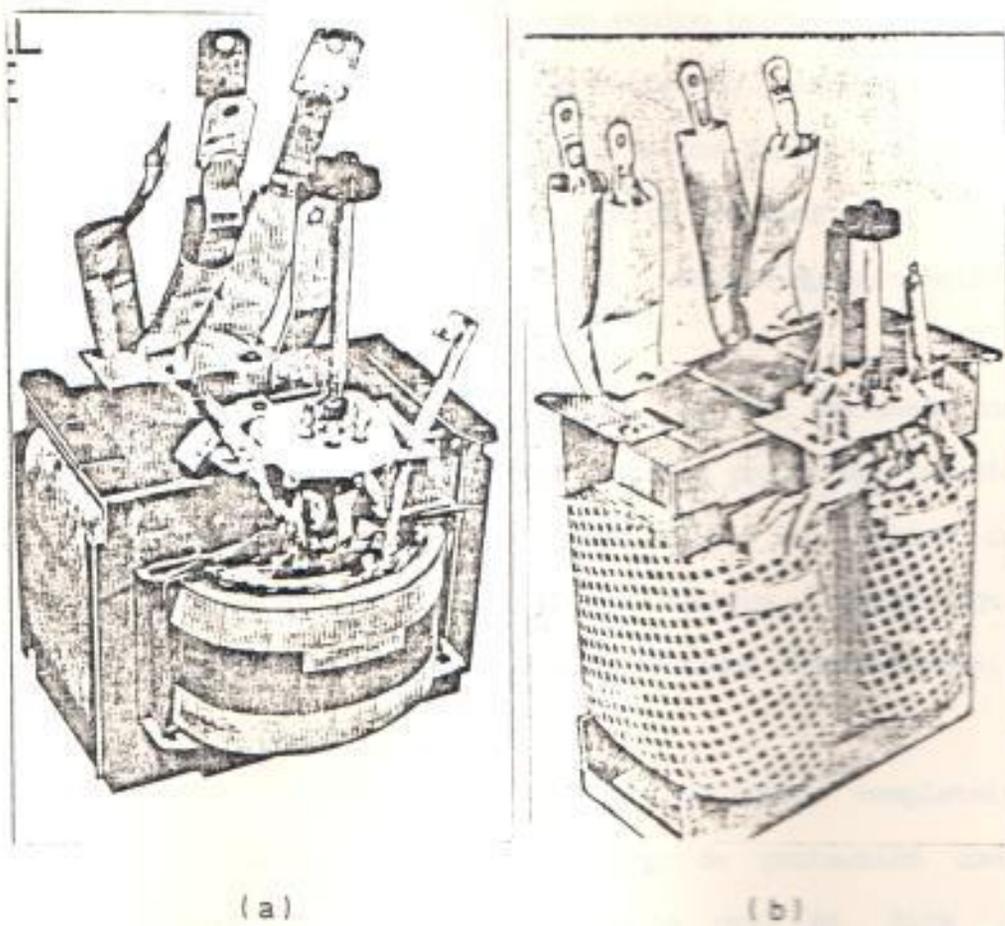


Fig. #3 Transformador con núcleo bobinado; a) tipo acorazado, b) tipo núcleo.

### 1.2.2 CLASIFICACION SEGUN EL TIPO DE PROTECCION

El transformador como todo equipo primordial de un sistema de potencia, necesita ser protegido y en base a su forma de protección es clasificado en dos tipos: el primero con protección externa se denomina convencional y el segundo con protección interna, completamente autoprotegido.

El transformador convencional, es así designado por cuanto no tiene integrado como una parte propia del transformador, ningún equipo de protección ya sea contra descargas atmosféricas, fallas o sobrecarga, estos equipos de protección son adquiridos y montados separadamente. (fig.4)

El transformador autoprotegido (CSP, completely self-protecting) tiene el equipo de protección como parte integral del mismo con lo cual se dice que es autoprotegido, (fig.5)

La protección contra descargas es realizada por pararrayos montados directamente sobre el tanque, uno por cada bushing de alta tensión que no este aterrizado.

La protección para sobrecargas es complementada por breakers ubicados en el interior del tanque, los cuales son

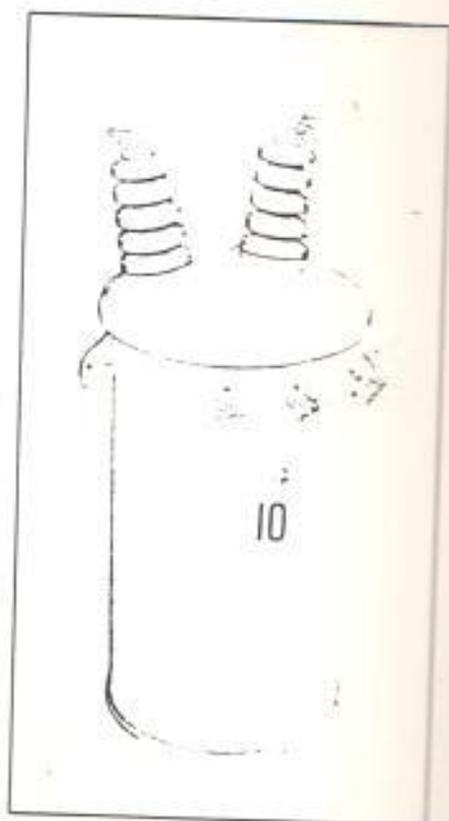


Fig. #4 Transformador monofásico tipo  
convencional de 10 KVA.

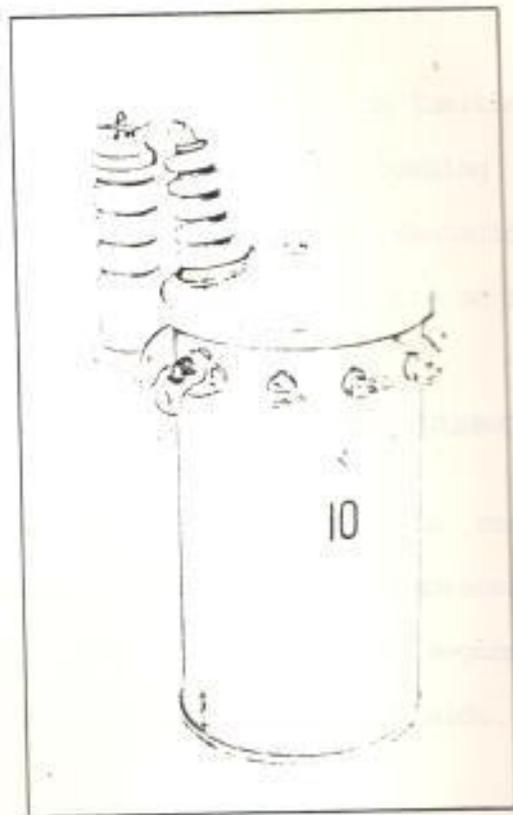


Fig. #5 Transformador monofásico tipo  
autoprotegido de 10 KVA.

coordinados termicamente con la temperatura del cobre de las bobinas de acuerdo con la capacidad nominal.

Contra fallas internas, un fusible es conectado entre el devanado primario y el bushing de alta tensión para proteger el circuito de alimentación primario y minimizar la posibilidad de que el aceite se inflame.

### 1.3 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LOS TRANSFORMADORES

En el transformador cuando este está energizado se distinguen básicamente dos etapas de funcionamiento, la primera que se denomina en vacío o sin carga y la segunda cuando una carga es aplicada a los terminales de baja tensión.

En el primer momento, cuando un voltaje alterno se aplica en los terminales de alta tensión del transformador, una corriente circula en el devanado primario, ésta corriente se denomina en vacío o de excitación, por cuanto establece un flujo alterno en el circuito magnético del transformador y cuya trayectoria es exclusivamente el núcleo de hierro. El flujo así creado induce fuerzas electromotrices tanto en el devanado primario como en el secundario.

Además del flujo que se forma en el núcleo y que enlaza los dos

devanados al mismo tiempo, existe otro flujo con un recorrido principalmente en el aceite y que no es común a ambos devanados al cual se denomina flujo de dispersión e induce una fem en el primario que se representa por una caída debida a una reactancia llamada de dispersión.

En consecuencia la tensión aplicada total en el primario debe ser la suma geométrica de:

- 1.- La componente igual y opuesta a la fem inducida por el flujo mutuo.
- 2.- La caída por reactancia de dispersión igual y opuesta a la fem inducida por el flujo de dispersión del primario.
- 3.- La caída óhmica en el devanado primario.

El voltaje terminal en el secundario, al no existir carga es igual a la fem inducida en el secundario.

Quando una carga se conecta al secundario del transformador, una corriente se origina en este, debido a la fem inducida en el secundario por el flujo mutuo resultante, el sentido de la corriente es tal que se opone a la acción magnetizante del primario, es decir, su acción es desmagnetizante, pero como el flujo debe permanecer constante, este efecto se compensa por un

incremento automático de la corriente del primario en tal cantidad que permite mantener el flujo en su valor original.

Al existir la corriente en el devanado secundario, se crean flujos de dispersión del secundario, por lo tanto el voltaje terminal del secundario será asimismo la suma geométrica de:

- 1.- La fem inducida en el secundario por el flujo mutuo.
- 2.- La caída por reactancia de dispersión en el secundario debido al flujo de dispersión del secundario.
- 3.- La caída óhmica en el devanado secundario.

En el lado primario los criterios mencionados se mantienen con la salvedad de que la corriente secundaria se adiciona a la de vacío o excitación para dar como resultado la corriente primaria total en carga.

### 1.3.1 RELACIONES FUNDAMENTALES

De lo expuesto anteriormente se establece que son tres las ecuaciones fundamentales que rigen el funcionamiento de un transformador:

$$V_1 = I_1 R_1 + j I_1 X_1 - E_1 \quad (1)$$

$$V_2 = E_2 - I_2 R_2 - j I_2 X_2 \quad (2)$$

$$E_1 = I_\phi Z_m = (I_1 + I_2/a) Z_m \quad (3)$$

- donde:
- $V_1$  = Voltaje aplicado al primario
  - $V_2$  = Voltaje terminal secundario
  - $E_1$  = fem inducida en el primario
  - $E_2$  = fem inducida en el secundario
  - $I_1$  = Corriente total en el primario
  - $I_2$  = Corriente de carga en el secundario
  - $I_\phi$  = Corriente de excitación
  - $R_1$  = Resistencia del devanado primario
  - $R_2$  = Resistencia del devanado secundario
  - $X_1$  = Reactancia de dispersión del primario
  - $X_2$  = Reactancia de dispersión del secundario
  - $Z_m$  = Impedancia del flujo principal
  - $a$  = Relación de transformación

Las ecuaciones (1) y (2) establecen las relaciones que se presentan en el devanado primario y secundario respectivamente, la ecuación (3) indica la influencia del núcleo sobre el circuito eléctrico del transformador. Estas tres relaciones se emplean para formar el circuito equivalente del transformador. fig.6

Todos los diversos valores que se dan en el devanado primario pueden ser referidos al lado secundario y viceversa, mediante la relación de transformación la cual se define como la relación del número de vueltas del

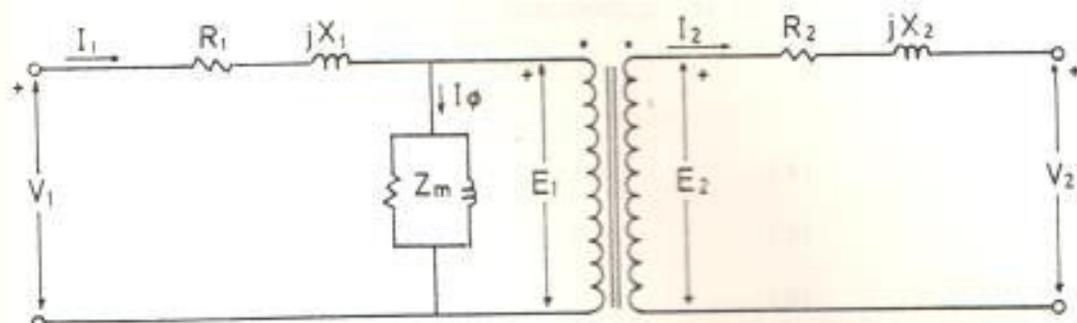


Fig. #6 Circuito equivalente de un transformador.

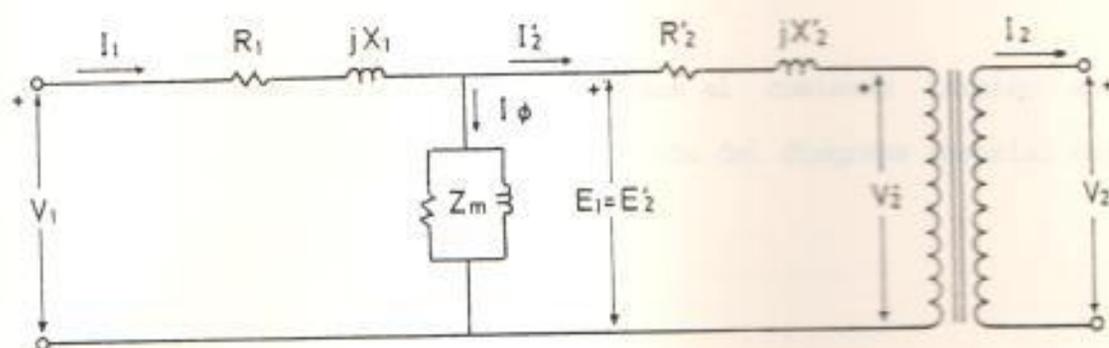


Fig. #7 Circuito equivalente de un transformador con el secundario referido al primario.

devanado primario al número de vueltas del devanado secundario, como consecuencia de esto se presentan las siguientes relaciones:

$$I_2' = I_2/a \quad (4)$$

$$E_2' = a E_2 \quad (5)$$

$$R_2' = a^2 R_2 \quad (6)$$

$$X_2' = a^2 X_2 \quad (7)$$

Por lo tanto el circuito equivalente puede ser transformado como se indica en la fig.7, en el cual los valores del secundario han sido referidos al primario.

Las tres ecuaciones planteadas al comienzo también son utilizadas para la determinación del diagrama fasorial del transformador.

### 1.3.2 DIAGRAMA FASORIAL

En un sistema de distribución la carga es predominantemente inductiva, por lo tanto los diagramas fasoriales que se exponen a continuación son basados en este tipo de carga.

En primer lugar se considera el diagrama fasorial de un transformador monofásico, en la fig.8 se puede observar las

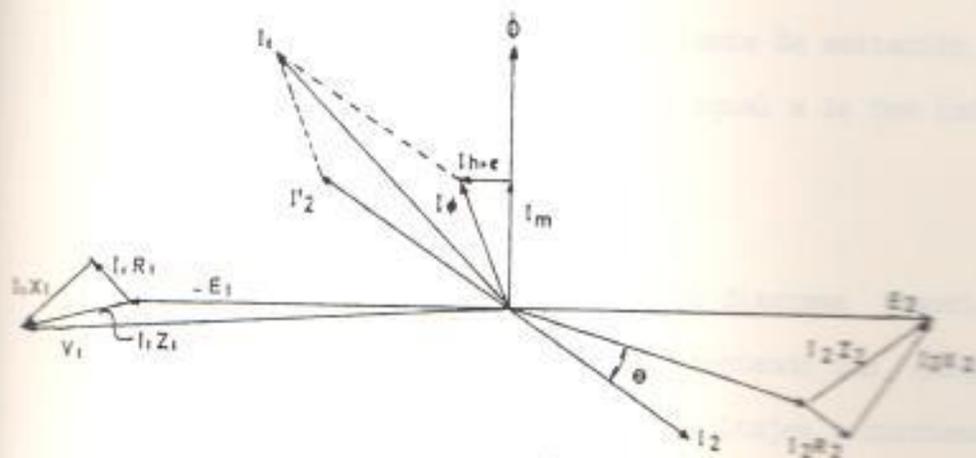


Fig. #8 Diagrama fasorial para un transformador monofásico alimentando una carga inductiva.

caídas de voltaje tanto en el devanado primario como en el secundario y su influencia sobre el voltaje terminal secundario. También se presenta la relación entre las corrientes primaria, secundaria y excitación, se aprecia que si la corriente de carga se hace cero, la corriente primaria es igual a la corriente de excitación y el voltaje terminal en el secundario es igual a la fem inducida en el secundario.

En la fig.9 se presenta el diagrama fasorial para un transformador trifásico alimentando una carga trifásica balanceada, se observan los voltajes y corrientes tanto en el primario como en el secundario para las tres fases, presentando como es natural en un sistema trifásico balanceado un desfaseamiento de  $120^\circ$ .

### 1.3.3 FLUJO MAGNETICO

Quando un transformador funciona en vacío, es decir, sin carga, el voltaje aplicado en el devanado primario origina una corriente de magnitud suficiente para producir un flujo magnético alterno en el circuito magnético, el cual se lo representa por:

$$\varphi = \phi_{MAX} \text{ Sen } 2\pi ft \quad (8)$$

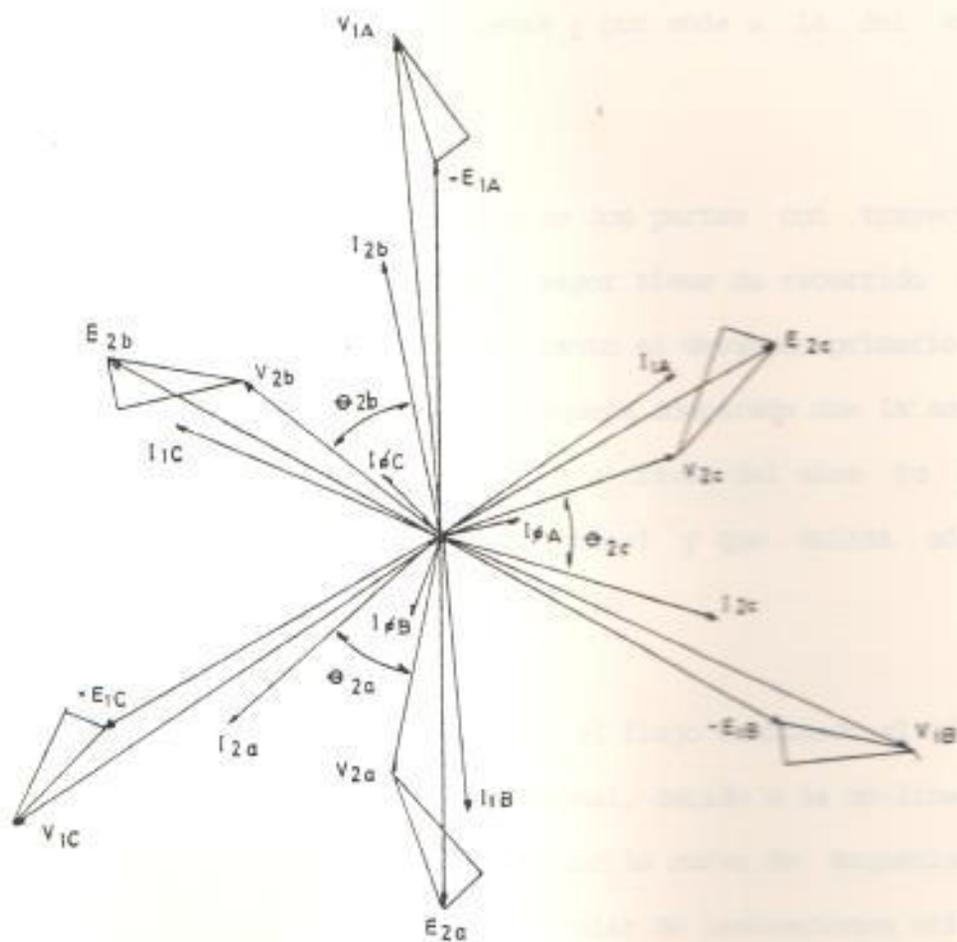


Fig. #9 Diagrama fasorial para un transformador trifásico alimentando una carga inductiva.

El flujo así creado, varía armónicamente a la misma frecuencia de la corriente y por ende a la del voltaje aplicado.

El flujo está compuesto de dos partes con trayectorias distintas, la primera y mayor tiene su recorrido en el núcleo de hierro y enlaza tanto al devanado primario como secundario; la segunda y pequeña comparada con la anterior existe en caminos paralelos a través del aire (o aceite para transformadores sumergidos) y que enlaza sólo al devanado primario, según fig. 10

La relación que existe entre el flujo confinado al núcleo y la corriente, no es proporcional, debido a la no linealidad magnética del hierro dada por la curva de magnetización, fig.11; para la clase particular de laminaciones utilizada en el núcleo. No obstante ésta no linealidad del hierro, el flujo en el aire es próximo a ser directamente proporcional a la corriente que lo produce como consecuencia de que la mayor parte de su trayectoria consiste esencialmente de aire (o aceite) cuya permeabilidad es constante.

En el estudio del transformador se hace una notable

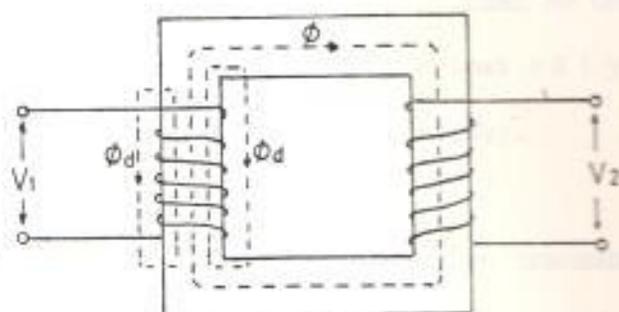


Fig. #10 Flujo mutuo y flujos de dispersión en un transformador monofásico elemental en vacío.

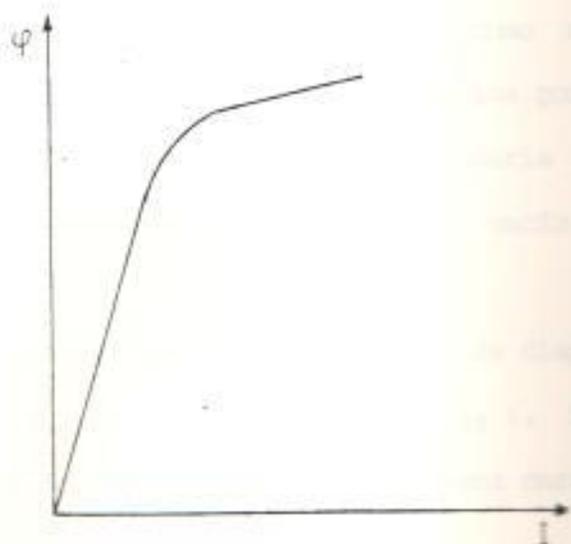


Fig. #11 Curva de magnetización.

simplificación, si se consideran los dos flujos separadamente, para lo cual se denomina al flujo en el hierro como flujo principal ( $\phi$ ) y al flujo en el aire como flujo de dispersión ( $\phi_d$ ).

La dispersión magnética en transformadores de núcleo de hierro usualmente es muy pequeña en vacío, debido a que la corriente en vacío es pequeña.

Cuando el transformador es cargado, es decir, cuando hay corriente en ambos devanados, el flujo principal ( $\phi$ ) que enlaza tanto al primario como al secundario y está confinado al núcleo, se origina por la acción combinada de las dos corrientes, primaria y secundaria, y es prácticamente el mismo que en vacío.

Además existen los flujos de dispersión en el primario ( $\phi_{d1}$ ) y en el secundario ( $\phi_{d2}$ ), fig 12. Los flujos de dispersión son mayores en plena carga que en vacío.

#### 1.3.4 IMPEDANCIA

Por lo general, en un transformador dentro de su normal funcionamiento, la máxima densidad de flujo no se encuentra

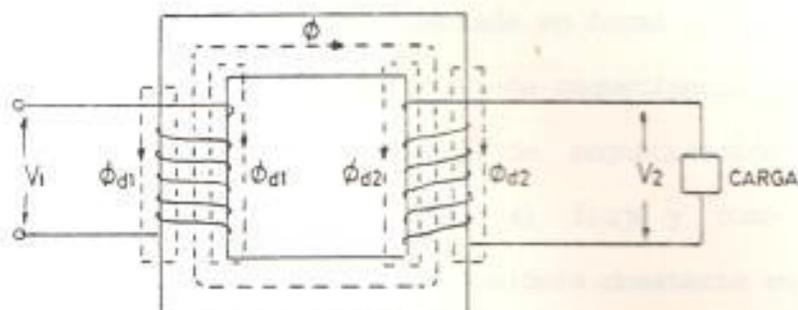


Fig. #12 Flujo mutuo y flujos de dispersión en un transformador monofásico elemental con carga.

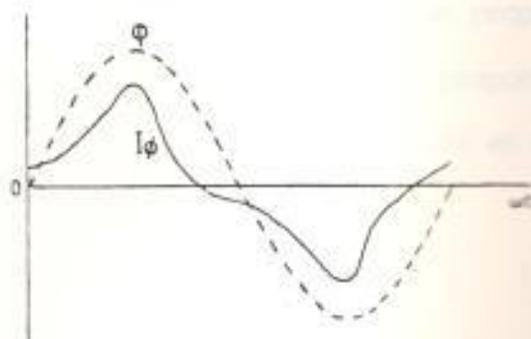


Fig. #13 Corriente de excitación.

más allá del codo de la curva de magnetización, la relación entre la densidad del flujo y la fuerza magnetizante es representada en forma conveniente por la parte casi recta de la curva de magnetización B-H (fig. 11) por lo que la corriente de magnetización  $I_{\phi}$ , es prácticamente proporcional al flujo y como se explicó anteriormente, este se considera constante en los límites de trabajo del transformador.

De manera similar, la componente ( $I_{h+c}$ ) permanece prácticamente constante, debido a que las pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas son función de la frecuencia y de la densidad de flujo que son virtualmente constantes, se deduce que con propósitos prácticos. La corriente de excitación  $I_{\phi}$  es proporcional al flujo  $\phi$  y a la fuerza electromotriz inducida en el primario  $E_1$ , por lo cual se establece que:

$$I_{\phi} = E_1 / Z_{\phi} \quad ( 9 )$$

Donde  $Z_{\phi}$  es una constante de proporcionalidad con la que se define la supuesta relación lineal entre la corriente de excitación y la fem inducida. Esta constante de proporcionalidad se la denomina impedancia de excitación y sus unidades son ohmios.

En forma similar al flujo mutuo que induce una fem en el primario proporcional a dicho flujo y retrasada  $90^\circ$  con respecto a él, el flujo de dispersión  $\phi_d$ , induce de la misma manera una fem denominada de reactancia de dispersión, la cual se retrasa  $90^\circ$  con respecto al flujo de dispersión y también proporcional a él y por consiguiente proporcional a la corriente de excitación por lo que se escribe que:

$$E_{1d} = jI_1 X_1 \quad ( 10 )$$

Así pues, la componente de la tensión aplicada  $V_1$  que adelanta a  $I_1$  en  $90^\circ$ , es la magnitud  $I_1 X_1$ . La constante de proporcionalidad que define la relación entre la corriente de excitación y la fem de reactancia de dispersión debido a ella, es el factor  $X_1$ , el cual es lógicamente de la misma naturaleza que una reactancia, por lo que se expresa en ohmios.

Es elemental, que la tensión aplicada  $V_1$  contiene una componente en fase con la corriente de excitación la cual está determinada por la resistencia  $R_1$  del devanado primario.

Se define como  $Z_1$  a la impedancia de dispersión del

primario la cual será igual a:

$$Z_1 = R_1 + jX_1 \quad ( 11 )$$

Aplicando el mismo criterio antes expuesto se determina la impedancia de dispersión del secundario  $Z_2$ :

$$Z_2 = R_2 + jX_2 \quad ( 12 )$$

En resumen , en un transformador, existen tres distintas impedancias:

- Impedancia de excitación ( $Z_\phi$ )
- Impedancia de dispersión del primario ( $Z_1$ )
- Impedancia de dispersión del secundario ( $Z_2$ )

De las cuales la impedancia de excitación es mucho mayor que las impedancias de dispersión.

### 1.3.5 REGULACION

La regulación de voltaje es una medida importante del funcionamiento de un transformador. La regulación de un transformador de tensión constante se define como: La variación en la tensión del secundario expresada en tanto por ciento de la tensión nominal del secundario, que tiene

lugar cuando la salida de KVA nominales con un factor de potencia determinado se reduce a cero, manteniéndose constante la tensión aplicada al primario.

La regulación se expresa por:

$$\% \text{Reg.} = \frac{V_1 - V_2}{V_2} 100 \quad ( 13 )$$

Donde:  $V_1$  = Voltaje primario  
 $V_2$  = Voltaje secundario referido al primario

En general la tensión en los terminales del secundario del transformador es influenciada y varia con la magnitud y el factor de potencia de la carga conectada, la amplitud de tal variación puede mantenerse dentro de un estrecho rango, diseñando el transformador de tal forma que la caída por impedancia, sea un porcentaje pequeño de la tensión aplicada  $V_1$ .

Como se explicó con anterioridad, la caída por impedancia consiste de las caídas de voltaje por resistencia y reactancias de dispersión de los devanados, estos dos tipos de caídas están en cuadratura una con otra. El porcentaje de regulación para una carga cualquiera se puede calcular

por la siguiente formula:

$$\% \text{Reg.} = \frac{\text{KVA}_{\text{carga}}}{\text{KVA}_{\text{nominal}}} \left[ V_R \cos \theta + V_X \sin \theta + \frac{(V_X \cos \theta - V_R \sin \theta)^2}{200} \right] \quad (14)$$

Donde:  $V_R$  = Porcentaje de caída de voltaje por resistencia a plena carga.

$$V_R = (I_2 R_e / V_2) 100 \quad (15)$$

$V_X$  = Porcentaje de caída de voltaje por reactancia a plena carga.

$$V_X = (I_2 X_e / V_2) 100 \quad (16)$$

$I_2$  = Corriente en el secundario referida al primario.

$V_2$  = Voltaje en el secundario referido al primario.

$X_e$  = Reactancia equivalente.

$R_e$  = Resistencia equivalente.

$\theta$  = Angulo del factor de potencia de la carga.

Como se puede apreciar la regulación depende directamente del factor de potencia y de la corriente de la carga.

### 1.3.6 PERDIDAS

Como se mencionó antes, en un transformador se distinguen dos períodos de funcionamiento, en vacío y con carga.

Cuando el transformador opera en vacío, las únicas pérdidas existentes son las causadas por la corriente de excitación las cuales están compuestas por: pérdidas por histéresis, pérdidas por corrientes Eddy, pérdidas en el cobre y pérdidas en el dieléctrico. De estas las más importantes son las de histéresis y las de corriente Eddy, las cuales tienen lugar en el núcleo de hierro y se manifiestan en forma de calor.

Las pérdidas por histéresis provienen por la no linealidad magnética del hierro y son proporcionales al volumen del núcleo y al área del lazo de histéresis, las pérdidas por corrientes Eddy son producidas por corrientes inducidas debidas a los flujos de dispersión.

Cuando el transformador es cargado, además de las pérdidas de vacío se presentan las pérdidas en carga las cuales se descomponen en: pérdidas de cobre debidas a los devanados primario y secundario y pérdidas parásitas debido a las corrientes Eddy inducidas por los flujos de dispersión en el tanque, tornillos y varias partes de la estructura, de las cuales las pérdidas de cobre son las más significativas.

Las pérdidas de cobre son directamente proporcionales al cuadrado de la corriente de carga en el primario y secundario. Las pérdidas que se presentan en vacío se mantienen prácticamente constantes e independientes para un voltaje y frecuencia dados. \*

### 1.3.7 RENDIMIENTO

El rendimiento de un transformador se define como la razón de la potencia de salida a la de entrada, expresado en tanto por ciento, es decir el rendimiento es:

$$\eta = \frac{\text{Potencia Salida}}{\text{Potencia Entrada}} 100 \quad (17)$$

$$\eta = \frac{\text{Potencia Salida}}{\text{Potencia Salida} + \text{Pérdidas}} 100 \quad (18)$$

Las pérdidas están formadas por las pérdidas de histéresis y por corrientes parásitas en el núcleo y las pérdidas de cobre de los devanados, correspondientes a la temperatura de trabajo de 75° C.

La expresión del rendimiento puede escribirse:

$$\eta = \frac{V_2 I_2 \cos \theta}{V_2 I_2 \cos \theta + I_2^2 R_e + P_{h+c}} \quad (19)$$

Donde:  $V_2$  = Voltaje Secundario

$\cos\theta$  = Factor de potencia de la carga.

$P_{h+c}$  = Pérdidas en el núcleo.

$R_e$  = Resistencia equivalente del transformador.

$I_2$  = Corriente Nominal en el Secundario.

A partir de esta expresión, derivando, se obtiene que el rendimiento máximo tiene lugar cuando las pérdidas variables en el cobre son iguales a las pérdidas fijas en el núcleo.

El rendimiento en transformadores es en general muy elevado, siendo mayor en unidades de mayor capacidad nominal que en las pequeñas.

### 1.3.8 CORRIENTE DE EXITACION

En el transformador cuando funciona en vacío y debido al voltaje aplicado, se origina una pequeña corriente denominada corriente de excitación ( $I_0$ ) la cual fluye en el devanado primario y crea un flujo alterno en el circuito magnético. Cuando el transformador es cargado la corriente de excitación, se adiciona a la corriente de carga para obtener la corriente primaria total.

La corriente de excitación consiste de dos componentes: la componente de pérdida de núcleo ( $I_{h+e}$ ) y la componente magnetizante ( $I_m$ ).

La corriente de pérdidas de núcleo depende de las pérdidas en vacío del transformador, esto es, pérdidas de histéresis y de corrientes de Eddy, y por ser componente de potencia real, esta en fase con el voltaje.

Por consideraciones económicas en el diseño y construcción de transformadores y por causa de las propiedades magnéticas no lineales del hierro del núcleo, por lo general el transformador opera cerca del codo de la curva de saturación, por tal motivo la forma de onda de la corriente de excitación no es sinusoidal, (fig.13) descomponiéndose en una fundamental más una serie de armónicas de orden impar, siendo la más importante la tercera.

## C A P I T U L O    I I

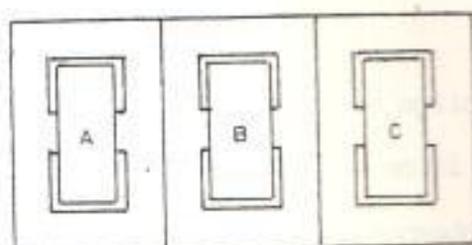
### ESTUDIO TECNICO COMPARATIVO ENTRE UN TRANSFORMADOR TRIFASICO Y UN BANCO MONOFASICO

#### 2.1 ANALISIS COMPARATIVO DEL FLUJO MAGNETICO

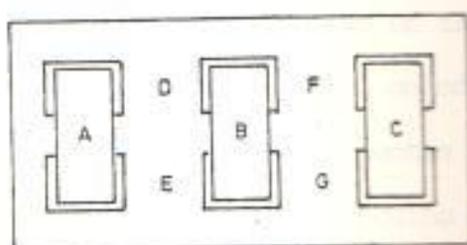
Para proceder ha realizar el análisis del comportamiento del flujo magnético tanto en transformadores monofásicos como trifásicos, hay que considerar la existencia de dos tipos de transformadores que poseen núcleos diferentes cada uno de ellos, estos son : el tipo acorazado y el tipo no acorazado o núcleo.

Considérese que los núcleos de tres transformadores monofásicos tipo acorazado se los coloca uno junto al otro, como se indica en la fig.14 (a), configuración con la cual se puede simular a un transformador trifásico acorazado para efectos de comparación. La única diferencia entre este arreglo de tres unidades monofásicas con una trifásica radica en que las laminaciones del núcleo del último están entrelazadas formando un solo conjunto, es decir, las tres partes no están separadas, como se indica en la fig. 14(b).

El flujo magnético en los núcleos de tres transformadores monofásicos que forman un banco trifásico es en general el mismo en cualquier parte de ellos, para cada fase; mientras que en el



(a)



(b)

Fig. #14 a) Núcleos de 3 transformadores monofásicos unidos.  
 b) Transformador trifásico acorazado.

transformador trifásico la unión de los núcleos origina que los flujos magnéticos creados por fases adyacentes se unan en las partes del núcleo indicadas por D, E, F y G en la fig. 14 (b).

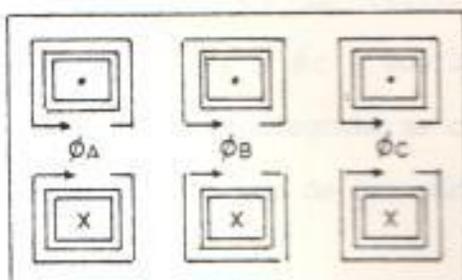
Asumiendo que al transformador se aplican voltajes sinusoidales balanceados, los flujos magnéticos en el núcleo originados por los tres devanados primarios son balanceados y de forma sinusoidal desfasados  $120^\circ$  entre ellos.

La característica que determina la similitud relativa entre el flujo creado por las tres fases en un transformador trifásico y los flujos en tres transformadores monofásicos formando un banco trifásico, es la forma como se conectan los devanados primarios del transformador trifásico al circuito de alimentación, la cual puede ser de dos maneras: primero, con los devanados conectados simétricamente; y, segundo con la fase de la mitad invertida.

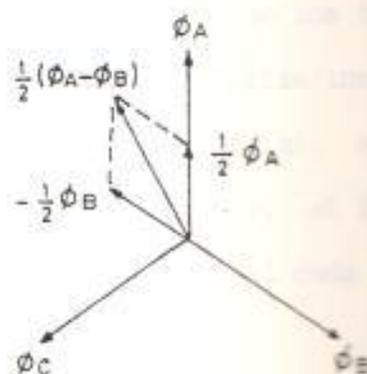
Si los tres devanados primarios se conectan simétricamente al circuito de alimentación de tal forma, que las direcciones de sus flujos en el núcleo es igual para las tres fases, como se indica en la fig.15 (a), el flujo resultante que atraviesa la parte D, E, F y G del núcleo es igual cada uno a:

$$\text{Parte D y E} \quad 1/2 (\phi_A - \phi_B)$$

$$\text{Parte F y G} \quad 1/2 (\phi_B - \phi_C)$$



(a)



(b)

Fig. #15 Relaciones de flujo en un transformador tipo acorazado  
 a) Direcciones positivas de los flujos para devanados conectados simétricamente,  
 b) Diagrama fasorial para voltajes balanceados.

Esto con la consideración de que los voltajes aplicados son sinusoidales y balanceados; en la fig.15 (b) se muestra el diagrama fasorial donde  $\phi_A, \phi_B$  y  $\phi_C$  son los flujos originados en cada fase. A partir de este diagrama se obtiene la magnitud de los flujos resultantes en cada una de las partes D, E, F y G, la cual es:

$$\frac{\sqrt{3}}{2} \phi$$

Donde  $\phi$  es la magnitud de los flujos  $\phi_A, \phi_B$  y  $\phi_C$ .

Si por el contrario la conexión de los tres devanados primario del transformador trifásico se realiza invirtiendo la fase de la mitad como se indica en la fig. 16 (a), en la que se muestra las direcciones positivas de los flujos, el flujo resultante en las parte D, E, F y G del núcleo es igual cada uno a:

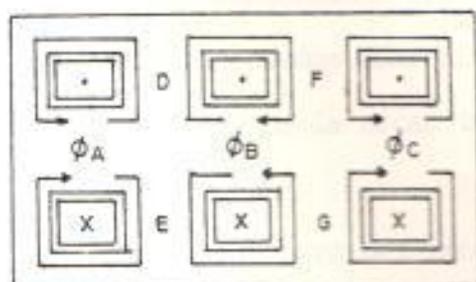
$$\text{Parte D y E} \quad 1/2 (\phi_A + \phi_B)$$

$$\text{Parte F y G} \quad 1/2 (\phi_B + \phi_C)$$

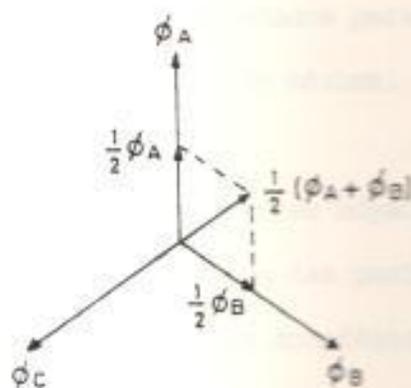
Con la misma consideración anterior sobre el voltaje aplicado, la fig.16 (b) muestra el diagrama fasorial, a partir del cual se obtiene la magnitud de los flujos resultantes en las partes adyacentes, la cual es:

$$\frac{1}{2} \phi \quad (20)$$

En consecuencia si todas las partes del núcleo operan a la misma densidad de flujo máximo, el área de la sección transversal del



(a)



(b)

Fig. #16 Relaciones de flujo en un transformador trifásico tipo acorazado; a) Direcciones positivas de los flujos cuando las conexiones de la fase de la mitad son invertidas, b) Diagrama fasorial para voltajes balanceados.

núcleo en las partes adyacentes (D, E, F y G) entre las fases debe ser 1.73 veces mayor en un transformador trifásico tipo acorazado con sus devanados primarios conectados simétricamente que para los devanados conectados con la fase de la mitad invertida.

Por lo tanto, por concepto de ahorro del material del núcleo la fase de enmedio es siempre invertida, dando lugar a que el núcleo de un transformador trifásico tipo acorazado contenga menos material que los núcleos de 3 transformadores monofásicos tipo acorazados en un banco trifásico diseñados para el mismo flujo en el núcleo y la misma densidad de flujo máxima.

Comparativamente, el flujo en las partes adyacentes (D, E, F y G) del núcleo trifásico, es el mismo en las partes correspondientes en los núcleos de los transformadores monofásicos.

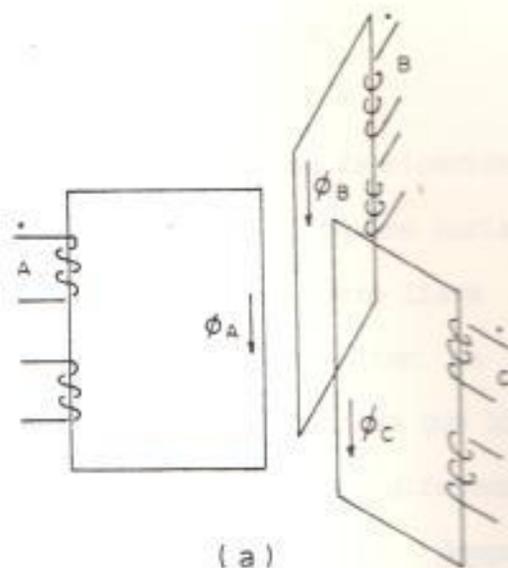
La combinación de los flujos en las partes antes mencionadas no afecta la operación de un transformador trifásico tipo acorazado, excepto para modificar las ondas y un poco de desbalance de la magnitud de las corrientes de excitación.

En términos generales no hay diferencia sustancial entre las características de operación de un transformador trifásico tipo acorazado y un banco de 3 transformadores monofásicos tipo acorazado, conectados de la misma forma.

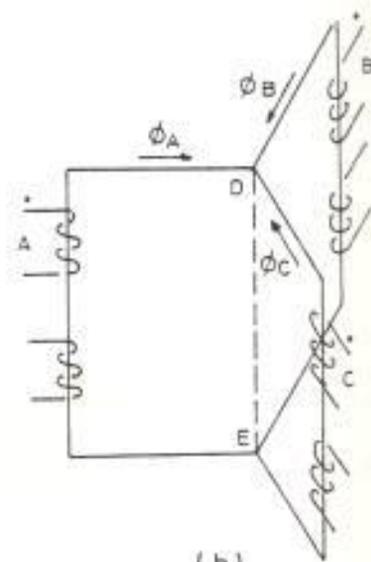
Considérese tres transformadores monofásicos no acorazados cuyos devanados están localizados en un sólo lado del núcleo como se muestra en la fig. #17 (a) y considerando que los voltajes aplicados a los primarios son sinusoidales y balanceados, luego los flujos en los núcleos serán también sinusoidales y balanceados y naturalmente su suma geométrica será cero.

Si los núcleos se acoplan de tal forma que las direcciones positivas de sus flujos es la misma en los lados adyacentes, la suma instantánea de los flujos en ese lado es cero, como los núcleos están unidos tanto en la parte superior como inferior, fig. #17 (b), el lado del centro mostrado por la línea punteada puede ser omitido sin disturbio alguno en los flujos o corrientes de excitación, esto es debido a que las condiciones en el circuito magnético son similares a aquellas que presenta un circuito eléctrico una fuente y carga conectada en Y. Siendo el lado del núcleo central el equivalente magnético a una conexión eléctrica de baja impedancia entre la fuente y los neutros de la carga.

En el circuito magnético de la fig. 17(b), si por alguna razón la suma de los flujos en el núcleo del lado central no es cero, es decir, existe un desbalance, la eliminación de este lado de los núcleos altera la distribución de los flujos. El flujo desbalanceado o resultante tiene que cerrar su circuito a través de una trayectoria fuera del núcleo de alta reluctancia desde la



(a)



(b)

Fig. #17

a) Transformadores monofásicos tipo núcleo.  
 b) Núcleos monofásicos unidos para un transformador trifásico.

unión superior D a la inferior E.

Por consideraciones de costo de fabricación el transformador no acorazado se construye sin las partes horizontales del núcleo del transformador B, fig. # 18, esto lleva a que los circuitos magnéticos de las 3 fases resulten un poco desequilibradas, teniendo el central menos reluctancia que los otros dos, aunque no lo suficiente para que se produzcan diferencias apreciables en las características de funcionamiento; despreciando este pequeño desequilibrio, el flujo es el mismo en todas las partes del circuito magnético, al igual que un banco de transformadores trifásico formado por transformadores monofásicos y por lo tanto la sección transversal del núcleo es la misma para mantener una densidad de flujo uniforme.

Un aspecto que tiene que ser considerado con relación al flujo magnético es el efecto que producen los componentes de tercera armónica, que tienen lugar cuando una onda no es sinusoidal, la cual puede ser descompuesta por medio de series de fourier en un fundamental más una serie de componentes impares de las cuales la más importante es la de tercer orden.

Existen dos características en el comportamiento de las láminas de acero del transformador cuando bajo la influencia de un campo electromagnético alterno, produce una apreciable distorsión en la

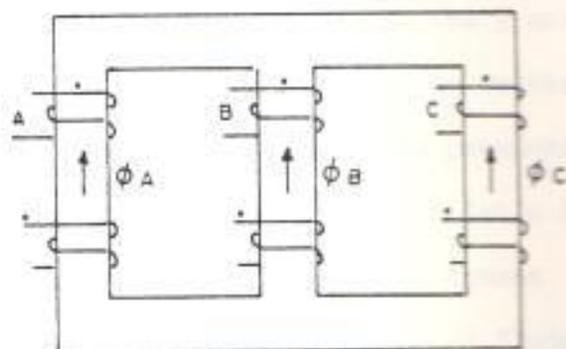


Fig. #18 Transformador trifásico tipo núcleo.

forma de onda de ciertas funciones alternas, estas funciones son: corriente en vacío, flujo y voltajes inducidos, toda distorsión es debido a la permeabilidad variante del núcleo y al ciclo de histéresis magnética.

Cuando la fem es una onda seno y no se considera la histéresis, la relación entre las ondas de flujo, fem y corriente se muestra en la fig. 19, de la cual se deduce que la corriente esta en fase con el flujo y su forma picuda indica la presencia de una prominente tercera armónica. La figura es similar a la fig. 20 con la diferencia de que la histéresis es tomada en cuenta, lo que ocasiona que la corriente adelanta al flujo un cierto ángulo denominado ángulo de avance de histéresis. Comparando las dos figuras se aprecia que la componente de tercera armónica en la corriente es producida como resultado de la permeabilidad variante del núcleo y sólo en un menor grado por la histéresis magnética.

Cuando la corriente es una onda seno y no se considera la histéresis la relación entre las ondas de flujo, fem y corriente se muestra en la fig. 21 la onda de flujo que está en fase con la corriente, es en la parte superior aplanada, lo cual indica la presencia de una tercera armónica en fase con la fundamental, teniendo además un máximo negativo coincidente con el máximo positivo de la fundamental. La fem inducida afectada por la forma de onda del flujo se presenta como una onda altamente picuda en la

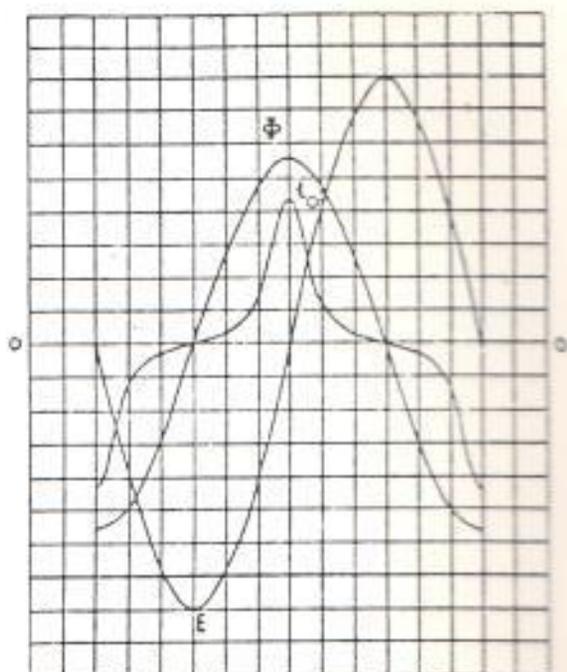


fig.#19 Ondas de corriente, flujo y voltaje inducido con un voltaje aplicado sinusoidal, excluye efecto de histéresis.

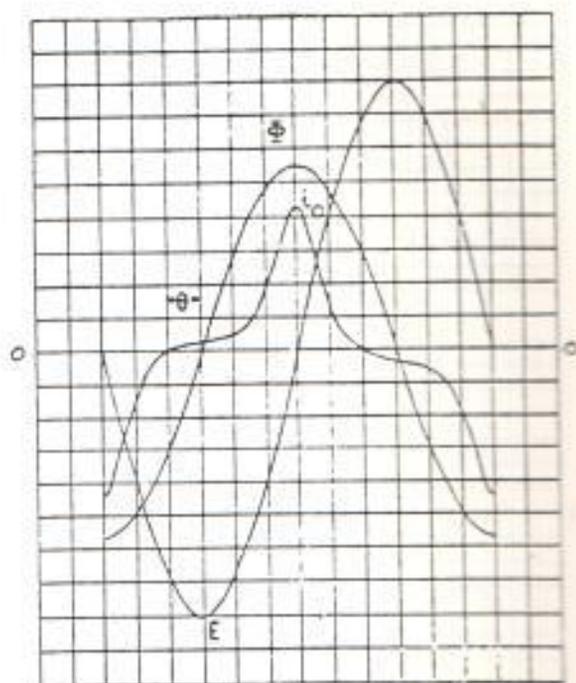


fig.#20 Onda de Corriente, flujo y voltaje inducido con un voltaje aplicado sinusoidal, incluye efecto de histéresis.

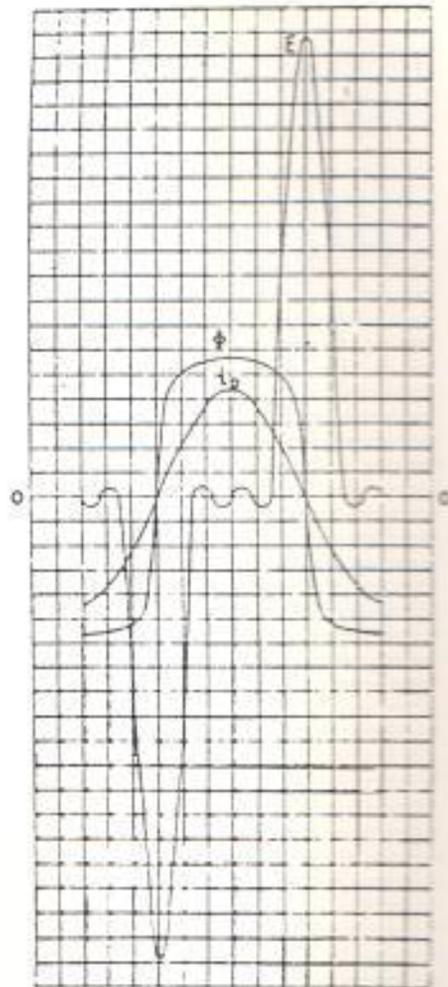


fig.#21 Ondas de corriente, flujo y voltaje inducido con una onda de corriente sinusoidal, excluye efectos de histéresis.

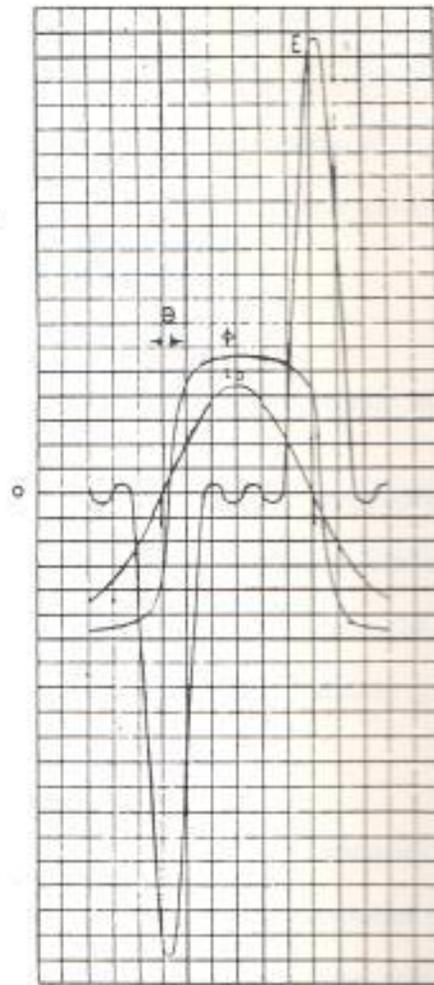


fig.#22 Ondas de corriente, flujo  
y voltaje inducido con una  
onda de corriente sinusoidal, in-  
cluye efectos de histéresis.

cual también aparece una prominente tercera armónica, estando en este caso en oposición los máximos positivos de la fundamental y tercera armónica, la fig. 22 es similar a la fig. 21 con la salvedad que ahora se considera la histéresis magnética. En este caso la corriente en vacío adelanta al flujo en el ángulo de histéresis. La histéresis no altera el máximo valor del flujo aunque si incrementa su asimetría.

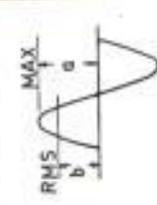
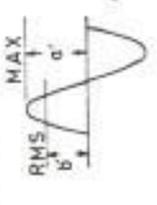
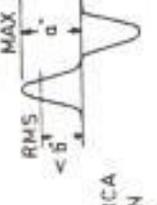
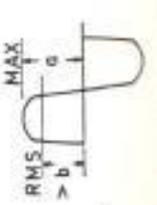
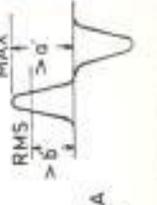
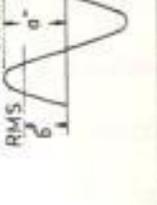
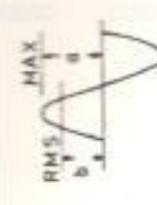
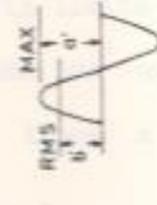
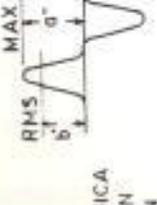
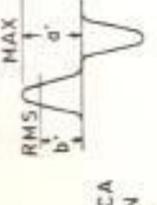
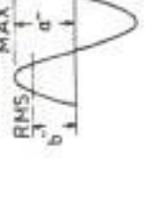
En conclusión a lo anteriormente expuesto se establece que:

- 1.- Con una onda seno del flujo y consecuentemente del voltaje inducido, la corriente contiene tercera armónica la cual es ocasionada principalmente por la variación en la permeabilidad del acero del núcleo y sólo en pequeño grado por el ciclo de histéresis.
- 2.- Con una onda seno de la corriente el flujo y por ende el voltaje inducido contienen terceras armónicas que producen una onda de flujo aplanada y una onda de voltaje inducido picuda.

La tabla # I, resume lo anteriormente expuesto para 2 casos: Primero: Para una densidad de flujo máxima constante; y, Segundo: Para una fem eficaz constante.

Como conclusión se establece que con transformadores monofásicos o

TABLA I RELACIONES DE FORMA DE ONDA ENTRE EL FLUJO, VOLTAJE INDUCIDO Y CORRIENTE.

DENSIDAD DE FLUJO MAXIMA CONSTANTE					
FLUJO		VOLTAJE INDUCIDO		CORRIENTE	
ONDA	COMPARACION CON ONDA SENO	ONDA	COMPARACION CON ONDA SENO	ONDA	COMPARACION CON ONDA SENO
SENO			IGUAL		MAYOR
3 <sup>ra</sup> ARMONICA APLANADA EN FASE			MENOR		IGUAL
VOLTAJE INDUCIDO RMS CONSTANTE					
SENO			IGUAL		MAYOR
3 <sup>ra</sup> ARMONICA APLANADA EN FASE			MENOR		IGUAL

transformadores trifásicos tipo acorazado, la supresión de las componentes de tercera armónica de las corrientes introduce .pa componentes de tercera armónica en los flujos y por consiguiente hay componentes relativamente grandes de tercera armónica en los voltajes de línea a neutro del banco de transformadores. Sin embargo el comportamiento de un transformador trifásico tipo núcleo o no acorazado es completamente diferente los componentes de tercera armónica de los flujos están en fase en el tiempo y consecuentemente el circuito magnético para estos flujos es completado fuera del núcleo de D a E como se muestra en la fig.#17 (b), la alta reluctancia de esta trayectoria limita los flujos de tercera armónica a valores pequeños y además los componentes de tercera armónica de los voltajes de línea a neutro son relativamente pequeños.

En la tabla # II se establece la influencia de las conexiones trifásicas sobre terceras armónicas para transformadores monofásicos tipo núcleo y acorazado en sistemas trifásicos y transformadores trifásicos tipo acorazado considerando la aplicación de un voltaje sinusoidal.

## 2.2 ANALISIS COMPARATIVO DE LA IMPEDANCIA

En un transformador se puede distinguir dos tipos de impedancia,

TABLA II INFLUENCIA DE LA CONEXION TRIFASICA EN TRANSFORMADORES  
 SOBRE LA TERCERA ARMONICA.

CONEXION	P R I M A R I O				S E C U N D A R I O				
	CORRIENTE		VOLTAJE		FLUJO	CORRIENTE		VOLTAJE	
	Vacío	Línea	Línea	Fase		Vacío	Línea	Línea	Fase
$Y-Y$	Seno	Seno	Seno	contiene 3ra. A.(P)	contiene 3ra. A(A)	---	Seno	Seno	contiene 3ra. A(P.)
$Y-Y$	contiene 3ra. A(P)	contiene 3ra. A(P)	Seno	contiene 3ra. A(P)	contiene 3ra. A(A)	---	Seno	Seno	contiene 3ra. A(P)
$Y-Y$	Seno	Seno	Seno	contiene 3ra. A (P)	contiene 3ra. A(A)	contiene 3ra. A(P)	Seno	Seno	contiene 3ra. A(P)
$Y-\Delta$	Seno	Seno	Seno	Seno	Seno	contiene 3ra. A(P)	Seno	Seno	Seno
$Y-\Delta$	contiene 3ra. A(P)	contiene 3ra. A(P)	Seno	Seno	Seno	contiene 3ra. A(P)	Seno	Seno	Seno
$\Delta-Y$	contiene 3ra. A(P)	Seno	Seno	Seno	Seno	---	Seno	Seno	Seno
$\Delta-Y$	contiene 3ra. A(P)	Seno	Seno	Seno	Seno	contiene 3ra. A(P)	Seno	Seno	Seno
$\Delta-\Delta$	contiene 3ra. A(P)	Seno	Seno	Seno	Seno	contiene 3ra. A(P)	Seno	Seno	Seno

(P) Picuda; (A) Aplanada.

una denominada de excitación o vacío y la segunda llamada impedancia de dispersión.

Todos los sistemas de distribución operan a un voltaje por lo general constante y cuando un transformador, sea monofásico o trifásico, funciona en vacío o sin carga con el voltaje nominal aplicado al devanado primario, se presenta una caída de tensión que ocasiona que la fuerza electromotriz inducida en el primario por el flujo mutuo o principal, difiera geoméricamente del voltaje aplicado, como se indica en los diagramas fasoriales antes mostrados. Prácticamente no existen flujos de dispersión y la caída de tensión es alrededor del 1% del voltaje aplicado.

Al ser el voltaje aplicado constante, el flujo se considera constante y a su vez la fem también constante, estas consideraciones tienen efecto por cuanto el transformador funciona sin llegar a la saturación del núcleo, razón por la cual se establece que para fines prácticos, la corriente en vacío es proporcional a la fem, donde la constante de proporcionalidad es la impedancia en vacío o de excitación, en ohmios, causante de la caída de tensión.

Como la corriente de excitación depende básicamente de las características del núcleo, la impedancia de excitación es mayor en transformadores monofásicos que en trifásicos.

Cuando al transformador se le aplica una carga a sus terminales de baja tensión, la corriente en el primario sube desde un valor inicial (valor en vacío) hasta un valor mayor proporcional a la carga aplicada, este aumento de corriente ocasiona una caída de tensión adicional en el transformador, la misma que es originada principalmente por los flujos de dispersión creados, los cuales son representados por una reactancia de dispersión que adiciona la resistencia de los devanados, origina la impedancia de dispersión.

El porcentaje de caída de voltaje en el transformador cuando esta opera con carga no debe ser mayor al 5% del voltaje nominal.

La impedancia de excitación es mucho mayor que la impedancia de dispersión y como se la considera en paralelo es prácticamente despreciable para fines prácticos.

Es por esta razón que el valor de impedancia suministrado por los fabricantes de transformadores, es la impedancia serie equivalente, es decir, la impedancia de dispersión por fase del transformador expresada como un porcentaje de los KVA y los KV nominales. Este porcentaje de impedancia puede ser convertido a ohmios usando las siguientes fórmulas, tanto para transformadores monofásicos como trifásicos:

$$Z = \frac{\%Z \times KV^2 \times 10}{KVA} \quad (\text{MONOFÁSICOS}) \quad ( 21 )$$

$$Z = \frac{\%Z \times KV_n^2 \times 30}{KVA} \quad (\text{TRIFASICOS}) \quad ( 22 )$$

- Donde:  $Z$  = Impedancia de dispersión por fase en ohmios.
- $\%Z$  = Porcentaje de impedancia suministrado por el fabricante.
- $KV$  = Voltaje nominal del transformador monofásico.
- $KV_n$  = Voltaje nominal de línea a neutro del transformador trifásico.
- $KVA$  = KVA nominal del transformador monofásicos o trifásicos según sea el caso.

En la tabla III, se dan valores típicos del porcentaje de impedancia suministrados por los fabricantes para dos marcas de transformadores distintas, tanto para monofásicos como trifásicos; y en la tabla IV los valores de impedancia por fase en ohmios para los mismos transformadores. Es de observar que los valores de porcentajes mostrados están dentro del rango de 5% antes mencionado.

Otros datos que suministra el fabricante son las pérdidas de vatios, tanto en vacío como a plena carga, la diferencia de éstas expresadas como un porcentaje de la carga nominal es el porcentaje de pérdidas en carga el cual es igual al porcentaje de resistencia involucrado en la impedancia del transformador y el porcentaje de reactancia de dispersión puede ser determinado por:

TABLA #III PORCENTAJE DE LA IMPEDANCIA PARA TRANSFORMADORES MONOFASICOS Y TRIFASICOS DE 2 MARCAS A Y B.

MONOFASICOS				TRIFASICOS			
KVA	MARCA	A	B	KVA	MARCA	A	B
10		1.65	2.20	30		2.20	3.50
15		1.80	1.80	45		2.10	3.50
25		1.95	1.60	75		2.10	3.00
37.5		1.70	1.60	112.5		2.10	3.00
50		1.85	1.40	150		2.10	3.50
75		1.90	1.40	225		2.40	4.00
100		1.85	1.40	300		2.10	4.00
167		1.90	1.60	500		2.60	4.00

A: General Electric

B: TPL

TABLA #IV

IMPEDANCIA EN OHMIOS PARA TRANSFORMADORES  
MONOFASICOS Y TRIFASICOS DE 2 MARCAS A Y B

MONOFASICOS			TRIFASICOS		
MARCA KVA	A	B	MARCA KVA	A	B
10	95.83	127.78	30	127.78	203.28
15	69.70	69.70	45	81.31	135.52
25	45.30	37.17	75	48.79	69.70
37.5	26.33	24.78	112.5	32.52	46.46
50	21.49	16.26	150	24.39	40.66
75	14.71	10.84	225	18.59	30.98
100	10.74	8.13	300	12.20	23.23
167	6.61	5.56	500	9.06	13.94

A: General Electric

B: TPL

$$\%X = \sqrt{(\%Z)^2 - (\%R)^2} \quad (23)$$

En la tabla V se muestran los porcentajes de resistencia y reactancia para los transformadores antes seleccionados.

De las tablas precedentes se establece que la impedancia equivalente por fase del transformador que no es otra que la impedancia de dispersión, es mayor en transformadores trifásicos que en transformadores monofásicos en un banco y como consecuencia los valores de resistencia y reactancia de dispersión. Es de anotar que la mayor o menor diferencia radica principalmente en los datos de fabricación y de la construcción de la unidad. Además se puede establecer de manera general que en los transformadores de distribución el valor de reactancia es pequeño pudiendo ser inclusive menor que la resistencia para transformadores de menor capacidad.

### 2.3 ANALISIS COMPARATIVO DE LA REGULACION

Todo equipo eléctrico tal como luminarias, motores, etc, opera más efectivamente a voltaje nominal, luego se hace importante que el voltaje suministrado a estas cargas sea el nominal y a su vez se mantenga constante tanto como sea posible. Un voltaje anormal mayor o menor ocasiona quejas a la compañía eléctrica y por otro

TABLA #V      PORCENTAJES DE RESISTENCIA Y REACTANCIA PARA TRANSFORMADORES  
MONOFASICOS Y TRIFASICOS DE 2 MARCAS A y B

EVA	MARCA A		MARCA B		KVA	MARCA A		MARCA B	
	% R	% X	% R	% X		% R	% X	% R	% X
10	1.51	0.67	1.60	1.51	30	1.69	1.41	2.13	2.78
15	1.34	1.20	1.60	0.82	45	1.64	1.31	1.97	2.89
25	1.31	1.44	1.46	1.05	75	1.61	1.35	1.73	2.45
37.5	1.07	1.32	1.31	0.92	112.5	1.42	1.55	1.64	2.51
50	1.07	1.51	1.26	0.61	150	1.27	1.67	1.59	3.12
75	1.01	1.61	1.21	0.70	225	1.24	2.05	1.47	3.72
100	0.98	1.57	1.08	0.89	300	1.01	1.84	1.42	3.74
167	0.93	1.66	1.00	1.25	500	1.01	2.40	1.34	3.77

A: General Electric

B: TPL

lado tenemos la confiabilidad del sistema y la satisfacción del usuario. Un voltaje menor al nominal reduce la capacidad de venta de energía debido a un aumento de pérdidas con las consiguientes pérdidas de dinero para la compañía.

La mayor parte de la carga de un sistema de distribución, es la iluminación y esta es más notoria durante las horas pico, la potencia absorbida por lámparas incandescentes varía aproximadamente con el voltaje de la lámpara elevado a un exponente de 1.56, con la correspondiente variación en el consumo de energía y por consiguiente en pérdidas de potencia.

Desde la subestación de transformación hasta el usuario, el alimentador sufre una serie de caídas de voltaje que se ven influenciadas por las fluctuaciones de carga. Una de estas caídas es la ocasionada por el transformador.

El cambio en la magnitud del voltaje secundario cuando una carga es conectada y el voltaje primario mantenido constante, expresado como una fracción o porcentaje de la magnitud del voltaje secundario bajo carga, es por definición la regulación de voltaje del transformador para la carga especificada.

Por definición:

$$\% \text{ Regulación} = \left[ \frac{V_2(\text{en vacío}) - V_2(\text{carga})}{V_2(\text{carga})} \right] \times 100 \quad (24)$$

La tabla VI da el porcentaje de regulación para dos marcas de transformadores tanto monofásicos como trifásicos, para una carga con factor de potencia unitario y la tabla VII para un factor de potencia igual a 0.8. Estos valores han sido suministrado por los fabricantes.

A falta de información sobre el porcentaje de regulación de un transformador monofásico o trifásico esta se puede calcular a partir de la siguiente fórmula:

$$\% \text{Reg} = \frac{\text{KVA}_{\text{carga}}}{\text{KVA}_{\text{nominal}}} \left[ V_R \cos \theta + V_X \sin \theta + \frac{(V_X \cos \theta - V_R \sin \theta)^2}{200} \right] \quad (25)$$

Donde:  $\cos \theta$  es el factor de potencia de la carga.

A partir de esta fórmula se deduce que la reactancia de un transformador tiene un efecto muy apreciable sobre la regulación en factores de potencia bajos.

En resumen se establece que los transformadores monofásicos en bancos trifásicos tienen una mejor regulación, es decir un porcentaje de regulación menor que los transformadores trifásicos y esto se debe principalmente a que, como se demostró anteriormente en el artículo 2-2, los transformadores monofásicos

TABLA #VI      PORCENTAJES DE REGULACION PARA TRANSFORMADORES  
 MONOFASICOS Y TRIFASICOS DE 2 MARCAS A Y B F.P.=1.0

MONOFASICOS			TRIFASICOS		
MARCA KVA	A	B	MARCA KVA	A	B
10	1.50	1.60	30	1.70	2.10
15	1.30	1.60	45	1.65	2.00
25	1.30	1.50	75	1.60	1.80
37.5	1.10	1.30	112.5	1.45	1.70
50	1.10	1.30	150	1.30	1.60
75	1.00	1.20	225	1.20	1.50
100	1.00	1.10	300	1.00	1.40
167	0.90	1.00	500	1.00	1.30

A: General Electric

B: TPL

TABLA #VII      PORCENTAJES DE REGULACION PARA TRANSFORMADORES  
 MONOFASICOS Y TRIFASICOS DE 2 MARCAS A Y B F.P.=0.8

MONOFASICOS			TRIFASICOS		
KVA	MARCA A	B	KVA	MARCA A	B
10	1.70	2.20	30	2.20	3.30
15	1.50	1.80	45	2.10	3.30
25	1.90	1.50	75	2.10	2.90
37.5	1.60	1.60	112.5	2.10	2.90
50	1.70	1.40	150	2.00	3.20
75	1.70	1.40	225	2.20	3.40
100	1.70	1.40	300	1.90	3.40
167	1.70	1.60	500	2.25	3.30

A: General Electric

B: TPL

tienen menor impedancia que los trifásicos.

En las tablas VIII, IX, X y XI se dan valores de porcentajes de regulación para distintos factores de potencia considerando varios valores de resistencia y reactancia, todas para transformadores funcionando a plena carga o capacidad nominal.

#### 2.4 ANALISIS COMPARATIVO DE LAS PERDIDAS

En un transformador hay dos distintos circuitos que deben ser considerados, el eléctrico, y el magnético. En cada uno de estos circuitos, ocurren pérdidas, las cuales pueden ser subdivididas en las siguientes:

##### 1.- Pérdidas en el circuito eléctrico.

- a) Pérdidas en el cobre debido a las corrientes de carga.
- b) Pérdidas en el cobre debido a la corriente en vacío.
- c) Pérdidas en el cobre debido a la corriente que alimenta las pérdidas.
- d) Pérdidas por corrientes parásitas y en conductores debido a los campos magnéticos de dispersión.

TABLA VIII  
 PORCENTAJE DE REGULACION A  
 FACTOR DE POTENCIA = 1

R	X										
	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
.5	.505	.506	.507	.508	.510	.511	.513	.514	.516	.518	.520
.6	.605	.606	.607	.608	.610	.611	.613	.614	.616	.618	.620
.7	.705	.706	.707	.708	.710	.711	.713	.714	.716	.718	.720
.8	.805	.806	.807	.808	.810	.811	.813	.814	.816	.818	.820
.9	.905	.906	.907	.908	.910	.911	.913	.914	.916	.918	.920
1.0	1.005	1.006	1.007	1.008	1.010	1.011	1.013	1.014	1.016	1.018	1.020
1.1	1.105	1.106	1.107	1.108	1.110	1.111	1.113	1.114	1.116	1.118	1.120
1.2	1.205	1.206	1.207	1.208	1.210	1.211	1.213	1.214	1.216	1.218	1.220
1.3	1.305	1.306	1.307	1.308	1.310	1.311	1.313	1.314	1.316	1.318	1.320
1.4	1.405	1.406	1.407	1.408	1.410	1.411	1.413	1.414	1.416	1.418	1.420
1.5	1.505	1.506	1.507	1.508	1.510	1.511	1.513	1.514	1.516	1.518	1.520
1.6	1.605	1.606	1.607	1.608	1.610	1.611	1.613	1.614	1.616	1.618	1.620
1.7	1.705	1.706	1.707	1.708	1.710	1.711	1.713	1.714	1.716	1.718	1.720
1.8	1.805	1.806	1.807	1.808	1.810	1.811	1.813	1.814	1.816	1.818	1.820
1.9	1.905	1.906	1.907	1.908	1.910	1.911	1.913	1.914	1.916	1.918	1.920
2.0	2.005	2.006	2.007	2.008	2.010	2.011	2.013	2.014	2.016	2.018	2.020

TABLA IX  
 PORCENTAJE DE REGULACION A  
 FACTOR DE POTENCIA = .95

% R	% X										
	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
.5	.790	.822	.855	.887	.919	.951	.984	1.016	1.049	1.082	1.115
.6	.885	.917	.949	.981	1.014	1.046	1.078	1.111	1.144	1.176	1.209
.7	.980	1.012	1.044	1.076	1.108	1.141	1.173	1.206	1.238	1.271	1.304
.8	1.075	1.107	1.139	1.171	1.203	1.235	1.268	1.300	1.333	1.365	1.398
.9	1.169	1.201	1.233	1.265	1.298	1.330	1.362	1.395	1.427	1.460	1.493
1.0	1.264	1.296	1.328	1.360	1.392	1.425	1.457	1.489	1.522	1.554	1.587
1.1	1.359	1.391	1.423	1.455	1.487	1.519	1.551	1.584	1.616	1.649	1.682
1.2	1.454	1.486	1.518	1.550	1.582	1.614	1.646	1.678	1.711	1.743	1.776
1.3	1.549	1.581	1.612	1.644	1.676	1.709	1.741	1.773	1.805	1.838	1.871
1.4	1.644	1.675	1.707	1.739	1.771	1.803	1.835	1.868	1.900	1.933	1.965
1.5	1.738	1.770	1.802	1.834	1.866	1.898	1.930	1.962	1.995	2.027	2.060
1.6	1.833	1.865	1.897	1.929	1.961	1.993	2.025	2.057	2.089	2.122	2.154
1.7	1.928	1.960	1.992	2.023	2.055	2.087	2.119	2.152	2.184	2.216	2.249
1.8	2.023	2.055	2.086	2.118	2.150	2.182	2.214	2.246	2.279	2.311	2.343
1.9	2.118	2.150	2.181	2.213	2.245	2.277	2.309	2.341	2.373	2.406	2.438
2.0	2.213	2.244	2.276	2.308	2.340	2.372	2.404	2.436	2.468	2.500	2.533

TABLA X  
 PORCENTAJE DE REGULACION A  
 FACTOR DE POTENCIA = .90

% R	% X										
	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
.5	.888	.932	.977	1.021	1.066	1.110	1.155	1.200	1.244	1.289	1.334
.6	.987	1.022	1.066	1.111	1.155	1.200	1.244	1.289	1.334	1.379	1.424
.7	1.068	1.112	1.156	1.200	1.245	1.289	1.334	1.379	1.423	1.468	1.513
.8	1.157	1.202	1.246	1.290	1.334	1.379	1.423	1.468	1.513	1.557	1.602
.9	1.247	1.291	1.335	1.380	1.424	1.468	1.513	1.557	1.602	1.647	1.692
1.0	1.337	1.381	1.425	1.469	1.514	1.558	1.602	1.647	1.692	1.736	1.781
1.1	1.427	1.471	1.515	1.559	1.603	1.648	1.692	1.737	1.781	1.826	1.871
1.2	1.517	1.561	1.605	1.649	1.693	1.737	1.782	1.826	1.871	1.915	1.960
1.3	1.606	1.650	1.694	1.739	1.783	1.827	1.871	1.916	1.960	2.005	2.049
1.4	1.696	1.740	1.784	1.828	1.872	1.917	1.961	2.005	2.050	2.094	2.139
1.5	1.786	1.830	1.874	1.918	1.962	2.006	2.051	2.095	2.139	2.184	2.228
1.6	1.876	1.920	1.964	2.008	2.052	2.096	2.140	2.184	2.228	2.273	2.318
1.7	1.966	2.010	2.054	2.098	2.142	2.186	2.230	2.274	2.318	2.363	2.407
1.8	2.056	2.100	2.144	2.187	2.231	2.275	2.320	2.364	2.408	2.452	2.497
1.9	2.150	2.190	2.233	2.277	2.321	2.366	2.409	2.453	2.498	2.542	2.587
2.0	2.236	2.280	2.323	2.367	2.411	2.455	2.499	2.543	2.587	2.632	2.676

TABLA XI PORCENTAJE DE REGULACION A FACTOR DE POTENCIA = .50

R	X										
	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
.5	1.116	1.203	1.289	1.376	1.463	1.550	1.636	1.723	1.810	1.897	1.984
.6	1.166	1.253	1.339	1.426	1.513	1.599	1.686	1.773	1.860	1.946	2.033
.7	1.216	1.303	1.389	1.476	1.563	1.649	1.736	1.823	1.909	1.996	2.083
.8	1.266	1.353	1.439	1.526	1.612	1.699	1.786	1.872	1.959	2.046	2.133
.9	1.316	1.403	1.489	1.576	1.663	1.749	1.836	1.922	2.009	2.096	2.182
1.0	1.367	1.453	1.540	1.626	1.713	1.799	1.886	1.972	2.059	2.146	2.232
1.1	1.417	1.503	1.590	1.676	1.763	1.849	1.936	2.022	2.109	2.195	2.282
1.2	1.468	1.554	1.640	1.727	1.813	1.900	1.986	2.072	2.159	2.246	2.332
1.3	1.518	1.604	1.691	1.777	1.863	1.950	2.036	2.123	2.209	2.296	2.382
1.4	1.569	1.655	1.741	1.827	1.914	2.000	2.087	2.173	2.259	2.346	2.432
1.5	1.619	1.705	1.792	1.878	1.964	2.051	2.137	2.223	2.310	2.396	2.483
1.6	1.670	1.756	1.842	1.929	2.015	2.101	2.187	2.274	2.360	2.446	2.533
1.7	1.721	1.807	1.893	1.979	2.065	2.152	2.238	2.324	2.411	2.497	2.583
1.8	1.772	1.858	1.944	2.030	2.116	2.202	2.289	2.375	2.461	2.547	2.634
1.9	1.823	1.909	1.995	2.081	2.167	2.253	2.339	2.425	2.512	2.598	2.684
2.0	1.874	1.960	2.046	2.132	2.218	2.304	2.390	2.476	2.562	2.649	2.735

## 2.- Pérdidas en el circuito magnético.

- a) Pérdidas por histéresis en las laminaciones del núcleo.
- b) Pérdidas por corrientes parásitas en las laminaciones del núcleo.
- c) Pérdidas por corrientes de fuga en pasadores, tornillos, etc.

### 2.4.1 CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS

En vacío, existen las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas debidas al flujo en el núcleo, y las pérdidas ocasionadas por la corriente de excitación. Esta última origina también un pequeño flujo de autoinducción y consiguientes pérdidas adicionales en el cobre, cuya magnitud es, sin embargo, insignificante.

Al cerrarse el secundario sobre un circuito exterior y establecerse la corriente de carga en ambos devanados, las pérdidas por efectos de esta corriente crecen como el cuadrado de las intensidades; las pérdidas adicionales en el cobre, por la acción del flujo de dispersión, se hacen sensibles, y la variación del flujo mutuo en el núcleo altera también las pérdidas en el hierro, pero estas como

se considera al flujo constante se hacen despreciables.

En resumen las pérdidas que tienen lugar en el transformador se clasifican en: pérdidas en vacío y pérdidas en carga.

#### 2.4.2 PERDIDAS EN VACIO

Las pérdidas en vacío se consideran básicamente que son las pérdidas en el hierro por cuanto estas son las más significativas, entre las pérdidas en vacío se tienen las siguientes:

- a) Pérdidas por histéresis magnética.
- b) Pérdidas por corrientes parásitas.
- c) Pérdidas por efecto de la corriente de excitación.
- d) Pérdidas por corrientes parásitas en los pasadores, elementos de montaje, etc.

##### a) PERDIDAS POR HISTERESIS MAGNETICA EN VACIO

Estas pérdidas dependen de la calidad de las chapas o laminaciones usadas; esto es naturalmente, proporcional al peso de material usado y varían de acuerdo al valor de  $\mu_p$

la densidad del flujo. Por supuesto para minimizar estas pérdidas el peso del material debe ser conservado tan pequeño como sea posible, y la densidad del flujo no debe ser excesiva, se debe tener presente que el decremento de la densidad de flujo como una perspectiva para reducir las pérdidas por histéresis, ocasiona, el uso de una mayor cantidad de hierro, lo cual incrementa la longitud de las vueltas de los devanados, o bien, un incremento en el número de vueltas en los devanados, así en uno u otro caso se incrementan las pérdidas en los devanados.

#### b) PERDIDA POR CORRIENTES PARASITAS EN VACIO

Estas pérdidas dependen de la densidad del flujo empleado, la calidad del material de las chapas o laminaciones, del grosor de éstas, y la eficacia del aislamiento de las chapas.

Muchas de las observaciones sobre las pérdidas por histéresis son aplicables a las pérdidas por corrientes parásitas en las chapas, y de hecho las dos pérdidas son usualmente calculadas por los fabricantes.

Las pérdidas para un peso dado de material pueden ser reducidas disminuyendo el grosor de las chapas, pero

disminuyendo este grosor excesivamente, presenta las siguientes desventajas:

a) Si el grosor de las laminaciones es mayormente reducido, la suma total del grosor de la aislación entre ellos se hace mayor y aún más importante, puesto que se obtiene un pobre factor de espacio.

b) Si se adelgaza la aislación entre las chapas o láminas, es más difícil el ensamblaje del núcleo y si el grosor es también reducido, la ventaja de tratar de ganar en pérdidas en el hierro es nulificado por una mala intercalación de las abrazaderas. Además, un núcleo completo de laminaciones finas no presenta una dureza mecánica como una construcción de láminas gruesas.

#### c) PERDIDAS POR EFECTO DE LA CORRIENTE DE EXITACION

Estas pérdidas son muy pequeñas, dado que la corriente en vacío o de excitación en un transformador bien diseñado y bien construido por lo general no excede el 5% de la corriente de plena carga. Es evidente, además, que las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente, por lo que en muchos casos es extremadamente pequeña, y provee pasos tanto, como en diseño y construcción, para

conservar la corriente en vacío dentro de límites razonables, estas pérdidas son despreciables.

En la práctica la corriente en vacío es conservada en un valor razonable, diseñando para una densidad de flujo debajo del punto de saturación crítico y por una construcción cuidadosa de la estructura del núcleo laminado.

#### d) PERDIDA POR CORRIENTES PARASITAS EN LOS PASADORES, ELEMENTOS DE MONTAJE, ETC.

Estas pérdidas son muy difíciles de predecir y como en el caso de pérdidas por corrientes parásitas en conductores, son usualmente calculadas añadiendo un porcentaje, el cual es determinado por la experiencia, y están relacionadas con la estructura del núcleo.

### 2.4.3 PERDIDAS EN CARGA

Como el flujo en el núcleo se mantiene prácticamente constante, las pérdidas en carga son en su gran mayoría debidas al aumento de corriente por efecto de la carga conectada y tienen lugar en los devanados.

Entre las pérdidas en carga se tienen las siguientes:

- a) Pérdidas por corriente de carga.
- b) Pérdidas por corriente que alimenta las pérdidas.
- c) Pérdidas por corrientes parásitas debido a flujos de dispersión.

a) PERDIDAS POR CORRIENTE DE CARGA

Estas pérdidas son iguales a la suma de los cuadrados de las corrientes multiplicado por las resistencias de los varios devanados. Como estas corrientes son fijadas por el valor nominal, es evidentemente imposible reducir las pérdidas. Con lo que lo único que puede disminuir estas pérdidas al mínimo son las resistencias de los varios devanados aumentando su sección transversal y disminuyendo su longitud, tanto como sea posible.

Esto involucra un aumento de tamaño de los bastidores y además las pérdidas en el circuito magnético.

b) PERDIDAS POR CORRIENTE QUE ALIMENTA PERDIDAS

En cualquier transformador la entrada siempre excede a

la salida por una cantidad igual a la suma de todas las pérdidas y en consecuencia la corriente primaria es mayor que el valor obtenido por cálculos de la salida nominal y el voltaje primario. Las pérdidas son adicionales debido al incremento de la corriente primaria, estas pérdidas son despreciables y si se reducen las antes mencionadas estas también pueden ser reducidas.

c) PERDIDAS POR CORRIENTES PARASITAS DEBIDO A FLUJOS DE DISPERSION

Estas pérdidas son causadas por las corrientes parásitas en los conductores individuales los cuales son arreglados por campos magnéticos desviados. Ellas son las pérdidas más difíciles de calcular con cierto grado de magnitud muy considerable si no se tiene cuidado en el diseño.

En general estas son proporcionales al cuadrado de la densidad del flujo de dispersión, al peso total del cobre en el transformador, y al cuadrado de la dimensión de los conductores individuales para la trayectoria del flujo de dispersión.

En este caso, para minimizar las pérdidas sólo un factor se puede alterar y es la dimensión de los conductores individuales, subdividiendo los conductores y aislando las varias porciones de uno y otro. Esto deriva otra forma de pérdidas en transformadores las cuales son generalmente consideradas como parte de las pérdidas por corriente parásita, estas pérdidas se derivan del hecho de que sus longitudes pueden no ser iguales y también que ellas no pueden estar similarmente ubicadas con respecto al flujo de dispersión. Esta dificultad es contrarrestada transponiendo las distintas porciones de los conductores durante el proceso de devanado.

#### 2.4.4 CALCULO DE PERDIDAS

El cálculo de las pérdidas de un transformador está basado en la consideración de que existen pérdidas fijas y pérdidas variables y cuya clasificación se encuentra en la tabla XII.

De acuerdo a esta tabla y a lo expuesto con anterioridad se puede establecer que las pérdidas fijas equivalen a las pérdidas en vacío y las pérdidas variables a las pérdidas en carga.

TABLA XII CLASIFICACION DE LAS PERDIDAS

PERDIDAS	DENOMINACION	CAUSA	NATURALEZA	CARACTER		LOCALIZACION
				PARCIAL	TOTAL	
TOTALES	FLJAS	FLUJO MAGNETICO MUTUO	HISTERESIS MAGNETICAS	TEORICAS EMPIRICAS	EMPIRI- CAS	EN LAS ETAPAS EN LOS PASADORES Y ELEMENTOS DE MONTAJE
			CORRIENTES PARASITAS	TEORICAS EMPIRICAS		EN LAS CHAPAS EN LAS REBABAS, PASADORES, ETC.
	VARIABLES	CORRIENTE DE CARGA *	CORRIENTE DE CARGA	TEORICAS	TEORI- CAS	EN LOS CONDUCTO- RES
			EFEECTO SUPERFICIAL	TEORICAS O EMPIRI- CAS	TEORI- CAS O EMPIRI- CAS	EN LOS CONDUCTO- RES
						EN EL HIERRO
						EN EL COBRE

\* Prescindiendo de la corriente de excitación.

## a) PERDIDAS FIJAS O EN VACIO

Las pérdidas denominadas fijas son las ocasionadas por la histéresis y corrientes parásitas que se desarrollan en el núcleo por efecto del flujo mutuo. Con transformadores defectuosamente proyectados, adquieren también importancia las pérdidas de la misma naturaleza en otros elementos constructivos del transformador: soporte, tirantes, caja, etc, y contribuye siempre a aumentarlas la presencia de rebabas en las chapas y pasadores mágicos en el núcleo y el deterioro del aislamiento al montarlas.

Por ello, las fórmulas teóricas que se deducen para el cálculo de las pérdidas, carecen de interés práctico y sólo deben considerarse como meros exponentes de los factores que influyen en el resultado.

Las fórmulas son las siguientes:

$$\text{Para la histéresis: } P_h \propto A l f B_m^2 \quad (26)$$

$$\text{Para corrientes parásitas: } P_e \propto A l f^2 B_m^2 e^2 \quad (27)$$

Donde:  $P_h$  = Pérdidas por histéresis

- $P_e$  = Pérdidas por corrientes parásitas  
 $B_m$  = Densidad de flujo máxima  
 $A$  = Sección transversal del núcleo  
 $l$  = Longitud del núcleo  
 $f$  = Frecuencia  
 $x$  = Varía entre 1.7 y algo más de 2.0 dependiendo del material  
 $e$  = Espesor de las chapas

De las relaciones antes expuestas se establece que las pérdidas en vacío dependen fundamentalmente del volumen del núcleo, la densidad de flujo máxima y el espesor de las chapas.

Otra razón por la que no es posible calcular las pérdidas matemáticamente a un valor aceptable es que la densidad de flujo no se distribuye uniformemente sobre la sección transversal sino que tiende a concentrarse hacia la superficie exterior de las chapas, como resultado de que las corrientes parásitas ejercen una acción desmagnetizante cada vez mayor hacia el centro del núcleo.

Por lo tanto, estas pérdidas son suministradas por los fabricantes.

## b) PERDIDAS VARIABLES O EN CARGA

Las pérdidas denominadas variables o en carga son las ocasionadas por la corriente de carga teniendo lugar en los devanados y con más detalle en la resistencia de estos sumándose las pérdidas adicionales producidas por la distribución no uniforme de la densidad de corriente en los devanados.

Para el cálculo de estas pérdidas se tiene que considerar que la resistencia varía con la temperatura para lo cual existe una fórmula que permite obtener la resistencia a cualquier temperatura partiendo de un valor dado:

$$\frac{R_{t_2}}{R_{t_1}} = \frac{t_2 + 234.5}{t_1 + 234.5} \quad ( 28 )$$

Donde:  $R_{t_1}$  = Resistencia del conductor a temperatura  $t_1$ .

$R_{t_2}$  = Resistencia del conductor a temperatura  $t_2$ .

$t_1$  = Temperatura inicial

$t_2$  = Temperatura final

Los flujos de dispersión, no actúan de una manera uniforme sobre todas las partes de la sección del conductor, ocasionando que la densidad de corriente no sea uniforme,

por lo que se forman corrientes parásitas superpuestas a la corriente uniformemente distribuida. Estas corrientes originan las pérdidas adicionales que son inversamente proporcionales a la resistencia del devanado, disminuyendo éstas con el aumento de la temperatura.

Con el incremento de la temperatura la resistencia de los devanados se incrementa en un valor de 0.4% por cada 1°C de incremento a partir de 15°C luego las pérdidas a cualquier temperatura serán:

$$P'_{CR} = P_{CR}(1+0.4(t-15)/100) \quad ( 29 )$$

Donde:  $P_{CR}$  = Pérdidas en carga en los devanados a 15°C.  
 $P'_{CR}$  = Pérdidas en carga en los devanados a una temperatura de t°C.

Para las pérdidas por corrientes parásitas:

$$P'_{CP} = P_{CP}/(1+0.4(t-15)/100) \quad ( 30 )$$

Donde:  $P_{CP}$  = Pérdidas en carga por corrientes parásitas a 15°C.  
 $P'_{CP}$  = Pérdida en carga por corrientes parásitas a una temperatura de t°C.

En las figuras 23 y 24 se muestran curvas en las cuales se

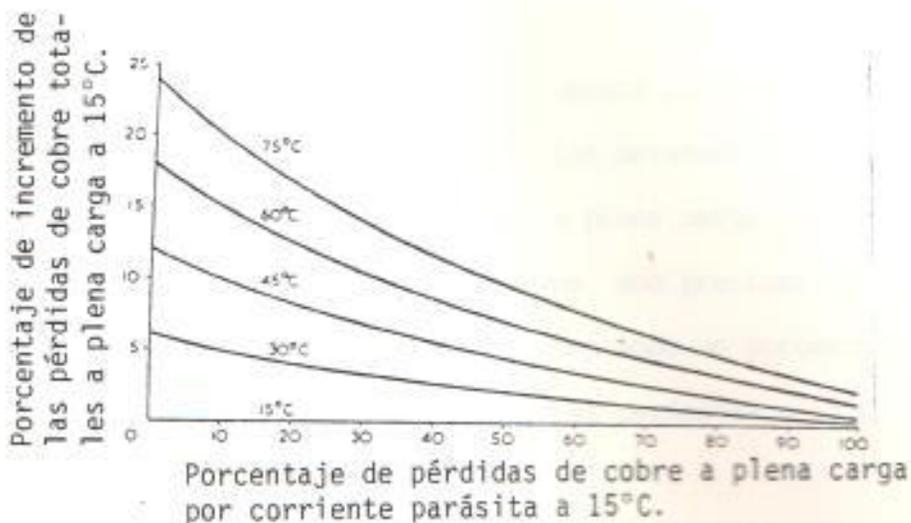


Fig. #23 Porcentajes de incremento de pérdidas de cobre totales a plena carga a 15 C a temperaturas menores a 75 C y para diferentes porcentajes de pérdidas de cobre por corriente parásita.

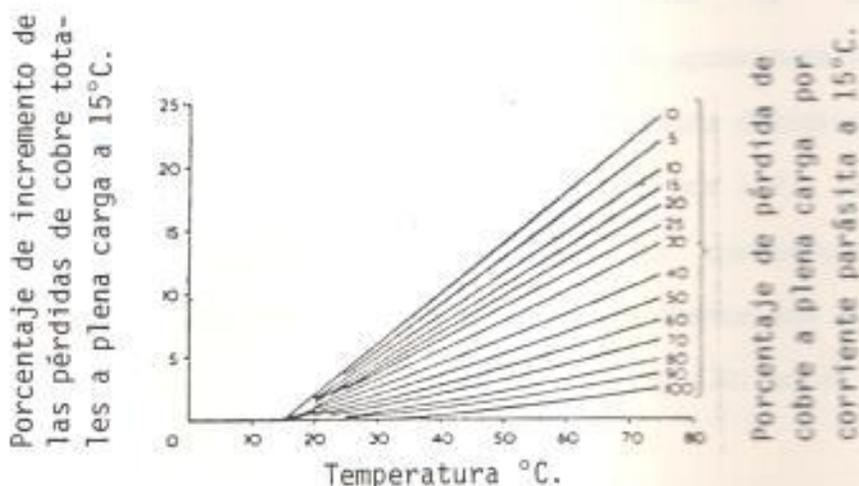


Fig. #24 Porcentajes de incremento de pérdidas de cobre totales a plena carga a 15 C a temperaturas menores a 75 C y para diferentes porcentajes de pérdidas de cobre por corriente parásita.

aprecia la influencia de varios porcentajes de pérdidas por corrientes parásitas en los devanados a plena carga sobre las pérdidas de cobre a plena carga a 15°C, para varias temperaturas. Las curvas son precisas y aplicables a cualquier transformador, teniendo un porcentaje de pérdidas a plena carga por corrientes parásitas a 15°C.

Los fabricantes de transformadores por lo general establecen las pérdidas de cobre totales a plena carga y a una temperatura de 75°C; siendo esta una temperatura de referencia y no necesariamente indica una relación a la temperatura máxima o promedio de operación del transformador. Una estimación aproximada de las pérdidas de cobre a 15°C puede ser obtenida dividiendo las pérdidas de cobre total con carga a 75°C por 1.2. Si el porcentaje de las pérdidas de cobre por corrientes parásitas es conocido, se obtiene inmediatamente los dos componentes y aplicando las relaciones (29) y (30) antes expuestas los verdaderos valores a 15°C.

Los datos de pérdidas suministrados por los fabricantes están dados en vatios con corriente nominal. Los datos de pérdidas para otras condiciones de operación pueden ser obtenidas de:

$$P_{CARGA} = \frac{I_{CARGA}}{I_{NOMINAL}} P_{NOMINAL} \quad (31)$$

De lo expuesto en los artículos anteriores se establece que los parámetros que influyen en las pérdidas de los transformadores dependen en su gran mayoría de las condiciones de fabricación, por lo tanto el ingeniero que planifica un sistema de distribución tiene que partir de los datos de pérdidas suministrados por fabricantes, teniendo control solamente sobre las pérdidas originadas por el porcentaje de carga que tendrán los transformadores durante su período de funcionamiento.

En las tablas XIII, XIV y XV, se dan los valores de pérdidas en vacío, en carga y totales, para un banco de transformadores monofásicos y para un transformador trifásico estás para dos margas distintas A y B.

En conclusión y a partir de estas tablas se establece:

1.- Las pérdidas en vacío, en general son mayores en el banco monofásico que en el transformador trifásico, debido al tamaño relativamente menor del núcleo de transformador trifásico.

2.- Las pérdidas en carga, son menores en el banco monofásico que en el transformador trifásico debido a la mayor impedancia del último.

TABLA #XIII PERDIDAS EN VACIO

MARCA KVA	BANCO MONOFASICO		TRANSFORMADOR TRIFASICO	
	A	B	A	B
30	189	210	214	180
45	258	285	262	245
75	345	405	340	330
112.5	510	540	390	460
150	534	630	567	535
225	840	780	600	700
300	1005	1005	900	1000
500	1590	1350	1250	1400

A: General Electric

B: TPL

TABLA #XIV PERDIDAS EN COBRE

MARCA KVA	BANCO MONOFASICO		TRANSFORMADOR TRIFASICO	
	A	B	A	B
30	453	480	506	640
45	603	720	738	885
75	984	1094	1205	1300
112,5	1200	1470	1595	1850
150	1611	1890	1908	2385
225	2265	2730	2800	3300
300	2965	3215	3030	4260
500	4665	4910	5050	6700

A: General Electric

B: TPL

TABLA #XV PERDIDAS TOTALES

MARCA KVA	BANCO MONOFASICO		TRANSFORMADOR TRIFASICO	
	A	B	A	B
30	642	690	720	820
45	861	1005	1000	1130
75	1329	1500	1545	1630
112.5	1710	2010	1985	2310
150	2145	2520	2475	2920
225	3105	3510	3400	4000
300	3930	4230	3930	5260
500	6255	6360	6300	6500

A: General Electric

B: TPL

## 2.5 ANALISIS COMPARATIVO DEL RENDIMIENTO

El rendimiento tiene por finalidad establecer el grado de optimización del funcionamiento de un transformador.

El rendimiento de un transformador expresado en porcentaje es igual a:

$$\eta = \frac{\text{Potencia de Salida}}{\text{Potencia de entrada}} \times 100 \quad (32)$$

Como la carga en cualquier sistema no es constante, el transformador no siempre opera a plena carga, se hace importante determinar el efecto que sobre el rendimiento tendrá la variación de la carga.

### 2.5.1 VARIACION DEL RENDIMIENTO

Se estableció que las pérdidas en vacío en vatios, son constantes e independientes de la carga ya que sólo son producidas por el flujo, y este a su vez, si el voltaje primario es constante, prácticamente será estable mientras que las pérdidas en carga o en el cobre en vatios, varían con el cuadrado de la corriente de carga.

Ahora, si tanto las pérdidas en vacío como en carga, se

expresan como porcentaje de los KVA nominal estas variarán en razón inversa y directa, respectivamente, con la carga. Por consiguiente el rendimiento será:

$$\eta = 100 - \frac{100[(p_o/i) + ip_c]}{100 \cos\theta + (p_o/i) + ip_c} \quad (33)$$

donde:  $p_o$  = Porcentaje de pérdidas en vacío de los KVA nominal.

$p_c$  = Porcentaje de pérdidas en carga de los KVA nominal

$i$  = Fracción de carga (  $i \approx 1$  )

$\cos\theta$  = Factor de potencia de la carga.

### 2.5.2 METODO DEL CALCULO DEL RENDIMIENTO CON LA CARGA

El método para el cálculo de rendimiento cuando la carga varía consiste en base a la ecuación (33) establecer para diferentes condiciones de carga del transformador y para distintos factores de potencia de la carga, curvas que permiten determinar las condiciones bajo las cuales opera el transformador.

Este procedimiento se debe realizar para los transformadores a comparar, teniendo presente la relación de pérdidas existentes. En la fig. #25 se muestra una

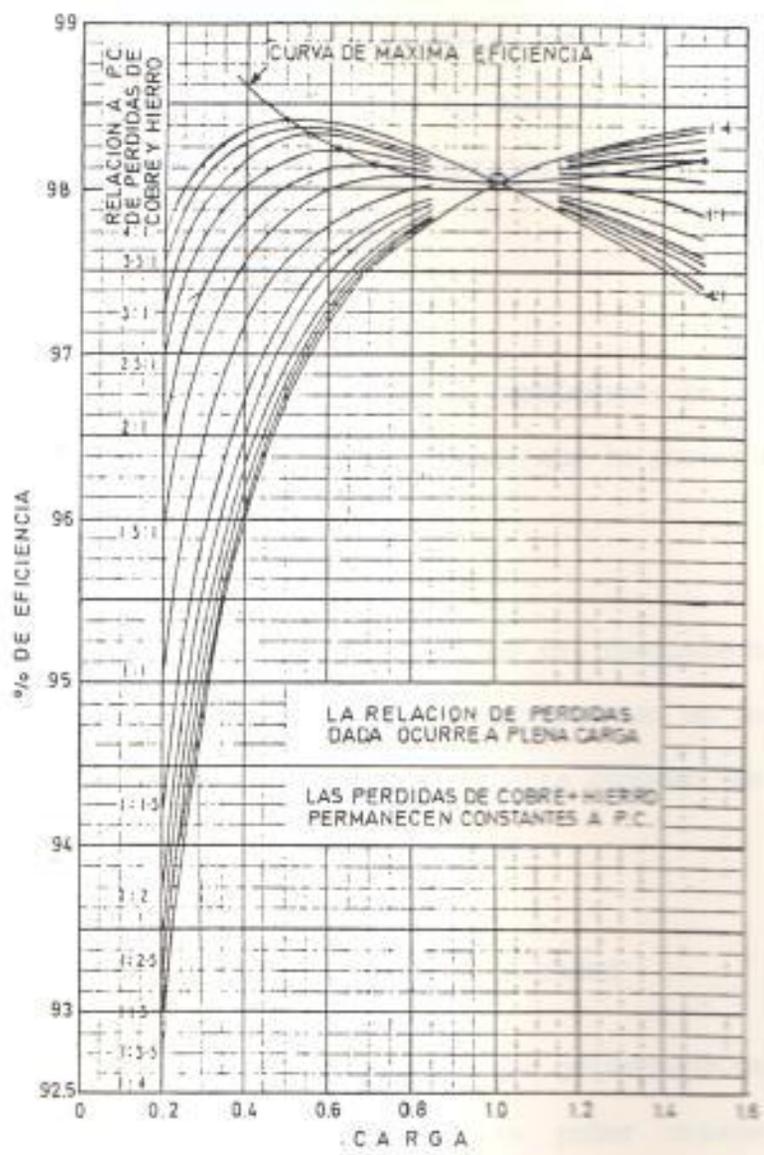


fig.#25 Efecto de la variación de la relación de pérdidas a plena carga sobre la eficiencia del transformador.

familia de curvas que dan el rendimiento para diversas relaciones de pérdidas en el cobre a plena carga, a las de vacío, para distintos porcentajes de carga, considerando un 2% de pérdidas totales.

De las que se aprecia que el rendimiento baja más rápido en la parte anterior (menor carga) que la posterior, al punto de máximo rendimiento.

Para realizar cálculos rápidos del rendimiento se pueden utilizar los monogramas que se presentan en las figuras #26 y #27 en los cuales es suficiente conocer los porcentajes de pérdidas en vacío y en carga.

### 2.5.3 ANALISIS DEL RENDIMIENTO CON LA CARGA

Si se quiere determinar a que porcentaje de carga debe operar el transformador para poder obtener su máximo rendimiento, conociendo de antemano los porcentajes de pérdidas respectivos se utiliza la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Carga} = \sqrt{p_0/p_c} \times 100 \quad (34)$$

Un factor que hay que tener presente es que los transformadores no trabajan a su plena carga, sino durante

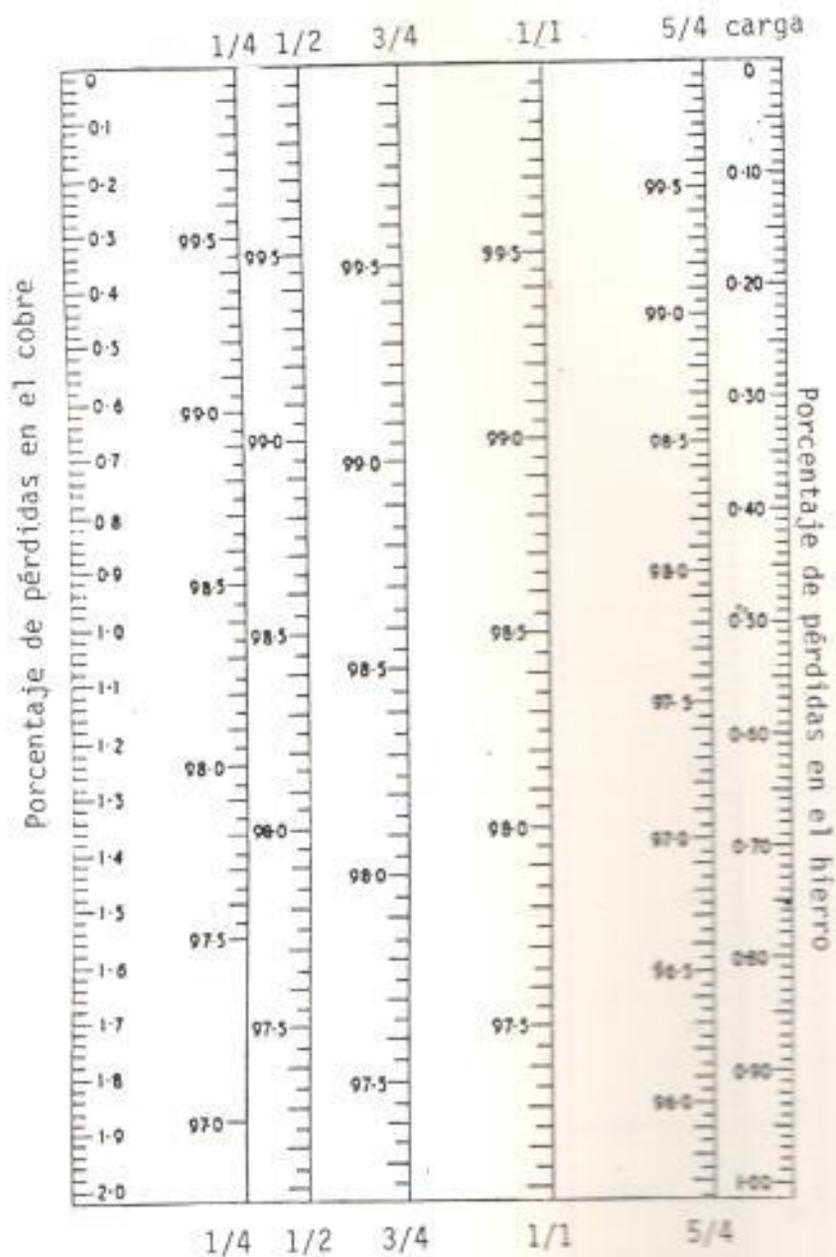


fig.#26 Diagrama de eficiencia del transformador.

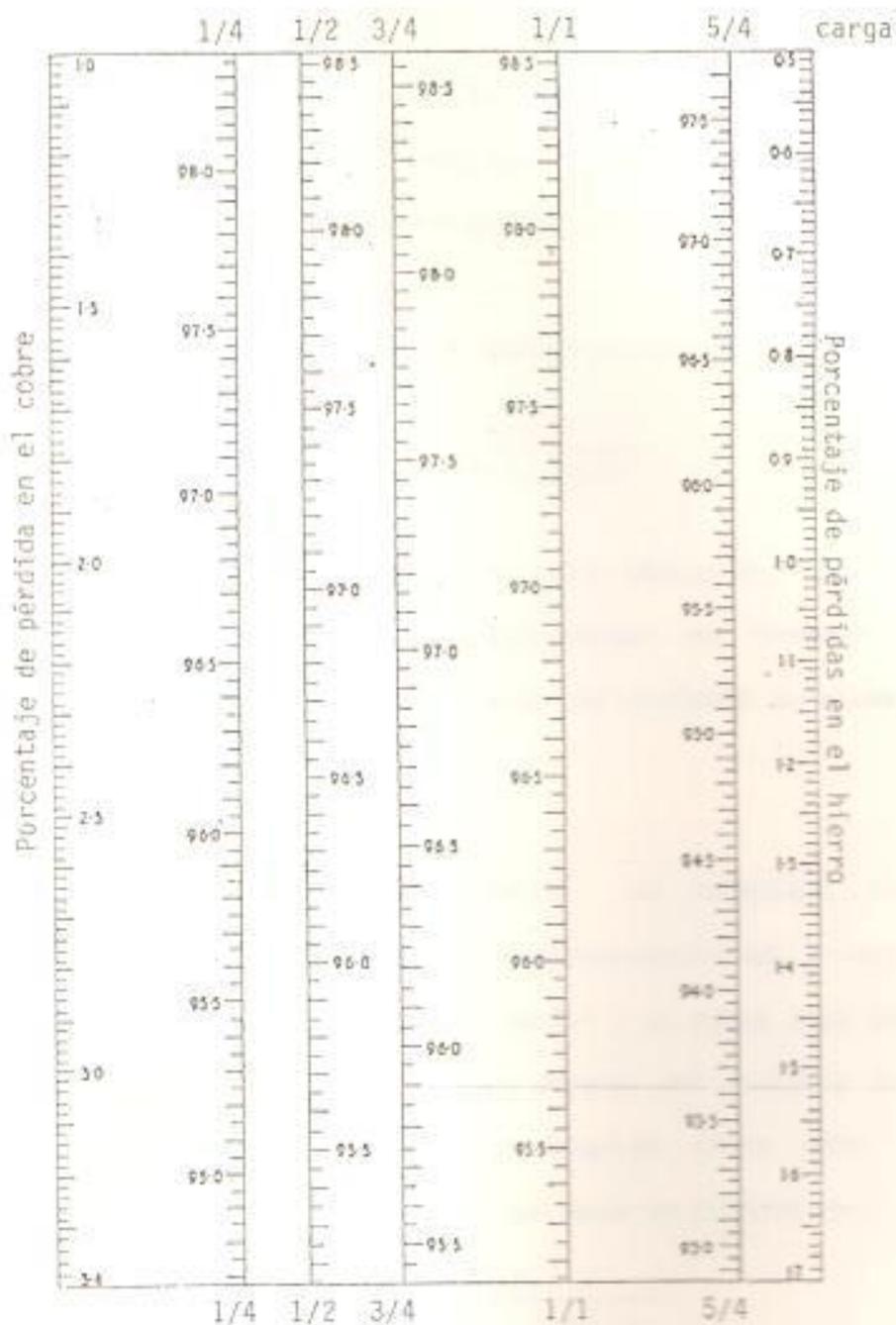


fig.#27 Diagrama de eficiencia del transformador.

una parte del día, que no es la mayor parte del tiempo, por ésta razón es conveniente que el rendimiento máximo se produzca a cargas menores que la nominal.

La expresión que nos da el máximo rendimiento es:

$$\eta_{\text{MAX}} = 100 - \frac{200\sqrt{p_0 p_c}}{100 \cos\theta + 2\sqrt{p_0 p_c}} \quad ( 35 )$$

En la cual se aprecia que el valor máximo del rendimiento que se obtiene de un transformador no depende de la distribución de pérdidas, sino del producto de ellas y del factor de potencia de la carga.

De lo expuesto anteriormente, se establece que el rendimiento máximo depende exclusivamente del producto de las pérdidas (en carga y en vacío) y la carga a la que este rendimiento máximo se produce depende del cociente de estas mismas pérdidas. Ahora la relación entre este máximo rendimiento y la carga a la que este se produce es:

$$\eta_{\text{MAX}} = 100 - \frac{200i}{\frac{100 \cos\theta}{p_T} (1-i^2) + 2i} \quad ( 36 )$$

Donde:  $p_T$  = Porcentaje de pérdidas totales de los KVA nominal

Esto implica que cuando se fija el rendimiento del

transformador a plena carga y además se hace coincidir también con la plena carga el rendimiento máximo, su valor será de todos modos inferior al rendimiento máximo que puede obtenerse fijando esta condición para cualquier otra carga.

De la familia de curvas de la fig.#25 se aprecia que a pérdidas constantes (2%) el rendimiento está siempre por encima del de plena carga en mayor proporción cuando menores sean las pérdidas en el hierro, esto teniendo como norma no trabajar sobrecargado el transformador.

## 2.6 ANALISIS COMPARATIVO DE LA CORRIENTE DE EXITACION

La corriente de excitación es la componente de la corriente de carga que produce el flujo magnético en el transformador, cuando este opera en vacío la corriente de excitación es la misma que la corriente en vacío.

La magnitud de esta corriente se considera practicamente despreciable en muchos casos. Su importancia radica en las componentes de tercera armónica que tienen lugar cuando los voltajes aplicados al primario son sinusoidales y balanceados.

El efecto de las componentes de tercera armónica sobre los transformadores y el sistema depende principalmente de la forma como el Banco de transformadores es conectado; por consiguiente se hace el análisis para los varios tipos de conexiones.

Considerese el banco de transformadores cuyo primario está conectado en triángulo, por lo tanto las corrientes de línea no tendrán componente de tercera armónica ni de sus múltiplos, el valor efectivo de la corriente de línea en vacío no es  $\sqrt{3}$  veces el valor efectivo de las corrientes de excitación sino un poco menor, luego la corriente de excitación que circula en el triángulo será:

$$I_{\phi_{\Delta}} = \sqrt{I_{\phi_1}^2 + I_{\phi_3}^2 + I_{\phi_5}^2 + \dots} \quad (37)$$

la corriente de excitación en la línea será:

$$I_{\phi_L} = \sqrt{3} \sqrt{I_{\phi_1}^2 + 0 + I_{\phi_3}^2 + \dots} \quad (38)$$

Si las armónicas múltiplos de la tercera son despreciables:

$$I_{\phi} = \sqrt{3} \sqrt{I_{\phi_{\Delta}}^2 - I_{\phi_3}^2} \quad (39)$$

Las componentes de tercera armónica de las corrientes de excitación en los primarios conectados en triángulo causa caída de voltaje de

tercera armónica en la impedancia de dispersión en los primarios de cada transformador, como consecuencia de esto la fem inducida en los secundarios tendrán componentes de tercera armónica. Si los secundarios se conectan en estrella con el neutro aislado las corrientes de excitación de tercera armónica quedan confinadas al primario y la caída de tensión en la impedancia de dispersión del primario, aparece como pequeños componentes en los voltajes de línea a neutro del secundario, pero estas terceras armónicas no se presentan en los voltajes de línea a línea. Si por el contrario el secundario se conecta en delta, la corriente de excitación de tercera armónica está presente en ambos devanados.

Si los devanados primarios están conectados en estrella con el neutro del banco conectado al neutro de la fuente y los secundarios están en circuito abierto, un voltaje sinusoidal aplicado origina que la componente fundamental de la corriente de excitación sean iguales y desplazadas  $120^\circ$  por lo que su suma es cero, pero las componentes de tercera armónica están en fase por lo que la corriente por el neutro bajo estas condiciones es 3 veces la componente de tercera armónica de la corriente de excitación, ocasionando que se presenten pequeños componentes en el voltaje de línea a neutro del secundario pero que no están presentes en los voltajes de línea a línea. Si los devanados secundarios se conectan en delta, la fem de tercera armónica inducida en estos origina una corriente de tercera armónica que

circula en la delta y con la acción combinada de las dos corrientes de excitación, primaria y secundaria, permite la variación casi sinusoidal del flujo.

Para el caso de una conexión  $Y-\Delta$  pero con neutro aislado, no existen las corrientes de tercera armónica por cuanto no tienen camino de retorno, el secundario en  $\Delta$  proporciona una trayectoria para estas corrientes de excitación de tercera armónica.

Las corrientes de excitación necesarias para mantener el flujo sinusoidal fluyen en los devanados conectados en  $\Delta$  de los bancos  $\Delta-\Delta$ ,  $\Delta-Y$  o  $Y-\Delta$  pero no están presentes en las líneas trifásicas conectadas a los transformadores cuando los neutros de los devanados conectados en  $Y$  están aislados de otros neutros del sistema.

Considérese ahora que el banco se conecta  $Y-Y$  con neutros aislados, la corriente de excitación alimentada a cualquier transformador podría encontrar su camino de retorno a la fuente a través de los primarios de los otros transformadores originándose, voltajes de línea a neutro más o menos desbalanceados, por la ausencia de componentes de tercera armónica en las corrientes de excitación, estos voltajes tendrán componentes de tercera armónica, despreciando los valores mayores de la tercera armónica el voltaje

de línea a neutro será:

$$V_Y = \sqrt{V_{Y1}^2 + V_{Y3}^2} \quad (40)$$

El valor de la tercera armónica varía entre 30 a 70% de la fundamental luego:

$$V_Y = (1.04 \text{ a } 1.22) V_{Y1} \quad (41)$$

y en función del voltaje de línea:

$$V_Y = (1.04 \text{ a } 1.22) \frac{V_L}{\sqrt{3}} \quad (42)$$

En conclusión los efectos que se presentan van a depender de la magnitud de la corriente de excitación, por lo que es necesario que exista la menor, pero suficiente corriente de excitación para un mejor funcionamiento del banco de transformadores.

En la tabla XVI se presentan valores en porcentaje de la corriente de excitación de transformadores monofásicos y trifásicos de dos marcas distintas A y B. De esta tabla se aprecia que el valor de la corriente de excitación depende del fabricante pues en un caso es menor la del trifásico y en el otro es mayor con relación al monofásico. En consecuencia, previa la selección del o los transformadores será necesario conocer estos valores de los

TABLA XVI PORCENTAJES DE CORRIENTE DE EXITACION PARA TRANSFORMADORES MONOFASICOS Y TRIFASICOS DE 2 MARCAS. A Y B.

MONOFASICOS			TRIFASICOS		
MARCA KVA	A	B	MARCA KVA	A	B
10	2.3	3.0	30	2.0	4.0
15	2.0	2.5	45	1.5	4.0
25	1.5	2.5	75	1.5	3.5
37.5	1.4	2.5	112.5	1.5	3.5
50	1.4	2.4	150	1.1	3.0
75	1.4	2.0	225	1.0	2.5
100	1.4	1.8	300	1.0	2.5
167	1.5	1.8	500	1.5	2.0

A: General Electric

B: TPL

fabricantes.

## 2.7 ANALISIS COMPARATIVO DE LA VIDA UTIL

Basicamente lo que rige la vida del transformador es el deterioro de la aislación, la cual es afectada por la temperatura de operación y el tiempo.

El tiempo de vida esperado para los transformadores a varias temperaturas de operación no es conocido con seguridad pero la información dada con respecto a la pérdida de vida de la aislación a temperaturas elevadas se considera conservadora.

La subida de temperatura sobre la cual el valor nominal para el transformador está basado toma en consideración dos factores: primero, la vida de la aislación es afectada por la temperatura de operación, y segundo, la temperatura ambiente es asumida que será la misma para toda la vida del transformador.

La temperatura ambiente es un factor importante en la determinación de la capacidad de carga y como en el presente estudio se trata de determinar la carga que el transformador puede soportar es necesario conocer la probable temperatura ambiente que existirá para lo cual se pueden dar dos casos:

- 1.- Para cargas con una vida útil normal se utiliza la temperatura promedio, que se calcula en base de la temperatura promedio diaria para el mes involucrado promediada sobre un número de años.
- 2.- Para cargas de corto tiempo con un sacrificio moderado de la vida útil, se emplea la temperatura diaria máxima promedio, basada sobre la temperatura diaria máxima promedio para el mes involucrado promediada sobre algunos años.

Las temperaturas ambiente promedio deben cubrir períodos no mayores de 24 horas con una temperatura máxima no mayor de  $10^{\circ}\text{C}$  sobre la promedio. En base de esto los transformadores disminuyen o aumentan su capacidad por cada  $1^{\circ}\text{C}$  mayor o menor de la temperatura ambiente de  $30^{\circ}\text{C}$  en 1.5 y 1.0% respectivamente.

En la tabla XVII se dan valores de carga pico diaria en por unidad de la capacidad nominal sin disminución de la vida útil estos valores son referenciales.

Se pueden determinar pérdidas relativas de vida para varias combinaciones de tiempo y temperatura, esto cuando se sobrecarga el transformador con un sacrificio moderado en la vida útil del mismo, asumiendo una temperatura en el punto más caliente. La temperatura más caliente es la suma de la temperatura de medio

TABLA XVII: CARGA PICO DIARIA EN P.U. DE LA NOMINAL PARA UNA VIDA UTIL NORMAL.

CARGA EQUIVALENTE CONTINUA EN PORCENTAJE DE LA NOMINAL PRECEDIENDO A LA CARGA PICO		50%						75%						90%					
		AMBIENTE EN GRADOS °C						AMBIENTE EN GRADOS °C						AMBIENTE EN GRADOS °C					
CARGA PICO EN HORAS		0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
1		2.52	2.39	2.26	2.12	1.96	1.79	2.40	2.26	2.12	1.96	1.77	1.49	2.31	2.16	2.02	1.82	1.43	*
2		2.15	2.03	1.91	1.79	1.65	1.50	2.06	1.94	1.82	1.68	1.52	1.26	2.00	1.87	1.74	1.57	1.26	*
4		1.82	1.72	1.61	1.50	1.38	1.25	1.77	1.66	1.56	1.44	1.20	1.09	1.73	1.62	1.50	1.36	1.13	*
8		1.57	1.48	1.39	1.28	1.18	1.05	1.55	1.46	1.36	1.25	1.13	0.96	1.53	1.44	1.33	1.21	1.02	*
24		1.36	1.27	1.18	1.08	0.97	0.86	1.36	1.27	1.17	1.07	0.97	0.84	1.35	1.26	1.16	1.07	0.95	*

de enfriamiento, la temperatura promedio de los devanados arriba del medio enfriante.

En las tablas #XVIII, XIX, y XX, se dan las capacidades de sobrecarga cuando los transformadores trabajan al 50, 75, 90% de carga continua con duración de carga pico 1 a 24 horas para un porcentaje de pérdida de vida dado. Estos datos están basados en transformadores que tienen:

- Temperatura en el punto más caliente arriba de la temperatura ambiente de 75°C.
- Temperatura tope del aceite arriba de la temperatura ambiente 55°C.
- Relación de pérdidas cobre a hierro 2.7 a 1
- Temperatura ambiente 30°C.

Las limitaciones de temperatura y carga para estas tablas son:

- Temperatura máxima del aceite 120°C.
- Temperatura máxima en el punto más caliente 200°C.
- Sobrecarga máxima en corto tiempo (1/2 horas o menos) 300%.

TABLA XVII

CAPACIDAD DE SOBRECARGA CON PERDIDA MODERADA DE VIDA ÚTIL.  
CARGA EQUIVALENTE ANTES DE CARGA PICO = 50% DE LA NOMINAL

CARGA PICO EN HORAS	PERDIDA DE VIDA EN POR CIENTO NO MAYOR QUE:	NUMERO DE VECES DE CARGA PICO DE LA NOMINAL					
		TEMPERATURA AMBIENTE °C					
		0	10	20	30	40	50
1	0.05	2.77	2.64	2.51	2.38	2.25	2.11
	0.10	2.85	2.73	2.61	2.49	2.36	2.23
	0.50	3.11	3.00	2.88	2.76	2.64	2.51
	1.00	3.22	3.12	3.00	2.89	2.77	2.65
2	0.05	2.34	2.25	2.13	2.02	1.89	1.77
	0.10	2.43	2.33	2.22	2.10	1.99	1.87
	0.50	2.65	2.54	2.44	2.34	2.23	2.12
	1.00	2.75	2.64	2.54	2.45	2.34	2.23
4	0.05	1.99	1.90	1.80	1.70	1.60	1.48
	0.10	2.06	1.96	1.87	1.77	1.67	1.57
	0.50	2.24	2.15	2.06	1.97	1.88	1.77
	1.00	2.32	2.24	2.15	2.06	1.97	1.87
8	0.05	1.73	1.64	1.55	1.46	1.36	1.25
	0.10	1.78	1.70	1.61	1.53	1.43	1.33
	0.50	1.93	1.86	1.78	1.69	1.61	1.52
	1.00	2.01	1.93	1.86	1.77	1.69	1.60
24	0.05	1.50	1.41	1.33	1.24	1.15	1.04
	0.10	1.56	1.47	1.39	1.30	1.21	1.11
	0.50	1.69	1.61	1.54	1.45	1.37	1.28
	1.00	1.76	1.68	1.60	1.53	1.45	1.35

Las pérdidas de vida mostradas son adicionales a 0.0137% por día de pérdidas de vida para una vida útil normal.

TABLA XIX

CAPACIDAD DE DURABILIDAD CON PÉRDIDA MODERADA DE VIDA ÚTIL,  
CARGA EQUIVALENTE ANTES DE CARGA PICO = 75% DE LA NOMINAL

CARGA PICO EN HORAS	PERDIDA DE VIDA EN POR CIENTO NO MAYOR QUE:	NUMERO DE VECES DE CARGA PICO DE LA NOMINAL					
		TEMPERATURA AMBIENTE °C					
		0	10	20	30	40	50
1	0.05	2.65	2.53	2.40	2.27	2.12	1.95
	0.10	2.74	2.63	2.50	2.37	2.22	2.07
	0.50	3.01	2.89	2.77	2.65	2.52	2.39
	1.00	3.13	3.02	2.90	2.78	2.66	2.53
2	0.05	2.28	2.17	2.05	1.93	1.80	1.65
	0.10	2.36	2.25	2.14	2.02	1.90	1.75
	0.50	2.58	2.47	2.37	2.26	2.15	2.03
	1.00	2.67	2.58	2.47	2.37	2.27	2.15
4	0.05	1.95	1.85	1.76	1.65	1.54	1.40
	0.10	2.02	1.92	1.83	1.72	1.62	1.50
	0.50	2.20	2.11	2.02	1.93	1.83	1.72
	1.00	2.28	2.20	2.11	2.02	1.92	1.82
6	0.05	1.71	1.62	1.53	1.43	1.33	1.21
	0.10	1.77	1.68	1.59	1.50	1.41	1.30
	0.50	1.92	1.85	1.76	1.67	1.58	1.49
	1.00	1.99	1.92	1.83	1.76	1.67	1.58
24	0.05	1.50	1.41	1.33	1.24	1.13	1.04
	0.10	1.55	1.47	1.38	1.29	1.20	1.10
	0.50	1.69	1.61	1.53	1.45	1.37	1.28
	1.00	1.76	1.68	1.60	1.52	1.44	1.35

Las pérdidas de vida mostradas son adicionales a 0.0137% por día de pérdidas de vida para una vida útil normal.

CARGA PICO EN HORAS	PERDIDA DE VIDA EN POR CENTAJE NO MAYOR QUE:	NUMERO DE VECES DE CARGA PICO DE LA NOMINAL					
		TEMPERATURA AMBIENTE °C					
		0	10	20	30	40	50
1	0.05	2.57	2.44	2.31	2.16	1.97	1.74
	0.10	2.66	2.54	2.41	2.27	2.11	1.92
	0.50	2.94	2.81	2.70	2.57	2.43	2.30
	1.00	3.06	2.94	2.82	2.70	2.58	2.44
2	0.05	2.21	2.11	1.98	1.85	1.70	1.51
	0.10	2.30	2.19	2.07	1.95	1.81	1.64
	0.50	2.52	2.42	2.31	2.20	2.08	1.96
	1.00	2.62	2.52	2.41	2.31	2.20	2.09
4	0.05	1.91	1.82	1.71	1.60	1.47	1.30
	0.10	1.98	1.89	1.79	1.68	1.56	1.42
	0.50	2.17	2.08	1.99	1.89	1.79	1.67
	1.00	2.26	2.16	2.08	1.99	1.88	1.79
8	0.05	1.69	1.60	1.51	1.41	1.29	1.15
	0.10	1.75	1.67	1.57	1.47	1.38	1.26
	0.50	1.90	1.83	1.74	1.65	1.56	1.46
	1.00	1.98	1.91	1.82	1.74	1.65	1.56
24	0.05	1.49	1.41	1.32	1.23	1.13	1.03
	0.10	1.54	1.47	1.38	1.29	1.20	1.09
	0.50	1.69	1.61	1.53	1.45	1.36	1.27
	1.00	1.75	1.68	1.60	1.52	1.43	1.35

Las pérdidas de vida mostradas son adicionales a 0.0137% por día de pérdidas de vida para una vida útil normal.

En consecuencia el tiempo de vida de los transformadores depende de la carga y sus variaciones, además de la capacidad de este para las sobrecargas, por esto para realizar una comparación entre el banco de transformadores y el transformador trifásico se hace menester hacer el estudio de la carga que soporta cada uno.

## 2.8 CARACTERISTICAS DE CARGA

En un sistema de distribución el factor más importante es la carga del usuario siendo este es el único factor sobre el cual el Ingeniero no tiene control. Para el diseño responsable de un sistema es necesario conocer las características de la carga a la que se quiere dar servicio. A falta de una información detallada, se puede basar sobre otras experiencia pero estableciendo claramente que se trata de aproximaciones.

Entre las principales características tenemos:

- 1.- Demanda Promedio (o carga) por usuario durante períodos significativos (expresados ambos en número y por curvas de carga).
- 2.- Energía consumida por usuario durante períodos significativos
- 3.- Factores de carga para períodos significativos basados sobre

demandas en tiempos significativos durante los períodos (relación de la carga promedio sobre el período a la demanda en un tiempo significativo en el período).

- 4.- Factores de diversidad para períodos significativos (relación del promedio de la máxima demanda individual de los usuarios durante un período al promedio de su demanda individual coincidente en un tiempo significativo en el período). Recíproco del factor de coincidencia.
- 5.- Factores de coincidencia para períodos significativos (relación del promedio de las demandas individual coincidentes de los usuarios en un tiempo significativo en un período al promedio de su máxima demanda individual durante el período) inverso del factor de diversidad.
- 6.- Factor de potencia (relación de la carga a la carga aparente, por usuario, durante un o unos períodos significativos).

Un período significativo de tiempo, es uno para el cual los datos observados son típicos de condiciones y valores que están controlándose.

#### 2.8.1 TIPOS DE CARGA

Las cargas son por lo general consideradas dentro de 3

tipos: residencial, comercial e industrial, dentro de estos las cargas se clasifican dependiendo de un propósito específico. Algunas formas de clasificación se dan en la tabla XXI.

#### 2.8.2 DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS DE CARGA

Las características de carga pueden ser determinadas por mediciones efectuadas en el terreno o por estimación estadística basadas en mediciones realizadas. Debido al gran número de cargas existentes puede resultar impracticable la medición, por lo tanto, para sistemas nuevos es necesario comparar este con sistemas existentes en los cuales las características de carga son conocidas por procesos estadísticos.

Algunas características se consideran básicas, y estas son: demanda máxima y carga promedio, otras en cambio son funciones de las básicas como factores de diversidad y coincidencia.

En el diseño de sistemas de distribución nuevos es necesario determinar:

- 1.- Demanda por abonado, para lo cual se parte de la

TABLA XXI CLASIFICACION DE LAS CARGAS

FORMAS DE CLASIFICACION	CLASIFICACION
MEDIO AMBIENTE O LOCALIZACION GEOGRAFICA	CENTRO DE LA CIUDAD URBANA SUBURBANA RURAL
TIPO DE CONSUMIDOR	RESIDENCIAL COMERCIAL INDUSTRIAL
CONFIANZA SOBRE EL SERVICIO ELECTRICO	CRITICA EMERGENCIA NORMAL
EFECTO SOBRE CARGAS Y DISEÑO DEL SISTEMA Y OPERACION	TRANSIENTE ESTADO ESTABLE
SERVICIO ELECTRICO	RESIDENCIAL ILUMINACION COMERCIAL POTENCIA COMERCIAL INDUSTRIAL

estimación de los distintos equipos que el abonado puede tener, sea este tipo residencial, comercial o industrial.

2.- Factor de coincidencia, se lo puede determinar a partir de la ecuación.

$$C_n = C + \frac{1 - C}{N} \quad ( 43 )$$

Donde:  $C_n$  = Factor de coincidencia

$N$  = Número de consumidores

$C$  = Varía entre 0.3 y 0.38

Estas dos características son el punto de partida para la determinación de la capacidad del transformador para una carga dada.

### 2.8.3 APLICACION DE LAS CARACTERISTICAS DE CARGA

Una vez determinada la demanda pico del usuario y aplicado el factor de coincidencia para varios usuarios, se encuentra la carga que soportará el banco de transformadores.

Es necesario conocer la forma aproximada de la curva de carga para poder determinar la carga pico y su duración

para establecer el deterioro del transformador, es decir, su vida útil.

Un factor que tiene que ser considerado y analizado para la carga del transformador es el crecimiento de la carga, esto es el aumento de carga que tiene el usuario con el paso del tiempo.

Por lo tanto el transformador no debe ser cargado a su máxima capacidad en el instante de su instalación, por que es muy posible que al poco tiempo deba ser cambiado por estar operando con sobrecarga o en caso contrario se llega a una considerable reducción de su vida útil.

## 2.9 ANALISIS COMPARATIVO DE ASPECTOS GENERALES

### 2.9.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Es conocido que los transformadores que forman un banco, o bien un transformador trifásico pueden ser conectados de muy variadas formas. Dependiendo de la carga a la que se va a servir y del nivel de voltaje. En este aspecto el banco monofásico presenta la ventaja sobre el transformador trifásico por cuanto con los mismos 3 transformadores se pueden conseguir todos los tipos de conexiones, a

diferencia de la unidad trifásica que el tipo de conexión es parte inherente del transformador con lo cual para cambiar la conexión es necesario cambiar el transformador.

El nivel de voltaje con el que se va a dar servicio al usuario depende primordialmente de la conexión del banco.

Otra ventaja que presentan los transformadores monofásicos es la factibilidad de formar un banco trifásico con sólo dos transformadores.

Una tercera ventaja del banco monofásico, es la posibilidad de utilizar transformadores de diversas capacidades para formar el banco, situación con la cual se evita el desperdicio de KVA disponibles, que puede ocurrir en los transformadores trifásicos cuando la carga a la que se quiere dar servicio es menor que la capacidad nominal del transformador.

En la tabla XXII se presentan las distintas alternativas de conexión de sistemas trifásicos con los niveles de voltaje que se encuentra en el secundario, característica de igualdad de las impedancias de los transformadores, tipo de carga y las limitaciones u objeciones de cada conexión.

TABLA XIII  
CONDICIONES DE TRANSFORMADORES Y SU USO

CONEXION	NECESARIAMENTE EXISTENCIAS	TIPO DE CARGA A SER USADA	LIMITACIONES O OBSERVACIONES PARA EL USO DE LA CONEXION
DELTA - DELTA	SI	CARGAS CARGAS 3 Ø CON PEQUEÑA CANTIDAD DE 1 Ø	NUNCA
DELTA-ESTRELLA	NO	PEQUEÑA CANTIDAD DE 3 Ø DONDE LAS CARGAS DE ILU- MINACION Y POTENCIA SON TOMADAS DE TODAS LAS EN- DICES	LAS ROTORES PUEDEN QUEDARSE POR UNA FALLA EN EL PRIMA- RIO A NO SER QUE TENGAN PRO- TECCION DE SOBRECORRIENTE EN LAS 3 FASES.
ESTRELLA-DELTA	NO	CARGAS TRIFASICAS DESBALAN- CADAS. EL TRANSFOR- MADOR DE LOS TORN 2/3 DE 1Ø + 1/3 DE 3Ø. LAS UNI- DADES DE POTENCIA TORN 1/3 DE 1Ø + 1/3 DE 3Ø.	LOS ROTORES PUEDEN QUEDARSE DEBIDO AL PRIMARIO ABERTO. A NO SER QUE TENGAN PROTECCION DE SOBRECORRIENTE EN LAS 3 FASES.
ESTRELLA-DELTA PRIMARIO CON NEUTRO	NO	CARGAS TRIFASICAS DESBALAN- CADAS. EL TRANSFOR- MADOR DE LOS TORN 2/3 DE 1Ø + 1/3 DE 3Ø. LAS UNI- DADES DE POTENCIA TORN 1/3 DE 1Ø + 1/3 DE 3Ø.	NO USAR SIN APLICACION ESPE- CIAL. NO ACEPTIBLE A QUE SE QUEME PARA UNA FALLA EN EL PRIMARIO.
ESTRELLA-DELTA PRIMARIO ATERRIZADO	NO	1/3 DE 1Ø + 1/3 DE 3Ø. CARGAS TRIFASICAS DESBALAN- CADAS. EL TRANSFOR- MADOR DE LOS TORN 2/3 DE 1Ø + 1/3 DE 3Ø. LAS UNI- DADES DE POTENCIA TORN 1/3 DE 1Ø + 1/3 DE 3Ø.	NO USAR SIN APLICACION ESPE- CIAL. NO ACEPTIBLE A QUE SE QUEME PARA UNA FALLA EN EL PRIMARIO.
ESTRELLA-ESTRELLA	SI O NO	CARGAS 3 Ø BALANCIADA	NO USAR SIN APLICACION ESPE- CIAL. PUEDE CAUSAR SERIOS PROBLEMAS Y FALLAR LOS TRANS- FORMADORES.
ESTRELLA-ESTRELLA PRIMARIO SIN NEUTRO	SI O NO	CARGAS 3 Ø BALANCIADA PEQUEÑA CANTIDAD 3 Ø	NO USAR SIN APLICACION ESPE- CIAL. PUEDE CAUSAR SERIOS PROBLEMAS Y FALLAR LOS TRANS- FORMADORES.
ESTRELLA-ESTRELLA	NO	CARGAS CARGAS 1 Ø CON PEQUEÑA CANTIDAD 3 Ø	POBRE REGULACION E INEPTI- CIENTE USO E LA CAPACIDAD. POBRE REGULACION EN INERTI- CIEN E INERTI-

### 2.9.2 CONDICIONES ANORMALES DE FUNCIONAMIENTO

La ventaja que se logra con la factibilidad de formar bancos trifásicos con transformadores monofásicos de distintas capacidades se aprecia mejor cuando la carga es desbalanceada, es decir, teniendo una relación muy alta de carga monofásica a carga trifásica, sumándose a esto impedancias de transformadores distintas, lo que ocasiona voltajes desbalanceados.

La magnitud del desbalance de voltaje varía con diferentes combinaciones de carga monofásica y trifásica, con la conexión del banco y con la combinación de las capacidades de los transformadores.

Las curvas que dan la carga de los transformadores se las obtiene para varias conexiones, a partir de las ecuaciones.

a: Estrella Abierta - Delta Abierta

$$K_1 = K_{AB} \sqrt{3} \quad (44)$$

$$K_3 = \sqrt{3} \left[ \sqrt{K_{BC}^2 - K_1^2 \text{Sen}^2(\alpha - 30^\circ)} - K_1 \text{Cos}(\alpha - 30^\circ) \right] \quad (45)$$

## b) Delta Abierta - Delta Abierta

Es el mismo a), si no hay impedancia del neutro.

## c) Delta - Delta

$$R_1^2 K_{\Delta C}^2 = K_3^2 + 4K_3K_1 \cos \alpha + 4K_1^2 \quad (46)$$

$$9K_{CA}^2 = K_3^2 R_2^2 + 2K_1K_3R_2R_3 \cos(\beta_2 - \beta_3 - \alpha) + K_1^2 R_3^2 \quad (47)$$

$$9K_{AB}^2 = K_3^2 R_4^2 + 2K_1K_3R_4R_3 \cos(\beta_4 - \beta_3 - \alpha) + K_1^2 R_3^2 \quad (48)$$

## d) Estrella a tierra - Delta

Es el mismo c) asumiendo cero la impedancia al neutro.

## e) Estrella - Delta

$$9K_{BC}^2 = K_3^2 + 4K_3K_1 \cos \alpha \quad (49)$$

$$9K_{CA}^2 = K_3^2 - 2K_3K_1 \cos(\alpha + 120^\circ) + K_1^2 \quad (50)$$

$$9K_{AB}^2 = K_3^2 - 2K_3K_1 \cos(120^\circ - \alpha) + K_1^2 \quad (51)$$

Donde:  $K_1$  = Carga Monofásica (KVA)

$K_3$  = Carga trifásica (KVA)

$K_{AB}, K_{BC}, K_{CA}$  = KVA de los transformadores en fases AB, BC, CA

$\theta_1$  = Angulo de fase de carga monofásica

$\theta_3$  = Angulo de fase de carga trifásica

$\alpha$  =  $\theta_3 - \theta_1$

$Z_{AB}, Z_{BC}, Z_{CA}$  = Impedancia en ohmios de los transformadores en fases AB, BC, CA

$R_1, R_2, R_3, R_4$  = Relaciones complejas de las impedancias de los transformadores.

$$R_1/\beta_1 = 2 + \frac{Z_{BC}}{Z_{AB}} \quad (52)$$

$$R_2/\beta_2 = \frac{-1.5Z_{BC} - j0.866(Z_{BC} + 2Z_{AB})}{Z_{BC} + 2Z_{AB}} \quad (53)$$

$$R_3/\beta_3 = \frac{3Z_{BC}}{Z_{BC} + 2Z_{AB}} \quad (54)$$

$$R_4/\beta_4 = \frac{-1.5Z_{BC} + j0.866(Z_{BC} + 2Z_{AB})}{Z_{BC} + 2Z_{AB}} \quad (55)$$

En las figuras # 28, 29 y 30 se dan las curvas de carga para varias conexiones, en ningún momento excediendo los KVA nominal de cada transformador.

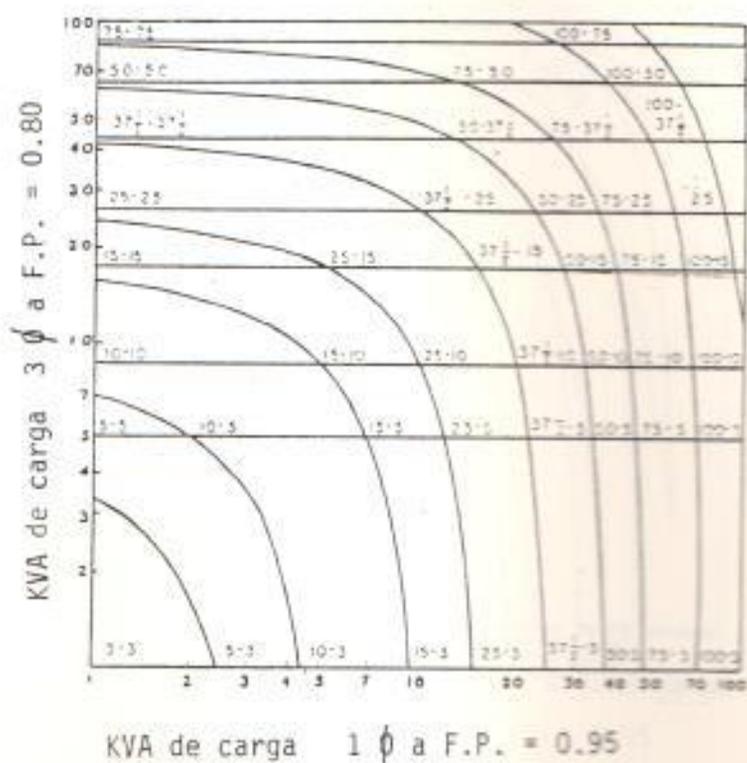


fig.#28 Curvas de carga para bancos de transformadores conectados en  $\gamma$ - $\Delta$  y  $\Delta$ - $\Delta$ .

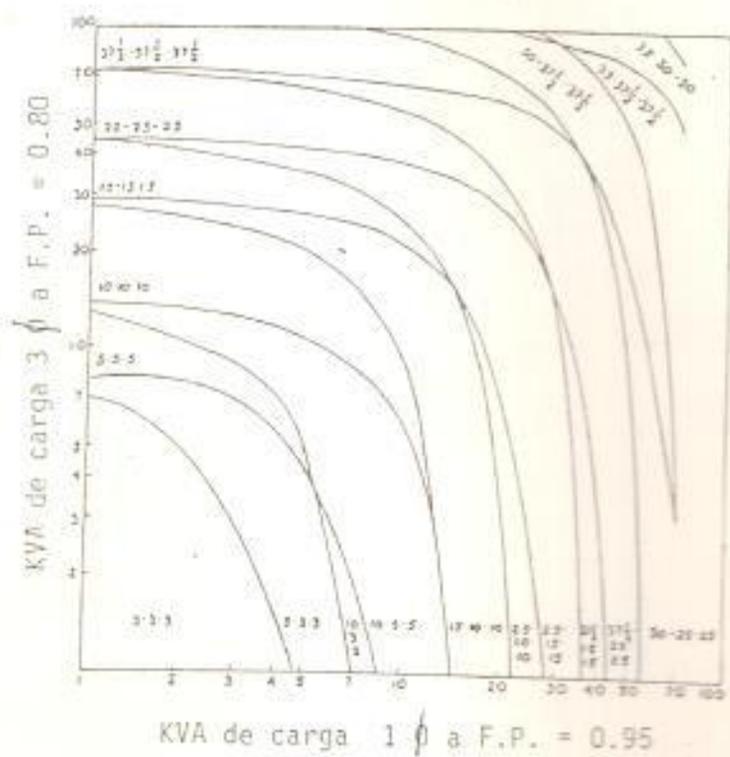


fig.#29 Curvas de carga para un banco de transformadores conectado en  $Y-\Delta$ .

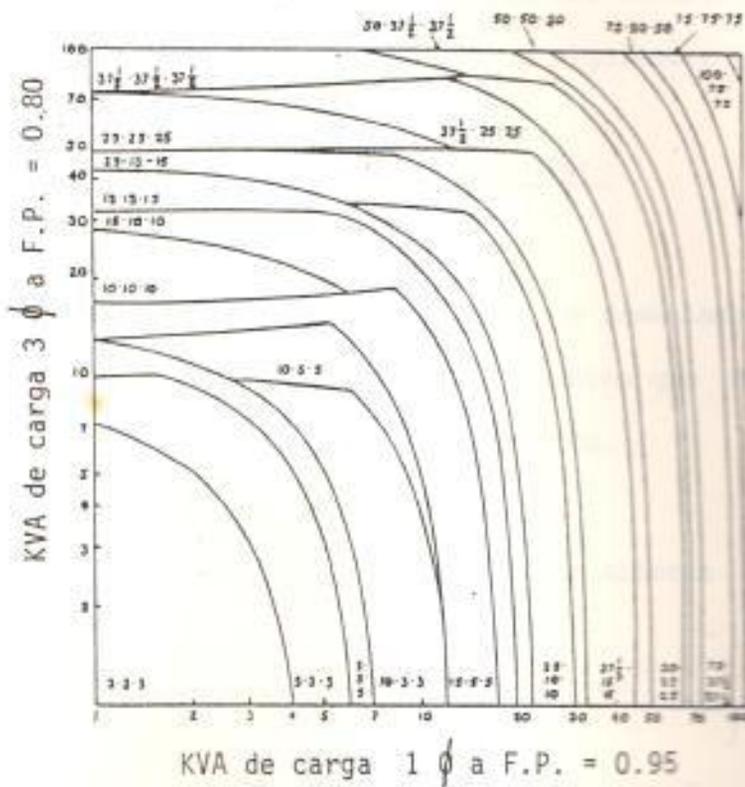


fig.#30 Curvas de carga para bancos  
 de transformadores  $\Delta-\Delta$   
 y  $\nabla-\Delta$ .

Para la obtención de las curvas que dan el porcentaje de voltaje desbalanceado, el cual es definido como la relación de la máxima desviación del voltaje promedio al voltaje promedio, se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\Delta V = \frac{AK_1 - BK_3}{1 + AK_1 + CK_3} \quad (56)$$

Donde:  $\Delta V$  = Voltaje desbalanceado

A, B, C = Constantes que dependen del tipo de conexión.

a) Estrella Abierta - Delta Abierta

$$A = 10^3 \frac{\cos\theta_1 - j\text{Sen}\theta_1}{V_{L-L}^2} \left[ \frac{Z_{AB}(1 - \alpha^2)}{3} + Z_L \right] \quad (57)$$

$$B = 10^3 \frac{\cos\theta_3 - j\text{Sen}\theta_3}{V_{L-L}^2} \left[ \frac{Z_{CA} + \alpha^2 Z_{BC}}{3} \right] \quad (58)$$

$$C = 10^3 \frac{\cos\theta_3 - j\text{Sen}\theta_3}{V_{L-L}^2} \left[ \frac{Z_{AB} + Z_{BC}}{3} + Z_L \right] \quad (59)$$

b) Delta Abierta - Delta Abierta

Como en el caso a) sin impedancia al neutro.

c) Delta - Delta

$$A = 10^3 \frac{\cos\theta_1 - j\text{Sen}\theta_1}{V_{L-L}^2} \left[ \frac{Z_{AB}Z_{BC}}{Z_{BC} + 2Z_{AB}} + Z_l \right] \quad (60)$$

$$B = 10^3 \frac{\cos\theta_3 - j\text{Sen}\theta_3}{V_{L-L}^2} \left[ \frac{Z_{AB}(Z_{AB} - Z_{BC})}{3(Z_{BC} + 2Z_{AB})} \right] \quad (61)$$

$$C = 10^3 \frac{\cos\theta_3 - j\text{Sen}\theta_3}{V_{L-L}^2} \left[ \frac{Z_{AB}(2Z_{BC} + Z_{AB})}{3(Z_{BC} + 2Z_{AB})} \right] \quad (62)$$

d) Estrella a tierra - Delta

El mismo caso c) si no hay impedancia al neutro

e) Estrella - Delta

$$A = 10^3 \frac{\cos\theta_1 - j\text{Sen}\theta_1}{V_{L-L}^2} \left[ \frac{2Z_{BC} + Z_{AB}}{9} + Z_l \right] \quad (63)$$

$$B = 10^3 \frac{\cos\theta_3 - j\text{Sen}\theta_3}{V_{L-L}^2} \left[ \frac{Z_{AB} - Z_{BC}}{9} \right] \quad (64)$$

$$C = 10^3 \frac{\cos\theta_3 - j\text{Sen}\theta_3}{V_{L-L}^2} \left[ \frac{Z_{BC} + 2Z_{AB}}{9} + Z_l \right] \quad (65)$$

Donde:  $Z_l$  = Impedancia de la línea.

$$\alpha = \frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Se aprecia que la impedancia de la línea del circuito secundario afecta al desbalance, una curva típica de

desbalance de voltaje se muestra en la fig. #31

Superponiendo la curva obtenida a la curva de carga para el mismo banco se encuentran las regiones en las que ocurre el voltaje desbalanceado.

Si uno de los transformadores del banco se quema, este puede ser retirado de servicio, manteniéndose el servicio trifásico con los otros dos transformadores, reduciéndose lógicamente la capacidad del banco, siendo esta una gran ventaja sobre el transformador trifásico en el cual si una de las fases internas se quema toda la unidad debe ser retirada, suspendiéndose el servicio.

### 2.9.3 INSTALACION DE TRANSFORMADORES

Un aspecto importante y que está involucrado directamente en los costos del transformador es la infraestructura necesaria para el montaje del banco. Pudiendo ser estos en un sólo poste en una estructura tipo H, o en un cuarto.

Para el caso del cuarto, lógico es que para tres transformadores monofásicos será de mayor superficie que para un trifásico.

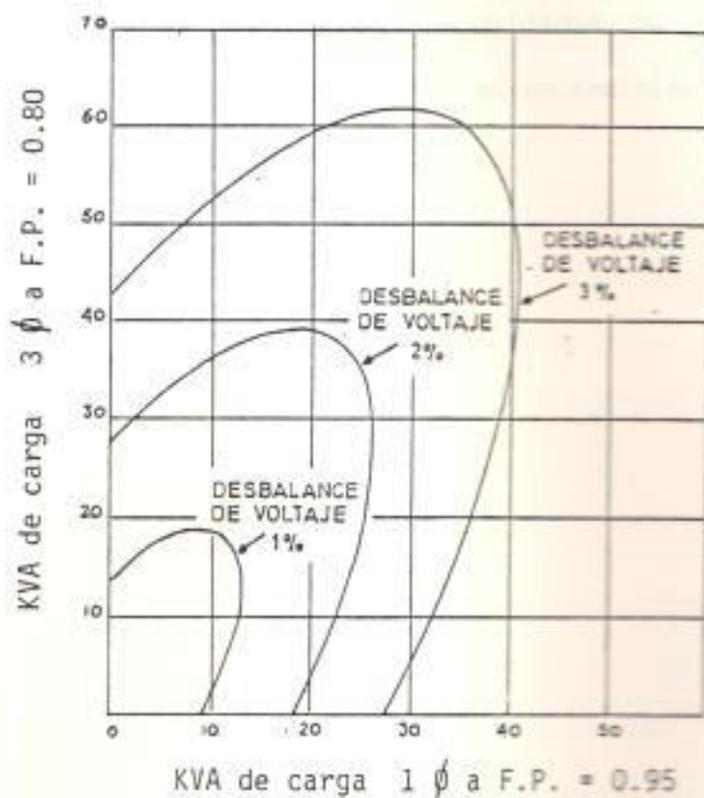


fig.#31 Curvas de voltaje desbalanceado para un banco de 37.5 y 10 KVA conectado en estrella abierta-triángulo abierto.

Con relación al montaje en postes depende basicamente del peso del transformador y de la resistencia del poste.

El transporte del banco será más ventajoso si se trata de una sola unidad que de tres unidades, de la misma manera en lo que tiene relación con el mantenimiento y pruebas que deban realizarse.

## CAPITULO III

### ESTUDIO ECONOMICO COMPARATIVO ENTRE UN TRANSFORMADOR TRIFASICO Y UN BANCO MANOFASICO

#### 3.- ESTUDIO ECONOMICO

Toda instalación transformadora constituye en si un problema completamente distinto en comparación con otra instalación del mismo tipo. Por lo tanto debe considerarse como un problema aislado, que será objeto de un estudio especial desde el punto de vista económico.

Cuando se trata de pequeñas potencias, tal estudio y las soluciones particulares que se obtienen, no están del todo justificadas, debido a que, criterios de otra índole se imponen, entre otros, la necesidad de unificación de los tipos de transformadores por los fabricantes, con la consiguiente simplificación en la fabricación y la disminución de los costos de producción, por lo que resulta ventajoso acomodarse en cualquier caso a los tipos standard, evitando en lo posible exigir características especiales, sino es absolutamente necesario.

El problema que se plantea en este capítulo, se refiere a la

selección del transformador más conveniente, desde el punto de vista económico para un servicio dado, tomando en consideración el precio y el rendimiento del transformador en relación con el costo de la energía y se aplica a la comparación de ofertas referentes a transformadores de distintas características.

### 3.1 ANALISIS DE COSTOS DE TRANSFORMADORES

Al adquirir y operar un transformador, están involucrados de manera inevitable dos clases de costos: los costos denominados fijos, que son inherentes de la adquisición del transformador y existirán independientemente de que si el equipo esté o no, en funcionamiento; y los costos llamados de operación, los cuales están relacionados con la manera en que el equipo será utilizado. Las dos clases de costos anteriormente mencionados, dependen fundamentalmente de los métodos empleados durante la construcción, por parte de los fabricantes de transformadores.

De manera general, tres diferentes puntos de vista son importantes en lo que tiene relación con costos de transformadores y estos son establecidos por: los fabricantes de transformadores, la empresa eléctrica encargada de la generación y distribución de la energía eléctrica y los usuarios y dentro de estos de manera

principal los industriales.

Los fabricantes de transformadores, se enfrentan con algunos problemas económicos muy importantes. Primero deben hacer lo posible para reducir al máximo los costos de producción pero de una manera consistente con la alta calidad esperada de su producto. El fabricante debe estar conciente de las variaciones de una manera general, de las características de carga del transformador, por que estas tienen relación económica importante, para las características de pérdidas deseadas en un transformador. Finalmente, los fabricantes tienen que construir transformadores de tan buena calidad que su record de servicio sea completamente satisfactorio para sus clientes, para de esta forma poder incrementar el mercado para su producto. En consecuencia se puede obtener transformadores de alta calidad a un costo razonablemente aceptable.

Las empresas eléctricas encargadas de la generación y distribución de energía son los más grandes usuarios de transformadores y son estas, las que de acuerdo con sus requerimientos establecen en gran parte el progreso y desarrollo de las características de funcionamiento de los transformadores y sus accesorios. Debido a que las áreas de consumo son extensas y están en constante aumento se hace

necesario que los transformadores de distribución tengan el menor costo de adquisición posible. Así también deben generar la menor cantidad de pérdidas posible para de esta manera reducir los costos de generación y operación.

Los industriales, por lo general, se ven obligados a la utilización de transformadores, casi todas las empresas industriales consumen grandes cantidades de energía, motivo por el cual, se hace necesario el uso de uno o más bancos de transformadores, en cuyo caso, la energía vendida a la planta es medida en el lado de alta tensión estableciéndose que el costo de las pérdidas de los transformadores tienen gran importancia por cuanto éstas pérdidas son incluidas en la medición y por lo tanto, deben ser pagadas convirtiéndose en un gasto de operación definido.

Los costos de operación mínimos que pueden ser obtenidos de una instalación transformadora dependen en gran parte del ciclo de carga aplicado al banco de transformadores. Por lo tanto conocer la probable característica de carga es muy indispensable para conseguir una estimación de los costos de operación. Los cálculos de los costos, tanto de instalación como de operación, para las diversas alternativas, conjuntamente con consideraciones de seguridad, establecen en la mayoría de los casos el banco de transformadores a ser

utilizado.

Como se ha podido apreciar, en lo que respecta al uso de los transformadores, tenemos dos tipos de costos: los costos fijos, que son proporcionales a la inversión realizada y los costos de operación que son variables, dependiendo de las condiciones de uso.

Dentro de los costos fijos existen dos clases: los directos, derivados del costo de instalación del transformador y asociados con equipos de control y protección; y los indirectos, que son costos fijos en otras partes de la planta causados por el transformador. Con relación a los costos de operación se tiene: los directos, que son los costos de pérdidas internas de los transformadores; los indirectos ocasionados por el incremento en los costos de pérdidas en circuitos externos ocasionados por el transformador; los costos de mantenimiento.

### 3.2 COSTOS FIJOS DIRECTOS

Como una regla general, los costos fijos directos asociados con la adquisición y puesta en funcionamiento de un transformador exceden a los costos de operación, los costos fijos directos anuales se los considera, por lo general,

proporcionales al costo original de la instalación del transformador. En el costo de instalación se incluye: material, mano de obra, bienes inmuebles y gastos generales, estos últimos abarcan gastos por supervisión de construcción, compensaciones de ley a empleados, seguro social y otras cargas menos importantes.

Las tasas anuales por interes, impuestos y seguro, varían con las leyes locales y con las compañías de seguro, siendo esta la razón por la cual en el presente estudio no se definirán porcentajes exactos que se puedan utilizar en un estudio de costos pero se sugiere una investigación para cada caso como un problema particular. Por ejemplo, en localidades donde los transformadores se encuentran clasificados como propiedad personal libre de impuestos, la compañía propietaria del transformador está exenta del pago de impuestos sobre él, pero no así los impuestos sobre bienes inmuebles que son pagados en base de la estructura circundante. Para las Empresas Eléctricas que basan su sistema de distribución en forma aerea, un impuesto especial es pagado por utilizar los postes en la vía pública.

En lo que respecta a los seguros, muchas compañías y empresas eléctricas no aseguran los transformadores, siendo este un criterio generalizado en nuestro medio, prefiriendo

considerar un daño ocasional como una parte de las bases generales para las tasas de depreciación.

Con relación a los intereses, tanto los industriales como las empresas eléctricas, que quieren construir o ampliar sus fábricas o sus redes de distribución respectivamente, en la mayoría de los casos utilizan préstamos otorgados por bancos, financieras o cualquier otro tipo de institución, por lo tanto, como es lógico tienen que pagar el interés sobre el préstamo que como se dijo anteriormente es variable.

Los métodos contables para el cálculo de la depreciación varían en diferentes compañías y en varios tipos de industrias. Los riesgos en los negocios son mayores en compañías manufactureras que en empresas eléctricas, en consecuencia, los fabricantes por lo general cancelan la inversión hecha en equipos, incluyendo transformadores, mucho más rápido de lo que hacen las empresas eléctricas y demás debido a que los transformadores tienen una vida útil medianamente larga.

Por otro lado, una parte de los costos administrativos generales de una compañía son cargados anualmente como una carga fija para todo el capital de la compañía, incluyendo

transformadores; estos costos de administración incluyen parte de salarios de gerencia, gastos de ingeniería, costos legales, impuestos y otros costos similares.

### 3.3 COSTOS DE OPERACION DIRECTOS

Los costos de operación de un transformador son funciones directas de la manera en la cual el transformador es utilizado; los costos de operación desaparecen cuando el transformador es puesto fuera de servicio, exepctuando una parte del costo de mantenimiento. Suponiendo el caso de que el transformador es enfriado por equipo externo, como ventilador, o en el caso de que el transformador esté ubicado en bóveda subterránea sitio en el cual, por lo general se instala una bomba de centina para prevenir inundaciones, en consecuencia el costo de operación de estos equipos es un costo directo de operación.

Los transformadores, al ser energizados, a voltaje nominal aproximadamente, se presentan de inmediato las pérdidas en el núcleo las cuales están siempre presentes mientras el transformador se encuentre en esta condición; por lo tanto estas pérdidas de energía dadas en kilovatios-hora por año (KWh/año) son un costo directo de operación.

Una vez que al transformador energizado se le conecta la carga a la cual va a dar servicio se presentan las pérdidas en carga que son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga (cuando la corriente de excitación es despreciable) y su cálculo es más complicado que las pérdidas en el núcleo, las pérdidas en carga incluyen las pérdidas por corriente de fuga en las partes del hierro; para estar de acuerdo con la práctica común el término "pérdida en el cobre" es usado para las pérdidas en carga incluyendo los devanados y las pérdidas por corrientes parásitas.

Las pérdidas de cobre conocidas por medio de la corriente de plena carga, son utilizadas para determinar las pérdidas de energía anual usando los métodos adecuados, debido a que dichas pérdidas son variables.

En esta parte es necesario conocer ciertos conceptos importantes que serán utilizados más adelante:

-Demanda: Es la carga sobre un sistema eléctrico o equipo, promediada sobre un intervalo de tiempo especificado. Las unidades comunes para medición de Demanda son: KW, KVA y KVAR.

La magnitud de las cargas no siempre se mantiene constante y

a menudo varían sobre un amplio rango, esta variación se realiza inclusive en un periodo de pocos segundos, por lo tanto es inconveniente usar valores momentáneos para determinar la carga máxima y con esto la capacidad de los transformadores; sin embargo, si se considera un intervalo de tiempo conveniente (15 minutos, 30 minutos o 1 hora), el valor promedio de la carga medido en este intervalo es una buena medida de los requerimientos para la selección del transformador:

Teóricamente el valor RMS de la carga sobre un intervalo de tiempo especificado es una medición segura del calor generado por pérdida pero en la práctica el valor promedio es usado para determinar la demanda.

- Demanda Máxima: En un sistema o equipo la mayor de todas las demandas que ocurren durante un periodo especificado de tiempo se considera que es la Demanda Máxima.
- Factor de Carga: Es la relación de la carga promedio a la máxima carga durante un periodo específico de tiempo, cuando las cargas promedio y máxima son medidas en las mismas unidades.

Este término factor de carga es una buena medida de la estabilidad de una carga. Si una carga es constante para un intervalo de tiempo en cuestión, tendría un factor de carga de 100%

La suma de las pérdidas en el núcleo y en el cobre determina el costo total de energía por pérdida del transformador. De la misma manera, la suma de la demanda máxima debido a pérdidas en el núcleo y en el cobre determina el costo total de demanda resultante de pérdidas en el transformador.

Debido a que el costo del servicio eléctrico depende no solo de los costos de operación sino también de las cargas fijas, por lo tanto las tasas eléctricas en general incluyen una carga en energía para cubrir los costos de operación y una demanda de carga basada sobre la demanda máxima, para cubrir las cargas fijas. Dado que las pérdidas por si mismas causan una demanda, el costo de demanda adicional al costo de energía; la demanda máxima debido a las pérdidas de cobre es el producto de las pérdidas en el cobre por la relación cuadrática de la demanda máxima en KVA a los KVA nominales del transformador.

De una manera general, en nuestro medio, cuando una planta industrial utiliza varios bancos de transformadores o se

necesita una cantidad de energía considerable, la empresa eléctrica realiza la medición respectiva en el lado de alta tensión, por lo tanto, las pérdidas del transformador tienen gran importancia, además el medidor utilizado establece los costos: consumo y demanda máxima.

Para el caso de empresas eléctricas el costo de energía a menudo es incluido en el costo de generación.

#### 3.4 COSTOS INDIRECTOS

Además de los costos fijos directos y de operación que son cargados al transformador, existen los costos indirectos. Estos costos resultantes de un transformador son obviamente menores y relativamente menos importantes, para una planta industrial de hecho son despreciables, siendo considerados con mayor frecuencia por las empresas eléctricas de gran capacidad.

Las pérdidas de energía en los transformadores es suministrado por primo-motores o generadores, en muchos casos los generadores son calculados para alimentar no solo la carga útil sino también las pérdidas de los transformadores, siendo estos costos así originados, costos fijos indirectos. Otro factor que interviene en estos costos, es el uso de

reguladores de voltaje o capacitores para compensar entre otros la caída de voltaje en los transformadores con lo cual, cierto porcentaje es cargado como costo fijo indirecto.

Por otro lado, la carga que se añade por efecto de pérdidas y corriente de excitación del transformador, ocasiona pérdidas extras en el alimentador principal, el costo de estas pérdidas adicionales es un costo de operación indirecto aquí se incluyen también el porcentaje de pérdidas de los reguladores de voltaje o capacitores.

### 3.5 COSTOS DE MANTENIMIENTO

Los transformadores, por el hecho de ser máquinas eléctricas sin partes en movimiento, requieren muy poco mantenimiento, pero ciertos tipos de atenciones deben ser realizadas en intervalos definidos.

Entre las actividades de mantenimiento más importantes que se deben realizar con relación a transformadores de distribución son:

- Control del nivel de aceite (cada año)
- Pruebas del aceite (cada 6 meses)

- Control de la carga por medio de amperímetros.
- Control y limpieza de las conexiones en los bushings, tanto en el lado de alta como de baja tensión.

Los gastos ocasionados por la realización de las pruebas y controles anteriormente mencionados, son considerados como costos de mantenimiento y por lo tanto cargables al transformador.

### 3.6 DETERMINACION DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA ANUAL

Para realizar el cálculo del costo de operación de un transformador, es necesario en primer lugar determinar las pérdidas de energía (KWH) del transformador por año.

A continuación se exponen varios métodos mediante los cuales se puede evaluar las pérdidas anuales de energía, así tenemos:

- Método Teórico.
- Método en base de la curva de Potencia Aparente
- Método de Interpolación.

## 3.6.1 METODO TEORICO

Para el caso de que se pudiera representar las pérdidas de potencia como una función del tiempo durante todo el año como se indica en la fig.#32 las pérdidas de energía por año tendrían un valor de:

$$W = \int_0^T p \cdot dt \quad (66)$$

Donde:  $p$  = potencia instantánea de pérdidas en Kw.

$t$  = tiempo en horas

$W$  = energía pérdida en un año en Kwh

$T$  = 8760 horas (1 año)

Observando la forma de la curva, se desprende que su elaboración es demasiado complicada y casi siempre imprevisible, tampoco se la puede obtener de registradores que son incapaces medir directamente las pérdidas, por lo que la forma más factible sería medir la potencia de entrada y salida anuales del transformador y su diferencia sería las pérdidas anuales. En todo caso si no existen los recursos necesarios, se realiza la medición para un día medio del año y multiplicar el resultado por el número de días anuales de servicio.

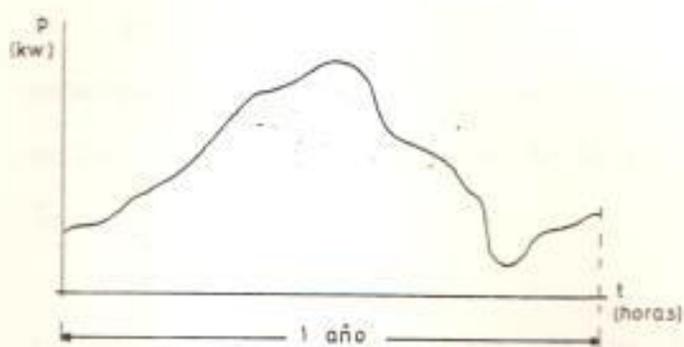


Fig. #32 Curva anual de pérdidas de potencia en el transformador.

Una vez obtenida la curva de la carga diaria, fig.#33 se calcula las pérdidas anuales de energía de la siguiente manera:

1) Se sustituye la curva continua por otra escalonada, practicamente equivalente, cuyas ordenadas varien de 10 en 10 en por 100 de la potencia nominal,  $S_n$  del transformador, fig.#34

2) Se convierte esta curva en un histograma de frecuencias de carga, fig. # 35 con los valores de carga relativa  $S/S_n$  en las abscisas y la duración anual de cada una de estas cargas, en ordenadas; la duración diaria de las diversas cargas se deduce de la fig. #34 sumando todas que como segmentos de abscisas corresponden cada valor.

- 3) Si  $W_c$  = Pérdidas de energía por año en carga.  
 $P_c$  = Pérdidas de potencia en el cobre a plena carga.  
 $t_1, t_2, \dots, t_n$  = Horas anuales de las cargas relativas  
 $T_c$  = Tiempo equivalente durante el cual se producirían si el transformador trabajara a plena carga continuamente, las mismas pérdidas de

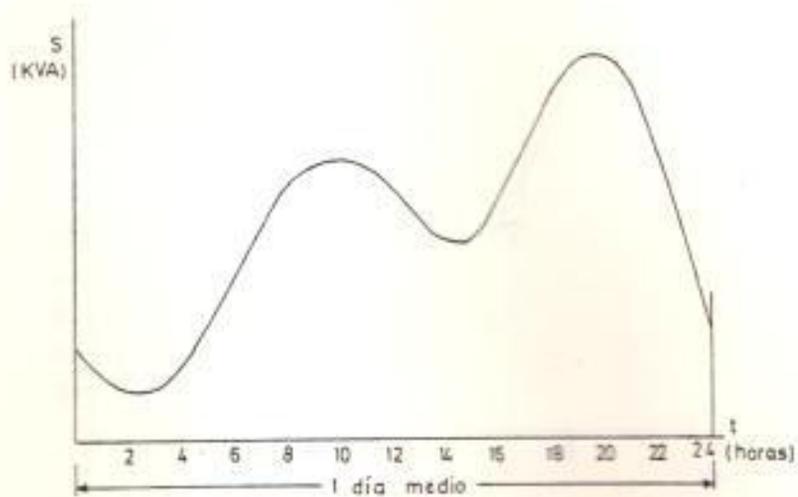


Fig. #33 Curva media de carga aparente instantánea (KVA) a lo largo de una jornada de servicio (24 horas).

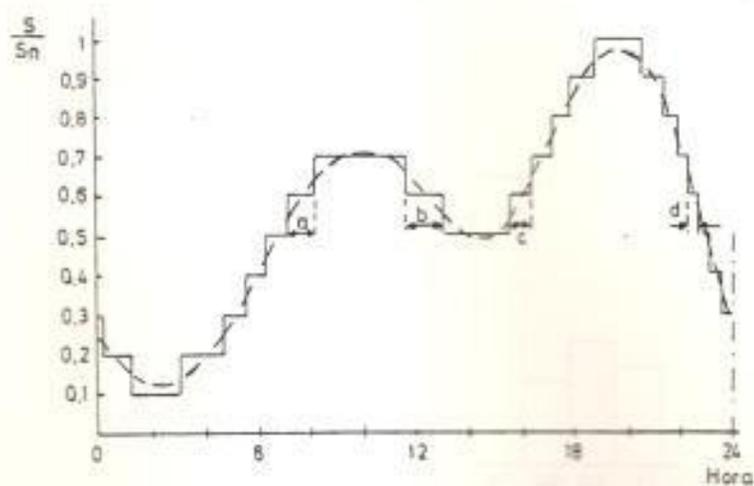


Fig. #34 Sustitución de la curva continua por otra escalonada en valores relativos, de la potencia aparente.

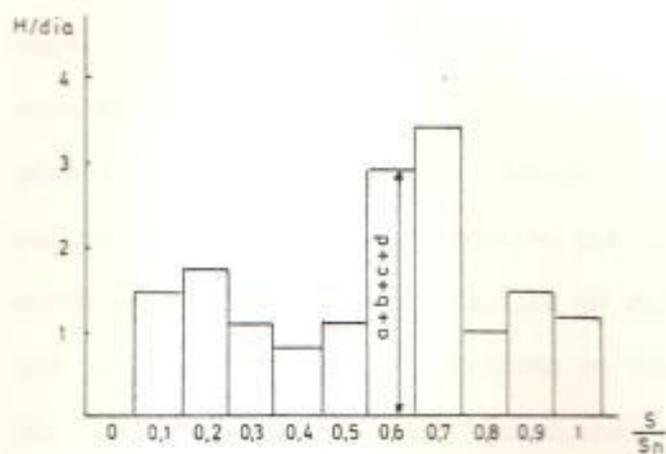


Fig. #35 Histograma de frecuencias diarias y anuales de carga.

De cualquier modo, este método implica un trabajo excesivo y en consecuencia no resulta práctico.

### 3.6.2 METODO EN BASE A LA CURVA DE POTENCIA APARENTE

Para la evaluación de las pérdidas de energía anuales, la dificultad radica en encontrar las pérdidas en el cobre,  $W_E$ , debido a que estas son variables con la carga, mientras que las pérdidas de energía en vacío,  $W_0$ , son fáciles de calcular, puesto que basta multiplicar las pérdidas en vacío conocidas por el tiempo que el transformador permanezca anualmente conectado.

$$W_0 = P_0 T_0 \quad ( 67 )$$

Donde:  $P_0$  = Pérdidas en vacío en kW

$T_0$  = Tiempo en horas

Es factible elaborar una curva de carga diaria en base de prever la curva de potencia aparente instantánea en días típicos, o por medio de un registro amperimétrico diario, según las circunstancias de que el banco de transformación sea destinado a una nueva red o a una ya existente.

energía anuales en el cobre que era servicio real.

$$W_c = P_c (t_1 + 0,9^2 t_{0,9} + \dots + 0,1^2 t_{0,1}) \quad (68)$$

$$W_c = P_c T_c \quad (69)$$

Luego la energía pérdida por año en el transformador asciende a:

$$W = W_0 + W_c = P_0 T_0 + P_c T_c \quad (70)$$

Este método presenta siempre la dificultad de calcular el tiempo , debido a que el régimen de carga el cual es difícil de preveer y lento en su registro influyen directamente en el tiempo equivalente para la pérdidas de energía en el núcleo; motivo por el que es necesario realizar hipótesis y simplificaciones que ocasionan forzosamente errores apreciables.

### 3.6.3 METODO DE INTERPOLACION

Para este metodo es necesario conocer el factor de carga  $f_c$  definido como la relación de la potencia aparente media anual de consumo  $\bar{S}$  a la potencia

aparente nominal del transformador  $S_n$ , también se lo define como la relación entre las horas de utilización anuales del transformador  $H_u$  y las horas del año (8760), entendiéndose como  $H_u$  el número de horas de servicio necesarias para suministrar toda la energía aparente de consumo anual  $KVAh$ , si éste se hubiera efectuado con la potencia aparente de plena carga  $S_n$ .

$$f_c = \frac{S}{S_n} = \frac{H_u}{8760} = \frac{(KVAh)_u}{(KVAh)_n} = \frac{(KVAh)_u}{8760 S_n} \quad (71)$$

Logicamente el factor de carga  $f_c$ , depende del sector donde vaya a instalarse el Banco (residencial, comercial, industrial) pero, por otro lado es bastante uniforme para cada caso, por lo que se convierte en muchas ocasiones en el único dato disponible sobre la carga, comparándolo con otros sectores con el mismo tipo de carga.

El fundamento de este método es, una vez que se conoce el factor de carga, es tomar como tiempo equivalente para las pérdidas de energía con carga, el obtenido de la media aritmética proporcionada por los respectivos tiempos en dos condiciones límites.

a) Con la carga a potencia aparente nominal  $S_n$

concentrada en el número de horas de utilización  $H_u$ .

Tiempo:  $T_c'$

b) Con la carga a potencia aparente promedio  $\bar{S}$  distribuída a lo largo del año: 8760 horas.

Tiempo:  $T_c''$

Para la carga concentrada el tiempo  $T_c'$  será igual a:

$$T_c' = 8760 \frac{\bar{S}}{S_n} = 8760 f_c \quad ( 72 )$$

Como las pérdidas de energía anuales en el hierro serán siempre las mismas, las pérdidas de energía anuales totales será:

$$W = W_o + W_c = P_o T_o + 8760 f_c P_c \quad ( 73 )$$

Para carga uniformemente distribuída, se asume que la potencia aparente promedio  $\bar{S}$ , se mantiene durante el año en un valor constante. La energía de pérdidas anuales en el hierro son invariables, pero las pérdidas en el cobre disminuyen con respecto a las de plena carga en la relación del cuadrado de las potencias aparentes respectivas, luego:

$$W = P_o T_o + 8760 f_c^2 P_c \quad ( 74 )$$

Interpolando los valores obtenidos en ambos casos, tenemos que la energía de pérdidas anuales totales serán:

$$W = P_o T_o + 8760 \frac{f_c + f_c^2}{2} P_c \quad ( 75 )$$

### 3.7 DETERMINACION DEL COSTO ECONOMICO

Como se han establecido, las pérdidas son un factor importante en el funcionamiento del transformador y por ende son de vital importancia en la determinación del costo del transformador a lo largo del tiempo.

El método que se expone a continuación y que resulta práctico para comparaciones es el del costo anual equivalente que considera, además del precio del equipo, el costo de las pérdidas totales.

$$CAE = \text{Precio} \times CF + CAEP \quad ( 76 )$$

Donde: CAE = Costo anual equivalente del Banco.

Precio = Precio actual.

CF = Constante que depende básicamente de cuatro factores: depreciación, intereses, seguros e impuestos.

CAEP = Costo anual de pérdidas equivalentes

CAEP = CAEP<sub>o</sub> + CAEP<sub>c</sub>

CAEP<sub>o</sub> = Costo anual equivalente de pérdidas en vacío.

CAEP<sub>c</sub> = Costo anual equivalente de pérdidas con carga.

El primer paso será la evaluación del costo anual equivalente de pérdidas en vacío, la cual consiste en encontrar un costo anual por pérdidas en vacío, constante, para lo cual se trae a valor presente todos los costos anuales por estas pérdidas considerando una determinada vida útil del equipo y una tasa de interés dada y luego usando el factor de recuperación de capital para este período, se obtiene un costo constante por pérdidas en vacío en todo el período. Este costo tiene dos parámetros que intervienen y son el costo por demanda y el costo por energía absorbido.

Debido a los transformadores se encuentran continuamente energizados en el sistema de distribución, el efecto por lo tanto será un incremento de la demanda y un consumo de energía a lo largo de su vida útil, es por esto que las

pérdidas en vacío cuestan dinero ya sea que estén o no transportando carga.

El costo anual de pérdidas en vacío está dado por la suma del costo anual de la demanda de carga con el costo anual de la energía consumida, o sea:

$$CAP_0 = (CDM \times 12 + CE \times 8760) P_0 \quad (77)$$

Donde: CDM = Costo de demanda mensual

12 = meses del año.

CE = Costo de la energía

8760 = Horas del año.

$P_0$  = Pérdidas en vacío (KW)

Durante la vida útil del transformador, el costo de la demanda mensual y de la energía van a estar regidas a una tasa de crecimiento.

Para encontrar el costo anual constante de demanda y energía se hallan factores equivalentes que son multiplicados con los costos iniciales. Estos factores incluyen tasa de crecimiento de costos, factor de valor presente y factor de

recuperación de capital

$$FEDM = \left[ \sum_{j=1}^n \left[ (1+g)^{j-1} \frac{1}{(1+i)^j} \right] \right] \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (78)$$

$$FEE = \left[ \sum_{j=1}^n \left[ (1+g')^{j-1} \frac{1}{(1+i)^j} \right] \right] \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (79)$$

Donde: FEDM = Factor equivalente de demanda.

FEE = Factor equivalente de energía.

g = Tasa de crecimiento de la demanda.

g' = Tasa de crecimiento de la energía.

i = Tasa de interés.

n = Número de año de evaluación.

Luego la fórmula del costo anual equivalente de pérdidas en vacío es:

$$CAEP_0 = (CDMe \times 12 + CEe \times 8760) P_0 \quad (80)$$

Donde: CDMe = Costo de demanda mensual equivalente

CEe = Costo de la energía equivalente

CDMe = CDM (año inicial) x FEDM

CEe = CE (año inicial) x FEE

Ahora se van a evaluar las pérdidas cuando una carga es

aplicada al transformador. A diferencia de las pérdidas en vacío, éstas no son constantes por lo que cambian de valor durante el día y año a año. Como la curva de carga va a tener un factor de crecimiento se aplica la misma forma de evaluación que para las pérdidas en vacío, el costo de estas pérdidas, tienen también las mismas consideraciones de demanda y energía; luego el costo anual de pérdidas en carga es:

$$CAP_c = K^2(CDM \times 12 \times FR + CE \times 8760 \times FP)P_c \quad (81)$$

Donde  $K^2 =$  Es el valor de carga al cuadrado equivalente constante a lo largo del tiempo.

$FR =$  Factor de responsabilidad que se refiere a que no necesariamente el banco de transformadores tiene su carga pico al mismo tiempo que el sistema.

$$FR = (CT/CPT)^2$$

$CT =$  Carga del transformador a la hora pico del sistema.

$CPT =$  Carga pico del transformador

$FP =$  Factor de pérdidas que es la razón entre el promedio de las pérdidas

con carga anual para el valor pico de las pérdidas con carga en el transformador, su relación es experimental.

$$\begin{aligned}
 FP &= 0,15(FC) + 0,85(FC)^2 \\
 FC &= \text{Factor de carga.} \\
 P_c &= \text{Pérdidas en carga.}
 \end{aligned}$$

En esta parte se introducen los factores equivalentes para la demanda y energía, a los que se suma un nuevo factor equivalente ocasionado por la carga pico.

$$FECP^2 = \left[ \sum_{j=1}^n \left[ (1+h)^{2(j-1)} \frac{1}{(1+i)^j} \right] \right] \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (82)$$

Donde:  $h$  = Tasa de crecimiento de la carga pico.

Este valor multiplicado por la carga pico inicial al cuadrado da el factor  $K^2$ .

$$K^2 = C_0^2 \times FECP^2 \quad (83)$$

Donde:  $C_0$  = Valor de la carga inicial en p.u. con respecto a la nominal.

Para el cálculo del costo por pérdidas con carga hay que tener presente que el aumento de carga año a año ocasiona en un determinado momento la sobrecarga de los transformadores, por lo cual la carga se disminuye de tal forma que nuevamente operen con la carga inicial, por lo tanto el FECP cambia a:

$$FECP^2 = \left[ \sum_{j=1}^y \left[ (1+h)^{2(j-1)} \frac{1}{(1+i)^j} \right] + \sum_{j=y+1}^n \left[ (1+h)^{2(j-y-1)} \frac{1}{(1+i)^j} \right] \right] \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (84)$$

Donde:  $y$  = Año en el que se realiza el cambio.

En consecuencia el costo anual equivalente de pérdidas con carga será:

$$CAEP_c = K^2 (CDMe \times 12 \times FR + CEe \times 8760 \times FP) P_c \quad (85)$$

y el costo anual del transformador es:

$$CAT = \text{Precio} \times CF + CAER + CAEP_c \quad (86)$$

Donde:  $CAT = CAE$

$CF$  = Carga fijas, porcentaje del precio inicial del transformador que incluye costos por depreciación, impuestos,

seguros e intereses.

### 3.8 DETERMINACION DE LA RELACION DE PERDIDAS MAS ECONOMICA

La relación de las pérdidas en cobre a plena carga a pérdidas en el núcleo dependen basicamente de las características de construcción del transformador dado que las pérdidas en el núcleo están presentes siempre que el transformador está energizado, las pérdidas de cobre son importantes sólo cuando el transformador es cargado y la relación de pérdidas se convierte en un factor importante en la determinación del costo de operación para una carga especificada.

Una ecuación general se indica, la cual es útil para determinar la relación de pérdidas más económica y es una relación para el mínimo costo anual de pérdidas es:

$$\frac{P_c}{P_o} = \frac{CDM \times 12 + CE \times 8760}{K^2 (CDM \times 12 \times FR + CE \times 8760 \times FP)} \quad ( 87 )$$

Esta ecuación establece que para máxima economía en operación, la relación de pérdidas de cobre de plena carga a pérdidas de núcleo será igual a la relación del costo anual por \$W de pérdidas en el núcleo a pérdidas en el cobre, es de anotar que con el incremento de la carga la relación de pérdidas disminuye y los costos aumentan, igual para un aumento de la relación.

### 3.9 DETERMINACION DEL PRODUCTO DE PERDIDAS MAS ECONOMICO.

El precio de un transformador de manera general y entre ciertos límites, es inversamente proporcional al producto de sus pérdidas en el núcleo y sus pérdidas de cobre a plena carga.

Si el costo de las pérdidas es alto y las condiciones de carga elevadas, la compra de un transformador cuyo producto de pérdidas es menor que el de transformadores standard, es en cierta forma justificado pagar un precio mayor en la adquisición.

En consecuencia este producto de pérdidas cobra importancia cuando se requiere algún tipo de transformador con características especiales, las cuales comparándolas (pérdidas) con los diseños standard, se puede obtener un criterio del costo del transformador.

### 3.10 CAPACIDAD INICIAL MAS ECONOMICA

En toda red de distribución, el consumo de energía eléctrica es afectado por un aumento continuo de la carga, ya sea por extensiones o incrementos de nuevas redes lo que obliga en algunos casos a ampliar la capacidad de los transformadores o bien la instalación de nuevos bancos de transformación.

Dependiendo de las características de carga y la tasa de crecimiento de esta puede ser más económico instalar desde el primer momento un banco con una capacidad para una carga que alcanzará el valor nominal al cabo de algunos años, o por otro lado, utilizando una capacidad inicial menor pero previniendo la ampliación del banco a su debido tiempo.

El problema que se trata de exponer en síntesis, es determinar la capacidad inicial más conveniente desde el punto de vista económico.

Para el caso de que se instale una capacidad menor, inicialmente, se debe considerar la capitalización al valor presente del costo del banco que se instala después de  $n$  años, esta capitalización se hará simplemente a interés compuesto; luego el valor presente del banco será:

$$C_p = C / (1+i)^n \quad ( 88 )$$

Donde:  $C_p$  = Costo presente de banco a instalar después de  $n$  años.

$i$  = Interés.

$C$  = Costo del banco a instalar después de  $n$  años.

Por lo tanto la condición para que resulte económico instalar desde el primer momento el banco con la capacidad total es que el

costo de este sea menor que la suma del costo del banco de menor capacidad más el costo a valor presente del banco a instalar después de  $n$  años.

Pero antes de tomar alguna decisión es necesario hacer el análisis de costos en lo que tiene relación con las pérdidas del banco tanto en vacío como en carga, según artículo 3.7

### 3.11 SUSTITUCION DE TRANSFORMADORES ANTIGUOS

En muchos sistemas de distribución existen bancos de transformadores antiguos por lo que tal vez es posible que convenga desde la parte económica, el reemplazo de estos bancos formados por transformadores de diseño antiguo y por ende de bajas características, con transformadores modernos de pérdidas reducidas, a pesar de que los primeros esten en condiciones de seguir operando por algunos años más.

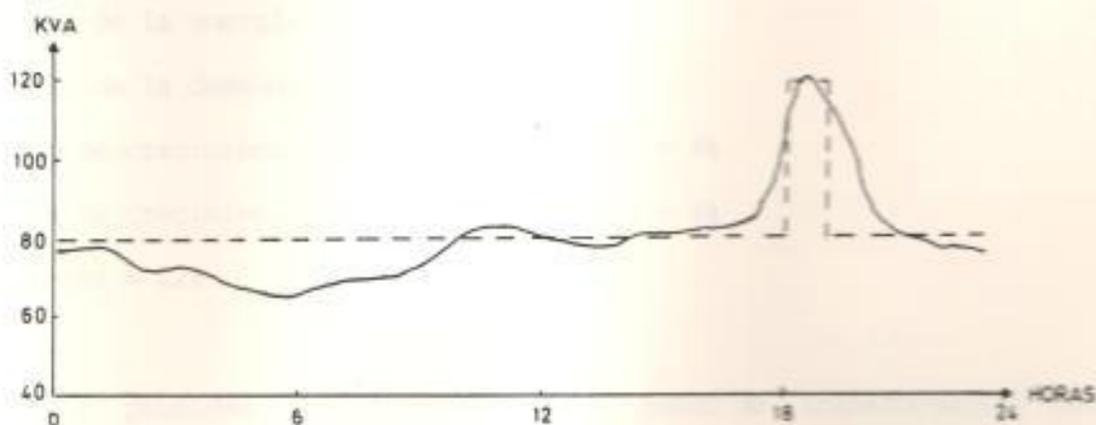
La razón para que la sustitución sea beneficiosa es que la diferencia del costo anual de las pérdidas durante los  $n$  años en los cuales puede seguir en servicio el banco antiguo, capitalizadas al momento presente sea mayor a la diferencia entre el costo actual del nuevo equipo disminuyendo el precio de venta del banco usado, si es que este aún lo tiene, es decir sino está depreciado por completo y el valor presente del mismo si se adquiere  $n$  años después.

## CAPITULO IV

### EJEMPLO DE APLICACION

Considerese que se quiere dar servicio a una carga cuyo comportamiento se representa por la curva de carga de la figura mostrada con las características siguientes:

- Carga promedio inicial = 80 KVA
- Carga pico inicial = 120 KVA
- Carga monofásica = 80%
- Carga trifásica = 20%
- Duración de la carga pico = 1 hora
- Tasa de crecimiento anual de la carga = 3%
- Tiempo de estudio = 20 años
- Carga pico del sistema ocurre al mismo tiempo que la del banco



Para suplir esta carga se dispone de una serie de transformadores monofásicos y trifásicos de la marca Ecuatran cuyas características de pérdidas y costos se exponen en el siguiente cuadro:

	KVA	$P_o$ [W]	$P_c$ [W]	Costo \$
1 $\phi$	37,5	118	632	126.000
	50	166	609	138.000
	75	284	621	264.000
	100	327	898	270.000
3 $\phi$	100	340	1660	360.000
	160	470	2800	455.000

Vida útil estimada para los transformadores = 25 años

Además se conoce que:

- Costo de la energía = S/.3.60/KWh
- Costo de la demanda = S/.370,00/KW Mes
- Tasa de crecimiento del costo de energía = 4%
- Tasa de crecimiento del costo de demanda = 4%
- Interés = 12%

En este problema se trata de obtener el banco de transformación más apropiado y económico, para lo cual es necesario analizar varias alternativas.

En primer lugar hay que determinar la carga que tendrá el banco para lo cual es necesario hacer la proyección de la carga, para nuestro caso 20

años. Para la proyección utilizamos la fórmula:

$$S_n = S_0(1+h)^n$$

Donde:  $S_n$  = Carga proyectada

$S_0$  = Carga inicial

$h$  = Tasa de crecimiento de la carga

En el cuadro #1 se exponen las proyecciones año a año de la carga promedio y carga pico total, valores promedio y pico para la carga monofásica y trifásica, además asumimos la posibilidad de un banco conectado en delta la carga promedio y pico que tendrán tanto el transformador de luz como los de fuerza.

Una vez determinada la carga seleccionamos varias alternativas para la formación del banco a instalar en el año cero.

ALTERNATIVA	BANCO	CAPACIDAD TOTAL DEL BANCO
I	1x100 KVA + 2x50 KVA	200 KVA
II	1x75 KVA + 2x50 KVA	175 KVA
III	1x75 KVA + 2x37.5 KVA	150 KVA
IV	3 x 37.5 KVA	112.5 KVA
V	1 x 160 KVA 3 $\phi$	160 KVA
VI	1 x 100 KVA 3 $\phi$	100 KVA

CUADRO #1

AÑO	(1+h) <sup>n</sup>	CARGA PROMEDIO	CARGA PICO	CARGA PROMEDIO		CARGA PICO		TRANSF. LUZ		TRANSF. FUERZA	
				1 φ	3 φ	1 φ	3 φ	PROMEDIO	PICO	PROMEDIO	PICO
0	1.00	80.0	120.0	64.00	16.0	96.00	24.00	48.00	72.00	26.67	40.00
1	1.03	82.4	123.6	65.92	16.48	98.88	24.72	49.44	74.16	27.47	41.20
2	1.06	84.8	127.2	67.84	16.96	101.76	25.44	50.88	76.32	28.27	42.20
3	1.09	87.2	130.8	69.76	17.44	104.64	26.16	52.32	78.48	29.07	43.60
4	1.13	90.4	135.6	72.32	18.08	108.48	27.12	54.24	81.36	30.13	45.20
5	1.16	92.8	139.2	74.24	18.56	111.36	27.84	55.68	83.52	30.93	46.40
6	1.19	95.2	142.8	76.16	19.04	114.24	28.56	57.12	85.68	31.73	47.60
7	1.23	98.4	147.6	78.72	19.68	118.08	29.52	59.04	88.56	32.80	49.20
8	1.27	101.6	152.4	81.28	20.32	121.92	30.48	60.96	91.44	33.87	50.80
9	1.30	104.0	156.0	83.20	20.80	124.80	31.20	62.40	93.60	34.67	52.00
10	1.34	107.0	160.8	85.76	21.44	128.64	32.16	64.32	96.48	35.73	53.60
11	1.38	110.4	165.6	88.32	22.08	132.48	33.12	66.24	99.36	36.80	55.20
12	1.43	114.4	171.6	91.52	23.52	137.28	34.32	68.64	102.96	38.13	57.20
13	1.47	117.6	176.4	94.08	24.16	141.12	35.28	70.56	105.84	39.20	58.80
14	1.51	120.8	181.2	96.64	24.96	144.96	36.24	72.48	108.72	40.27	60.40
15	1.56	124.8	187.2	99.84	25.60	149.76	37.44	74.88	112.32	41.60	62.40
16	1.60	128.0	192.0	102.40	26.40	153.60	38.46	76.80	115.20	42.67	64.00
17	1.65	132.0	198.0	105.60	27.20	158.40	39.60	79.20	118.80	44.00	66.00
18	1.70	136.0	204.0	108.80	28.00	163.20	40.80	81.60	122.40	45.33	68.00
19	1.75	140.0	210.0	112.00	28.00	168.00	42.00	84.00	126.00	46.67	70.06
20	1.81	144.8	217.2	115.84	28.96	173.76	43.44	86.88	130.32	48.27	72.40

## ANALISIS DE ALTERNATIVAS

ALTERNATIVA I (1 x 100 KVA + 2 x 50 KVA)

Transformador de 100 KVA

Carga promedio inicial = 48%	48 KVA
Carga pico inicial = 72%	72 KVA
Carga promedio (20 años) = 86.88%	86.88 KVA
Carga pico (20 años) = 130.32%	130.32 KVA

Transformador de 50 KVA

Carga promedio inicial = 53.34%	26.67 KVA c/u.
Carga pico inicial = 80.00%	40.00 KVA c/u.
Carga promedio (20 años) = 96.54%	48.27 KVA c/u.
Carga pico (20 años) = 144.80%	72.40 KVA c/u.

Haciendo el análisis de la vida útil según tabla XVII se puede determinar que el banco de transformadores operará normalmente durante los 20 años de evaluación.

ALTERNATIVA II (1 x 75 KVA + 2 x 50 KVA)

Transformador de 75 KVA

Carga promedio inicial = 64%	48.00 KVA
Carga pico inicial = 96%	72.00 KVA
Carga promedio (15 años) = 99.84%	74.88 KVA
Carga pico (15 años) = 149.76%	112.32 KVA

Carga promedio (18 años) = 112.00%                      81.60 KVA

Carga pico (18 años) = 168%                                122.40 KVA

Transformador de 50 KVA

Carga promedio inicial = 53.34%                      26.67 KVA c/u.

Carga pico inicial = 80.00%                              40.00 KVA c/u.

Carga promedio (20 años) = 96.54%                      48.27 KVA c/u.

Carga pico (20 años) = 144.80%                      72.40 KVA c/u.

Haciendo el análisis de vida útil según tabla XX se determina que a partir de los 15 años el transformador de 75 KVA comienza a perder vida a razón de 0.127% diario por efecto de sobrecarga, lo que implica que a los 18 años el transformador debe ser reemplazado por uno de 100 KVA.

ALTERNATIVA III      ( 1 x 75 KVA + 2 x 37.5 KVA)

Transformador de 75 KVA

Carga promedio inicial = 64%                              48.00 KVA

Carga pico inicial = 96%                                    72.00 KVA

Carga promedio (15 años) = 99.84%                      74.88 KVA

Carga pico (15 años) = 149.76%                      112.32 KVA

Carga promedio (18 años) = 112.00%                      81.60 KVA

Carga pico (18 años) = 168%                              122.40 KVA

Transformador de 37.5 KVA

Carga promedio inicial = 71.12%                      26.67 KVA c/u.

Carga pico inicial =	106.67%	40.00 KVA c/u.
Carga promedio (11 años) =	98.13%	36.80 KVA c/u.
Carga pico (11 años) =	147.20%	55.20 KVA c/u.
Carga promedio (15 años) =	110.93%	41.60 KVA c/u.
Carga pico (15 años) =	166.40%	62.40 KVA c/u.

De acuerdo a tabla XX se determina que al cabo de 11 años los transformadores de 37.5 KVA comienzan a perder vida a razón de 0.127% diario por efecto de sobrecarga en consecuencia estos deben ser reemplazados a los 15 años por 2 de 50KVA.

#### ALTERNATIVA IV (3 x 37.5 KVA)

Transformador de 37.5 KVA

Carga promedio inicial =	71.12%	26.67 KVA c/u.
Carga pico inicial =	106.67%	40.00 KVA c/u.
Carga promedio (11 años) =	98.13%	36.80 KVA c/u.
Carga pico (11 años) =	147.20%	55.20 KVA c/u.
Carga promedio (15 años) =	110.93%	41.60 KVA c/u.
Carga pico (15 años) =	166.40%	62.40 KVA c/u.

El análisis es el mismo que en Alternativa III sino que se utilizan inicialmente 3 x 37.5 KVA y se cambian por 3 x 50 KVA a los 15 años, este cambio se debe a la misma razón de Alternativa III.

ALTERNATIVA V (1 x 160 KVA 3 $\phi$ )

Transformador 3 $\phi$ de 160 KVA	
Carga promedio inicial = 50%	80.0 KVA
Carga pico inicial = 75%	120.0 KVA
Carga promedio (20 años) = 90.5%	144.8 KVA
Carga pico (20 años) = 135.75%	217.2 KVA

Este transformador trabaja durante todo el período normalmente.

ALTERNATIVA VI (1 x 100 KVA 3 $\phi$ )

Transformador 3 $\phi$ de 100 KVA	
Carga promedio inicial = 80%	80.0 KVA
Carga pico inicial = 120.0%	120.0 KVA
Carga promedio (8 años) = 101.6%	101.6 KVA
Carga pico (8 años) = 152.4	152.4 KVA
Carga promedio (13 años) = 117.6%	117.6 KVA
Carga pico (13 años) = 176.4%	176.4 KVA

El transformador 3 $\phi$  de 100 KVA debe ser reemplazado a los 13 años por uno de 160 KVA por cuanto desde los 8 años a espezado a perder vida (0.127% diario) según tabla XX.

Con la configuración de los bancos y cambios a realizar, se determinan los costos anuales que ocasionarán las pérdidas, tanto en vacío como en carga.

Se utilizan las siguientes fórmulas:

$$CAEP_s = (CDM \times FEDM \times 12 + CE \times FEE \times 8760) P_0$$

$$CAEP_c = K^2 (CDM \times FEDM \times 12 \times FR + CE \times FEE \times 8760 \times FP) P_c$$

$FEDM = FEE \rightarrow$  Debido a que las tasas de crecimiento de los costos de energía y demanda son iguales.

$$FEC P^2 = \left[ \sum_{j=1}^n \left[ (1+h)^{j-1} \frac{1}{(1+i)^j} \right] \right] \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} ; \quad K^2 = C_0^2 \times FEC P^2$$

$$FR = 1.0$$

$$FC = \frac{(CARGA PROMEDIO \times 23 + CARGA PICO) 365}{CARGA PICO \times 8760} = \frac{(180 \times 23 + 120) 365}{120 \times 8760} = 0.68$$

$$FP = 0.15(FC) + 0.85(FC)^2 = 0.15(0.68) + 0.85(0.68)^2 = 0.50$$

En el siguiente cuadro se presentan el cálculo de los factores de crecimiento, valor presente y recuperación de capital según fórmulas anteriores.

AÑO	A	B	AxB	C	CxB	$\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$
	$(1+g)^{j-1}$	$1/(1+i)^j$		$(1+h)^{2(j-1)}$		
1	1.00	0.89	0.89	1.00	0.89	0.13
2	1.04	0.80	0.83	1.06	0.85	
3	1.08	0.71	0.77	1.13	0.80	
4	1.12	0.64	0.72	1.19	0.76	
5	1.17	0.57	0.67	1.27	0.72	
6	1.22	0.51	0.62	1.34	0.68	
7	1.27	0.45	0.57	1.43	0.64	
8	1.32	0.40	0.53	1.51	0.60	
9	1.37	0.36	0.49	1.60	0.58	
10	1.42	0.32	0.45	1.70	0.54	
11	1.48	0.29	0.43	1.81	0.52	
12	1.54	0.26	0.40	1.92	0.50	
13	1.60	0.23	0.37	2.03	0.47	
14	1.67	0.20	0.33	2.16	0.43	
15	1.73	0.18	0.31	2.29	0.41	
16	1.80	0.16	0.29	2.43	0.39	
17	1.87	0.15	0.28	2.58	0.39	
18	1.95	0.13	0.25	2.73	0.35	
19	2.03	0.12	0.24	2.90	0.35	
20	2.11	0.10	0.21	3.07	0.31	

## CALCULO DE COSTOS ANUALES EQUIVALENTES DE PERDIDAS EN VACIO.

ALTERNATIVA I

$$100 \text{ KVA} \quad \text{CAEP}_0 = (370 \times 9,65 \times 0,13 \times 12 + 3,6 \times 9,65 \times 0,13 \times 8760)(0,327) \\ = 14\,705,19$$

$$50 \text{ KVA} \quad \text{CAEP}_0 = (370 \times 9,65 \times 0,13 \times 12 + 3,6 \times 9,65 \times 0,13 \times 8760)(0,166) \\ = 7\,465,02$$

$$\text{TOTAL} = 14\,705,19 + 2 \times 7\,465,02 = 29\,635,23$$

ALTERNATIVA II

$$75 \text{ KVA} \quad \text{CAEP}_0 = (370 \times 9,20 \times 0,13 \times 12 + 3,6 \times 9,20 \times 0,13 \times 8760)(0,284) + \\ 100 \text{ KVA} \quad (370 \times 0,45 \times 0,13 \times 12 + 3,6 \times 0,45 \times 0,13 \times 8760)(0,327) \\ = 12\,907,95$$

$$50 \text{ KVA} \quad \text{CAEP}_0 = 7\,465,02$$

$$\text{TOTAL} = 12\,907,95 + 2 \times 7\,465,02 = 27\,837,99$$

ALTERNATIVA III

$$75 \text{ KVA} \quad \text{CAEP}_0 = 12\,907,95$$

$$37,5 \text{ KVA} \quad \text{CAEP}_0 = (370 \times 8,38 \times 0,13 \times 12 + 3,6 \times 8,38 \times 0,13 \times 8760)(0,118) + \\ 50 \text{ KVA} \quad (370 \times 1,27 \times 0,13 \times 12 + 3,6 \times 1,27 \times 0,13 \times 8760)(0,166) \\ = 5\,610,67$$

$$\text{TOTAL} = 12\,907,95 + 2 \times 5\,610,67 = 24\,129,29$$

ALTERNATIVA IV

$$37.5 \text{ KVA} \quad \text{CAER} = 5\,610,67$$

$$\text{TOTAL} = 3 \times 5\,610,67 = 16\,832,01$$

ALTERNATIVA V

$$160 \text{ KVA} \quad \text{CAEP}_0 = (370 \times 9,65 \times 0,13 \times 12 + 3,6 \times 9,65 \times 0,13 \times 8760)(0,470)$$

$$= 21\,135,90$$

$$\text{TOTAL} = 21\,135,90$$

ALTERNATIVA VI

$$100 \text{ KVA} \quad \text{CAEP}_0 = (370 \times 7,74 \times 0,13 \times 12 + 3,6 \times 7,74 \times 0,13 \times 8760)(0,340)$$

$$160 \text{ KVA} \quad (370 \times 1,91 \times 0,13 \times 12 + 3,6 \times 1,91 \times 0,13 \times 8760)(0,470)$$

$$= 16\,506,11$$

$$\text{TOTAL} = 16\,506,11$$

CALCULO DE COSTOS ANUALES EQUIVALENTES DE PERDIDAS CON CARGA

ALTERNATIVA I

$$100 \text{ KVA} \quad \text{CAER} = (0,48 \sqrt{11,18 \times 0,13})(370 \times 9,65 \times 0,13 \times 12 + 3,6 \times 9,65 \times 0,13 \times 8760 \times 0,5)(0,898)$$

$$= 7\,623,21$$

$$50 \text{ KVA} \quad \text{CAEP}_0 = (0,53 \sqrt{11,18 \times 0,13})(370 \times 9,65 \times 0,13 \times 12 + 3,6 \times 9,65 \times 0,13 \times 8760 \times 0,5)(0,609)$$

$$= 6\,303,01$$

$$\text{TOTAL} = 7\,623,21 + 2 \times 6\,303,01 = 20\,229,23$$

ALTERNATIVA II

$$75 \text{ KVA} \quad \text{CAER} = (0,64)^2 (10,52 + 0,13) (370 \times 9,20 \times 0,13 \times 12 \times 1 + 3,6 \times 9,20 \times 0,13 \times 8760 \times 0,5) (0,621) +$$

$$100 \text{ KVA} \quad (0,82)^2 (0,66 + 0,13) (370 \times 0,45 \times 0,13 \times 12 \times 1 + 3,6 \times 0,45 \times 0,13 \times 8760 \times 0,5) (0,898)$$

$$= 8\,468,71$$

$$50 \text{ KVA} \quad \text{CAER} = 6\,303,01$$

$$\text{TOTAL} = 8\,468,71 + 2 \times 6\,303,01 = 21\,074,73$$

ALTERNATIVA III

$$75 \text{ KVA} \quad \text{CAER} = 8\,468,71$$

$$37,5 \text{ KVA} \quad \text{CAER} = (0,71)^2 (9,39 \times 0,13) (370 \times 8,38 \times 0,13 \times 12 \times 1 + 3,6 \times 8,38 \times 0,13 \times 8760 \times 0,5) (0,632) +$$

$$50 \text{ KVA} \quad (0,83)^2 (1,79 \times 0,13) (370 \times 1,27 \times 0,13 \times 12 \times 1 + 3,6 \times 1,27 \times 0,13 \times 8760 \times 0,5) (0,609)$$

$$= 8\,887,29$$

$$\text{TOTAL} = 8\,468,71 + 2 \times 8\,887,29 = 26\,243,29$$

ALTERNATIVA IV

$$37,5 \text{ KVA} \quad \text{CAER} = 8\,887,29$$

$$\text{TOTAL} = 3 \times 8\,887,29 = 26\,661,87$$

ALTERNATIVA V

$$160 \text{ KVA} \quad \text{CAER} = (0,50)^2 (11,18 \times 0,13) (370 \times 9,65 \times 0,13 \times 12 \times 1 + 3,6 \times 9,65 \times 0,13 \times 8760 \times 0,5) (2,80)$$

$$= 25\,791,54$$

$$\text{TOTAL} = 25\,791,54$$

ALTERNATIVA VI

$$100 \text{ KVA} \quad \text{CAEP} = (0,80)^2 (8,55 \times 0,13) (370 \times 7,74 \times 0,13 \times 12 \times 1 + 3,6 \times 7,74 \times 0,13 \times 8760 \times 0,5) (1,66) +$$

$$160 \text{ KVA} \quad (0,74)^2 (2,63 \times 0,13) (370 \times 1,91 \times 0,13 \times 12 \times 1 + 3,6 \times 1,91 \times 0,13 \times 8760 \times 0,5) (2,80)$$

$$= 26\,641,11$$

$$\text{TOTAL} = 26\,641,11$$

## CALCULO DE COSTO ANUALES EQUIVALENTES TOTALES DEBIDO A PERDIDAS

ALTERNATIVA I

$$\text{CAEP} = \text{CAER}_1 + \text{CAER}_2$$

$$\text{CAEP} = 29\,635,23 + 20\,229,23 = 49\,864,46$$

ALTERNATIVA II

$$\text{CAEP} = 27\,837,99 + 21\,074,73 = 48\,912,72$$

ALTERNATIVA III

$$\text{CAEP} = 24\,129,29 + 26\,243,29 = 50\,372,58$$

ALTERNATIVA IV

$$\text{CAEP} = 16\,832,01 + 26\,661,87 = 43\,493,88$$

ALTERNATIVA V

$$\text{CAEP} = 21\,135,90 + 25\,791,54 = 46\,927,44$$

ALTERNATIVA VI

$$\text{CAEP} = 16\,506,11 + 26\,641,11 = 43\,147,22$$

## CALCULO DE COSTOS DE ADQUISICION

ALTERNATIVA I

100 KVA CA = 270 000,00

50 KVA CA = 138 000,00

$$\text{TOTAL} = 270000,00 + 2 \times 138000,00 = 546,000,00$$

ALTERNATIVA II75 KVA + 100 KVA CA = 264000,00 + 270000,00/(1+0,12)<sup>10</sup> = 299 110,69

50 KVA CA = 138 000,00

$$\text{TOTAL} = 299 110,69 + 2 \times 138000,00 = 575 110,69$$

ALTERNATIVA III

75 KVA + 100 KVA CA = 299 110,69

37.5 KVA + 50 KVA CA = 126 000,00 + 138000,00/(1+0,12)<sup>15</sup> = 151 212,08

$$\text{TOTAL} = 299 110,69 + 2 \times 151212,08 = 601 534,85$$

ALTERNATIVA IV

37.5 KVA + 50 KVA CA = 151 212,08

$$\text{TOTAL} = 3 \times 151 212,08 = 453 636,24$$

ALTERNATIVA V

160 KVA CA = 455 000,00

TOTAL = 455 000,00

ALTERNATIVA VI100 KVA + 160 KVA CA = 360 000,00 + 455 000,00/(1+0,12)<sup>3</sup> = 464 650,00

TOTAL = 464 650,00

Para hacer el análisis de la inversión en el año cero, el costo de los transformadores a comprar en años posteriores se ha traído el valor presente.

A continuación se presenta un cuadro en el que se resumen los resultados obtenidos para cada alternativa, en el cual se expone los costos anuales por pérdida en vacío, en carga y el costo anual total debido a pérdidas, tanto en vacío como en carga, además los costos de adquisición de los bancos en el año inicial.

ALTERNATIVA	COSTO ANUAL DE PERDIDAS EN VACIO SUCRES	COSTO ANUAL DE PERDIDAS EN CARGA SUCRES	COSTO ANUAL DE PERDIDAS TOTALES SUCRES	COSTO DE ADQUISICION SUCRES
I	29.635,23	20.229,23	49.864,46	546.000,00
II	27.837,99	21.074,73	48.912,72	575.110,69
III	24.129,29	26.243,29	50.372,58	601.534,85
IV	16.832,01	26.661,87	43.493,88	453.636,24
V	21.135,90	25.791,54	46.907,44	455.000,00
VI	16.506,11	26.641,11	43.147,22	464.650,00

Según los resultados precedentes, la instalación de un banco de transformadores formado por 3 transformadores monofásicos de 37.5 KVA en el año inicial y cambiado posteriormente a los 15 años por tres de 50 KVA (Alternativa IV) es el que presenta el menor costo de adquisición; con relación al costo anual por pérdidas estas son practicamente iguales a la alternativa VI es decir un transformador trifásico de 100 KVA inicialmente y luego cambiado a los 13 años por uno de 160 KVA.

Considerando las ventajas expuestas con anterioridad es preferible en este caso la selección del banco monofásico.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a la carga que se quiere suministrar energía eléctrica, y examinando su característica, esto es: curva, carga promedio, carga pico y en especial su proyección, se puede realizar una selección acertada del banco de transformación, pudiendo ser este, un transformador trifásico o bien, un banco trifásico formado por transformadores monofásicos. Es de anotar que la clase de carga que con más frecuencia y en mayor porcentaje se encuentra en un sistema de distribución es la carga monofásica.

Partiendo de estas consideraciones y comparando, tanto el aspecto técnico como económico, del transformador trifásico con el banco monofásico se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- 1.- El banco trifásico compuesto por tres transformadores monofásicos se presenta como la alternativa más recomendable, frente a la del transformador trifásico, principalmente, desde el aspecto que en los actuales momentos es de vital importancia, esto es, el económico. Debido a que las pérdidas en los transformadores son las que ocasionan grandes costos de operación, el banco formado por transformadores monofásicos origina costos anuales totales por pérdidas en vacío y con carga menores que la unidad trifásica, pero hay que tener presente que las pérdidas en vacío son mayores en el banco monofásico que en el

trifásico y como consecuencia de esto los costos anuales ocasionados por estas pérdidas serán de mayor magnitud cuando se opera en vacío o con carga baja; por lo tanto es recomendable que el banco funcione con una carga arriba del 50% o 60% de su capacidad.

2.- Como un sistema trifásico, puede funcionar con varios tipos de conexiones, el banco monofásico resulta ventajoso por la característica digna de tomar en consideración, de la factibilidad de formar o cambiar las conexiones en los mismos tres transformadores, dependiendo del tipo de carga a servir y además del nivel de voltaje necesario. Existe adicionalmente y por ende un voltaje terminal para el usuario, más cercano al nominal.

3.- La confiabilidad que el servicio eléctrico debe tener ocasiona otra ventaja del banco monofásico sobre el transformador trifásico, por que frente a cualquier emergencia o daño que se presente o por razones de operación y mantenimiento es fácil suministrar energía eléctrica trifásica a partir de dos transformadores monofásicos, pero con la lógica reducción de la capacidad.

4.- Desde el punto de vista de adquisición, los costos son variables pero cuando se hace una selección del banco acertada es muy probable

que resulte más económico el banco monofásico, esto es debido a que y como se demuestra en el ejemplo, la capacidad inicial que debe tener el banco es menor a la demanda máxima que tendrá la carga durante los años de servicio.

De cualquier manera se recomienda, que antes de la selección de un banco de transformación en distribución, que va a dar servicio a una carga dada por algunos años, es necesario realizar el análisis técnico y económico expuesto en este estudio.

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- STINGANT, FRANKIN. The J & P Transformer Book, John Willey and Son, décima edición.
- 2.- LANGSDORF, Teoría de las máquinas de corriente alterna, McGraw Hill, segunda edición.
- 3.- FITZGERALD, KINGSLEY, KUSKO. Electric machinery, McGraw Hill, tercera edición, 1971.
- 4.- ORRALES. Teoría, cálculo y construcción de transformadores, Labor S.A., quinta edición.
- 5.- ORRALES. Cálculo óptimo de transformadores, Marcombo S.A., primera edición, 1978.
- 6.- WESTINGHOUSE. Electric utility engineering reference book; distribution system, vol.3 primera edición.
- 7.- WESTINGHOUSE. Electrical transmission and distribution reference book, cuarta edición 1964.
- 8.- E. STAFF M.I.T. Magnetic circuits and transformers, quinceava edición, 1965.
- 9.- EBASCO, Electrical distribution systems engineering, McGraw Hill, 1982.
- 10.- BANKS GERNROSS, 3 - Phase distribution transformer bank, AIEE 1954 p.367
- 11.- VALLEJO, JARRIN, LUCERO. Evaluación de pérdidas en transformadores monofásicos autoprotegidos de 5 y 10 KVA. Inecel Unepet 1982
- 12.- ANSI. Guide for loading, mineral oil-immersed overhead-type distribution transformers with 55 C or 65 C average winding rise appendix C57.91, 1974