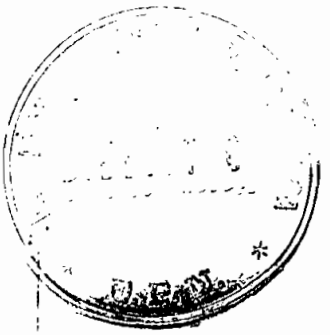


E S C U E L A P O L I T E C N I C A N A C I O N A L

" PROTECCION PARA DEVANADOS DE TRANSFORMADORES "

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE

INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION

DE POTENCIA

FRANKLIN NAPOLEON VALDIVIESO REINOSO

Quito, Noviembre de 1979

CERTIFICO:

Que el presente trabajo "PROTECCION PARA DEVANADOS DE TRANSFORMADORES", ha sido realizado en su totalidad - por el Sr. Franklin Valdivieso R, - bajo mi dirección.

Ing. Julio Jurado M.
DIRECTOR DE TESIS.

AGRADECIMIENTO.

Al Ing. Julio Jurado M, por la valiosa dirección en la elaboración de la presente tesis.

De igual manera al Ing. Luis - Tapia, Sra María del Carmen de Orquera y compañeros de la EEQ. que de una u otra forma presta ron su valiosa colaboración.

PROTECCION PARA DEVANADOS DE TRANSFORMADORES

INDICE GENERAL .

CAPITULO I .- No Pagina

GENERALIDADES .

1.1.- El transformador, sus protecciones y su importancia. 1

1.2.- Motivación del tema 2

1.3.- Alcance del estudio 3

CAPITULO II .-

TEORIA DEL FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR .

2.1.- Tipo de transformador 4

2.2.- Parámetros del transformador 6

2.3.- Tipo de conexiones 16

2.3.1. Polaridad 16

2.3.2. Diagramas vectoriales 18

2.3.3. Características del funcionamiento 21

2.3.4. Paralelismo de transformadores 27

2.3.4.2. Transformadores trifásicos 37

2.4. Funcionamiento de estado estacionario 39

2.4.1. Condiciones de servicio 40

2.4.2. Variación de la tensión y la frecuencia 44

		No Página
2.4.3.	Carga	45
2.4.4.	Carga en una emergencia	54
2.4.5.	Conexión	57
2.4.6.	Operación en paralelo	57
2.4.7.	Variación de la tensión y la frecuencia de potencia auxiliar.	62
2.5.	Funcionamiento en estado transiente	63
2.5.1.	Fenómenos de sobrecorriente	63
2.5.1.1	Corriente de arranque	63
2.5.1.2	Corriente de cortocircuito	67
2.5.2.	Fenómenos de sobretensión	75
2.5.2.2	Sobretensión de maniobra	78
2.5.3.	Comportamiento del transformador frente a sobretensiones.	79
2.5.4.	Distribución de tensión en los arrollamientos del transformador.	82

CAPITULO III .

PROTECCION DEL TRANSFORMADOR

GENERALIDADES.		95
3.1.-	Protección contra descargas atmosféricas	96
3.1.1.	Utilización de cuernos de arqueo	96
3.1.2	Uso de pararrayos	96
3.1.2.1	Selección de pararrayos	96
3.2	Protección para sobrecargas	114
3.2.1.	Protección directa	115
3.2.2.	Protección de imagen térmica	115

No Pagina

3.4.1.- Protección con relés de sobrecorriente 117

3.4.2. Protección con relés de distancia 119

3.5.- Protección para cortocircuitos internos del transformador. 119

3.5.1. Protección diferencial 120

3.5.2. Protección por sobrepresión 144

3.5.2.1. Protección con relé Buchholz 144

3.5.2.2. Protección con relés de presión súbita 148

3.5.3. Protección con fusibles 150

CAPITULO IV .-

ANALISIS ECONOMICO DE LA PROTECCION.

4.1.- Costos de la protección para descargas atmosféricas 157

4.2.- Costo de la protección para sobrecargas 163

4.2.1. Costo de la protección con relés de imágen térmica 164

4.2.1.1 Transformadores de potencia 164

4.2.1.2 Transformador de distribución 165

4.2.2. Costo de la protección con relés térmicos 166

4.3. Costo de la protección contra fallas externas 167

4.4. Costo de la protección contra fallas internas 168

4.4.1. Costo de la protección diferencial 168

4.4.2. Costo de la protección con relé Buchholz 170

		No Página
4.4.3.	Costo de la protección con relé de presión súbita.	171
4.4.4.	Costo de la protección con fusibles	172
CAPITULO V		
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		173
BIBLIOGRAFIA		176

CAPITULO I.-

GENERALIDADES .-

1.1.- EL TRANSFORMADOR, SUS PROTECCIONES Y SU IMPORTANCIA .-

La necesidad de transmitir bloques de energía cada vez más considerables desde los centros de generación a los centros de consumo, ha obligado a tener configuraciones de sistemas de potencia cada vez más complejos.

Las exigencias tanto de características eléctricas como la tensión y la frecuencia por ejemplo; así como también las exigencias en cuanto a continuidad de servicio, han hecho que se adopten sistemas de control y protección que progresivamente han sido más sofisticados.

Dentro de un sistema de potencia, uno de los elementos principales constituye el transformador de potencia, elemento que permite generar , transmitir y distribuir la energía eléctrica a las tensiones más económicas; puede decirse que el actual desarrollo de la industria no hubiera sido posible sin este elemento , ya que se ubiera imposibilitado el uso de reservorios de energía hidráulica , generalmente alejados de los centros de consumo.

La importancia de generar , transmitir y distribuir la energía eléctrica al menor costo posible ha hecho que se desarrollen técnicas para la obtención por una parte de mejores materiales para la construcción de estos equipos y por otra ha desarrollado diseños que garantizan la operación para las diferentes condiciones de servicio.

En el caso del transformador, estas técnicas han hecho posible la obtensión de hierros silicosos y materiales - aislantes que han permitido disminuir las pérdidas, reducir el volúmen del equipo, y en diseños mejorados como el de aislamiento graduado, permitir optimas características de funcionamiento a un costo relativamente bajo.

El desarrollo de las industrias tales como la metalúrgica, la electroquímica, etc., ha hecho que se diseñen transformadores de las más variadas características.

A medida que se han desarrollado los sistemas de potencia, la transmisión de bloques de energía cada vez mayores, ha generalizado el empleo de transformadores de tensiones elevadas como 700 KV, o superiores y de potencias de 100 KVA. o mayores. El costo de estas unidades hace que los mismos sean protegidos con el fin de respaldar la inversión.

Para los países en desarrollo o de manor desarrollo relativo como el nuestro, en los que no se cuenta con fábricas o talleres de reparación adecuados, debe diseñarse una protección en la forma más adecuada posible con el fin de evitar daños que puedan ocasionar durante lapsos de tiempo considerables la suspensión de servicio a grandes áreas -- residenciales, o lo que es peor, no presentar un panorama adecuado para la instalación de nuevas industrias que promoverán el desarrollo del país.

1.2.- MOTIVACION DEL TEMA .- De la importancia que el transformador tiene en un sistema eléctrico de potencia, se deduce que este aparato debe permanecer en condiciones óptimas de funcionamiento para mantener la continuidad de servicio, para lo cual deben darse las protecciones necesarias por esta razón, el presente trabajo tiende a cumplir esta - finalidad.

Se ha visto la necesidad de realizar una evaluación tanto técnica como económica de los varios tipos de protección - del transformador con el objeto de determinar el sistema de protección más conveniente a utilizarse; y es así como - en esta tesis, se tratará eminentemente de satisfacer este aspecto tan importante.

1.3.- ALCANCE AL ESTUDIO .- El tema abarcará los siguientes aspectos:

- Un estudio de la teoría del transformador que se sujetará únicamente a las bases de su funcionamiento, pues el trabajo fundamentalmente estará orientado al estudio de las protecciones que se deben dar a los devanados del transformador.
- Un análisis de los diferentes tipos de protecciones para el transformador, dando énfasis descriptiva a algunas de ellas.
- Una evaluación económica de las protecciones, que se sujetarán al costo de los elementos que interviene en cada tipo de protección.
- Las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio - de la presente tesis.

CAPITULO II.-

TEORIA DEL FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR.-

En este capítulo, se describirá en forma general el funcionamiento del transformador, estableciéndose en primer lugar las principales características de los transformadores tipo núcleo y tipo acorazado.

Se definirán también los parámetros del transformador, así como las características de funcionamiento de los diferentes tipos de conexiones.

Además, se realizará un estudio del funcionamiento del transformador tanto en estado estacionario como en estado transiente, el cual estará orientado principalmente a aspectos que servirán para el desarrollo de la presente tesis.

2.1.- TIPOS DE TRANSFORMADORES: Tipo Núcleo y Tipo Acorazado.

Los transformadores trifásicos o bancos de transformadores monofásicos, facilitan las transmisión de grandes bloques de energía a largas distancias, y la distribución de aquella hacia los centros de consumo.

Si bien es cierto que la utilización de un banco de transformadores monofásicos tiene sus ventajas como el menor costo de las unidades de reserva, sinembargo, las pérdidas en vacío son bastante elevadas, por lo cual se hace necesario el uso de transformadores trifásicos.

Dentro del grupo de los transformadores trifásicos, se tienen dos tipos: tipo núcleo y tipo acorazado, cuyos esquemas se muestran en las figuras 2.1 y 2.2.

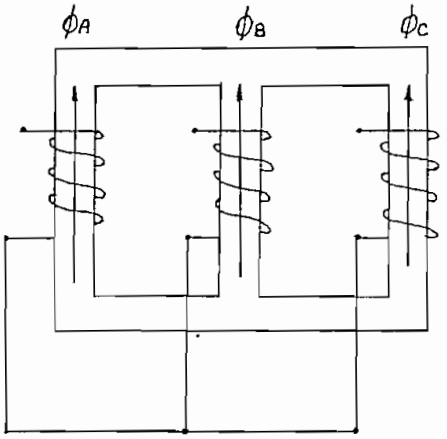


Fig. 2.1.
TIPO NUCLEO

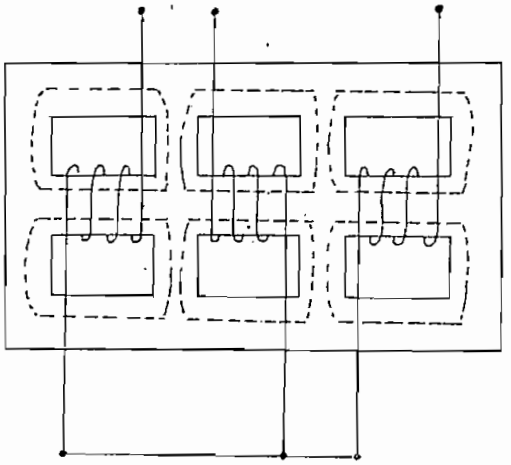


Fig. 2.2.
TIPO ACORAZADO

La diferencia entre estos dos tipos radica constructivamente en la disposición de sus enrollados; pues mientras en el tipo núcleo los enrollados rodean al núcleo, en el tipo acorazado, es el núcleo quien rodea a los enrollados. Esta disposición relativa del núcleo y de los devanados del transformador, queda determinada por condiciones de orden económico, de mantenimiento, y por ciertas características como la provisión del aislamiento para resistir las tensiones eléctricas, la fortaleza para soportar los esfuerzos mecánicos producidos por las corrientes de corto circuito, etc.

Para disminuir el flujo de dispersión, se han construído núcleos que cierren el camino magnético como en el caso de los transformadores tipo acorazado.

En este tipo, el devanado central se invierte con respecto a los otros dos devanados con el propósito de que el flujo resultante que circule por cada una de las partes del núcleo sea el mismo; además, el ancho de cada una de estas partes también es el mismo, y se logra con esto una economía del material del núcleo.

Además, en este transformador tipo acorazado, se ve que cada fase tiene un circuito magnético independiente similar al banco de transformadores monofásicos, lo que no sucede con el transformador tipo núcleo. Esta independencia de los circuitos magnéticos trae consigo la ventaja de que si se malograra una fase y se separa del circuito, los otros dos devanados restantes pueden funcionar en delta abierta. En este caso deben cortocircuitarse los devanados primario y secundario de la fase inutilizada con la finalidad de disminuir el flujo parásito.

2.2.- PARAMETROS DEL TRANSFORMADOR.- Partiendo de la hipótesis de un transformador ideal, es decir sin considerar las pérdidas activas en el núcleo (histéresis y corrientes de Eddy) , ni la dispersión, así como tampoco la resistencia de los devanados, tendremos que la corriente de excitación del transformador estará en fase con el flujo mutuo que enlaza los dos devanados, puesto que esta corriente sólo es la de magnetización, entonces se

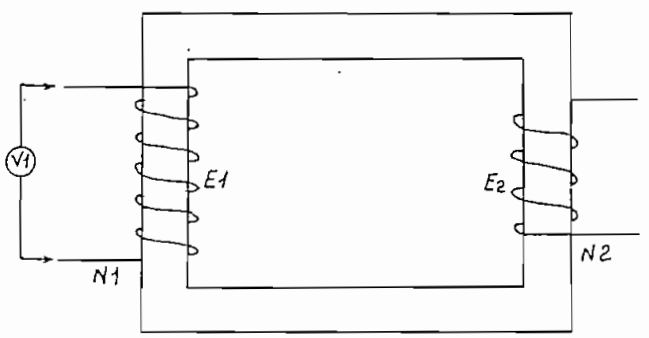


fig. 2.3.
Representación del
Transformador.

tiene que dicho transformador ideal en condiciones de circuito abierto será una reactancia pura (Xo) en el cual:

$$Xo = \frac{V1}{Io}$$

Donde:

V1 = Tensión aplicada, que será igual en este caso a la fuerza electromotríz inducida Ref. L1.

Io = Corriente de excitación.

Es decir:

$$- E1 = V1 = \sqrt{2}\,\pi\, fN1\phi m \qquad \text{(Valor eficaz)} \qquad F2.0$$

Además, este voltaje estará retrasado 90° respecto al flujo, por lo tanto para esta suposición propuesta, el diagrama fasorial será como se indica en la figura 2.4 Ref. L.1

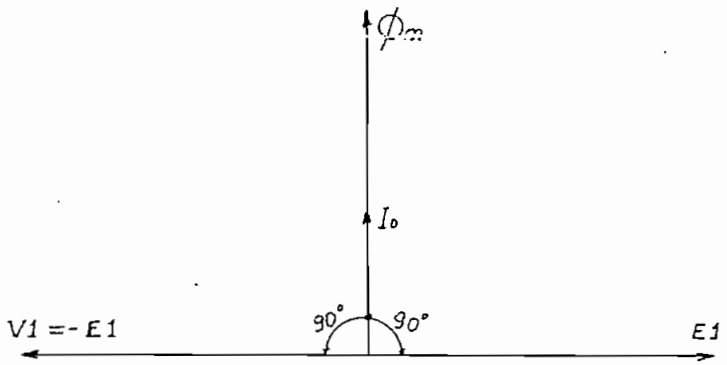


Fig. 2.4
Diagrama Fasorial

Por otra parte, en el secundario, el flujo mutuo que enlaza los dos devanados, inducirá también una fuerza electromotríz de valor eficaz E2, cuyo valor está dado por la siguiente fórmula: Ref. L1.

$$E2 = \sqrt{2}\,\pi f\, N2\, \phi m \qquad F2.1$$

Donde:

E1 = Valor eficaz de la f,e,m. inducida en el primario (V)

E2 = Valor eficaz de la f.e.m. inducida en el secundario (V)

N1 = # de espiras en el primario.

N2 = # de espiras en el secundario.

f = frecuencia (Hz)

ϕm = Valor máximo del flujo .

Dividiendo F2.0 para F2.1 , se tiene el valor de la rela - ción de transformación, conforme se indica en la fórmula - F2.2

$$\frac{E1}{E2} = \frac{N1}{N2} = N = \text{Relación de transformación} \qquad F2.2$$

La corriente de excitación no está en fase con el flujo mu tuo, puesto que es necesario considerar las pérdidas por - histéresis y corrientes parásitas, por lo que existe un án gulo $\propto$ de desfasamiento entre la corriente de excitación y el flujo mutuo; entonces la corriente de excitación tiene dos componentes: Iϕ que es la corriente magnetizante; e - Ih+e que es la corriente necesaria para vencer las pérdidas en el núcleo . Ref. L.1.

Otro aspecto importante es la consideración de la resisten cia del devanado primario y la reactancia de dispersión.

El diagrama vectorial que toma en cuenta estas considera - ciones para circuito abierto, es el indicado en la fig. 2.5

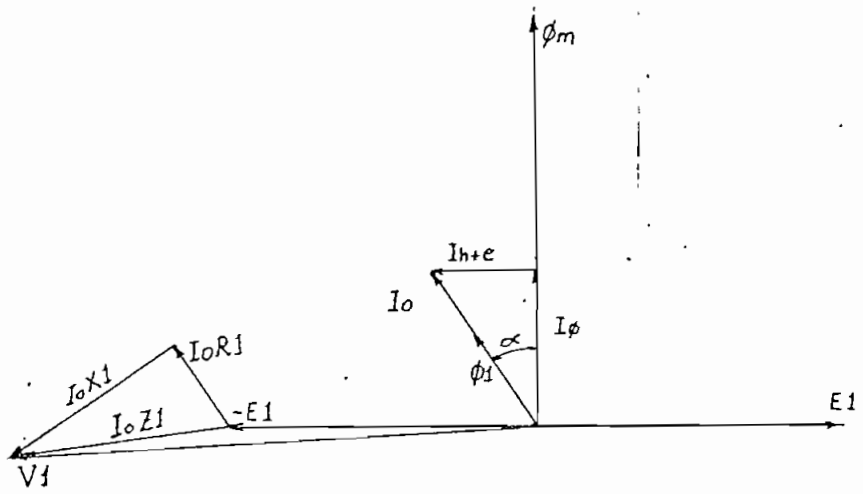


Fig. 2.5
Diagrama Vectorial para circuito abierto

En la figura 2.5 se tiene que:

Z1 = Impedancia de dispersión

Ø1 = Flujo de dispersión .

Existirá la impedancia de excitación que será la siguiente:

$$Zo = \frac{-E1}{Io}$$

Al despejar Io , se tiene:

$$Io = \frac{E1}{Zo} = -E1 \cdot Yo$$

$$Zo = Ro + jXo$$

$$Yo = Go - jBo$$

Al relacionar estas fórmulas se tiene:

$$Io = - E1 (Gó - jBo)$$

$$Io = - GoE1 + jBoE1 \qquad F2.3$$

Al comparar con la figura 2.5, se obtiene que:

- GoE1, representa la corriente de pérdidas en el núcleo - (Ih+e)

jBoE1 representa la corriente de magnetización (Iø).

En las fórmulas anteriores, se tiene:

Zo = Impedancia de excitación

Yo = Admitancia de excitación

Ro = Resistencia de excitación.

Xo = Reactancia de excitación.

Go = Conductancia de excitación.

Bo = Susceptancia de excitación.

Al conectar una carga R + jX, existirá circulación de - corriente en el secundario (I2); y las fuerza magnetomotrices del primario y del secundario son iguales, por lo - que se tiene:

fm1 = fm2 .

Es decir:

N1I1 = N2I2 .

De donde:

$$\frac{I1}{I2} = \frac{N2}{N1} = \frac{1}{N} \qquad F2.4$$

Relacionando F2.2 con F2.4, se tiene:

$$\frac{E1}{E2} = \frac{I2}{I1}$$

Por lo tanto :

$$E1.I1 = E2.I2 \qquad F2.5$$

La relación F2.5, expresa que los voltamperios que se proporciona al primario son iguales a los voltamperios que se producen en el secundario.

En la relación anterior se tiene que:

I1 = corriente que circula en el lado primario

I2 = corriente que circula en el lado secundario, cuyo valor está dado por :

$$I2 = \frac{E2}{(R2 + R) + j\,(X2 + X)} \qquad F2.6$$

Donde:

R2 = resistencia del secundario

X2 = reactancia de dispersión del secundario.

Haciendo una conbinación de todas las fórmulas anteriores, e interpretando los resultados, se llega al circuito equivalente del transformador real, indicado en la figura 2.6.

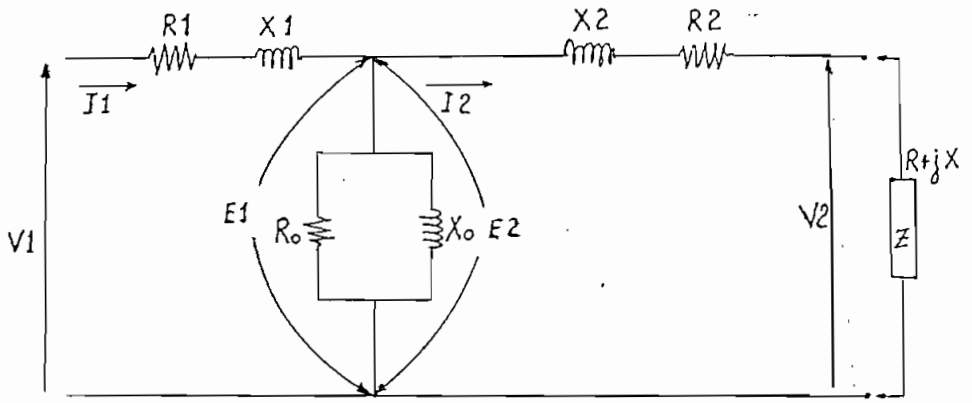


Fig. 2.6

Circuito equivalente del transformador real

La impedancia de excitación tiene un valor grande respecto a la impedancia de dispersión.

En la figura se tiene:

R1 = Resistencia del devanado primario

X1 = Reactancia de dispersión del primario

R2 = Resistencia del devanado secundario

X2 = Reactancia de dispersión del secundario

Ro = Resistencia del camino magnético; representa las pérdidas por histérisis y corrientes de Eddy en el núcleo

Xo = Reactancia de magnetización, representa la corriente que se pierde en establecer un flujo magnético.

Z = Impedancia que representa la carga que se conecta al secundario del transformador.

Es necesario muchas ocasiones transferir las magnitudes del lado secundario hacia el lado primario o viceversa.

Para realizar dicha transformación se tienen las siguientes relaciones:

$$\frac{I1}{I2} = \frac{N2}{N1}$$

De donde:

$$I1 = \frac{N2}{N1} \; I2 = I2' \quad \text{(Corriente del secundario referida al primario).}$$

$$\frac{E1}{E2} = \frac{N1}{N2}$$

De donde:

$$E1 = \frac{N1}{N2} \; E2 = E2' \quad \text{(Voltaje del secundario referido al primario).}$$

De donde se obtiene:

$$I2'.R2' = \frac{N1}{N2} \; (I2.R2), \quad \text{(Representa la caída de tensión).}$$

Es decir:

$$\frac{N2}{N1} \; I2.R2' = \frac{N1}{N2} \; I2.R2$$

Por lo tanto:

$$R2' = \left(\frac{N1}{N2}\right)^2 R2 \quad \text{(Resistencia del secundario referida al primario).}$$

También:

$$X2' = \left(\frac{N1}{N2}\right)^2 X2$$

(Reactancia de dispersión del secundario referida al primario)

Al transferir los valores del primario al secundario, las relación es inversa.

El diagrama vectorial del transformador para carga inductiva es el indicado en la figura 2.7 Ref. L1 .

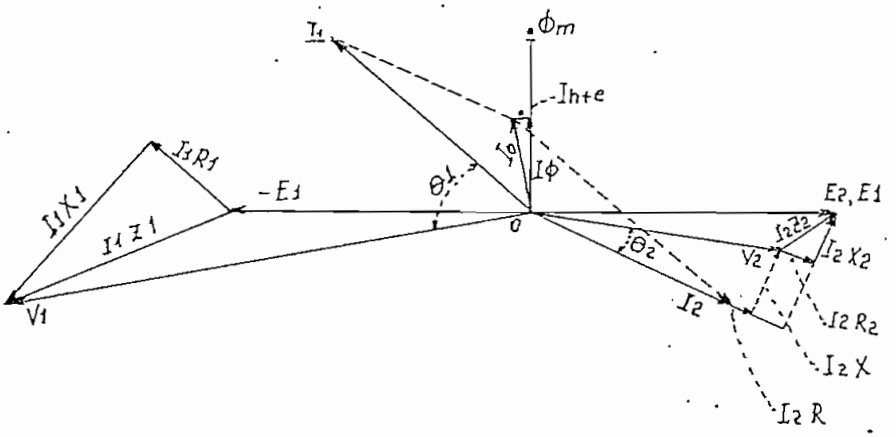


Fig. 2.7
Diagrama Vectorial del transformador para carga inductiva.

Para carga capacitiva, el diagrama vectorial es semejante, con la diferencia de que la corriente adelanta a la tensión.

Para determinar los parámetros del transformador, deben realizarse las pruebas de cortocircuito y circuito abierto.

Con la prueba de cortocircuito, se determina la impedancia de dispersión; mientras que con las pruebas de circuito - abierto, se determinan las pérdidas en el núcleo.

2.3. TIPO DE CONEXIONES .-

Se enfocará lo relacionado con la polaridad de los transformadores monofásicos y trifásicos, las características de funcionamiento de cada uno de los tipos de conexiones, así como el paralelismo de transformadores.

2.3.1.- Polaridad.

- Polaridad en transformadores monofásicos.- En los transformadores, únicamente se puede hablar de polaridad instantánea, ya que al circular corriente alterna por los devanados, hace que los bornes sean alternativamente positivos o negativos uno respecto al otro.

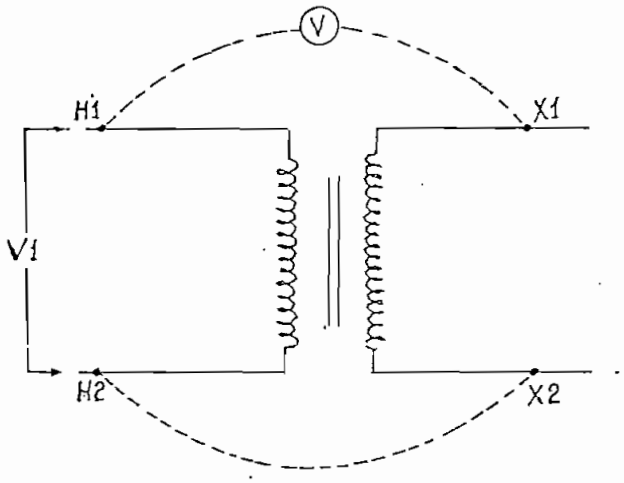


Fig. 2.8
Determinación de la Polaridad.

Es necesario conocer la polaridad relativa de los bornes del transformador, con el objeto de realizar las conexiones correctas para la puesta en paralelo de transformadores.

La información acerca de la polaridad relativa, la dan las pruebas de polaridad " aditiva" o " sustractiva" a las que se somete el transformador en vacío.

Esta prueba se realiza de la siguiente manera:

Se aplica una tensión (VI) en los devanados primarios del transformador, luego de haber conectado uno de los bornes del primario con uno de los bornes del secundario, sea H2, con X2, como se indica en la figura # 2.8, y se mide en los bornes restantes la fuerza electromotriz inducida; si dicho valor es mayor que el voltaje de prueba, implica que la polaridad es " aditiva ", caso contrario, es " sustractiva".

Según las normas ASA, los bornes del devanado de alta tensión, se designan H1 y H2 , y los de baja tensión por X1 y X2, correspondiendo a H1 el borne por el que entra la corriente y H2 por donde sale; en forma análoga sucede con X1 y X2.

- Relación entre polaridad y los esfuerzos de potencial.- Las pruebas de polaridad de un transformador, no dan información acerca de la disposición de devanados, ni de los esfuerzos de potencial.

La polaridad no puede ser una pauta para determinar un mayor o menor esfuerzo de potencial en un transformador.

La polaridad aditiva es usual en los transformadores de distribución y la sustractiva para grandes transformadores.

Las ventajas de la polaridad sustractiva, son las siguientes:

Si los conductores adyacentes de los lados de alta y baja tensión se ponen en contacto, el voltaje que aparece en los otros conductores, será la suma de los voltajes de alta y baja si la polaridad es aditiva; y la diferencia, si es

sustractiva; mientras que los esfuerzos de potencial bajo condiciones de operación y con los conductores aislados - entre si, serán la mitad de la suma o la diferencia de - las tensiones de alta y baja, según la polaridad sea aditiva o sustractiva respectivamente. (Ref. L.2)

Esta ventaja de la polaridad sustractiva, es generalmente despreciable, sin embargo llega a ser importante para -- transformadores alimentados con altas tensiones.

La polaridad sustractiva, puede ser aplicada tanto en - transformadores monofásicos como en trifásicos, así como - en autotransformadores, pero, la polaridad aditiva no puede ser obtenida fácilmente en autotransformadores trifásicos.

- Polaridad de transformadores trifásicos - En los transformadores monofásicos, las tensiones primaria y secundaria quedan bien determinadas al señalarse su polaridad, ya que éstas únicamente pueden estar en oposición o en fase.

Esto no secede en los transformadores o en los bancos polifásicos, en donde, además de la polaridad es necesario conocer el ángulo de fase, el cual se determina mediante el diagrama vectorial de las tensiones.

2.3.2 Diagramas Vectoriales.-

A- Conexión Delta/Delta.-

- Polaridad.- Cuando los transformadores polifásicos, o - los bancos, tienen sus devanados tanto primario como secundario conectados en delta, pueden estar sus tensiones sea en fase o en oposición, lo que indica que se tendrá polari

dad aditiva o sustractiva respectivamente, como se indica en las figuras 2.9 y 2.10. Ref L2.

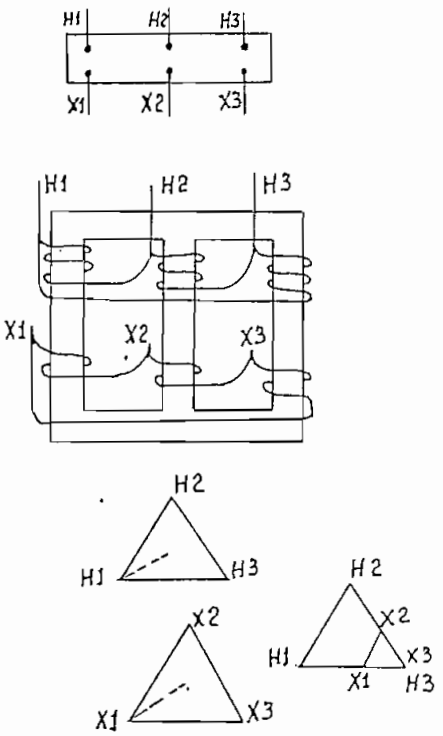


Fig. 2.9
,POLARIDAD SUSTRACTIVA

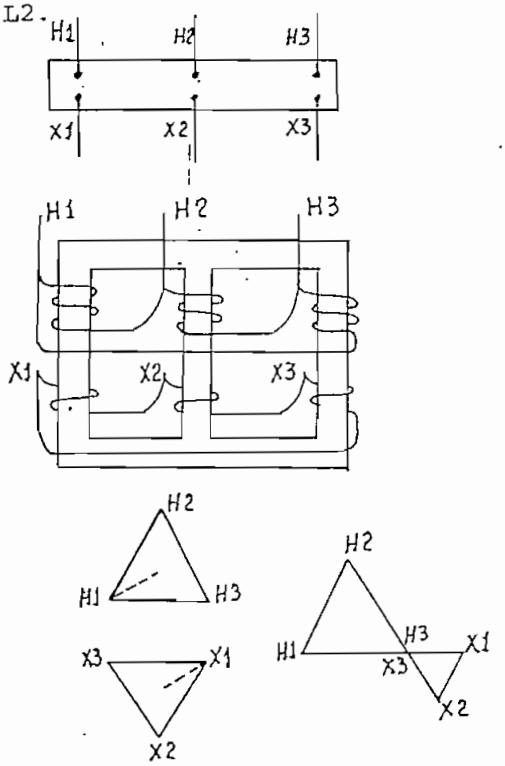


Fig. 2.10
POLARIDAD ADITIVA.

- Angulo de fases.- Para que el ángulo de fases pueda tener siempre algún significado, se debe tener en cuenta el orden en el cual se considera a los terminales. Así por ejemplo - en la figura # 2.9 , el orden de los terminales H1, H2, H3 - es de sentido horario, mientras que el H2, H1, H3, es de - sentido antihorario; en estos ejemplos se notan dos tipos - de rotación de fases, y como puede apreciarse, ésta se de - termina sólo en base al orden en que se estimen a los termi nales.

De acuerdo a las Normas ANSI, respecto a la rotación de fases, los terminales deben tener un orden relativo entre -- ellos; así, si en el lado de alta se toma como orden H1, H2 H3; el de baja también será X1, X2, X3.

El diagrama de tensiones, indica solamente la rotación de las tensiones de ambos lados, pero no da información de la rotación verdadera en un lado determinado (primario o se - cundario).

En la conexión delta/delta, tanto los devanados primarios- como secundarios deben estar diseñados para soportar la - tensión nominal entre fases respectiva.

Como se indicó anteriormente, en la conexión delta/delta,- no existe desplazamiento angular, salvo un pequeño valor - debido a la reactancia de dispersión y a la corriente de - magnetización, lo cual no lo tomaremos en cuenta.

B- Conexión Y/Y

- En forma análoga a la conexión delta/delta, las tensio - nes primaria y secundaria, pueden tener desplazamiento angular cero (polaridad sustractiva), o un desplazamiento - angular de 180° (polaridad aditiva), según sea el sentido de arollamiento de los devanados; esto se puede apre -- ciar en las figuras 2.11 y 2.12. Ref. L.2

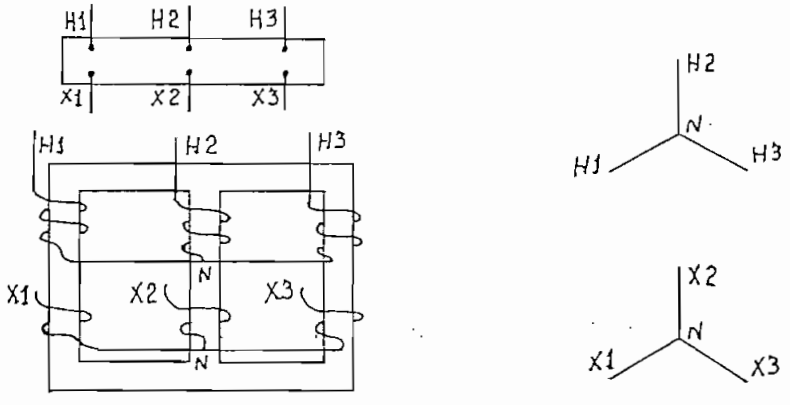


Fig. 2.11
Polaridad Sustractiva

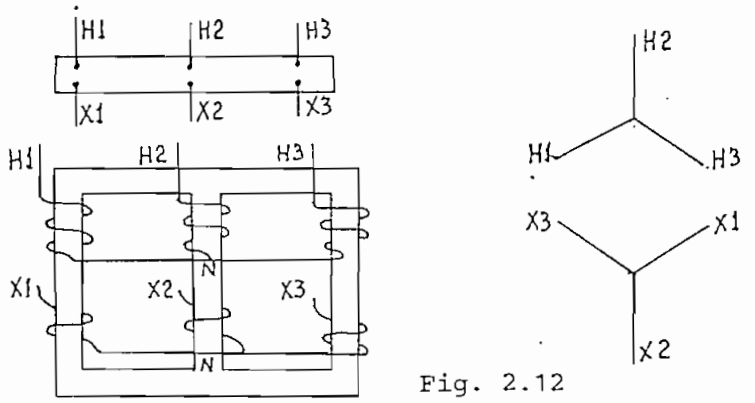


Fig. 2.12
Polaridad Aditiva

La línea segmentada nos indica la forma en que se debe enrollar el bobinado para obtener un desfasamiento de 180°.

Tanto los devanados primario como secundario, deben estar diseñados para soportar una tensión equivalente al valor de la tensión de línea dividida para $\sqrt{3}$.

C - Conexiones Y/Δ y Δ/Y .- En este tipo de conexiones, existe un desplazamiento angular en las tensiones de línea del primario y del secundario. Sinembargo, la tensión fase-neutro del primario estará en fase con la tensión de línea del secundario, cuando ambos devanados están enrollados en forma análoga. El desfasamiento entre las tensiones de línea del primario y del secundario es de 30° o de 150°, según sea la forma en que están enrollados. En otras palabras, el desfasamiento es de 30° si la polaridad es sustractiva, y sufrirá una alteración de 180° en el desfasamiento anterior si la polaridad fuese aditiva.

2.3.3 Características de funcionamiento.-

A- Conexión Y/Y .- Este tipo de conexión es preferible utilizarse cuando las tensiones son elevadas y la capacidad de transformación no es muy grande, puesto que la tensión aplicada por fase (devanado), es igual al valor de la ten-

sión de línea dividida para $\sqrt{3}$, mientras que la corriente de línea es igual a la corriente de fase; esto hace que el conductor empleado para las bobinas sea de mayor sección, - con lo que se proporciona mayor rigidez a los devanados, - lo que a su vez da lugar a una mejor distribución de ten - sión en el caso de producirse sobretensiones transitorias; y en el caso de producirse cortocircuitos, se tiene una me jor resistencia mecánica a los esfuerzos por ellos produci dos.

Además, esta conexión permite la conexión del neutro a tie rra cuando fuese requerida.

Para el caso en que sucediera la inutilización de uno de - los transformadores, la capacidad del banco se reduciría a un 58%, como se demuestra a continuación:

Sea:

Vl = Tensión de línea

Il = Corriente de línea

Sm = Capacidad monofásica (en estado de falla)

St = Capacidad trifásica (antes de la falla)

$$\frac{Sm}{St} = \frac{Vl \times Il}{\sqrt{3}\ Vl \times Il} = \frac{1}{\sqrt{3}} = 0.58$$

- Propiedades de la conexión Y/Y en los diferentes casos.-

- Banco de transformadores y transformador trifásico aco razado .- En el caso de avería de una unidad de un banco de transformadores, es necesario retirar dicha unidad.

Si se trata de una unidad trifásica acorazada, es necesario cortocircuitar la fase fallosa y separar de la red el otro arollamiento correspondiente, con el fin de evitar un aumento del flujo de dispersión.

En el caso en que el transformador (sea unidad o banco) tenga conexión del neutro, las corrientes de tercera armónica necesarias para que la tensión inducida sea senoidal, circulan por el neutro, siendo su valor elevado debido a que las tres por estar en fase, se suman en el neutro.

Esta corriente produce interferencia en los circuitos telefónicos y de telecomunicaciones en general, por lo que en algunos países se prohibe el uso de la conexión del neutro.

Cuando los transformadores en este tipo de conexiones no utilizan el neutro, puede dar lugar a que las tensiones inducidas sean deformadas(ondas aplanadas), las cuales debido a armónicos de orden superior, tienen valores altos que pueden llegar del 30 al 50% de la fundamental entre las tensiones fase neutro, debiendo por tanto tener cuidado al fabricar los transformadores, que la inducción se eleve a un valor tal que no llegue a la saturación de los núcleos.

En el caso de la tensión entre líneas, no existe este problema, puesto que las componentes de tercera armónica circulan en los devanados en sentidos opuestos, anulándose entre sí.

El otro problema que se presenta en la conexión Y/Y, sin conexión del neutro ni en el primario ni en el secundario, es la inestabilidad del neutro.

Suponiendo que una carga conectada a una fase del transformador tipo núcleo se cortocircuita, la tensión correspondiente a fase-neutro, será prácticamente nula (la tensión será aquella que corresponde a la caída en la impedancia de dispersión), mientras que la tensión en las demás fases será prácticamente la tensión entre líneas, equivalente a aproximadamente un incremento del 73% sobre el valor normal.

Otro caso extremo que se tiene en la conexión Y/Y para bancos trifásicos, es cuando dos transformadores están en circuito abierto y el transformador restante está con carga. En esta circunstancia, la corriente que circula por el transformador con carga es la suma geométrica de las corrientes de excitación de los transformadores en vacío.

En estos dos casos citados, se observa que la característica fundamental de la conexión Y/Y sin conexión del neutro, es la inestabilidad del mismo.

- Transformador tipo núcleo (de columnas).- Cuando suce de una avería en un devanado, se separa de la red la fase fallosa, y se cortocircuita el otro lado correspondiente, con la finalidad de anular el flujo de dispersión.

Para el caso en que no existiera conexión del neutro en el lado primario, la corriente magnetizada de tercer orden estaría impedida de circular, por lo que aparecería el voltaje inducido deformado debido a la aparición de un flujo de tercer orden; por consiguiente se produciría un aumento de tensión inducida. Sinembargo, este aumento no sobrepasa el 5% del valor de la onda fundamental, ya que la de-

formación no es tan sensible, debido a que los terceros armónicos de la corriente magnetizante, no encuentran un circuito magnético permeable por donde cerrarse , y circularán por el aire; por lo tanto el aumento de tensión es muy pequeño.

De esta forma, no se ocasiona interferencias en el sistema de comunicaciones, y el aislamiento prácticamente es normal.

Cuando existe, conexiones del neutro en el secundario, y el primario carece de ella, en este caso para un desequilibrio de cargas, la variación de tensión no afecta considerablemente el equilibrio de voltajes, ya que los flujos creados por las respectivas fases se compensan en el núcleo Es recomendable que dicho desequilibrio sea menor del 10% de la corriente de plena carga.

Se recomienda utilizar la conexión Y/Y, para transmitir medianas potencias y grandes tensiones con puesta a tierra en un solo punto de la red de alta tensión y para alimentar instalaciones industriales pequeñas, que tengan neutro en el secundario, para así tener un punto de referencia.

B - Conexión Δ/Δ .- En este tipo de conexión, la tensión de línea es la que soportan los devanados de cada fase, mientras que las corrientes respectivas tendrán un valor igual al de la corriente de línea dividido por $\sqrt{3}$. Con esta consideración, se puede ver que los devanados deberán estar constituídos por conductores de cobre de pequeña sección y muchas espiras.

Se puede conectar cargas desequilibradas a las fases, sin provocar un mayor desequilibrio en las tensiones de salida.

0018?1

La corriente de tercera armónica necesaria para la producción de tensiones senoidales inducidas, circula internamente y no se desplaza hacia el sistema, por lo tanto no se produce el problema de interferencia en los sistemas de telecomunicaciones.

Dada la dificulatad de conexión del neutro, no se puede realizar la protección a tierra, ni realizar conexiones a un sistema trifásico de 4 hilos, lo cual limita su campo de aplicación.

En un banco trifásico conectado en Δ/Δ , la avería de uno de los transformadores, trae consigo que la capacidad del banco resultante al retirar el transformador falloso, se reduzca a un 58%.

Para transformadores trifásicos tipo acorazado, cuando se produce la avería de una fase, se debe desconectar la fase fallosa y cortocircuitar los otros dos terminales del devanado sano, con el fin de evitar el flujo de dispersión; si el transformador es tipo núcleo, para la misma avería, se debe aislar toda la fase (tanto primario como secundario); pero si la avería fuera de cortocircuito, se deberá retirar toda la unidad.

Cuando se forme un banco trifásico, es necesario que las impedancias de cada uno de los transformadores monofásicos, sean iguales con el objeto de evitar el desequilibrio al conectar cargas equilibradas.

La conexión Δ/Δ , se recomienda utilizar en sistemas de tensiones no muy elevadas, y corrientes de línea fuertes, para cargas pequeñas, por las razones anteriormente mencionadas.

C - Conexion Y/Δ y Δ/Y .- La conexión Y/Δ se recomienda para utilizar alta tensión en el primario y baja tensión en el secundario, mientras que la conexión Δ/ Y se utiliza como elevador de tensión , debido a las consecuencias anteriormente mencionadas.

En el caso de avería de una de las fases, el sistema no puede continuar operando, debido al desfasaje entre el primario y el secundario.

En estas conexiones, es preferible no poner a tierra el neutro del transformador o del banco, ya que si tanto el neutro de la central generadora (o del sistema conectado) como el del transformador estuvieran puestos a tierra, aparecería una corriente circularte de tercera armónica, lo que distorsionaría la onda de tensión inducida, así como también se produciría interferencias en los sistemas de telecomunicaciones.

Para el caso de desequilibrio de cargas en cualquier tipo de unidad magnética, no se produce sobreexcitación en el primario, ya que dicho desequilibrio se compensa en las otras fases.

2.3.4.- Paralelismo de Transformadores .-

2.3.4.1. Transformadores Monofásicos.

- Condiciones básicas para la puesta en paralelo de transformadores monofásicos.- Las principales condiciones para que puedan operar en paralelo dos transformadores monofásicos, son las siguientes:

- Voltajes terminales iguales

- Impedancias por unidad iguales.

- Igual relación de resistencia a reactancia.

Si estas condiciones no se cumplen, habrá una circulación interna de corriente con lo que se disminuye la eficiencia y decrece también la máxima carga que el banco puede llevar, por lo que resulta antieconómico realizar las operaciones en paralelo en estos casos.

Como consecuencia de algunas experiencias prácticas, se ha llegado a determinar que no es conveniente operar con transformadores conectados en paralelo bajo las siguientes condiciones: Ref (L.2).

- Cuando la división de carga es tal, que la corriente de carga que fluye en uno de ellos es mayor que 1.1 veces su valor de plena carga normal, siempre y cuando la carga total sea igual a la capacidad nominal cambiada.

- Cuando la circulación de corriente en vacío en cualquiera de los dos transformadores, excede el 1/10 de su correspondiente valor nominal a plena carga.

- Cuando la suma aritmética de la corriente circulante y la corriente de carga es mayor que 1.1 veces la corriente nominal a plena carga.

Se entiende por corriente circulante, la corriente que fluye en vacío en los devanados de alta y baja tensión, excluyendo la corriente de excitación; y la corriente de carga es la que circula por cada uno de los transformadores

cuando se conecta carga, excluyendo la corriente de excitación y la corriente circulante.

- División de carga .-

A. Relación de transformación igual.- Al ponerse en paralelo varios transformadores con relación de transformación igual, las corrientes que circulan por cada transformador, son inversamente proporcionales a sus respectivas impedancias de dispersión.

Si se quiere cargar a los transformadores en proporción igual a sus capacidades en KVA, es necesario que las impedancias de dispersión sean inversamente proporcionales a sus capacidades a plena carga.

Esto se cumple con mayor exactitud en los transformadores de potencia, no así en los transformadores pequeños como los que se utilizan en los circuitos de alumbrado. Por ello, a continuación se indica el método para encontrar la división de carga en dos transformadores:

Sean dos transformadores en paralelo, cuyas impedancias son:

$$Z1 = R1 + R1' + j\ (\ X1 + X1'\ )$$

$$Z2 = R2 + R2' + j\ (\ X2 + X2\ )$$

Donde:

R1 = Resistencia del devanado primario del transformador 1

R1' = Resistencia del devanado secundario del transformador 1, referido al primario.

R2.
Similar a lo anterior, pero para el transformador 2
R2'

X1 = Reactancia de dispersión del primario del transformador 1

X1' = Reactancia de dispersión del secundario referida al primario, del transformador 1

X2
Similar a lo anterior, pero para el transformador 2
X2'

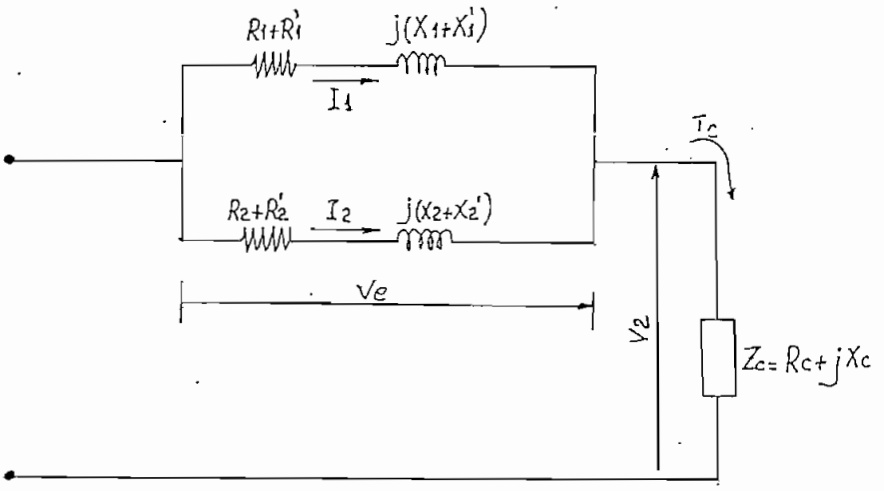


Fig. 2.13
División de carga para
relación de transformación igual.

De la figura se desprende que:

$$Ic = I1 + I2 \qquad F2.7$$

Donde:

Ic = Corriente de carga (A)

I1 = Corriente de carga del transformador 1

I2 = Corriente de carga del transformador 2

De la fórmula F2.7, se tiene:

$$Ic = \frac{Ve}{Z1} + \frac{Ve}{Z2} = Ve \frac{Z1 + Z2}{Z1 \times Z2}$$

Es decir:

$$Ic = \frac{Ve}{Z1} \frac{Z1 + Z2}{Z2}$$

Donde:

$$\frac{Ve}{Z1} = I1$$

Entonces:

$$Ic = I1 \frac{Z1 + Z2}{Z2}$$

Por lo tanto:

$$\frac{Il}{Ic} = \frac{Z2}{Z1 + Z2} \qquad \text{F2.8}$$

De manera similar, se tiene para la corriente de carga el segundo transformador:

$$\frac{I2}{Ic} = \frac{Z1}{Z1 + Z2} \qquad \text{F2.9}$$

De las ecuaciones F2.8 y F2.9, se tiene:

$$\frac{Il}{I2} = \frac{Z2}{Z1} \qquad \text{F2.10}$$

En el caso de tener varios transformadores, se tiene:

$$Ic = Il + I2 + I3 + ... In$$

$$Ic = Ve \left(\frac{1}{Z1} + \frac{1}{Z2} + \frac{1}{Z3} + ... + \frac{1}{Zn} \right)$$

$$Ic = Ve \sum_{1}^{n} Yl + Y2 + Y3 + ... + Yn$$

$$Ic = Ve \cdot \sum_{1}^{n} Yn \qquad \text{F2.11}$$

Pero:

$$Il = Ve.\ Y1$$

De donde:

$$Ve = \frac{Il}{Yl}$$

Que reemplazando en F2.11, tendremos:

$$Ic = \frac{Il}{Yl} \quad Yn$$

Por lo tanto:

$$Il = Ic \quad \frac{Yl}{Yn} \qquad F2.12$$

De estas fórmulas, se deduce que cuando se pone en paralelo dos transformadores con igual relación de transformación e impedancia de dispersión diferente, la carga se reparte en cada uno de ellos en forma proporcional a sus características nominales (admitancia de dispersión); y las corrientes estarán en fase siempre y cuando las relaciones de resistencia a impedancia sean las mismas.

B. Relación de transformación desigual.- Los transformadores o bancos de transformadores pueden ponerse en paralelo únicamente cuando las relaciones de transformación no son muy diferentes, ya que en caso contrario, será necesario poner un transformador extra o un autotransformador para lograr equilibrar la relación de transformación desigual.

La diferente relación de transformación da lugar a la circulación de corriente interna que tiende a equilibrar las fuerzas electromotrices inducidas, sobre todo en condiciones de vacío.

La corriente circulante puede obtenerse mediante la siguiente relación:

Ref: L 2....

$$Ic' = \frac{e}{\sqrt{(IR' + kIR")^2 + (IX' + kIX")^2}} \qquad F2.13$$

Ic' = Corriente circulante en por unidad tomando como base la corriente de la unidad cuya capacidad es KVA'

IR', IX', IX", IR" son las resistencias y reactancias de las unidades cuyas capacidades son KVA' y KVA" , respectivamente.

$$k = \frac{KVA'}{KVA"}$$

e = Diferencia de relación de la tensión expresada en por unidad del valor nominal.

Con el objeto de simplificar los cálculos, la corriente de circulación interna puede obtenerse a partir de la siguiente fórmula: Ref. L2.....

$$Ic' = \frac{e}{IZ' + kIZ"} \qquad F2.14$$

Esta fórmula es lo sificientemente exacta en la mayoría de los casos, sinembargo, es más exacta cuando las relaciones de resistencia a reactancia de los transformadores son iguales.

Un ejemplo que visualiza la variación de corriente interna, es el caso de una conexión errada del tap de un transformador, el cual va a ser puesto en paralelo con otro de igual capacidad e impedancia.

Si la diferencia en la relación de tensión entre los dos transformadores es del 2 1/2% y con una impedancia del - 10% cada uno, la corriente circulante entre los dos será:

$$Ic' = \frac{0,025}{0,1+0,1} = 0,125$$

Es decir, la corriente circulante es el 12,5% de la corriente nominal a plena carga.

De las relaciones anteriores, de deduce que la corriente - circulante es independiente de la carga y de la repartición de carga.

C. Diferentes relaciones e impedancias.- En este caso, obtener la corriente total de cada transformador, es necesario tomar en cuenta la corriente circulante y la corriente de carga de cada uno de ellos, como se indica en la figura - F2.14 .

En dicha figura, se tiene que:

$$I1 = I1' + Ic \qquad F \# 2.15$$

$$I2 = I2' - Ic \qquad F \# 2.16$$

En donde:

I1 = Corriente total del transformador 1

I2 = Corriente total del transformador 2

I1' = Corriente de carga del transformador 1

I2' = Corriente de carga del transformador 2 .

Ic = Corriente circulante interna.

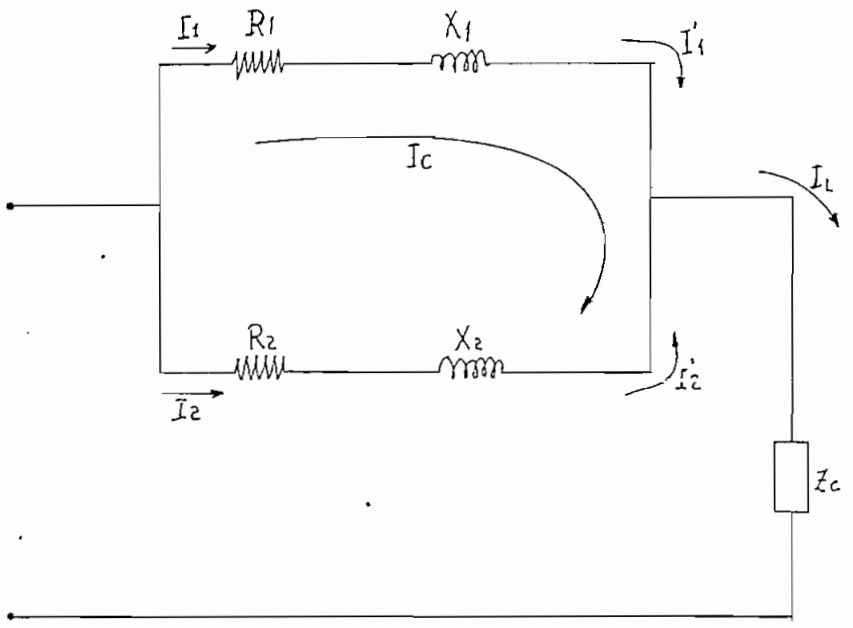


Fig. 2.14

División de carga para
diferentes relaciones e impedancias

El aporte de la corriente circulante a la corriente total, depende del factor de potencia de la carga .

Así por ejemplo, para un factor de potencia unitario en la carga, una corriente circulante del 10% , aporta con sólo la mitad del porcentaje de la corriente total; sinembargo, cuando el factor de potencia en la carga es mayor, este aporte llega a ser mayor.

En la figura # 2.15 Ref. [2]... , se indica un método para combinar la corriente circulante con la corriente de carga.

En esta figura, se hace la interpretación de las fórmulas # 2.15 y 2.16

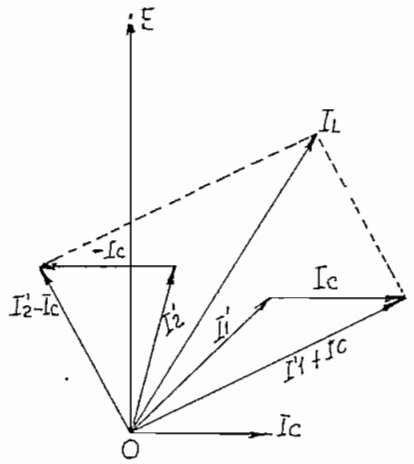


Fig. 2.15

Paralelismo de 2 transformadores monofásicos con diferentes relaciones e impedancias.

Analizando la figura, se tiene que el factor de potencia de la carga es el coseno del ángulo de desfasamiento entre la tensión inducida E y la corriente de carga IL (ángulo EOIL).

La corriente circulante, se suma fasorialmente en la unidad con tensión inducida más baja, y se resta con aquella que tenga la tensión inducida más alta.

D. Efecto de la impedancia de los cables de interconexión.- La impedancia de los cables de interconexión, llega a tener valores significativos cuando los transformadores a acoplarse, están muy separados; además tiene influencia en el caso de transformadores especiales como por ejemplo los usados en hornos.

2.3.4.2.- Transformadores trifásicos.

A. Y/Y ; Δ/Δ .- Para la conexión el paralelo de dos transformadores conectados ambos en Y/Y o en Δ/Δ , debe chequearse únicamente la rotación de fases, la polaridad y la tensión , que deben ser las mismas, puesto que según el análisis que se hizo anteriormente, no existe desfasamiento entre las tensiones terminales.

B. Y/Y Vs Δ/Δ .- Es posible poner en paralelo dos transformadores o bancos trifásicos con este tipo de conexiones, puesto que los diagramas fasoriales entre las dos tensiones coinciden, conforme se indica en la siguiente figura.

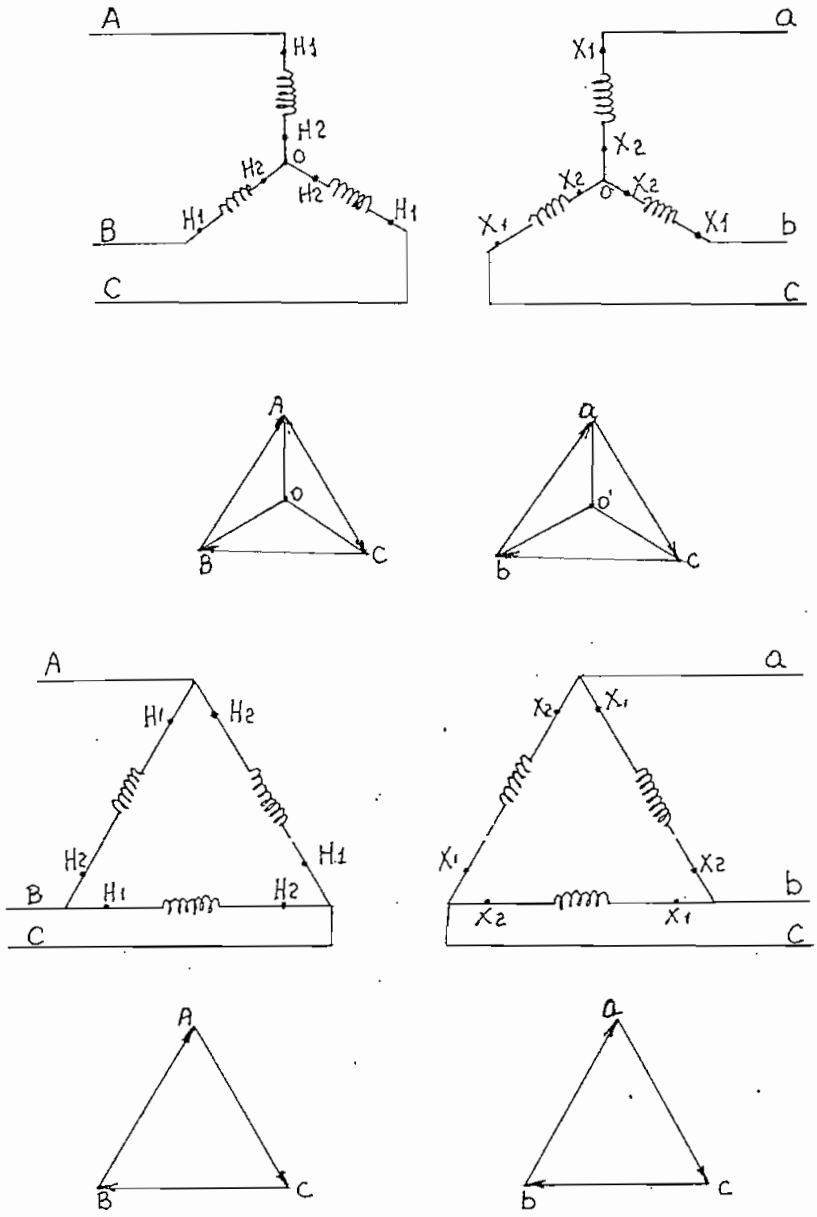


Fig. 2.16

Diagramas Vectoriales

para las conexiones Y/Y y Δ/Δ

Como se ve en los gráficos anteriores, las tensiones de los terminales respectivos a unirse coinciden, habiendo que anotarse únicamente que la polaridad en ambos transformadores debe ser la misma; caso contrario, habría que cambiarla.

C. Y/Δ Vs. Δ/Y .- En este tipo de conexiones, el desfasamiento entre los terminales respectivos a unirse es de 60°, pero este problema puede solucionarse mediante una rotación de fases y un cambio de polaridad.

Ref L 1.....

D. Y/Y o Δ/Δ Vs. Y/Δ o Δ/Y .- En este caso, no es posible realizar la conexión en paralelo, puesto que el desfasamiento entre los terminales respectivos a conectar es de 30°.

2.4.- FUNCIONAMIENTO EN ESTADO ESTACIONARIO.-

Cuando un transformador funciona manteniendo constante sus características principales, sin que se produzca ninguna variación brusca de su estado normal de funcionamiento, se podría decir que éste se encuentra en estado permanente o de régimen.

Sinembargo, pueden sucederse en este estado fenómenos que alteren su funcionamiento normal; como por ejemplo fenómenos de sobrecarga, etc.

Entre los aspectos importantes que vale tomarse en cuenta en este estado, podría mencionarse las condiciones de servicio, las condiciones de carga, variación de la tensión y la frecuencia, etc.

2.4.1 .- Condiciones de servicio .-

- Entre estas condiciones, se pueden citar las siguientes:

A. Altura de operación .- Cuando un transformador está diseñado para trabajar a una determinada altura, se puede utilizar toda su capacidad disponible; sinembargo, habrán ocasiones en que se le haga trabajar a una altura mayor a la de diseño, por lo que podría producirse alteraciones en el aislamiento de los bobinados. Para que esto no suceda, se suele reducir la carga en forma tal que se compense con estas variaciones de altura.

Así por ejemplo; si un transformador está diseñado para funcionar a 1.000 metros de altura sobre el nivel del mar (snm), las normas ASA y BS recomiendan los siguientes rangos de reducción de la capacidad, correspondiente a los diferentes tipos de medio refrigerante.

		ASA	BS
Sumergido en aceite, autoenfriado	0.4%	0.4	0.3
Sumergido en aceite, enfriamiento por aire forzado.	0.5%	0.5	0.4
Aceite forzado, enfriamiento por aire forzado.	0.5%	0.5	0.4
Enfriamiento por agua	0 %	0	0

Tabla 2.1

Porcentaje de disminución de la capacidad en los transformadores por cada 100 mts. de sobreelevación a la altura de diseño

Estos porcentajes corresponden a la reducción de la capacidad por cada 100 metros de altura mayor a la de diseño - (1000 m.s.n.m.).

Sinembargo, muchas ocasiones no se acostumbra disminuir la capacidad en el transformador , en vista de que a una mayor altura, la temperatura disminuye, por lo tanto será menor a la temperatura de diseño del transformador, y habría compensación con una altura mayor.

A continuación, para el mismo caso, se presentan los valores de temperatura en que no habría necesidad de modificar la capacidad de transformador: Ref: L.3

TIPO DE ENFRIAMIENTO	ALTURA (m.s.n.m).			
	1000	2000	3000	4000
Sumergido en aceite-autoenfriado	30°C	28°C	25°C	23°C
Sumergido en aceite-enfriamiento por aire forzado	30°C	26°C	23°C	20°C
Aceite forzado-enfriamiento por aire forzado.	30°C	26°C	23°C	20°C

Tabla 2.2

Temperaturas recomendadas para capacidad contínua.

La altura de operación del transformador, también tiene influencia en el esfuerzo dieléctrico de los bushings; como información se podría indicar que la tensión de contorneo (sparkover) de los bushings decrece conforme la altura se incrementa.

B. Temperatura ambiente.- Es otro de los factores que incide en el funcionamiento normal del transformador.

En general debe tomarse en cuenta que el transformador - opere dentro de los límites de temperatura especificados por las normas respectivas.

Si la temperatura ambiente a la cual opera el transformador, excede del valor límite especificado, la capacidad - nominal disminuye en relación a los grados centígrados - de exceso sobre la temperatura normal, tal como se indica en la siguiente tabla 2.3 Ref: L.3

TIPO DE ENFRIAMIENTO	PORCENTAJE DE REDUCCION
Sumergido en aceite-autorefrigerado	1.5
Sumergido en aceite-enfriamiento por aire forzado	1.0
Aceite forzado-enfriamiento por aire forzado.	1.0
Enfriamiento por agua	1.5

Tabla 2.3

Porcentaje de reducción de la capacidad del transformador por cada °C de exceso sobre la temperatura límite especificada.

Es importante mencionar que estos porcentajes de reducción de la capacidad nominal del transformador, son los correspondientes a cada grado centígrado de exceso de la temperatura sobre el valor límite especificado.

A continuación se indican las condiciones de temperatura - ambiente especificada por diferentes normas:

		ASA	BS	IEC	VDE
Aire	Máximo	40	40	40	35
	Promedio 24 horas	30	30	30	25
	Promedio anual	—	20	20	20
Agua	Máximo	30	25	25	25
	Promedio 24 horas	25	20	-	-
		C57.12	171	76	0532/7.55

Tabla. 2.4

Condiciones de temperatura ambiente

Existen otros factores que inciden en el funcionamiento del Transformador, que merecen ser tomados en cuenta, ya que - aunque no afectan en la capacidad del transformador, pueden influir en su vida útil, por lo que para un adecuado mantenimiento es necesario conocerlos.

Estos factores son los siguientes:

- Temperatura ambiente extremadamente baja.
- Existencia de sal e impurezas contaminadas en el medio.
- Mala calidad del agua de refrigeración .
- Extremada humedad.
- Ambientes con gran concentración de vapor de aceite, - gases explosivos, gases corrosivos, etc.
- Severas vibraciones o choques macánicos.

2.4.2.- Variación de la tensión y la frecuencia.

Es natural que la tensión y la frecuencia de funcionamiento del transformador, no siempre se mantendrán constantes, - pues pueden producirse variaciones de cada uno de ellos, o simultáneamente variar ambos.

El transformador puede operar en forma normal bajo condi - ciones de carga, hasta con una variación de la tensión nominal de 5% ; y en vacío hasta con un aunmento del 10% de dicha tensión, respecto a la derivación de tensión si es - que hubieran derivaciones en el lado de excitación.

Respecto a la frecuencia, el transformador puede ser opera do normalmente con variaciones de ésta en el orden de $\pm$ 5%

Cuando varía tanto la tensión como la frecuencia, en forma simultánea , en el orden de $\pm$ 5%, el incremento de tensión y la disminución de la frecuencia, se podría considerar positivos. Ref: L.3

2.4.3.- Carga.- El transformador puede soportar cierta sobrecarga durante pequeños períodos sin que se alteren mayormente sus características, y sin causarle daño.

Existen normas que indican rangos de sobrecarga bajo diferentes condiciones.
Así por ejemplo, podemos mencionar los siguientes casos:

A- Sobrecarga debida a baja temperatura ambiente

B- Sobrecarga de acuerdo a los resultados de prueba de elevación de temperatura.

C- Sobrecarga en un pequeño tiempo.

D- Sobrecarga permisible por un bajo factor de carga.

E- Sobrecarga cuando las condiciones de sobrecarga ocurren simultáneamente.

F- Sobrecarga en una emergencia.

A.- Sobrecarga permisible por la baja temperatura ambiente.-

Cuando la máxima temperatura ambiente durante el día no excede de $30^{\circ}C$, para transformadores sumergidos en aceite autorefrigerados, sumergidos en aceite-enfriamiento por --

aire forzado; o la máxima temperatura de enfriamiento del agua es menor de 25°C, para transformadores enfriados por agua, los transformadores pueden sobrecargarse en los los siguientes porcentajes: Ref: L.3

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	PORCENTAJE DE SOBRECARGA
Autorefrigerado	0.8
Enfriamiento por agua	0.8
Enfriamiento por aire forzado	0.8
Enfriamiento por aceite forzado	0.8

Tabla 2.5

Porcentaje de sobrecarga por baja temperatura ambiente

B. Sobrecarga de acuerdo a los resultados de prueba de elevación de temperatura.-

Cuando las pruebas de elevación de temperatura indican que ésta es menor que la del límite especificado (sea el caso del transformador sumergido en aceite autoenfriado, en que esta temperatura es 55°C) o superior a 5°C, el transformador se puede sobrecargar en forma contínua por cada grado cen

tígrado en que estos resultados de prueba sean menores que el límite de elevación de temperatura especificado 5°C.

Estos porcentajes son los siguientes: Ref: L3

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	PORCENTAJE DE SOBRECARGA
Autoenfriado	1.0
Enfriamiento por agua	1.0
Enfriamiento por aire forzado	1.0
Enfriamiento por aceite forzado	1.0

Tabla 2.6

Porcentajes de sobrecarga contínua por elevación de temperatura.

C. Sobrecargas durante un corto tiempo .-

En el párrafo anterior se indicaba los porcentajes de sobrecarga que en forma contínua puede soportar el transformador; sinembargo existen porcentajes mayores que incluso llegan a 1.5 veces la capacidad nominal en que puede sobrecargarse - el transformador, pero únicamente durante un pequeño tiempo, y una vez cada 24 horas, conforme se indica en la tabla # 2.7 Ref: L.3.

Sistema de enfriamiento	Autoenfriado Enfriamiento por agua			Enfriamiento por aire forzado. Enfriamiento por aceite forzado.		
Carga contínua equivalente en % de los KVA nominales que preceden a la sobrecarga.	90	70	50	90	70	50
Tiempo de sobrecarga en horas.						
1/2	147	150	150	139	145	150
1	133	139	145	126	130	132
2	120	125	129	116	118	121
4	110	114	115	108	110	112

Tabla 2.7

Sobrecarga permisible por tiempo corto.

Es importante indicar que para la carga equivalente contínua en % de los KVA nominales que preceden a la sobrecarga, se toma el promedio de carga para 2 horas antes de que haya la sobrecarga, o el promedio de carga durante 24 horas, que preceden a la sobrecarga, sin tomar en cuenta el período de sobrecarga.

Cuando el porcentaje de sobrecarga es grande , se debe - tomar en cuenta la capacidad de conducción del circuito.

D. Sobrecarga permisible por un bajo factor de carga.-

El factor de carga es otro de los aspectos que interviene en la determinación de la sobrecarga del transformador, - siendo este factor de carga el porcentaje de la relación entre la carga promedial y la máxima carga, conforme se indica a continuación:

$$\text{Factor} = \frac{\text{Carga promedio}}{\text{Carga máxima}} \times 100 \qquad \text{F.2.17}$$

Cuando el transformador lleva la carga que tiene en un -- tiempo inferior a las 24 horas, y siempre que el factor de carga sea menor que el 90%, se le puede sobrecargar conrorme se indica en la tabla 2.8 Ref. L3

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	PORCENTAJE DE SOBRECARGA	MAXIMO
Autoenfriado	0.5%	20%
Enfriamiento por agua	0.5%	20%
Enfriamiento por aire forzado	0.4%	16%
Enfriamiento por aceite forzado	0.4%	16%

Tabla 2.8

Porcentaje de sobrecarga por bajo factor de carga.

Los valores de porcentaje máximo, corresponden a un factor de carga del 50%, y aún cuando este factor disminuya, los porcentajes indicados en la tabla#2.8 no pueden aumentar.

Se debe tener en cuenta que esta tabla es similar a la#2.7, con la diferencia de que aquella es para cortos períodos - de tiempo, inferiores a 4 horas.

E. Sobrecarga cuando las condiciones de sobrecarga ocurren simultáneamente.-

Habrán ocasiones en que las condiciones de sobrecarga indicadas anteriormente, ocurren simultáneamente (A,B,C) o - (A, B y D); en este caso, el porcentaje de sobrecarga - que puede tener el transformador, será la suma de los porcentajes permitidos por cada una de las condiciones de sobrecarga; debiendo tener en cuenta de que la sobrecarga - continua no exceda de lo indicado en la tabla que a continuación se describe, y que la sobrecarga en un corto tiempo no exceda del 150% . Ref. L.3

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MAXIMA SOBRECARGA CONTINUA PERMISIBLE EN %
Autoenfriado	125
Enfriamiento por aire forzado	125
Aceite forzado-enfriamiento por aire forzado.	125
Enfriamiento por agua	120

Continuación:

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MAXIMA SOBRECARGA CONTINUA PERMISIBLE EN %
Aceite forzado-enfriamiento por agua.	120

Tabla 2.9

Sobrecarga bajo condiciones simultáneas.

F. Sobrecarga en una emergencia.-

En situaciones de emergencia, en que necesariamente se haga imprescindible sobrecargar el transformador, puede hacérselo siempre y cuando el porcentaje en que se sobrecarga no exceda de los valores que se dan en la tabla 2.10. Vale tomar en cuenta que la expectativa de vida del transformador se reduce en 1% cuando la sobrecarga de emergencia se presenta una vez al año.

	SOBRECARGA PERMISIBLE EN % DE LOS KVA NOMINALES			
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	AUTOENFRIADOS ENFRIADOS POR AGUA		ENFRIAMIENTO POR AIRE FORZADO, ENFRIAMIENTO POR ACEITE FORZADO.	
Carga continua equivalente en % de los KVA nominales que preceden a la sobrecarga.	50	100	50	100
Tiempo de sobrecarga en horas. 1/2	170	170	170	170
1	170	170	170	168
2	158	158	158	153
4	150	143	143	141
9	135	132	132	131
24	120	120	120	120

Tabla 2.10

Sobrecarga permisible durante una emergencia.

Se ve que la máxima sobrecarga permisible está limitada a 1.7 veces la capacidad nominal del transformador.

Estos valores se han obtenido en base a las características del transformador que a continuación se indican.
Ref: L3.

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	AUTOENFRIADO Y ENFRIAMIENTO POR AGUA.	ENFRIAMIENTO POR AIRE FORZADO. ENFRIAMIENTO POR ACEITE FORZADO
Punto de elevación de - temperatura. oC	65	60
Elevación de temperatura del aceite oC	35	35
Gradiente de la tempera- tura de los deva- nados al aceite(^{o}C)	30	30
Constante de tiempo térmi ca a plena carga (horas).	3	2
Relación pérdidas en el co bre vs. pérdidas en el hie rro.	3.5/1	3.5/1
Temperatura ambiente(tem - peratura del agua refrige- rante)(^{o}C).	30- 25	30- 25

Tabla 2.11.

Valores característicos de transformadores para la determinación de sobrecargas.

Los valores de las tablas anteriores, corresponden únicamente al transformador, pues para otros equipos como son suiches de desconexión, disyuntores, etc., se debe tomar en cuenta la capacidad de conducción cuando el transfor - mador es sobrecargado.

Así mismo, para los suiches cambiadores de derivación bajo carga, se debe tener en cuenta ciertas condiciones para no provocar un deterioro en su capacidad y vida útil; así -- pues, se puede utilizar todos los pasos del cambiador de - derivación bajo carga cuando la sobrecarga no exceda del - 120 % y únicamente 3 pasos cuando la sobrecarga llega hasta el 150%, luego de lo cual se debe esperar 30 segundos - para realizar las siguientes operaciones; esto es debido - a que los suiches cambiadores de derivación bajo carga son diseñados sobre la base de la capacidad nominal.

2.4.4 Carga en una emergencia.

La capacidad del transformador, se ve reducida cuando los fenómenos ocurren en el sistema de enfriamiento de un transformador autoenfriado o por enfriamiento forzado, como a - continuación se indica: Ref: L.3

A . Transformador autoenfriado.- Cuando parte de los radiadores están cerrados o removidos debido a fugas del aceite del radiador u otras razones, la capacida continua de estos transformadores, puede determinarse con la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad continua } (\%) = \sqrt{1 - \frac{n(1+R)}{NR}} \times 100 \qquad F2.19$$

Donde:

N = Número total de radiadores

n = Número de radiadores cerrados o removidos

R = Relación entre las pérdidas del cobre y las del hierro a plena carga.

B. Transformador con enfriamiento forzado.- Cuando el sistema de enfriamiento no opera en parte o en su totalidad, la capacidad del transformador se reduce, lo cual se indica a continuación para diferentes casos.

B1.- Transformadores de doble o triple capacidad.- Cuando el sistema de enfriamiento está sin operar, los transformadores sean de doble o triple capacidad, pueden llevar continuamente la capacidad de aurefrigerado indicada en la placa.

B2.- Transformadores sumergidos en aceite, con enfriamiento por aire forzado.- Este tipo de transformadores puede generalmente llevar un 70% de los KVA nominales en forma continua, cuando todos los radiadores están sin operar.

B3.- Transformadores en aceite forzado, enfriamiento por aire forzado .- Para el caso en que parte de las unidades de enfriamiento esté sin funcionar, la capacidad continua del transformador, se puede calcular con utilización de la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad continua } (\%) = \sqrt{1 - \frac{n\,(1+R)}{NR}} \times 100 \qquad F2.20$$

Donde:

N = Número total de las unidades de enfriamiento

n = Número de unidades de enfriamiento fuera de operación

R = Relación entre las pérdidas en el cobre y las pérdidas en el hierro a plena carga.

Vale anotar que la unidad de enfriamiento está fuera de - operación cuando todos los radiadores o la bomba no funcio na.

B4.- Caso en que todos los sistemas de enfriamiento del trans formador sumergido en aceite y enfriamiento por aire forza do o el de enfriamiento por agua están parados.

Cuando se presenta este caso, el transformador no puede - tener una capacidad continua, pero puede transportar carga por cortos períodos, como a continuación se señala.

	Temperatura del acei te cuando el sistema de enfriamiento está parado.	70 oC	50 oC	30 oC
CARGA	%			
	100	30 min	1 hora	1.5 horas
	75	1 hora	1.5 horas	2 horas
	50	1.3 horas	2 horas	3.5 horas

Tabla 2.12

Caja del transformador con los sistemas de enfriamiento sin funcionar.

2.4.5.- Conexión .-

Es un aspecto muy importante, ya que un desconocimiento de esto, puede traer consigo una mala operación del transformador, con las consiguientes consecuencias que atentarán a su normal funcionamiento .

Así pues, es necesario indicar que el transformador se puede desconectar de la línea, cuando el cambiador de derivación en vacío ha cambiado de posición.

Nunca se debe poner el cambiador de derivación en vacío en una posición diferente a la especificada, porque tal operaciópuede causar serios daños tales como la desconección o un cortocircuito de los devanados.

En los diseños con aislamiento graduado, el punto neutro debe estar sólidamente puesto a tierra para los sistemas sólidamente puestos a tierra.

2.4.6.- Operación en paralelo.-

Se puede tener diferentes casos:

a. Operación en paralelo de transformadores monofásicos
b. Operación en paralelo de transformadores trifásicos
c Operación en paralelo de transformadores de tres devanados

Operación en paralelo de transformadores monofásicos.- Se debe reunir las siguientes condiciones para que pueda entrar en paralelo dos o más transformadores:

.- Igual relación de transformación

.- Igual polaridad

.- Igual impedancia porcentual.

Cuando la polaridad de un transformador es aditiva y la - del otro es sustractiva, los transformadores pueden operar en paralelo cambiando la conección del primario o del secundario de uno de los transformadores. En dicho caso - hay que revisar que el esfuerzo dieléctrico es satisfactorio cuando el devanado invertido tiene un aislamiento gradual.

Los transformadores de una impedancia porcentual diferente pueden ser operados en paralelo, pero las capacidades de - los transformadores no son utilizados completamente porque la repartición de carga no es proporcional a sus capacidades. La capacidad total de dos transformadores en paralelo que tienen desigual impedancia porcentual, es dada por la siguiente fórmula. Ref: L3

$$\text{Capacidad total} = Pb + \frac{Xb}{Xa} Pa \qquad F2.21$$

Donde :

Pa = Capacidad del transformador de mayor impedancia por - centual.

Xa = Impedancia porcentual del transformador de mayor impedancia porcentual.

Pb = Capacidad del transformador de menor impedancia porcentual.

Xb = Impedancia porcentual del transformador de menor impedancia porcentual.

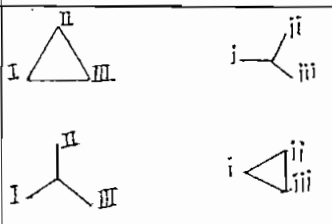
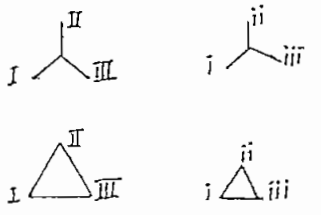
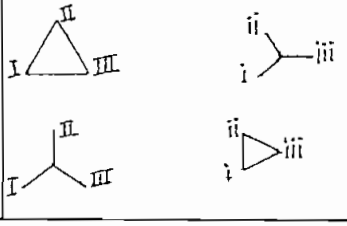
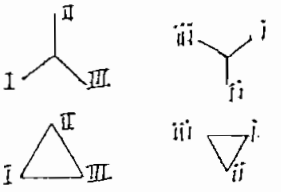
Para que el funcionamiento en paralelo de los transformadores sea satisfactorio, es necesario que tanto la resistencia como la reactancia porcentuales de dichos transformadores sea la misma, más, sucede que generalmente la resistencia porcentual se puede despreciar ya que es pequeña comparada con la reactancia porcentual.

Operación en paralelo de transformadores trifásicos .- Para este caso, se debe tomar en cuenta las siguientes condiciones:

- Las relaciones de transformación de los transformadores deben ser las mismas.

- Los desplazamientos de fase entre los bobinados primarios y secundarios, deben ser los mismos.

A continuación se indica una tabla donde existen dos grupos a través de los cuales se tienen los diferentes desfasamientos. Ref: L3.

	Conexión Estrella-Delta o Delta Estrella.	Conexión Estrella-Estrella o Delta Delta.
Grupo A		
Grupo B		

Conexión para operación en paralelo

	AT			BT		
	R	S	T	R	S	T
Grupo A	I	II	III	i	ii	iii
Grupo B	III	II	I	iii	ii	i
	o II	I	III	ii	i	iii
	o I	III	II	i	iii	ii

Tabla 2.13

Grupos de conexión de transformadores para operación en paralelo.

Operación en paralelo de transformadores de tres devanados.- Para la operación de los transformadores de tres devanados, se debe cumplir las siguientes condiciones:

- La relación de capacidad de los tres devanados de los transformadores debe ser la misma.

- Los desplazamientos de fase en los transformadores trifásicos o las polaridades en los monofásicos, deben ser iguales.

- Las relaciones de transformación deben ser las mismas.

- Las impedancias porcentuales entre el primario y el secundario, primario y terciario y, secundario y terciario de los transformadores, deben ser las mismas respectivamente.

Aún cuando no se cumplan las condiciones primera y cuarta de las anteriormente enunciadas, los transformadores pueden ser puestos en paralelo, pero hay que tener en cuenta que las capacidades de los transformadores no son utilizadas completamente.

En los transformadores de tres devanados, cuando dos de ellos son operados en paralelo con el resto de los devanados cargados separadamente, la repartición de carga no es proporcional a sus capacidades, aún cuando las características de los dos devanados en paralelo satisfagan las condiciones de paralelismo descritas anteriormente; esto se debe a la desigual carga en los devanados restantes.

2.4.7.- Variación de la tensión y la frecuencia de potencia auxiliar.-

Los transformadores con enfriamiento forzado, pueden ser cargados normalmente cuando la variación de la tensión y la frecuencia de potencia auxiliar está dentro de los límites que a continuación se indican:

a.- Variación de la tensión $\pm$ 10%

b.- Variación de la frecuencia : $\pm$ 5%

c.- Variación simultáneamente de la tensión y la frecuencia

c.1 Cuando la tensión y la frecuencia se incrementan:

Tensión 10%

Frecuencia 5%

c.2 Cuando la tensión y la frecuencia disminuyen:

Tensión 10%

Frecuencia 5%

c.3 Cuando la tensión aumenta y la frecuencia disminuye: 10% total (en el cual la variación de la frecuencia es menor que el 5%).

c.4 Cuando la tensión disminuye y la frecuencia aumenta: 10% total (en el cual la variación de la frecuencia es menor que el 5%).

2.5.- FUNCIONAMIENTO EN ESTADO TRANSIENTE.-

La variación de uno o varios de los valores fundamentales del funcionamiento del transformador, como son tensión, - frecuencia, carga, etc., da lugar a un cambio de un estado a otro, el cual tiene corta duración , pero que sinembargo puede ocasionar serios daños en la estructura interna del transformador y de los equipos con él instalados.- Así por ejemplo, un cortocircuito entre espiras puede ocasionar grandes esfuerzos mecánicos entre los arrollamientos, puede destruir el aislamiento de las bobinas, etc.

Para el estudio del estado transitorio, se ha dividido a los fenómenos en dos grandes grupos:

- Fenómenos de sobrecorriente

- Fenómenos de sobretensión

2.5.1.- Fenómenos de sobrecorriente.-

Las principales causas para la aparición de estos fenóme - nos, son: la corriente de arranque, cuyo efecto es más notable cuando por primera vez se energiza a un transformador en vacío; y la corriente producida por cortocircuitos.

2.5.1.1.- Corriente de arranque.-

Un efecto muy importante que ocurre en el funcionamiento - de un transformador cuando éste va a ser energizado estando en vacío, es la aparición de una alta corriente transitoria de arranque, la cual debe ser tomada en cuenta para

la calibración de los relés de sobrecarga y diferencial.

- Naturaleza del fenómeno .- Cuando el transformador va a ser conectado a la red, cuya onda de tensión es:

$$e = Emax.\ sen\ (wt + \theta_o)$$

La cual produce una onda de flujo cuyo valor es:

$$\underbrace{\emptyset = \frac{Emax}{wN1} \cos (wt + \theta_o)}_{A} + \underbrace{\emptyset (t)}_{B} \qquad F2.22$$

En donde: A es la componente sinusoidal del flujo y B es la componente transitoria.

El valor de Emax /wN1 es el flujo máximo $\emptyset m$ generado por la tensión aplicada e.

De esta manera, la ecuación 2.22 puede ser escrita así:

$$\emptyset = \emptyset m \cos (wt + \theta_o) + \emptyset (t)$$

En el instante del arranque, tenemos que t = 0; por lo tanto, el flujo de arranque ($\emptyset_o$), será :

$$\emptyset_o = \emptyset m \cos \theta_o + \emptyset (t_o) \qquad F2.23$$

En donde:

$\emptyset m \cos \theta_o$ = componente estacionaria del flujo de arranque

$\emptyset (t_o)$ = Componente residual del flujo de arranque.

Al analizar la fórmula , vemos que la máxima variación de Ø será:

2Øm + Ø (t_o), es decir que la máxima variación se obtendrá cuando $\theta_o = 0$ ó $\pi/2$

Gráficamente representamos esto en la figura . 2.17 Ref. L.4

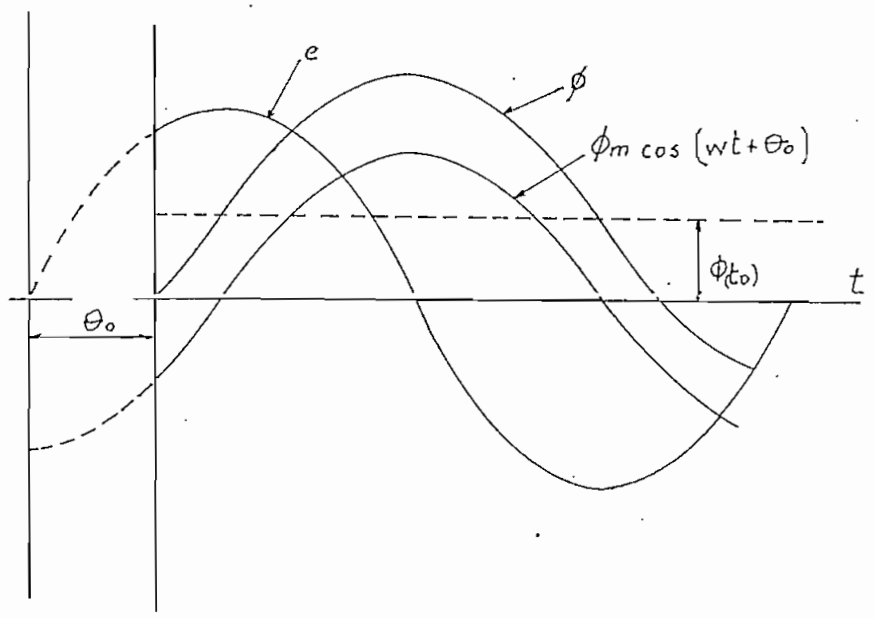


Fig. 2.17

Flujos magnéticos de arranque del transformador.

Supongamos el circuito reducido del transformador, formado por una resistencia y una inductancia, al cual se le aplica una tensión (e).

Por lo tanto:

$$e = Ri + L\frac{di}{dt}$$

Si e = 0 tendremos:

$$0 = Ri + L\frac{di}{dt}$$

Cuya solución es:

$$i = e^{-R/L^{t}} \qquad F\ 2.24$$

En esta última ecuación tenemos:

i = corriente de arranque

R,L = resistencia e inductancia del circuito magnético

t = tiempo

La magnitud i, dependerá de la relación R/L, que a su vez es conocida como coeficiente de amortiguamiento de la - onda de la corriente de arranque.

Este coeficiente R/L, actúa sobre la corriente de arranque amortiguándola hasta obtener el valor normal estaciona - rio de la corriente de arranque como se indica en la -

figura . 2.18

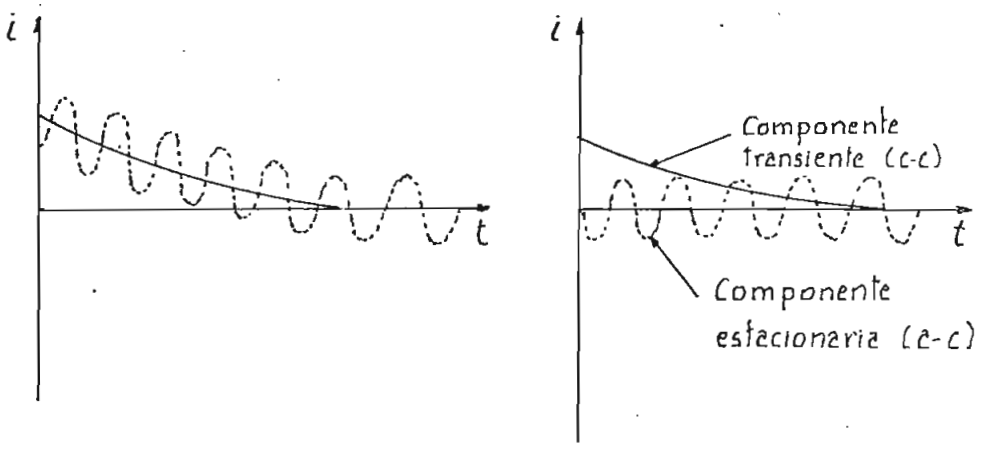


Fig. 2.18
Descomposición de la corriente de cortocircuito.

2.5.1.2.- Corriente de cortocircuito.-

Cuando ocurre un cortocircuito en un transformador, se puede despreciar la corriente de magnetización, razón por la cual el diagrama equivalente se reduce al de la figura . 2.19

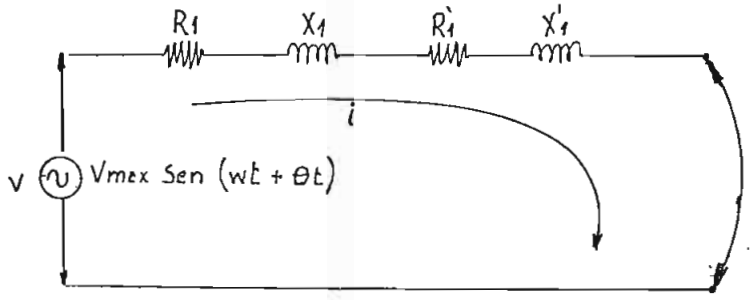


Fig. 2.19

Circuito equivalente del transformador para condiciones de cortocircuito.

De esta figura tenemos:

$R1 + R1' = Req$

$X1 + X1' = Xeq = jLeq.$

$v = Vmax \text{ sen } (wt + \theta t)$

Al aplicar la tensión (v) al circuito, tenemos:

$$v = iReq + Leq \frac{di}{dt} = Vmax \text{ sen } (wt+\theta_t) \qquad F\ 2.25$$

Al resolver estaecuación (Ref. L 4), se tiene que la corriente de cortocircuito (i_{cct}), viene dada por la siguiente expresión:

$$i_{cct} = -I\sqrt{2} \cos (wt+\theta t) + I\sqrt{2}\theta t\, e^{\frac{-req}{L\ eq} t}$$

Donde:

I=Valor máximo de la corriente de cortocircuito

θt = Angulo de fase de la tensión aplicada

El caso más desfavcrable de cortocircuito ocurre cuando $\theta t = 0$, por lo que al reemplazar este valor en la ecuación 2.26 nos da el siguiente valor:

$$Icct = -I\sqrt{2}\cos wt + I\sqrt{2}\ e^{-\frac{Req}{Leq}t} \qquad F\ 2.27$$

En esta ecuación, el primer término corresponde al valor estacionario, y el segundo, es el valor transitorio de la corriente de cortocircuito. Es de notarse que el término correspondiente al valor transitorio, es una onda amortiguada, cuya razón de decremento está dada por Req/Leq. Este valor varía entre 1/2 y 1/3 para transformadores de baja potencia, y constituye un factor de 1,2 a 1,3 para el decrecimiento de la componente transitoria de la corriente de cortocircuito. Ref. L.4

Para los transformadores de gran potencia, la razón Req/Leq. $\leqslant 1/10$, con lo cual el factor de disminución de la componente transitoria de cortocircuito, varía de 1.7 a 1.85. Ref. L.4

En el caso en que el cortocircuito sucediera cuando el transformador está con carga, de tal manera que la tensión secundaria sea la nominal, la corriente total de cortocircuito viene dada por la siguiente expresión.

$$Icct\sqrt{2} = Icc\sqrt{2} + In \qquad F2.28$$

En donde:

$Icct\sqrt{2}$ = Corriente total de cortocircuito

$Icc\sqrt{2}$ = Valor efectivo de la corriente de cortocircuito

In = Corriente nominal del transformador.

Además, se debe notar que en el caso en que la resistencia Req tiende a cero, la componente transitoria de cortocircuito, es una recta paralela al eje de simetría de la onda estacionaria de la corriente de cortocircuito.

Estos aspectos pueden apreciarse en la figura 2.20

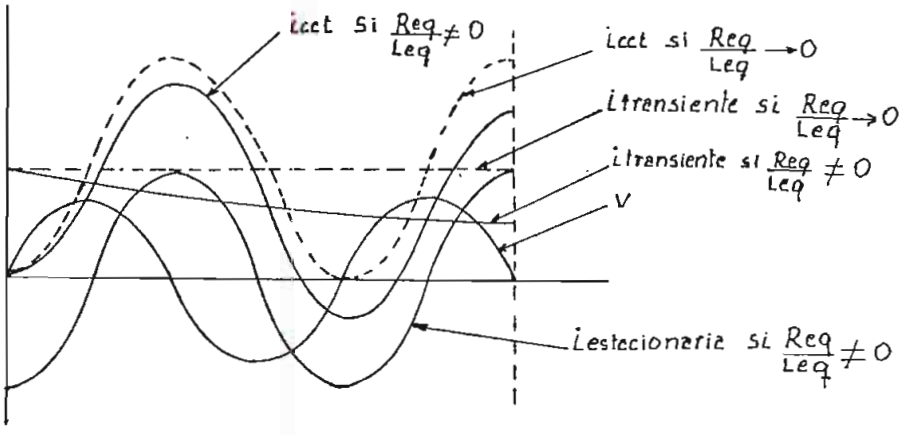


Fig. 2.20

Corriente de cortocircuito repentino.

- Fenómenos asociados concortocircuito.

Fundamentalmente, dos son los fenómenos que deben tomarse en cuenta cuando ocurre un cortocircuito.

- Efectos térmicos.

- Esfuerzos mecánicos.

A.- Efectos térmicos.- A pesar de que el cortocircuito tiene una pequeña duración, el fenómeno térmico asociado en él, es digno de tomarse en cuenta puesto que puede producir serios daños al aislamiento.

En forma experimental se considera que temperaturas comprendidas entre 200 y 250 grados centígrados, no son muy peligrosas para el arrollamiento; sinembargo, se aconseja no exceder del límite inferior de estas temperaturas.

El tiempo en que se debe despejar el cortocircuito, está asociado con el tiempo en el cual la temperatura del devanado no alcance los 250°C, y se lo determina mediante la siguiente fórmula (Ref. L.4):

$$t = 2.5 \left(\frac{V_2}{j_{med}}\right)^2 \qquad \text{F.2.29}$$

Donde:

t = Tiempo en el cual se alcanzan los 250°C (seg)

V_Z = Tensión de impedancia

jmed = Densidad media de corriente (A/mm^2)

De acuerdo a experimentos, el tiempo para alcanzar la - temperatura límite, varía de 5 a 25 segundos; sinembargo para recuperar la temperatura normal, puede durar algunos minutos, en razón de la dificultad presentada para la disipación de calor

B.- Esfuerzos mecánicos.- El principal aspecto de los - cortocircuitos en el aspecto mecánico, es la fuerza de atracción o repulsión que se produce entre las espiras, lo cual da lugar a la compresión y desplazamiento de - los enrollados en dirección axial, conforme puede observarse en la figura 2.21 Ref' L.4

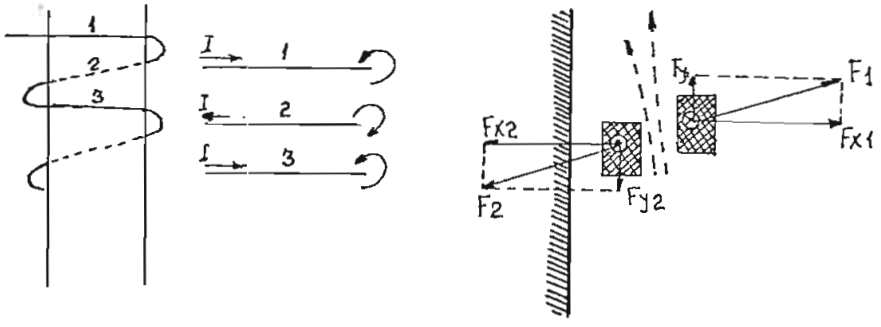


Fig. 2.21

Esfuerzos mecánicos debidos a cortocircuitos

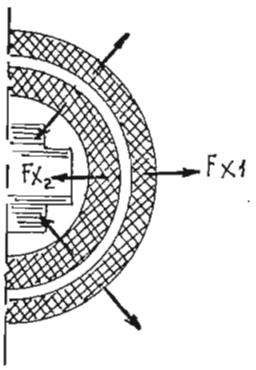


Fig. 2.22

Sección transversal de los devanados.

Además de los esfuerzos axiales indicados anteriormente, también hay esfuerzos que tienden a comprimir el arrolamiento verticalmente, según puede verse en las figuras - 2.23 y 2.24.

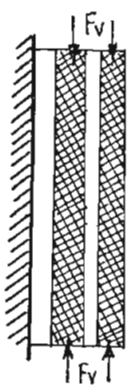


Fig. 2.23

Compresión vertical en los arrollamientos.

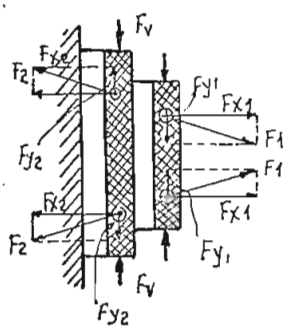


Fig. 2.24

Fuerzas internas axial y transversal.

El esfuerzo mecánico producido entre los arrollamientos por un fenómeno de cortocircuito, está dado por la siguiente fórmula (Ref L.4)

$$F = 148 \; K^2_{ct} \; \frac{Kest \;\; Pn}{f \;\; V_z \;\; \delta'} \qquad F.\ 2.30$$

Donde:

F = Fuerza entre los arrollamientos (ton)

Kct 1.5 a 1.9 para transformadores de gran potencia
1.2 a 1.3 para transformadores de baja potencia.

Kest. 1/2 a 1/3 para transformadores de baja o mediana potencia.

1/10 para transformadores de gran potencia.

Pn = Potencia nominal del transformador (KVA)

f = Frecuencia (ciclos / seg.)

V_z = Tensión de impedancia

δ' = Es la separación reducida entre arrollamientos (cms)

La fuerza ejercida por unidad de área (fuerza de rotura), calculada en base a la fuerza cuyo valor está dado por - la fórmula anterior, se obtiene de la siguiente manera (Ref. L .4):

$$\text{Frotura} = \frac{F}{2\pi NS} \quad (\text{Kg/mm}^2) \qquad \text{F 2.31}$$

Donde:

N = # de espiras de un arrollamiento

S = Sección transversal (mm^2)

2.5.2.- Fenómenos de sobretensión.

Estos fenómenos pueden ser producidos por las siguientes causas:

- Origen atmosférico
- De maniobra
- Por fallas.

2.5.2.1.- Sobretensión de origen atmosférico.

Las sobretensiones que pueden producirse en los equipos

debido a descargas atmosféricas, pueden dividirse en dos tipos:

- Tensiones resultantes de inducción electrostática

- Tensiones resultantes de descargas directas.

-Tensiones resultantes de inducci´on electrostática.- Debido a la distribución de cargas de la línea y de las nubes, se origina un campo electrostático entre ellas (E1); además, existirá un campo electrostático entre la línea y las nubes (E2) Sinembargo, cuando se produce la descarga entre las nubes y la tierra, se produce un colapso entre las mismas, y el campo electrostático - El desaparece completamente cuando la descarga ha sido total; esto trae como consecuencia una redistribución del campo entre las nubes y la tierra, lo cual origina sobretensiones en la línea por inducción electrostática. Estas sobretensiones se propagan en la línea en forma de onda viajera.

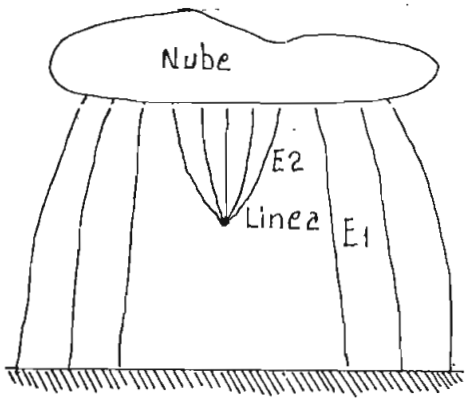


Fig. 2.25
Campo electrostático antes de la descarga.

- Tensiones resultantes de descargas directas.- Se puede dividir en tres clases:

- Descargas directas en la estación

- Descargas directas en lugares cercanos (adyacentes) a la estación.

- Ondas viajeras resultantes de descargas directas en el circuito, pero alejadas de la estación.

En el caso de ondas de tensión resultantes de descargas directas en la estación, el valor de cresta se alcanza en 10 μseg. Para visualizar el tipo de frente de onda - que existiría, es necesario tomar en cuenta el valor de cresta de la tensión, ya que si éste es más elevado, el frente de onda es escarpado.El tiempo de contorneo de - la cadena de aisladores es pequeño comparado con el -- tiempo que la onda alcanza su valor de cresta. Ref. L.5

El aislamiento de la línea junto con la resistencia de puesta a tierra de la estructura, son los factores que determinan la máxima tensión de descargas atmosféricas directas.

La máxima tensión de impulso que se puede alcanzar en - líneas de madera, es mayor de aquella correspondiente a la que soportarían las líneas montadas en estructuras - metálicas, ya que en éstas dicho valor está limitado - por la tensión de contorneo de la cadena de aisladores y la resistencia de puesta a tierra.

La descarga directa en la estación, puede dar como resultado sobretensiones de valor muy peligroso cuando exista reflexión de ondas de tensión.

Las ondas viajeras llegan a la estación con un valor inferior al correspondiente a la descarga directa. Una fórmula aproximada para calcular esta sobretensión atenuada luego que la onda ha recorrido cierta distancia, es la de Foust y Menger, que se indica a continuación:Ref. L.5

$$e = \frac{E}{1 + kEx} \qquad F\ 2.32$$

Donde:

e = Sobrevoltaje después de recorrer la onda x millas

E = Sobrevoltaje en el punto de origen.

k = Constante de atenuación

(Aproximadamente 6×10^{-4} para ondas muy cortas
3×10^{-4} para ondas cortas (5 μseg.)

1.6×10^{-4} para ondas largas (20 μseg.)

Mientras mayor es la tensión, mayor es la atenuación; las ondas cortas se atenúan más rápido que las ondas largas.

2.5.2.2.- Sobretensiones de maniobra.-

Los fenómenos de sobretensiones debido a maniobras - tienen en general los siguientes orígenes:

- Sobretensiones debido a reflexiones de la onda de - tensión súbitamente aplicada a las líneas.

- Sobretensiones formadas por la superposición de la tensión con la oscilación natural del sistema por excitación súbitamente aplicada.

- Oscilación ocasionada por interrupción de la corriente , particularmente en circuitos inductivos, en los - cuales se rompe la corriente de magnetización.

- En el caso de circuitos altamente inductivos, la so - bretensión producida por reflexión desde un terminal, duplica el valor de la tensión , sinembargo, cuando el circuito tiene varias ramas con diferentes parámetros, la sobretensión puede ser de más alto valor.

- Sobretensiones debido a arcos a tierra.- Las sobretensiones debidas a arcos a tierra en sistemas con neutro - aislado, en general, originan tensiones de valor menor - que aquellos ocasionados debido a la restricción del - disyuntor cuando tiene que abrir el circuito durante la condición transiente de la falla.

2.5.3.- Comportamiento del transformador frente a sobretensiones.

Al aplicar una sobretensión en un transformador, éste - se comporta como un conjunto de capacitancias, puesto - que este proceso se lleva a cabo con gran velocidad y a

muy alta frecuencia; por esta razón, la resistencia inductiva es alta y la resistencia capacitiva es pequeña.

La representación completa del sistema, se indica en la figura 2.26 Ref. L.5

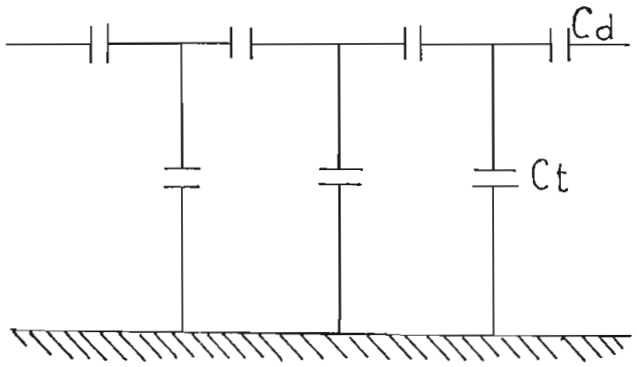


Fig. 2.26

Comportamiento del transformador al aplicar una sobretensión.

En esta figura tenemos:

Cd. = Capacitación interna del devanado del transformador

Ct. = Capacitación línea - tierra o devanado-núcleo o - devanado - tanque.

Para analizar el fenómeno de sobretensión del transformador, se supone que la onda que llega a éste, es de frente rectangular y larga cola .

La velocidad de propagación de este tipo de onda en una línea de transmisión, está dada por la siguiente ecuación. (Ref. L .4)

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \qquad F\ 2.33$$

Donde:

L = Inductancia por unidad de longitud de la línea

C = Capacitancia por unidad de longitud de la línea.

v = velocidad de propagación de la onda (velocidad de la luz en líneas aéreas).

La impedancia característica de los transformadores es mayor que la impedancia característica de la línea; como es conocido, la impedancia característica de la línea viene dada por la siguiente expresión(Ref, L.4)

$$Z = \sqrt{L/C} \qquad F\ 2.34$$

Donde:

LyC tienen el mismo significado que en la fórmula F2.33

Z = 350 - 450 Ω en la líneas aéreas ; en cable 50 Ω

La impedancia característica es un parámetro que influye en el comportamiento del sistema ante ondas de sobretensión, así por ejemplo, al pasar la onda desde un medio de

impedancia característica menor como es la línea a otro de impedancia mucho mayor como es el tranasformador, la onda prácticamente duplica su valor, como se indica en la figura 2.27 Ref. L.4

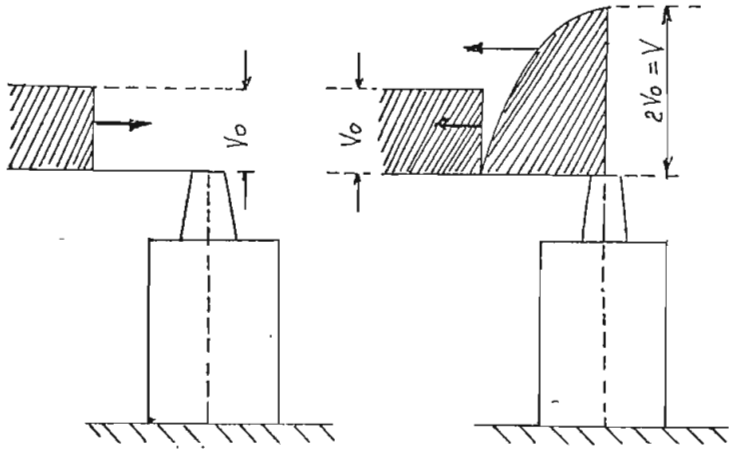


Fig. 2.27

Reflexión de onda rectangular.

El mencionado proceso, tiene lugar en tiempos muy cortos ($\simeq$ 0.1 μseg.), razón por la cual, el circuito capacitivo del transformador se carga en forma instantánea, y la tensión se disminuye uniformemente en los devanados.

2.5.4.- Distribución de tensión en los arrollamientos del transformador.-

Para estudiar el comportamiento de los arrollamientos del transformador, cuando sobre ellos aparece una sobretensión cuya forma de onda es rectangular, dividiremos el fenómeno en los siguientes períodos:

- Período inicial
- Período intermedio o de transferencia y período final.

- Período inicial .- Cuando sometemos al transformador, cuya representación se indica en la figura #2.27,a una sobretensión súbita, la parte inductiva de la red se comporta como un circuito abierto al paso de la corriente, mientras que la parte capacitiva reacciona como un corto circuito, cargándose rápidamente, y estableciémdose de esta manera una distribución inicial de voltaje; esta corriente de carga inicial llega a ser dos veces la corriente asociada o corriente de entrada, y se hace cero cuando la red capacitiva está completamente cargada; esto sucede en un tiempo relativamente corto (fracción de microsegundo).

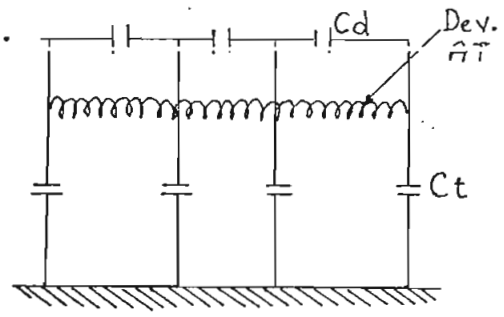


Fig. 2.28
Circuito equivalente para el el período de la sobretensión. (inicial)

Por lo tanto el circuito equivalente para este período,- es como el indicado en la figura. 2.28 Ref. L.5

Las ecuaciones que rigen la distribución de voltaje en este período, depender si el neutro está puesto a tierra o aislado; y pueden tomar las siguientes formas: (Ref - L .5)

Neutro aislado: $e_x = \frac{\cosh \alpha x}{\cosh \alpha} E$ -- F 2.35

Neutro puesto a tierra $e_x = \frac{\operatorname{senh} \alpha x}{\operatorname{senh} \alpha} E$ F 2.36

Donde:

$\alpha = \sqrt{Ct/Cd}$

x = Distancia a lo largo de la bobina considerada respecto a la altura.

e_x = Voltaje a tierra en el punto x

Ct = Capacitancia del devanado a tierra

Cd = Capacitancia interna, medida desde el terminal de línea a la mitad del devanado para devanados aislados, o el terminal de tierra, para neutro puesto a tierra.

E = Voltaje fase-tierra

Estas ecuaciones están graficadas en las siguientes figuras: 2.29 y 2.30 Ref L.5.

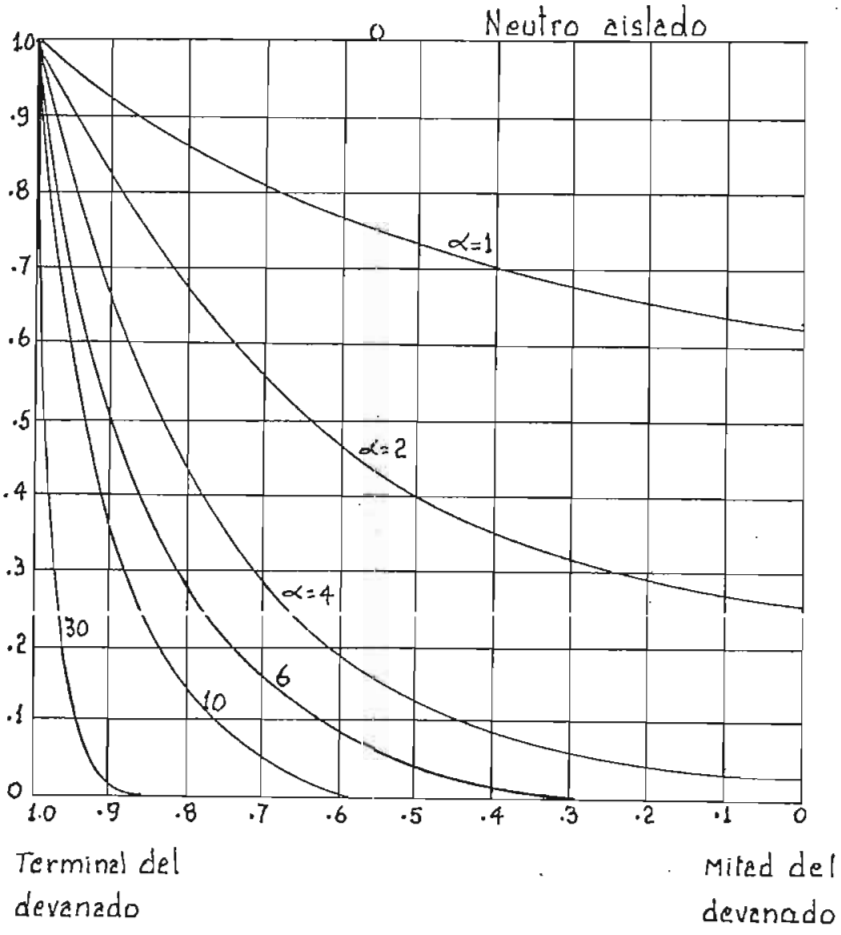


Fig. 2.29

Distribución hiperbólica de tensión en los devanados del transformador (neutro aislado)

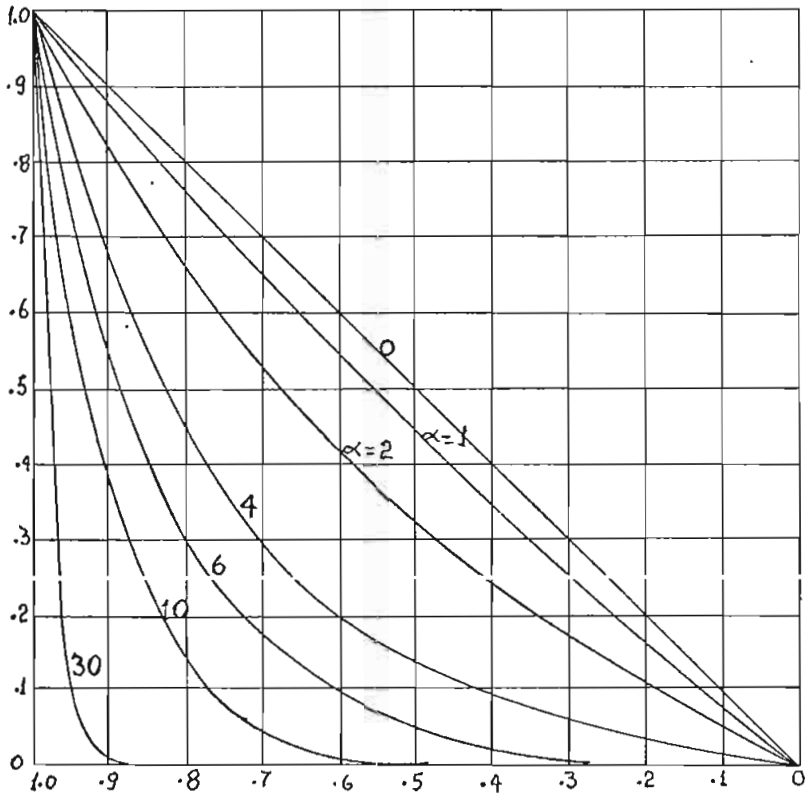


Fig. 2,30

Distribución hiperbólica de tensión en los devanados del transformador (neutro puesto a tierra)

De estas figuras se deduce que la capacitancia a tierra, produce una distribución no uniforme de tensión. Se nota además que mientras mayor es el valor de α, mayor es la concentración máxima de tensión en el terminal de línea, y es numéricamente igual a α veces el valor de tensión - que corresponde a la distribución uniforme.

En general, en transformadores normales la concentración de tensión varía entre 5 y 30 veces el valor de E.

7. Período intermedio o de transferencia y período final.- Al finalizar el primer período, circula suficiente corriente por la red inductiva y se crea una distribución uniforme de tensión. La diferencia entre esta tensión y aquella correspondiente a la parte capacitativa del devanado, da el comportamiento transitorio de la distribución de - tensión. Este proceso tiene lugar a traves de una serie de oscilaciones amortiguadas entre ambas redes.

La distribución de estos períodos, se indica en las figuras 2.31 a y b. Ref. L.5.

De las figuras, se ve que la distribución de tensión consta de dos componentes: una es la distribución uniforme de tensión; y la otra es la diferencia entre ésta y la distribución verdadera de tensión. Los gráficos corresponden a transformadores con neutro puesto a tierra.

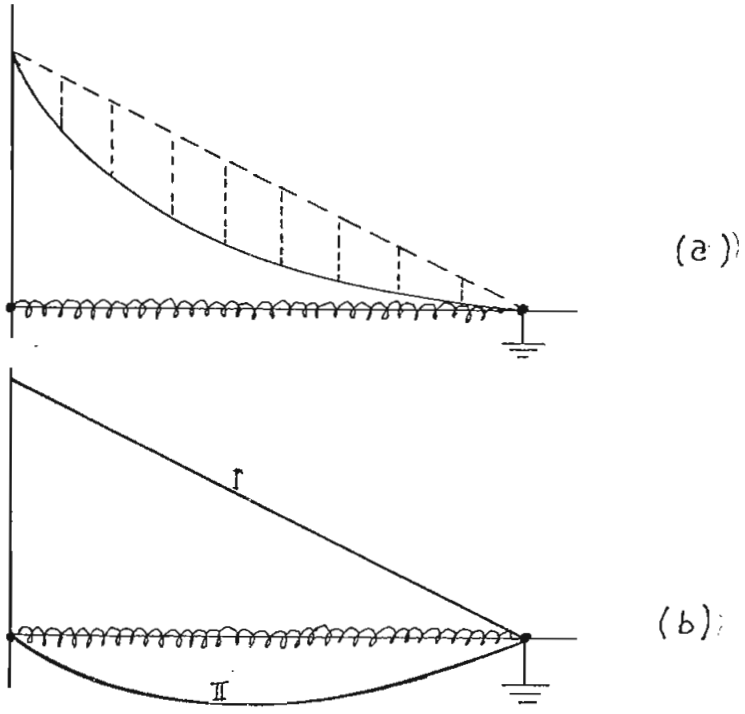


Fig. 2.3.2

Distribución de tensión para el período intermedio de la sobretensión.

En la figura2.31,se ve que la distribución verdadera de voltaje está formada por la distribución uniforme o estacionaria (curva I) y por la componente transitoria (curva II), que corresponde al comienzo del segundo período o período de reajuste. La componente transitoria - es de oscilación, que tiene como eje la componente estacionaria (curva I), La onda de oscilación, tiene una - gran cantidad de armónicas , y su modo de oscilación, es característica de cada devanado. En general,este modo corresponde a una distribución sinusoidal del voltaje y la

corriente en el tiempo.

La distribución espacial se determina experimentalmente, y como resultado de esto, se han obtenido las siguientes conclusiones:

1.- Los modos normales de oscilación son sinusoidales en el - tiempo y el espacio.

2.- Las frecuencias de las armónicas no son proporcionales a la longitud de onda; y por esta razón, la oscilación - tiene una onda compleja, como se indica en la tabla 2.14 Ref. L.5.

Armónica	Longitud de onda Conjunto de devanados o longitud de línea	Frecuencia Relativa En los bobi- nados	En la línea de transmisió
Fundamental	2	1	1
Segunda	1	3.5	2
Tercera	2/3	7	3
Cuarta	2	10	4
Quinta	2/5	14	5

Tabla 2.14

Frecuencia de las armónicas en los bobinados y en la línea de transmisión.

3.- En el interior de los devanados, pueden crearse tensiones mayores que las tensiones fase-tierra. Esto se indica en la figuras 2.32 y 2.33 (Ref. L.5).

4.- La máxima gradiente de voltaje ocurre cerca del terminal del devanado, es menor en el devanado puesto a tierra, y es mucho menos en el interior del devanado, conforme se indica en las figuras 2.34 y 2.35 Ref. L.5

2.5.5.- Influencia de la forma de onda.-

El análisis anterior, se hizo para ondas rectangulares. Si la forma de onda difiere de ésta, se tienen los siguientes resultados: Ref L.5

1. Si el frente de onda decrece, también decrece la amplitud de oscilación.

2. Acortando la cola de la onda, decrece también la amplitud.

3. Al cortar la cola de la onda (por un pararrayo por ejemplo), se incrementa la amplitud de cierto número de armónicos.

4. La amplitud del impulso de tensión creado dentro de un devanado, depende fundamentalmente de su duración.

5. Las pérdidas del dieléctrico en los devanados del transformador, absorven la energía de la onda y amortiguan los armónicos de la oscilación; por esta razón se reducen los máximos esfuerzos de voltaje dentro de los devanados.

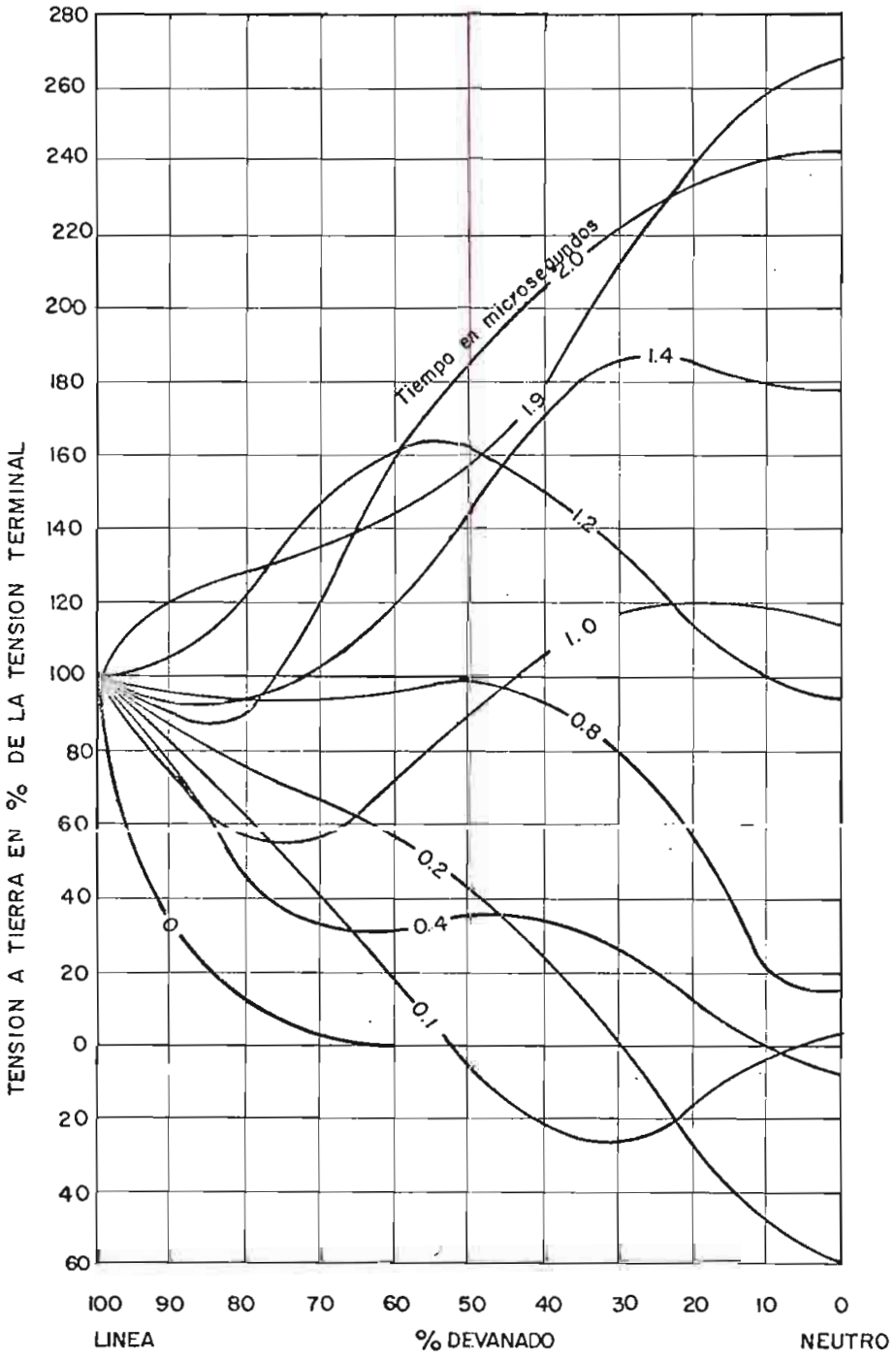


Fig. 2-32

OSCILACIONES TRANSIENTES DE TENSION EN LOS DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR, PARA = 10, NEUTRO AISLADO

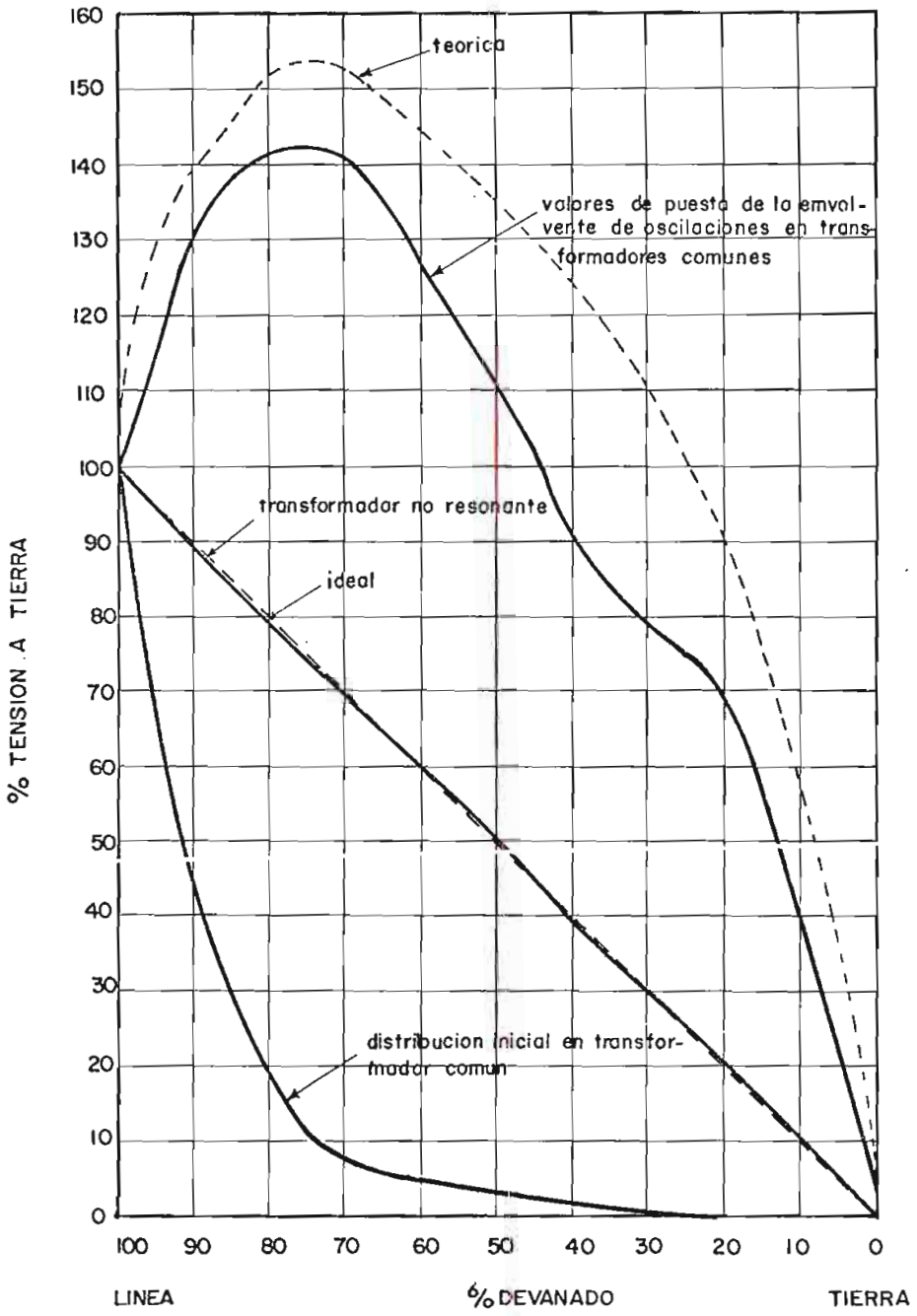


Fig. 2-33

COMPARACION DE LA DISTRIBUCION DE TENSION TRANSIENTE EN TRANSFORMADORES COMUNES Y NO RESONANTES, CON NEUTRO SOLIDAMENTE PUESTA A TIERRA,

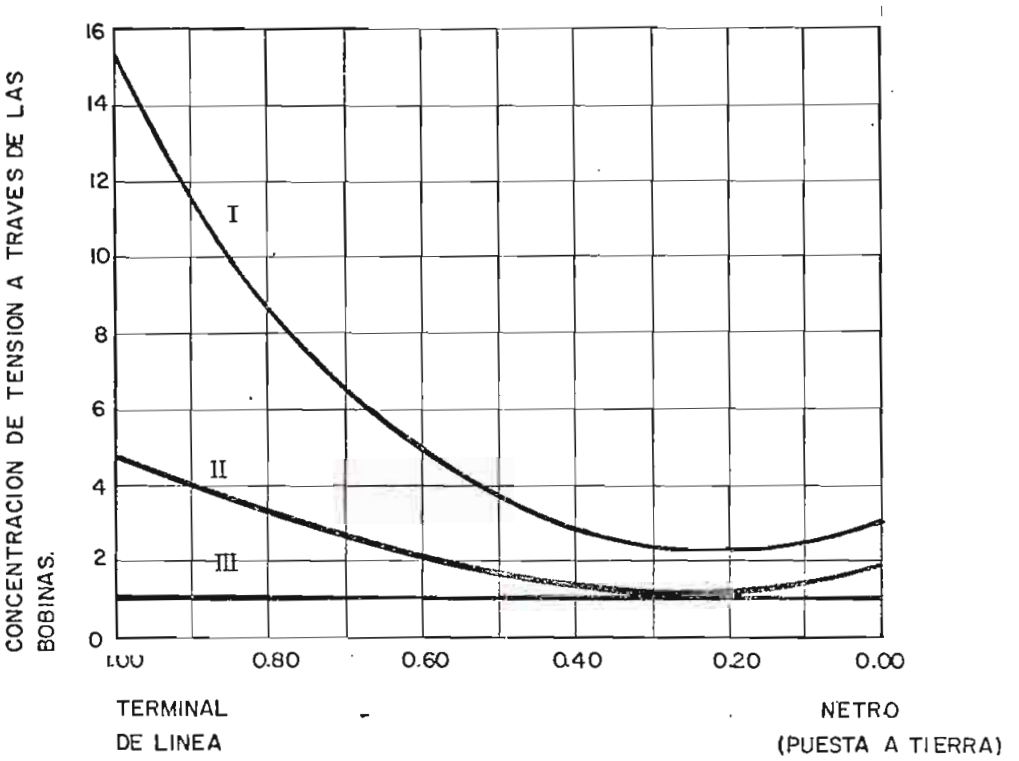


Fig. 2-34

CONCENTRACION DE TENSION A TRAVES DE LAS BOBINAS.

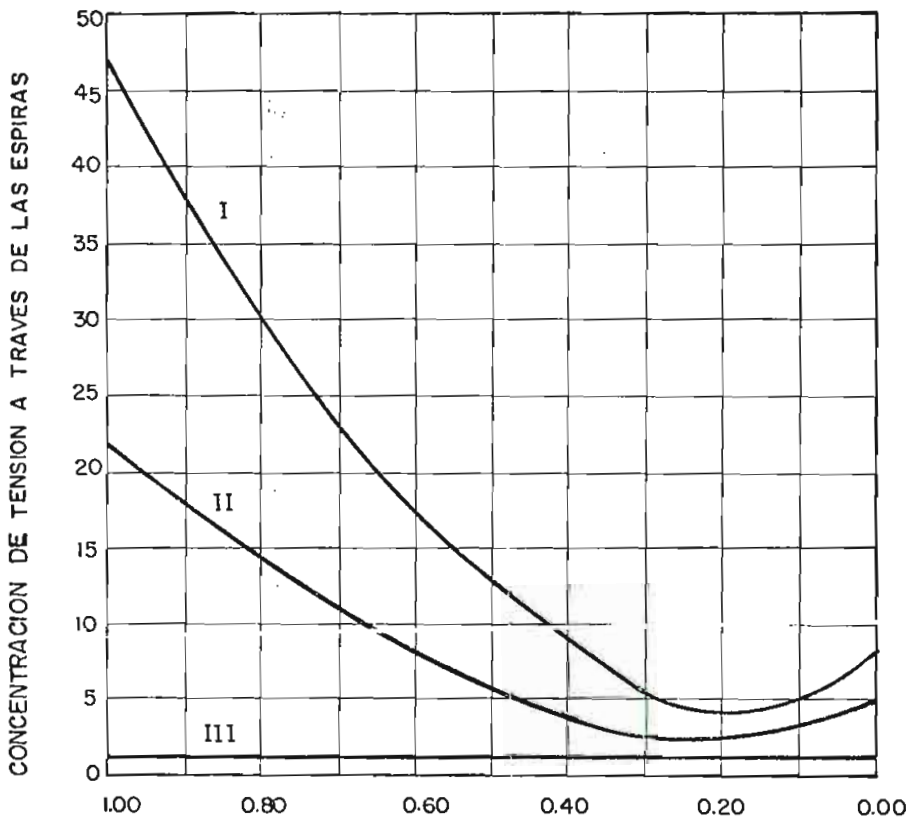


Fig. 2.35

CONCENTRACION DE TENSION A TRAVES DE LAS ESPIRAS

C A P I T U L O III

CAPITULO III .-

PROTECCION DEL TRANSFORMADOR.-

GENERALIDADES.

Este capítulo tiene por objeto, la descripción de los diferentes tipos de protección a usarse en los transformadores de potencia.

Las protecciones a describirse son las siguientes:

- Protección Contra Descargas Atmosféricas.- En esta sección, se dará énfasis descriptiva al método de selección de pararrayos y su localización respecto al equipo a protegerse.

- Protección para sobrecarga.- Los tipos de protección a estudiarse serán:

  Protección Directa.

  Protección a imagen térmica.

- Protección contra cortocircuitos.- Este estudio se lo ha dividido en protección para cortocircuitos externos y protección para cortocircuitos internos al transformador.

  El estudio incluye algunas formas de protección como son:

  Protección de respaldo

  Protección diferencial , y

  Protección por sobrepresión.

3.1.- PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS.-

Este tipo de protección se realiza mediante pararrayos o mediante cuernos de arqueo.

3.1.1. Utilización de Cuernos de Arqueo.- La utilización de cuernos de arqueo tiene mayor significado en transformadores de baja capacidad y tensión, y, para zonas de un bajo nivel - insoceráunico. Sinembargo , su uso presenta algunas desventajas como son: Ref. R.1

- Actúa como un cortocircuito.
- El esfuerzo de impulso es muy alto comparado con el esfuerzo de maniobra.
- A nivel de contorneo, no es consistente debido a cambios en el entrehierro por altas corrientes de descarga.

Este tipo de protección tiene como principal ventaja la de ser económico.

3.1.2. Uso de Pararrayos.-

Es el método más común para realizar la protección contra descargas atmosféricas, especialmente para transformadores de potencia que operen en sistemas instalados en lugares - con gran frecuencia de descargas atmosféricas.

Por ser el método de protección más seguro y comunmente utilizado, a continuación se expondrá brevemente el método que se sigue para la selección de estos elementos:

3.1.2.1. Selección de Pararrayos.-

Para seleccionar un pararrayos, debe tomarse en cuenta los siguientes factores:

- Máxima tensión fase- fase del sistema.
- Sobretensión sotenida.
- Condiciones de puesta a tierra del neutro del sistema.
- Capacidad del pararrayos.
- Coordinación del aislamiento.

Un pararrayos debe conectarse entre fase y tierra; por esta razón, la tensión nominal del pararrayos debe ser mayor, a la máxima tensión fase- tierra en el lugar en que esté ubicado. Además, si la tensión nominal fuese menor por operación de cierre y apertura de interruptores, se podría producir operaciones erróneas.

A -Máxima Tensión Fase- Fase del Sistema.- La tensión nominal de un pararrayos, está determinada por la más alta tensión a frecuencia industrial del sistema en el que éste debe operar.

Debido a variaciones en la tensión del sistema, deberá asumirse ésta en un cinco o un 10% mayor que su valor nominal según el sistema opere a tensiones de hasta 345 KV ó 500 KV respectivamente. Ref. R.1

B- Sobretensión sostenida bajo condiciones de falla fase-tierra Para el caso de ocurrencia de una falla fase-tierra, las sobretensiones pueden llegar a alcanzar tales valores que pueden llegar a sobrepasar la tensión nominal del pararrayos;

estas sobretensiones pueden resultar peligrosas para el equipo.

El valor de la máxima tensión a tierra bajo condiciones de falla, depende fundamentalmente de los siguientes paráme - tros del sistema:

- Resistencia de secuencia cero (Ro)
- Reactancia de secuencia cero (Xo)
- Reactancia de secuencia positiva (X1)

A continuación, se indica una fórmula aproximada para determinar una sobretensión sostenida en p.u. para el caso que - suceda una falla monofásica a tierra (Ref. R.1)

$$\left| \frac{\bar{V}_{bc}}{\bar{V}_{L-L}} \right| = \left| -1/2 + j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{Zo/Z1 - 1}{(2+Zo/Z1)} \right| \qquad F3.1$$

Donde:

$|V_{bc}|$ = Módulo de la sobretensión sostenida en las fases sanas (b,c), expresado en p.u.

$|V_{L-L}|$ = Tensión de línea en p.u.

Zo = Impedancia de secuencia cero del sistema

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva del sistema.

Resulta conveniente la utilización de curvas para determinar la elevación de la tensión, bajo condiciones de falla. En las figuras 3.1 a 3.3 , se puede encontrar dichos valores para diferentes relaciones de : $\frac{Ro}{X_1}, \frac{Xo}{X_1}, \frac{R_1}{X_1}, \frac{R_2}{X_2}$

Ref. L.6

C- Condiciones de puesta a tierra del neutro del sistema.- Dependiendo de la forma de puesta a tierra del neutro del sistema, se puede determinar en forma aproximada la tensión nominal del pararrayos. Para esto, se debe multiplicar la máxima tensión de línea del sistema por un factor que puede tomar los siguientes valores (Ref. R.2)

- Para un sistema efectivamente puesto a tierra, el coeficiente es 0,75 a 0,8.

  Se define como un sistema puesto a tierra aquel en el cual se cumplan las siguientes relaciones:

$$\frac{Ro}{X_1} < +1 \quad \text{ó} \quad \frac{Xo}{X_1} < +3$$

- Para un sistema no efectivamente puesto a tierra, el factor es 1

  Se define como un sistema no efectivamente puesto a tierra, aquel en el cual se cumplen las siguientes relaciones:

$$\frac{Ro}{X_1} > +1 \quad \text{ó} \quad \frac{Xo}{X_1} > +3$$

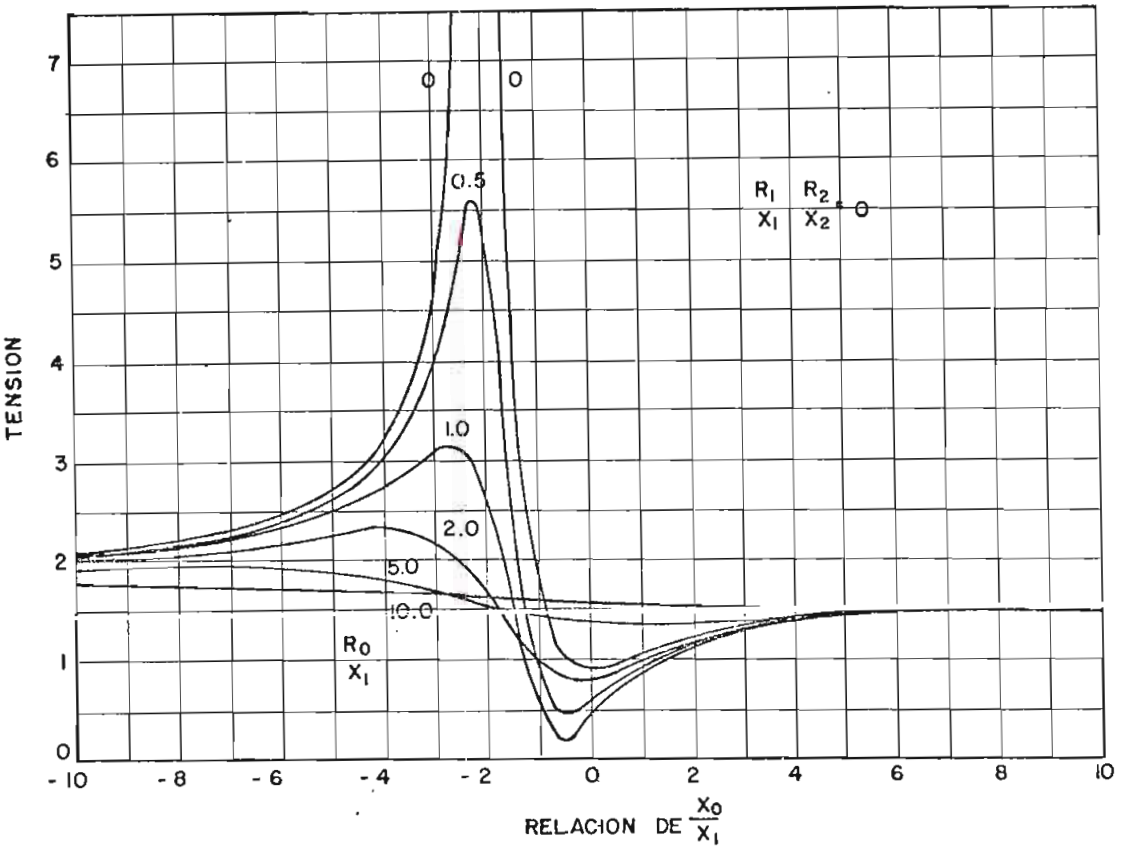


Fig. 3 - 1 (a)

TENSION DE LA FASE b A TIERRA EN EL PUNTO DE FALLA, CON CONDUCTOR DE FALLA A TIERRA, Vs IMPEDANCIA DEL SISTEMA.

LA TENSION EXPRESADA COMO UNA RELACION A LA TENSION NORMAL LINEA – NEUTRO DEL SISTEMA

$$(a)\ \frac{R1}{X1} = \frac{R2}{X2} = 0$$

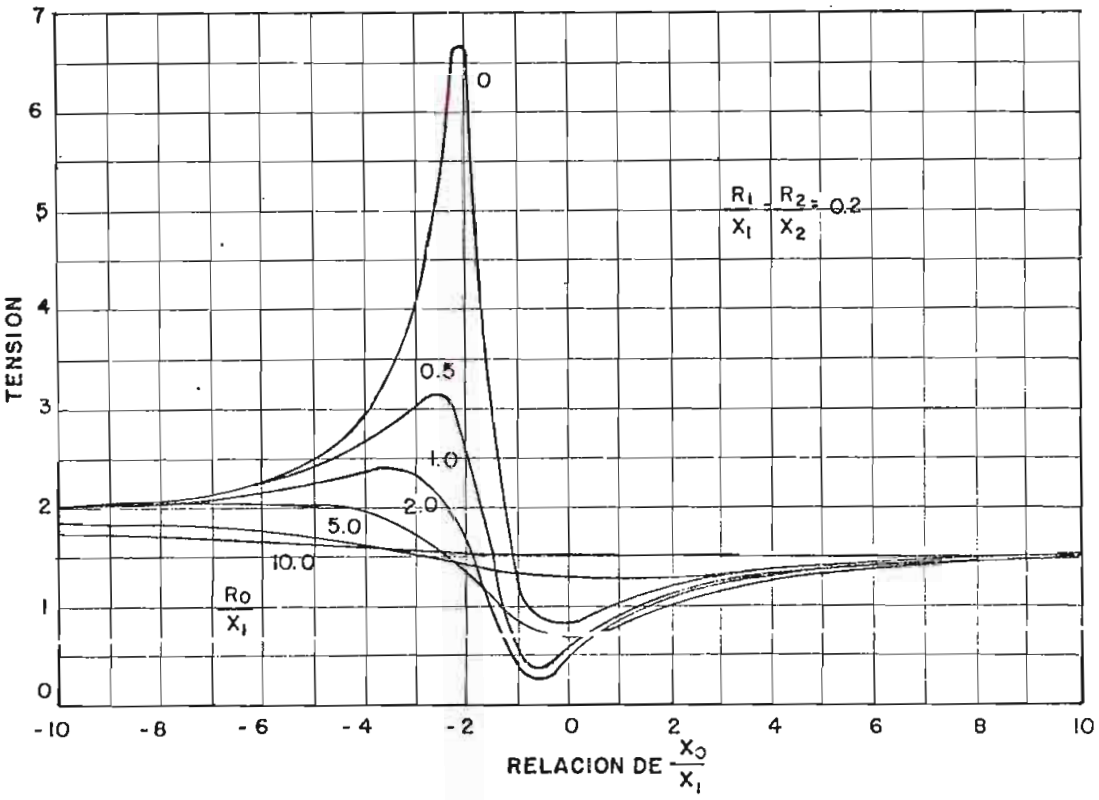


Fig. 3.1 (b)

(b) $\frac{R1}{X1} = \frac{R2}{X2} = 0,2$

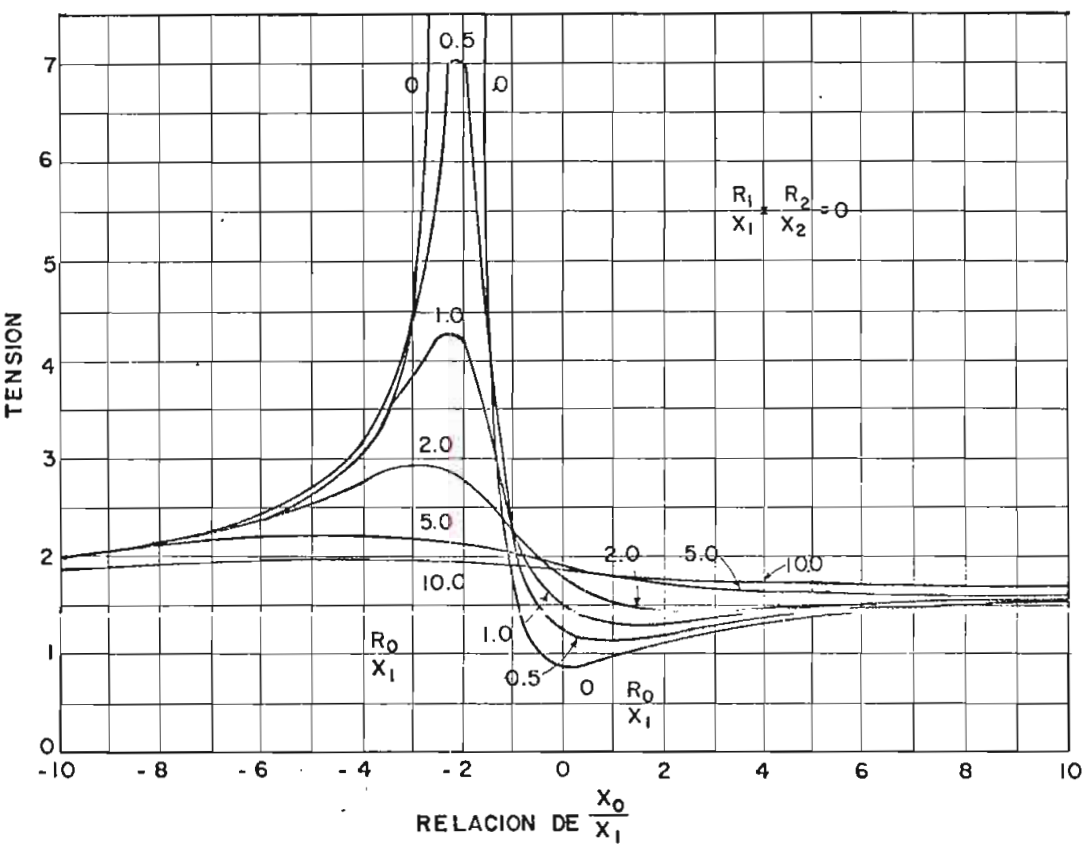


Fig. 3-2 (a)

TENSION DE LA FASE c A TIERRA EN EL PUNTO DE FALLA CON CONDUCTOR DE FALLA A TIERRA, Vs. IMPEDANCIA DEL SISTEMA. LA TENSION EXPRESADA COMO UNA RELACION A TENSION NORMAL LINEA - NEUTRO DEL SISTEMA.

(a) $\frac{R1}{X1} = \frac{R2}{X2} = 0$

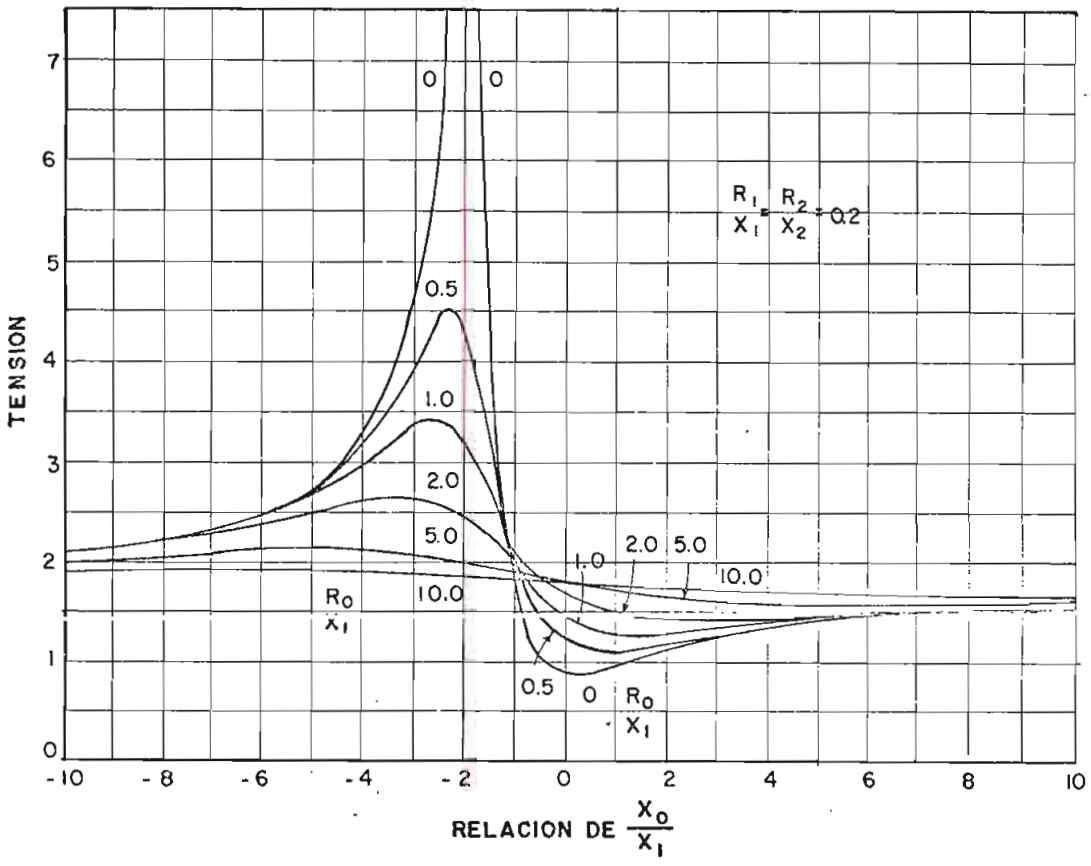


Fig. 3.2 (b)

(b) $\frac{RI}{XI} = \frac{R2}{X2} = 0,2$

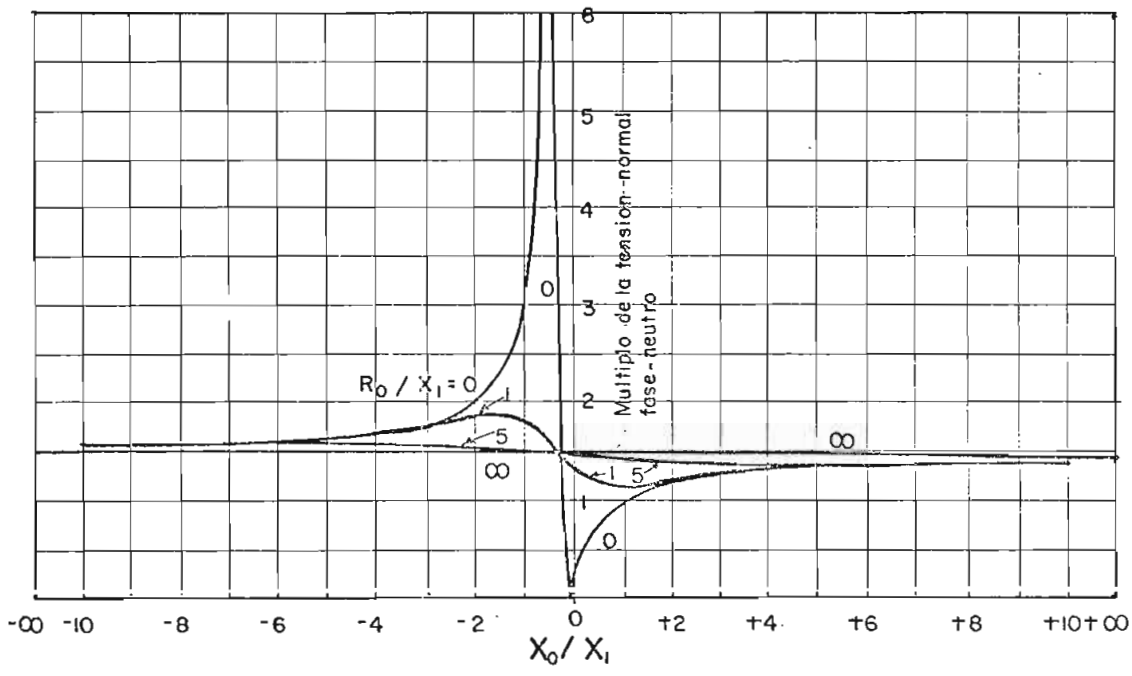


Fig. 3 – 3

TENSIONES A FRECUENCIA FUNDAMENTAL FALLA 2 Ø — T.

TENSION A TIERRA DE LA FASE SANA EN EL PUNTO DE FALLA $Z = Z2 = 0 + Y\ X1$; $Z0 = R0 + Y\ X0$; $Rf = 0$

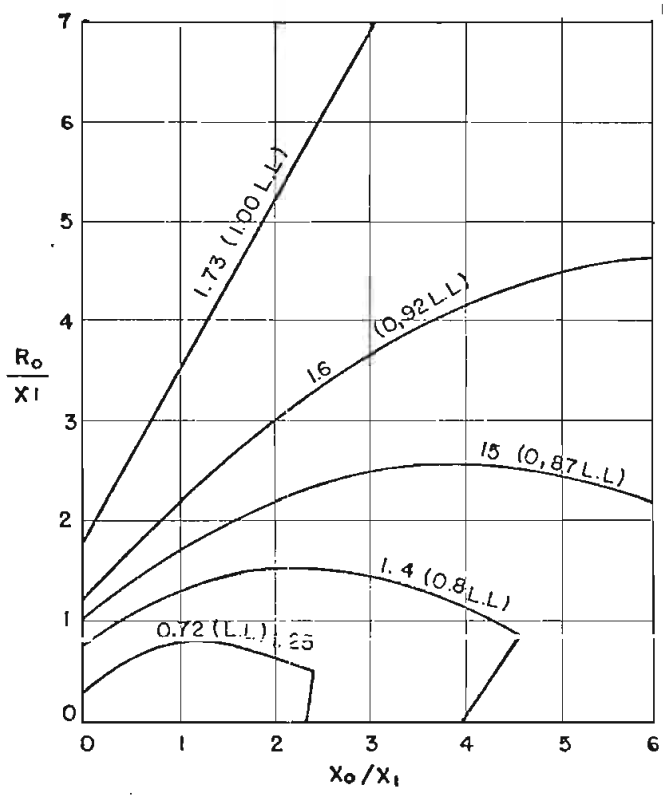


Fig. 3 - 4

TENSION SOSTENIDA LINEA - TIERRA PARA SISTEMAS PUESTAS A TIERRA EN LA REGION DE PEQUENO Xo / X1 Y Ro / X1
CURVAS PARA X2 = X1 Y R1 = R2 = 0.

- Para un sistema puesto a tierra a través de una bobina de supresión de arco, el factor es 1.1

  En general, se puede determinar dicho factor utilizando las curvas que se presentan en la figura 3.4 Ref. L.6

  En dichas curvas, se puede obtener directamente el factor por el que hay que multiplicar la máxima tensión de línea del sistema, para obtener aproximadamente la tensión nominal del pararrayos.

D- Capacidad del Pararrayos.- Debe seleccionarse también la capacidad de pararrayos.
Estas capacidades se han normalizado, siendo las de aplicación más común las siguientes:

- 1500 A

- 2500 A

- 5000 A

- 10000 A

  Los pararrayos con capacidades de 1500 y 2500 A, se utilizan para sistemas de baja tensión ($\prec$ 660 V)

  Los pararrayos de 5000 A, se utilizan generalmente en sistemas de distribución (para proteger equipo que está colocado en postes). Generalmente la tensión de operación de tales -

sistemas es de hasta 33 KV.

Algunos pararrayos con capacidad de 5000 A; tienen un aislamiento de diseño de hasta 138 KV; son los pararrayos de clase intermedia.

Los pararrayos de clase estación, son aquellos cuya capacidad es de 10.000 A, . Por seguridad se los recomienda para proteger estaciones eléctricas de gran capacidad. Se recomienda usarlos en sistema que operan desde 138 KV.

Para determinar la corriente de descarga del pararrayos, (en algún caso específico) se puede aplicar la siguiente fórmula: Ref R.3

$$I = \frac{2E - E_p}{Z} \qquad F3.2$$

Donde:

I = Corriente de descarga de pararrayos.

E = Valor cresta de la sobretensión de línea.

E_p = Tensión de contorneo del pararrayos

Z = Impedancia de la línea en estado transiente.

La resistencia del pararrayos, tiene un efecto que puede ser despreciable en la corriente de descarga. La tensión de descarga correspondiente a la corriente de descarga -

calculada puede encontrarse interpolando en las tablas - características de los pararrayos.

E- Coordinación del aislamiento.- La coordinación del aislamiento, es el proceso de comparar el esfuerzo de impulso del aislamiento con la tensión que puede ocurrir a través del pararrayos por la severidad de las descargas atmosféricas en la localización del equipo a protegerse. Ref. L.7

El tipo de tensión de impulso del aislamiento, se toma generalmente como una onda de 1.2 x 50 μs. y se la ha clasificado en valores discretos llamados nivel básico de aislamiento (BIL).

La onda de prueba que se aplica particularmente a transformadores, es una onda cortada del tipo 1.2 x 50 μs., hasta que se alcance una tensión 15% mayor que el BIL, nominal; - de esta manera, se puede comprobar si el equipo cumple con las condiciones del nivel básico de aislamiento.

Con el propósito de tener valores discretos del BIL, se ha hecho una clasificación de éstos en las normas.

Estudiaremos dos tipos de coordinación del aislamiento:

- Coordinación del aislamiento para equipo sumergido en aceite

- Coordinación del aislamiento para equipo seco.

E.1.-Coordinación del aislamiento para equipos sumergidos en Aceite.- Se enfoca este tipo de coordinación, puesto que -

los transformadores de gran capacidad y alta tensión, tienen su núcleo sumergido en aceite.

En la figura 3.5 (Ref R.1),se ha graficado la tensión Vs, el tiempo para el pararrayos y el equipo a protegerse.

La tensión de impulso de descarga del pararrayos, está comparada con la onda corta de prueba del transformador (la tensión que corresponde al BIL del transformador). Se observa en esta figura que entre esta dos curvas, debe existir un margen de protección, del cual se hablará después.

E.2. Coordinación del aislamiento para equipo seco.- En este tipo de equipo, están clasificados los transformadores de bajas capacidades y mediana tensión.

Para la coordinación del aislamiento de estos equipos, se considera que el esfuerzo de aislamiento del equipo, es - igual al BIL para todas las ondas de tensión de impulso;- así, tanto para el contorneo del aislador como para la tensión de descarga, se descarga directamente con el BIL del equipo, porque el esfuerzo de aislamiento del equipo seco no se incrementa significativamente conforme la duración de la tensión de impulso aplicada decrece. Ref. L.7

Por lo general, para una misma tensión del sistema, no es conveniente construir el equipo con aislamiento seco con el mismo BIL que el del equipo sumergido en aceite. Así,- la coordinación del aislamiento para equipo con aislamiento seco, presenta más dificultad y es más costoso que -- aquel sumergido en aceite.

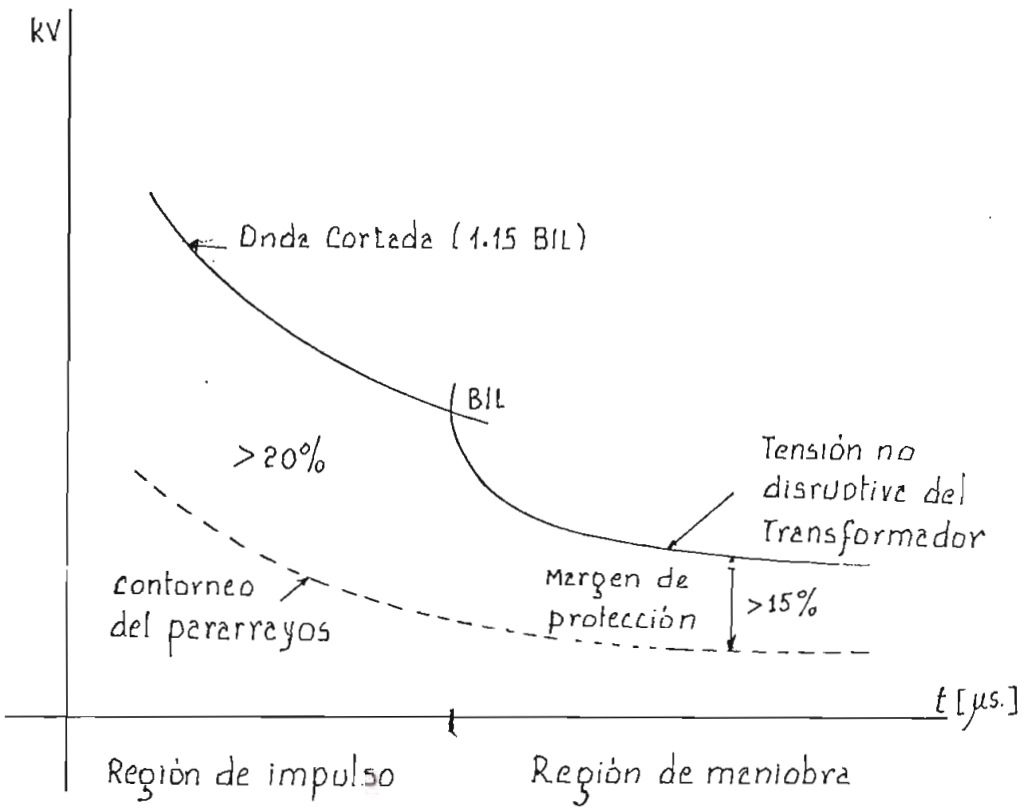


Fig. 3.5

Curvas típicas tensión Vs. tiempo para indicar las características del pararrayos, comparados con las características del equipo.

Para proteger dicho equipo se debe usar pararrayos especiales así como también es conveniente apantallar de las descargas directas los circuitos a los cuales está conectado.

E.3.- Margen de Protección. Se define como margen de protección a la diferencia entre las características de descarga del pararrayos y el nivel básico de aislamiento del equipo en cualquier instante .

El significado más útil se tiene cuando la comparación antes indicada se la hace en el instante en que esta diferencia es mínima.

Por la experiencia que los fabricantes han tenido con esta clase de equipo se recomienda que el margen de protección no deberá ser inferior al 15%. Fig. 3.5

El margen de protección toma en cuenta varios parámetros, que no pueden ser determinados con certeza tales como: el valor exacto de la máxima sobre corriente de descarga, la separación del transformador y el equipo de protección. y la reducción del esfuerzo a las tensiones causadas por la deterioración del equipo. El margen de protección deberá usarse para comparar pararrayos de la misma capacidad hechos por diferentes fabricantes o cuando se comparen diferentes tipos de pararrayos.

Para determinar el margen de protección (MP), se aplica la siguiente fórmula: REf. R.1

$$\%MP = \frac{EESM - NPP}{NPP} \times 100 \qquad F.3.3$$

Donde:

EESM = Esfuerzo del equipo por sobretensiones de maniobra = 0,83 x BIL

NPP = Nivel de protección de pararrayos = $1,67 \times \sqrt{2}$ x tensión nominal del pararrayos

NPP = $1,58 \times \sqrt{2}$ x tensión nominal del pararrayos para tensión del sistema superiores a 500 KV

3.1.2.2.- Localización de los pararrayos.- Existen algunos parámetros que inciden en la distancia permisible de separación sobre los pararrayos y el transformador. - Estos factores son los siguientes: Ref. R.3

- Magnitud y razón de elevación de la tensión transiente de entrada.
- Características de protección del pararrayos.
- Capacidad transitoria del transformador
- Forma de onda y magnitud permisible de tensión en el transformador.
- Impedancia de la línea de transmisión, barras y, conductores que conecta el pararrayos.
- Tensión nominal del sistema.

A continuación y a manera de ejemplo, se presentará un cálculo simple con la finalidad de objetivizar la forma de seleccionar el pararrayos apropiado.

Para ello se considerará un sistema de 138 KV, un transformador de 450 KV BIL y los parámetros del sistema son:

$$\frac{Xo}{X_1} = 3,0 \qquad \frac{Ro}{X_1} = 1$$

En la figura 3.4, se puede ver que para seleccionar el pararrayos, el factor es 0,8; por lo tanto, inicialmente se escogerá un pararrayos 108 KV de tensión nominal.

1.- Chequeo del margen de protección.

$$EPSM = 0,83 \times 450 = 373,5 \text{ KV}$$

$$NPP = 1,67 \times \sqrt{2} \times 108 = 255 \text{ KV.}$$

$$\% MP = 100 \times \frac{373,5 \quad 255}{255} = 46,4 > 15\%$$

En primera instancia, el pararrayos seleccionado, cumple con las condiciones del margen de protección.

2.- Chequeo de la sobretensión sostenida para condiciones de falla monofásica a tierra.

En la figura 3.2 (a) se tiene para los parámetros del sistema $\frac{Xo}{X_1} = 3$ y $\frac{Ro}{X_1} = 1$, que la sobretensión sostenida = 1,4 pu

Además tenemos:

Máxima tensión de operación = 138 x 1.05 = 144,9 KV

Por lo tanto:

$$\text{Máxima sobretensión sostenida} = 1,4 \times \frac{144,9}{\sqrt{3}} = 117,12$$

117,12 KV > 108 KV.

Se requerirá el pararrayos inmediantamente superior para - 120 KV.

Para este pararrayos tenemos:

$$NPP = 1,67 \times \sqrt{2} \times 120 = 283,4 \text{ KV}$$

$$\% MP = 100 \times \frac{373,5 - 283,4}{283,4} = 30,7\% > 15\%$$

Por lo tanto, el pararrayos apropiado es el de 120 KV de tensión nominal.

3.2.- PROTECCIÓN PARA SOBRECARGAS.- Los transformadores según las recomendaciones de los fabricantes pueden adquirir sobre cargas durante cierto tiempo sin disminución de su vida útil conforme se indicó en la sección 2.4. En general, se vió que - la sobrecarga admisible del transformador depende de varios factores, entre los que se destacan la temperatura a la cual este trabaja y su ciclo de carga.

Una de las formas de detectar la sobrecarga, es la de medir la temperatura que se alcance en el punto más caliente de - los enrollados del transformador. Para este objeto los transformadores de gran potencia (mayores de 5 MVA) poseen dos - diales de temperatura uno de los cuales detecta la temperatura, en el punto más caliente del enrollado, y el otro la temperatura media de los enrollados.

Si la sobrecarga excede los límites dados por el fabrican te , tanto en valor como en duración de ésta, es necesario que se de una alarma, se conecte los ventiladores o se des conecte el transformador según sea la intensidad y dura - ción de la sobrecarga.

Las protecciones más usadas para sobrecarga son:

- Directa e
- Imagen Térmica.

2.a 3.2.1.- Protección Directa.-

El transformador se protege contra sobrecargas mediante re lés térmicos. cuya aplicación tiene mayor significado en - transformadores de potencia no muy importantes.
Los relés térmicos tienen elementos bimetálicos cuya ca - racterística de calentamiento es similar a la del transfor mador que está protegido. Estos relés se energizan con la corriente de carga del transformador y tienen una caracte rística tiempo- corriente que trata de reproducir las con- diciones de carga y calentamiento de aquel. Re. L.8

2.b 3.2.2.- Protección de Imagen Térmica.

Este tipo de protección se utiliza para transformadores de potencia importantes. En esta protección se mide la máxima temperatura del aceite más la diferencia del enrollado.

El dispositivo utilizado para protección por imagen térmica. está formado por un bulbo detector el cual se coloca en un

receptáculo lleno de aceite en la zona del aceite caliente, en la parte superior del tanque del transformador. El equipo posee además una resistencia de calefacción por la que circula una corriente proporcional a la del enrrollado que se mide y permite tomar la temperatura de diferencia del enrrollado,.

El equipo relacionado con esta protección dispone de dos ajustes: uno que da alarma y es el de más baja calibración y otro que ordena la desconexión del transformador. Ref. L.8
La figura 3.6 es un esquema de la conección de este tipo de protección. Ref. R.4 .

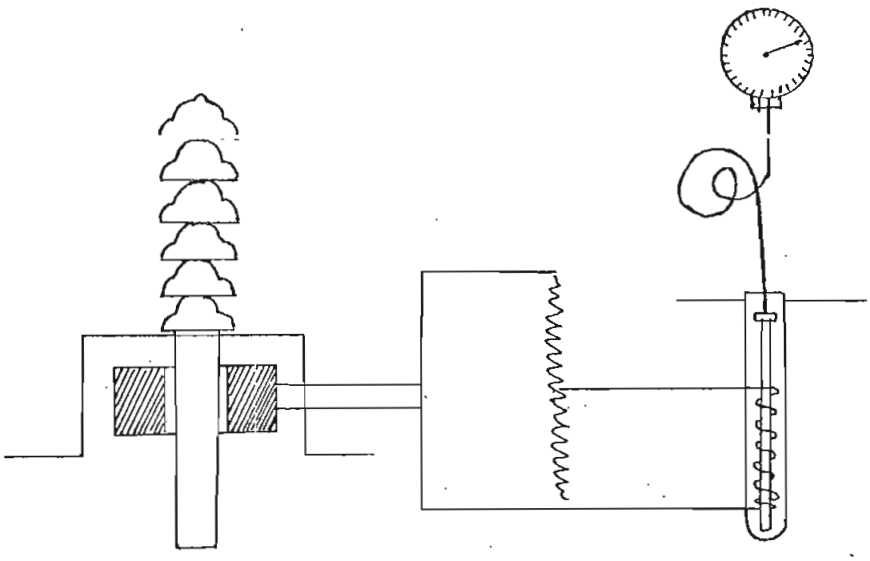


Fig. 3.6

PROTECCION DE IMAGEN TERMICA PARA TRANSFORMADORES.

En esta figura se observa el bulbo detector o sonda de medida unido a un termómetro de cuadrante mediante un tubo capilar. El bulbo contiene un calefactor que se alimenta a través de un autotransformador, el que a su vez recibe alimentación de un transformador de corriente, el cual está montado en un terminal bushing del transformador de potencia. Ref. - R.4

3.3.-Recomendaciones.- Cuando se utilice relés térmicos, y para - el caso de cargas equilibradas, será suficiente instalar un - solo relé de preferencia en la fase central del transformador.

3.4. PROTECCIONES PARA CORTOCIRCUITOS EXTERNOS.-

Para proteger al transformador de fallas externas que pueden persistir durante un tiempo largo y que además estén alimentadas por éste, es necesario utilizar una protección de respaldo.

La protección contra circuitos externos se realiza mediante relés de sobrecorrientes de fase, y en el caso de que la magnitud de corriente de falla a tierra lo justifique se agrega una protección de sobrecorriente residual;además se puede realizar esta protección utilizando relés de distancia.

3.4.1 Protección con relés de sobrecorriente.

Los relés de sobrecorriente utilizados deben ser energizados desde transformadores de corriente diferentes de aquellos - utilizados para la protección diferencial o para otro tipo - de protección. Ref. L.8

Generalmente estos relés se ubican en el lado de baja tensión en el caso de que la fuente de alimentación a la falla, esté

en el lado de la alta tensión , con el objeto de que no es tén afectados por la corriente de energización en vacío, de esta forma, éstas corrientes no influirán en la elección de los ajustes de la corriente mínima de operación. ni en los tiempos de operación.

Cuando un transformador está provisto de protección de so brecorriente en vez de diferencial la misma protección de sobrecorriente puede emplearse como respaldo, pero este ti po de protección tiene poca sensibilidad.

En general. la protección de respaldo descrita en el párra fo anterior es simple y de bajo costo y su aplicación es tá limitada a transformadores de baja capacidad, debido a su poca sensibilidad, la cual se debe al retardo de tiempo que se introduce en los ajustes de los relés con el objeto de permitir sobrecargas del sistema para coordinarlo con - los demás elementos del sistema de potencia. Este tipo de relés se los ajusta para magnitudes que varían en el orden del 200% al 300% Ref. R.4

En el caso de protección a transformadores de tres devana- dos, no es aconsejable utilizar este tipo de protección, (mediante relés de sobrecorriente) debido a que por falla a tierra por el enrrollamiento terciario pueden circular corrientes elevadas. Ref. R.4

Cuando el transformador está conectado a más de una fuente de alimentación a fallas , se instala una protección de res paldo en cada uno de sus interruptores,y muchas veces se utilizan relés de sobrecorrientes direccional con el obje- to de hacer la protección más efectiva

3.4.2.- Protección con relés de distancia.

Otra forma de protección del transformador,es el uso de relés de distancia ,la cual se usa cuando hay dificultad en la calibración de relés de sobrecorriente. En este caso la calibración debe hacerse de tal manera que el alcance de los relés brinde protección a una parte del transformador,puesto que si se hiciera la protección total,el sobrealcance puede producir operaciones no deseadas de los interruptores para fallas en los alimentadores cercanos al transformador.

3.5.- PROTECCION PARA CORTOCIRCUITOS INTERNOS DEL TRANSFORMADOR.

Generalidades. Las fallas internas del transformador se clasifican básicamente en dos tipos:

- Fallas en las terminales.
- Fallas en los enrrollados .

Las fallas en los enrrollados de los transformadores, son en su mayoría fallas a tierra o fallas entre espiras ; la intensidad de la corriente de la falla a tierra depende del tipo de conexión del transformador y de la forma de puesta a tierra del sistema eléctrico de potencia al cual está conectado el transformador. Además de las mencionadas fallas, pueden ocurrir cortocircuitos entre fases, ocasionados por arcos en los bushings y por fallas en los equipos de cambiadores de derivación.

Otro tipo de fallas internas, de menor gravedad que las -

señaladas anteriormente, son las fallas en el núcleo por averías en la aislación entre láminas, y fallas en el aceite por obstrucciones en su circulación. Estas fallas a pesar de no constituir un peligro inminente, deben despejarse antes de que se conviertan en un peligro mayor.

Los tipos de protección a utilizarse para detectar y dar la orden de despeje de fallas internas, son las siguientes:

- Protección Diferencial
- Protección Buchholz
- Protección con relés de presión súbita
- Protección con fusibles.

3.5.1.- Protección DIferencial

Generalidades.- El sistema de protección diferencial, se basa en el principio de balance o comparación de las corrientes en los terminales del equipo a protegerse.

El esquema general se da en las figuras 3.7 y 3.8 Ref. R5

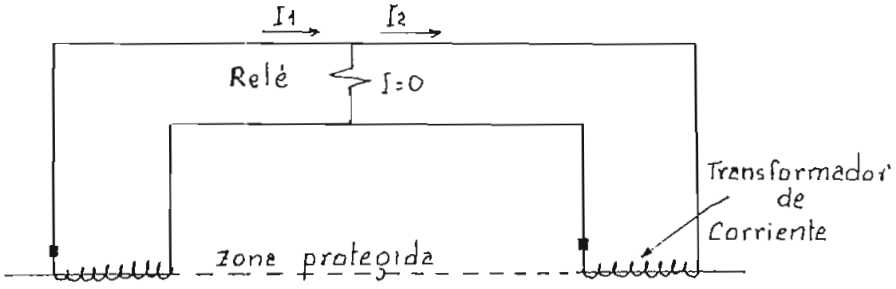


Fig. 3.7.
ESQUEMA DE PROTECCION DIFERENCIAL
EN CONDICIONES NORMALES.

En condiciones normales, la corriente fluye en el equipo a protegerse, conforme se indica en la figura 3.7

Para condiciones de falla externa al equipo, la corriente fluiría incrementada, pero con el mismo sentido relativo del caso normal, por lo cual el relé no operaría.

Si la falla es interna al equipo protegido, la corriente se invierte en un lado, descalibrando el balance normal y haciendo que fluya una corriente (I_D) en el relé, desde los puntos 1 a 2 , conforme se indica en la figura - 3.8.

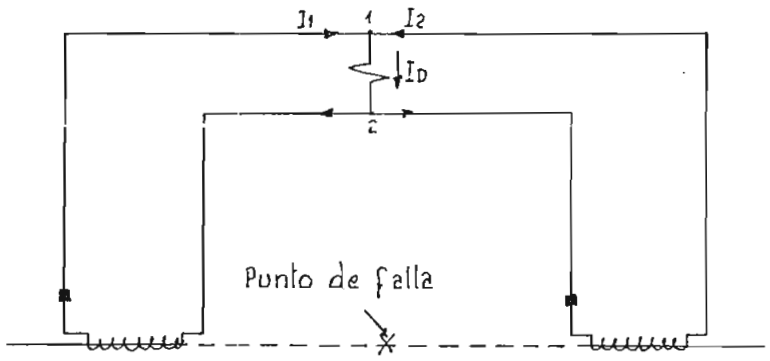


Fig. 3.8
ESQUEMA DE PROTECCION DIFERENCIAL PARA CONDICIONES DE FALLA INTERNA.

Si ésta corriente excede el valor mínimo de puesta en trabajo del relé, (pick up), éste operará para disparar al - disyuntor y desconectará al equipo bajo falla.

En realidad cualquier relé puede funcionar como diferencial, no siendo necesario que éste sea de un tiempo especial, ya que la operación la da más bien el tipo de conexión; así - por ejemplo, la protección diferencial puede efectuarse mediante relés de sobrecorriente.

Debido a las restricciones que existen cuando se usa relés de sobrecorriente en un esquema de protección diferencial, se utilizan preferentemente relés con bobinas de retención, a los que se les ha denominado relés diferenciales.

A.- Protección diferencial con relés de sobrecorriente .- El - principio de operación de un esquema de protección diferencial, utilizando relés de sobrecorriente, es el que se indica en las figuras 3.9 y 3.10 .

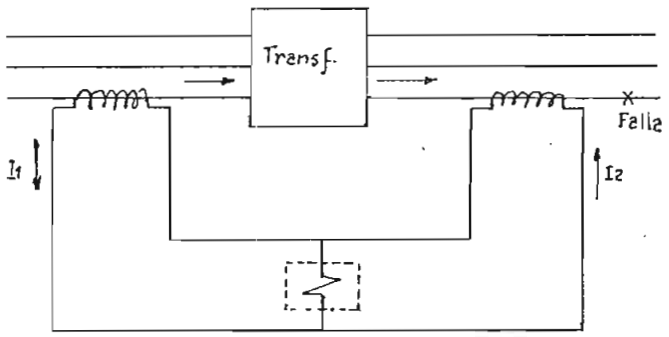


Fig. 3.9

Protección diferencial con relés
de sobrecorriente (falla externa)

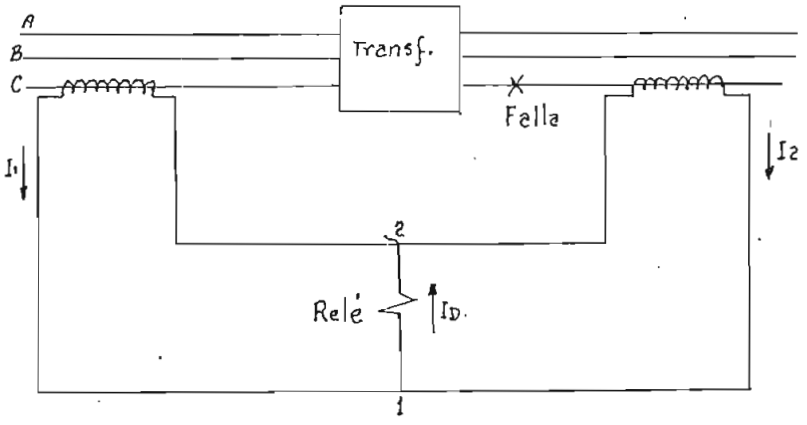


Fig. 3.10

Protección diferencial con relés de sobrecorriente (falla interna).

Para escoger relés de sobrecorriente en protección diferencial, deben tomarse en cuenta los siguientes puntos:

- Los relés usados para esta protección, deben poseer un mayor grado de sensibilidad que los convencionales para detectar fallas a tierra que pueden generarse al ocurrir entre fases, o fallas trifásicas. Pero debe cuidarse de este valor de selectividad, ya que un valor fino de aquel puede restringir su uso en bajas corrientes o en calibraciones rápidas.
- Para protección fase - fase, el uso de relés de sobrecorrientes tiene definidas limitaciones, ya que las consideraciones de sensibilidad y velocidad de operación, deben coordinarse sobre un valor de corriente máxima de carga, y debe al mismo tiempo,ser selectivo respecto a otros relés del sistema.

El principio de operación de este sistema, es el indicado en generalidades del punto 3.4.1

B Protección mediante relés de porcentaje diferencial.-

Generalidades .- Los relés diferenciales, de acuerdo al tipo de equipos que protejan, toman diferentes formas, y operan cuando el fasor diferencia de dos o más magnitudes eléctricas similares, excede una cantidad predeterminada. R.5.

La figura 3.11, nos indica el diagrama de conexión para - un relé diferencial.

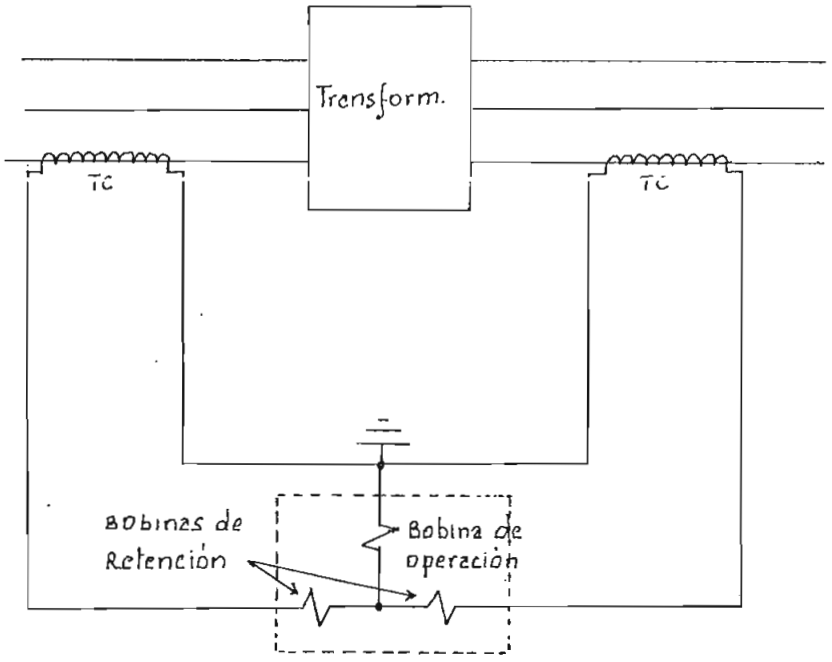


Fig. 3.11

ESQUEMA GENERAL DE LA PROTECCION DIFERENCIAL

Para analizar el funcionamiento de un relé diferencial, se supondrán dos tipos de fallas: una interna y otra - externa en la zona protegida.

La figura 3.12, ilustra el caso de una falla externa a la zona protegida; puede observarse que para este tipo de falla, no hay circulación de corriente por la bobina de operación , y por lo tanto el relé no operará siempre y cuando los transformadores de corriente sean de la relación apropiada y estén conectados convenientemente.

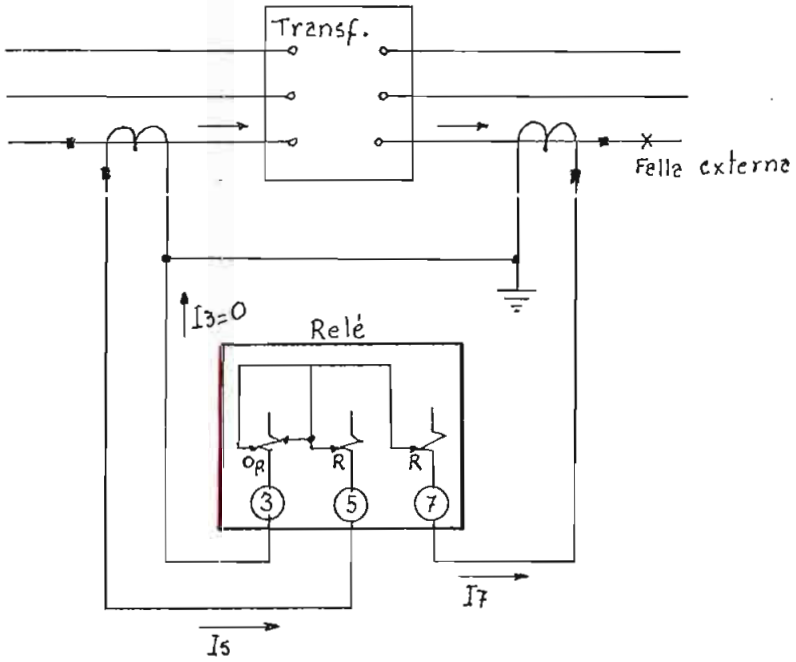


Fig. 3.12

FALLA EXTERNA A LA ZONA PROTEGIDA.

La figura 3.13., indica el caso de una falla interna a la zona protegida; en esta figura puede observarse que por - la bobina de operación circula corriente cuya magnitud es igual a la diferencia de corrientes que entran y salen de la zona protegida, dividida por la relación de transformación. El relé funcionará si la corriente tiene un valor - superior a la mínima corriente de la puesta en trabajo.

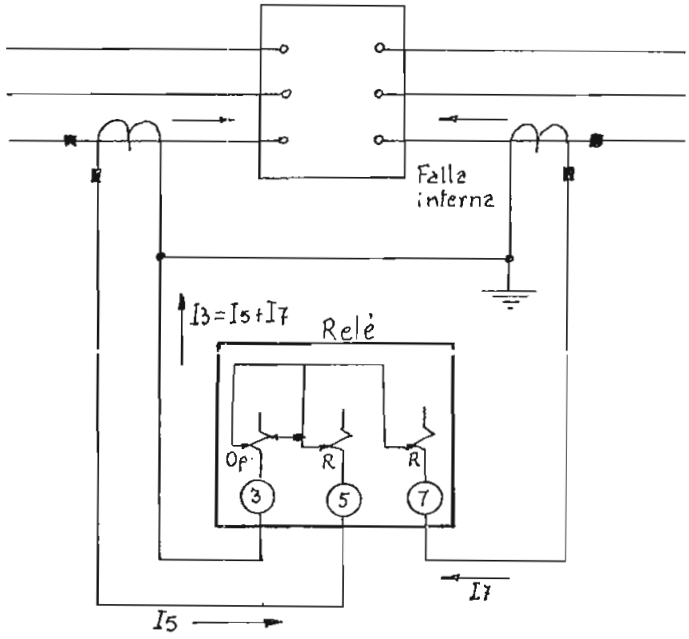


Fig. 3.13

FALLA INTERNA EN LA ZONA

PROTEGIDA.

La forma más utilizada de relé diferencial, es la de porcentaje diferencial, que es básicamente un relé de equilibrio de sobrecorriente con una salida en el tap medio de la bobina de retención, según se indica en la figura 3.14 Ref.

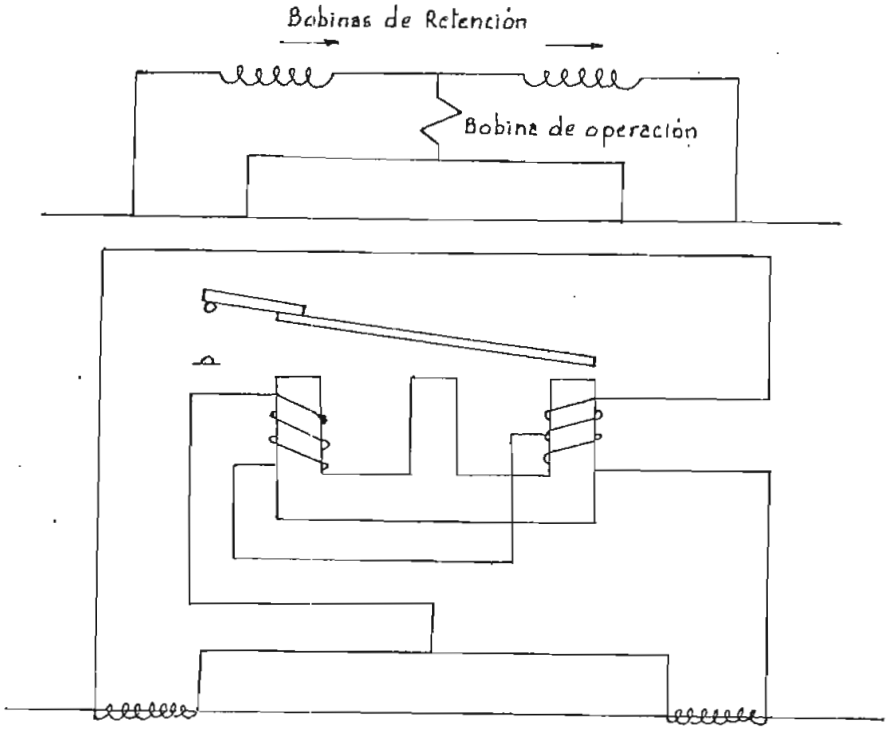


Fig. 3.14
RELE DE PORCENTAJE DIFERENCIAL

El valor mínimo de la corriente que debe circular por - la bobina de operación para que funciones el relé, es - variable debido al efecto de la bobina de retención. Es ta corriente es proporcional a $I_1 - I_2$, y la equivalen te en la bobina de retención, es proporcional a $1/2 (I_1 + I_2)$. Una característica típica de operación de éste relé es la que se aprecia en la figura 3.15. En ella puede observarse que la corriente diferencial es un porcentaje fijo respecto a la corriente promedio de - retención, excepto para bajas corrientes, en donde tiene mayor efecto el resorte de retención.

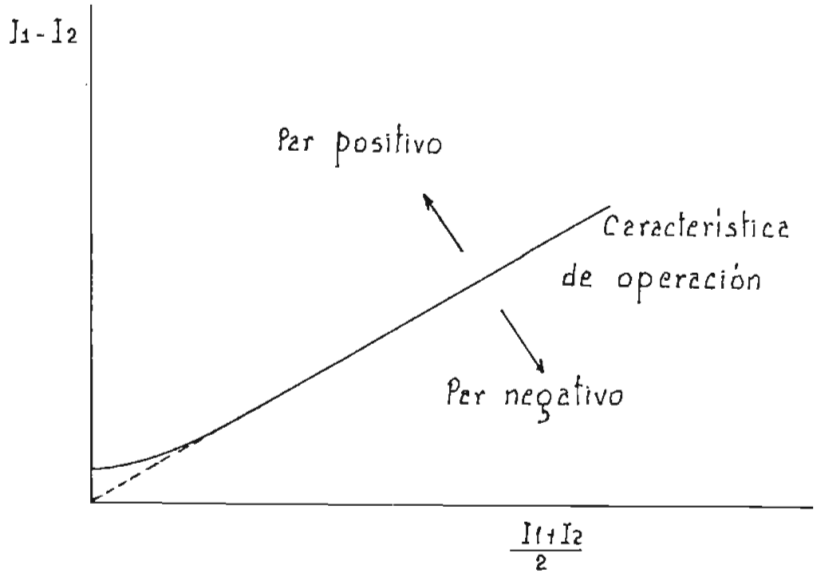


Fig. 3.15
CARACTERISTICAS DE OPERACION DE UN RELE
DE PORCENTAJE DIFERENCIAL.

Los relés diferenciales, son en general del tipo instantáneo, ya que no se requiere de acción retardada para su funciona - miento.

De acuerdo a sus aplicaciones particulares, se fabrican con - elementos direccionales, con filtros de corriente contínua, - filtros para armónicas, etc.

C.- Aplicación de la protección diferencial en transformadores.-

En condiciones normales, las corrientes entre los enrrollados tendrán una relación precisa, dependiendo de la razón de transformación, sinembargo, al ocurrir una falla, ésta se alterará en magnitud y en muchos casos en signo, de tal manera que circulará una corriente diferencial a través de los relés, que dará, de acuerdo a su calibración, la orden de desenergización mediante un relé auxiliar de reposición manual con el objeto de evitar que se conecten en forma inadvertida al transformador. Para aislar el transformador, éste debe instalarse con interruptores tanto en alta como en baja tensión.

Los principales problemas que aparecen en la calibración de los relés usados para la protección diferencial son los siguientes:

- Diferencias en magnitud y ángulo de las corrientes que entran y salen del transformador.

- Corriente de magnetización

- Corriente de energización en vacío.

La diferencia de ángulo de las corrientes que entran y salen del transformador, se compensa conectando los transformadores de corriente de modo que se anula esa diferencia, así por ejemplo , si un transformador de potencia es de conexión Δ/ Y, los transformadores de corriente se conectarán en forma inversa, es decir Y/Δ . Con esta conexión de los transformadores de corriente se logra además bloquear la corriente de secuencia cero que circula en el lado estrella para que un cortocircuito externo al transformador, que involucre tierra no lle

gue al relé , ya que no tiene compensación con la corriente del lado delta, en el que únicamente circula corrientes de secuencia positiva y negativa.

En algunos exquemas de conexión se utilizan transformadores de corriente auxiliares, para compensar dichas diferencias.

En la figura 3.16, podemos observar que existe circulación de corriente cero en el circuito diferencial, para una falla, externa a la zona protegida. En dicha figura, se puede ver la circulación de corriente que existe en el circuito diferen - cial para el caso de la conexión estrella. Ref. R.4

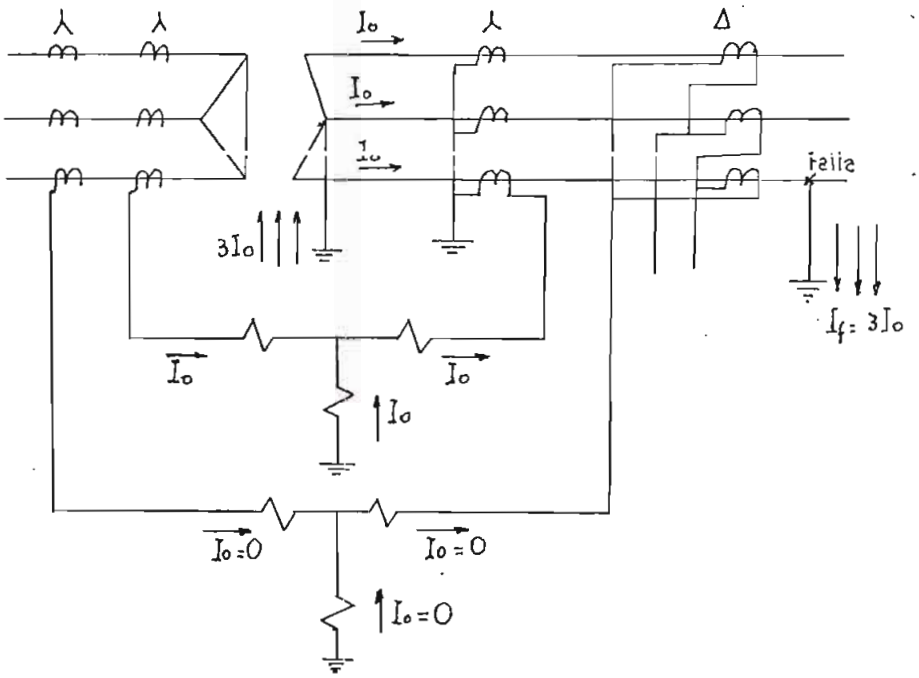


Fig. 3.16

Circulación de corriente de secuencia cero en el circuito diferencial (Conexión de los T.C. Y-Δ, Δ-Y)

Las diferencias en magnitudes de las corrientes, pueden corregirse eligiendo las relaciones de transformación de los transformadores de corriente en razon inversa a la relación de transformación de potencia. Esta práctica conduce a razones de corriente que muchas veces no son las normalizadas, por lo cual es práctica común usar relés diferenciales que tengan derivaciones en los enrrollados, o utilizar transformadores de corriente auxiliares, cuyas relaciones corrijan las mencionadas diferencias.

Al energizar un transformador en vacío éste actúa como una simple inductancia; en esas condiciones pueden circular corrientes sumamente altas, que tienen una corta duración. Estas corrientes, debido a las condiciones del medio magnético del transformador, tienen un gran contenido de armónicas, por lo que su forma es distorsionada. El más alto porcentaje de armónicas, corresponde a la 2a , la cual puede llegar a un 63% de la fundamental, siguiéndole la tercera con un - 27% . Ref. L.8.

Puesto que esta corriente produce en los relés diferenciales el mismo efecto de una falla interna, en necesario, para evitar una falsa operación, désensibilizar los relés cuando se conecta el transformador.

Existen en la práctica algunas alternativas tendientes a lograr éste propósito. Estas alternativas son las que a continuación se indican.

1.- Construir relés que tengan un pick-up más alto para ondas - desplazadas y de operación retardada. Como ejemplo de esto , existen relés con filtros apropiados, que tienen la particu-

laridad de ser poco sensible a la 2a armónica. Como la corriente de inrush tiene un alto contenido de armónica y especialmente de 2a armónica, (como se indicó anteriormente), tendrá poco efecto sobre el relé. Esta característica, unida a un tiempo de operación de 5 a 6 ciclos, hace que el relé sea prácticamente insensible a la corriente de inrush.

2.- Otra alternativa, es emplear un relé auxiliar de voltaje que bloquea durante un período de tiempo la operación del relé diferencial. En la figura 3.17, muestra el esquema de una protección diferencial para transformadores en base a dicho relé. Ref. R.6

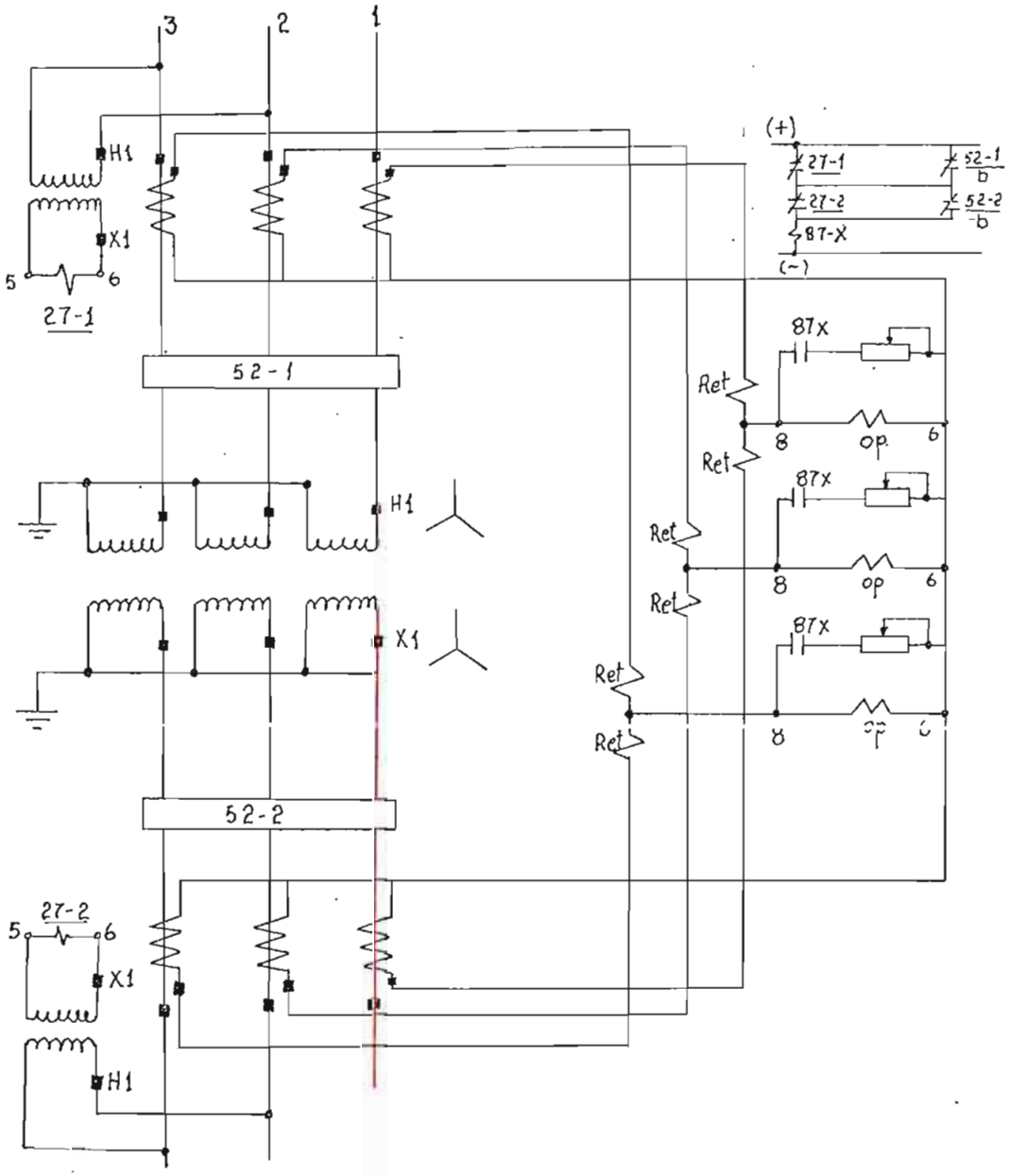


Fig. 3.17

Protección diferencial de un transformador mediante relés con dispositivo de desensibilización.

El equipo de desensibilización del esquema consta de un transformador de potencia, un relé de bajo voltaje (27) y un contacto auxiliar tipo "b" del interruptor por cada barra desde la cual el transformador puede ser energizado. Estos dispositivos controlan la operación de un relé auxiliar 87 X, cuyos contactos se cierran en forma instantánea y se abren con cierto retardo (ajustable entre 0,5 y 3 seg.), Cuando los contactos del 87 cierran, conectan las resistencias de desensibilización en paralelo con las bobinas de operación; lo cual tienen por efecto subir el pick - up del relé diferencial puesto que parte de la corriente de operación pasa ahora por las resistencias. La magnitud de la desensibilidad, se gradúa con la resistencia.

Suponiendo que se desenergice el transformador abriendo el interruptor 52-1. Al operar el interruptor cierra su contacto auxiliar $52\text{-}1_b$ y, como el relé 27.2 queda sin tensión, cierra su contacto. con lo cual queda energizado el relé auxiliar 87 X que opera; las resistencias cortocircuitan las bobinas de operación quedando así desensibilizado el relé diferencial.

Cuando se energiza el transformador, se cierra el interruptor 52-1; se abren los contactos $52\text{-}1_b$ y 27-2 , quedando desenergizado el relé 87 X, ya que también se encuentra abierto el contacto del 27-1 .

Los contactos del 87 X no abren inmediatamente, sino después de cierto tiempo, al cabo del cual el relé recupera su sensibilidad.

El ajuste del tiempo depende de la rapidez con que le amortigua la corriente de inrush.

3.- Otra alternativa para que el relé no opere en el período de energización del transformador en vacío consiste en la utilización de relés provistos de un sistema de retención de armónicas.

En la figura 3.18 se ilustrará los fundamentos de este procedimiento; en ella se representa en forma esquemática el diagrama de conexiones de un relé de este tipo. Ref. R.6

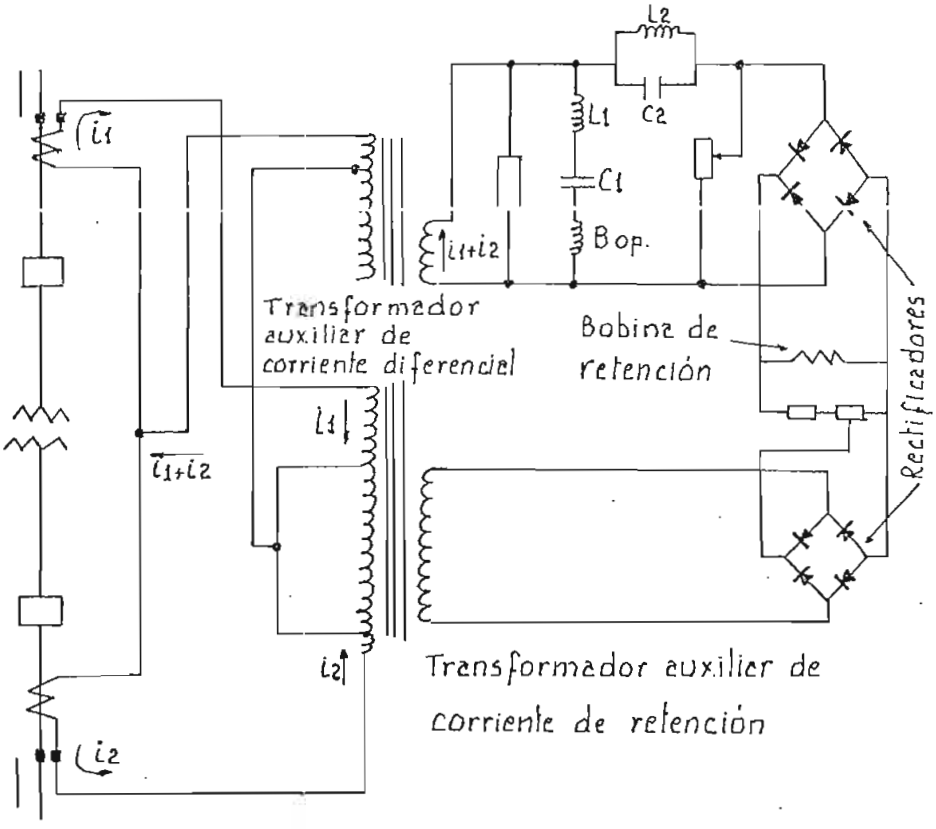


Fig. 3.18

Diagrama esquemático de un relé con retención de armónicas.

Se puede observar en dicha figura que la corriente entra al relé a través de un transformador de corriente auxiliar La corriente diferencial circula a través del primario de dicho transformador. mientras que la secundaria queda aplicada al circuito discriminador de armónicas. Este último consta esencialmente de 2 ramas conectads en paralelo. - La primera está formada por la bobina de operación del relé en serie con un condensador C1 y una inductancia L1 El condensador y la inductancia forman para la frecuencia fundamental, un circuito resonante serie, el cual permite el paso de la corriente de frecuencia fundamental, mientras - que para las armónicas representa una muy alta impedancia.

La segunda rama está constituída por la bobina de retención y por un circuito paralelo, resonante a la fundamental formado por un condensador C2 y una inductancia L2. Este - circuito bloquea la onda de frecuencia fundamental y deja pasar las armónicas hacia la bobina de retención. De esta manera la corriente de inrush. producirá debido a su alto contenido de armónicas, un fuerte torque de retención sobre el relé,impidiendo su operación.

D.- Criterios para la selección y aplicación de la protección diferencial.-

Según la fábrica Westinghouse. se tiene las siguientes recomendaciones para escoger el tipo de relé, especificar la precisión y la capacidad de los transformadores de corriente, y la forma en que deberá efectuarse la conexión y calibración del relé. Ref. R.7

- Para subestaciones remotas, en las cuales la corriente transitoria de arranque no tiene un valor apreciable, se recomienda el uso de relés con reducida sensibilidad a dicha corriente.

- Para subestaciones cercanas a los centros de generación, es recomendable utilizar relés con restricción de armónicas-

- En los transformadores de corriente con derivaciones múltiples se debe seleccionar la derivación que con carga máxima de 5 amperios; con ello se logra una buena sensibilidad y no se producirá problemas térmicos en los transformadores de corriente, y conductores. Se puede lograr una mejor sensibilidad mediante la selección de una derivación que de más de 5 amperios a máxima carga, debiendo tener cuidado que la capacidad de los transformadores de corriente, conductores, relés, sea la adecuada. Para determinar la capacidad contínua del relé, se deberá considerar la máxima sobrecarga permitida en el tiempo de dos horas, tiempo en el cual el relé alcanzará su temperatura final.

- Si la carga conectada a la carga de los transformadores de corriente excede de su capacidad, deberá escogerse una relación de transformación más alta; por esta razón es necesario comprobar que la carga conectada al secundario de los transformadores de corriente, sea compatible con su capacidad.

- En condiciones equilibradas, los relés deberán conectarse para recibir las corrientes que entran y salen, que están en fase.

- Las derivaciones de los relés o las relaciones de los transformadores de corriente, deberán ser lo más cercanas a las relaciones de corriente para condiciones de máxima carga equilibrada .

Cuando existan más de dos enrrollados , deberán considerarse - todas las combinaciones dos a la vez.

E.- Calibración del relé diferencial.-

Información requerida.- Con la finalidad de seleccionar las derivaciones de un relé diferencial, se hace necesario conocer la siguiente información:

- Potencia Nominal Máxima del transformador. (KVA)

- Corriente máxima de falla externa.

- Tensión Nominal del transformador de potencia (Vh, Vi, VI)

- Relación del transformador de corriente; se debe conocer la - máxima derivación (N_T).

- Clase de precisión de los transformadores de corriente.

- Resistencia de los conductores de conexión a una temperatura de 25°C (R_L) (Cuando se usa la curva de excitación, se debe incluir la resistencia de los devanados de los transformadores de corriente)

- Conexión de los transformadores de corriente (Estrella o - Delta).

- Resistencia del devanado secundario de los transformadores de corriente.

Procedimiento para realizar la calibración de los relés.-

1.- Se debe seleccionar la derivación del transformador de corriente cuando se utilicen transformadores de diferente relación, conforme se indicó en el punto D.

2.- Seleccionar las derivaciones del relé, en relación de la corriente de éste (I_R), debiendo tener cuidado que I_R no exceda la capacidad nominal contínua del relé.

3.- Determinar el error de acople (M). Para ello es necesario examinar el porcentaje de la corriente de acople con la finalidad de comprobar que las derivaciones del relé seleccionadas, tienen un márgen de seguridad adecuado. El porcentaje de acople (M), se puede determinar mediante las siguientes relaciones:

- Para bancos de dos devanados:

$$M = \left(\frac{IL/_{IH} - TL/_{TH}}{S} \right) \times 100 \qquad \text{F. 3.4}$$

Donde:

I_L , IH = Corrientes de entrada al relé, calculadas en la misma base (KVA) para los lados de baja y alta tensión del transformador, respectivamente.

T_L , T_H, = Derivación elegida en el relé para los lados de alta y baja tensión respectivamente.

S = Término de menor valor de las relaciones I_L / I_H 0 T_L / T_H

Cuando se requiera, los valores de la corriente de acople - deben reducirse cambiando las derivaciones de los transformadores de corriente o agregando transformadores de corriente auxiliares.

El error de acopletotal, incluyendo el porcentaje de error del cambio de derivaciones automático del transformador, - no debe exceder del 15% para una sensibilidad del relé del 30%; se puede permitir un error de acople total del 20% para una sensibilidad del relé del 35% .

Cuando el transformador efectúa cambios bajo carga, la calibración deberá efectuarse tomando para el cálculo la derivación central o del punto neutro.

4.- Chequear el comportamiento del CT

La relación del error no debe exceder al 10% cuando fluya la máxima corriente de falla externa. Un método seguro es usar las curvas.

RCF. Cuando se usa precisión deberá cumplirse que:

$$\frac{[Np\ Vcl - (Iext - 100)\ Rs]}{Iext} > Zt. \qquad F.3.5$$

Donde:

Np = N/NT Proporción de las vueltas totales usadas

Vcl = Clase de precisión de voltaje del CT.

Iext = Máxima corriente simétrica externa en el secundario.
Se toma 100 A, si el valor máximo es menor que 100
Para CT conectados en Y: Zt = 1.13 RL + 0.15/T+ZA.
Para CT conectados en : Zt = 1,13RL + 0.15/T+ZA)

Donde:

T = Tap del relé
ZA = Impedancias adicionales al relé

Ejemplo.- A continuación, y a manera de ejemplo, se procederá a la realización de los cálculos correspondientes, para la protección del transformador cuyo diagrama se muestra en la fig. - 3.19 con la finalidad de poder objetivizar el procedimiento antes analizado.

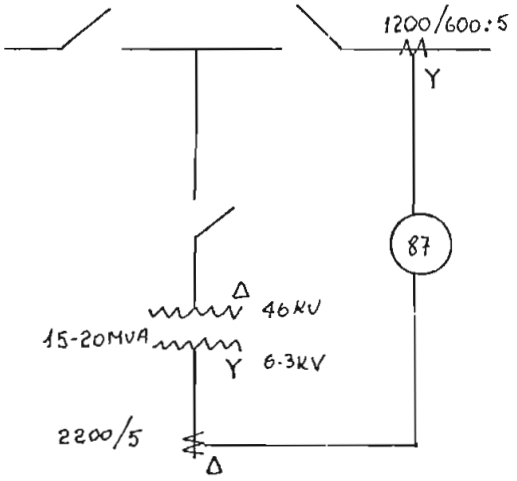


Fig 3.19

Transformador: 15/20 KVA, 46/63 KV Z= 10% (15 KVA)

CT: Alta: 1200/600: 5 .... conexión Y: 2,5H

Baja: 2200/2.88 ..... conexión

DATOS:

	BAJA	ALTA	
$(KVA)_M$	20000	20000	(F A)
$(KVA)_S$	15000	15000	(O A)
V_L	6300	46000	
N_T	440	120	
V_{CL}	200	200	
R_L	0.4 CT	0.4 CT	

1.- Selección de relación: Baja

Corriente en el primer CT

$$I_p = \frac{(KVA)\ M}{KV \times \sqrt{3}}$$

$$I_p = \frac{(20000}{6.3 \times \sqrt{3}} = 1832.86\ A$$

La relación 2000 /5 (N=400)

Alta

$$I_p = \frac{20000}{46 \times \sqrt{3}} = 251\ A.$$

300/5 (N=60)

2.- Selección de los taps del relé

Corriente en el secundario CT.

$$I_s = \frac{I_p}{N} = \frac{1832.86}{400} = 4.85$$

$$I_s = \frac{251}{60} = 4,8 = I_H$$

$I_L = 4.58 \times 3 = 7.93$ $\qquad T_H = \frac{4.8 \times 8.70}{7.93}$

$T_L = 8.7$ (existente) $\qquad T_H = 5.3$

3.- Desacoplamiento de Impedancia:

$$100\left[\frac{(I_L/I_H) - (T_L/T_H)}{T_L / T_H}\right]$$

$$100\left(\frac{7.93/4.8 - 8.7/5.3}{8.7 / 5.3}\right)$$

$= 0.64\%$

4.- Chequeo del comportamiento CT

B.T. A.T.

$Z_t = 3.4\ R_L + \frac{0.45}{T}$ $\qquad 1.13 \times 0{,}4 + \frac{0.15}{5.3}$

$= 3.4 \times 0.4 + \frac{0.45}{8.7} = 1.41$ $\qquad = 0.48$

$N_p = \frac{N}{N_T} = \frac{400}{440} = 0.91$ $\qquad \frac{60}{120} = 0.5$

V_{el}

$\frac{N_p\ V_{el}}{100} = \frac{0.91 \times 200}{100} = 1.82$ $\qquad \frac{0.5 \times 200}{100} = 1$

$\frac{V_p\ V_{el}}{100} > Z_T$ $\qquad \frac{N_p\ V_{el}}{100} > Z_T$

3.5.2 Protección por sobretensión

3.5.2.1 Protección con relé Buchholz.

Otro tipo de protección contra fallas internas del transformador, es mediante uso de relé Buchholz, (Ref. R.8 cuyo funcionamiento se basa en la presencia de gases y vapor de aceite producidos al ocurrir dichas fallas.

En la mayoría de casos de fallas eléctricas de un transformador se genera gas por las altas temperaturas, causados por el arco o el sobrecalentamiento de las partes metálicas, debido al deterioro del aislamiento; en este caso el relé Buchholz detecta la presencia de gas y opera haciendo sonar una alarma o produciendo la desconexión del equipo según sea la producción del gas lenta o rápida.

La mayor ventaja del relé Buchholz, es la de brindar doble protección al transformador con una operación primaria positiva y rápida, y una operación de respaldo de gran confiabilidad.

FUNCIONAMIENTO.- El relé buchholz se instala generalmente en el tubo que conecta el tanque de transformador con el conservador.

Como se indica en la figura # 3.20, la cámara de aceite está llena y los contactos están situados en la posición indicada, mediante los flotadores. Si ocurre alguna anormalidad menor en el transformador, aparecen burbujas de gas en la parte superior de la cámara de aceite y el flotador F1 baja y cierra el circuito de alarmas, mientras que el flotador F2 , permanece inmóvil. Ref. R.8

Si la falla que ocurre es de importancia, el volúmen de - gas producido causa una circulación violenta del aceite a travez del tubo que conecta el conservador y el tanque - del transformador, con lo cual el flotador inferior F2 - opera el circuito de interrupción S2. De esta manera, en una emergencia, el transformador se desconecta en un tiem po muy corto.

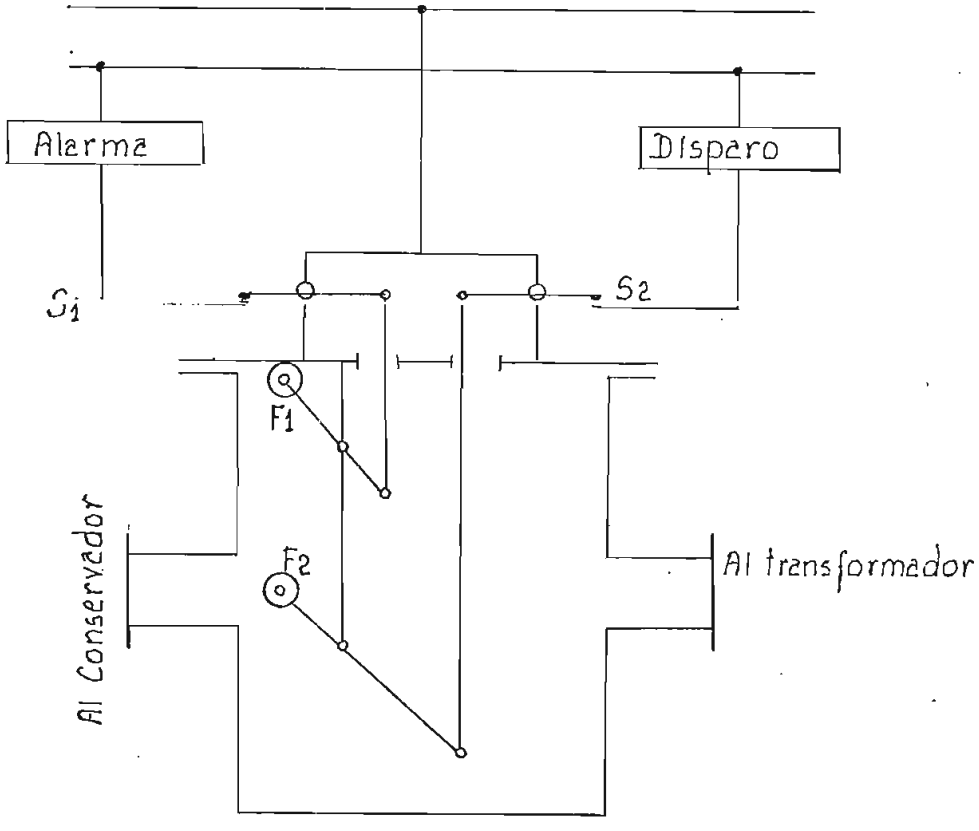


Fig. 3.20

Principio de operación Relé BUCHHOLZ

Fallas del transformador para las que opera el relé Buchholz.

El relé Buchholz, opera el circuito de alarma cuando las - fallas que ocurren en el transformador no son de mucha gravedad; éstas son las siguientes:

- Defectos en el aislamiento
- Deterioro del aislamiento de las láminas y pernos en el núcleo .
- Contacto imperfecto de las conexiones eléctricas.
- Sobrecalentamiento local de los devanados y deterioro de la aislación por exceso de corriente de Eddy'
- Descargas eléctricas de las partes metálicas aisladas de - tierra.

El relé opera para desconectar el transformador cuando ocurren los siguientes tipos de fallas:

- Ruptura de bushings,
- Cortocircuito entre fases.
- Cortocircuito fase tierra.
- Cortocircuito entre los devanados internos.
- Cortocircuito entre los taps de los devanados.

El relé Buchholz además de ser sensible para las fallas eléctricas mencionadas opera también ante los siguientes problemas mecánicos.

- Si el nivel de aceite es inferior al permisible, debido a dispersión de aceite.
- Introducción del aire en el transformador debido a fallas de la bomba de circulación de aceite.

Algunos tipos de relés Buchholz permiten, mediante la inspección de las ventanas de aquel, determinar alguno de los problemas que se han sucedido en el transformador. El tipo de fallas se determina mediante el color que tome el gas - en la ventana del relé. Los relés Buchholz para transformadores tienen el siguiente código de colores:

- gris - Descomposición de aceite.
- amarillo ... Fallas de partes de madera.
- blanco .... Fallas en el aislamiento de papel.

Para determinar con mayor seguridad la causa de la falla - que originó el color del gas, es preciso realizar un análisis químico de aquel.

3.5.2.2. Protección con Relés de presión súbita.-

Este tipo de protección, tiene características similares a las del relé Buchholz, sinembargo, su principio de funcionamiento difiere.

Debido al costo que demanda este tipo de protección, se aconseja sú utilización para transformadores de una capacidad superior a 5 MVA.

El relé de presión súbita, es sumamente sensible para detectar y operar bajo ligeras fallas internas, maniobras, etc. y actuará cuando exista cambios de presión fuera del límite permitido para el funcionamiento normal del transformador.

Inclusive, en ligeras fallas internas es más sensible que el relé diferencial. Ref. L.9

Este relé consta de tres partes principales: un elemento sensor de presión y microinterruptor, un relé de sellado y un interruptor de reposición. Ref. R.9

Como se dijo anteriormente, este relé está diseñado tal que cierre bajo la ocurrencia de una falla en el transformador, la cual puede producir una elevación anormal de presión. La señal es enviada por medio de un interruptor que opera a presión, y que se encuentra en una caja herméticamente sellada, la cual está aislada del espacio de gas del transformador por medio de un igualador de presión.

El igualador de presión consite en un émbolo no corrosivo con un muy pequeño orificio, lo cual permitirá la operación normal

del transformador en todo su rango permitido de presión, sin que opere ninguna alarma.

Sinembargo, actuará como una válvula bajo la presencia de una presión mayor de aquella permitida para la operación normal - del transformador, la que causará una diferencia de presión - entre la caja del relé y el tanque del transformador, produ - ciendo por lo tanto la operación del suiche de presión.

El elemento sensor de presión consta de una caja cerrada herméticamente a presión en la cual va montado un micro interrup tor operado por un fuelle , un igualador y un émbolo de prueba. El microinterruptor operado a presión cerrará bajo la pre sencia de una pequeña diferencia de esta , lo cual permitirá que el relé de sellado sea energizado .

El relé de sellado, ubicado en la cabina de control del trans formador, operará en el primer medio ciclo positivo o negativo del incremento de corriente. Este relé tiene dos polos sim ples con contactos simples y dos polos dobles con contactos - dobles.

Un contacto simple del polo simple, sirve para trabar la bobi na del relé de sellado en el sistema de potencia.La bobina - permanecerá en el circuito hasta que sea relevada por el inte rruptor de reposición.Los contactos restantes pueden ser usados para alarma o disparo.

El relé de presión súbita está preferiblemente instalado sobre el máximo nivel del aceite, en el espacio de gas del transfor mador; sinembargo podría también estar instalado sobre la cubierta del transformador.

Operación:- A continuación y a manera de ejemplo se dan algunas características de operación de un relé americano de este tipo. Ref. R.8

- Para una elevación de presión de 5,5 lbs/pulg^2/seg, en un sistema de 60 ciclos/seg, el relé operará en el tiempo de 3 ciclos.

- Para altos rangos de elevación comprendidos entre 30 y 40 lbs/pulg^2/seg, operará en medio ciclo.

- En disturbios tales como corriente de cortocircuito, co - rrientes inrush y tensiones de impulso, el relé no operará a menos que el transformador esté dañado internamente.

4.C 3.5.3.- Protección con fusibles.-

Este tipo de protección es utilizado en transformadores - de distribución y en transformadores de potencia de baja capacidad , en donde el empleo de protecciones más sofisticadas, no se justificaría ya que se encarecería excesivamente el sistema.

Especialmente es recomendable utilizar este tipo de protección en sistemas para electrificación rural, en los cuales no se justificaría la inversión en disyuntores y relés.

En la figura 3.21 se muestra un sistema que utiliza fusibles en el lado de alimentación y un reconectador automático en el lado de la carga .

Este esquema permite la protección del transformador para fallas internas del mismo y para fallas en barras secundarias.

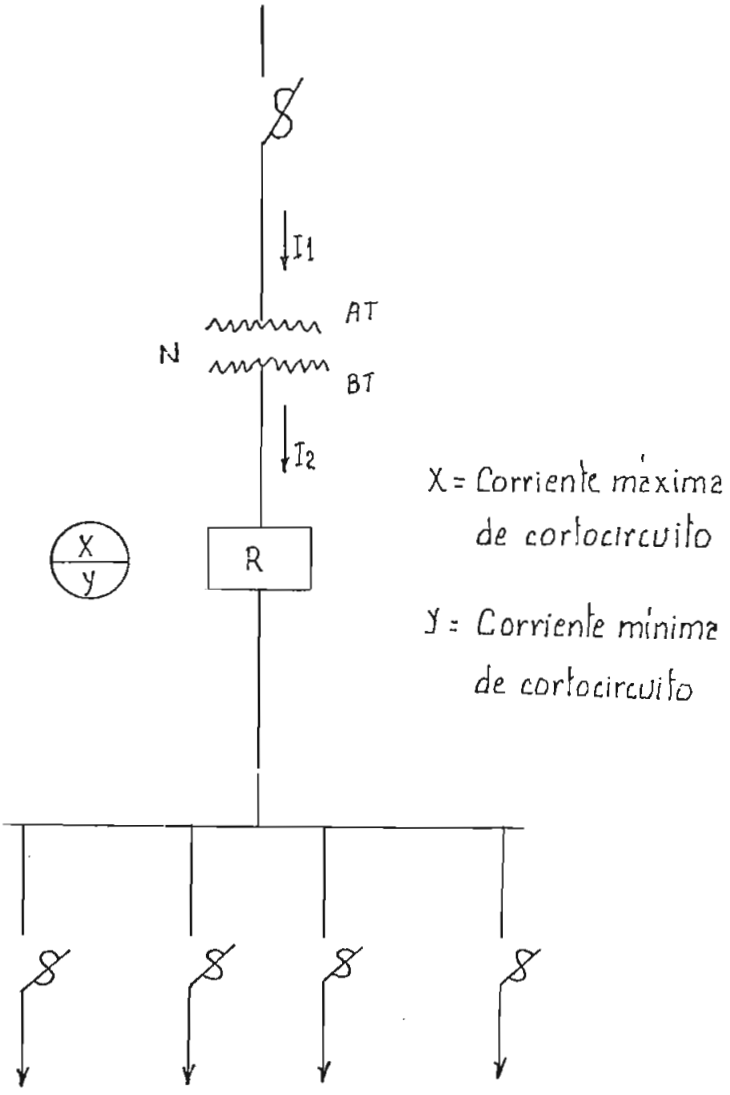


Fig. 3.21

Protección mediante fusibles en el lado de alimentación y reconectador en el lado de la carga.

Coordinación de fusibles en el lado de alimentación y - reconectador en el lado de la carga.

Para realizar la coordinación entre fusibles ubicados en el lado de alimentación y un reconectador automático ubicado - en el lado de la carga , es necesario que todas las opera - ciones del reconectador sean más rápidas que la curva míni- ma de fusión del fusible.

El estudio de coordinación se lo hace teniendo en cuenta - corrientes de falla en el lado de carga del reconectador; por esta circunstancia, es necesario hacer el ajuste de - las características de los fusibles por la relación de -- transformación.

Para que exista una adecuada coordinación entre el fusible y el reconectador es necesario que para la máxima corriente de falla posible en una ubicación del reconectador, el tiempo mínimo de fusión en el lado de alimentación del transforma dor, sea mayor el que tiempo promedio de despeje de la cur va retardada del reconectador multiplicada por un factor que toma en cuenta el tiempo compuesto de calentamiento y de enfriamiento del elemento fusible. Ref. R.9

Este factor varía según sea si ciclo de operación y su tiem po de recierre.

En las tablas 3.1 y 3.2, se indican los diferentes valores que toma dicho factor. (Ref. Selection aplication and main tenance of automatic circuit recloser. R.9

Tiempo de recierre: segundos	FACTORES DE MULTIPLICACION	
	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas.
0,5	1,2	1,8
1,0	1,2	1,35
1,5	1,2	1,35
2,0	1,2	1,35

Tabla 3.1

Factores de multiplicación "K" para elementos fusibles del lado de carga.

Tiempo de recierre: segundos	FACTORES DE MULTIPLICACION		
	Dos operaciones rápidas y dos demoradas.	Una operación rápida y 3 demoradas	Cuatro operaciones demoradas.
0,4	2,7	3,7	3,7
0,5	2,6	3,1	3,5
1,0	2,1	2,5	2,7
1,5	1,85	2,1	2,2
2,0	1,7	1,8	1,9
4,0	1,4	1,4	1,45
10,0	1,35	1,35	1,35

Tabla 3.2

Factores de multiplicación "K" para elementos fusibles del lado de alimentación.

Es práctica usual en los E.U. por ejemplo que el elemento fusible permita la circulación contínua de la corriente de carga total del transformador, y que se funda en un tiempo de 300 seg. cuando exista una sobrecarga entre el 200 y el 300%.

Además, se debe tener en cuenta que cuando se funda un fusible, deberá realizarse el reemplazo correspondiente con otro del mismo tipo y régimen de amperios, caso contrario podría perderse la coordinación.

Con el objeto de resumir objetivamente lo anteriormente descrito, se expondrá un ejemplo analítico en el que se resuma el procedimiento para realizar la coordinación.

Se asume el esquema de la figura 3.21 en el que I_2 es la corriente de carga a través del transformador; $2I_1$ a $3I_1$ sería la máxima sobrecarga permitida por los elementos fusibles, escogemos un reconectador cuya corriente mínima de corte sea 2 I_2 , que tenga 2 operaciones rápidas y 2 lentas con un tiempo de recierre de 2 segundos.

Suponiendo que se deba escoger entre 2 fusibles F1 y F2., cuyas características tiempo- corriente, deben dibujarse en el mismo plano que aquellas correspondientes al reconectador tal como se indica en la figura 3. 22

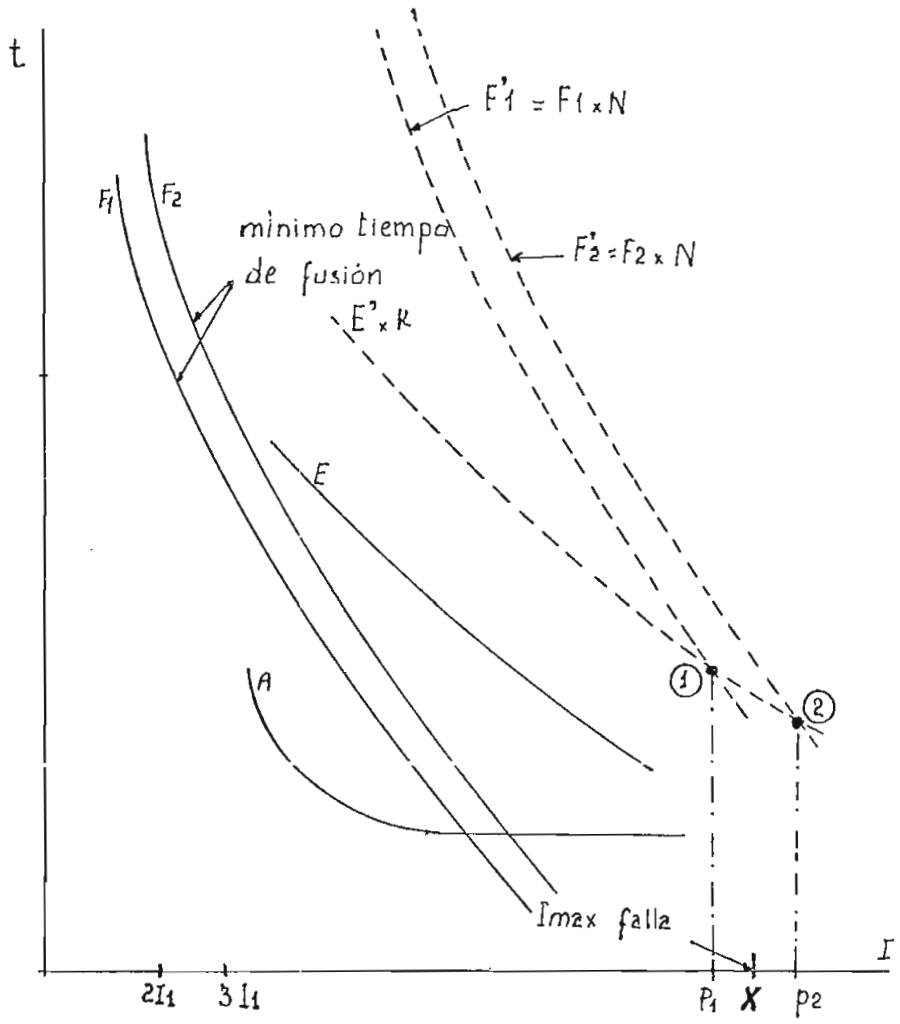


Fig. 3.22

Coordinación fusibles- reconectador
(Fusibles en el lado de alimentación)

En esta figura se tiene:

F'1 y F'2 son las curvas de los elementos fusibles a seleccionarse.

F1 y F2 son las curvas de los elementos fusibles a seleccionarse , pero transpuestas al lado de falla asumido. Para ello se multiplica por la relación de transformación N.

A Curva rápida del reconectador automático.

E Curva lenta del reconectador automático.

E' Curva lenta del reconectador automático por un factor K=1,7 correspondiente a un tiempo de recierre de 2 seg. y para una secuencia de 2 operaciones rápidas y 2 lentas.asumìdas.

En la figura 3.22 , se ve que tanto F1 como F2, permiten una sobrecarga entre 2 y 3 veces I1, suponemos que la corriente - máxima de falla es X, y se ve que la curva transpuesta F1' del fusible F1, se cruza con la curva E' en un punto inferior al valor de la máxima corriente de falla (punto (1)), por lo - tanto su utilización no cumple con los requerimientos de coordinación, en cambio la curva transpuesta F2' del fusible F2 ,- se cruza con la curva E' en el punto (2), correspondiente a un valor superior a la máxima corriente de falla, por lo tanto, - cumpliría con los requerimientos de coordinación, y sería el - fusible a escogerse.

C A P I T U L O IV

CAPITULO IV.-

ANALISIS ECONOMICO DE LA PROTECCION.-

En este capítulo se analizarán los costos que implicarán los diferentes tipos de protección en los transformadores de diversas capacidades, con ello se tendrá una referencia del tipo de protección a utilizarse en función de la capacidad del transformador. En especial los análisis se dirigirán a los transformadores de potencia, debido a que el uso de interruptores y relés en determinados tipos de protección no se justifica en transformadores de distribución por los costos elevados que ello involucra . Por ello, algunos análisis se remitirán únicamente a los transformadores de potencia y aquellos que sea conveniente realizarlos para ambos tipos de transformadores, se los realizará.

Además es necesario indicar que todos los precios que se indiquen, corresponden a la misma compañía fabricante con la finalidad de poder establecer índices más reales.
Se analizará en este capítulo los siguientes aspectos

- Costos de la protección para descargas admosféricas
- Costos de la protección para sobrecargas
- Costos de la protección para cortocircuitos externos
- Costos de la protección para cortocircuitos internos.

4.1.- COSTOS DE LA PROTECCION PARA DESCARGAS ATMOSFERICAS.

Para realizar la protección contra descargas atmosféricas, se puede utilizar, conforme se indicó, en el capítulo anterior sea pararrayos o sea curvas de arqueo. Debido al costo de los cuernos de arqueo , el cual es menor respecto al de los pararrayos, se justifica su utilización en zonas de un

bajo nivel isoceráunico y para proteger especialmente transformadores de distribución.

Sinembargo debido a que en nuestro país existen zonas que -- tienen un nivel isoceráunico alto, en espencial en la Sierra y Oriente, es práctica generalizada para estas zonas, el empleo de pararrayos como elementos de protección contra descargas atmosféricas. En base a estas consideraciones, el análisis de los costos de esta protección se hará tomando en cuenta el - uso de pararrayos.

A continuación, se elabora un cuadro de precios de pararrayos y transformadores de distribución, con la finalidad de esta - blecer el costo relativo de este tipo de protección respecto al costo del transformador, el cual a su vez depende de la capacidad y del nivel básico del aislamiento (BIL)

Capacidad del Transformador 3 Ø (KVA)	Costo del Transformador $ USA		Costo de 3 Pararrayos $ USA		Costo relativ Protección. %	
	6 KV	23 KV	6 KV	21 KV	6 KV	23 K
15	800	1200	180	240	22,5	20
30	1000	1400	180	240	18	17,
45	1200	1600	180	240	15	15
75	1440	2000	180	240	12,5	12
112,5	1800	2600	180	240	10	9,
150	2200	3200	180	240	8,18	7,
225	2800	4000	180	240	6,4	6

Tabla 4.1

Costo relativo de la protección de Transformadores de distribución contra - descargas atmosféricas.

Lo expuesto en la tabla 4.1, puede ser expresado en forma gráfica, como se indica en la figura 4.1

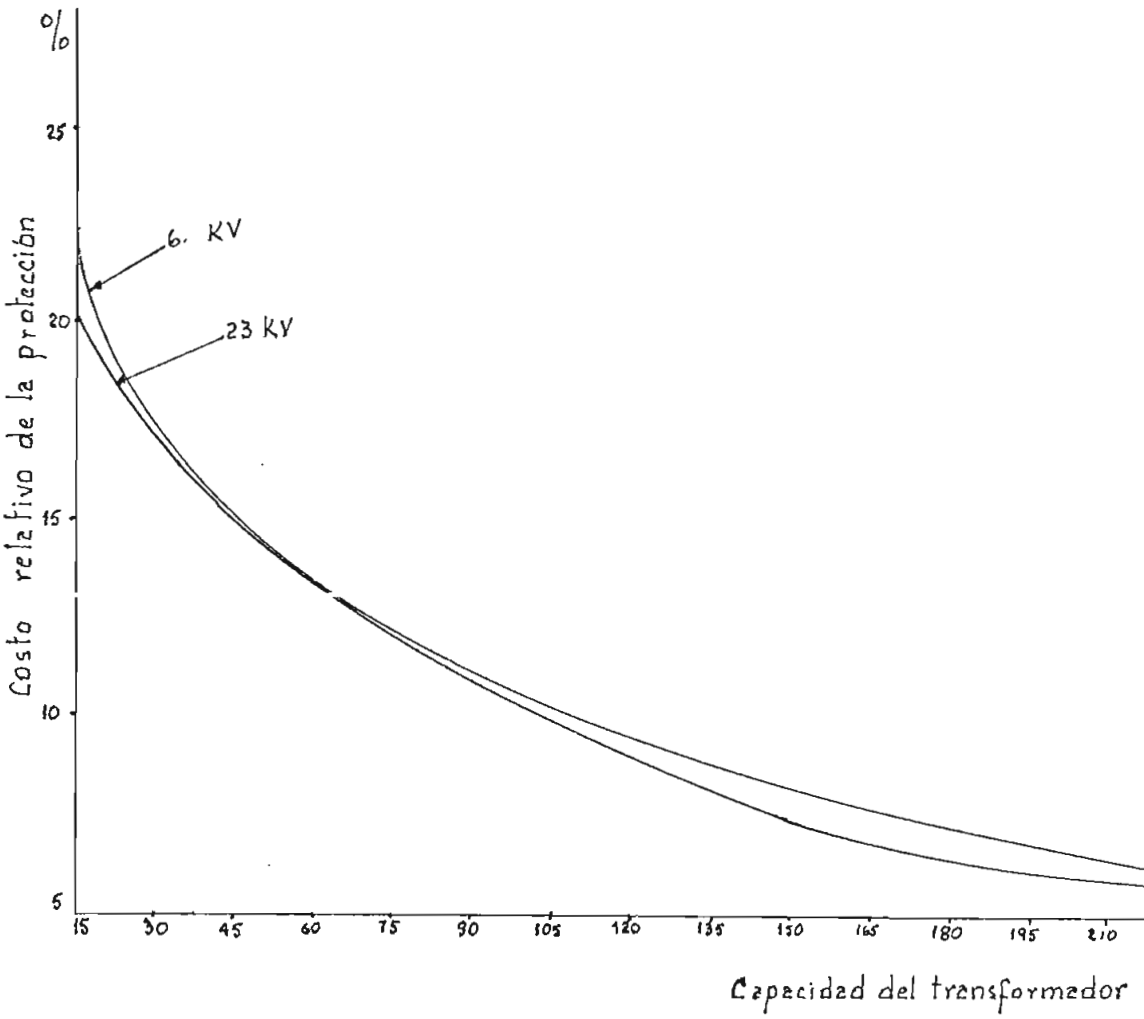


Fig. 4.1

Costo relativo a la protección con pararrayos

V_s Capacidad transformador de distribución.

En forma análoga, se procede para los transformadores de potencia de diversas capacidades y tensiones, tal como se indica en la tabla 4.2 y en la fig. 4.2

Capacidad del transformador (MVA)	2,5	5	10	15	20	Tensión KV
Costo del Transformador ($ USA).	13668	26313	49237	68185	85800	13.8
	15388	31640	56225	72930	90740	46
	17320	35464	60996	77610	95420	69
	38814	47567	68882	85475	103480	138
Costo de 3 - Pararrayos Clase estación ($ USA).	433	433	433	433	433	13.8
	1525	1525	1525	1525	1525	46
	2310	2310	2310	2310	2310	69
	4051	4051	4051	4051	4051	138
Costo 3 pararrayos clase intermedia. ($ USA)	190	190	190	190	190	13.8
	660	660	660	660	660	46
	1000	1000	1000	1000	1000	69
	1750	1750	1750	1750	1750	138
Costo relativo de la protección (pararrayos clase estación) %	3,17	1,65	0,88	0,64	0,5	13,8
	9,91	4,82	2,71	2,09	1,68	46
	13,3	6,51	3,79	2,98	2,42	69
	10,44	8,52	5,88	4,74	3,91	138
Costo relativo de la protección (pararrayos clase intermedia) %	1,39	0,72	0,39	0,28	0,22	13,8
	4,29	2,09	1,17	0,9	0,73	46
	5,77	2,82	1,64	1.29	1,05	69
	4,51	3,68	2,54	2,05	1,69	138

Tabla 4.2

Costo relativo de la protección con pararrayos en transformadores de potencia .

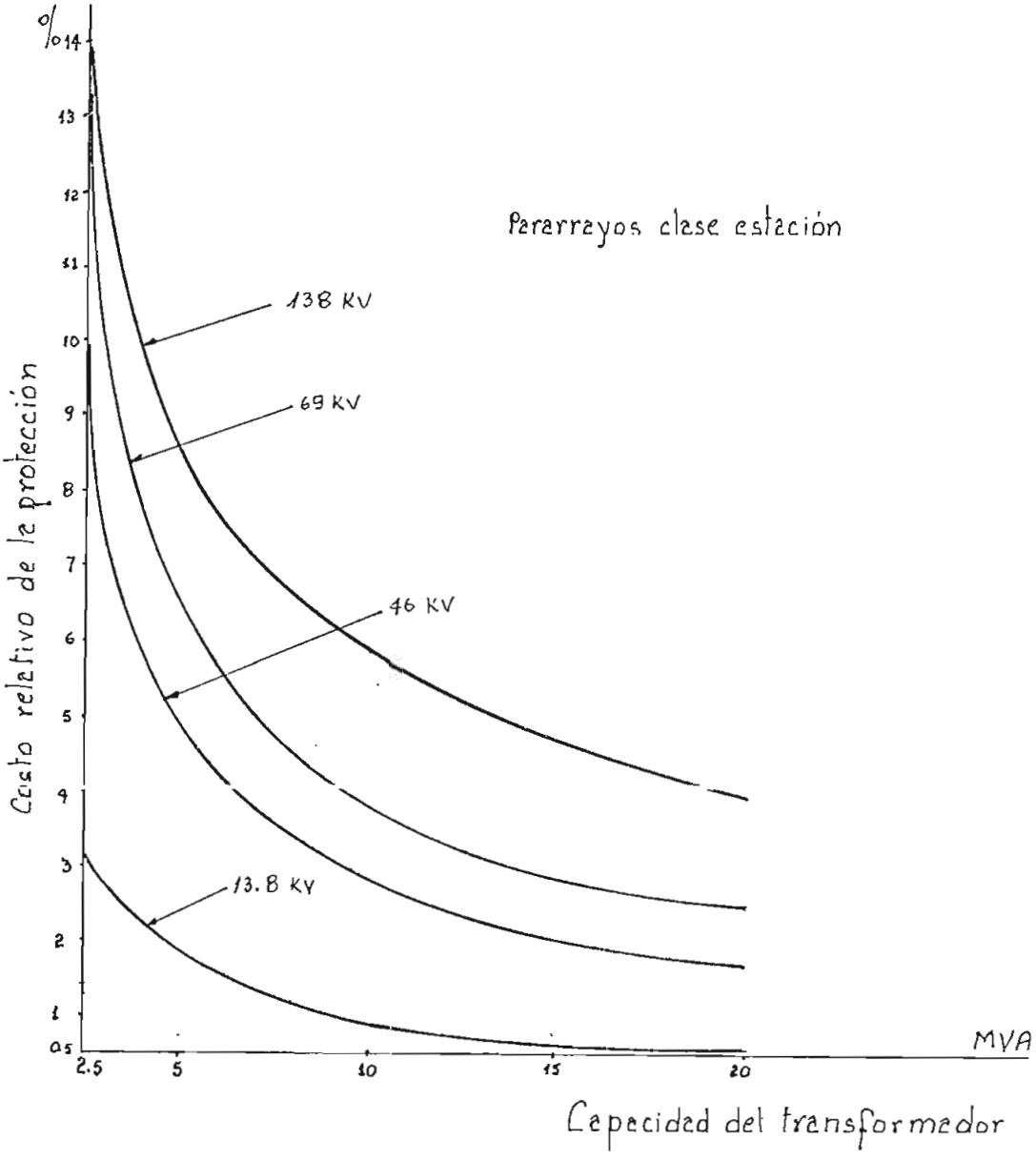


Fig. 4.2

Costo relativo de la protección con pararrayos

V_s capacidad transformador de potencia.

De lo anteriormente expuesto, puede deducirse que mientras mayor es la capacidad del transformador, menor es el costo relativo de la protección.

En los transformadores de distribución, el costo relativo de la protección contra descargas atmosféricas es mayor que aquel para transformadores de potencia, de allí que para el uso de pararrayos como elementos de protección contra descargas atmosféricas en transformadores de distribución, deberá tomarse muy en cuenta la zona en que se instalarán.

Además, en al fig. 4.2, se observa que para una misma capacidad de los transformadores de potencia, se tiene un mayor costo relativo de la protección cuando mayor es la tensión de servicio y el BIL del transformador.

4.2.- COSTO DE LA PROTECCION PARA SOBRECARGAS.-

Como se describió en el capítulo anterior, al ocurrir sobrecargas durante tiempos relativamente largos, disminuye la vida útil del equipo a protegerse, pudiendo incluso ocasionarse daños considerables, lo que afectaría la continuidad de servicio. Por ello, y con el fin de evitar este problema, y además, para respaldar la inversión, se hace necesario el uso de dispositivos que protejan contra sobrecargas.

Para realizar la protección contra sobrecargas, es práctica común la utilización de relés de imágen térmica en transformadores de potencia de capacidades elevadas, y relés térmicos en transformadores de potencias inferiores, así como el uso de fusibles e interruptores termomagnéticos apropiados para operar con sobrecargas en el caso de transformadores de distribución .

En las tablas siguientes, se describe el costo relativo de las protecciones utilizando relés de imagen térmica y relés térmicos, con la finalidad de poder establecer posteriormente la protección más conveniente a utilizarse, según sea la capacidad

del transformador.

4.2.1.- Costo de la protección con relés de imagen térmica.-

Consultado los precios de este tipo de relés en el mercado local, se ha establecido un valor promedio de $ 300 USA. - Con este valor referencial, y con los precios de los transformadores anteriormente indicados, se tiene los siguientes costos relativos de la protección contra sobrecargas.

4.2.1.1.- Transformadores de potencia.-

Capacidad del Transformador (MVA)	2.5	5	10	15	20	Tensión (KV)
Costo relativo de la protección. %	2,19	1,14	0,61	0,44	0,35	13.8
	1,95	0,95	0,53	0,41	0,33	46
	1,73	0,85	0,49	0,38	0,31	69
	0,7	0,63	0,44	0,35	0,29	138

Tabla 4.3

Costo relativo de la protección de imagen térmica en transformador de potencia.

4.2.1.2 Transformadores de Distribución.-

No es práctica común utilizar la protección de imagen térmica en este tipo de transformadores, sinembargo, y solo como ilustración, si se utilizarían, se ha confeccionado la tabla 4.4.

Capacidad del Transformador (KVA)	Costo relativo de la Protección (%)	
	6 KV	23 KV
15	37,5	25
30	30	21,4
45	25	18,7
75	20,8	15
112,5	16,6	11,5
150	13,6	9,4
225	10,7	7,5

Tabla 4.4

Costo relativo de la protección de imagen térmica en transf. de distribución.

Según se observa en lo expresado en las tablas 4.3 y 4.4, - la protección con relés de imagen térmica en transformadores de potencia, tienen valores relativos pequeños, mientras que en los transformadores de distribución, alcanza valores ele vados; ello viene a confirmar lo antes manifestado, es decir que este tipo de protección se justifica utilizarlo en trans formadores de capacidades elevadas.

4.2.2.- Costo de la protección con relés térmicos.

A continuación se muestra en la tabla 4.5 los costos relati vos de la protección contra sobrecargas mediante la utiliza ción de relés térmicos, en transformadores de potencia, con la finalidad de poder posteriormente establecer comparacio- nes entre este tipo de protección y el anteriormente anali- zado.

El costo promedio de el relé térmico, es de $ 100 USA., con el cual se establecería los costos relativos de esta protec ción.

Capacidad del transformador (MVA)	2.5	5	10	15	20	Tensión KV
Costo relativo de la protección. %	0,73	0,38	0,2	0,15	0,12	13,8
	0,65	0,32	0,18	0,14	0,11	46
	0,58	0,28	0,16	0,13	0,10	69
	0,26	0,21	0,15	0,12	0,10	138

Tabla 4.5

Costo relativo de la protección con relés térmicos en transformadores de potencia.

Comunmente se utiliza este tipo de protección en transformadores de hasta 15 MVA.

4.3.- COSTOS DE LA PROTECCION CONTRA FALLAS EXTERNAS.-

Con la finalidad de que una falla externa al transformador y alimentado por éste, no persiste por un tiempo largo debido a la no detección y operación de otros sistemas de protección, es necesario instalar una protección de respaldo en los trans

formadores de potencia.

Como se manifestó en el capítulo 3, este tipo de protección se lo realiza mediante relés de sobrecorriente, relés de distancia y otros, los cuales se utilizan como protección primaria de líneas y equipos importantes, constituyéndose en protecciones secundarias para el transformador.

Como el uso de este tipo de relés de sobrecorriente de distancia y otros dependerán del tipo de instalación al cual sirve el tranformador, no se justifica hacer un análisis específico de costos como los anteriores.

4.4.- COSTO DE LA PROTECCION CONTRA FALLAS INTERNAS.-

Debido a que las formas descritas para protección contra fallas internas del transformador, como son: diferencial, Buchholz presión súbita, involucran una elevada inversión, su utilización se justifica en transformadores de potencia; por lo tanto, el presente estudio se dirigirá hacia este tipo de transformadores.

4.4.1.- Costo de la protección diferencial.-

Tomando en cuenta el problema que origina la energización del transformador, se utiliza relés diferenciales con restricción de armónicas para realizar la protección diferencial.

Por esta razón, se establecerán los costos relativos tomando en cuenta la utilización de relés diferenciales con restricción de armónicas cuyos valores se expresan en la tabla 4.6.

Capacidad del transformador (MVA)	25	5	10	15	20	Tensión kV
Costo del transformador $ USA.	13668	26313	49237	68185	85800	13,8
	15388	31640	56225	72930	90740	46
	17320	35464	60996	77610	95420	69
	38818	47567	68882	85475	103480	138
Costo 1 relé diferenciales 3Ø	1200	1200	1200	1200	1200	
* Costo transf. de corriente	1500	1500	1500	1500	1500	
Costo total de la protección diferencial.	2700	2700	2700	2700	2700	
Costo relativo de la protección diferencial.	19,75	10,26	5,48	3,96	3,15	13.8
	17,55	8,53	4,8	3,70	2,98	46
	15,59	7,61	4,43	3,48	2,83	69
	6,96	5,68	3,92	3,16	2,61	138

Tabla 4.6

Costo relativo de la protección diferencial

* Es el mismo precio en todas las tensiones indicadas.

En la tabla 4.6, se ve que se justifica realizar la protección diferencial en transformadores de potencia de capacidades superiores a 5 MVA.

4.4.2.- Costo de la protección con relé Buchholz .-

Este tipo de relé viene instalando con el transformador, - siempre y cuando se haya solicitado. Su uso es muy común en la protección contra cortocircuitos internos del transforma dor, debido a su bajo costo y adecuada confiabilidad de ope ración.

La tabla 4.7, nos indica los valores relativos del costo de la operación con este tipo de relé, cuya utilización es bas tante difundida en paises europeos y en Canadá .

Se ha tomado como precio referencial de este relé $ 500 USA

Capacidad del Transformador	2.5	5	10	15	20	Tensión KV
Costo relativo de la protec - ción.	3,6	1,9	1,02	0,73	0,58	13,8
	3,25	1,58	0,89	0,69	0,55	46
	2,89	1,41	0,82	0,64	0,52	69
	1,29	1,05	0,73	0,58	0,48	138

Tabla 4. 7

Costo relativo de la producción con relé Buchholz.

4.4.3.- Costo de la protección con relé de Presión Súbita.-

Esta clase de protección se utiliza en especial en E.U., y es similar a aquella que se realiza utilizando el relé Buchholz.

En forma análoga al procedimiento seguido en el punto 4.4.2 se establecerán los costos relativos de esta protección, - cuyos valores se indican en la tabla 4.8, habiendo tomado - como precio referencial del relé de presión Súbita $ 650 - USA.

Capacidad del Transformador (MVA)	2,5	5	10	15	20	Tensión KV
Costo relativo de la protec - ción. %	4,76	2,47	1,32	0,95	0,76	13.8
	4,22	2,05	1,16	0,89	0,72	46
	3,75	1,83	1,07	0,84	0,68	69
	1,67	1,37	0,94	0,76	0,63	138

Tabla 4.8

Costo relativo de la protección con relé de presión súbita.

4.4.4.- Costo de la protección con fusibles.-

Esta forma de protección es aconsejable utilizarla en trans - formadores de distribución debido a su costo, el cual es infe rior a otro tipo de protección que se emplee.

En la tabla 4.9, se indican los valores relativos que repre - senta este tipo de protección aplicados a transformadores de distribución, tanto para una tensión de servicio de 6 KV como de 23 KV, que son las más comunmente utilizadas en sistemas de distribución.

Capacidad del Transf. 3Ø KVA	Costo del Transf. $ USA		Costo de la protección $ USA		Costo relativo de protección %	
	6 KV	23 KV	6 KV	23 KV	6 KV	23 KV
15	800	1200	300	385	37,5	32,1
30	1000	1400	300	385	30,5	27,5
45	1200	1600	300	385	25	24,1
75	1440	2000	300	385	20,8	19,2
112,5	1800	2600	300	385	16,7	14,8
150	2200	3200	300	385	16,6	12,0
225	2800	4000	300	385	10,7	9,6

En la tabla 4.8, se ve que incluso este tipo de protección al - canza valores elevados, sinembargo dada la necesidad de prote - ger al transformador, contra cortocircuitos, se realiza este - tipo de protección, el cual es el más económico.

C A P I T U L O V

CAPITULO V .-

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.-

En este se expondrán las siguientes conclusiones y recomendaciones derivadas del presente estudio, relacionadas tanto con transformadores de potencia como con transformadores de distribución.

- Para realizar la protección contra descargas atmosféricas, deberá utilizarse siempre algún elemento, sea éste cuernos de arqueo o sea pararrayos. La selección del tipo de elemento a utilizarse, dependerá de la zona en que se instale el transformador. Para transformadores de distribución, cuyas capacidades sean inferiores a 100 KVA, se aconseja la utilización de cuernos de arqueo en zonas de un bajo nivel isoceráunico.

Para zonas de un alto nivel isoceráunico (20 o más descargas - por año cada 100 millas), se deberá utilizar pararrayos.

Para los transformadores de potencia se deberá utilizar pararrayos clase intermedia, cuando la instalación sea en zonas de un - bajo nivel isoceráunico, y clase estación para zonas de nivel - isoceráunico alto.

Esta recomendación se la hace en base a que un porcentaje inferior al 5% del valor del equipo puede considerarse como una prima de seguro bastante baja.

- En lo que tiene que ver con la protección contra sobrecarga, - se concluye que en los transformadores de distribución no se justifica la utilización de relés térmicos ni relés de imagen térmica, debido al costo que ello involucra. Se cree conveniente recomendar para este tipo de transformadores la utilización de interruptores termomagnéticos ubicados en el lado de baja tensión en especial para transformadores ubicados lejanos a los centros de

operación y mantenimiento.

Para los transformadores de potencia es aconsejable la utilización de relés térmicos para capacidades de hasta 5 MVA., y relés de imagen térmica para transformadores comprendidos desde 15 MVA, en adelante. Entre 5 y 15 MVA, la elección del dispositivo de protección (relés térmicos o relés de imagen térmica), dependerá de la importancia que se da a la instalación y de la tensión del sistema.

- Para la protección contra cortocircuitos externos en transformadores de distribución se debe utilizar fusibles en el lado de alta tensión, consiguiendo con ello una protección adecuada a un costo relativamente bajo. En transformadores de distribución ubicados cercanos a los centros de operación y mantenimiento, los fusibles deberán ir exteriormente montados, con sus respectivos portafusibles. Si estuvieran alejados a los centros de operación y mantenimiento, los fusibles irán dentro del transformador.

Para transformadores de potencia la elección de los elementos de protección contra cortocircuitos externos,dependerá de la capacidad del transformador y de la importancia de la zona a la que se sirve.

Así en transformadores de hasta 5 MVA, para S/E tipo rural, se utilizará fusibles ubicados en el lado de alta tensión; estos fusibles irán instalados junto a un seccionador para desconectar de la red de alta tensión al transformador.

En transformadores cuyas capacidades sean superiores a 5 MVA, y en general cuando se disponga de un interruptor automático en el lado de alta tensión del transformador, se recomienda la utilización de relés de sobrecorriente o relés de otros tipos como protección de respaldo, los que al abrir el interruptor, desenergizarán el transformador.

- Respecto a la protección contra cortocircuitos internos ,se concluye que para transformadores de distribución, no se justifica el empleo de un tipo de protección especial, debido al costo y a las dificultades que ello traería. Se recomienda para este tipo de transformadores el uso de fusibles en el lado de alta tensión.

Para el caso de transformadores de potencia, y dependiendo de la capacidad del transformador así como de la importancia de la zona a servirse, se utilizará fusibles en el lado de alta tensión cuando no exista un interruptor automático.

En instalaciones en las que la capacidad del transformador con - la importancia de la S/E hayan justificado la existencia de un - interruptor en el lado de alta tensión, se recomienda para cortocircuitos entre espiras la utilización de un relé de presión súbita o un relé Buchholz; creemos que el relé Buchholz brinda más posibilidad para analizar el tipo de falla del transformador, puesto que permite determinar la velocidad con que se generan los gases y el tipo de los mismos.

Para el caso de cortocircuito francos, y en transformadores sobre los 10 MVA, se recomienda el uso de relés diferenciales con res - tricción de armónicas conjuntamente con el relé Buchholz o el relé de presión súbita.

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

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

LIBROS:

L.1 .- LANGSDORF, ALEXANDERS: " Teoría de las máquinas de corrientea a alterna"., 2ª edición., México 1971., traducción de Rafael Gómez de Ureta.

L.2 .- GENERAL ELECTRIC: " Transformer Connections"., - USA Dec 1971

L.3 .- MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION: " Instructions, - Operation Guide for Mitsubish Power Transformer"

L.4 .- KOSTENKO , M., y PIOTROVSKY, L : " Máquinas Eléctricas, volumen 1., Barcelona 1978., traducción de -- Luis Inañez Morlán.

L.5 .- BLUME, L.F., BOYAJIAN, A., CAMILLI, G., LENNOX, - T.L., etc: "Transformer Engineering"-Second Edition, sixth printing, New York 1963

L.6 .- PETEROSN HAROLD A: " Trasients in Power Systems" - USA 1966.

L.7 .- Mc GRAW EDISON COMPANY, POWER SYSTEMS DIVISION: "Distribution System Protection manual" Butletin No 17022.

L.8 .- LEON TAPIA AGUSTIN: " Protección de sistemas eléctricos "., Publicación de la CIER., chile 1975.

L.9 .- WESTNGHOUSE ELECTRIC CORPORATION: " Applied protective relaying"., Newark, N.J. 1976.

REVISTAS, CATALOGOS , PUBLICACIONES TECNICAS.

R.1 .- GENERAL ELECTRIC, ELECTRIC UTILITY ENGINEERING DEPARTMENT: " Power Systems Engineering Coursë", Schenectady USA.

R.2 .- EMP ELECTRIC DIVISION : " Surge Diverter Selection guide for system voltajes up to 230 KV"., Bouthorpe Hellerman - Ltd London.

R.3 .- AIEE COMITTEE REPORT : " Simplified method for determining permisible separation between arresters and transformers"

R.4 .- JURADO M, JULIO : "Apuntes inéditos"

R.5 .- JURADO M, JULIO : "Poligrafiado de protecciones"., E P N., Quito.

R.6 .- BRAND, M : " Curso de protecciones eléctricas"., chile 1975

R.7 .- WESTINGHOUSE., I.L. 41-347. IM: " Instructions Types HU - and HU - 1 transformer defferential Relays" , USA 1976

R.8 .- MITSUBISH ELECTRIC CORPORATION: " Instructions Mitsubishi Buchholz Relay".

R.9 .- Mc GRAW EDISON COMPANY, POWER SYSTEMS DIVISION: " Selection, aplication and maintenace of automatic circuit Reclosers"., Camonsburg, Pennsylvania 15317., julio 1978 .