



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica



"ANALISIS DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCION BAJO CONDICIONES DE CARGA"

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: **POTENCIA**

Presentada por:

LUIS RAFAEL PACHECO JARA

Guayaquil - Ecuador

1.987

DEDICATORIA

A MIS PADRES
A MI ESPOSA
A MI HIJO
AL PERSONAL DE
LA DIRECCION
TECNICA EEMCA



ING. CARLOS VILLAFUERTE
Sub-Decano, Facultad
de Ingeniería Eléctrica.



ING. JORGE CHIRIBOGA
Director de Tesis



ING. EDUARDO LEON
Miembro Principal



ING. ALBERTO HANZE
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 Titulos profesionales de la
ESPOL)


Luis Rafael Pacheco J.

RESUMEN

La necesidad de poseer transformadores de tamaño y capacidad adecuada es la razón para realizar este estudio, y observar el comportamiento de los transformadores de distribución bajo condiciones de carga.

Hay que considerar que diariamente se invierten fuertes sumas de dinero en generación eléctrica para suplir las pérdidas eléctricas que causan los transformadores de distribución, y ajeno a esto las excesivas pérdidas provocan una reducción en la vida útil del equipo, factor que debe ser considerado debido al costo inicial de dichas máquinas.

El presente estudio tiene como finalidad realizar una evaluación técnico-económica de las pérdidas que causan los transformadores de distribución instalados en el área urbana del sistema eléctrico Milagro en Milagro.

Con la ayuda de este se obtiene un enfoque del estado actual de pérdidas de potencia y energía eléctrica en el área urbana del sistema eléctrico Milagro.

El método está compuesto de: una revisión de conceptos básicos del funcionamiento del transformador, Utilización de las curvas de carga y análisis técnico-económico.

INDICE GENERAL.

Pag.

RESUMEN 1

INDICE GENERAL.....

INDICE DE FIGURAS.....

INDICE DE TABLAS.....

INTRODUCCION.....

I CARACTERISTICAS GENERALES

1.1 Principios fundamentales..... 25

1.1.1 Definición de Parametros..... 26

1.2 Pérdidas en vacío..... 31

1.2.1 Limitaciones..... 32

1.2.2 Pérdidas por histéresis..... 38

1.2.3 Corrientes parásitas..... 44

1.3 Consideraciones de medición..... 46

1.3.1 Pruebas de impedancia..... 48

1.3.2 Pérdidas con carga..... 50

1.3.3 Pérdidas debido a flujos de dispersión. 52

1.3.4 Pérdidas en el cobre..... 54

1.4 Medición de la demanda.

II CURVA DE CARGA.

2.1	Características.	
2.1.1	Metodología.....	58
2.1.2	Determinación y uso de la curva normalizada.....	59
2.2	Pérdidas del Sistema.....	61
2.2.1	Componentes que producen las mayores... pérdidas.....	64
2.2.2	Porcentaje de pérdidas.....	69
2.3	Muestreo.....	72
2.3.1	Método.....	74
2.3.2	Toma de datos.....	75
2.3.3	Descripción de las zonas analizadas....	78
2.3.4	Justificación de las curvas.....	91
2.4	Uso de la curva de carga para la obtención de diversos factores utilizados en distribución..	
2.4.1	Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas:considerando el pico y el periodo.....	98
2.4.2	Capacidad de sobre-carga y "vida útil".	106

III ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO.

3.1	Pérdidas de energía con carga desequilibrada..	
3.2	Pérdidas de energía con carga equilibrada.....	127
3.2.1	Determinación del valor de resistencia de corto-circuito.....	131
3.2.2	Consideraciones sobre transformadores del Sistema Eléctrico Milagro.....	
3.2.3	Eficiencia "Rendimiento".....	137
3.2.4	Puntos de máxima eficiencia.....	138
3.3.1	Pérdidas de vida útil en los transformadores de distribución.....	149
3.4	Pérdidas de potencia y energía.....	151
3.5	Costo de pérdidas de los transformadores.....	
3.5.1	Evaluación de la pérdidas con carga en el transformador.....	157
3.5.2	Relación de pérdidas y costo económico.	158
3.6	Costos de operación de los transformadores de distribución.....	160
3.6.1	Costos de fabricación.....	161
3.6.2	Determinación del punto óptimo.....	162
3.7	Carga económica.....	164

IV APLICACIONES AL SISTEMA ELECTRICO MILAGRO.....	171
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	185
BIBLIOGRAFIA.....	188

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

Debido a que la situación económica por la que atravieza nuestro país no es muy favorable, tampoco lo es mantener un sistema eléctrico con muchas pérdidas, debido a su alto costo de generación. Problema que tiende a agudizarse con la expansión del sistema y su área de conexión.

La gran cantidad de transformadores de distribución instalados en el sistema es un factor digno de consideración de un estudio técnico y económico.

Este análisis debe ir acorde con una correcta selección del transformador de distribución más conveniente a ser utilizado en la alimentación de los circuitos secundarios de la manera más eficiente.

C A P I T U L O I

CARACTERISTICAS GENERALES

1. INTRODUCCION.

El transformador es una maquinaria eléctrica estática, que transforma la energía eléctrica por inducción electromagnética de un circuito a la misma frecuencia.

Esencialmente un transformador consiste de hierro y cobre, que son el núcleo magnético y el devanado respectivamente. El devanado está formado por dos bobinas denominadas primaria y secundaria. Entre ellas no existe conexión eléctrica, solo están acopladas magnéticamente a través del núcleo de hierro.

La bobina primaria denominada también bobina de alta tensión es aquella que conecta directamente a la fuente, entre tanto la bobina de baja tensión es la que alimenta la carga.

Para que exista inducción electromagnética es necesario la variación del flujo con respecto al tiempo. Y si el transformador es una maquinaria estática, entonces la única posibilidad de funcionamiento del transformador es alimentando su devanado con una señal variante en el tiempo "corriente alterna", de ninguna manera podría

ser alimentado con una señal continua.

Los transformadores a los que se hace referencia, son los de distribución, denominados también tipo poste, cuyo objetivo es el de reducir la tensión de línea a valores comerciales. Generalmente los utilizados actualmente en el país son de los siguientes valores de voltajes de placa : $13.8 \text{ KV}/\sqrt{3} - 120 / 240 \text{ Volts}$, y con capacidades nominales desde 1.5 KVA hasta los 167 KVA monofásicos.

De acuerdo al tipo de construcción los transformadores de distribución pueden ser:

- Acorazados Y.
- No acorazados.

Por el tipo de protección se clasifican en :

- Convencionales Y
- Auto-protegidos (CSP).

Los transformadores acorazados son aquellos en los cuales el núcleo de hierro se encuentra rodeando a la bobina, tal es el caso de la figura (1). Y en los No acorazados, es la bobina la que rodea al núcleo, figura(2).



Fig # 1 Transformador Acorazado.



Fig # 2 Transformador No Acorazado.

Los transformadores convencionales son los que carecen de protección propia, Fig (3), y son muy utilizados en el montaje de bancos de transformadores.

Para protegerlos de las sobre-corrientes indeseables es necesario adicionar en la instalación, cajas porta-fusibles, que son conectadas en serie con la bobina de alta tensión.

Con el propósito de brindar protección contra sobre-voltajes ocasionados por mala operación (switchéo) o por descargas atmosféricas, es necesario la instalación de pararrayos, los mismos que deben estar por un lado muy próximos a la línea de alta tensión, y por el otro extremo deben ser sujetos muy firmemente a la carcasa del transformador.

El transformador auto-protégido Fig (4) posee sus propias protecciones tales como:

Protección de sobre-corriente.- Es una tira fusible conectada internamente en serie con la bobina de alta tensión.

Protección de sobre-voltaje.- Lo constituyen los pararrayos, los mismos que vienen incorporados al tanque.

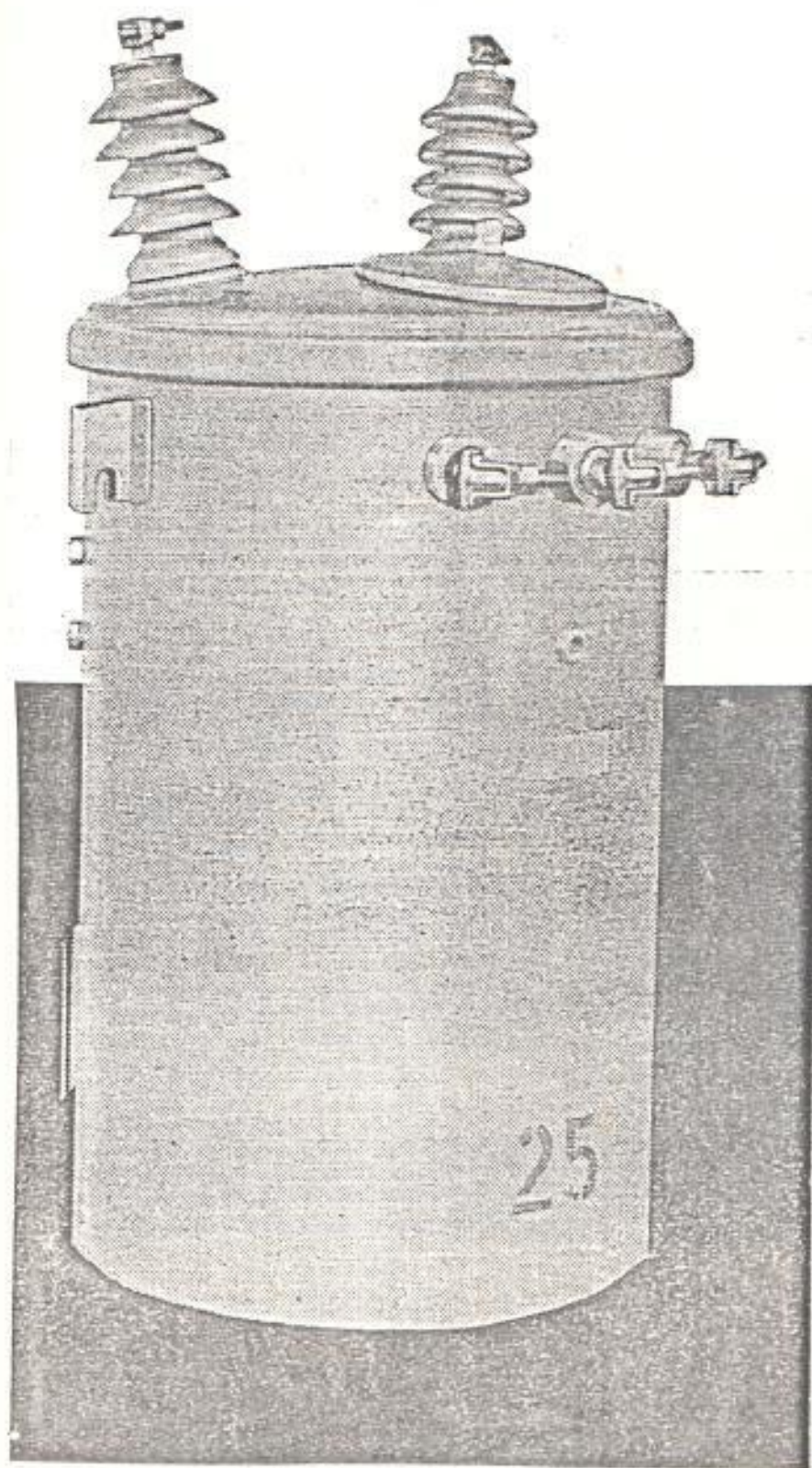


Fig. # 3 Transformador Convencional

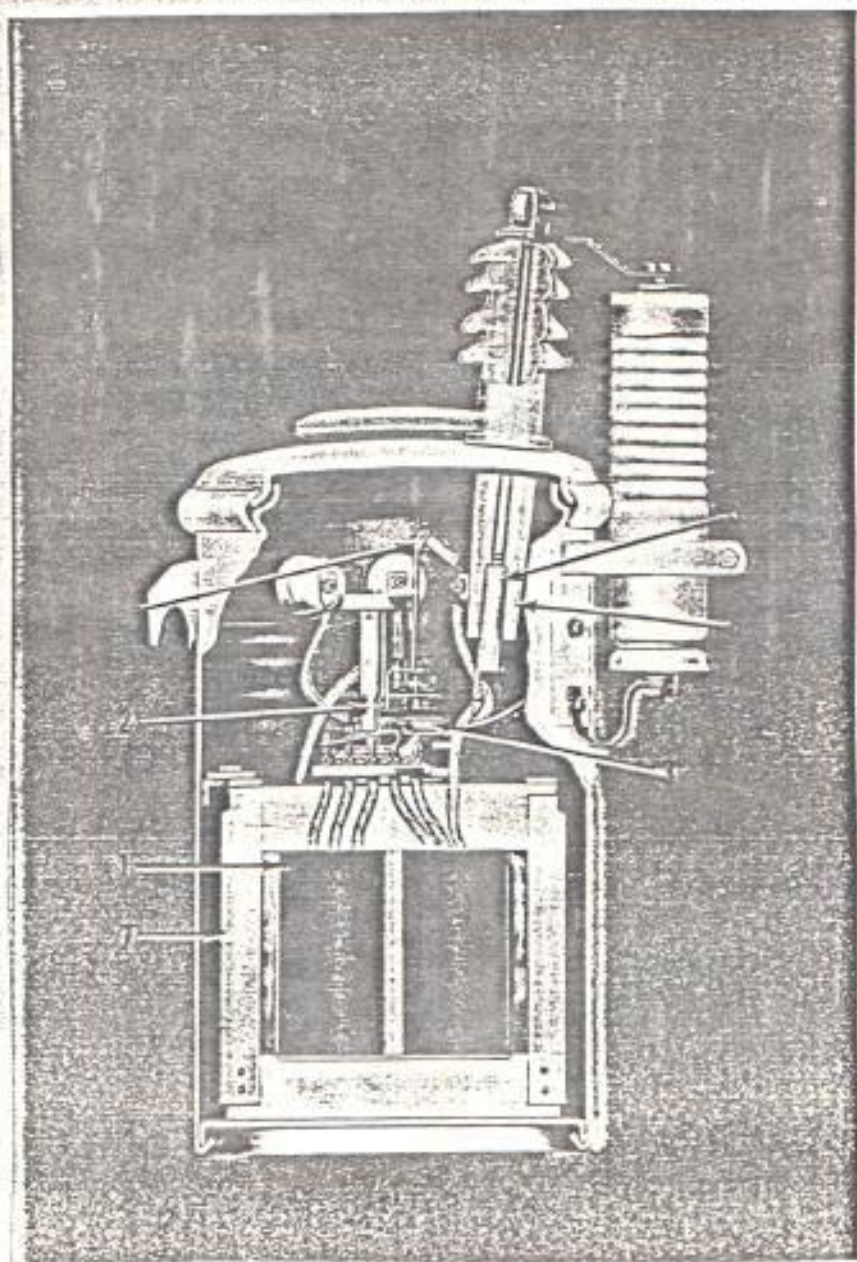


Fig # 4a Transformador Auto-protegido (CSP).

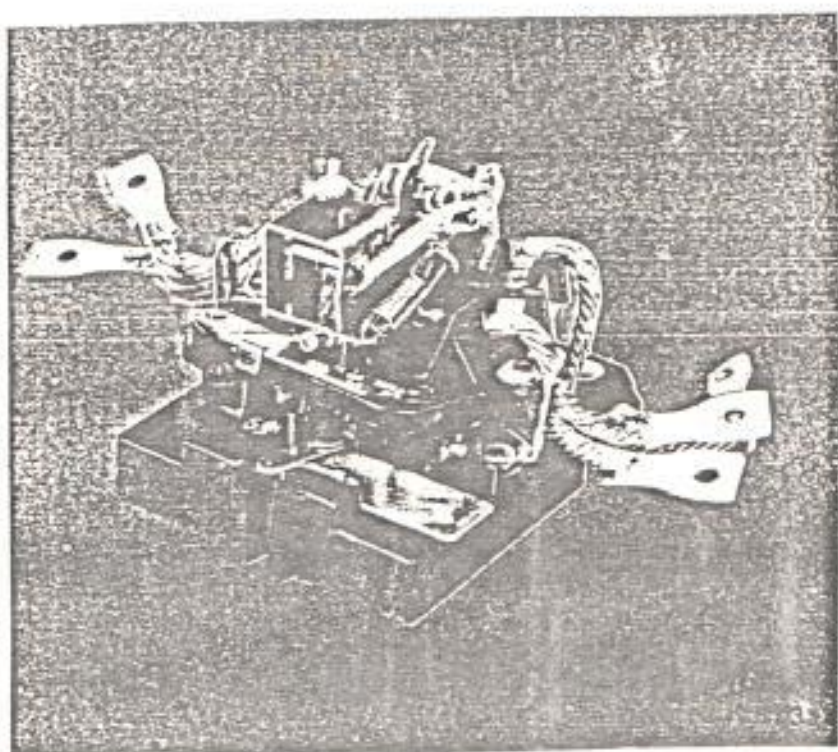


Fig # 4b Breaker del Transformador auto-protegido.

Protección de sobre-carga.- Se la da un breaker (térmico) ubicado en la bobina secundaria. Este breaker al igual que las bobinas se encuentra inmerso en aceite.

1.1 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES.

Cuando se energiza un transformador se presentan dos situaciones:

- a) Sin carga conectada en el secundario.
- b) Con carga conectada.

Para el caso del literal (a), a pesar de no existir carga alguna en el lado de baja tensión, el transformador toma energía de la red de distribución, lo que obliga a que circule una corriente por la bobina de alta. Esta corriente es la corriente de excitación, y es la causante de las pérdidas en vacío de el transformador.

Cuando se conecta una carga en el secundario, se proporciona un camino para la corriente, la misma que provoca calentamiento en las bobinas, adicional al anterior.

1.1.1 DEFINICION DE PARAMETROS.

Corriente de excitación.- Es la corriente medida cuando se determinan las pérdidas en vacío, Corriente a voltaje nominal, con el otro devanado en circuito abierto.

Voltaje de corto-circuito.- Voltaje requerido para que circule corriente nominal por el transformador bajo condiciones de corto-circuito.

Pérdidas con carga.- Ocurren cuando el transformador está transportando energía a la corriente de plena carga, denominadas también pérdidas del cobre.

Pérdidas por Resistencia.- Son las pérdidas I^2R en el devanado del transformador debido a la corriente de carga.

Pérdidas por dispersión.- Debidas a los flujos de dispersión en : el núcleo, los devanados, pernos y paredes del tanque.

Eficiencia.- La eficiencia de un transformador es la relación de potencia a la salida, comparada con la potencia de entrada.

Relación.- La relación de un transformador es

simplemente la razón del voltaje primario comparado con el voltaje secundario.

Demanda Máxima.- Es la mas grande de todas las demandas, la cual ha de ocurrir durante un periodo especifico de tiempo.

Factor de Demanda.- Es la relación de la máxima demanda de un sistema a la carga total conectada.

El factor de demanda de una parte del sistema tambien es definido como la razón de la máxima demanda de la parte del sistema, a la carga total del mismo.

La carga conectada y la máxima demanda son expresadas en las mismas unidades, tales que el factor de carga es adimensional.

El factor de demanda es usualmente menor que la unidad, e indica el grado al cual la carga conectada es operada simultaneamente.

Factor de utilización.- Es la relación de la máxima demanda de un sistema a la capacidad del mismo.

El factor de utilización es adimensional, e indica

el intervalo de demanda y el periodo sobre el cual la máxima demanda es aplicada.

Ademas, es un indicado de el grado al cual el sistema está siendo cargado durante cargas pico, respecto a su capacidad.

Factor de carga.- Es la relación de la carga promedio sobre un periodo de tiempo designado, a la carga pico que ocurre en este periodo.

$$F.C. = \frac{P.C.}{P.P.}$$

Factor de diversidad.- Es la relación de la suma de las máximas demandas individuales de las diversas subdivisiones de un sistema, a la máxima demanda del sistema.

El factor de diversidad es igual a la unidad, si todas las máximas demandas individuales ocurren simultaneamente.

Factor de coincidencia.- Es la relación de la máxima demanda total coincidente de un grupo de consumidores, a la suma de la demanda máxima de consumidores individuales comprendidos en un grupo, ambos tomados al mismo punto de fuente para el mismo tiempo. Basicamente el factor de coincidencia es el reciproco del factor de diversidad.

Diversidad de carga.- Es la diferencia entre la suma de los picos de dos o mas cargas individuales, y el pico de carga combinada.

Factor de pérdidas.- Es la relación de la pérdida de carga promedio, al pico de pérdida de carga durante un periodo específico de tiempo.

El factor de pérdidas No es necesariamente el indicador de la carga térmica de un equipo.

Indica el grado al cual la pérdida de carga dentro del aparato y durante la carga pico se mantiene a través de todo el periodo en el cual está siendo considerada la pérdida.

Factor de valor presente.- Es un factor que multiplicado por una cantidad C_n en el tiempo "n" proporcione el costo actual de la misma.

$$FVP = 1 / (1+i)^n$$

$$\text{Valor presente} = FVP * C_n.$$

Factor de recuperación de Capital.- Es un factor que permite encontrar el monto de cada una de las imprecisiones uniformes para recuperar un capital inicial dentro de un periodo de n años.

$$\text{FRC} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Impocisión Constante = $C_0 * \text{FRC}$.

C_0 = Capital inicial.

1.2 PERDIDAS EN VACIO.

Debido a que para este estudio se consideran las pérdidas en vacío proporcionadas por el fabricante; a continuación se da una breve descripción de las mismas:

DEFINICION.-Es la potencia absorbida por el transformador a frecuencia nominal, cuando se aplica tensión nominal a los terminales de uno de los devanados, cuando el otro devanado está en circuito abierto.

Estas pérdidas básicamente tienen lugar en el hierro, y tiene mucha influencia la calidad del material del cual están confeccionadas las chapas magnéticas.

Las pérdidas en vacío corresponden a la suma de las pérdidas por histéresis producidas por el cambio de los dipolos en el hierro, mas las pérdidas provocadas por las corrientes de Foucault, producidas por la inducción de corrientes en el hierro que constituye el núcleo.

Las características de pérdidas en el hierro, varían de acuerdo a la calidad del transformador de distribución.

Las pérdidas por histéresis magnética en vacío dependen de la calidad del material magnético utilizado en la construcción del núcleo, y estas a su vez varían de acuerdo a la densidad de flujo.

La densidad de flujo ocasiona además pérdidas por corrientes parásitas en vacío, las mismas que guardan relación con la construcción de las chapas. Y los parámetros que lo afectan son:

- a) El espesor de las láminas, y.
- b) La calidad del material aislante entre chapas.

Incluyendo en el diseño de nuevos transformadores, láminas de menor espesor, se reducen estas pérdidas considerando las siguientes limitaciones :

1.2.1 LIMITACIONES.

Si el espesor de las láminas es muy reducido; esto implica que el espesor del aislamiento va ha aumentar para el mismo espesor del núcleo "constante". Esta situación es benéfica debido a que se logra la reducción de las pérdidas.

Por otra parte si la reducción en el espesor es excesiva, se tiene láminas muy suaves que dan como

resultado un núcleo flexible con problemas de tipo mecánico.

En un transformador de buena calidad, las pérdidas debidas a las corrientes de excitación no exceden de el 5% de la corriente nominal del mismo.

Las pérdidas están en función de la corriente elevada al cuadrado, y si se tienen valores pequeños de corriente, se tienen también valores pequeños de pérdidas.

Es un detalle de construcción de los fabricantes de transformadores el considerar como condiciones de diseño, densidades de flujo cuyos valores se encuentran por debajo de los puntos críticos en la curva de saturación.

Existen además otro tipo de pérdidas cuando el transformador está en vacío, y tienen lugar en todos los elementos de sujeción y es muy complicado obtener su valor numérico. Su valor está sujeto a la experiencia, o bien a ser expresados como una pequeña fracción del total de pérdidas.

Estas pérdidas guardan relación con la forma del núcleo, y sus accesorios.

Estudios realizados por el ESRC (Energy Systems Research Center) indican que las pérdidas de potencia activa y reactiva en el HIERRO se expresan en función del voltaje terminal de la siguiente manera.

Pérdidas del hierro.

$$P \text{ (p.u.)} = \frac{\text{KVA nominales (A V + B e } C |V|^2 \text{)}}{\text{Base del sistema.}}$$

$$Q \text{ (p.u.)} = \frac{\text{KVA nominales (D V + E e } F |V|^2 \text{)}}{\text{Base del sistema.}}$$

Donde los literales en el parentesis son constantes que dependen del transformador, y tienen los siguientes valores típicos.

$$A = 0.00267$$

$$B = 0.0734 \text{ E }^{-8}.$$

$$C = 13.5$$

$$D = 0.00167$$

$$F = 22.7$$

$$V = \text{Voltaje en por unidad.}$$

Experimentalmente las pérdidas en vacío son determinadas por el fabricante realizando las conexiones en un transformador de distribución indicadas en la fig(5).

Generalmente el secundario es energizado a voltaje nominal, mientras que el otro devanado está en circuito abierto.

Se utilizan dos voltímetros, debido a que las pérdidas en vacío son muy sencibles a la forma de onda del voltaje de prueba.

Las normas ANSI requieren que las pérdidas en vacío sean determinadas, basadas en una forma de onda senoidal, sin embargo se recomienda el método de los voltajes promedios, el mismo que requiere que ambos voltajes (el promedio y el correspondiente rms sean usados para medir correctamente las pérdidas en vacío en el transformador basados en una forma de onda senoidal).

Los valores que se obtienen son corregidos utilizando la siguiente ecuación .

$$P = P_m / (P_1 + KP_2).$$

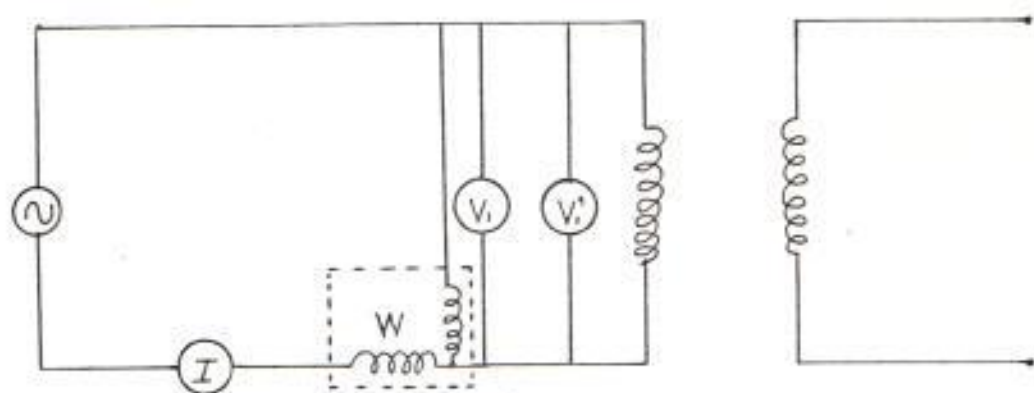


Fig # 5 Pruebas para determinar las pérdidas en vacío.

Donde:

P = Pérdidas en vacío (watts) basado en la onda seno.

P_m = Pérdidas sin carga obtenidas durante la prueba.

P_1 = Pérdidas por Histéresis en por unidad.

P_2 = Pérdidas por corrientes de Eddy en (p.u)

Las normas ANSI sugieren valores de 0.5 para P_1 y P_2 .

$$K = (E_r / E_a)^2.$$

E_r = Voltaje rms.

E_a = Voltaje promedio.

En la ecuación(1) el denominador tiene un valor ligeramente mayor que la unidad, lo que indica que las pérdidas corregidas son un poco mayor que las pérdidas medidas, Ejm.

Cálculo de pérdidas en vacío para un transformador de distribución de 37.5 KVA.

$$E_a = 240 \text{ V} = V_1$$

$$E_r = 242 \text{ V} = V_1'$$

$$P_m = \text{Valor medido} = 114.8 \text{ W.}$$

$$P_1 = 0.5 = P_2.$$

$$P = P_m / (P_1 + KP_2) \cdot (1)$$

$$K = (E_r/E_a)^2 = (242/240)^2 = 1.0167$$

$$P = 114.8 / ((0.5 + 0.5(1.0167))) = 113.85.$$

$$P = 113.85 \quad \text{Valor corregido.}$$

Las normas ANSI establecen que las variaciones de temperatura no afectan considerablemente a las pérdidas en vacío.

En resumen, se puede indicar que las pérdidas en el hierro son constantes para cualquier condición de carga. Su valor depende únicamente del tipo de transformador y de la capacidad del mismo. De allí que el fabricante es capaz de suministrar esta información con los datos de placa del transformador.

Asumiendo una temperatura de trabajo de 75°C ; Las pérdidas están formadas por:

- a) Pérdidas por histéresis y corrientes parasitas en el núcleo.
- b) Pérdidas en el cobre de los devanados.

1.2.2 PERDIDAS POR HISTERESIS.

Al magnetizar un material ferro-magnético por medio de la reorientación de los dominios, la mayor parte

de los efectos son irreversibles, es decir no son elásticos. Ejemplo.

Cuando el campo externo aplicado es retirado, el material magnético no regresa a su estado original.

Si un tipo de hierro está saturado (punto 1) de la fig(6), y se retira el campo, la condición magnética sigue la línea de 1 a 2.

Al valor de la ordenada hasta el punto 2 se lo denomina magnetismo residual.

Si nuevamente es aplicado un campo positivo, la condición seguirá la trayectoria de 2 a 3.

Para regresar a la condición de flujo igual a cero, es necesario una fuerza magnetizante negativa, denominada fuerza coercitiva (punto 4).

Si el campo negativo aplicado es muy intenso, este produce la saturación en sentido opuesto al anterior (punto 5).

Invirtiendo la fuerza magnetizante se origina una condición magnética que sigue la trayectoria del punto 5 al punto 1.

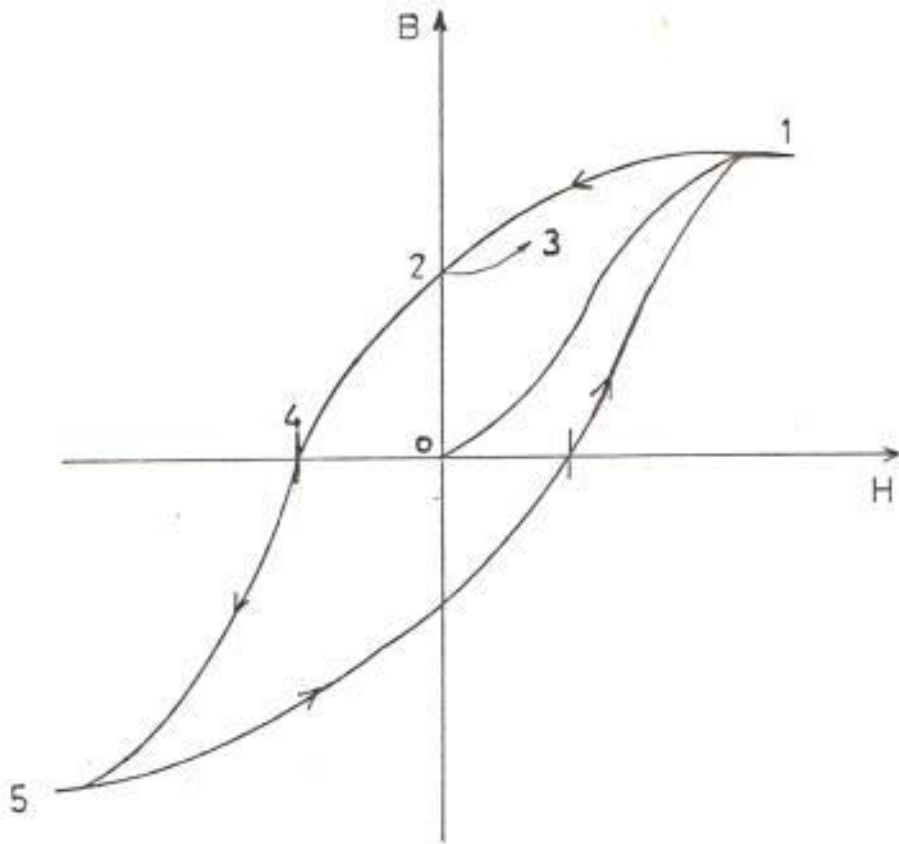


Fig # 6 Ciclo de Histéresis.

Debido a que los transformadores se excitan con corriente alterna cuya frecuencia es aproximadamente 60 ciclos por segundo, este ciclo denominado ciclo de histéresis se está repitiendo por cada ciclo.

La histéresis se pone de manifiesto en forma de calor en el núcleo del transformador. Esto es parecido al hecho que ocurre cuando se flexiona continuamente un alambre o una tira metálica, llega un momento en que esta se calienta debido a las flexiones. Igual cosa ocurre con el material magnético. Que se calienta cuando se lo magnetiza cíclicamente.

La entrada de energía a una muestra no magnetizada de la unidad de volumen, es el área de la curva entre cero y uno con el eje B, de la fig (7).

El regreso de energía es el área de la curva entre 1 y 2 con el eje B, de la fig (7), y la diferencia de áreas es la energía que se transforma en calor.

Se deduce entonces que mientras mas angosto es el ciclo de histéresis, mas conveniente es el material.

Esta propiedad la presentan los aceros al silicio, fig (8), razón por la cual son los mas utilizados para la construcción de los núcleos en los

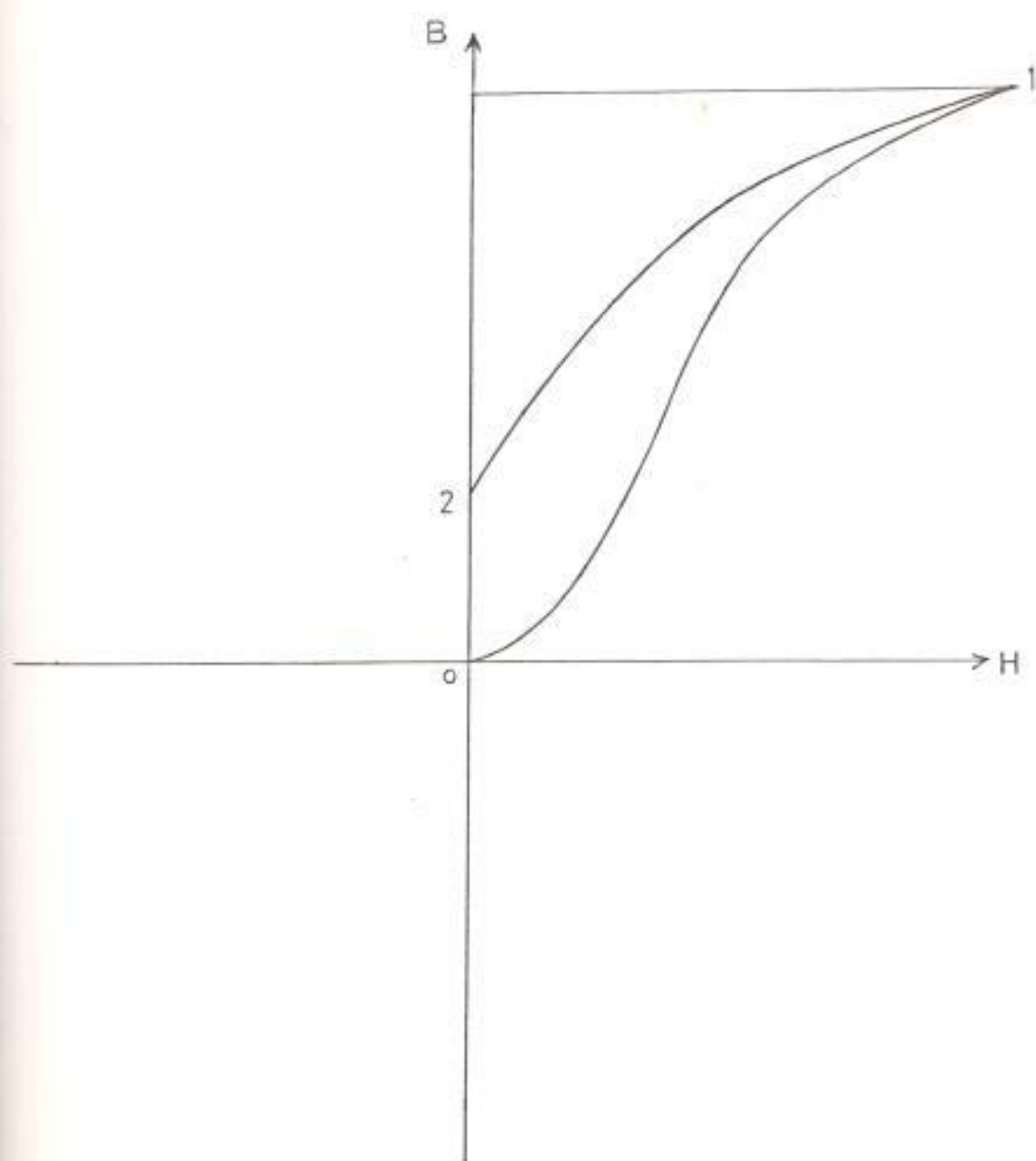


Fig # 7 Histéresis.

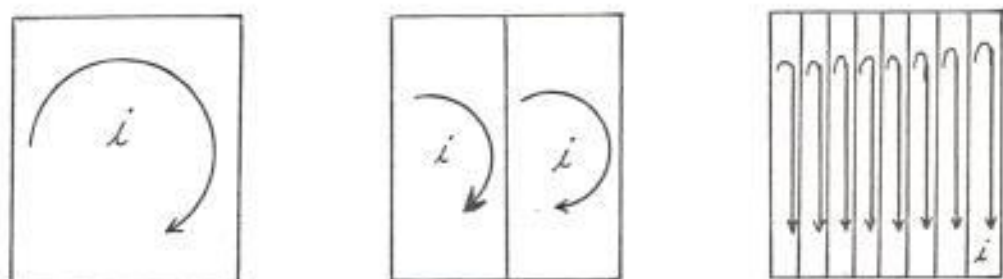


Fig # 8 Histéresis en las láminas.

transformadores.

Para calcular las pérdidas de potencia por histéresis en los aceros comerciales se usa la siguiente relación empírica que da buenos resultados en watts.

$$P_h = K_h * f * B_m^n * v.$$

Donde :

K_h y n dependen del material del núcleo.

$$n = +/- 1.6.$$

B_m = Densidad de flujo máxima (Maxwell/cm²).

f = Frecuencia (ciclos/seg).

v = Volumen del Hierro (cm³).

1.2.3 CORRIENTES PARASITAS.

En un núcleo de hierro conductor, los voltajes inducidos originan corrientes parasitas, y la potencia resultante indicada por la expresión:

$$I^2 * R = V^2 / R \quad , \text{aparece en como calor} .$$

Referente a esta ecuación, se vé que se puede reducir las pérdidas, disminuyendo "V", y aumentando "R" . Si en lugar de un núcleo sólido, se utiliza láminas de hierro delgadas, se logra que el voltaje inducido neto se reduzca, y que la trayectoria

aumente. lo que trae consigo un incremento en la resistencia.

Esta resistencia es la resistencia de aislamiento, que aparece entre lámina y lámina del núcleo.

Las láminas de 0.5 mm de espesor están aisladas eléctricamente por una delgada capa de barniz, o por escamas producidas por el calor al ser roladas.

Una manera de calcular las pérdidas de potencia por corrientes parásitas es utilizando la siguiente ecuación:

$$P_f = K_e * f^2 * B_m^2 * v * e.$$

Donde:

e = espesor de las láminas del hierro (cm).

K_e = Depende de la resistividad del hierro.

La referencia con respecto a pérdidas es poca, debido a que el transformador es una maquinaria eléctrica estática, y por tanto no existen grandes pérdidas de tipo mecánico causadas especialmente por la fricción y el rozamiento.

Esta es la razón por la cual se dice que los transformadores son altamente eficientes.

1.3 CONSIDERACIONES DE MEDICION.

PRUEBAS DE RESISTENCIA.

Las medidas de la resistencia son realizadas con el proposito de calcular las pérdidas $I^2 \cdot R$.

Se utilizan dos metodos para realizar estas mediciones:

- a) Metodo de la caida de potencial.
- b) Utilizando un puente de precisión.

Cuando se utiliza el metodo de la caida de tensión, no debe aplicarse una corriente superior al 15 % de la corriente de operación normal.

Debe determinarse que todas las partes del transformador se encuentren a la misma temperatura, y esto se logra ubicando termómetros en varios lugares cercanos a la bobina. Y si la unidad no se encuentra inmersa en aceite, los termómetros deben entrar en contacto con la bobina misma.

Estos procedimientos son utilizados por el fabricante previo al sellado del transformador.

Cuando la unidad a la que se deben realizar las mediciones de Resistencia se encuentra en el campo, es importante que el transformador mantenga sus partes

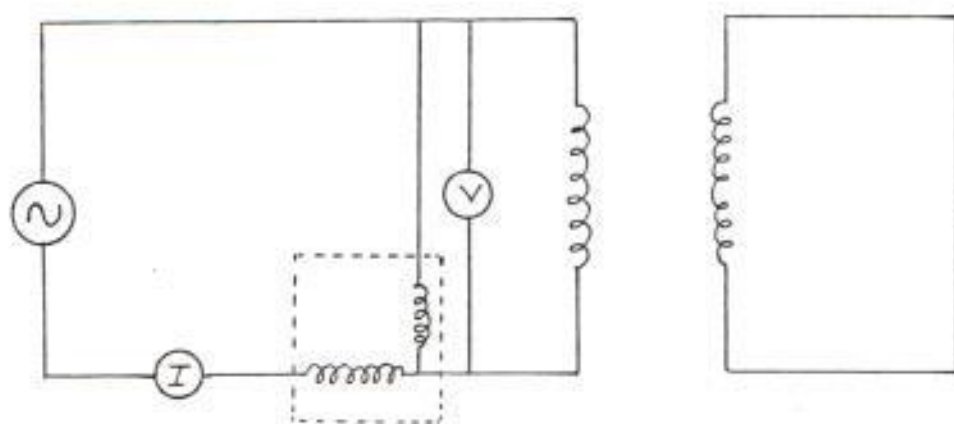


Fig # 9 Prueba de corto-circuito

interiores en un área en la cual las variaciones de temperatura son mínimas, y por un periodo de tiempo aceptable, hasta que la temperatura sea estable. Se sugiere un periodo de 24 horas.

1.3.1 PRUEBAS DE IMPEDANCIA.

Esta pruebas se realizan para determinar el "voltaje de impedancia" y las pérdidas en el cobre.

El voltaje de impedancia esta definido como el voltaje requerido para provocar flujo de corriente de plena carga, en condiciones de corto-circuito del devanado.

Usualmente se utilizan valores del 3 al 15 % del voltaje nominal.

La forma de realizar esta prueba esta ilustrada por la fig(9), en la que las pérdidas del cobre se leen directamente del vatímetro, las mismas que estan compuestas de :

- a) Pérdidas debido a las corrientes de Eddy y.
- b) Pérdidas $I^2 \cdot R$.

La temperatura del devanado debe ser tomada antes y

despues de la prueba. Generalmente se utiliza el valor promedio de temperatura en la determinación de la resistencia del devanado.

Para corregir las lecturas a una determinada temperatura deseada "T₂" se utiliza la siguiente relación.

$$R_c = R_m * ((234.5 + T_2) / (234.5 + T_1)).$$

Donde:

R_c = Valor de la resistencia corregida a la nueva T₂.

R_m = Valor de la resistencia medida a T₁.

Con lo cual se logran las pérdidas del cobre a "T₂".

Las pérdidas debido a las corrientes de Eddy son la diferencia entre la lectura del vatímetro y el valor calculado a "T₂".

Las pérdidas por corrientes de Eddy son medidas a un valor de temperatura, y corregidas a otro valor.

Ambas pérdidas son usualmente especificadas a un valor de temperatura de 75 °C.

La técnica en mención hace posible medir y convertir por comparación: Porcentaje de resistencia, impedancia y reactancia que se calculan como sigue:

$$\% \text{ Resistencia} = \frac{100 * (\text{Pérdidas del cobre en Kw})}{(\text{KVA Nominal})}$$

$$\% \text{ Impedancia} = \frac{100 * (\text{Voltaje de impedancia})}{(\text{Relación de voltaje})}$$

$$\% \text{ Reactancia} = 100 \sqrt{(\% Z)^2 - (\% R)^2}$$

Todos los valores de impedancia y resistencia medida son corregidos a una temperatura común.

El hecho de que la temperatura afecta a la resistencia y no a la reactancia, el porcentaje de impedancia a una nueva temperatura se encuentra, corrigiendo el porcentaje de resistencia, y se aplica la siguiente relación:

$$\% \text{ Impedancia} = \sqrt{(\% \text{ Resistencia})^2 + (\% \text{ Reactancia})^2}$$

1.3.2 PERDIDAS CON CARGA.

Es necesario recalcar el uso de los siguientes factores .

Factor de carga.-Es la relación entre la demanda media y la demanda máxima. Su valor depende funcionalmente del tipo e intensidad de consumo predominante en el sistema, Siendo mayor en aquellas áreas industriales, y decreciendo conforme se incrementa el consumo de tipo residencial.

Factor de pérdidas.-Es definido como la relación entre las pérdidas medias, a las pérdidas máximas.

Las pérdidas de energía en un sistema eléctrico se calculan en función de las pérdidas de potencia, factor de pérdidas y periodo, de la siguiente manera.

$$\text{Pérdidas de energía.} = P_p * F_p * T.$$

$$F_p = A * F_c + (1-A) * F_c^2.$$

$$\begin{aligned} F_p &= 0.6 \\ F_c &= 0.4 \\ A &= 0.213 \end{aligned}$$

Donde:

F_p = Factor de pérdidas.

F_c = Factor de carga.

A = Constante que depende del factor de carga y del factor de pérdidas.

Otro método del cálculo del factor de pérdidas es utilizando el factor de calentamiento que se obtiene de la curva de carga mostrada en la fig (10)

CURVA DE CARGA CON VALORES UNITARIOS AL CUADRADO

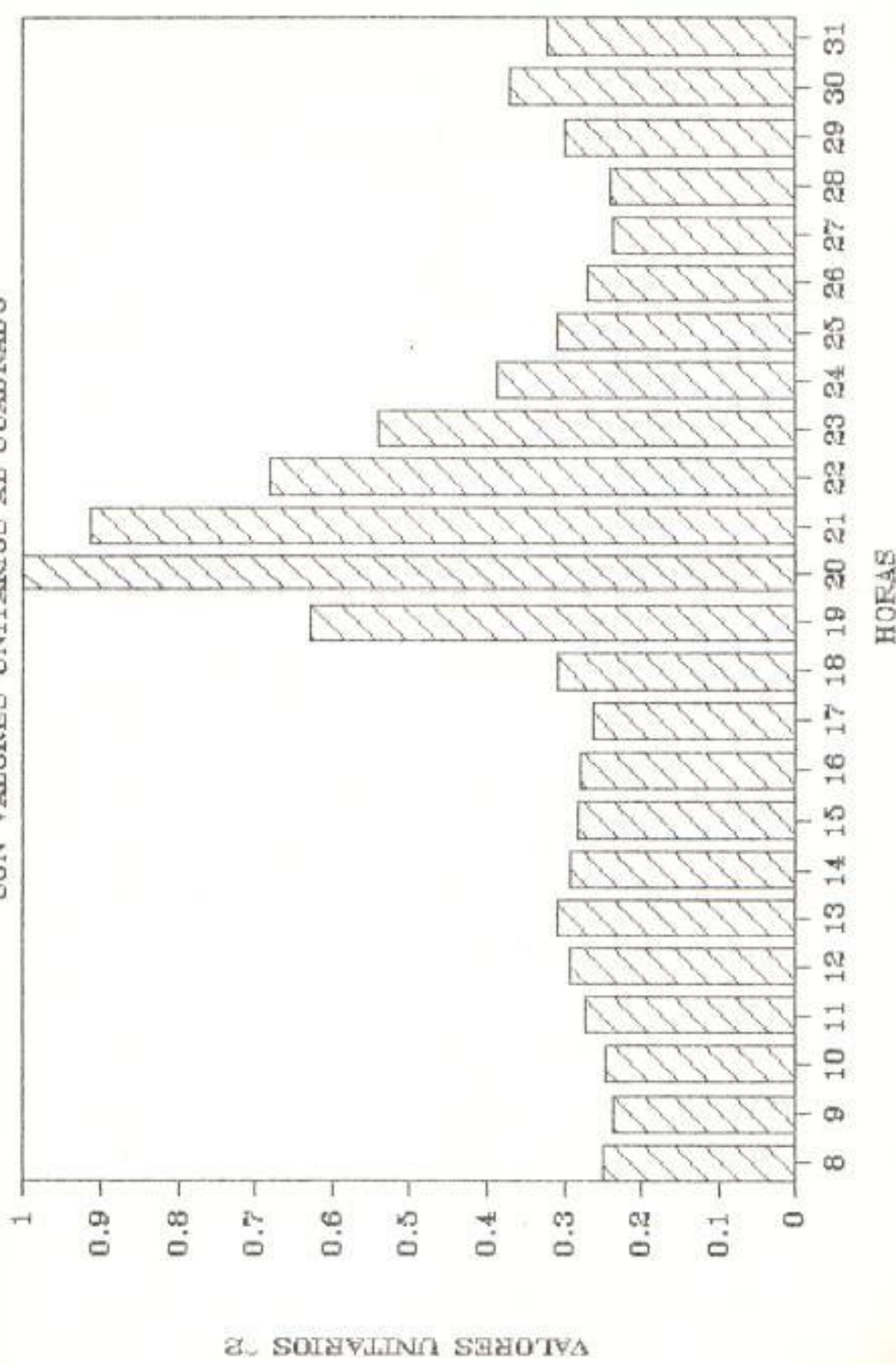


Fig # 10 Curva de carga con Valores p.u cuadrado.

$$H = \left(\text{Sumatorio } I_{pu}^2 * T_i \text{ pu} \right).$$

H = Factor de calentamiento.

$H^2 = F_p$ = Factor de pérdidas.

I_{pu} = Valores de corriente tomados de la curva de carga, expresados en (p.u) respecto al valor máximo.

T_i = Periodos correspondientes a los diferentes valores de carga expresados en (p.u) con respecto a las 24 horas.

Hablar de factor de pérdidas mediante este método, es equivalente al cálculo del área bajo la curva de la fig (10).

El uso de este método es el más adecuado, debido a que es más exacto en la cuantificación de la pérdidas por consideración de las variaciones de la curva de carga en diferentes periodos.

Las pérdidas con carga mayormente son debidas al aumento de la corriente de carga, lo que trae consigo un aumento en la corriente de los devanados del transformador.

1.3.3 PERDIDAS DEBIDO A LOS FLUJOS DE DISPERSION.

Los flujos de dispersión dan origen a corrientes

parásitas en los conductores individuales, provocados por los flujos que no alcanzan a enlazarse con con el devanado, y por consiguiente se desvian, originando el tipo de pérdidas en mención.

Estas pérdidas dependen del cuadrado de la densidad de flujo de dispersión, del peso total del cobre en el transformador, y del cuadrado de la dimensión de los conductores individuales referentes a la trayectoria del flujo de dispersión.

Cambiar las dimensiones de los conductores individuales es minimizar estas pérdidas: subdividiendo los conductores y aislando varias porciones, uno del otro.

Los flujos de dispersión no actúan uniformemente sobre todas las partes de la sección del conductor, a consecuencia de lo cual la densidad de corriente no es uniforme, por lo que aparecen corrientes parásitas superpuestas a la corriente uniformemente distribuida.

Además, estas corrientes originan pérdidas que son inversamente proporcionales a la resistencia del devanado, lo que indica que estas pérdidas disminuyen con el aumento de la temperatura.

1.3.4 PERDIDAS EN EL COBRE.

Es la potencia activa absorbida por el transformador a frecuencia nominal, cuando la corriente nominal fluye a través de uno de los devanados, cuando el otro se encuentra en corto-circuito.

Una variación en el valor de la intensidad de corriente trae consigo la variación de las pérdidas con carga, proporcional al cuadrado de la variación que sufre la corriente.

En base a esto se dice que las pérdidas con carga son sumamente variables a través del tiempo, razón por la cual se justifica el uso de la curva de carga de un transformador.

1.4 MEDICION DE LA DEMANDA.

La demanda de una instalación o de un sistema, es la carga promedio en los terminales de un receptor durante un período específico de tiempo.

La demanda es expresada en unidades adecuadas, para una mejor comodidad y facilidades de trabajo.

La carga es: Potencia activa, Potencia reactiva,

Potencia aparente, o Corriente, y es expresada en: Kilowatt, Volt-amp reactivos, KVA y amperios respectivamente.

Los intervalos de demanda mas usados en mediciones comerciales son: 15 y 30 minutos respectivamente, a pesar de que en algunas ocasiones se usan intervalos de 5 o 60 minutos. Para el presente estudio, se consideran intervalos de 15 minutos.

Similarmente la demanda máxima de una instalación es la mayor de todas las demandas que ocurren durante un periodo determinado.

El periodo de tiempo durante el cual la demanda máxima es deseable, es el mes, o el periodo de interés para un caso particular. La demanda máxima para periodos grandes, tales como el año, es determinada a partir de las demandas máximas de cada grupo de periodos, tales como el mes.

La demanda máxima es determinada por mediciones, de acuerdo a especificaciones, tales como el intervalo de tiempo previamente descrito.

Este parámetro es el más frecuentemente utilizado en las características de carga, y está en función de

varios factores como el de carga, diversidad o coincidencia.

Si alguno de estos factores son conocidos, o son aproximados con suficiente exactitud, La demanda máxima puede ser determinada con igual exactitud.

Las máximas pérdidas son una función de la demanda máxima, y estas relaciones no son directas.

Las pérdidas máximas estan en función del factor de pérdidas, el mismo que se obtiene de la curva de carga, o con el uso de la siguiente ecuación.

$$F_p = 0.3 * F_c + 0.7 * F_c^2 \quad \text{Ecuación 5.6}$$

Ecuación que es estable estadísticamente, y a través de la cual se determina el factor de pérdidas con la precisión adecuada.

CAPITULO II

CURVA DE CARGA.

2.1 CARACTERISTICAS.

La curva de carga es el fiel reflejo de todos los cambios que ocurren en un sistema "secundario".

Para este caso se utiliza un sensor gráfico que registrará segundo a segundo , punto a punto las variaciones de carga que tienen lugar en el transformador bajo estudio .

La curva de carga puede ser diaria , mensual o anual : para la presente se utiliza la curva de carga diaria con el proposito de obtener una curva patron o normalizada.Las lecturas que arroja el instrumento son valores de corriente que posteriormente serán puestos en por unidad.

La gráfica de la curva de carga tiene en sus ejes vertical y horizontal valores de corriente en amperios y tiempo en horas respectivamente.

En general , las formas de la curva de carga diaria varían de acuerdo a los siguientes factores :

a)Tipo de consumidor.

b) Día de la semana.

c) Estaciones del año.

Los diferentes modelos de la curva de carga pueden ser reconocidos por simple inspección.

Existen técnicas estadísticas sofisticadas por medio de las cuales se generan estos modelos, pero se debe considerar la compatibilidad entre el nivel de sofisticación del método, y el grado de seguridad de la fuente de datos.

Considerando la calidad de los datos de demanda de potencia activa del transformador: A continuación se describe la metodología para generar las curvas de carga típicas en base a dichos registros.

2.1.1 METODOLOGIA.

Se requiere seguir los siguientes pasos.

a) Determinar el periodo de análisis.

b) Obtener las formas generales de la curva de carga típica.

c) Determinar los valores críticos en las curvas de carga típica "Calculando el valor promedio de los puntos críticos en todas las curvas de carga muestreadas.

2.1.2 DETERMINACION Y USO DE LA CURVA NORMALIZADA.

El objetivo es lograr una curva "normalizada" anual , que será el patron del comportamiento de un transformador de una determinada zona en un periodo de un año.

Para ello se utiliza datos obtenidos por la Empresa Eléctrica Milagro en años anteriores.

El método consiste en superponer las curvas de carga diarias típicas del mes durante un año , y sacar el modelo mas acertado y que satisfaga las exigencias, fig(11).

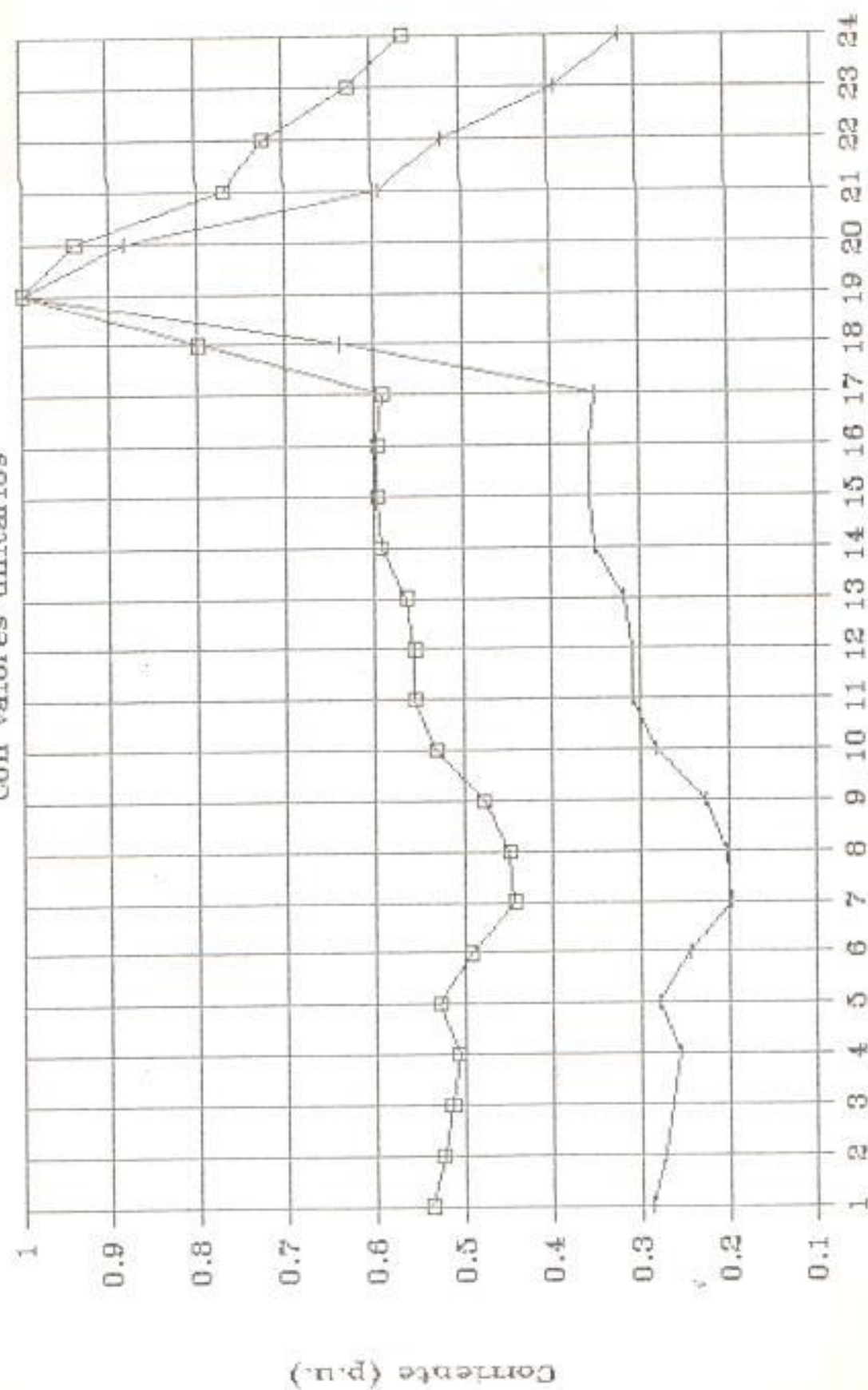
Este procedimiento se lo utiliza para varios tipos de consumidores tales como :

- a) Consumidor netamente Residencial.
- b) Consumidor Netamente Comercial.
- c) Consumidor Residencial Comercial.
- d) Consumidor Residencial Industrial.

Todos estos consumidores incluyen consumo por alumbrado publico , y no se consideran los consumidores netamente industriales , por no existir este tipo en el área urbana .

CURVA DE CARGA RESIDENCIAL

Con valores unitarios



□ Valores Unitarios

+ Unitarios ^2

Fig # 11 Curva de Carga Normalizada "Consumidores Residenciales"

Tan solo se muestra la curva de carga de un consumidor de esta clase fig.(12) como lo es Papelera Nacional, y no se realiza calculo alguno debido a la falta de datos , y a la hermeticidad de la planta.

El uso que se les dá a estas curvas se vé mas adelante en las aplicaciones al sistema eléctrico Milagro Area urbana.

2.2 PERDIDAS DEL SISTEMA.

A las pérdidas del sistema eléctrico, se las clasifica en dos grandes grupos :

- A) Pérdidas Técnicas y .
- B) Pérdidas Comerciales.

A) PERDIDAS TECNICAS.

Las pérdidas técnicas de potencia y energía se producen principalmente en las siguientes etapas:

- a) Generación.
- b) Patio de Transformación.
- c) Líneas de Transmisión, y sub-transmisión.
- d) Sistemas de Distribución.
- e) Circuitos Secundarios.

Consumidor Industrial

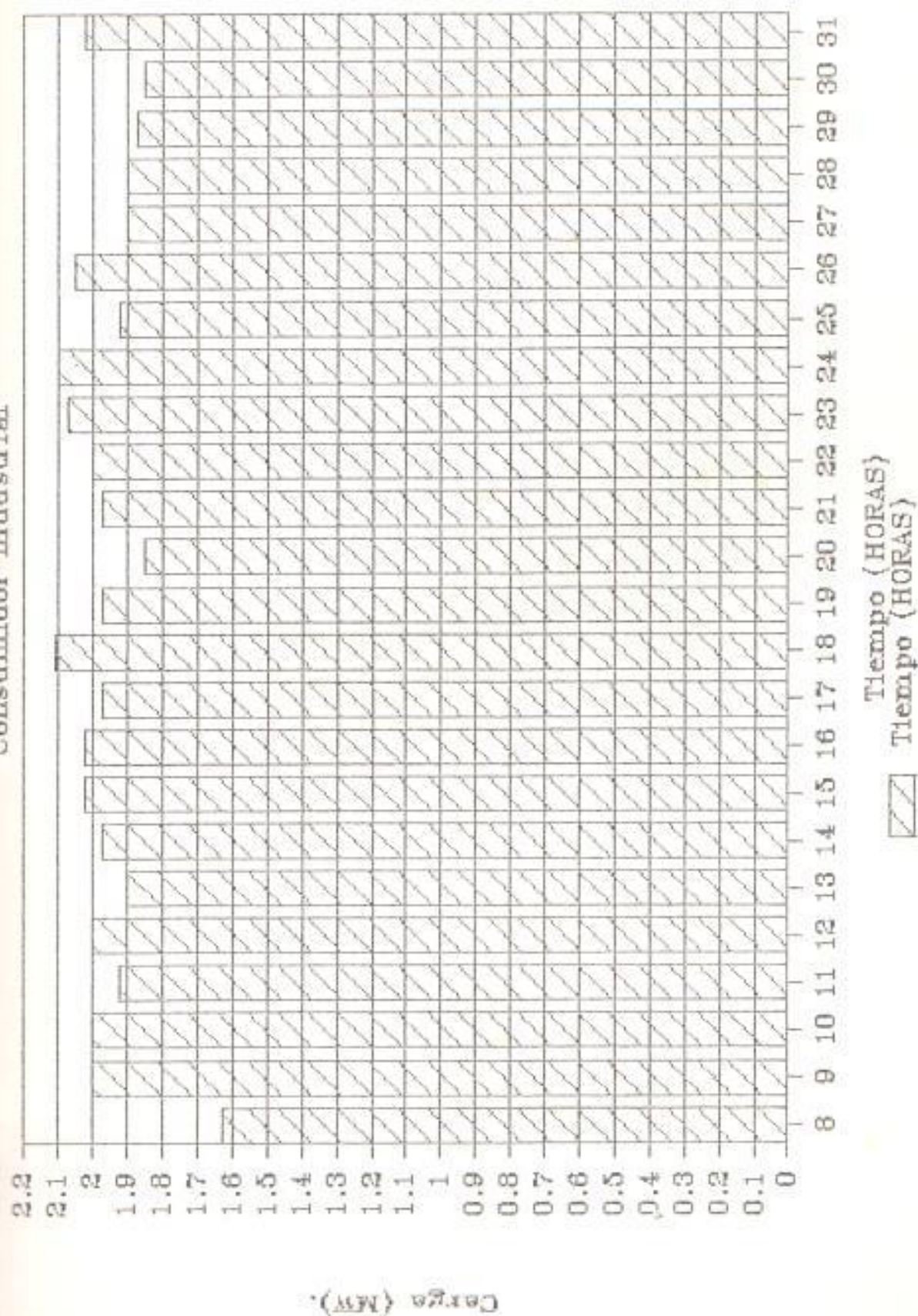


Fig # 12 Curva de Carga " Consumidor Industrial" Papelera Nacional.

Inv. No. _____

Principalmente se consideran las siguientes pérdidas:

Pérdidas debido al calentamiento en todos los componentes. Pérdidas provocadas por sobre-carga en conductores de calibre muy reducido, y longitudes extremas que ocasionan caídas de tensión.

Pérdidas debido al bajo factor de potencia. Osea debido al exceso de potencia reactiva que hay que compensar con ayuda de capacitores. Además pérdidas debido a la mala ubicación de capacitores en el sistema.

Pérdidas debido a los transformadores de distribución. Especialmente aquellos que poseen una elevada impedancia y otros que están sobre-dimensionados.

Pérdidas debido a la formación de sulfatos en las uniones cobre/aluminio y malas conexiones.

B) PERDIDAS COMERCIALES.

Entre las pérdidas debido a la comercialización de la energía se citan las siguientes:

- Medición defectuosa.
- Uso incorrecto de los medidores.

- Medidores obsoletos y deteriorados.
- Descalibración intensional de los medidores.
- Error visual en la toma de lecturas.
- Medidores no registrados.
- Error en la aplicación de factores de multiplicación.
- Falta de implementación de medición en alta tensión para determinados consumidores.
- Falta de medición de potencia Reactiva.
- Uso de acometidas largas, y con varios empalmes, especialmente en áreas rurales.
- Acometidas de gran longitud y que sirven varios usuarios.
- Falta de medición en algunos auto-consumos.
- Falta de contabilización de todo el alumbrado público.
- Alumbrado público permanente-mente trabajando.
- Robos de energía.
- Exceso de tableros en edificios grandes.

2.2.2 COMPONENTES QUE PRODUCEN LAS MAYORES PERDIDAS.

Los componentes que producen las mayores pérdidas técnicas en la E.E.M.C.A., están localizadas:

En los alimentadores primarios, Transformadores de distribución y circuitos secundarios.

Debido a que existe muy poca generación, se dice que las pérdidas por generación son prácticamente nulas. Las pérdidas debido a: Transmisión, Sub-transmisión, y Sub-estaciones son relativamente bajas, es decir están dentro del rango de aceptación.

Como se ha indicado, las pérdidas por generación son mínimas, ya que desde el año 1983, casi toda la energía es suministrada por el SNI. a través de la DOSNI.

La generación surge cuando existe algún mantenimiento programado por parte del SNI o alguna emergencia por problemas en el patio de la Sub-estación ubicada en el área urbana de Milagro. Otra causa de generación son las épocas de estiaje del Sistema Nacional Interconectado.

Pérdidas debido a líneas de Sub-transmisión que para este sistema son de 69 KV entre fases, están dentro del límite permisible.

Igual ocurre con los transformadores de potencia de las S/E, ya que aún no llegan a exceder su potencia nominal y si así llegara a ocurrir, se podría mantener esa sobre-carga por períodos cortos, y con la ayuda de toda la ventilación forzada posible.

Otra causa muy común en esta y otras empresas eléctricas son los servicios directos del alumbrado público que operan día y noche a consecuencia de falla en los diodos de las foto-células.

Esto trae por consiguiente el deterioro acelerado de los bulbos y las lámparas con las consiguientes pérdidas.

A su tiempo, algunos circuitos secundarios fueron diseñados para un periodo no muy largo. Actualmente surgen los problemas de caídas de tensión y calentamiento del conductor, por poseer un calibre inadecuado.

En varias ocasiones se encuentran circuitos secundarios mal diseñados, por la mala ubicación del transformador, lo que implica que un tramo de conductor delgado tenga que soportar toda la corriente de carga, hasta llegar a las derivaciones. Ejemplos de estos casos, están ilustrados por las fig (13 y 14)

Muchos circuitos sobre-dimensionados especialmente para ciudadelas causan muchas pérdidas, al ser la capacidad instalada mucho mayor que la carga que van a servir.

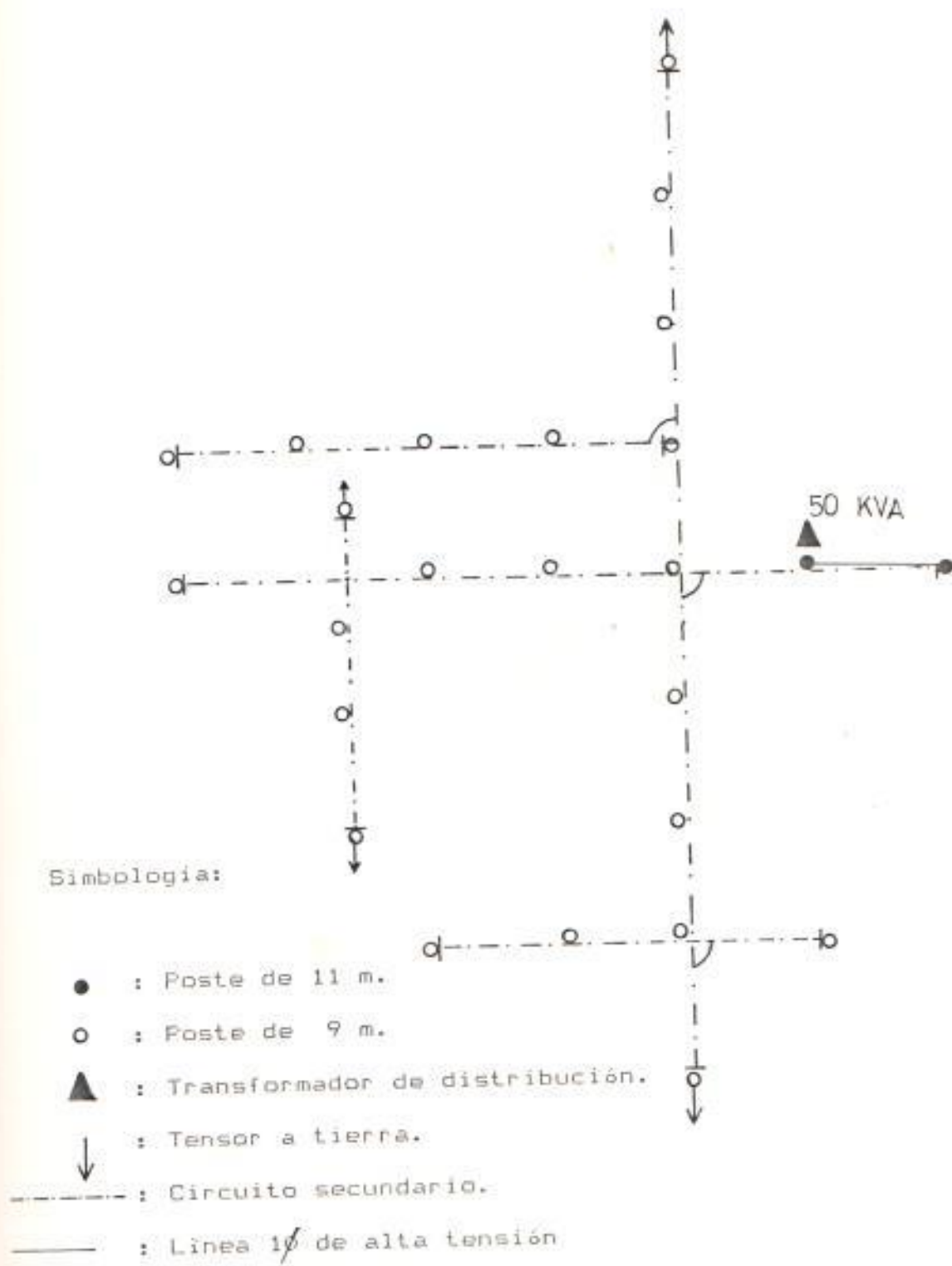


Fig # 13 Transformador de distribución
mal ubicado físicamente.

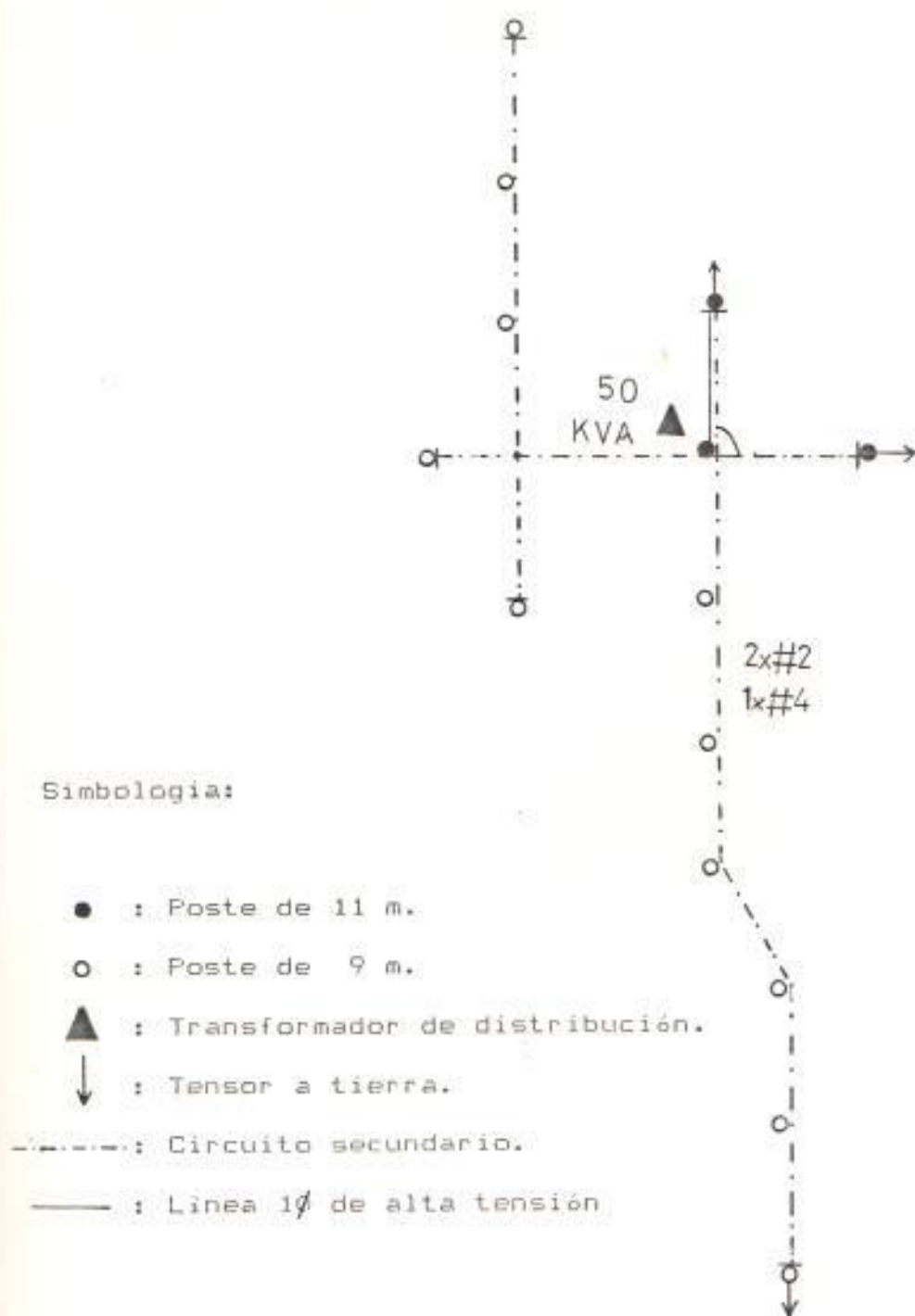


Fig # 14 Circuito Secundario mal diseñado.

En lo referente a pérdidas comerciales, ya se han indicado las causas, y quizá uno de los mas fuertes es el robo de energía.

La estimación de las pérdidas se observa en los gráficos de las fig (15a y 15b) , ya que ellos son el reflejo de lo que ocurrió en la E.E.M.C.A. hace algunos años.

Los capacidad de los transformadores de distribución del Sistema Eléctrico Milagro constituyen el 137.5% de la carga máxima del sistema.

2.2.3 PORCENTAJE DE PERDIDAS.

Dentro del proceso de suministro de energía eléctrica hasta el usuario, se advierten pérdidas en las siguientes etapas:

- Generación.
- Sub-transmisión.
- Distribución.

A lo largo de un sistema eléctrico de potencia bien diseñado se obtienen los consiguientes resultados de pérdidas en porcentaje, con los valores mostrados en la tabla (1).

TABLA I

A nivel de	% de Pérdidas.
Generación.	0.25 - 0.50
S/E Elevadora	0.25 - 0.50
Transmisión	1.00 - 2.00
Sub-Transmisión	2.00 - 4.00
S/E Reductora	0.25 - 0.50
Alumbrado Público y Ramales	3.00 - 5.00
Transformadores de Distribución	1.00 - 2.00
Sistema Eléctrico	8.00 - 15.00

Porcentaje de pérdidas físicas en un sistema de potencia bien diseñado.

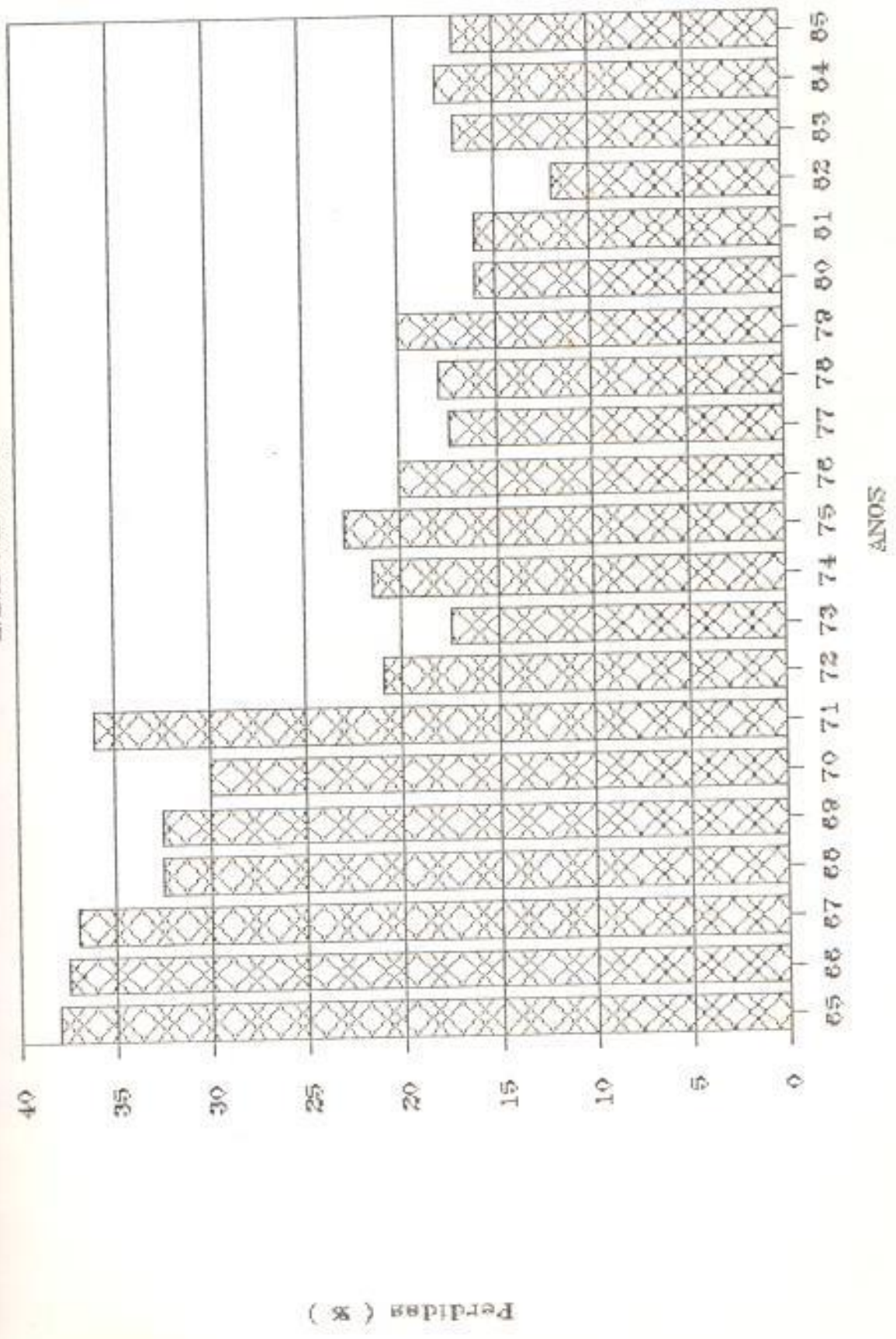


Fig 15 Pérdidas de Energía E.E.M.C.A. (%)

Como puede observarse en la tabla (1), el mayor porcentaje de pérdidas se encuentra en el sistema de distribución, y por consiguiente en los transformadores de distribución tipo poste: ya que ellos constituyen el alma misma del circuito secundario.

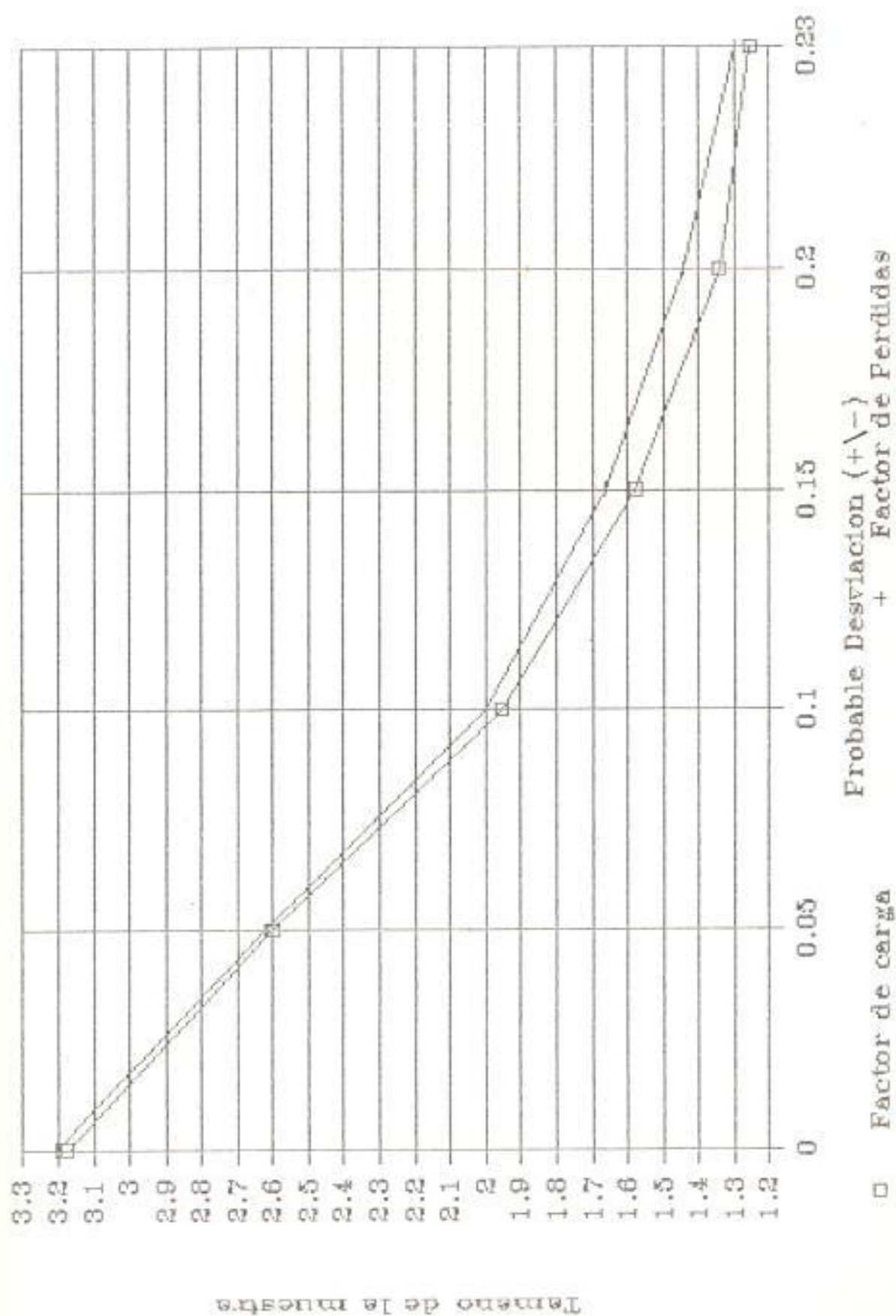
2.3. MUESTREO.

Para seleccionar la muestra de transformadores que van a ser estudiados, se plantean dos alternativas:

A) La muestra puede ser escogida usando un programa de computador que dé un número aleatorio entre cero y uno, para luego ser multiplicado por el número de transformadores instalados en el área urbana. Previo a esto se asigna a cada transformador un número, de acuerdo a la numeración del poste en el cual se encuentra instalado.

El riesgo que se corre al realizarlo de esta manera es de que se obligue a analizar transformadores que no sean muy representativos de la carga del sector, o que estén ubicados en una zona inhospita. La muestra es de el 10% del total de los transformadores de distribución del área urbana, incluyendo los datos obtenidos por la E.E.M.C.A en años anteriores.

Relacion: Muestra - Desviacion



De los transformadores bajo estudio, se pondrá mucho énfasis en varios que alimentan sectores residenciales, debido a que se dispone de suficiente información histórica, y ya han sido tomados como patron en varias situaciones analíticas, especialmente después de la E.E.M.CA. paso a depender casi totalmente del Sistema Nacional Interconectado.

La ubicación y datos de estos transformadores es mostrado en detalle posteriormente.

2.3.1 METODO.

Con el propósito de determinar el comportamiento de los transformadores de distribución del sistema eléctrico Milagro "Area Urbana", para tener elementos suficientes para el cálculo de los parámetros eléctricos. Se realizan mediciones de valores de corriente y se obtiene información de la carga a la que alimentan estos equipos ubicados en varios sectores de la zona.

Las mediciones realizadas si bien es cierto no son tan grandes como se lo hubiera deseado, muestran la tendencia del comportamiento de los transformadores que nos permitan formular hipótesis generales sobre

las pérdidas en el presente año y en los siguientes.

2.3.2 TOMA DE DATOS.

La tarea previa para el inicio del estudio es la de determinar los sectores a analizarse. Para ello se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- Sectores con abonados residenciales.
- Sectores de consumidores homogéneos.
- Sectores con acento poblacional no menor a 4 años.

De acuerdo a estas condiciones , los sectores escogidos para el estudio son:

- a) Sector del centro (Residencial - Comercial).
- b) Sector Mercado (Comercial).
- c) Sector Industrial (Residencial - Industrial).
- d) Sector de las Ciudadelas (Residencial).
- e) Sector Avenida (Residencial).

Se consideran 4 (cuatro) transformadores de cada zona central y 2 (dos) de cada ciudadela.

Incluyendo para el efecto 3 zonas céntricas y 8 (ocho) ciudadelas que suman en total 28 transformadores .

Los datos son considerados con intervalos de 15 minutos, y graficando los valores horarios de datos.

Las mediciones son realizadas utilizando registradores gráficos amprobe en diferentes escalas. La fig(17) ilustra el equipo utilizado .

Los datos tomados son valores de tensión e intensidad, sea que los transformadores posean su conexión interior de los devanados del secundario en serie o en paralelo.

Datos estadísticos de la Empresa Eléctrica Milagro muestran que los días de máxima carga son los días miércoles. Razón por la cual la gran mayoría de las lecturas son obtenidas, en estos días, sin dejar de lado por completo los demás días .

Con los datos que se obtienen se grafican las curvas de carga patron de cada sector. La misma que servirá para obtener información de los demás transformadores del sector con sólo lograr los valores de carga en la hora pico del sector. Entendiéndose por hora pico, la hora a la cual se presenta la demanda máxima.

Cada sector dependiendo del tipo de consumidor

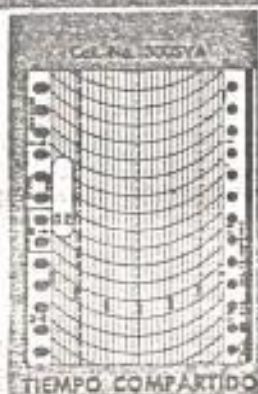
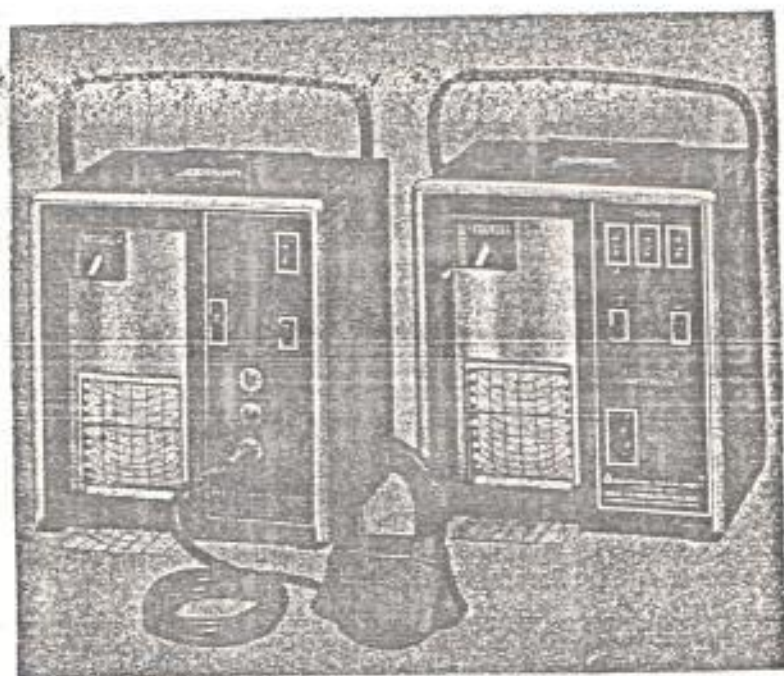


Fig # 17 Equipo utilizado para la toma de lecturas.

tendrá su hora de demanda máxima. Así por ejemplo en los sectores netamente residenciales la hora pico se define a las 19.00 Horas.

2.3.3 DESCRIPCION DE LAS ZONAS ANALIZADAS.

a) SECTOR CENTRO.

El sistema de secundarios del centro de la ciudad está constituido por bancos de transformadores, cuyos terminales (bushings) de baja tensión están conectados en estrella, a través del circuito secundario.

Inicialmente la idea era solamente alimentar las lámparas del alumbrado público. Posteriormente se vio la necesidad de suministrar servicio monofásico y trifásico a 208 Volts, que es el máximo voltaje que puede suministrar este tipo de conexión de los transformadores.

Los transformadores internamente tienen sus devanados de baja tensión conectadas en paralelo entre sí, y a su vez uno de los terminales de esta conexión esta sujeta a la carcasa del transformador.

La zona está cubierta por almacenes comerciales de

todo tipo, bancos y restaurantes. Complementado con alumbrado público de lámparas de vapor de sodio de 400 Watts, y una gran carga monofásica.

Debido a la actividad comercial, el pico de carga de la zona tiene lugar a las 9.00Horas , notandose una disminución de la carga en horas de la tarde y noche.

La curva de carga normalizada para esta zona esta indicada por la fig(18).

b) SECTOR MERCADO.

Se caracteriza por poseer cargas especialmente a 220 voltios, tales como acondicionadores de aire, frigoríficos y lámparas del alumbrado público.

Su hora pico la presenta en horas de la tarde, debido al arranque continuo de los acondicionadores de aire de clinicas y frigoríficos del mercado.

La curva de carga para este sector está ilustrada por la fig(19). Y a este tipo de consumidores se los ubica dentro del grupo de los consumidores de tipo comercial de clase media.

La carga nocturna es muy poca residencial, mas bien

Inv. No. _____

CURVA DE CARGA

Sector Centro.

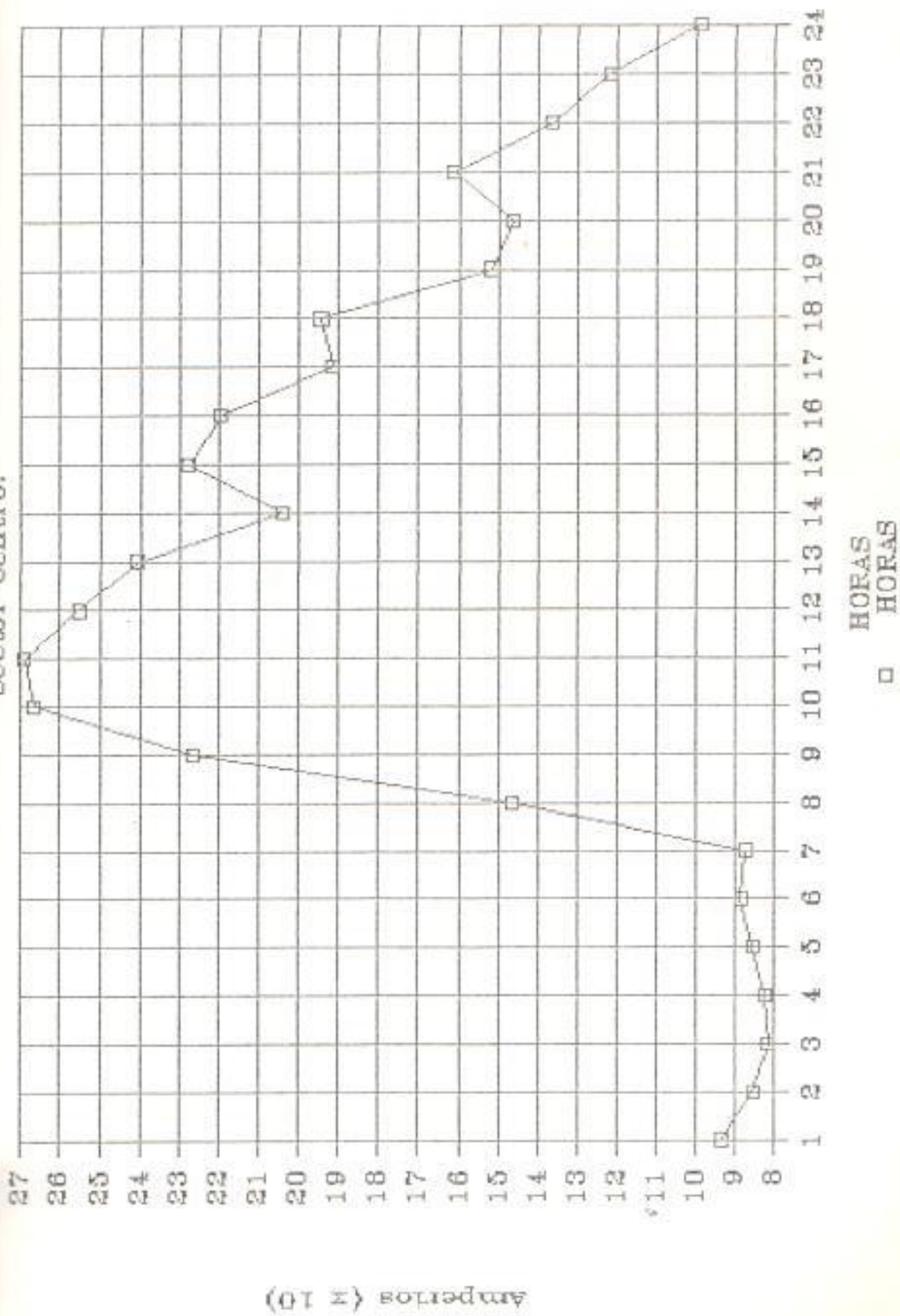
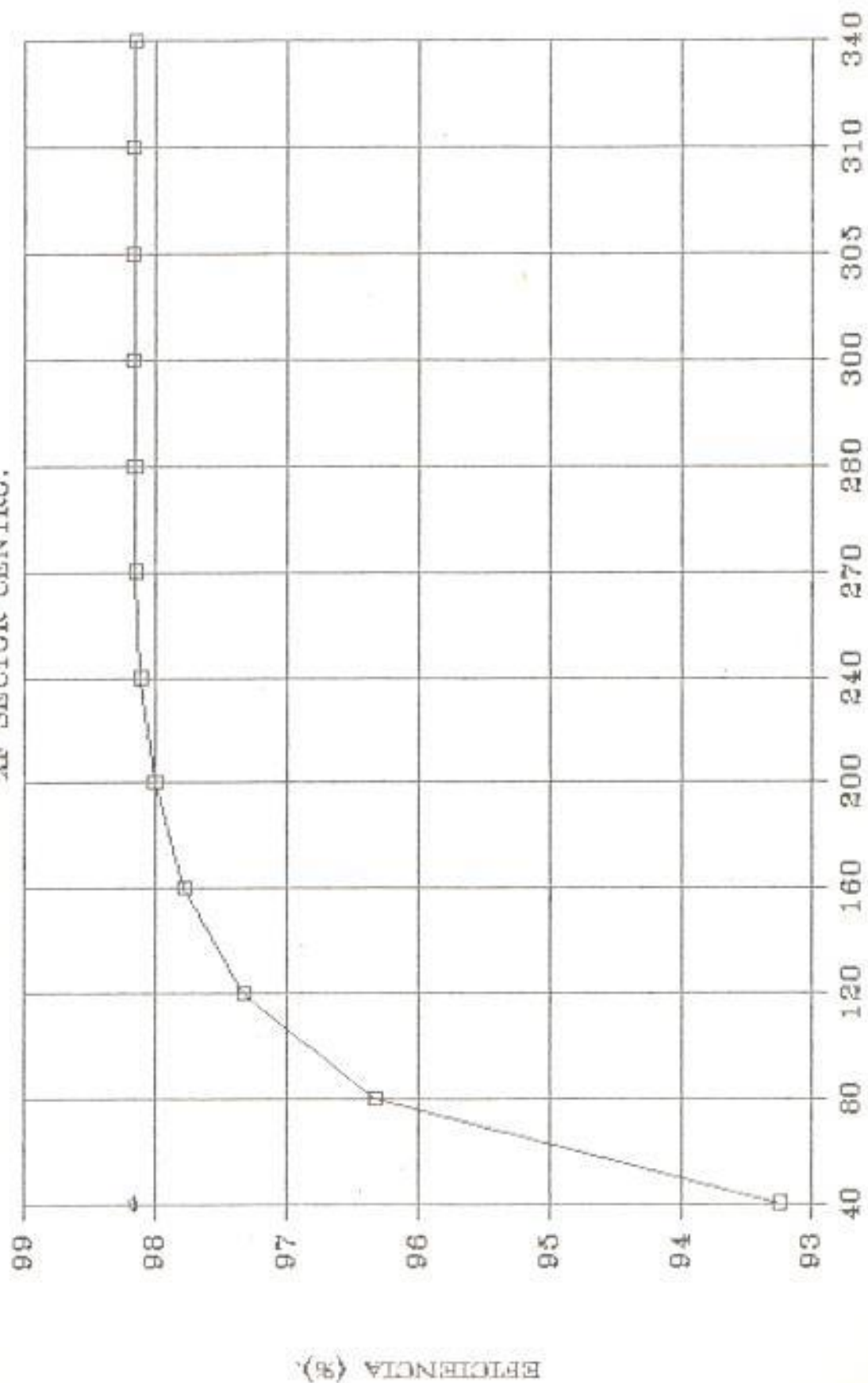


Fig # 18a Curva de carga Normalizada Sector Centro.

PUNTOS DE MAX EFICACENCIA,

XF SECTOR CENTRO.



+ P de Operacion.

PICO (AMP) ◊ Max eficiencia.

Fig # 18b Puntos de máxima eficiencia "XF Sector Centro".

CURVA DE CARGA
 SECTOR MERCADO

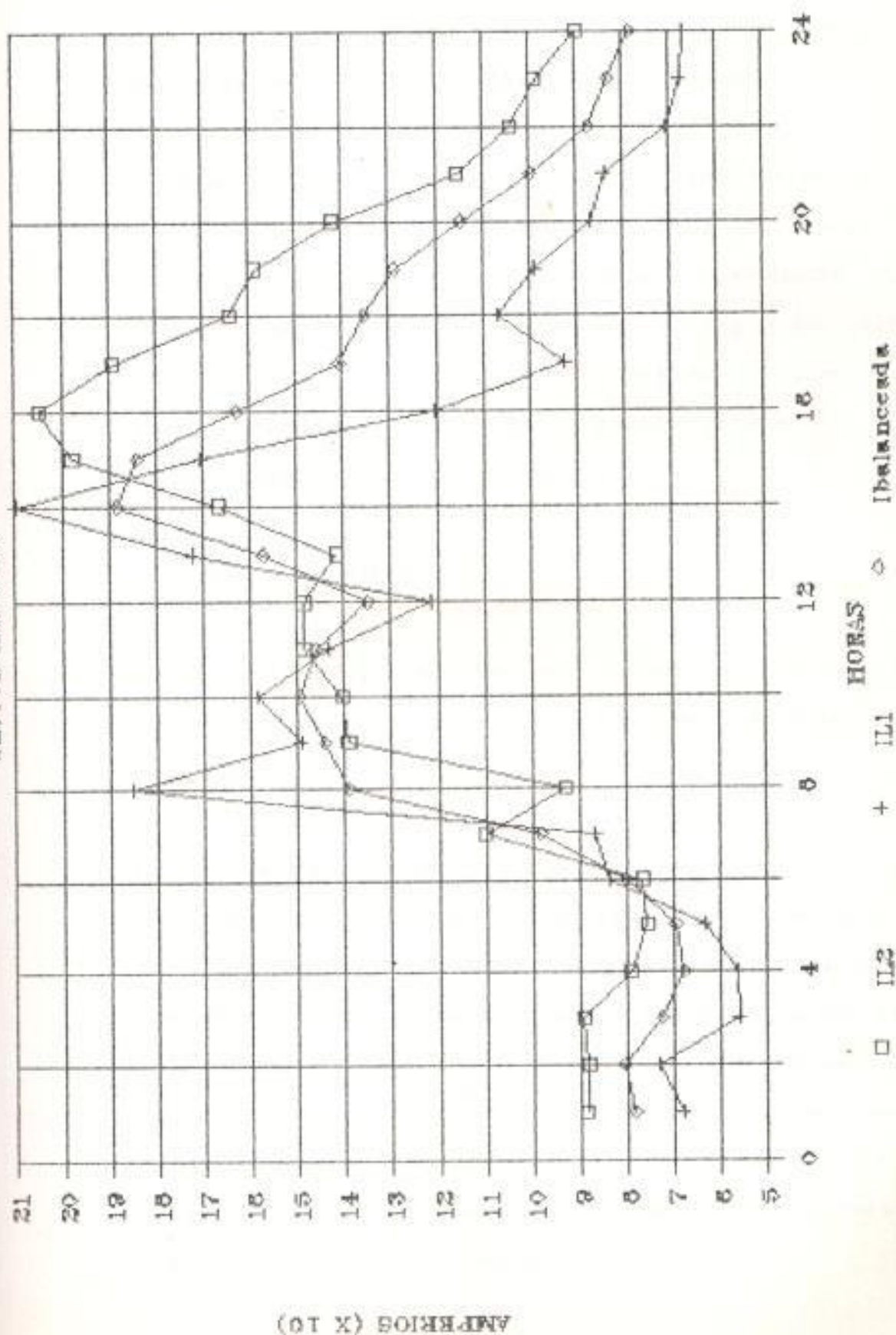


Fig # 19 Curva de carga Tipica sector Mercado

la gran mayoría corresponde a la carga del alumbrado público, constituida por lámparas de vapor de mercurio de 175 y 400 Watts respectivamente.

A pesar de ser la segunda línea de corriente la de mayor carga, la forma de la curva de carga es bastante similar para ambos terminales del transformador, debido a que el tipo de carga predominante es a 220 voltios. Todos los transformadores de la zona presentan un comportamiento similar al descrito.

c) SECTOR INDUSTRIAL.

Mejor definido como sector Industrial-Residencial. Están ubicados en la parte céntrica de la ciudad de Milagro.

La curva de carga promedio tiende a mantener una gran continuidad debido a la operación continua de los equipos que conforman los talleres, los mismos que en su gran mayoría poseen equipos tales como soldadoras eléctricas y tornos de banco. Ver fig(20). Estos transformadores no sólo alimentan a estos pequeños industriales, sino también a varias residencias, lo que justifica la porción de la curva a partir de las 18.00 Horas.

CURVA DE CARGA.

Residencial-Industrial.

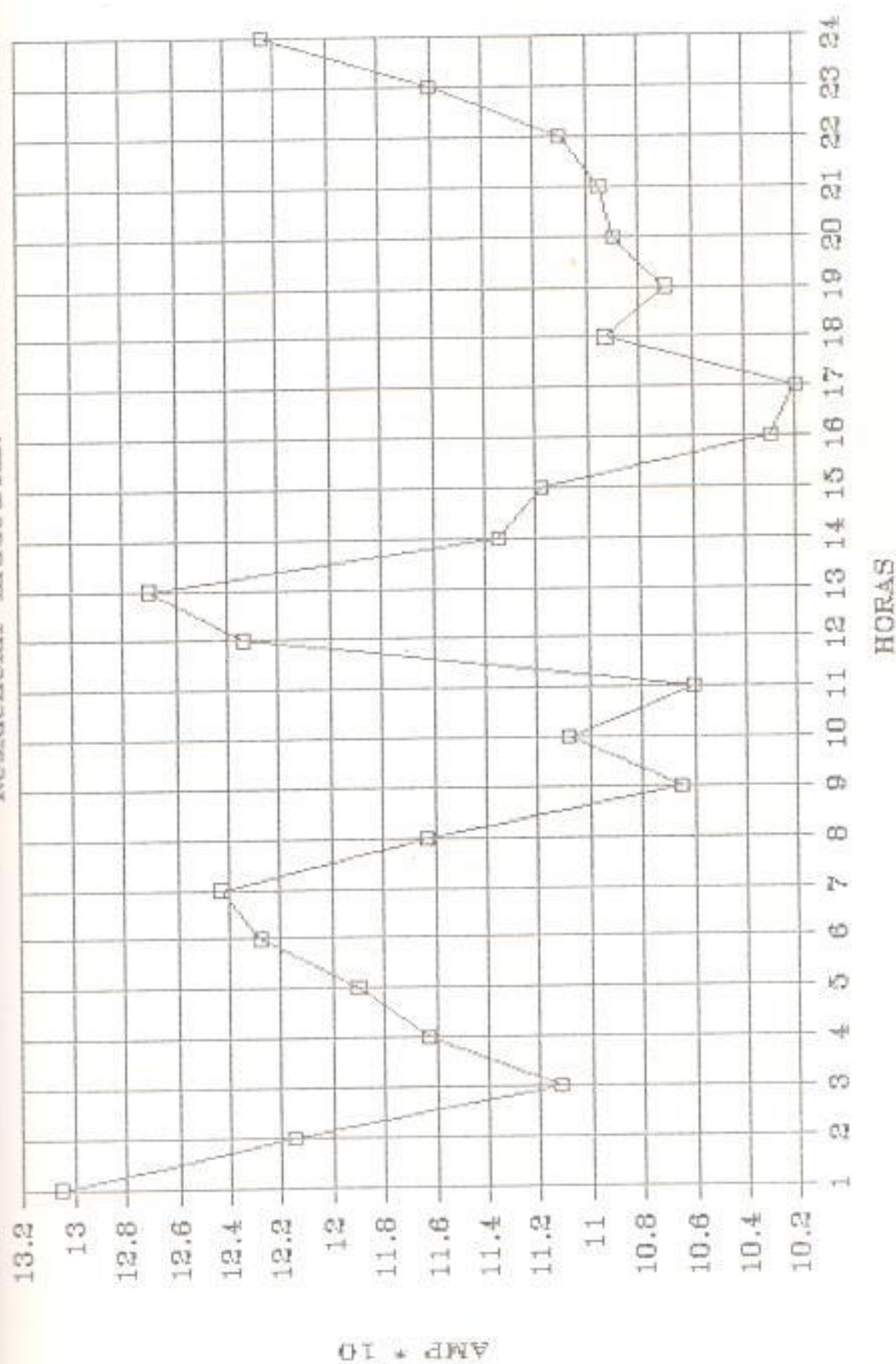


Fig # 20a Curva de Carga Normalizada Sector " Residencial - Industrial".

Entre postes existen transformadores de 50 KVA, que entre ellos se encuentran formando bancos trifásicos en estrella a través del circuito secundario.

La curva de carga presenta una tendencia predominantemente residencial.

Es muy necesario hacer la siguiente consideración: Limitar los puntos instantáneos de las corrientes de arranque de las máquinas industriales, ya que de no haberlo así considerado, la curva de carga incluirá puntos que en la realidad no son muy significativos debido a su corta duración, y más bien conducirá a resultados erróneos. Esto no implica que se deje fuera la influencia que estas corrientes de arranque tendrían sobre la capacidad del banco o del transformador propiamente dicho.

Como se observa en los resultados, estos transformadores no están sobre-cargados, pero tampoco están muy sobre-dimensionados considerando de que hasta la presente cumplen con 8 años de instalación.

En realidad, el punto de trabajo está por debajo del punto máximo de operación, pero se pone de manifiesto aquí al igual que en las sugerencias, que

estos transformadores en un futuro no muy lejano pueden llegar a su punto de máximo rendimiento, debido a la tendencia que tiene el sector a incrementar el parque industrial.

Al hablar de incrementación del parque industrial se refiere al hecho de que cada vez existen mas interesados en montar nuevos talleres o movilizarse de otras zonas hacia el sector en mención, motivados por la gran cantidad de vehiculos de transporte público y almacenes de venta de repuestos que rodean el lugar.

Generalmente casi todos los talleres poseen sus equipos indispensables, esto implica que el incremento de la carga por parte de cada usuario no va ha crecer aceleradamente, puesto que prácticamente se obtuvo lo necesario para trabajar.

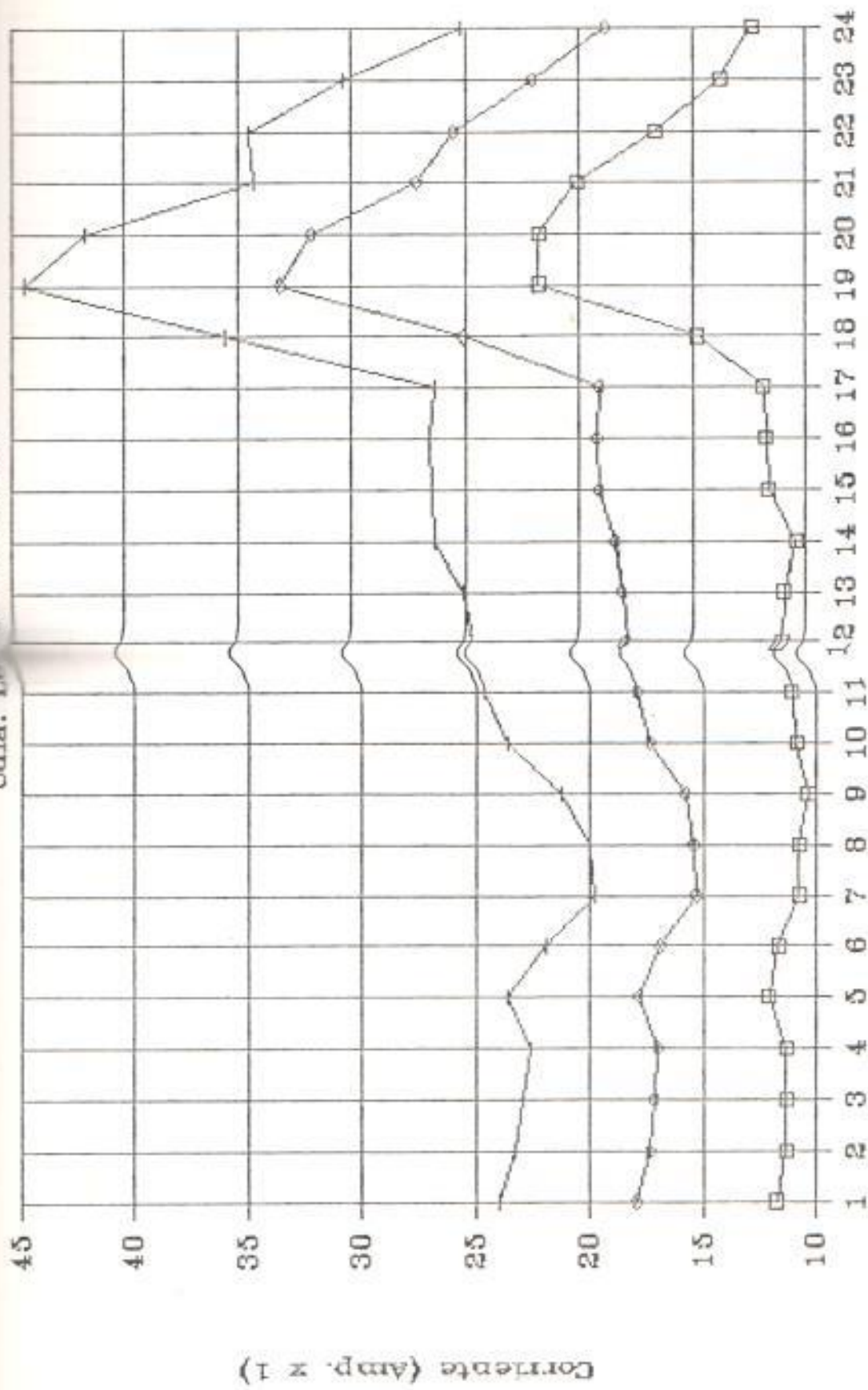
d) SECTOR DE LAS CIUDADELAS (RESIDENCIAL).

Esta constituido por ciudadelas que a la presente tienen un acento poblacional superior a los cuatro años .Tales como los Cañaverales y los Helechos fig.(21 a y b) respectivamente..

El comportamiento de estos transformadores

CURVA DE CARGA RESIDENCIAL

Cdla. Los Canaverales



HORAS

Corriente IL1

+

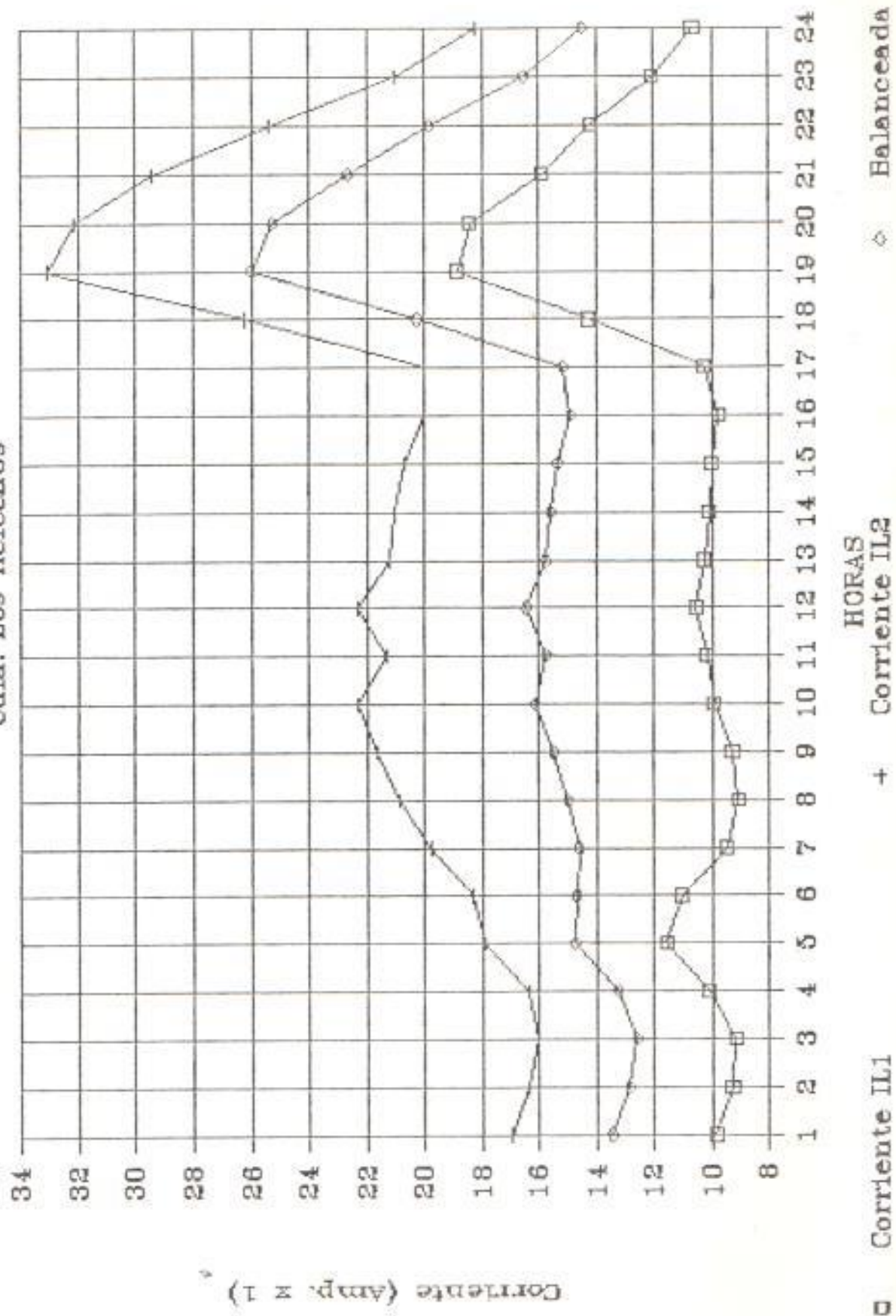
Corriente IL2

◇

Balanceada

CURVA DE CARGA RESIDENCIAL

Cdla. Los Helechos

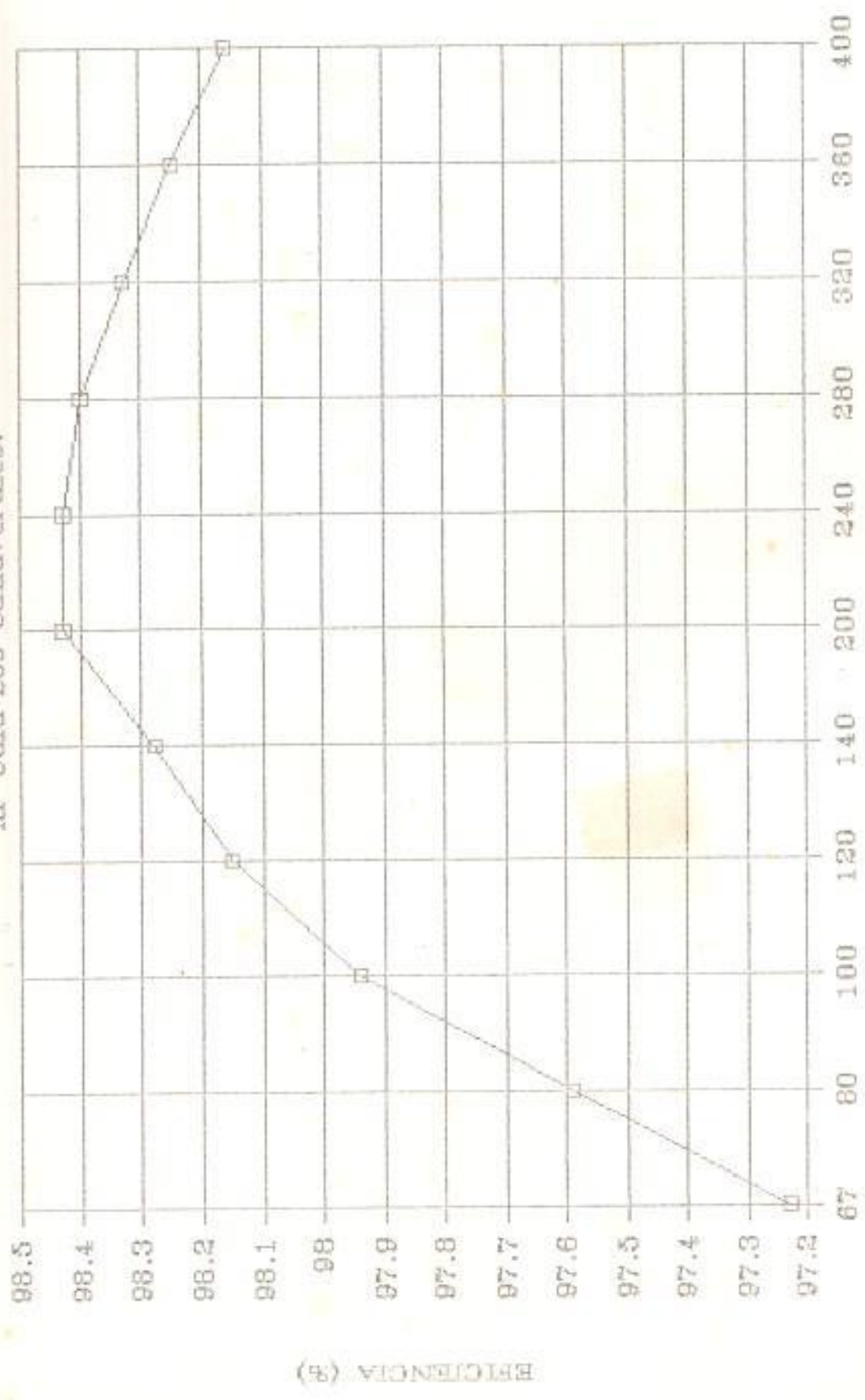


Corriente IL1
 +
 Corriente IL2

 Balaceada

PUNTOS DE MAX EFICIENCIA

XF Cdla Los Cañaverales.



PICO DE CORRIENTE (AMP).

Fig.#c21 c Puntos de máxima eficiencia XF Ciudadela Los Cañaverales

PUNTOS DE MAX EFICIENCIA,



Fig # 21 d Puntos de máxima eficiencia "XF Cda Los Helechos".

corresponde a una curva de carga de consumidor netamente residencial, debido a que todos los usuarios son residenciales. Ubicados dentro de la clase media.

Lamentablemente existe mucha capacidad instalada en estas ciudadelas a tal punto que los transformadores apenas alimentan cargas a 20 y 30 amperios por línea de corriente, cuando su capacidad nominal esta muy por encima de ese punto de operación.

Para tener una idea de la capacidad instalada se indica que en dichas ciudadelas existen transformadores de 25 y 50 KVA a distancias de 60 metros entre postes, es decir dos vanos.

Los transformadores muestreados en estas ciudadelas muestran mas aun una diferencia marcada en los valores de corriente de cada línea que alimenta el transformador, lo que constituye para el caso el desbalance del secundario.

Si se establece un método solamente con propósitos de comparación, se dice que estas ciudadelas estan habitadas casi en un 85%, lo que al fin del caso se llega a determinar que la capacidad instalada es excesiva.

Se deben mejorar las condiciones de operación de estos transformadores siguiendo las recomendaciones indicadas al final de este estudio, para lograr reducir en algo las pérdidas que ellos provocan.

A diferencia de estas ciudadelas que fueron construidas por el BEV, existen otras ciudadelas que son "viejas" y que están habitadas por personas de todo trato social, pero la forma de la curva de carga sigue siendo igual a la ya descrita.

2.3.4 JUSTIFICACION DE LAS CURVAS.

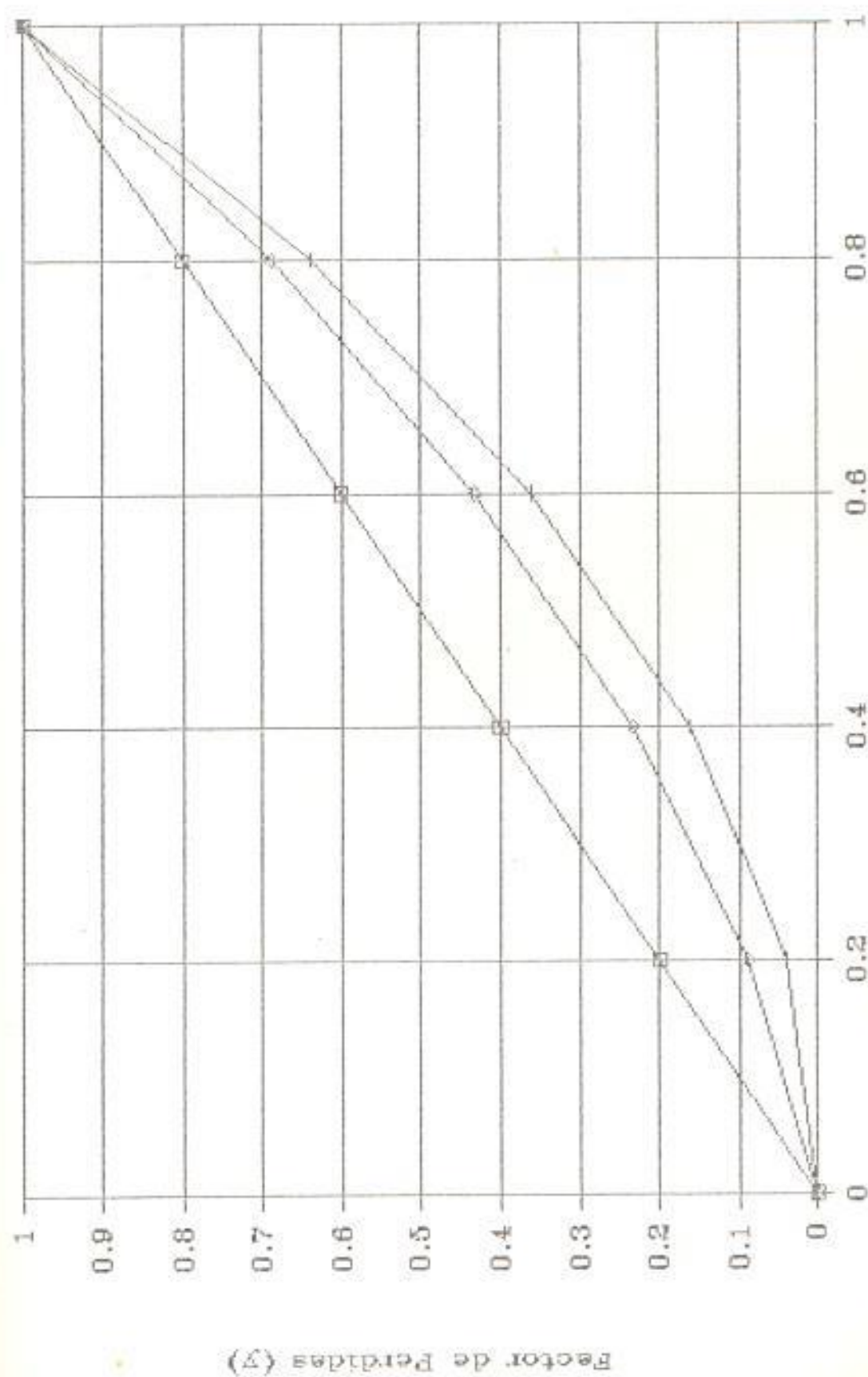
Teniendo ya establecidas las fronteras de las relaciones entre el factor de carga y el factor de pérdidas, se grafican las curvas que muestren dicha relación. fig(22).

A factor de carga igual a la unidad; el factor de pérdidas es también igual a la unidad.

Cuando el factor de carga se aproxima a cero; el factor de pérdidas también se aproxima a cero.

A valores intermedios del factor de carga; el factor de pérdidas está en alguna parte entre el valor factor de carga y el valor factor de carga elevado

Relacion entre Fc y Fp



al cuadrado.

El factor de pérdidas puede ser considerado como el factor de carga de las pérdidas .

Si los intervalos de la demanda son proporcionales con las fluctuaciones de la carga; incrementando los intervalos de demanda de un ciclo de carga, ocurre un decrecimiento en la demanda máxima y pico de pérdidas (expresadas como una demanda). Y un correspondiente incremento en el factor de pérdidas.

El factor de pérdidas en términos del correspondiente factor de carga esta dado por la siguiente relacion:

$$F_p = 0.3F_c + 0.7F_c^2.$$

Que es una relación empirica pero que dá buenos resultados. En donde F_p y F_c son los factores de pérdida y carga respectivamente expresados en por unidad.

El factor de pérdidas es usado primordialmente en estudios para la evaluación de pérdidas , sin embargo este es utilizado para determinar un término mas conveniente y que se denomina "equivalente hora".

$$H_{eq} = F_p * 24.$$

2.4 USO DE LA CURVA DE CARGA PARA LA OBTENCION DE DIVERSOS FACTORES UTILIZADOS EN DISTRIBUCION.

Seguidamente se indican los pasos necesarios para la obtención de los resultados en el programa.

Con los datos de que ya se disponen, se grafican las curvas I vs T o $V \cdot I$ vs T .

Estos puntos necesitan ser depurados, para lo cual se realiza un proceso de integración sencillo, con ayuda de uno de los métodos numéricos, ilustrado por la fig(23).

$$\text{AREA} = I_1 * \Delta t + ((I_2 - I_1)/2) * \Delta t$$

$$\text{AREA} = I_1 * \Delta t + (I_2/2) * \Delta t - (I_1/2) * \Delta t$$

$$\text{AREA} = 2/2 I_1 * \Delta t + 0.5 I_2 * \Delta t - 0.5 I_1 * \Delta t$$

$$\text{AREA} = 0.5 I_1 * \Delta t + 0.5 I_2 * \Delta t.$$

$$\text{AREA} = \left[\begin{array}{c} I_1 \\ 2 \end{array} + \begin{array}{c} I_2 \\ 2 \end{array} \right] * \Delta t.$$

$$\text{AREA} = ((I_1 + I_2)/2) * \Delta t.$$

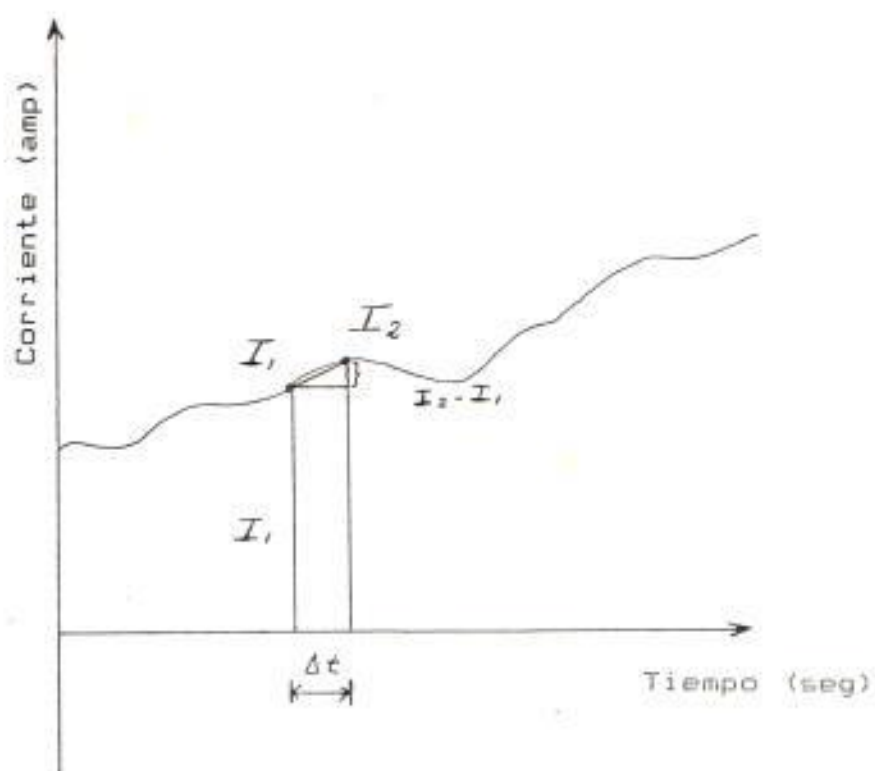


Fig # 23 Curva para la aplicación de un método numerico.

De estos valores integrados, se escoge el valor máximo. Se divide cada uno de los puntos para el valor máximo, con lo cual se obtienen valores unitarios, de los cuales el valor máximo alcanzado será la unidad.

Con estos nuevos puntos se traza una gráfica de los valores unitarios o en (pu) vs Tiempo, y se obtiene la fig(24).

El área bajo la curva de la fig(24) está dada por la siguiente relación:

$$\text{AREA} = \sum_{i=1}^{24} I_i \text{ (pu)}.$$

A partir de esto se llega al factor de carga de la siguiente manera:

$$F_c = \sum_{i=1}^{24} I_i \text{ (pu)} / 24 .$$

Donde:

I_i (pu) : Valor horario de corriente en p.u.

24 : Periodo "diario".

Los valores (p.u) obtenidos se elevan al cuadrado y se traza una gráfica en función del periodo.

VALORES UNITARIOS

Puntos depurados

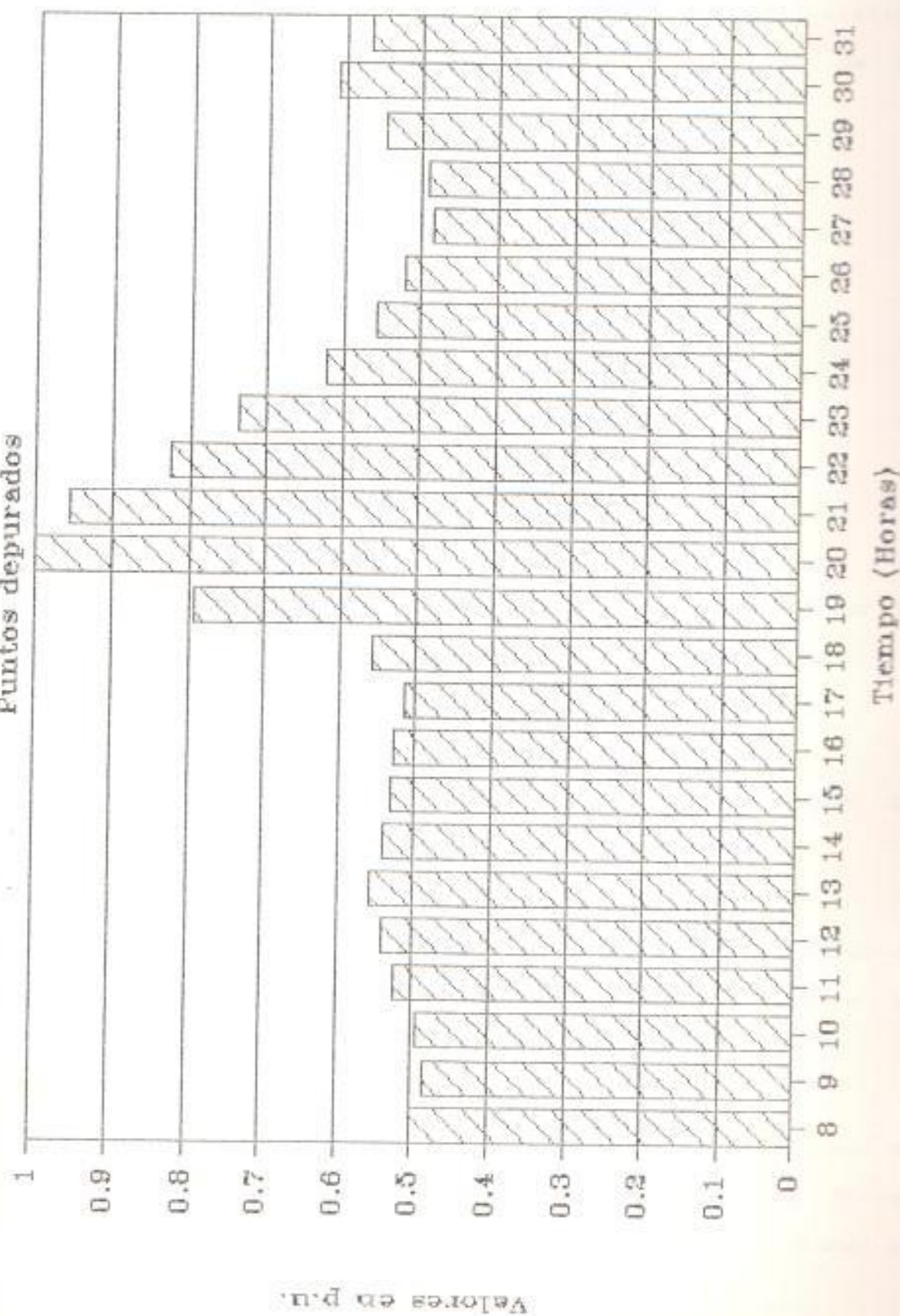


Fig # 24 Valores de corriente (p.u.) con puntos depurados Vs Período.

Esta gráfica la ilustra la fig(25), que se justifica debido a que las pérdidas están en función de la corriente de carga elevada al cuadrado.

El área bajo la curva es:

$$\text{AREA} = \sum_{i=1}^{24} I_i (\text{pu})^2.$$

El factor de pérdidas es entonces:

$$F_p = \sum_{i=1}^{24} I_i (\text{pu})^2 / 24.$$

La relación de la diferencia de F_p y F_c^2 con la diferencia de F_c y F_c^2 es la constante "A".

2.4.1 RELACION ENTRE EL FACTOR DE CARGA Y EL FACTOR DE PERDIDAS: CONSIDERANDO PICO Y PERIODO.

Generalmente el factor de pérdidas es expresado en términos del factor de carga, tal como lo ilustra la figura (22) con sus limitaciones.

El ciclo de carga representado por la figura (26) es tal que la duración del pico de la carga o de "carga pico" es para el tiempo "t", y por el mantener el ciclo de carga es (24 - t) unidades.

VALORES UNITARIOS ~ 2

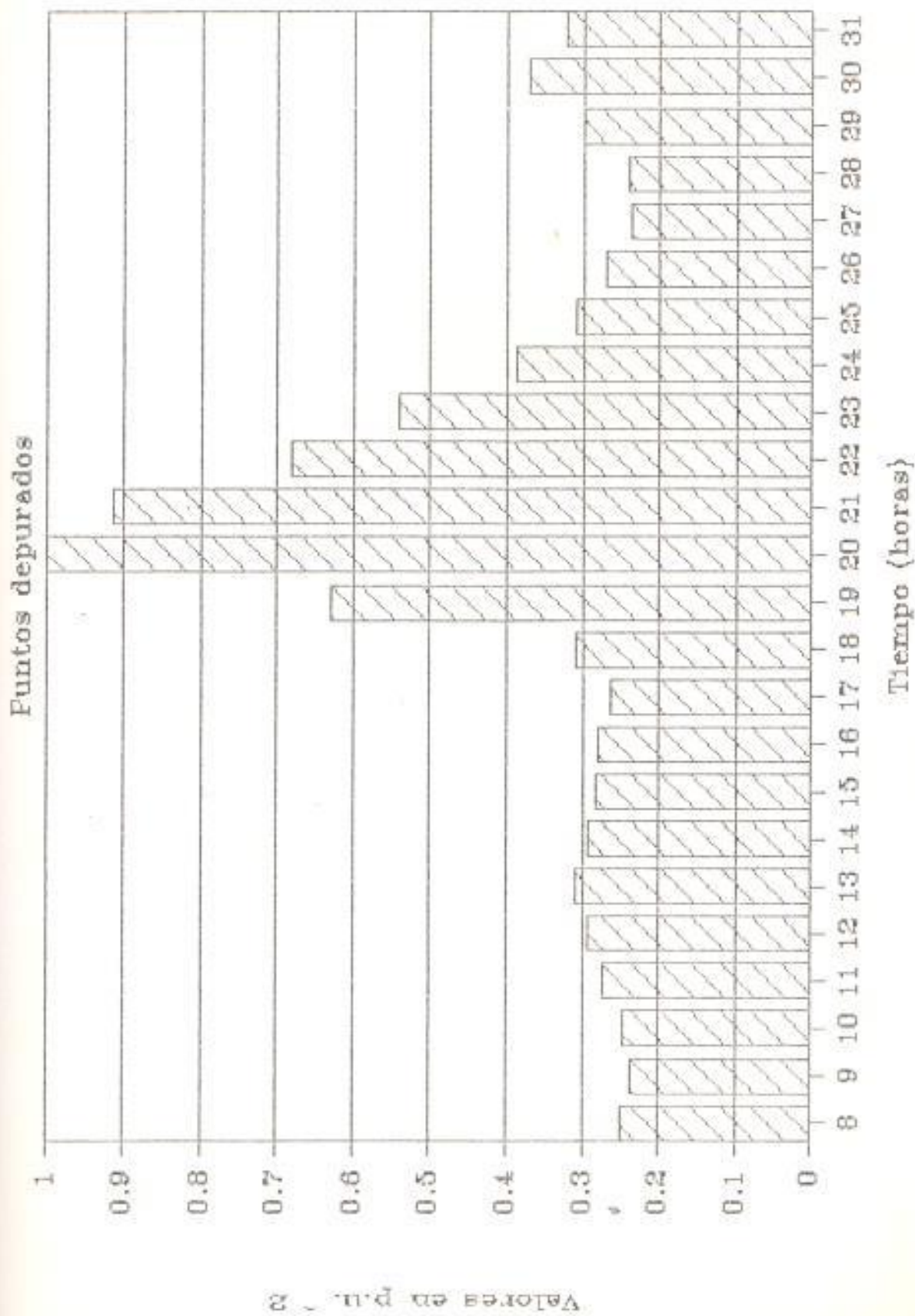


Fig # 25 Curva de Carga con Valores Unitarios elevados al cuadrado.

Puesto que las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la carga, se utilizan las siguientes ecuaciones.

Carga=Area.

Area = (Pico * t) + (off.pico)*(24 - t).

Carga promedio = Area / 24.

Area / 24 = ((Pico * t)+(off.pico) (24 - t))/24.

Donde:

Pico : Es el pico de carga de duración "t".

Off.pico : Es la mínima carga de duración (24 - t).

Factor de carga = Fc= Carga promedio / Pico.

$F_c = ((Pico * t)+(off.pico) (24-t)) / (24 * Pico).$

$F_c = ((Pico * t)+(off.pico) (24-t)) / (T * Pico).$

$F_c = (Pico * t) / (Pico * T) + ((off.pico) (T-t)) / (Pico * T).$

$F_c = t / T + (off.pico) / (pico) * ((T-t) / T).$

Si off.pico = 0 entonces :

$F_c = t / T.$

Para obtener el factor de pérdidas:

Pico de pérdidas = Pico ² * R : para una duración "t".

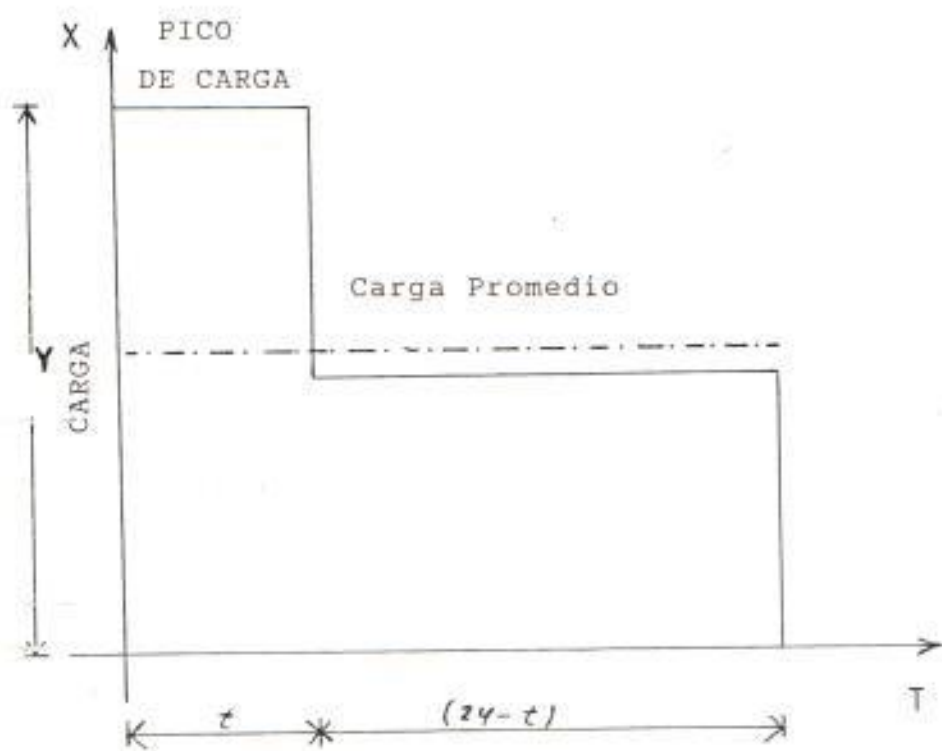


Fig # 26a. Valores limites de las relaciones entre F_c y F_p

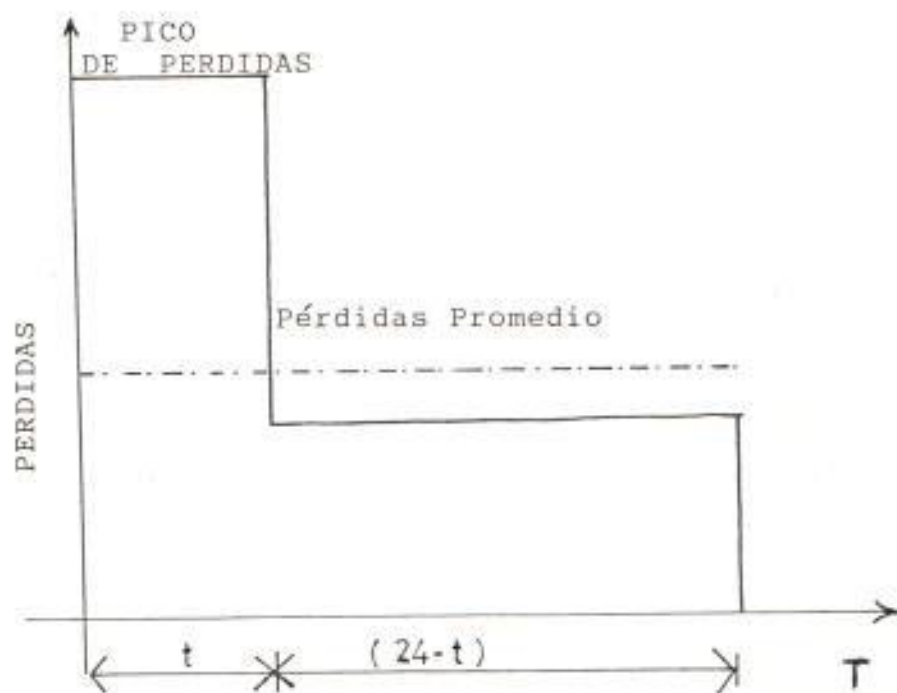


Fig # 26b Carga promedio elevada al cuadrado.

Minimas pérdidas = $(\text{off.pico})^2 * R$ para una duración $(24 - t)$.

Pérdidas Promedio = $((\text{Pico})^2 * R * t + (\text{off.pico})^2(T-t)) / T$.

Factor de pérdidas = $((\text{Pico})^2 * t + (\text{off.pico})^2(T-t)) / (T * \text{Pico}^2)$.

Factor de pérdidas = $t/T + (\text{off.pico}/\text{Pico})^2 * ((T-t)/T)$.

Si Pico No es = 0 y off.pico = 0.

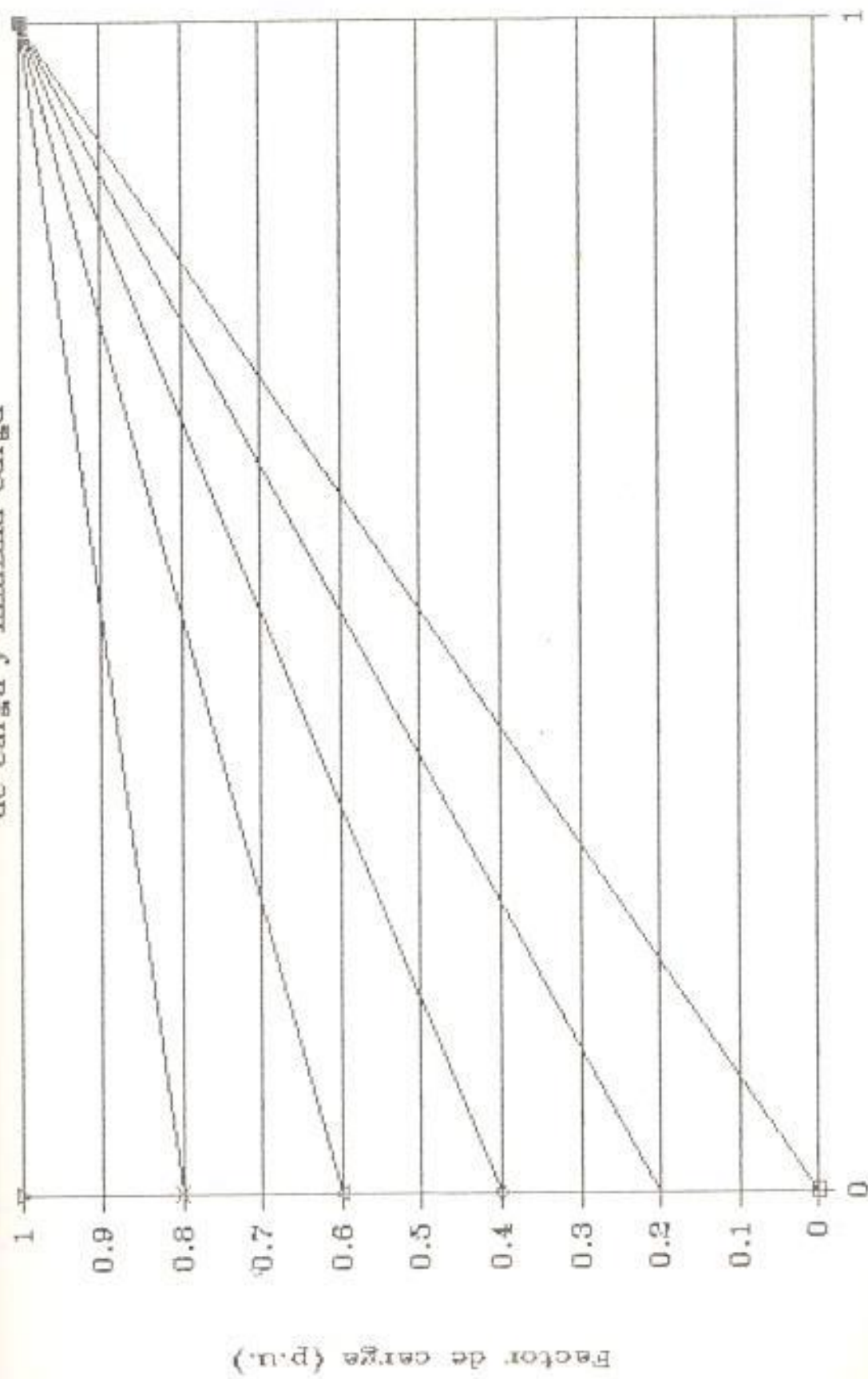
$F_p = t / T$.

Lo que indica que el factor de carga es igual al factor de pérdidas.

El factor de carga y el factor de pérdidas como funciones de la duración del pico de carga y mínima carga se muestran en la fig(27 a y 27 b) respectivamente.

Vale hacer notar que dichas relaciones son mas de tipo académicas que prácticas, pero sirven para varios picos y minimas cargas.

F_c en función de la duración del pico de carga y mínima carga



Duración del pico p.u. de periodo

Fig # 27 a F_c en función del pico de carga y mínima carga. ("p= pico").

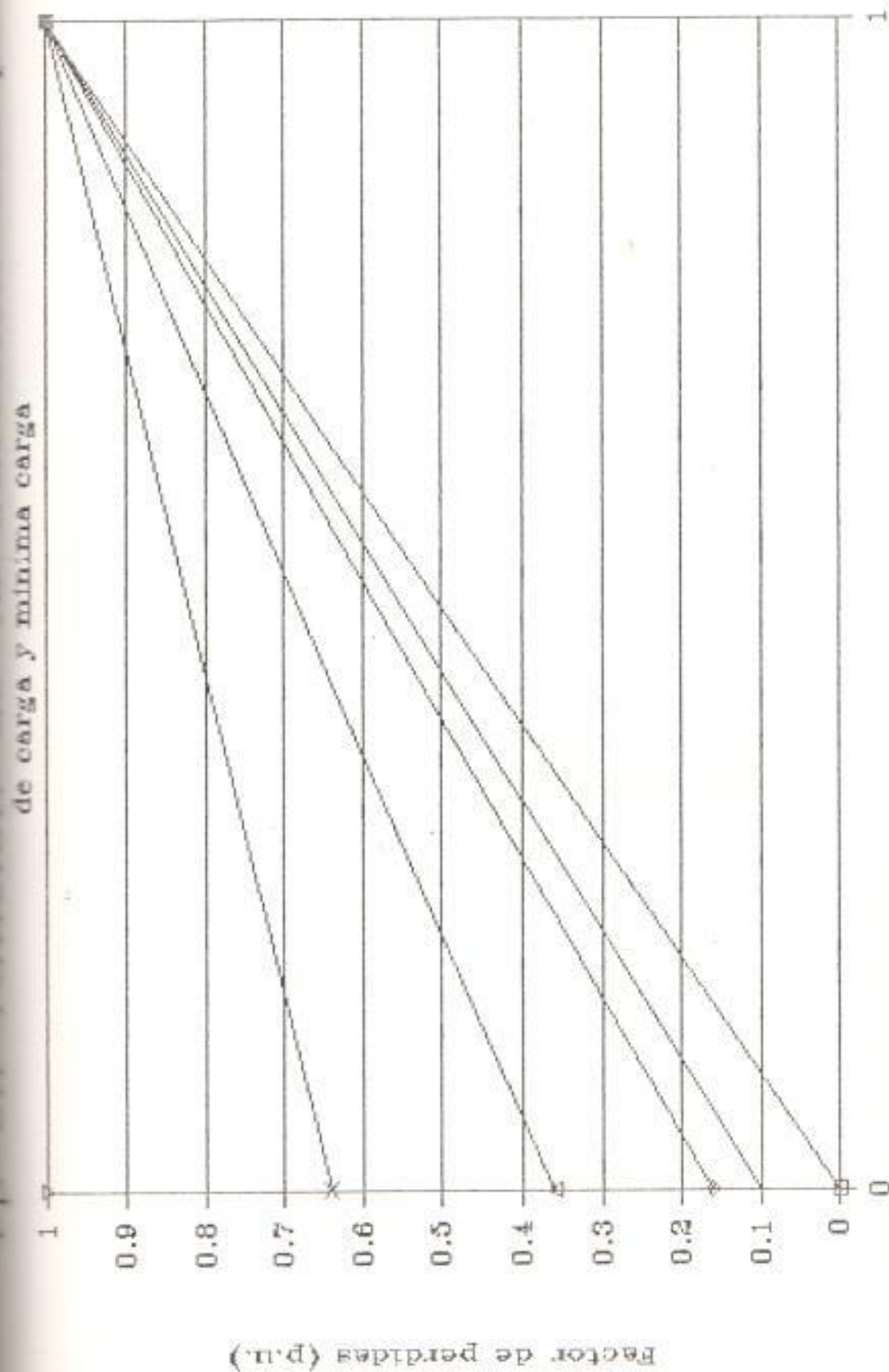


Fig # 27 b F_p en función del pico de carga y mínima carga ("p = pico").

Duración del pico p.u. de periodo

2.4.2 CAPACIDAD DE SOBRECARGA Y " VIDA UTIL ".

Para el análisis se toma como referencia a la curva de carga.

El modelo asumido es: el tipo residencial, como lo muestra la fig (28).

La fig (28) del tipo residencial se acopla a un modelo matemático que aparece indicado por puntos en la fig (29a), con propósitos de análisis.

En dicha figura se aprecia el pico de la curva de carga y el periodo de duración. Con estos datos se realizan combinaciones para diversos valores de pico de carga, y tiempo de duración, manteniendo constante el área bajo la curva.

La carga continua equivalente se determina con el uso de la siguiente ecuación:

$$\text{Carga equivalente} = 0.29 * \sqrt{C_1^2 + C_2^2 + \dots + C_{12}^2}$$

En donde:

C_1, C_2, \dots, C_{12} = Carga promedio a intervalos de 1Hora.

Se consideran intervalos de 1 Hora con propósitos de

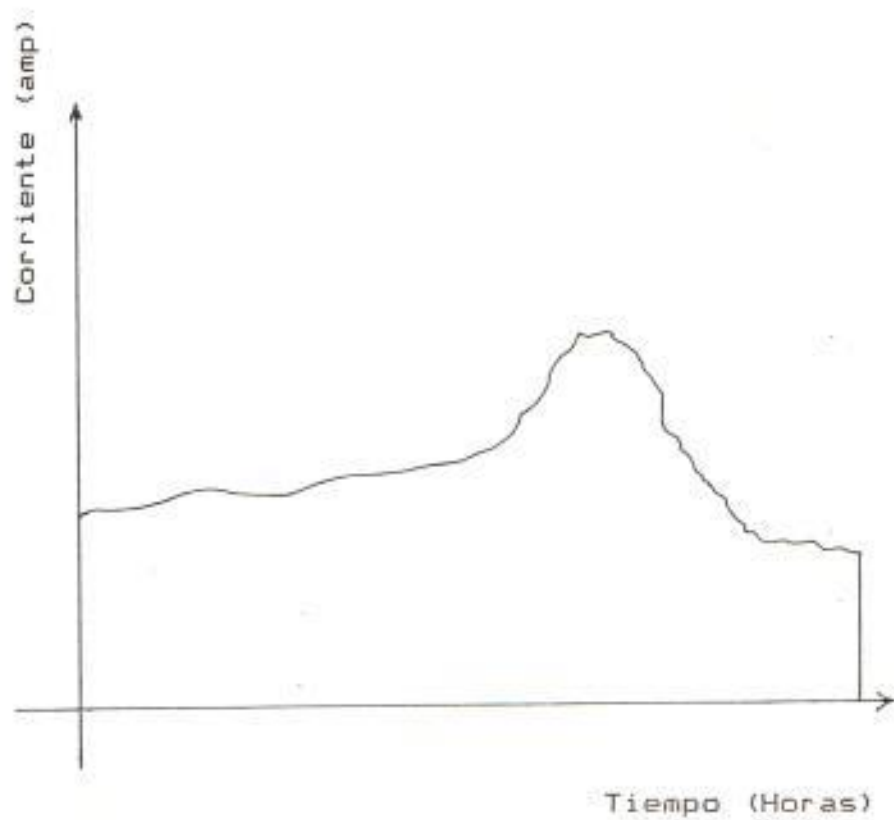


Fig # 28 Modelo Residencial Asumido.

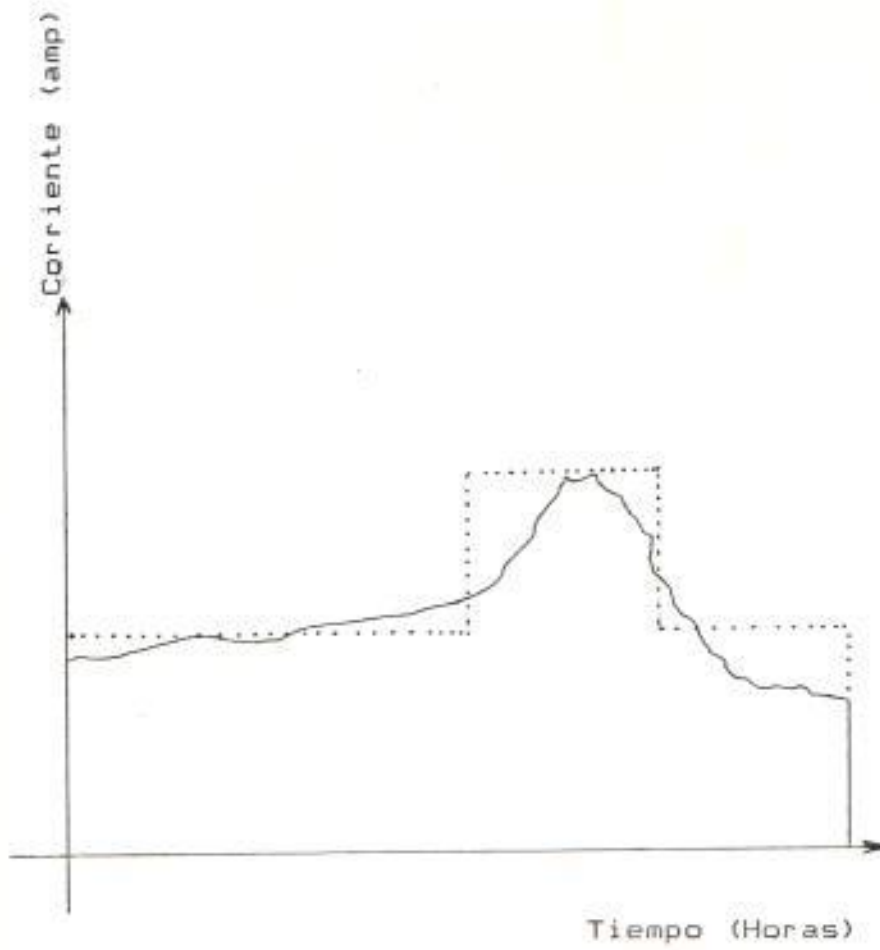


Fig # 29a Analogía con el modelo Residencial Asumido

TABLA III

Tiempo (Horas)	% De Pérdida de Vida.						
	0.05	0.1	0.25	0.5	1	2	4
0.5	171	180	193	204			
1	161	171	183	193	204		
2	153	161	174	183	193	204	
4	144	153	164	174	183	193	204
8	136	144	155	164	174	183	193
16	128	136	147	155	164	174	183
24	124	131	142	150	159	168	178

a 65oC

Pérdidas de vida esperada en (%), a 65 grados centígrados de elevación de temperatura.

TABLA IV

Tiempo (Horas)	% De Perdida de Vida.						
	0.05	0.1	0.25	0.5	1	2	4
0.50	171	180	193	204			
1.00	161	171	183	193	204		
2.00	153	161	174	183	193	204	
4.00	144	153	164	174	183	193	204
8.00	136	144	155	164	174	183	193
16.00	128	136	147	155	164	174	183
24.00	124	131	142	150	159	168	178

a 55°C

Pérdidas de vida esperada en (%) , a 55 grados centígrados de elevación de Temperatura.

TABLA V

I. AMBIENTE		0.00 oC		10.00 oC		20.00 oC		30.00 oC		40.00 oC						
Duracion Pico (h)	Perdidas Vida (X)	Pico de carga p.u.prueba oC	Temp.max. aceite oC	Pico de carga p.u.prueba oC	Temp.max. aceite oC	Pico de carga p.u.prueba oC	Temp.max. aceite oC	Pico de carga p.u.prueba oC	Temp.max. aceite oC	Pico de carga p.u.prueba oC	Temp.max. aceite oC					
1	Nominal	2.52	158	70	2.39	157	77	2.26	156	83	2.12	156	89	1.96	154	95
	0.05	2.77	180	78	2.64	178	84	2.51	177	90	2.38	176	96	2.25	176	102
	0.10	2.85	187	80	2.73	187	87	2.61	186	93	2.49	186	99	2.36	185	106
	0.50	3.11	211	89	3.00	211	95	2.88	210	101	2.76	209	107	2.64	208	114
2	Nominal	2.15	151	83	2.03	150	88	1.91	149	93	1.79	148	97	1.65	146	102
	0.05	2.34	171	93	2.25	171	98	2.13	169	102	2.02	169	107	1.89	168	112
	0.10	2.43	179	97	2.33	179	102	2.22	178	106	2.10	177	111	1.99	176	116
	0.50	2.65	203	108	2.54	201	113	2.44	201	117	2.34	200	122	2.23	199	127
4	Nominal	1.82	144	91	1.72	143	95	1.61	141	98	1.50	140	102	1.38	139	105
	0.05	1.99	163	103	1.90	162	106	1.80	162	110	1.70	161	114	1.60	160	117
	0.10	2.00	171	108	1.96	170	111	1.87	169	115	1.77	168	118	1.67	167	122
	0.50	2.24	193	121	2.15	193	124	2.06	191	128	1.97	191	132			
8	Nominal	1.57	133	91	1.48	132	94	1.39	131	97	1.28	130	100	1.18	129	103
	0.05	1.73	152	104	1.64	151	106	1.55	150	109	1.46	149	112	1.36	148	115
	0.10	1.78	158	108	1.70	158	111	1.61	157	114	1.53	157	118	1.43	156	120
	0.50	1.93	179	122	1.86	179	125	1.78	178	128	1.69	177	132	1.61	176	134
24	Nominal	1.36	113	81	1.27	113	84	1.18	113	84	1.08	112	90	0.97	112	93
	0.05	1.50	130	92	1.41	130	95	1.33	129	98	1.24	130	101	1.15	129	104
	0.10	1.56	137	97	1.47	136	99	1.39	137	103	1.30	136	105	1.21	136	109
	0.50	1.69	155	109	1.61	155	112	1.54	155	115	1.45	154	118	1.37	154	121
	1.00	1.76	164	115	1.68	163	118	1.60	163	121	1.53	164	124			

Capacidad de sobre-carga, con pérdida moderada de vida útil, Considerando:
Antes del pico de carga, una carga equivalente al 50% de la Nominal.

TABLA VI

T. AMBIENTE		0.00 oC		10.00 oC		20.00 oC		30.00 oC		40.00 oC		
Duración	Pico de	Temp. max.	Temp. max.	Pico de	Temp. max.	Temp. max.	Pico de	Temp. max.	Temp. max.	Pico de	Temp. max.	
Pico (h)	(%) carga p.u.	prueba oC	aceite oC	prueba oC	aceite oC	prueba oC	aceite oC	prueba oC	aceite oC	prueba oC	aceite oC	
1	Nominal	2.40	157	75	2.26	155	81	2.12	154	88	1.96	149
	0.05	2.65	178	82	2.53	177	89	2.40	177	95	2.27	174
	0.10	2.74	186	85	2.63	186	92	2.50	186	98	2.37	182
2	Nominal	3.01	210	94	2.89	209	100	2.77	208	106	2.65	206
	0.05	2.06	149	85	1.94	148	90	1.82	147	95	1.68	142
	0.10	2.28	171	96	2.17	169	110	2.05	168	105	1.93	166
4	Nominal	2.36	179	100	2.25	178	105	2.14	177	109	2.02	174
	0.05	2.58	202	111	2.47	200	115	2.37	200	120	2.26	198
	0.10	1.77	142	92	1.66	140	95	1.56	139	99	1.44	135
8	Nominal	1.95	162	104	1.85	161	107	1.76	160	111	1.65	157
	0.05	2.02	170	109	1.92	169	112	1.83	168	115	1.72	165
	0.10	2.20	191	121	2.11	191	125	2.02	191	129	1.93	189
24	Nominal	1.55	131	91	1.46	130	93	1.36	129	96	1.25	125
	0.05	1.71	150	103	1.62	149	106	1.53	148	109	1.43	145
	0.10	1.77	158	108	1.68	157	111	1.59	155	113	1.50	154
108	Nominal	1.92	178	121	1.85	178	125	1.76	177	127	1.67	175
	0.05	1.36	113	80	1.27	112	83	1.17	112	86	1.07	111
	0.10	1.50	130	92	1.41	129	94	1.33	129	98	1.24	128
121	Nominal	1.56	137	96	1.47	136	99	1.38	135	102	1.29	135
	0.05	1.69	155	109	1.61	155	112	1.53	154	115	1.45	154
	0.10	1.76	164	115	1.68	163	117	1.60	163	121	1.52	163

Capacidad de Sobre-carga, con pérdida moderada de vida útil, Considerando:
 Antes del pico de carga, una carga equivalente al 75% de la Nominal.

TABLA VII

T. AMBIENTE		0.00 oC		10.00 oC		20.00 oC		30.00 oC		40.00 oC						
Duracion Pico (h)	Perdidas Pico de Temp.max. Vida (%)	Pico de Temp.max. Pico de carga p.u.prueba oC	Temp.max. Temp.max. oC	Pico de Temp.max. Pico de carga p.u.prueba oC	Temp.max. Temp.max. oC	Pico de Temp.max. Pico de carga p.u.prueba oC	Temp.max. Temp.max. oC	Pico de Temp.max. Pico de carga p.u.prueba oC	Temp.max. Temp.max. oC	Pico de Temp.max. Pico de carga p.u.prueba oC	Temp.max. Temp.max. oC					
1	Normal	2.31	155	79	2.16	154	85	2.02	153	91	1.82	148	96	1.43	133	98
	0.05	2.57	177	86	2.44	176	93	2.31	175	99	2.16	173	105	1.97	169	110
	0.10	2.66	185	89	2.54	184	96	2.41	184	102	2.27	182	108	2.11	180	114
	0.50	2.94	210	98	2.81	209	104	2.70	208	110	2.57	207	116	2.43	205	122
	Normal	2.00	148	88	1.87	146	92	1.74	145	97	1.57	141	100	1.26	128	99
2	0.05	2.21	169	97	2.11	168	102	1.98	166	107	1.85	164	111	1.70	162	115
	0.10	2.30	178	102	2.19	176	106	2.07	175	111	1.95	174	116	1.81	171	119
	0.50	2.52	200	113	2.42	199	117	2.31	198	122	2.20	197	127	2.08	196	131
	1.00	2.62	211	118	2.52	210	122									
	Normal	1.73	140	92	1.62	138	95	1.50	138	98	1.36	133	100	1.13	123	98
4	0.05	1.91	160	104	1.82	159	107	1.71	158	111	1.60	157	114	1.47	153	116
	0.10	1.98	168	109	1.89	168	112	1.79	166	116	1.68	165	119	1.56	162	122
	0.50	2.17	191	122	2.08	190	125	1.99	189	129	1.89	188	132	1.56	162	122
	Normal	1.53	130	90	1.44	129	93	1.33	127	95	1.21	124	97	1.02	116	95
	0.05	1.69	149	102	1.60	148	105	1.51	146	108	1.41	146	111	1.29	143	112
8	0.10	1.75	156	107	1.67	156	110	1.57	155	113	1.47	153	116	1.38	152	118
	0.50	1.90	177	121	1.83	177	124	1.74	175	127	1.65	174	129	1.56	173	132
	Normal	1.35	112	80	1.26	112	83	1.16	111	86	1.07	111	89	0.95	110	91
	0.05	1.49	129	91	1.41	129	94	1.32	128	97	1.23	128	100	1.13	128	103
	0.10	1.54	136	96	1.47	136	99	1.38	135	102	1.29	135	105	1.20	135	108
24	0.50	1.69	155	108	1.61	154	111	1.53	154	114	1.45	153	117	1.36	153	120
	1.00	1.75	163	114	1.68	163	117	1.60	163	120	1.52	163	124	1.43	162	126

Capacidad de Sobre-carga, con pérdida moderada de vida útil, Considerando:

Antes del pico de carga, una carga equivalente al 90 % de la carga nominal.

Curva de vida esperada

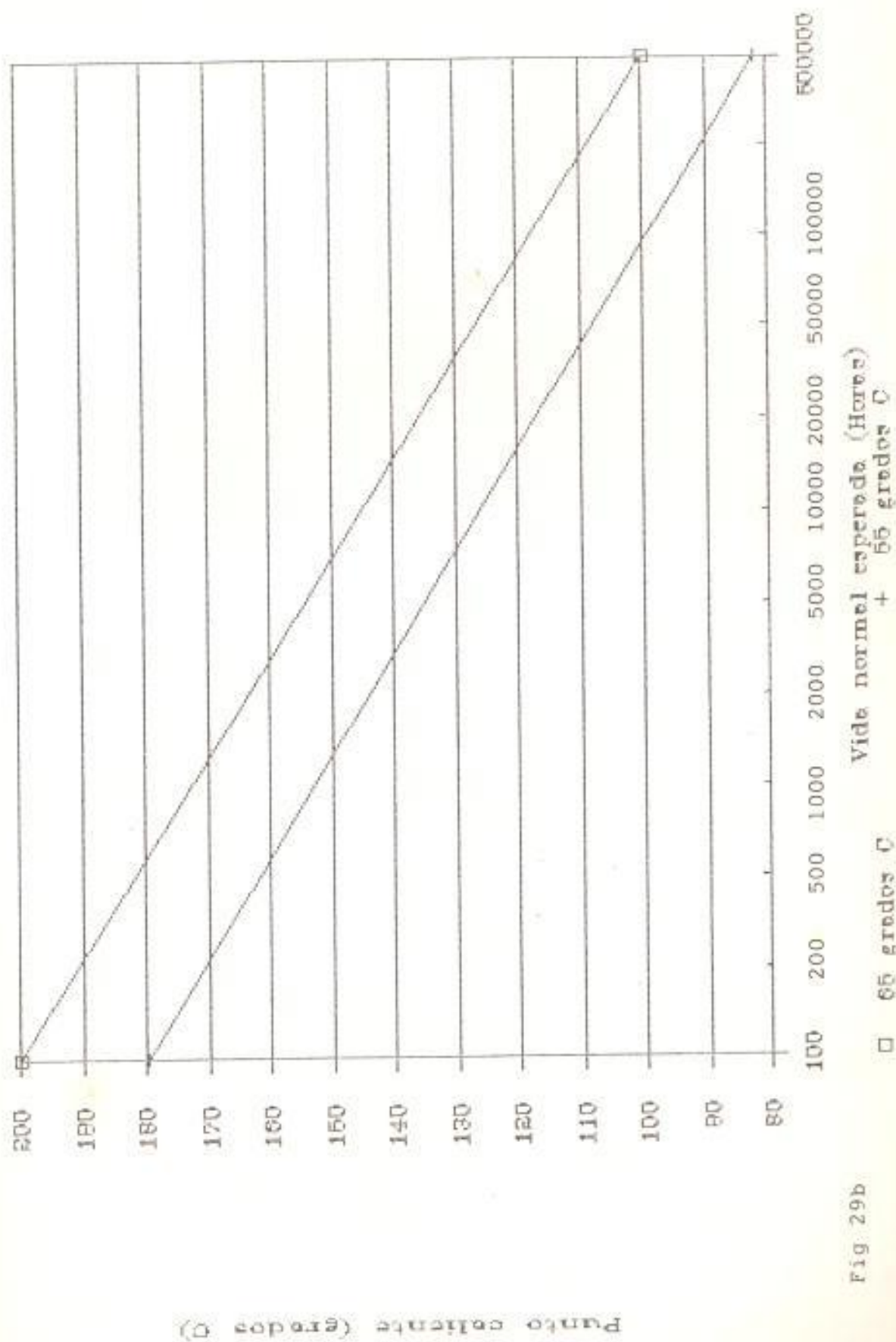


Fig 29b

sostenidas por mucho tiempo, debido a que paralelamente con este estudio se han realizado los cambios necesarios para evitar el disparo de los breakers de los transformadores por sobre-cargas de un determinado sector.

Es necesario dejar acentado el hecho de que estas situaciones se han presentado en ciudadelas viejas, (Rosa Maria, San Francisco, Valdez etc.), es decir de las primeras que se beneficiaron con el servicio de energía eléctrica.

Así mismo, varios transformadores sufren daños serios en su estructura debido a las operaciones continuas de los interruptores térmicos (breakers), y/o de su respaldo que lo constituye una tira fusible de baja intensidad de corriente, localizada en serie con la bobina de alta tensión, para el caso de los transformadores auto-prottegidos.

Tratandose de transformadores de distribución convencionales, y que sin contar con protección alguna, fueron instalados sin caja porta-fusible, estos cayeron en un completo deterioro de su aislamiento en las bobinas, cuando se presentaron las sobre-cargas sostenidas, o fallas en el circuito secundario.

Las curvas de operación de los interruptores térmicos (breakers) para el caso de los transformadores de distribución auto-protegidos están ilustradas en la figura (30).

Curvas de Operacion del breaker del transformador

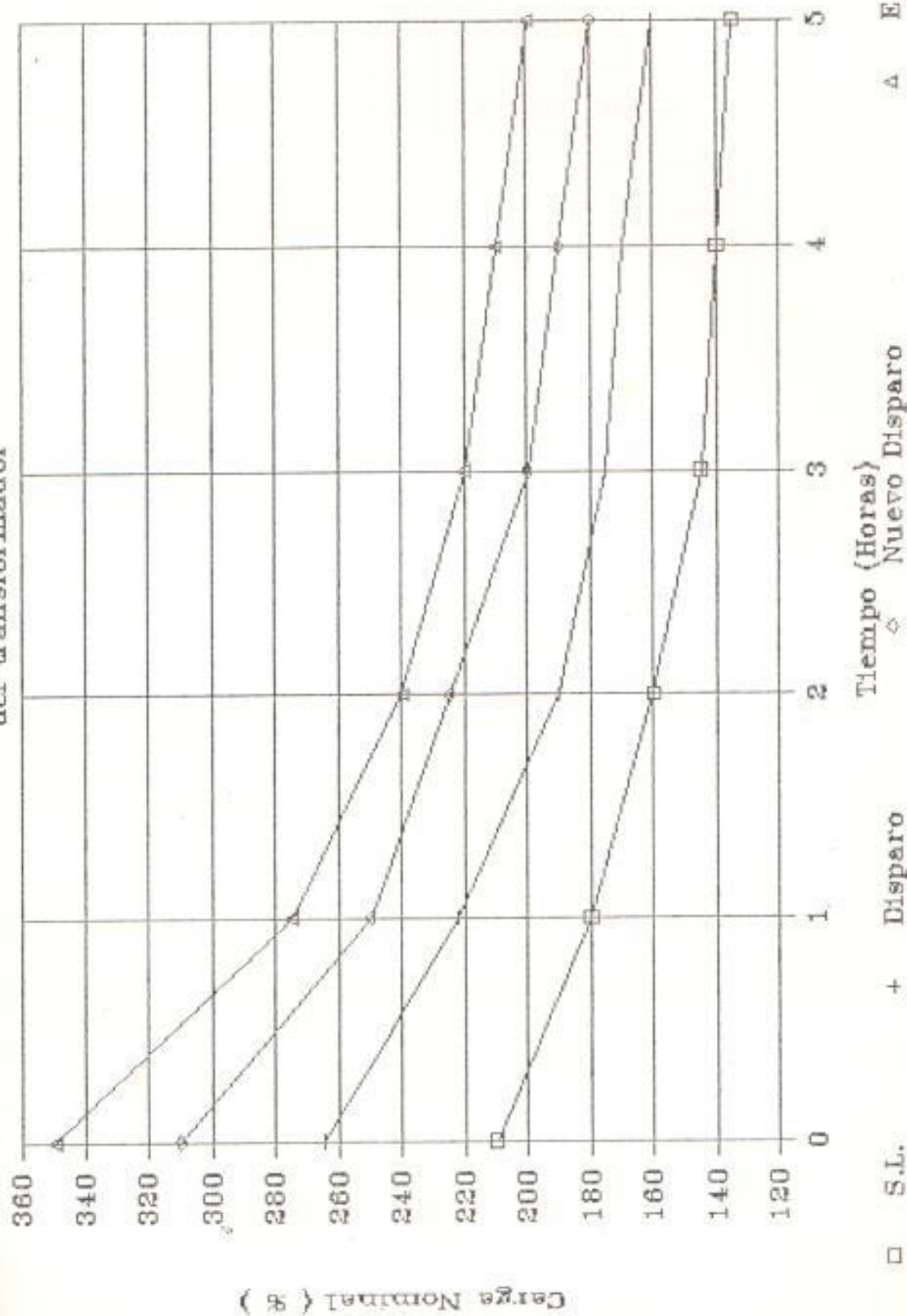


Fig 30

CAPITULO III.

3.1 PERDIDAS DE ENERGIA CON CARGA DESEQUILIBRADA.

De todas la zonas analizadas, se habla de pérdidas de energía con carga desbalanceada o desequilibrada solamente de 3 de ellas, debido a que los transformadores allí instalados ofrecen servicio monofásico a 120 / 240 Volts , que es precisamente ahí en donde ocurren los desbalances de carga.

De las otras zonas no existe tal inconveniente debido a razones que son indicadas posteriormente.

La tabla (8) y tabla(9) muestran los valores horarios de intensidad de corriente para cada línea de corriente en el transformador.

Los datos corresponden a días típicos mensuales, y no constan todos debido a que aparecen junto a los resultados de los transformadores analizados.

Estos valores y los correspondientes a otras zonas son tomados como datos típicos representativos de la zona.

Las pérdidas anuales de energía en los transformadores considerando varias alternativas de factor de potencia

TABLA VIII

HORAS	VALORES DE I	VALOR INTEGR.	VALOR NORMAL	VALOR UNIT.	VALOR UNIT. CUADRADO
00H00	17,200	17,800			
00H15	18,400	18,400			
00H30	18,400	18,550			
00H45	18,700	17,850			
01H00	17,000	17,150	18,150	0,762	0,581
01H15	17,300	17,450			
01H30	17,600	18,000			
01H45	18,400	18,000			
02H00	17,600	18,950	17,650	0,741	0,549
02H15	18,500	18,000			
02H30	17,500	17,150			
02H45	16,800	17,200			
03H00	19,000	17,900	17,775	0,746	0,552
03H15	16,800	16,800			
03H30	16,800	16,100			
03H45	15,400	17,000			
04H00	18,600	17,950	16,950	0,712	0,507
04H15	17,300	17,050			
04H30	16,100	17,200			
04H45	17,600	17,800			
05H00	17,200	18,350	17,400	0,731	0,534
05H15	19,500	18,650			
05H30	17,800	17,800			
05H45	17,400	17,550			
06H00	17,700	16,100	18,638	0,757	0,574
06H15	14,500	12,450			
06H30	10,400	9,200			
06H45	8,000	8,800			
07H00	9,600	9,300	11,638	0,439	0,239
07H15	9,000	8,600			
07H30	8,200	8,700			
07H45	9,200	10,600			
08H00	12,000	10,350	9,300	0,391	0,153
08H15	8,700	8,550			
08H30	8,400	8,500			
08H45	8,600	8,350			
09H00	8,100	9,550	8,938	0,375	0,141
09H15	11,000	9,000			
09H30	7,000	8,000			
09H45	9,000	8,850			
10H00	8,700	8,550	8,850	0,372	0,138

CONTINUACION TABLA VIII

HORAS	VALORES DE 1	VALOR INTEGR.	VALOR NORMAL	VALOR UNIT.	VALOR UNIT. CUADRADO
10H15	8,400	8,950			
10H30	9,500	9,750			
10H45	10,000	10,400			
11H00	10,800	10,250	9,413	0,395	0,156
11H15	9,700	10,250			
11H30	10,800	10,300			
11H45	9,800	10,000			
12H00	10,200	10,650	10,200	0,428	0,183
12H15	11,100	11,300			
12H30	11,500	10,850			
12H45	10,200	13,600			
13H00	17,000	13,150	11,600	0,487	0,237
13H15	9,300	10,950			
13H30	12,600	11,100			
13H45	9,600	10,350			
14H00	11,100	11,550	11,388	0,478	0,229
14H15	12,000	12,400			
14H30	12,800	12,500			
14H45	12,200	12,500			
15H00	12,800	13,550	12,238	0,514	0,264
15H15	14,300	13,900			
15H30	13,500	12,805			
15H45	12,110	11,055			
16H00	10,000	11,400	12,828	0,539	0,290
16H15	12,800	13,300			
16H30	13,800	13,450			
16H45	13,100	12,350			
17H00	11,600	12,350	12,625	0,530	0,281
17H15	13,100	13,450			
17H30	13,800	13,450			
17H45	13,100	12,950			
18H00	12,800	11,900	13,050	0,548	0,300
18H15	11,000	11,900			
18H30	12,800	13,100			
18H45	13,400	18,150			
19H00	22,900	23,900	13,763	0,578	0,334
19H15	24,900	24,150			
19H30	23,400	23,600			
19H45	23,800	23,600			
20H00	23,400	23,200	23,813	1,000	1,000

CONTINUACION TABLA VIII

HORAS	VALORES DE I	VALOR INTEGR.	VALOR NORMAL	VALOR UNIT.	VALOR UNIT. CUADRADO
20H15	23,000	24,000			
20H30	25,000	24,250			
20H45	23,500	22,900			
21H00	22,300	21,650	23,588	0,991	0,981
21H15	21,000	20,600			
21H30	20,200	20,100			
21H45	20,000	19,000			
22H00	18,000	17,500	20,338	0,854	0,729
22H15	17,000	17,700			
22H30	18,400	17,450			
22H45	16,500	16,850			
23H00	17,200	17,450	17,375	0,730	0,532
23H15	17,700	17,250			
23H30	16,800	17,400			
23H45	18,000	17,600			
24H00	17,200	17,200	17,425	0,732	0,535

TABLA IX

HORAS	VALORES DE I	VALOR INTEGR.	VALOR NORMAL	VALOR UNIT.	VALOR UNIT. CUADRADO
00H00	19,000	18,100			
00H15	17,200	17,000			
00H30	16,800	17,150			
00H45	17,500	17,400			
01H00	17,300	17,000	17,413	0,679	0,461
01H15	16,700	16,850			
01H30	17,000	18,000			
01H45	19,000	18,350			
02H00	17,700	18,350	17,550	0,685	0,469
02H15	19,000	17,600			
02H30	16,200	16,850			
02H45	17,500	16,550			
03H00	15,600	16,050	17,338	0,676	0,457
03H15	16,500	17,750			
03H30	19,000	18,350			
03H45	17,700	17,050			
04H00	16,400	17,050	17,300	0,675	0,455
04H15	17,700	18,100			
04H30	18,500	17,350			
04H45	16,200	16,100			
05H00	16,000	17,750	17,150	0,669	0,447
05H15	19,500	18,250			
05H30	17,000	16,100			
05H45	15,200	16,500			
06H00	17,800	14,450	17,150	0,669	0,447
06H15	11,100	10,100			
06H30	9,100	11,150			
06H45	13,200	12,000			
07H00	10,800	11,300	11,925	0,465	0,216
07H15	11,800	12,400			
07H30	13,000	11,750			
07H45	10,500	10,400			
08H00	10,300	11,600	11,463	0,447	0,200
08H15	12,900	11,450			
08H30	10,000	10,900			
08H45	11,800	11,900			
09H00	12,000	12,600	11,463	0,447	0,200
09H15	13,200	13,350			
09H30	13,500	12,650			
09H45	11,800	12,300			
10H00	12,800	13,100	12,725	0,496	0,246

Inv. No. _____

CONTINUACION TABLA IX

HORAS	VALORES DE I	VALOR INTEGR.	VALOR NORMAL	VALOR UNIT.	VALOR UNIT. CUADRADO
10H15	13,400	13,500			
10H30	13,600	13,400			
10H45	13,200	12,600			
11H00	12,000	12,900	13,150	0,513	0,263
11H15	13,800	12,600			
11H30	11,400	12,750			
11H45	14,100	13,850			
12H00	13,600	13,850	13,025	0,508	0,258
12H15	14,100	14,100			
12H30	14,100	14,100			
12H45	14,100	14,050			
13H00	14,000	14,100	14,025	0,547	0,299
13H15	14,200	13,600			
13H30	13,000	13,250			
13H45	13,500	12,800			
14H00	12,100	12,150	13,438	0,524	0,275
14H15	12,200	14,000			
14H30	15,800	14,200			
14H45	12,600	12,550			
15H00	12,500	14,750	13,225	0,516	0,266
15H15	17,000	14,500			
15H30	12,000	12,500			
15H45	13,000	13,550			
16H00	14,100	14,150	13,825	0,539	0,291
16H15	14,200	15,350			
16H30	16,500	15,300			
16H45	14,100	14,050			
17H00	14,000	13,550	14,713	0,574	0,329
17H15	13,100	13,100			
17H30	13,100	13,150			
17H45	13,200	13,800			
18H00	14,400	14,050	13,400	0,523	0,273
18H15	13,700	14,950			
18H30	16,200	16,250			
18H45	16,300	21,100			
19H00	25,900	25,800	16,588	0,647	0,419
19H15	25,700	25,550			
19H30	25,400	25,450			
19H45	25,500	25,750			
20H00	26,000	26,000	25,638	1,000	1,000

CONTINUACION TABLA IX

HDRAS	VALORES DE 1	VALOR INTEGR.	VALOR NORMAL	VALOR UNIT.	VALOR UNIT. CUADRADO
20H15	26,000	24,900			
20H30	23,800	24,300			
20H45	24,800	24,500			
21H00	24,200	23,850	24,925	0,972	0,945
21H15	23,500	25,500			
21H30	27,500	26,650			
21H45	25,800	25,300			
22H00	24,800	25,900	25,325	0,988	0,976
22H15	23,000	24,500			
22H30	26,000	23,500			
22H45	21,000	20,500			
23H00	20,000	19,900	23,100	0,901	0,812
23H15	19,800	19,400			
23H30	19,000	18,800			
23H45	18,600	18,800			
24H00	19,000	19,000	19,225	0,750	0,562

son calculadas en el programa mediante el uso de la siguiente ecuación.

$$\text{Pérdidas} = F_p * R_{CC} * 8760 * (\text{Pico})^2 + 8760 P_o.$$

En donde:

- F_p = Factor de Pérdidas.
- $R_{CC} = R$ = Resistencia equivalente del Transformador.
- $R_{CC} = (R_1 + R_2')$.
- 8760 = Horas del año.
- Pico = Valor máximo de corriente.
- P_o = Valor de pérdidas en vacío.

3.2 PERDIDAS DE ENERGIA CON CARGA EQUILIBRADA.

En la vida práctica es difícil encontrar un circuito balanceado o equilibrado, ya que el desbalance proviene desde los alimentadores primarios.

El método empleado, asume una carga balanceada con propósitos de comparación, que consiste en tomar un valor promedio de la carga que se registró en las dos líneas de corriente.

Los datos con carga balanceada de un transformador en un sector residencial están mostrados en la tabla(10)

TABLA X

HORAS	VALORES DE I	VALOR INTEGR.	VALOR NORMAL	VALOR UNIT.	VALOR UNIT. CUADRADO
00H00	18,100	17,950			
00H15	17,800	17,700			
00H30	17,600	17,850			
00H45	18,100	17,625			
01H00	17,150	17,075	17,781	0,720	0,519
01H15	17,000	17,150			
01H30	17,300	18,000			
01H45	18,700	18,175			
02H00	17,650	18,200	17,600	0,713	0,508
02H15	18,750	17,800			
02H30	16,850	17,000			
02H45	17,150	17,225			
03H00	17,300	16,975	17,554	0,711	0,505
03H15	16,650	17,275			
03H30	17,900	17,200			
03H45	16,500	17,000			
04H00	17,500	17,500	17,113	0,693	0,480
04H15	17,500	17,575			
04H30	17,650	17,275			
04H45	16,900	16,750			
05H00	16,600	18,050	17,275	0,700	0,489
05H15	19,500	18,450			
05H30	17,400	16,850			
05H45	16,300	17,025			
06H00	17,750	15,275	17,594	0,712	0,508
06H15	12,800	11,275			
06H30	9,750	10,175			
06H45	10,600	10,400			
07H00	10,200	10,300	11,781	0,477	0,228
07H15	10,400	10,500			
07H30	10,600	10,225			
07H45	9,850	9,700			
08H00	9,550	10,175	10,181	0,412	0,170
08H15	10,800	10,000			
08H30	9,200	9,700			
08H45	10,200	10,125			
09H00	10,050	11,075	10,000	0,405	0,164
09H15	12,100	11,175			
09H30	10,250	10,325			
09H45	10,400	10,575			
10H00	10,750	10,825	10,788	0,437	0,191

Valores de intensidad de corriente para carga balanceada.

CONTINUACION TABLA X

HORAS	VALORES DE I	VALOR INTEGR.	VALOR NORMAL	VALOR UNIT.	VALOR UNIT. CUADRADO
10H15	10,900	11,225			
10H30	11,550	11,575			
10H45	11,600	11,500			
11H00	11,400	11,575	11,281	0,457	0,209
11H15	11,750	11,425			
11H30	11,100	11,525			
11H45	11,950	11,925			
12H00	11,900	12,250	11,613	0,470	0,221
12H15	12,600	12,700			
12H30	12,800	12,475			
12H45	12,150	13,575			
13H00	15,000	13,375	12,750	0,516	0,267
13H15	11,750	12,275			
13H30	12,800	12,175			
13H45	11,550	11,575			
14H00	11,600	11,850	12,350	0,500	0,250
14H15	12,100	13,200			
14H30	14,300	13,350			
14H45	12,400	12,525			
15H00	12,650	14,150	12,731	0,516	0,266
15H15	15,650	14,200			
15H30	12,750	12,825			
15H45	12,900	12,475			
16H00	12,050	12,550	13,413	0,543	0,295
16H15	13,050	14,100			
16H30	15,150	14,375			
16H45	13,600	13,200			
17H00	12,800	12,950	13,556	0,549	0,301
17H15	13,100	13,275			
17H30	13,450	13,300			
17H45	13,150	13,375			
18H00	13,600	12,975	13,225	0,536	0,287
18H15	12,350	13,425			
18H30	14,500	14,675			
18H45	14,850	19,625			
19H00	24,400	24,850	15,175	0,615	0,378
19H15	25,300	24,850			
19H30	24,400	24,525			
19H45	24,650	24,550			
20H00	24,450	24,475	24,694	1,000	1,000

CONTINUACION TABLA X

HORAS	VALORES DE I	VALOR INTEGR.	VALOR NORMAL	VALOR UNIT.	VALOR UNIT. CUADRADO
20H15	24,500	24,450			
20H30	24,400	24,275			
20H45	24,150	23,700			
21H00	23,250	22,750	24,225	0,981	0,962
21H15	22,250	23,050			
21H30	23,850	23,375			
21H45	22,900	22,150			
22H00	21,400	20,700	22,831	0,925	0,855
22H15	20,000	19,750			
22H30	19,500	19,125			
22H45	18,750	18,675			
23H00	18,600	18,675	19,563	0,792	0,628
23H15	18,750	18,325			
23H30	17,900	18,100			
23H45	18,300	18,200			
24H00	18,100	18,100	18,325	0,742	0,551

3.2.1 DETERMINACION DEL VALOR DE LA RESISTENCIA DE CORTO-CIRCUITO.

Para la determinación del valor de la resistencia, se utilizan varios modelos del circuito equivalente del transformador, entre los cuales están los siguientes:

- a) Modelo de parámetros Híbridos.
- b) Modelo lineal preciso.
- c) Modelo de circuito simplificado.

Se utiliza el modelo que brinde mayor exactitud con el mínimo de esfuerzo. "modelo lineal".

Basándose en las pruebas de corto-circuito de un transformador, se indica que es posible el uso de las siguientes ecuaciones.

$$P_{cc} = (I_2)^2 * R.$$

$$I_2 = I_1 * a.$$

En términos de I_1 :

$$P_{cc} = (I_1 * a)^2 * R.$$

$$R = P_{cc} / ((a * I_1)^2).$$

En donde:

P_{cc} = Pérdidas con carga.

R = Resistencia equivalente que incluye el efecto de ambos devanados.

a = Relación de transformación.

Se debe considerar varias alternativas y varias capacidades nominales de transformadores para el cálculo de la resistencia .

Los valores de Resistencias calculadas están mostradas en la tabla (11) y para conexiones de los devanados del secundario en serie y en paralelo.

3.2.2 CONSIDERACIONES SOBRE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA ELECTRICO MILAGRO.

La fig (31) muestra un transformador monofásico de servicio 120/240 Voltios con carga balanceada.

La fig (32) muestra un transformador monofásico de servicio 120 Volts con sus bobinas conectadas internamente en paralelo. Y a su vez formando banco trifásico con otros transformadores en diferentes postes.

La fig (33) muestra la forma interna de la conexión del transformador de distribución monofásico.

TABLA XI

Capacidad KVA	Conexion Bobinas	Rcc OHM CSP	Rcc OHM CONV
50	220V	0.013	0.012
50	110V	0.0065	0.006
50	Y //	0.0032	0.003
37.5	220V	0.02	0.0189
37.5	110V	0.01	0.009
37.5	Y //	0.005	0.0045
25	220V	0.038	0.036
25	110V	0.019	0.018
25	Y //	0.009	0.009
15	220V	0.077	0.074
15	110V	0.038	0.037
15	Y //	0.019	0.018

Y // : Las dos bobinas en // para formar banco.

Valores de Resistencia Calculados

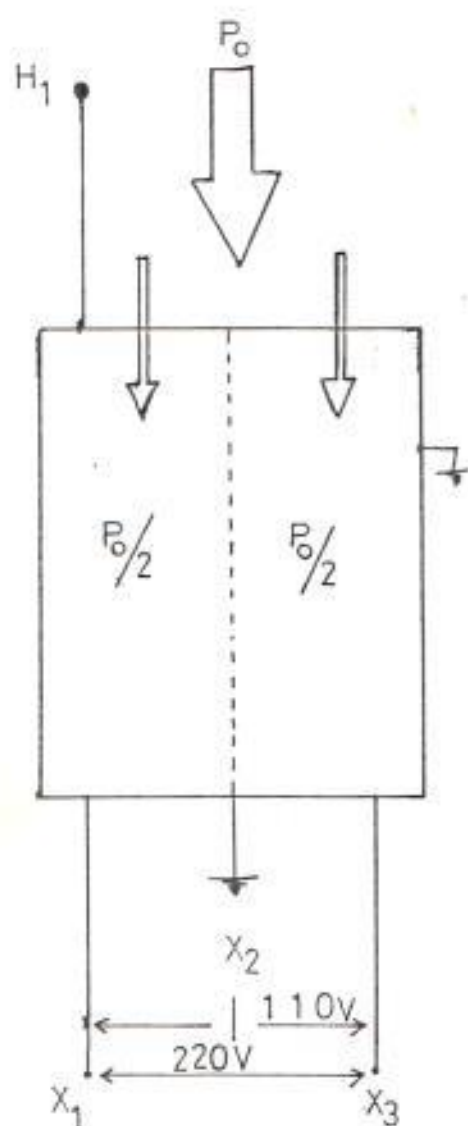


Fig # 31 Transformador monofásico de servicio
120/240Voltios con carga balanceada.

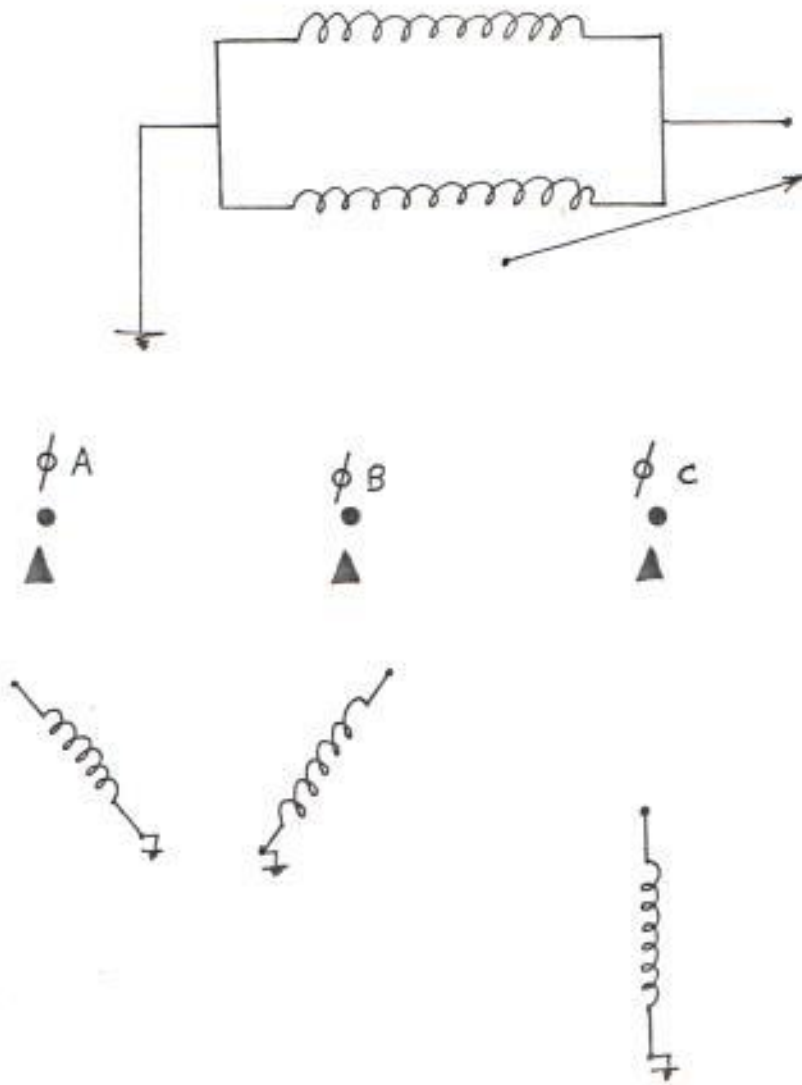


Fig # 32 Transformadores de distribución monofásicos con bobinas en paralelo, y formando banco trifásico con otros.

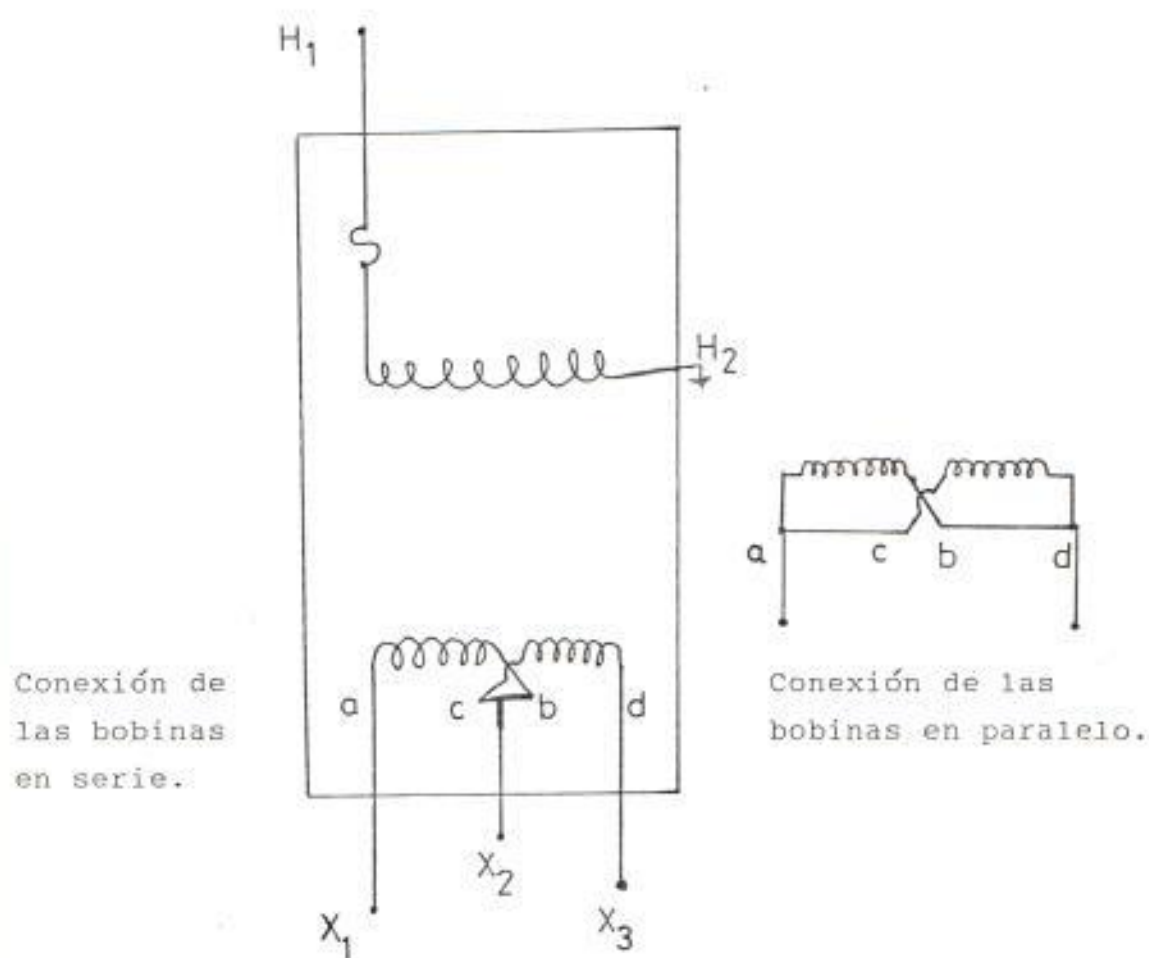


Fig # 33 Forma interna de conexión de un transformador de distribución monofásico.

3.2.3 EFICIENCIA " RENDIMIENTO ".

Por definición, el rendimiento es la relación de la potencia de salida comparada con la potencia de entrada.

Generalmente el rendimiento está expresado en tanto por ciento.

La ecuación del rendimiento es:

$$N = \text{Potencia de salida} / \text{Potencia de Entrada}$$

El principio de conservación de la energía manifiesta que : La energía de entrada debe ser igual a la energía de salida, entonces: La energía de entrada será igual a la energía que sale más lo que se pierde.

Considerando la ecuación en términos de potencia.

Potencia de entrada = Potencia de salida + Pérdidas .

$$N = P \text{ de salida} / (P \text{ de salida} + \text{Pérdidas}) .$$

Realizando algunos artificios matemáticos se llega a obtener una ecuación fácilmente manejable para el caso.

$$1/N = (P \text{ de salida} + \text{Pérdidas}) / P \text{ de salida.}$$

$$1/N = P \text{ de salida} / P \text{ de salida} + \text{Pérdidas} / P \text{ de salida.}$$

$$1/N = 1 + \text{Pérdidas} / P \text{ de salida.}$$

$$1/N = 1 + \text{Rel.}$$

$$N = 1.0 / (1.0 + \text{Rel}).$$

En donde:

N = Rendimiento o eficiencia.

Rel = Pérdidas / P de salida.

Rel = Resultado del Programa.

Con solo conocer el dato que facilita el programa "pérdida" mostrado a continuación, se determina el rendimiento del transformador bajo estudio.

3.2.4. PUNTOS DE MAXIMA EFICIENCIA.

Descomponiendo algo más los términos de la ecuación de rendimiento se llega a lo siguiente:

$$N = ((V_2 * I_2 * \cos \theta_2) / (V_2 * I_2 * \cos \theta_2 + P_o + I_2^2 * R)) * 100$$

Si se asume $V_2 = \text{constante}$, y para un determinado valor de factor de potencia, entonces la máxima eficiencia tendrá lugar cuando:

$$dN / dI_2 = 0$$

Si la expresión del rendimiento es diferenciada respecto a la corriente e igualada a cero: se tiene:

$$\frac{dN}{dI_2} = \frac{V_2 I_2 \cos \theta_2}{V_2 I_2 \cos \theta_2 + P_0 + I_2^2 (Req)}$$

$$P_2 = V_2 I_2 \cos \theta_2.$$

$$\frac{(P_2 + P_0 + I_2 \cdot Req) (P_2) - (P_2) (P_2 + 2I_2 \cdot Req)}{(P_2 + P_0 + I_2^2 Req)^2} = 0$$

$$P_2 + P_0 + I_2 \cdot Req = P_2 + 2I_2 \cdot Req$$

$$P_0 + I_2^2 R = 2 I_2^2 R$$

$$P_0 = I_2^2 R.$$

Donde :

P_0 = Pérdidas de núcleo, o del hierro.

Req = Pérdidas del cobre = $I^2 \cdot R$.

Lo que indica que la máxima eficiencia ocurre cuando las pérdidas del hierro son iguales a las pérdidas del cobre.

Ahora si se asume que un transformador de potencia nominal K , y un valor de pérdidas en el núcleo = xK , además las pérdidas a plena carga = yK ; en estas condiciones el rendimiento a plena carga es:

$$N = P \text{ de salida} / P \text{ de entrada.}$$

$$N = P \text{ de salida} / (P \text{ de salida} + \text{Pérdidas}).$$

$$N = K / (K + xK + yK).$$

$$N = 1.0 / (1.0 + x + y).$$

Para cualquier valor de carga, las pérdidas en el hierro permanecen constantes, entre tanto las pérdidas en el cobre tienen una variación cuadrática. $\propto c^2 * (yK)$.

Para lograr el máximo rendimiento es necesario que :

$$P_o = P_{cu} \quad xK = c^2 (yK).$$

$$x = yc^2.$$

$$c = \sqrt{x/y}.$$

Donde:

c : indica el punto de máximo rendimiento.

En la última expresión: si el porcentaje de pérdidas en el núcleo es mayor que el porcentaje de

pérdidas en el cobre, esto indica que la expresión tiene un valor mayor que la unidad, a consecuencia de lo cual la máxima eficiencia ocurre en un punto más allá de las características de plena carga.

Si por el contrario, el porcentaje de pérdidas en el núcleo es menor que el porcentaje de pérdidas en el cobre, esta expresión será menor que la unidad, lo que indica que el máximo rendimiento tiene lugar en un punto a menos de plena carga.

3.3 PROYECCION DE LAS PERDIDAS.

Con los datos históricos que se disponen a partir de 1983, se obtiene el patron que va a regular el crecimiento de la carga.

Ya que este estudio está basado en el análisis de las pérdidas con carga:entonces bien se debe proyectar la carga, y con este valor proyectado de carga, se obtiene el valor de pérdidas en proyección.

Al ocurrir la sobre-carga, en base a las experiencias adquiridas dentro de la E.E.M.C.A.se determina el tiempo que podría soportarsela sin afectar considerablemente el rango de votaje y la vida útil del transformador .

El proposito es lograr determinar el periodo al cual el transformador va a trabajar en su punto de máxima eficiencia, y por consiguiente de minimas pérdidas.

Para este caso se obtienen los valores de carga y pérdidas proyectadas, indicados en la tabla (12).

Si se observa la fig (34) se nota de que dicho transformador para diciembre de 1987, empezará a sentir los efectos de la sobre-carga, tomando en cuenta las siguientes consideraciones respecto a los usuarios a los que brinda el servicio de energía eléctrica.

- a) Los usuarios son considerados netamente residenciales.
- b) Clasificados como usuarios de clase media "media".

De acuerdo a la ubicación y tipo de carga alimentada por el transformador, se nota de que el pico de carga no tiene una duración superior a una hora, comprendida entre las 19.00 y 20.00 H.

Las proyecciones obtenidas a partir de los datos históricos fueron probados con varios modelos matemáticos y estadísticos, encontrándose que el mas próximo a la realidad es la regresión exponencial.

TABLA X I I

		MESES	VALORES PROYECTADOS
	JUNIO 83	6	71.15
	DICIEMBRE 83	12	74.53
	JUNIO 84	18	78.09
	DICIEMBRE 84	24	81.81
	JUNIO 85	30	85.72
	DICIEMBRE 85	36	89.8
	JUNIO 86	42	94.09
	DICIEMBRE 86	48	98.57
	JUNIO 87	54	103.28
	DICIEMBRE 87	60	108.2
	JUNIO 88	66	113.36
	DICIEMBRE 88	72	118.77

VALORES DE CARGA PROYECTADOS
SECTOR RESIDENCIAL (AMP)

Curva de carga proyectada residencial

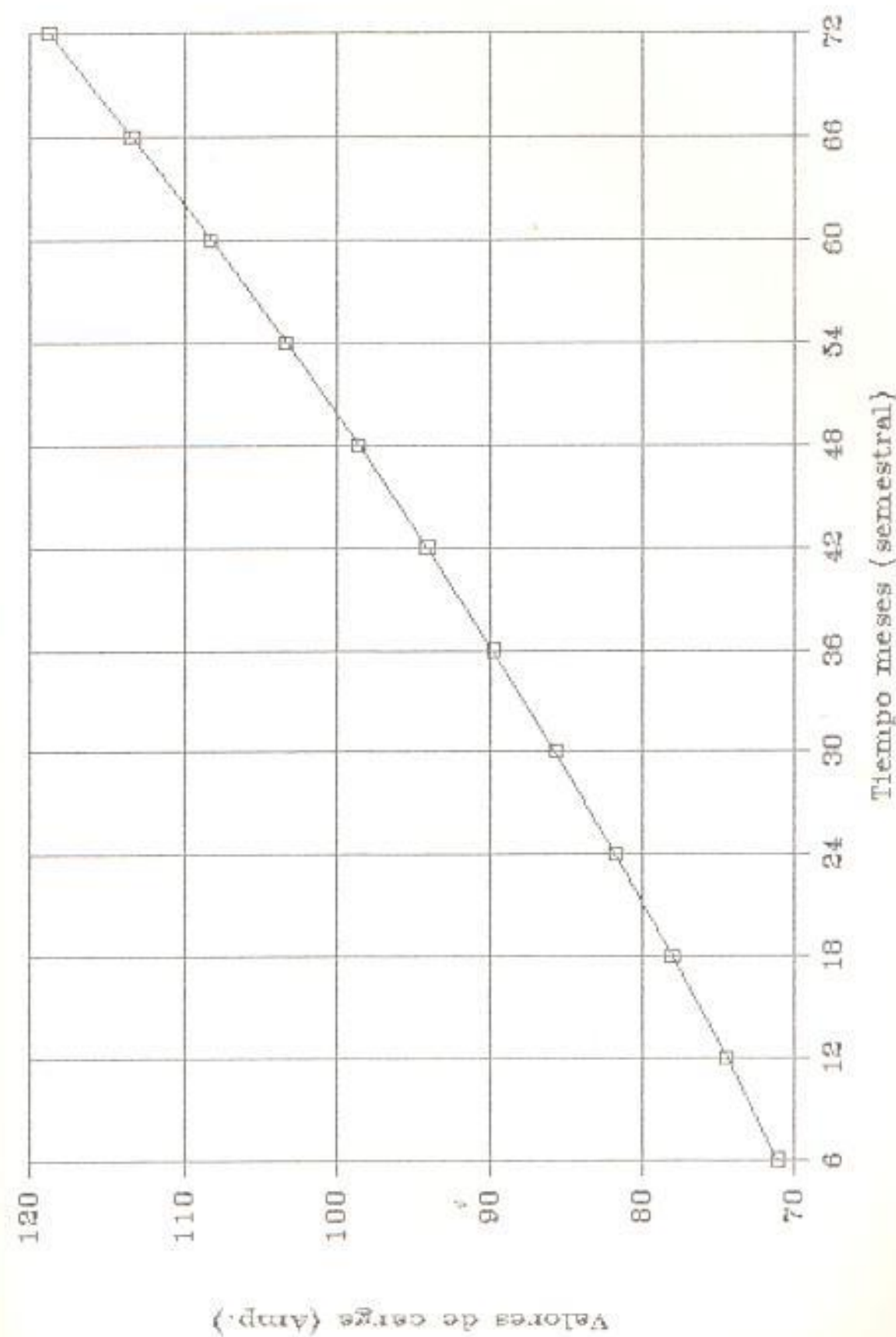
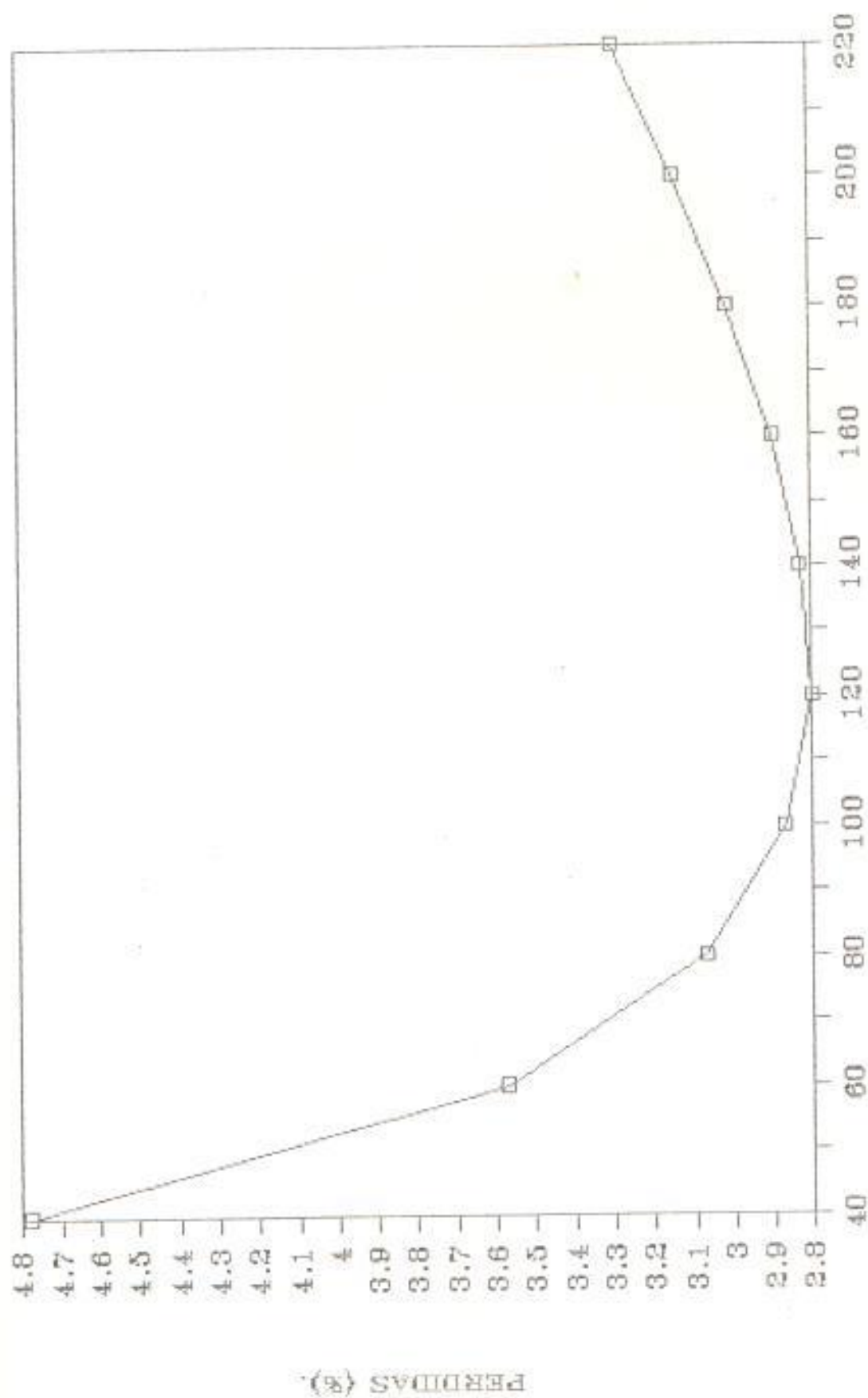


Fig 34 a Proyección de la carga.



PICO DE CORRIENTE (AMP).

Fig # 34b Proyección de las Pérdidas. "XF AV A. BELLO"

Se utiliza este tipo de regresión debido a que es la que contribuye con el menor porcentaje de error. Aceptando como error un valor inferior al 5%.

3.3.1 PERDIDAS DE VIDA UTIL EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

Esta sección esta mas orientada hacia los transformadores de distribución que sirven a cargas de tipo residencial, y para valores de factor de carga del orden de 0.6 y su correspondiente valor de factor de pérdidas.

Para la evaluación es necesario considerar valores de pico de carga superiores a 1.0 en por unidad, ya que precisamente son las sobre-cargas las que afectan a la vida útil del transformador.

Lógico es pensar que existe una relación inversa entre la sobre-carga sostenida y la vida útil del transformador. Esta relación está indicada por la fig (35).

La operación continua y satisfactoria de un transformador de distribución, está dada esencialmente por el buen grado del aislamiento del conjunto.

Este aislamiento se deteriora debido a las condiciones ambientales de operación, siendo mas sensible a los incrementos de temperatura.

La capacidad de sobre-carga de un transformador tambien está limitada por la temperatura ambiente, factor que debe considerarse muy seriamente en situaciones de determinación de la vida útil de los transformadores de distribución.

Para valores de carga con una vida útil normal, se trabaja con la temperatura diaria promedio.

La tabla (7) muestra las pérdidas de vida útil de un transformador, considerando los picos de carga durante una y dos horas, para una temperatura promedio de 30 o C.

3.4 PERDIDAS DE POTENCIA-ENERGIA.

La energía que se pierde en un transformador , instalado en alta tensión, y alimentando alguna carga, Matemáticamente está dado por el producto de las pérdidas de potencia activa en (W o KW) , y el tiempo.

Pero esta condición es instantanea, Es decir si el periodo de interés es el día, mes o año, es necesario integrar las pérdidas de potencia en el periodo deseado. Realizar esto implica excesivo trabajo diario, debido a que es necesario instalar equipos de medición en alta y baja tensión para determinar las pérdidas totales por diferencia, que consume el transformador.

Este método es mas teórico que práctico, razón por la cual es conveniente el uso de la curva de carga obtenida.

Utilizando las curvas de carga, se obtienen los valores de pérdidas del cobre (o de carga), que son las mas complicadas de obtener debido a la variación continua de la carga.

Para obtener las pérdidas de energía en vacío, basta solo obtener el producto de estas por el tiempo, ya que las pérdidas en vacío son proporcionadas por el fabricante.

En un transformador de distribución, las pérdidas totales de energía están dadas por la siguiente ecuación.

$$E_t = E_o + E_c.$$

$$E_t = P_o \cdot T_o + P_c \cdot T_c.$$

$$E_t = P_o \cdot 365 \cdot 24 + P_c \cdot T_c.$$

Donde:

E_t = Energía Total

E_o = Pérdidas de energía en vacío.

E_c = Pérdidas de energía con carga.

Otro método para el cálculo de la energía de pérdidas es el denominado método de interpolación, que utiliza el factor de carga.

La ecuación de la energía de pérdida anual es:

$$E = P_o \cdot T_o + 8760 \cdot ((F_c + F_c^2) / 2) \cdot P_o.$$

Donde:

F_c = Factor de carga.

3.5. COSTO DE PERDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES.

EVALUACION ECONOMICA.

Existen solo cuatro características eléctricas de un transformador, que involucran costos, ellos son:

- a) Pérdidas sin carga. -
- b) Pérdidas con carga. -
- c) Corriente de Excitación.
- d) Reactancia.

Pero los parámetros que más afectan a los costos son los dos primeros; y, son de gran importancia en la determinación del costo del transformador con el paso del tiempo.

Para lograr el objetivo se utiliza el método del costo anual equivalente. Este método resulta muy útil y práctico para propósitos de comparación, ya que toma en consideración el costo de las pérdidas totales y el precio inicial del transformador.

A continuación se expone el método:

Primeramente se realiza la evaluación del costo anual equivalente de pérdidas en vacío. Lo cual

consiste en hallar un costo anual por pérdidas en vacío constante, para lo cual es necesario llevar a valor presente los costos anuales de estas pérdidas, considerando una determinada vida útil del equipo, y una determinada tasa de interés. Luego usando el factor de recuperación de capital para el periodo en mención se obtiene un costo constante por pérdidas en vacío durante todo el periodo.

En este costo se estiman dos parámetros:

- a) Costo por demanda.
- b) Costo por energía absorbida.

Las pérdidas en vacío están latentes mientras el transformador este energizado, aun cuando no este sirviendo carga alguna, esto trae consigo un incremento en la demanda.

El costo anual equivalente del transformador esta dado por la siguiente expresión:

$$\text{COSTO ANUAL} = \text{PRECIO} * \text{CF} + \text{COSTO ANUAL EQUIVALENTE DE PERDIDAS.}$$

Donde:

Precio : Se refiere al precio inicial.

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

El segundo término, que es el costo anual equivalente de pérdidas, incluye a las pérdidas en vacío, y a las pérdidas con carga.

El costo anual equivalente de pérdidas en vacío está dado por la siguiente expresión :

$$CAEPo = Po (CDM*12 + CE*HORAS DEL AÑO).$$

Donde :

- Po : Pérdidas en vacío KW.
- CDM : Costo de la demanda mensual.
- 12 : Meses del año.

Es de notar que durante la vida útil del transformador que es de aproximadamente de 15 a 30 años, los costos de la demanda mensual y de la energía, son regulados por una tasa de crecimiento.

Esta tasa de crecimiento involucra lo siguiente:

Taza de crecimiento de los costos, factor de valor presente y factor de recuperación de capital.

Estos factores están dados por las siguientes expresiones:

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

$$FEE = \left[\sum_{j=1}^n \left[(1+G)^{(j-1)} \times \frac{+1}{(1+i)^j} \right] \right] \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Donde:

FEDM = Factor equivalente de la demanda.

FEE = Factor equivalente de la energía.

i = Taza de interés.

n = Número de año de evaluación.

g = Taza de crecimiento de la demanda.

G = Taza de crecimiento de la energía.

Ecuación del costo anual equivalente de pérdidas en vacío.

$$CAEP_v = P (CDMe \cdot 12 + CEe \cdot \text{Horas del año.})$$

Donde:

CDMe = Costo de la demanda mensual equivalente.

CEe = Costo equivalente de la energía.

Ademas estos dos últimos factores estan relacionados de la siguiente manera:

$$CDMe = CDM (\text{año inicial}) * FEDM.$$

$$CEe = CE (\text{año inicial}) * FEE .$$

3.5.1 EVALUACION DE LAS PERDIDAS CON CARGA EN EL TRANSFORMADOR.

Debido a que la curva de carga tiene un factor de crecimiento, se aplica el mismo criterio para la evaluación de las pérdidas con carga. Se refiere al método de los cálculos de pérdidas en vacío.

Se utilizan las mismas consideraciones de demanda y energía. Basandose en esto se dice que el costo anual de pérdidas con carga esta dado por :

$$CAP = P * k * (CDM*12*FR + CE*FP*horas \text{ del año}).$$

Donde :

K = Valor de carga elevado al cuadrado,
equivalente constante a lo largo del tiempo.

FR = Factor de responsabilidad.

FP = Factor de pérdidas.

$$K^2 = C_i^2 * FECP^2.$$

C_i = Carga inicial en pu.

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

En este término ya se consideran los crecimientos de la carga, año a año. Es necesaria esta consideración debido a que de no ser así, en determinado momento se sobre-carga al transformador.

El costo anual equivalente de pérdidas con carga es:

$$CAEP_C = K^2 * P * (CDMe * 12 * FR + CEe * FP * \text{Horas del año}).$$

Y el costo anual del transformador es:

$$CAT = CF * PRECIO + CAEP_0 + CAEP_C.$$

3.5.2 RELACION DE PERDIDAS Y COSTO ECONOMICO.

La máxima eficiencia en el transformador ocurre cuando $P_{fe} = P_{cu}$. Es decir cuando las pérdidas en vacío son iguales a las pérdidas con carga.

A continuación se obtiene una relación que permite analizar esta situación:

$$CAP_C = K^2 * (CDM * 12 * FR + CE * 8760 * FP) * P_C.$$

$$CAP_O = P_O * (CDM * 12 + CE * 8760).$$

$$CAP_C = CAP_O.$$

$$K^2 * P_C * (CDM * 12 * FR + CE * 8760 * FR) = P_O * (CDM * 12 + CE * 8760).$$

$$\frac{P_C}{P_O} = \frac{(CDM * 12 + CE * 8760)}{(CDM * 12 * FR + CE * 8760 * FR)}.$$

Esta ecuación establece que para obtener la máxima economía en la operación del transformador, la relación de pérdidas con carga a pérdidas en vacío debe ser igual a la relación del costo anual por KW de pérdidas en el cobre, a pérdidas en vacío.

Puede notarse de que con el incremento de la carga, la relación de pérdidas disminuye. Y esta relación depende esencialmente de la construcción del transformador.

Se utiliza esta relación para la determinación del costo de operación de una determinada carga, y es muy útil para determinar la relación de pérdidas mas económica " minimo costo anual de las pérdidas".

Si el costo de las pérdidas es elevado, tambien lo

son las condiciones de carga, entonces se justifica plenamente la compra de un transformador cuyas pérdidas sean menores que las de un transformador standar.

Existen dos puntos de vista para considerar la relación de pérdidas de un transformador de distribución.

3.6. COSTOS DE OPERACION DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

La consideración más significativa es el nivel total de pérdidas. Entonces considerando las características del transformador de distribución, es muy importante discutir las variaciones de la relación de pérdidas para la condición de pérdidas totales constantes. Sobre esta base, desde el punto de vista del costo mínimo de operación, no existe una simple relación óptima de pérdidas en vacío y pérdidas con carga.

Si las pérdidas del núcleo en watts son más costosas que las pérdidas del cobre del transformador, es obvio que es preferible una alta relación. Esta observación se aplica hasta el extremo de una relación infinita de pérdidas. Similarmente si las pérdidas del cobre del transformador son más costosas que las pérdidas que

existen en el núcleo, es deseable una baja relación de pérdidas, esto es verdad hasta llegar a una relación extrema de cero. Para costos mínimos de operación por lo tanto la relación óptima de pérdidas puede ser cero o infinita.

Los costos de operación difieren con los diferentes niveles de pérdidas totales. Para determinar los costos de operación asociados con los diferentes niveles de pérdidas totales, así conocer el valor de un watt de pérdidas en el núcleo y el valor de un watt de pérdidas en cobre.

3.6.1 COSTOS DE FABRICACION.

Desde el punto de vista de la obtención de un bajo costo de manufacturación, existe una óptima relación de pérdidas correspondiente a cada uno de los niveles de pérdidas totales y a cada kilo-voltio-ampere nominal. Como las pérdidas totales son reducidas, el costo de manufactura aumenta. A mayor núcleo de acero y cobre, existe el mayor costo.

Cuando el nivel de carga decrece, la relación la relación óptima de pérdidas para menores costos de manufacturación también decrece.

Estas observaciones están ilustradas en la fig .(36) e indican de que la relación de pérdidas manteniendo la densidad del núcleo constante, resulta un incremento del costo de fabricación y una relación de pérdidas reducida.

3.6.2 DETERMINACION DEL PUNTO OPTIMO.

En la fig (36) se ilustra el punto óptimo del costo de fabricación y del costo de operación. Si un productor saca nuevos diseños con bajos niveles de pérdidas, entonces el costo de manufactura debe incrementarse. Y el productor minimiza este incremento, diseñando una relación específica de pérdidas.

Si el productor diseña para una relación específica de pérdidas, el costo usualmente se incrementa debido a que para cada nivel de pérdidas existe una relación de pérdidas, y esta relación puede ser diferente para cada productor, los cuales implican un bajo costo de fabricación.

Otras relaciones de pérdidas altas o bajas producen un incremento en el costo. Cada fabricante puede ser capaz de producir un transformador de costo total bajo, con baja relación de pérdidas, basado en un

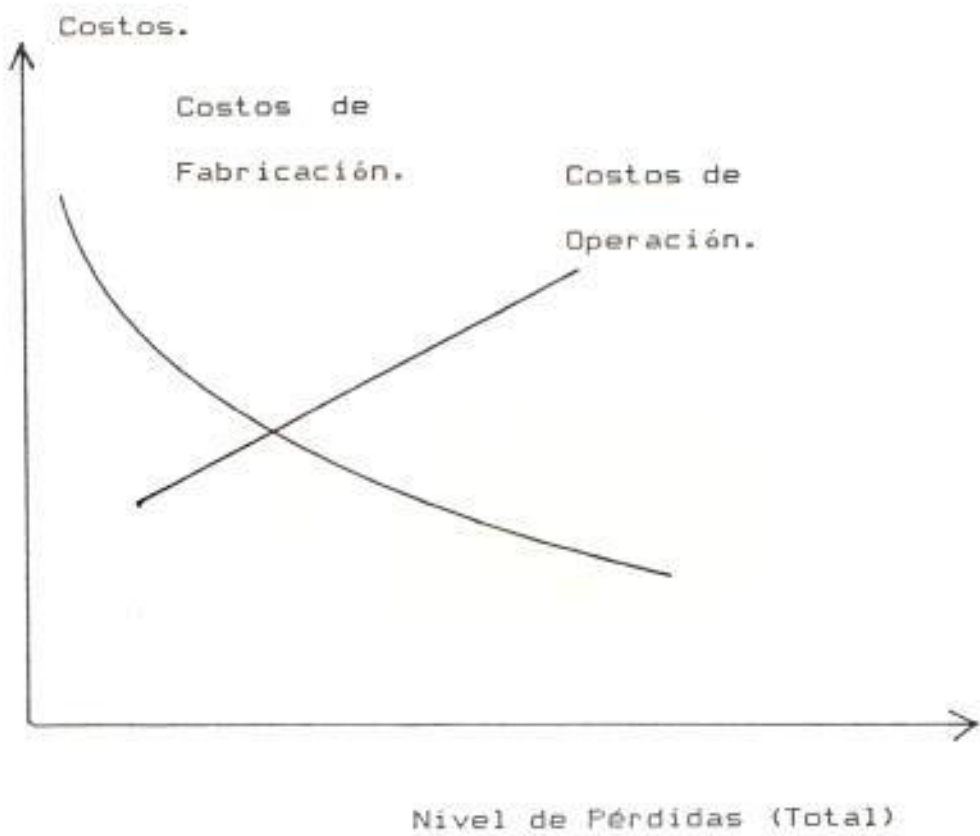


Fig # 36 Costos de fabricación y costos de operación.

balance entre el costo de producción y el costo de operación. Generalmente los costos de operación implican ahorro desde las variaciones de las relaciones de pérdidas, desde el punto de vista del fabricante.

3.7 CARGA ECONOMICA.

Está establecido que las condiciones de vida de un pueblo muestran una tendencia ascendente, debido precisamente a la utilización de la energía eléctrica, puesto que el desarrollo mismo esta ligado a ella.

Con esto se indica que las características de la curva de carga y las tasas de crecimiento tienden a incrementarse continuamente con el transcurso del tiempo.

Analizando las características de carga y las tasas de crecimiento de las mismas, entonces se selecciona el transformador mas conveniente a ser utilizado en el circuito. Logicamente este transformador debetener una proyección para unos pocos años.

Esta síntesis lo que trata es la introducción a la selección de la capacidad del transformador mas económica.

Si se traza una curva que represente la carga de un transformador en función de el costo anual, se obtiene una curva similar a la de la fig (37).

El uso que se dá a esta curva es: para determinar el límite de carga inicial, por ejemplo. Se toma como una referencia un punto de carga "A".

Para una carga inicial mayor que "A" se debe seleccionar un transformador de 37.5 KVA sobre el de 25 KVA, aun cuando este último tenga la suficiente capacidad térmica.

En la fig (38) se muestran estas comparaciones para otras capacidades nominales de transformadores de distribución.

Otra aplicación de las curvas es: para determinar el cambio a la carga más económica.

También existen otros medios para la determinación de la carga inicial más conveniente, y se logra este propósito utilizando el TRF.

El TRF es un factor para escoger la capacidad nominal del transformador de distribución, más cercano a la realidad especialmente en nuevos diseños.

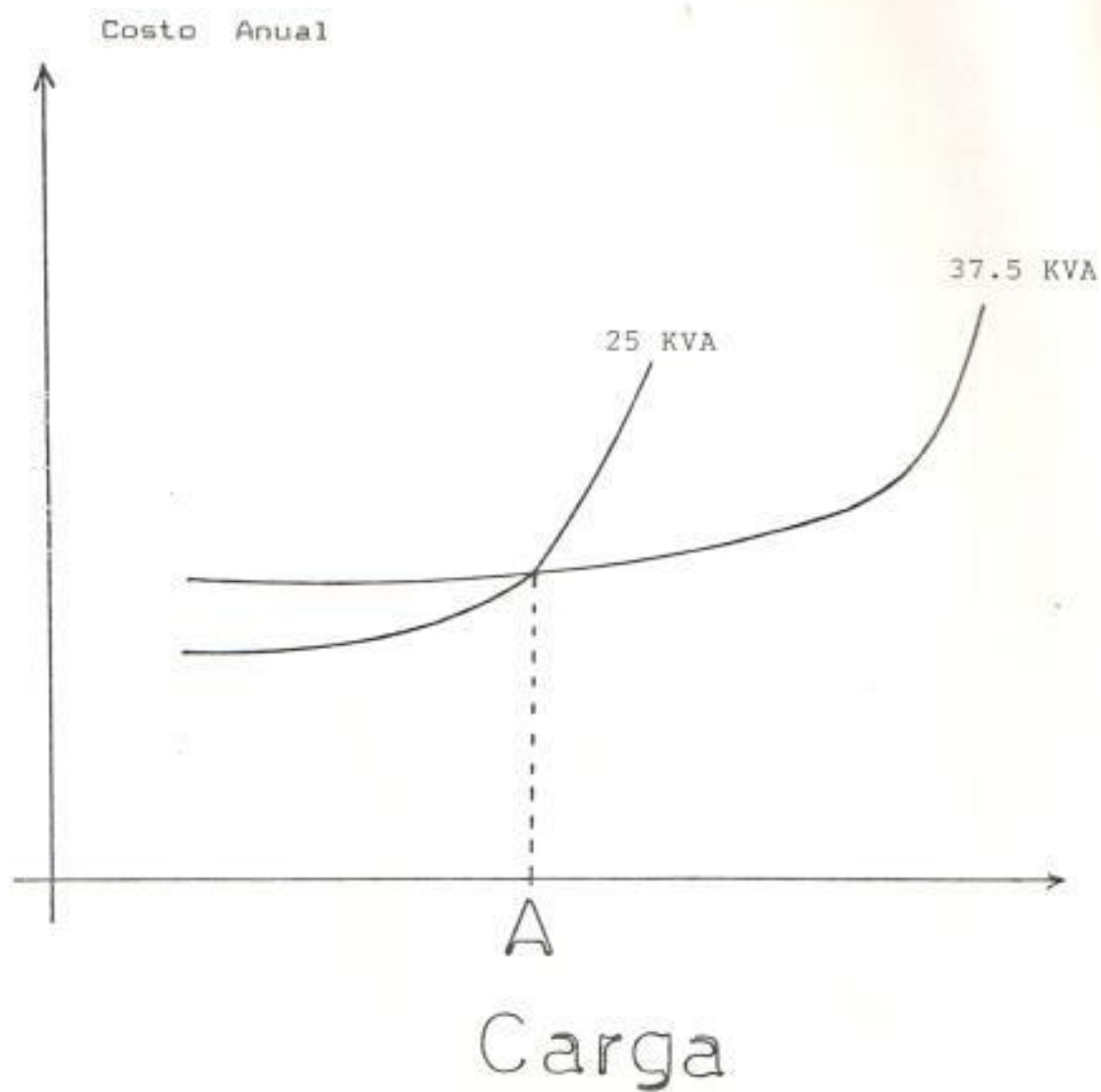


Fig # 37 Carga en función del costo Anual

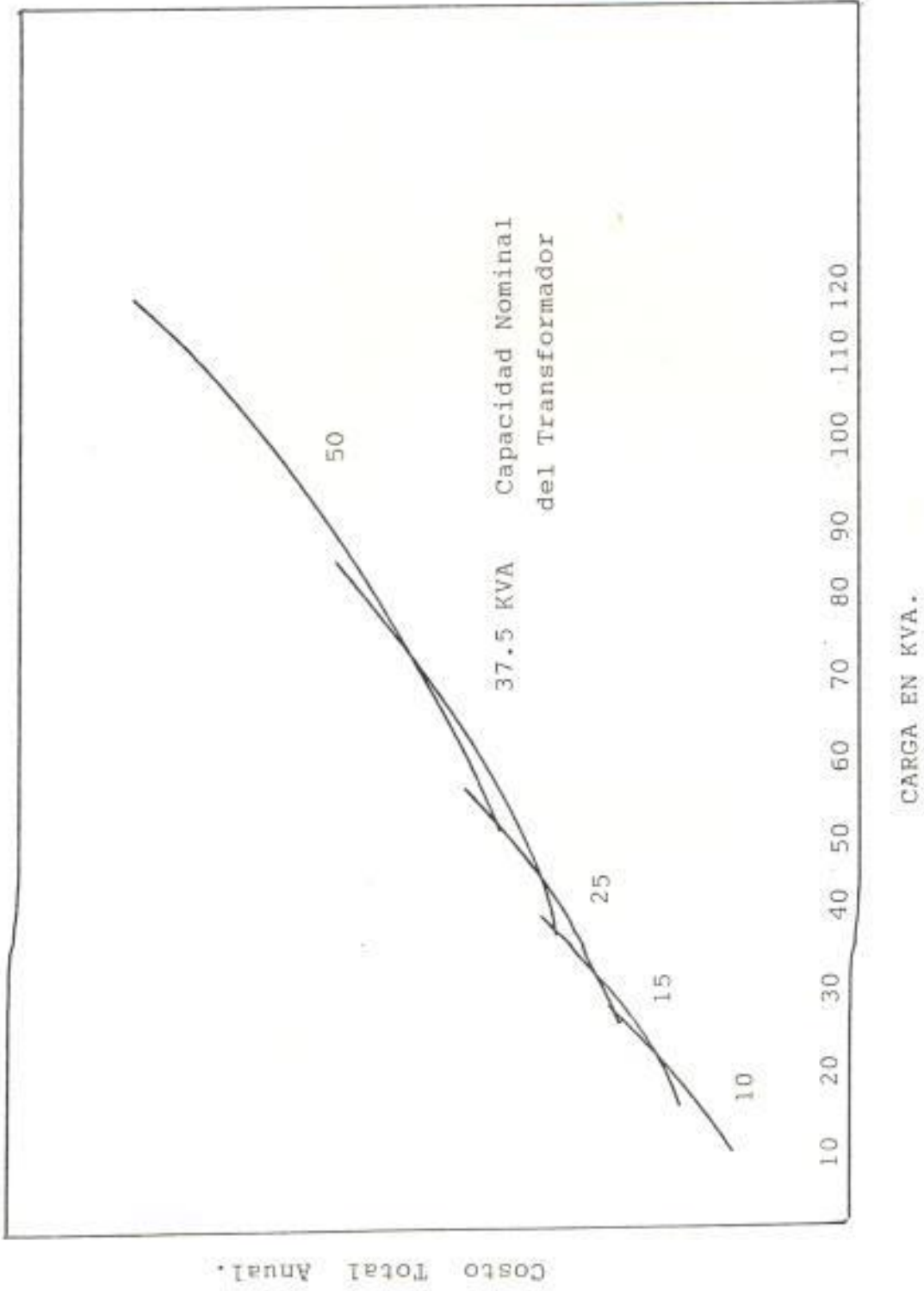


Fig # 38 Comparaciones para Transformadores de diferentes capacidades.

(Carga - Costo)

Las curvas de la fig (39) relacionan el TRF con el periodo de duración del pico de carga.

Para indicar el uso de las curvas se parte del siguiente ejemplo.

Asumiendo un pico de carga de 60 KVA sostenido durante cuatro horas, seguido por una carga inicial que corresponde al 60% de la carga pico. Procedemos de la siguiente manera:

Se busca el punto de intersección de "la duración de el pico" con el porcentaje de carga inicial y se obtiene el TRF que para este caso muy particular es de ± 0.86 .

Este TRF de 0.86 es multiplicado por el KVA pico y se obtiene la capacidad de este transformador que es: de 50 KVA.

Las curvas de la fig (39) estan trazadas para una temperatura promedio de 30°C , pero es posible corregir el TRF para variaciones de temperatura sobre o bajo los 30°C , usando las curvas de la fig(40).

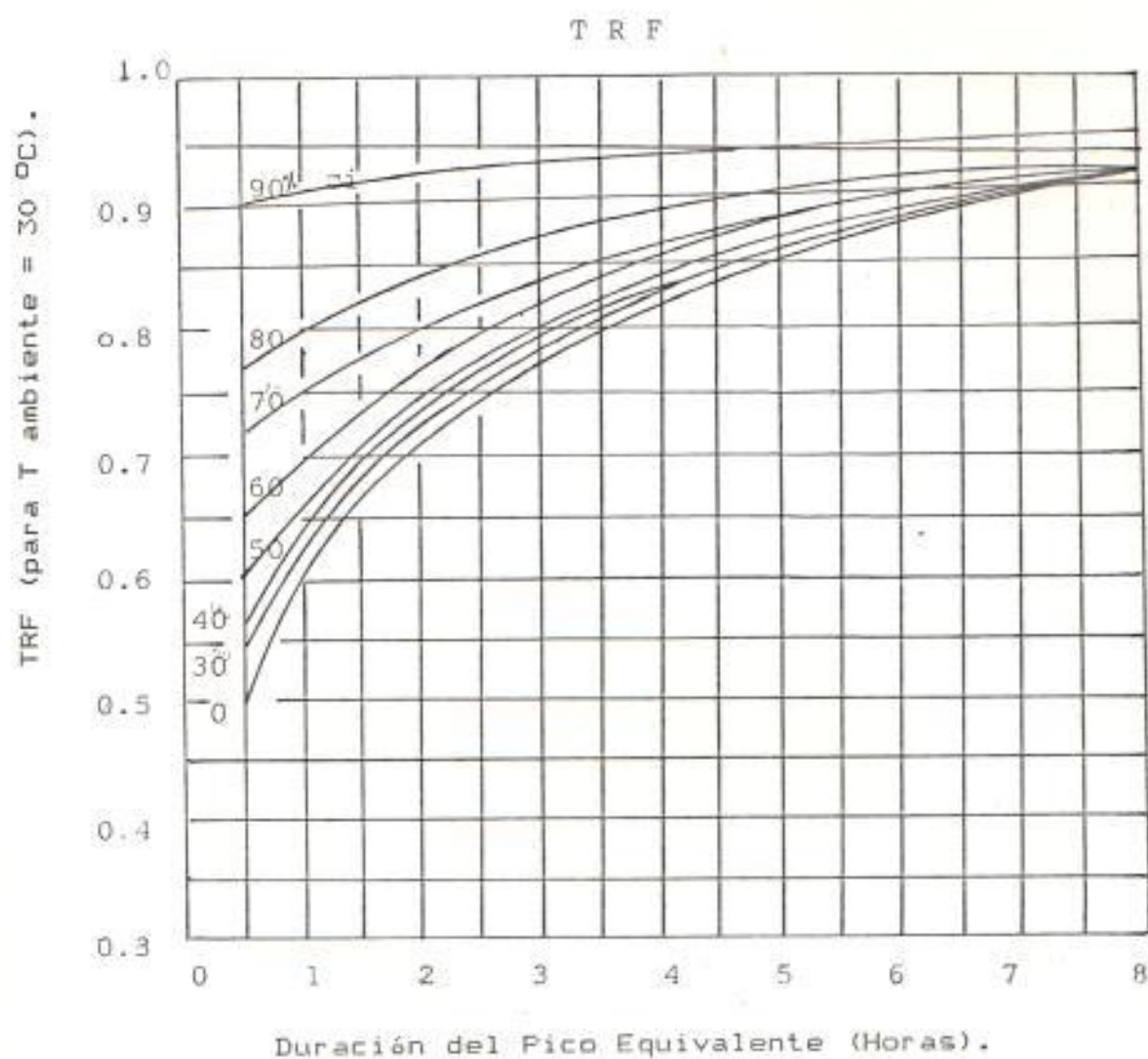


Fig # 38. TRF Vs Periodo de pico de carga.

Tabla de Correccion del TRF

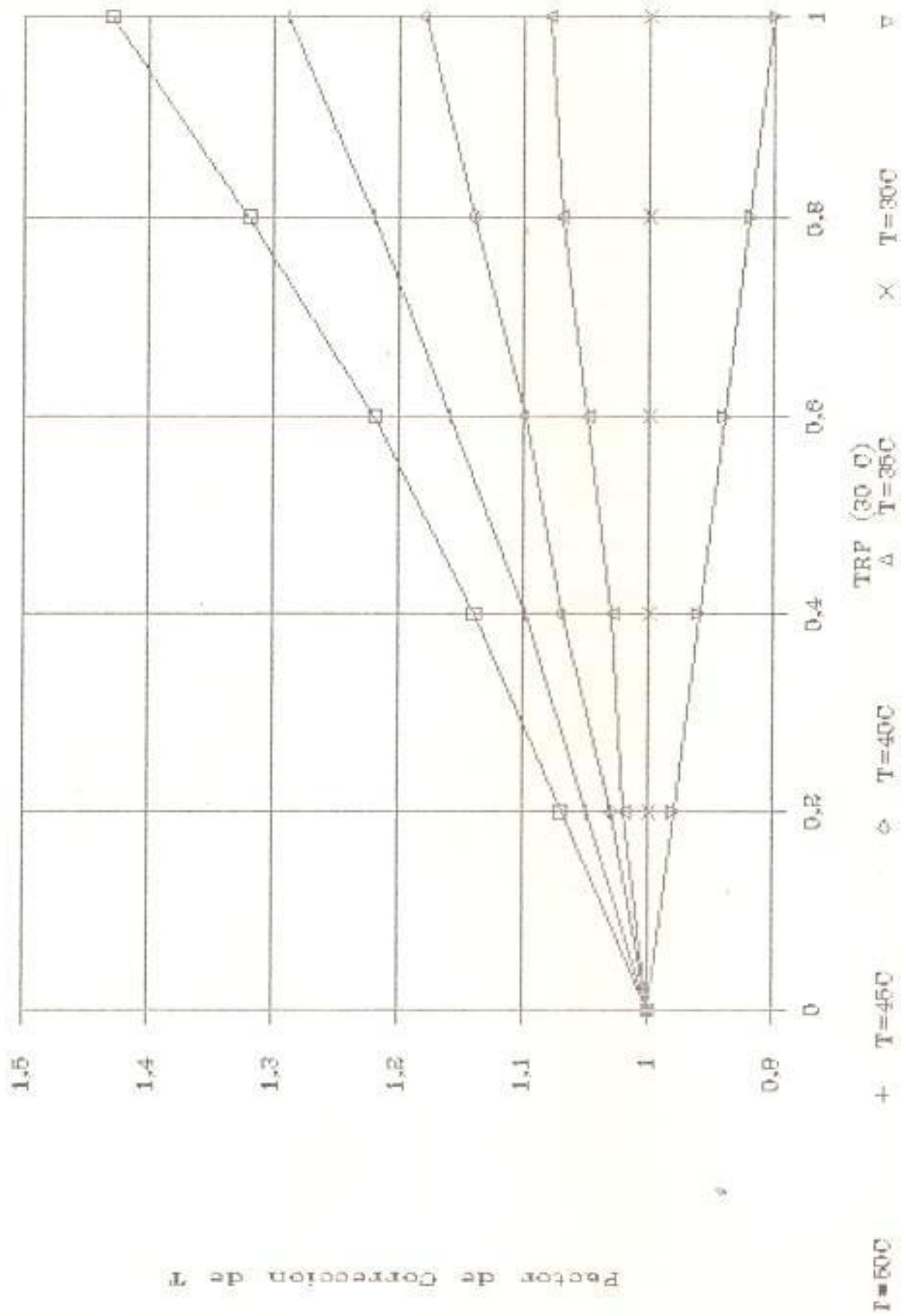


Fig 40

CAPITULO IV.

4.1 APLICACIONES AL SISTEMA ELECTRICO MILAGRO "AREA URBANA"

A partir de 1977, la Empresa Eléctrica Milagro C.A. comenzó a normalizar sus niveles de voltajes a 13.8 KV. trifásico, ya que anteriormente existían niveles de voltaje de 4.16 KV. que a la actualidad han caído en desuso.

Estimando una vida útil de los transformadores de 20 a 30 años, y considerando que muchos de éstos han estado instalados durante 10 años sin sobrecargas exageradas, la proyección se la realiza para el período restante de su vida útil.

Para tener una idea más cercana a la realidad sobre las pérdidas, y los costos que para la E.E.M.C.A. causan los transformadores de distribución, se toma la mayor cantidad de muestras posibles de estos transformadores.

Los datos son tomados a la hora pico del sector y durante una semana con la ayuda de las unidades de guardia.

Existen varias ciudadelas cuya carga instalada es muy

baja comparada con la capacidad instalada. Si se realiza una proyección de la carga asumiendo una tasa de crecimiento de un 4% para sectores residenciales, los cálculos indican que esos transformadores alcanzarían su potencia nominal a partir de la fecha en aproximadamente treinta años.

Esta razón es suficiente para que no se incluya en el programa de cálculo de costos los términos que hacen referencia a la sobrecarga del transformador y el cambio del mismo.

En estos casos lo más recomendable desde el punto de vista técnico económico es el uso de transformadores de 10 kva con una proyección a veinte años.

Se deja de lado en estos casos las corrientes de arranque debido a que son mínimas, prácticamente nulas.

Para otros sectores Residenciales, Avenidas y ciudadelas grandes, es necesario incluir estos términos Debido a que ya se han realizado alguno cambios a la par con este estudio.

Los cambios que se han efectuado no son muchos, y quedan otros pocos por cambiarse, en vista de que los problemas de bajo voltaje presentados en algunos

sectores, no es debido propiamente a la sobre-carga de los transformadores en los circuitos, sino mas bien a la forma inhadecuada en que se hallan fisicamente ubicados estos transformadores de distribución .

Otra causa de bajo voltaje que tiene lugar en los sectores residenciales es debido al bajo voltaje del SNI a la hora pico en que el Sistema trabaja a plena carga, con los consiguientes problemas en el voltaje.

Ejemplo N 1.

Selección del transformador de 10 KVA más conveniente.

Para lograrlo se parte de los datos de fábrica de cada transformador, de las siguientes firmas comerciales: Ecuatran, Moretran y General Electric.

Las condiciones de operación a las que van a estar sujetos los transformadores serán las siguientes:

Curva de carga con Factor de carga = 0.63 Y Factor de pérdidas= 0.42

Hora pico = 19.00 Horas .

Carga inicial = 50% de la nominal.

Taza de crecimiento de la carga = 4 %.

Tiempo de duración del pico = 1 Hora.

Datos de placa de los transformadores.

MARCA	PERDIDAS EN VACIO (WATTS)	PERDIDAS EN EL COBRE (WATTS).
ECUATRAN	37	266.1
MORETRAN	58	245.0
G.ELECTRIC	67	183.0

Con estos datos se corre el programa, obteniendose los siguientes resultados de costos.

MARCA	CAEPo	CAEPc	DATE.
ECUATRAN	1214.57	3314.27	12621.00
MORETRAN	1903.93	3052.61	12650.44.
G.ELECTRIC	2199.36	2280.12	12628.63.

Los resultados indican que el transformador G.Electric tiene el mayor costo de pérdidas en vacío, y el menor costo de pérdidas con carga.

Se ha asumido un costo inicial igual para los tres transformadores con el propósito de analizar solo pérdidas.

A simple vista se sugeriría la compra de

transformadores de la marca G.Electric, pero entra en consideración el costo inicial del mismo que en la realidad es mayor que los otros dos.

La alternativa sería entonces el uso de los transformadores de la marca Ecuatran.

Logicamente, si cambian las condiciones iniciales de operación, también se verán afectados los resultados.

Puede observarse de los resultados que arrojan los transformadores G.Electric, que estos presentan buenas conveniencias para trabajar con cargas similares a la nominal.

Entre tanto que si tienen que alimentar cargas ligeras, no resultan muy convenientes debido al costo de las pérdidas en vacío, ya que estas tendrían un valor superior comparada con la energía vendida.

Ejemplo N 2.

En el sistema eléctrico Milagro Area urbana, existen sectores en los cuales es frecuente el disparo de los breakers del transformador a la hora pico, debido a que actualmente esos transformadores están operando con sobre-cargas.

Los datos por semana de uno de los sectores con transformador instalado de 25 KVA, se muestran en la tabla(13)

Puede observarse de que la sobre-carga en el transformador es de consideración, y se plantean las siguientes soluciones.

a) Que se remodele el circuito con la instalación de otro transformador en el sector.

b) Que se descargue al transformador en mención, transfiriendo parte de la carga de este sector al sector adyacente.

c) Cambio del transformador por otro de mayor capacidad.

Analizando las soluciones planteadas se deduce que :

Si bien es cierto las tres alternativas planteadas constituyen la solución al problema, se considera la mas conveniente, en base a los siguientes aspectos.

-Humano.

-Técnico .

-Económico.

La alternativa del literal (a) desde el punto de vista económico es la menos adecuada, porque requiere de la instalación de postes de 11 metros y el tendido de una línea monofásica de alta tensión, a 7620 voltios ya que no se dispone de ella.

La alternativa (b) económicamente es la mejor, pero tan solo a corto plazo, y además habría que considerar las condiciones de carga futura del sector adyacente.

El literal (c) parece presentar la mejor conveniencia, ahora surge la pregunta: Para alimentar dicha carga que transformador debemos considerar?

Es necesario correr el programa, simulando la instalación de un transformador de 37.5 KVA, y luego con otro de 50 KVA.

Previo a la instalación del nuevo transformador es necesario realizar el cambio de acometidas de la segunda línea de corriente a la primera, con el propósito de balancear las corrientes.

Transformador de 37.5 KVA.

La carga instalada balanceada constituye para este transformador el 90 % de su capacidad nominal.

La tasa de crecimiento de la carga del sector indica que el transformador trabajaría a plena carga luego de dos o tres años.

Para un transformador de las siguientes características :

KVA = 37.5

Po = 0.185 KW.

Pc = 0.581 KW.

Auto-protegido.

Costo inicial = \$206000.00. Agosto/86

Los costos van a ser los siguientes.

CAEPo = 5349.41.

CAEPc = 12623.59

CATE = 102037.33.

Se han considerado estos datos de pérdidas, debido a que es de ese tipo de transformadores de que se dispone en las bodegas de la E.E.M.C.A.

Transformador de 50 KVA.

La carga instalada balanceada constituye el 67 % de la capacidad nominal de este transformador. Con las

condiciones anteriores, este transformador trabajaría a plena carga aproximadamente después de 10 años.

Para un transformador de las siguientes características :

KVA = 50.

Po = 0.229 KW.

Pc = 0.671 KW.

Auto-protegido.

Costo inicial = \$ 230000.00 Agosto /86

Los costos a 10 años serán:

CAEPo = 7185.80

CAEPc = 13044.28.

CATE = 34223.00

A simple vista se puede notar de que mas económico resulta instalar definitivamente el transformador de 50 KVA antes que instalar el de 37.5 KVA para luego de dos años reemplazarlo por el de 50 KVA.

APLICACIONES

Transformador: 50.00 KVA CONV AUTOP x
 Zona : C61a Nuevo Milagro 12 de Octubre y LatacungaP 04-4069
 Hora Pico : 19.00

DIA	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES	SABADO	DOMINGO
CORRIENTE IL1	100.00 *	106.00	110.00	105.00	108.00	110.00	108.00
DESBALANCEADA IL2	170.00	170.00	180.00	180.00	175.00	178.00	178.00
CORRIENTE IB	135.00	138.00	145.00	142.50	141.50	144.00	143.00
BALANCEADA							

F_c = 0.64F_p = 0.43

Pico = 145 A

Eficiencia= 96.75 %

	15 años	20 años
--	---------	---------

CAEPo=	7517.22	7787.70
--------	---------	---------

CAEPc=	15011.98	16469.26
--------	----------	----------

* Sobre-carga No

APLICACIONES

Transformador: 50.00 KVA CONV AUTOP x
 Zona : Cdla Nuevo Milagro 12 de Octubre y Espinoza P 01-106B
 Hora Pico : 19.00

DÍA	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SABADO	DOMINGO
CORRIENTE IL1	34.00 *	32.00	36.00	32.00	38.00	35.00	38.00
DESBALANCEADA IL2	50.00	46.00	50.00	50.00	48.00	53.00	48.00
CORRIENTE BALANCEADA IB	42.00	39.00	43.00	41.00	43.00	44.00	43.00

F_c = 0.6F_p = 0.4

Pico = 43 A

Eficiencia = 92.60 %

	15 años	20 años
CAEPo =	7517.22	7787.70
CAEPc =	14231.15	15612.63

* Sobre-carga No

APLICACIONES

Transformador: 37,50 KVA CONV xAUTOP
 Zona : 5 de Junio y P. Carbo
 Hora Pico : 9.00H

DIA	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES	SABADO	DOMINGO
CORRIENTE IL1	290.00	280.00	220.00	280.00	270.00	170.00	270.00
DESBALANCEADA IL2	290.00	280.00	220.00	280.00	270.00	170.00	270.00
CORRIENTE BALANCEADA 1Ø	290.00	280.00	220.00	280.00	270.00	170.00	270.00

F_c = 0.6F_p = 0.4

Pico = 230 A

Eficiencia= 98.05 %

	15 años	20 años
CAEPo=	3643.72	3774.82
CAEPc=	20017.32	21960.48

* Sobre-carga No

APLICACIONES

Transformador: 37.50 KVA CONV xAUTOP *
 Zona : 5 de Junio y Bolivar
 Hora Pico : 9.00H

DIA	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES	SABADO	DOMINGO
CORRIENTE IL1	102.00	105.00	120.00	110.00	115.00	110.00	120.00
DESBALANCEADA IL2	102.00	105.00	120.00	110.00	115.00	110.00	120.00
CORRIENTE BALANCEADA IB	102.00	105.00	120.00	110.00	115.00	110.00	120.00

Ft = 0.6

Fp = 0.42

Pico = 120 A

Eficiencia= 97.31 %

	15 años	20 años
CAEPp=	3643.72	3774.82
CAEPc=	20749.52	22763.76

* Sobre-carga No

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

De los resultados se observa que a pesar de que existen variaciones de pérdidas entre los transformadores de la misma capacidad nominal, la diferencia en cuanto al costo anual no es significativa, debido a que en los transformadores de fabricación nacional, las pérdidas en vacío son relativamente pequeñas comparadas con transformadores de fabricación extranjera.

Se concluye que las pérdidas en vacío tienen mayor efecto en el costo total anual, debido a que no se está optimizando el uso de los transformadores.

El incremento de las pérdidas tiene lugar cuando ocurre el desbalance de la carga: Se sugiere balancear la carga del circuito secundario, y mejorar la forma de la curva de carga, realizando transferencias de carga.

El tipo de carga tiene influencia sobre las pérdidas.

Las pérdidas en vacío de los transformadores de distribución son prácticamente insensibles a las variaciones de carga.

Se recomienda realizar pruebas de la rigidez dieléctrica del aceite de los transformadores que alimentan una gran

carga, debido a que de existir degradación en el aceite, en cualquier momento es de esperar la operación de las protecciones del transformador, o la inflamación del aceite con las consiguientes interrupciones del servicio y deterioro del transformador.

Revisar periódicamente las conexiones a los aisladores de baja tensión, debido a los desajustes que ocurren en los mismos.

Utilizar un conector de compresión cobre-aluminio adecuado entre los terminales del transformador y el circuito secundario que va a alimentar, porque al no ser el conector adecuado, se tendrán fluctuaciones de voltaje producidas por el mal contacto físico, y las pérdidas consiguientes.

Revisar los diseños de nuevas ciudadelas, con el propósito de que se instale solo la capacidad necesaria con proyección de la carga a 15 o 20 años, y evitar el exeso de pérdidas en vacío.

Normalizar el uso de conductor de cobre para los terminales que unen los bujes (bushing,s) de baja tensión del transformador con la red secundaria, porque al utilizar conductor de aluminio se forman sulfatos y las consiguientes variaciones de voltaje.

Referente a pérdidas del Sistema, se sugiere: Eliminar sectores directos de alumbrado público, actualización de información sobre la potencia instalada en alumbrado público, para su respectiva facturación, control en el robo de energía.

B I B L I O G R A F I A

1. EBASCO Planificación de sistemas de distribución.
2. GANGEL, PROPST. Distribución transformer load characteristics
3. INECEL Evaluación de pérdidas en transformadores monofasicos autoprotegidos de 5 y 10 KVA. 1982.
4. LANGSDORF Teoría de las máquinas de corriente alterna
5. NORMAS ANSI Guide for loading mineral-oil-immersed overhead and pad-mounted distribución transformer, with 65°C o 55°C average winding rise.
6. Seminario Nacional de distribución de energía eléctrica (IV y V)
7. WESTINGHOUSE Distribución Systems. Vol 3.
8. WESTINGHOUSE Distribution Data Book