

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO

EN LA ESPECIALIZACION DE ELECTRICIDAD

DE LA "ESCUELA POLITECNICA NACIONAL"

ELECCION Y COORDINACION DE EQUIPO DE PROTECCION

CONTRA SOBRECORRIENTES

RENE CAÑIZARES ENRIQUEZ

QUITO

AGOSTO - 1966

INDICE

	Págs.
CAPITULO I GENERALIDADES	
I.1.- Razón y grado de la protección	1
I.2.- Selección y planificación de la protección	5
I.2.A.- Selección del equipo	5
I.2.B.- Selección del sistema	7
I.2.C.- Planificación	8
Bibliografía	11
CAPITULO II HERRAMIENTAS DE CALCULO	
II.1.- Generalidades	13
II.2.- Teoría de las componentes simétricas aplicada al cálculo de fallas	14
II.2.A.- Operador "a"	15
II.2.B.- Nomenclatura	17
II.2.C.- Valor absoluto de los vectores secuenciales	19
II.2.D.- Principios para su aplicación a sistemas eléctricos	21
II.3.- Representación de sistemas eléctricos	22
II.3.A.- Símbolos eléctricos	23
II.3.B.- Diagrama unifilar	24
II.3.C.- Diagrama de impedancias	24
II.3.D.- Diagrama transferido	26
II.3.E.- Magnitudes relativas	29
I.3.F.- Cambio de base	31

	Págs.
IV.1.B.- Operación	100
IV.1.C.- Uso	101
IV.1.D.- Características y normas	103
IV.1.E.- Selección	107
IV.1.F.- Clases	120
IV.1.G.- Aplicaciones	121
IV.2.- Porta - Fusibles	125
IV.2.A.- Generalidades	125
IV.2.B.- Clases	126
IV.2.C.- Selección	127
IV.3.- Desconectadores	129
IV.3.A.- Generalidades	129
IV.3.B.- Clases	130
IV.3.C.- Selección y normalizaciones	132
IV.4.- Interruptores de potencia	134
IV.4.A.- Generalidades	134
IV.4.B.- Constitución	135
IV.4.C.- Operación	138
IV.4.D.- Clases	139
IV.4.E.- Características	140
IV.4.F.- Capacidades	157
IV.4.G.- Selección	167
Bibliografía	179

	Págs.
CAPITULO V RELEVADORES DE PROTECCION	181
V.1.- Generalidades	182
V.2.- Clases	186
V.3.- Elementos	189
Bibliografía	202
CAPITULO VI TRANSFORMADORES DE MEDIDA	203
VI.1.- Uso	204
VI.2.- Normalización	204
VI.3.- Polaridad	204
VI.4.- Funcionamiento	206
VI.5.- Determinación de la calidad	206
VI.6.- Selección	211
Bibliografía	213
CAPITULO VII SISTEMAS DE PROTECCION	214
VII.1.- Protección de generadores	215
VII.1.A.- Generalidades	215
VII.1.B.- Protección diferencial	217
VII.1.C.- Protección contra fallas a tierra	220
VII.1.D.- Protección contra pérdidas de excitación	222
VII.1.E.- Protección contra motorización	223
VII.1.F.- Otras protecciones	224

	Págs.
VII.2.- Protección de transformadores	225
VII.2.A.- Generalidades	225
VII.2.B.- Protección diferencial	226
VII.2.C.- Protección de transformadores a tierra	230
VII.2.D.- Protección contra corriente máxima	231
VII.2.E.- Protección con relevadores de gas	231
VII.3.- Protección de barras	231
VII.3.A.- Con relevadores de máxima	231
VII.3.B.- Diferencial	232
VII.3.C.- Conexión lineal de transfor- madores de corriente	233
VII.3.D.- Con relevador de impedancia	234
VII.3.E.- Con conexión a tierra	236
VII.3.F.- Diferencial parcial	237
VII.4.- Protección de líneas	238
VII.5.- Protección de motores	245
VII.5.A.- Generalidades	245
VII.5.B.- Protección contra sobrecorrien- tes y fallas entre fases	246
VII.5.C.- Protección contra fallas a tierra	246
VII.5.D.- Protección contra inversión de fases	248
VII.5.E.- Protección contra desbalance de corrientes de fase	248
VII.5.F.- Protección contra bajo voltaje	248

	Págs.
VII.5.G.- Protección contra salida de sincronismo	248
VII.5.H.- Protección contra caída de excitación	249
Bibliografía	250
CAPITULO VIII CIRCUITOS DE CONTROL	252
VIII.1.- Generalidades	253
VIII.2.- Esquema fundamental	253
VIII.3.- Esquema de libre disparo con control eléctrico	253
VIII.4.- Esquema de libre disparo controlado mecánicamente	255
VIII.5.- Disparo mediante corriente alterna	256
VIII.5.A.- Con bobina de disparo en serie	256
VIII.5.B.- Con bobina de disparo acoplada con transformador	256
VIII.5.C.- Mediante condensador de disparo	257
VIII.5.D.- Con bobina de disparo en paralelo	257
VIII.5.E.- Mediante relevador de apertura	258
VIII.5.F.- Con transformador de disparo	259
Bibliografía	260
CAPITULO IX COORDINACION	261
IX.1.- Generalidades	262
IX.2.- Entre fusibles	263
IX.3.- Entre reconectadores automáticos	268
IX.4.- Entre reconectadores y tiras fusibles	280

	Págs.
IX.5.- Entre reconectadores y seccionalizadores	285
IX.6.- Entre reconectadores, seccionalizadores y tiras fusibles	289
Bibliografía	293
CAPITULO X EJEMPLO DE APLICACION	294
Sistema "COTACACHI - IBARRA"	
 BIBLIOGRAFIA	

I.1.- RAZON Y GRADO DE LA PROTECCION.-

Un aparato, conductor, aislador o dispositivo cualquiera diseñado para la generación, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica, es construido bajo características de capacidad propias de corriente, tensión, factor de potencia, frecuencia, etc. que determinan su utilización.

Aún cuando estos dispositivos eléctricos sean utilizados convenientemente, es imposible lograr que la probabilidad de falla sea nula, principalmente por dos razones:

a) Debido a contingencias e imperfecciones de diseño o construcción de los aparatos o dispositivos eléctricos puesto que es prácticamente imposible que estos sean perfectos y

b) Debido a factores externos y ajenos al sistema eléctrico los cuales no pueden ser controlados por la mano del hombre tales como: descargas atmosféricas, variaciones de temperatura no previstas, variaciones climatéricas en general, etc.

En un sistema eléctrico las fallas o desperfectos que pueden producirse son: Sobrecorrientes, sobre o bajo voltajes, variación de la frecuencia, retorno de energía, falla de aislamiento, etc.

Podemos analizar brevemente los efectos que se producen al ocurrir una falla.

Una sobrecorriente puede ser ocasionada por sobrecargas o cortocircuitos; siendo estos últimos los que nos intere-

son construídos para frecuencia constante y además contra la calidad del servicio y estabilidad del sistema.

En resumen, se puede concluir que, en un sistema eléctrico por sencillo que este sea el equipo de protección es de vital importancia y aún más, que para sistemas eléctricos industriales grandes en los que las corrientes de cortocircuito son muy altas, debido, sea a la alta concentración del consumo o a las grandes potencias en juego, es indispensable proyectar instalaciones, no sólo con equipo de protección, sino también que estos sistemas sean seguros en su totalidad, haciendo un análisis integral y buscando el medio de reducir al mínimo la potencia de cortocircuito, y además, que todo el sistema sea capaz de soportar el cortocircuito máximo posible.

Ahora bien, analizando el problema desde el punto de vista opuesto, es decir, suponiendo un sistema eléctrico con un volumen de equipo de protección bastante grande, concluimos que a pesar de ello, la probabilidad de falla en el sistema nunca será nula debido a que el equipo de protección es también sensible a fallas. Por otro lado, si el sistema de protección es muy grande el sistema total se encarece hasta tal punto que eleva los cargos fijos.

En resumen, el volumen de equipo de protección a utilizarse dependerá del grado de protección requerido y de los cargos de inversión en él, factores con los cuales se jugará hasta llegar al volumen de equipo de protección justo, que en todo -

caso será el mínimo posible.

El grado de protección requerido depende del carácter y magnitud de la carga, así:

Los pequeños consumidores pueden admitir interrupciones más continuas y de mayor duración, por tanto la calidad de servicio requerida será baja. El sistema de una población requerirá un grado de protección dependiente de la importancia de esta, magnitud de las industrias, ritmo de crecimiento, riqueza de la zona, costo comparativo con la subdivisión de la carga utilizado como medio para limitar la potencia de cortocircuito. Un gran centro urbano requiere mayor grado de protección debido a la subdivisión de la carga al ser abastecido desde más de una central generadora para obtener mayor continuidad de servicio. Una zona de gran densidad de carga tiene que ser alimentada por una red de baja tensión por lo que requerirá mayor volumen de equipo de protección y así reducir al mínimo el sector afectado por la suspensión del servicio. Si se trata de un sistema interconectado el grado de protección se eleva, pues al ocurrir una falla deben salir del servicio sólo las unidades generadoras y alimentadores fallosos sin interrumpir el servicio al consumidor. Un factor importante en el aumento de seguridad constituye la subdivisión de unidades y el seccionamiento de las barras colectoras y de las líneas mediante equipo protector automático, siempre acompañados de equipo de reserva. Al aumentar la potencia del sistema es necesario ma--

por seccionamiento para limitar las corrientes de cortocircuito y aunque parezca antieconómico realmente no lo es.

Por tanto, se puede decir que el grado de protección requerido tiene que ser analizado tanto desde el punto de vista de magnitud y carácter de la carga bajo los factores de probabilidad de falla, calidad de servicio necesario, magnitud de potencia de cortocircuito; como desde el punto de vista económico bajo el factor tarifa del servicio eléctrico, la cual subirá al elevarse el costo por demanda.

EQUIPO PROTECTOR:

Los aparatos de protección existentes son:

- a) Interruptores automáticos: Accionados mediante los relevadores.
- b) Fusibles
- c) Seccionalizadores

Y como equipo auxiliar los desconectores.

I. 2.- SELECCION Y PLANIFICACION DE LA PROTECCION.

I.2.A.- Selección del Equipo.-

La aplicación de los relevadores de protección y aparatos de protección en general, requiere un estudio particular para cada caso, sin embargo, se puede generalizar mediante cinco principios que pueden aplicarse en todos los casos para obtener una buena selección del equipo de protección.

a) **Exactitud:** El aparato debe estar listo y adecuadamente calibrado para cualquier tipo de perturbación.

b) **Selectividad:** Se debe tomar en cuenta la máxima continuidad de servicio aislando sólo la parte fallosa. El sistema debe ser proyectado de tal manera que se prevea las unidades que pueden quedar fuera de servicio en caso de avería. Su análisis se facilita si se subdivide a los sistemas en "Unidades de Carga" (aquellas alimentadas por uno o más primarios) y en "unidades de Alimentación".

b)1.- Unidades de carga que se crea pueden soportar la suspensión del servicio al ocurrir una falla.

b)2.- Unidades de alimentación que pueden fallar sin afectar la continuidad del servicio.

En caso de grandes sistemas la subdivisión puede ser mayor, así:

b)3.- Unidades de carga y alimentación que pueden salir del servicio en caso de emergencia.

b)4.- Unidades de alimentación que deberían ponerse en servicio al existir una interrupción prolongada.

Para sistemas de poca densidad de carga o sistemas rurales se puede usar la reconexión automática para despejar las fallas transitorias, siendo estas unidades susceptibles a quedar fuera de servicio para fallas permanentes.

Para zonas de gran densidad de carga, las unidades

que pueden quedar fuera de servicio se limita generalmente a una sección de la red principal, y así, los abonados principales pueden ser alimentados desde varias secciones principales.

c) Velocidad: El aparato debe actuar lo más rápido posible de tal manera que el peligro de daño sea mínimo.

d) Simplicidad: El sistema de protección debe ser seguro pero práctico, es decir con el menor equipo posible pues éstos también son susceptibles de falla.

e) Economía: El estudio de la protección debe hacerse tomando en cuenta los factores de máxima protección posible con el mínimo costo.

Como se puede comprender, el reunir todos estos aspectos en un sistema es prácticamente imposible, por tanto, el problema será resuelto en base al criterio personal del ingeniero convirtiéndose más bien en un arte antes que una ciencia exacta.

L. 2.B.- Selección del Sistema.-

Entre los factores que influyen en la aplicación de la protección se pueden anotar los siguientes:

a) Economía: Hacer un estudio entre los costos iniciales de operación y los de mantenimiento.

b) Práctica en la operación:

b)1.- Debe permitir la extinción del arco en forma normal y práctica.

b)2.- Debe permitir eficiencia en el sistema de operación y

b)3.- Debe proporcionar flexibilidad para cambios futuros.

c) Experiencia previa: Poner énfasis en fallas experimentadas previamente.

d) Debe disponer de instrumentos para la indicación de fallas o perturbaciones.

La experiencia enseña que se puede obtener un ahorro usando el menor número de interruptores automáticos acompañados de sistemas de relevadores más complejos, o mediante diseños de protección muy pobres lo cual no es recomendable.

I.2. C.- PLANIFICACION.

La aplicación de los aparatos de protección se basa en la zonificación del sistema de acuerdo a zonas de protección que pueden ser adecuadamente protegidas mediante el aislamiento de una mínima parte del sistema; generalmente las zonas se las divide de acuerdo a las partes principales del sistema eléctrico así:

- a) Generadores, o unidades. Generador- transformador.
- b) Transformadores.
- c) Barras colectoras.
- d) Líneas de transmisión.
- e) Motores.

f) Interruptores automáticos.

La superposición de zonas protegidas contiguas y separadas mediante aparatos de protección, proporciona una selectividad y coordinación bastante buena, especialmente si los aparatos de protección funcionan con relevadores ya que éstos son independientes y pueden ser ajustados en sus tiempos.

El objeto de la zonificación es, por tanto, establecer una primera línea de protección y luego una de retaguardia o posterior, en caso de fallar la primera, con sólo aislar la zona subsiguiente a la fallosa (Fig. No. 1)

Para la aplicación de los aparatos de protección se requiere una valorización exacta de sus problemas, para lo cual se necesita la siguiente información:

- a) Configuración del sistema.
- b) Sistemas de protección existentes y sus dificultades.
- c) Grado de protección requerido.
- d) Sistemas preferidos: procedimientos de operación y práctica.
- e) Posibles cambios o ampliaciones.
- f) Estudio de las fallas.
- g) Carga máxima y relaciones de los transformadores de corriente.
- h) Localización, conexión y relaciones de los transformadores de potencial.

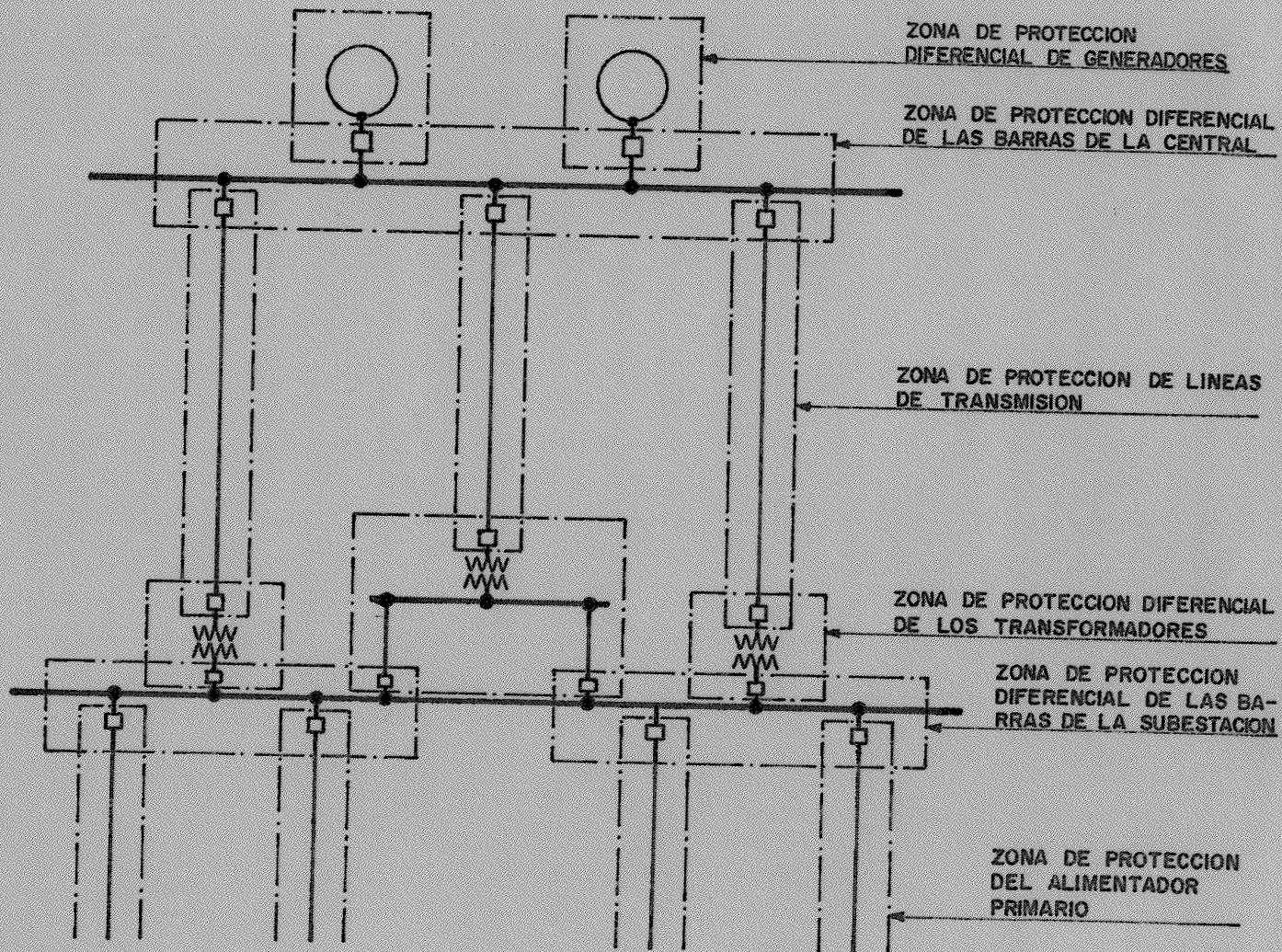


FIG. N° 1

i) Impedancias de líneas y transformadores, y constantes de las máquinas sincrónicas.

C A P I T U L O I : B I B L I O G R A F I A

REFERENCIA No.	PAGINAS CONSULTADAS
(1).--	1-1 a 1-5
(3).--	342 a 343
(4).--	1 a 3
(7).--	Tomo I: 1233 a 1239 y 1320 a 2323
(13).--	8

II.1.- GENERALIDADES.

Un sistema de transporte y distribución de energía eléctrica necesita un estudio de su comportamiento, de acuerdo a su capacidad o complejidad, tanto en estado normal como en condiciones de falla, para lo cual se han ideado muchos métodos para su análisis. El problema se reduce a encontrar tanto las corrientes como las tensiones en el punto o puntos del sistema en consideración cuando existe una perturbación lo que permitirá una elección y coordinación adecuada de los equipos de protección y el calibrado de relevadores.

Para realizar los estudios necesarios, hay que tomar en cuenta las clases y frecuencia de los cortocircuitos que pueden aparecer en el sistema. En un sistema trifásico, los cortocircuitos más comunes y su frecuencia, son, en orden de importancia:

Entre una fase y tierra	65%
Entre dos fases y tierra	20%
Entre dos fases	10%
Entre tres fases	5%

Las frecuencias anotadas han sido obtenidas de redes norteamericanas, por tanto, para predeterminar una frecuencia de cortocircuitos será necesario analizar otras condiciones específicas del sistema a protegerse; en todo caso, los cortocircuitos que con más frecuencia aparecen son los dos primeros, pero al ser

tomados en cuenta o no depende únicamente de la importancia de su corriente de falla.

Los cortocircuitos entre dos fases y tierra y los trifásicos tienen lugar, generalmente, al saltar el arco en un aislador sea por contorneo o por rotura del aislador, para luego ser llevado el arco a las otras fases por corriente de aire.

El cortocircuito trifásico o múltiple se origina casi siempre en las tormentas. Los sistemas más susceptibles a cortocircuitos simultáneos son aquellos en que el neutro está a tierra a través de una impedancia de alto valor de manera que al ponerse una de las dos fases a tierra, la sobretensión que se origina puede ser tan alta que falla el aislamiento.

II.2.- TEORIA DE LAS COMPONENTES SIMETRICAS APLICADA AL CALCULO DE SISTEMAS ELECTRICOS.

Como se ha visto anteriormente, la mayor parte de los cortocircuitos son desequilibrados o asimétricos los cuales no pueden ser analizados mediante los sistemas de resolución clásicos, por tanto, ha sido necesario recurrir a la teoría de los componentes simétricas con lo que se puede resolver sencillamente esta clase de problemas.

En un sistema equilibrado trifásico las corrientes \bar{I}_a , \bar{I}_b e \bar{I}_c serán un sistema de vectores equilibrado desfasados 120° (Fig. 2)

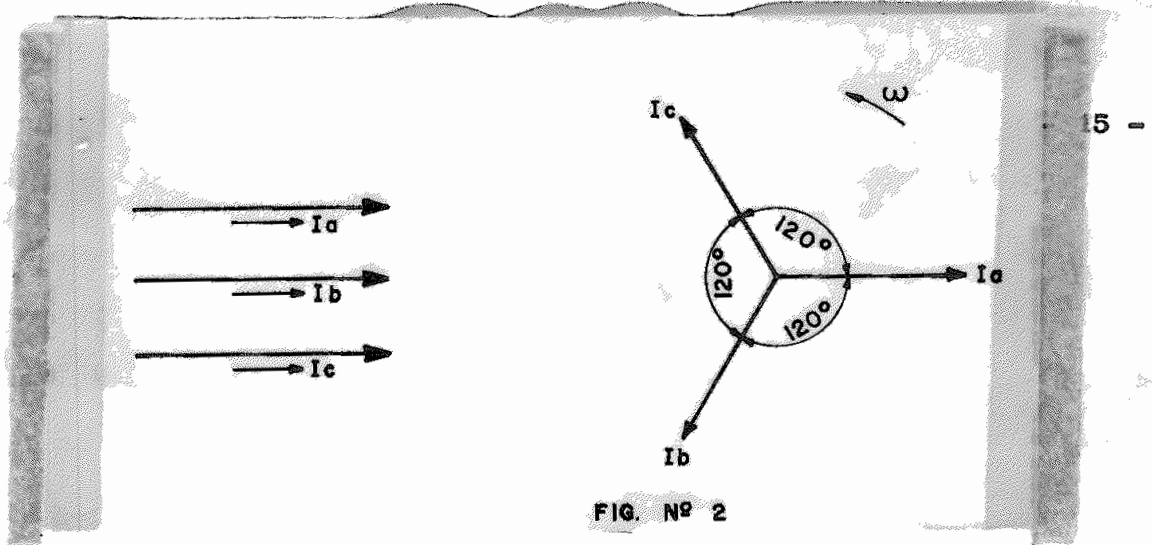


FIG. Nº 2

y con una secuencia de fases a, b, c, tomando como sentido de giro positivo, el contrario al de las agujas del reloj, llamado de secuencia POSITIVA.

II.2.A.- Operador "a".-

Para mayor facilidad, se ha introducido un operador imaginario llamado "Operador a" (Fig. No. 3) que tiene como valor absoluto la unidad y forma un ángulo de $+ 120^\circ$ con el eje de referencia, de manera que, si se multiplica cualquier vector por el operador "a" obtenemos un vector de igual valor absoluto que el original pero adelantado 120° de este.

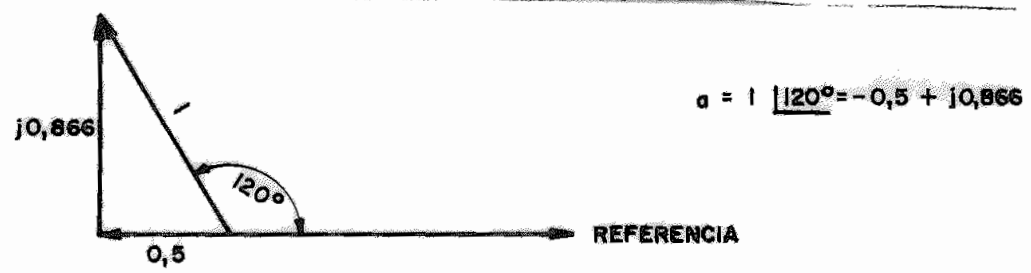


FIG. Nº 3

Es importante, además, obtener los valores de algunas operaciones realizadas con el operador "a" que se utilizarán

en el cálculo de las corrientes de falla así:

$$\begin{aligned}
 a &= 1 \angle 120^\circ &= -0,5 + j 0,866 \\
 a^2 &= 1 \angle 240^\circ &= -0,5 - j 0,866 \\
 a^3 &= 1 \angle 360^\circ &= 1,0 + j 0,00 \\
 a^4 &= 1 \angle 120^\circ &= -0,5 + j 0,866 \\
 1 + a &= 1 \angle 160^\circ &= 0,5 + j 0,866 \\
 1 - a &= \sqrt{3} \angle 90^\circ &= 1,5 - j 0,866 \\
 1 + a^2 &= 1 \angle -60^\circ &= 0,5 - j 0,866 \\
 1 - a^2 &= \sqrt{3} \angle 30^\circ &= 1,5 + j 0,866 \\
 a + a^2 &= 1 \angle 180^\circ &= -1,0 + j 0,00 \\
 a - a^2 &= \sqrt{3} \angle 90^\circ &= +0 + j 1,732 \\
 1 + a + a^2 &= 0 &= 0 + j 0,00
 \end{aligned}$$

Por tanto el sistema de vectores equilibrado de la

Fig. No. 2 puede ser expresado en base del vector \bar{I}_a y el operador "a" así:

$$\begin{aligned}
 I_a &= I_a \\
 I_b &= a^2 \cdot I_a \\
 I_c &= a \cdot I_a
 \end{aligned}$$

Si la secuencia es contraria a la indicada, o sea que el sentido de giro de los vectores es a, c, b, tendremos un sistema de secuencia NEGATIVA que expresado mediante el operador

"a" sería:

$$I_a = I_a$$

$$I_b = a \cdot I_a$$

$$I_c = a^2 \cdot I_a$$

Por último si se tiene un sistema de vectores de igual fase y valor absoluto se denominará sistema de secuencia nula o CERO y se expresará así:

$$I_a = I_a$$

$$I_b = I_a$$

$$I_c = I_a$$

II.2.B.- Nomenclatura.-

Los vectores de secuencia positiva serán designados con el subíndice 1 ; los de secuencia negativa con el subíndice 2 y los de secuencia cero con el subíndice cero (0) de manera que pueden ser fácilmente identificados.

Secuencia positiva: I_{a_1} ; I_{b_1} ; I_{c_1}

Secuencia negativa: I_{a_2} ; I_{b_2} ; I_{c_2}

Secuencia cero: I_{a_0} ; I_{b_0} ; I_{c_0}

La teoría de las componentes simétricas dice que:
 "Un sistema eléctrico cualquiera de n fasores asimétricos puede ser descompuesto en n sistemas simétricos llamados componentes

simétricas de los fasores originales". Si el sistema es trifásico podremos descomponerlo en las tres componentes simétricas vistas anteriormente:

a) En tres fasores de igual valor absoluto desfasados 120° entre sí y con una secuencia de fases positiva, (igual a la original) sistema llamado de componentes simétricas de secuencia POSITIVA.

b) En tres fasores de igual magnitud desfasados 120° entre sí y con secuencia de fases negativa, (opuesta a la original) sistema que lleva el nombre de componentes simétricas de secuencia NEGATIVA.

c) En tres fasores de igual magnitud y sin desfase angular entre sí y cuya dirección es la misma que la del vector resultante, sistema que lleva el nombre de componentes simétricas de secuencia CERO.

Por otro lado sabemos que en un sistema equilibrado de tensiones sinusoidales, las corrientes que circulan son también equilibradas y de igual secuencia de fases si las cargas son equilibradas, y originarán caídas de tensión equilibradas y de igual secuencia de fase, luego, las magnitudes de una secuencia no reaccionan sobre la otra secuencia, excepto en los puntos que existen desequilibrio, por tanto, se puede estudiar el problema analizando cada secuencia separadamente, y luego, estudiar el circuito por el teorema de la superposición.

En la práctica se procura que los circuitos eléc--

tricos sean equilibrados y pueden ser considerados como tal, pero en casos especiales tales como cortocircuitos, existen puntos de desequilibrio, permaneciendo el resto del sistema equilibrado, -- dando lugar a corrientes y caídas de tensión desequilibradas. Son precisamente, esta clase de problemas los que se pueden resolver por medio de esta teoría.

Así: Sea el sistema de tres vectores desequilibrado mostrado en la Fig. No. 4. Según la teoría de las componentes si métricas este puede ser descompuesto en los tres sistemas secuenciales de tres vectores cada uno como se muestra en la Fig. No.5

Luego, pueden darse dos clases de problemas: El primero encontrar el sistema desequilibrado dadas las componentes simétricas y el segundo, que es el que nos interesa, será el encontrar las componentes simétricas dado el sistema desequilibrado.

II.2.C.- Valor Absoluto de los Vectores Secuenciales.-

a) Secuencia Cero.

$$I_a = I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0} = I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0}$$

$$I_b = I_{b_1} + I_{b_2} + I_{b_0} = a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} + I_{a_0}$$

$$I_c = I_{c_1} + I_{c_2} + I_{c_0} = a I_{a_1} + a^2 I_{a_2} + I_{a_0}$$

$$I_a + I_b + I_c = I_{a_1} (1 + a + a^2) + I_{a_2} (1 + a + a^2) + 3I_{a_0}$$

$$1 + a + a^2 = 0 + j 0,00$$

$$I_a + I_b + I_c = 3 I_{a_0}$$

$$I_{a_0} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} = I_{b_0} = I_{c_0}$$

Luego el valor absoluto de cualquier

componente es de igual a la suma de los valores del sistema dividido por 3.

b) Secuencia positiva

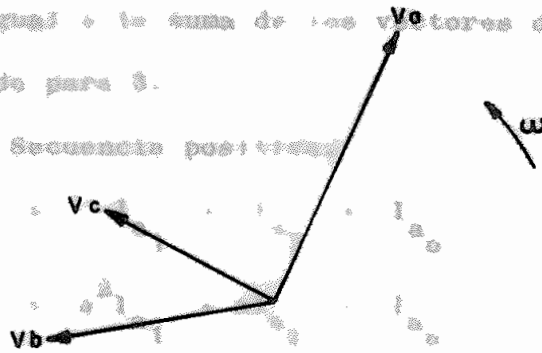


FIG. Nº 4

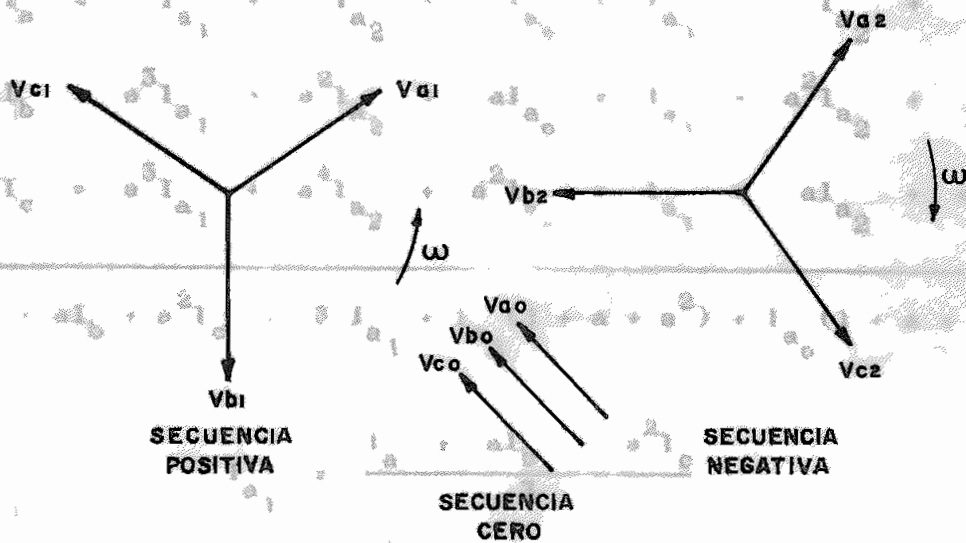


FIG. Nº 5

$$I_{c_1} = a I_{a_1}$$

c) Secuencia negativa.

$$\begin{aligned}
 I_a &= I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0} = I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0} \\
 a^2 I_b &= a^4 I_{a_1} + a^3 I_{a_2} + a^2 I_{a_0} = a I_{a_1} + I_{a_2} + a^2 I_{a_0} \\
 a I_c &= a^2 I_{a_1} + a^3 I_{a_2} + a I_{a_0} = a^2 I_{a_1} + I_{a_2} + a I_{a_0}
 \end{aligned}$$

$$I_a + a^2 I_b + a I_c = I_{a_1} (1 + a + a^2) + 3I_{a_2} + I_{a_0} (1 + a + a^2)$$

$$I_{a_2} = \frac{I_a + a^2 I_b + a I_c}{3}$$

$$I_{b_2} = a I_{a_2}$$

$$I_{c_2} = a^2 I_{a_2}$$

II.2.D.- Principios para su aplicación a Sistemas Eléctricos.-

Para la resolución de sistemas eléctricos desequilibrados mediante la teoría de las componentes simétricas se debe tomar en cuenta los siguientes principios:

a) Las corrientes de una determinada secuencia en un sistema simétrico producen caídas de tensión sólo de dicha secuencia.

b) La caída de tensión debido al paso de la corriente de una secuencia, por una parte del circuito, depende de la impedancia que presenta aquella parte del circuito a la corriente de esa secuencia.










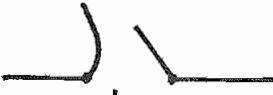


- c) Las impedancias secuenciales de una parte del circuito pueden o no ser diferentes entre sí.
- d) Las impedancias que ofrece una parte del circuito a la corriente de secuencia positiva, negativa o cero se denominan "Impedancia a las corrientes de secuencia positiva, negativa o cero, respectivamente" pero se les denomina simplemente "Impedancia de secuencia positiva, negativa o cero".
- e) Para el análisis de una falla asimétrica en sistemas equilibrados se encontrará las componentes simétricas de las corrientes y se las supondrá circulando independientemente por circuitos formados por impedancias sólo de dicha secuencia.
- f) Un circuito secuencial comprenderá cualquier fuerza electromotriz existente que se halle presente de aquella secuencia; luego se interconectarán estos circuitos secuenciales de manera apropiada tal que representen los diferentes tipos de falla.
- g) La barra de referencia de los circuitos de secuencia positiva y negativa es el neutro del generador considerado a potencial de tierra, y para el de secuencia cero la barra de referencia será tierra pues sólo las componentes de secuencia cero fluyen por la impedancia que existe entre el neutro y tierra.

II.3. REPRESENTACION DE SISTEMAS ELECTRICOS.-

Para representar los sistemas eléctricos existen -

normas en cada país, pero especialmente prevalecen las americanas y las europeas. En nuestro país no existen normalizaciones por tanto, es necesario adoptar una de ellas. En vista de la mayor influencia de los sistemas americanos adoptaremos sus normas expedidas por ASA clase Z 32 - 12 - 1947.

II.3.A.- Símbolos Eléctricos.

Maquina rotativa	
Transformador de 2 devanados	
Transformador de 3 devanados	
Fusibles	
Disyuntor en aceite	
Disyuntor en aire	
Dispositivo desconectador (Tipo enchufable)	
Interruptor desconectador	
Fusible desconectador	
Interruptor con cuerno de extensión de arco	
Pararrayos	
Pararrayos tipo válvula	

Conexión triángulo



Conexión estrella



Conexión estrella con tierra



Conexión Zig - Zag



II.3.B.- Diagrama Unifilar.-

El diagrama unifilar se puede utilizar siempre que se trate de sistemas equilibrados tanto en tensiones como en corriente. Mediante este diagrama se puede representar un sistema eléctrico completo con bastante facilidad y claridad. (Fig. No.6)

II.3.C.- Diagrama de Impedancias.-

Considerando al sistema equilibrado, como son los sistemas eléctricos que nos ocupan, no solamente que se puede simplificar la representación del sistema mediante el diagrama unifilar, si no que aún más, puede ser estudiado el sistema en una sola de sus fases con respecto al neutro o a la barra de referencia con sólo representar las impedancias de cada una de las partes del sistema entre una de las fases y dicha barra de referencia o neutro.

Para efectos de cálculo de fallas se debe especificar la clase de reactancia de que se trata pues existen tres clases de ellas:

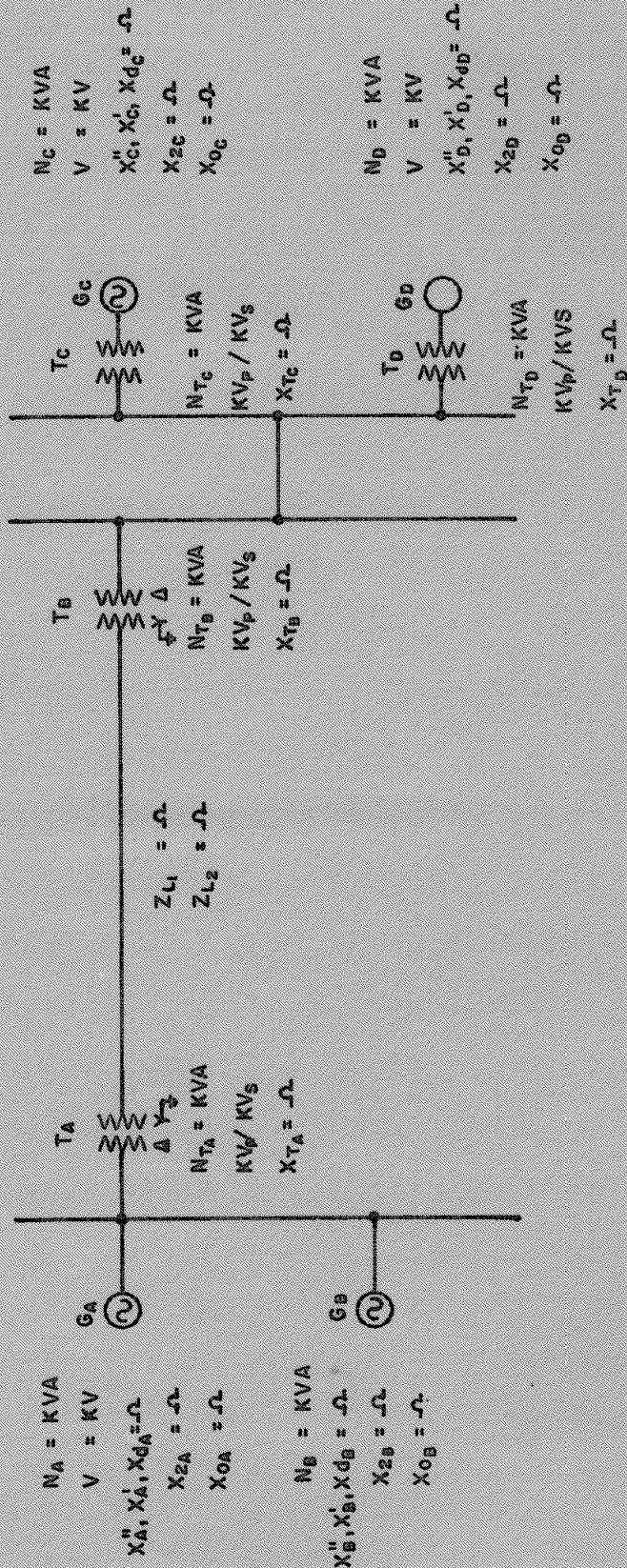


FIG. NO 6

a) Reactancia Subtransitoria: que es aquella que posee una máquina sincrónica los cinco primeros ciclos inmediatamente después de ocurrida la falla o cortocircuito. Es la de menor valor.

b) Reactancia Transitoria: es aquella que posee la máquina sincrónica antes de alcanzar su velocidad normal y ocurre aproximadamente entre los cinco y sesenta ciclos después del cortocircuito. Es de valor medio. y

c) Reactancia Sincrónica: es la que posee la máquina en régimen permanente lo que ocurre después de transcurridos los sesenta ciclos a partir del cortocircuito.

De todas maneras el diagrama es el mismo, variando solamente el valor de las reactancias. (Fig. No.7) .

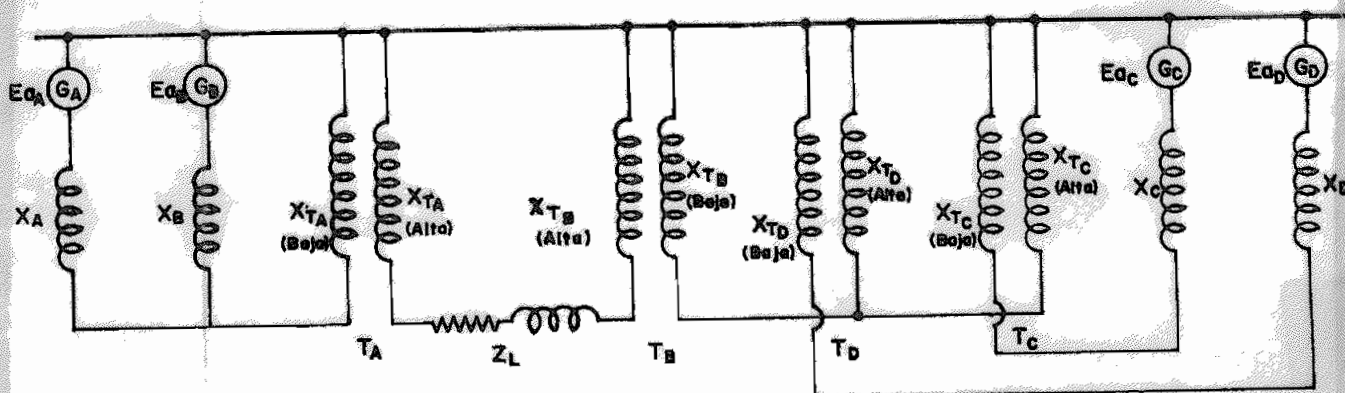


FIG. Nº 7

001551

II.3.D.- Diagrama Transferido.-

Como se puede observar en el diagrama de impedancias (Fig. No.7), no existe continuidad eléctrica entre partes del sistema separadas por transformadores, siendo el acoplamiento magnético. El problema puede ser estudiado con mayor facilidad si se transfieren las impedancias y tensiones a un solo lado del transformador mediante la relación de transformación, con lo que se obtendrá un circuito continuo equivalente.

Generalmente, por considerarlo más cómodo, se transfiere todas las magnitudes al lado de alta de los transformadores mediante la relación siguiente:

$$\text{Relación de transformación} = k = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

N_1 = Número de espiras de alta

N_2 = Número de espiras de baja

E_1 = Tensión de alta de fase a fase

E_2 = Tensión de baja de fase a fase

I_1 = Corriente de alta

I_2 = Corriente de baja

$$E_1 = k \cdot E_2$$

Luego, las tensiones de baja para transferirlas a alta es necesario multiplicarlas por la relación de transforma --

ción y viceversa.

$$I_1 = \frac{I_2}{k}$$

Las corrientes de baja para transferirlas a alta - se las deberá dividir para k y viceversa.

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{E_2 / Z_2}{E_1 / Z_1}$$

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{E_2 \cdot Z_1}{E_1 \cdot Z_2} ; \frac{E_1^2}{E_2^2} = \frac{Z_1}{Z_2} \quad \left(\frac{E_1}{E_2} \right)^2 = \frac{Z_1}{Z_2}$$

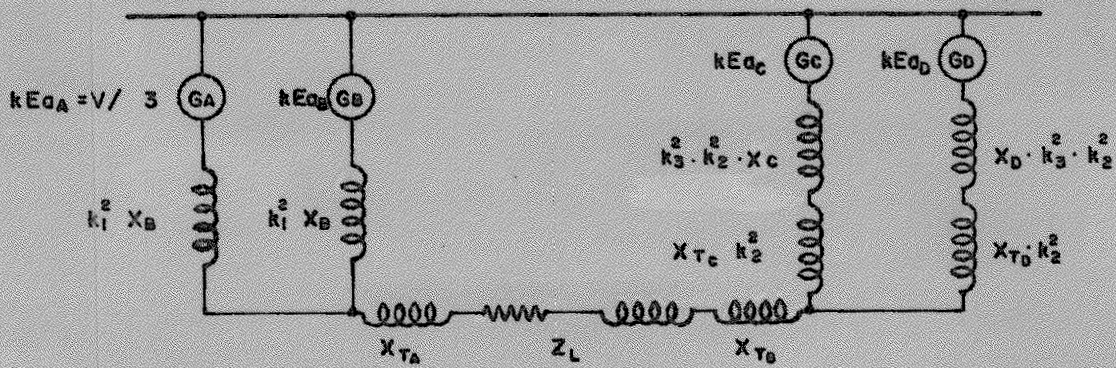
$$k^2 = \frac{Z_1}{Z_2} \quad Z_1 = k^2 \cdot Z_2$$

Luego, para transferir las impedancias de baja a - alta se les debe multiplicar por k^2 y viceversa. (Fig No.8).

Se debe tomar en cuenta que el diagrama de impedancias es monofásico (fase - neutro) por tanto las tensiones de fase a fase deben ser divididas por $\sqrt{3}$.

$$k \cdot \frac{E_2 \text{ f-f}}{\sqrt{3}} = E_1 \text{ f-n}$$

En la práctica se realizará la transferencia mediante el siguiente razonamiento: Si la transferencia es a alta - las impedancias y tensiones deben ser mayores que en baja pues - las corrientes tienen que ser menores, luego habrá que multiplicar por su respectiva relación; y si la transferencia es a baja - será lo contrario.



Todos estos valores son transferidos a una sola tensión de base, siendo ésta la tensión de la línea.

FIG. Nº 8

Todos estos valores son transferidos a una sola tensión de base siendo esta la tensión de la línea.

Una vez transferidas las impedancias se puede llegar a un circuito más simple reduciendo las impedancias de los generadores en paralelo a su equivalente, lo cual es factible debido a que sus tensiones son exactamente iguales o sea que sus potenciales positivos pueden ser unidos como lo están los negativos (Fig. No.9).

Si se trata de circuitos o sistemas grandes en los que las tensiones son altas, se puede despreciar el efecto de las resistencias y conciderar las impedancias como compuestas de sólo reactancias.

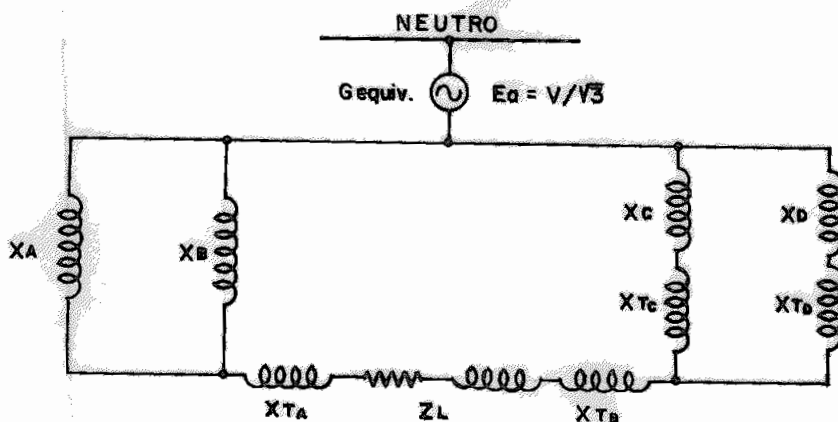


FIG. Nº 9

II.3.E.- Magnitudes Relativas.-

Son los valores de un sistema eléctrico relacionados con uno de ellos que se ha tomado como base sea en tanto por uno (pu) o en tanto por ciento (%). En la práctica las magnitudes que se toman como base son los KVA y los KV, y se deduce la corriente y la impedancia que servirá de base.

a) Sistemas monofásicos

$$KV_B \quad ; \quad KV_B$$

$$I_B = \frac{KVA_B}{KV_B} \quad (\text{Amp.})$$

$$Z_B = \frac{V_B}{I_B} \quad (\Omega)$$

$$Z_B = \frac{V_B}{I_B} \cdot \frac{KV_B}{KV_B} = \frac{V_B \cdot KV_B}{KVA_B} = \frac{10^3 \cdot KV_B \cdot KV_B}{KVA_B} = \frac{KV_B^2}{10^{-3} \cdot KVA_B}$$

$$Z_B = \frac{KV_B^2}{MVA_B} \quad (\Omega)$$

Una vez escogidas y deducidas las bases se pueden

relacionar todas las magnitudes con éstas:

$$\text{Si } Z_B \text{ es } 1 \rightarrow Z_{pu}$$

luego

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_B}$$

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_B} = \frac{Z}{\frac{KV_B^2}{10^{-3} \cdot KVA_B}} = Z \cdot \frac{10^{-3} \cdot KVA_B}{KV_B^2} \cdot 10^{-3}$$

$$Z_{pu} = Z \cdot \frac{MVA_B}{KV_B^2} \quad ; \quad Z \% = Z \cdot \frac{MVA_B}{KV_B^2} \cdot 100$$

$$I_{pu} = \frac{I}{I_B} \quad ; \quad I \% = \frac{I}{I_B} \cdot 100$$

b) Sistemas trifásicos: (Fig. No.10)

Bases: KVA_B = Kilovoltamperios de una de las fases entre fase y neutro.

KV_B = Tensión entre fase y neutro

$$I_B = \frac{KVA_B}{KV_{B \text{ f-n}}} \quad (\text{Amp.})$$

KVA_B = 1/3 de la potencia total del sistema.

I_B = Corriente de línea.

$$Z_B = \frac{KV_{B \text{ f-n}} \cdot 10^3}{I_B} = \frac{KV_B^2 \cdot 10^3}{KVA_B}$$

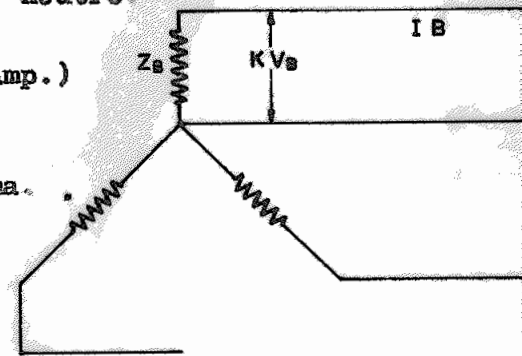
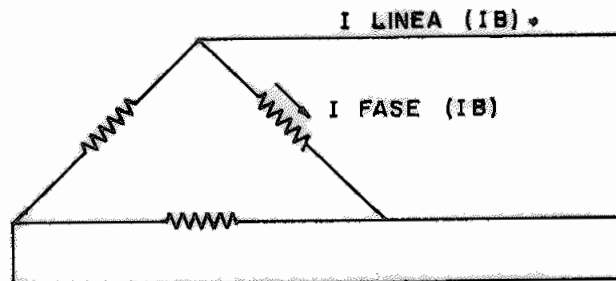


FIG. Nº 10

Para regresar a valores absolutos

es importante tomar en cuenta que las tensiones son las de fase a neutro; y para las corrientes especificar claramente si son de línea o de fase pues ambas tendrán igual valor relativo pero sus bases serán diferentes. (Fig. No.11).



$$I \text{ LINEA (PU)} = I \text{ FASE (PU)}$$

$$I \text{ LINEA} = \sqrt{3} I \text{ FASE}$$

FIG. Nº 11

II.3.F.- Cambio de Base.-

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_B} \quad Z'_{pu} = \frac{Z}{Z'_B}$$

$$Z = Z_{pu} \cdot Z_B = Z'_{pu} \cdot Z'_B$$

$$Z'_{pu} = Z_{pu} \cdot \frac{Z_B}{Z'_B}$$

$$Z_B = \frac{\overline{KV_B}^2 \cdot 10^3}{KVA_B} \quad Z'_B = \frac{\overline{KV'_B}^2 \cdot 10^3}{KVA'_B}$$

$$Z'_{pu} = Z_{pu} \cdot \frac{\overline{KV_B}^2}{\overline{KV'_B}^2} \cdot \frac{KVA'_B}{KVA_B}$$

$\overline{KV'_B}$ = Nueva base de tensión.

KVA'_B = Nueva base de potencia.

Z'_{pu} = Valor relativo de la impedancia con las nuevas bases.

**II.4.- CONSTANTES DE LAS MAQUINAS SINCRONICAS, IMPEDANCIAS SECUEN-
CIALES DE LAS COMPONENTES DEL SISTEMA Y CIRCUITOS SECUEN-
CIALES EQUIVALENTES.-**

II.4.A.- Máquinas Sincrónicas.-

En condiciones de falla y en la mayor parte de los análisis de ésta, lo que interesa son sus momentos iniciales, en los cuales las características de las máquinas sincrónicas se las puede considerar constantes con la exactitud requerida, pues, se

supone que la saturación permanece constante. Por otro lado es necesario tomar los valores adecuados para el cálculo, dependiendo éstos del estado de saturación a que se encuentre la máquina el momento de producirse la falla.

En una máquina sincrónica, sea motor o generador, hay que tomar en cuenta, además de la reactancia sincrónica (X_d), la reactancia de reacción de la armadura y la de dispersión que están consideradas en la reactancia transitoria (X'_d) y en la subtransitoria (X''_d). Además, al producirse un cambio brusco de las corrientes en el inducido de una máquina sincrónica,

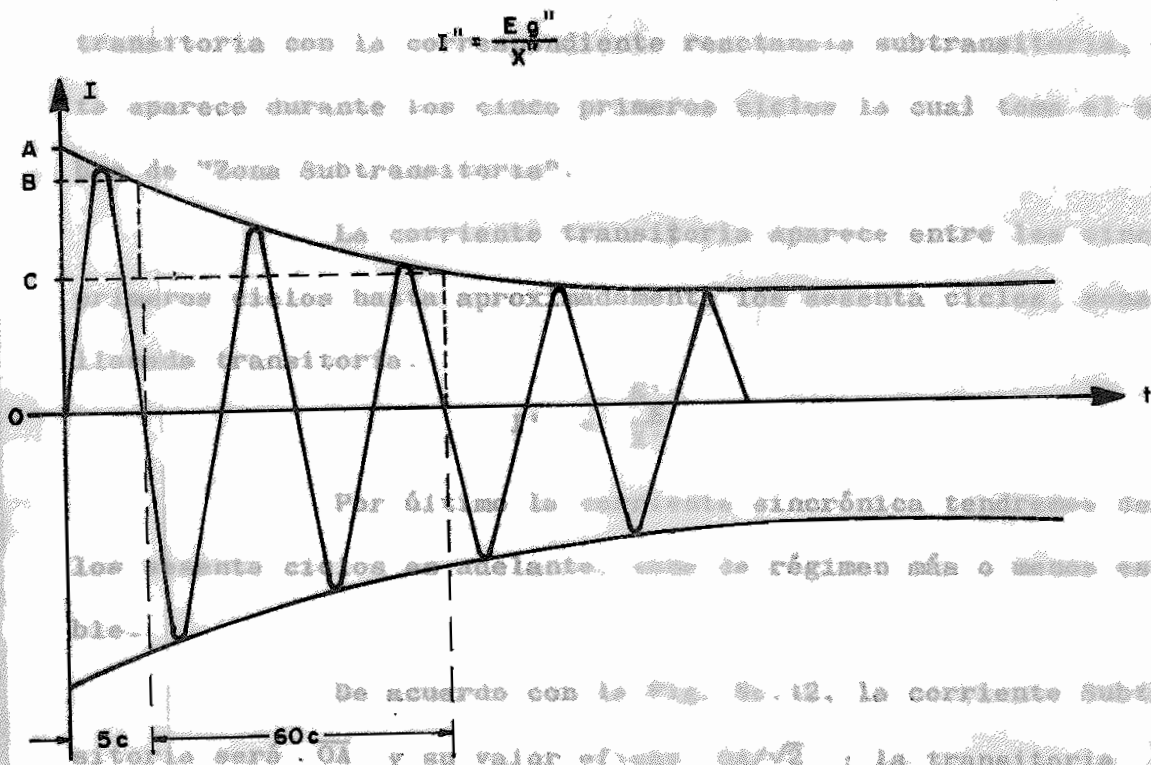


FIG. Nº 12

lor eficaz. Todos estos valores son correspondientes a corrientes simétricas en las que no se considera las armónicas que producen asimetría; en la práctica es necesario aplicar un factor de multiplicación mayor que la unidad a los valores encontrados, tanto subtransitorios como transitorios para tomar en cuenta la asimetría, estos valores vienen en tablas.

Estas constantes anteriormente analizadas existirán sólo para secuencia positiva, pues, para secuencia negativa y cero, si se trata de fallas asimétricas, existe un solo valor que es constante para cualquier condición que se presente en el sistema y son menores que el valor de secuencia positiva.

Los valores de cada una de estas reactancias son proporcionados por los fabricantes de las respectivas máquinas.

Los problemas más importantes que existen al hacer un estudio de una red en régimen anormal son:

a) Determinación de corrientes y tensiones en los diferentes puntos cuando se produce un cortocircuito.

b) Cálculo de la máxima potencia que puede proporcionar o absorber las máquinas del sistema en:

b)1.- Cuando hay incrementos lentos y progresivos de la potencia, sea absorbida o suministrada por las máquinas, o cuando hay estabilidad en régimen estacionario.

b)2.- Cuando hay variaciones bruscas en la red o

estabilidad en régimen transitorio.

Como se ha visto anteriormente cualquier sistema trifásico desequilibrado o asimétrico puede ser reemplazado por tres sistemas equilibrados y simétricos. En base de esto podemos encontrar los circuitos equivalentes secuenciales de un generador o motor trifásico sea cual fuere su conexión.

Sea el generador mostrado en la Fig. No.13 cuya conexión es estrella con neutro a tierra a través de una impedancia.

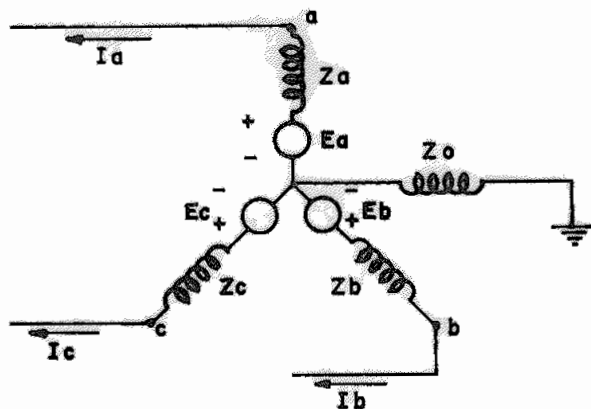


FIG. Nº 13

Este generador puede ser reemplazado, según la teoría de las componentes simétricas por tres sistemas equilibrados:

- a) De secuencia positiva,
- b) De secuencia negativa y
- c) De secuencia cero, si se produce una falla asimétrica a sus bornes.

Secuencia positiva (Fig. No.14).

Secuencia cero (Fig. No.18).

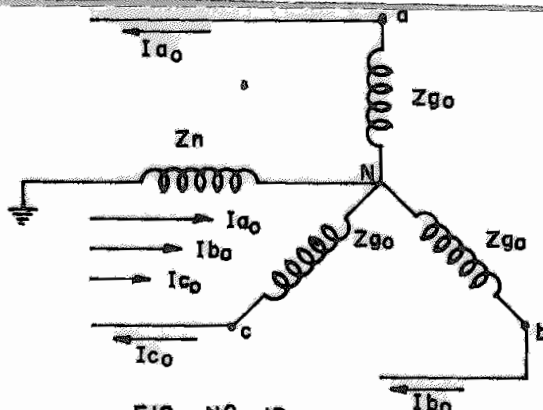


FIG. Nº 18

El circuito equivalente de secuencia cero es el de

la Fig. No.18 en el cual están representadas las impedancias que presentan en cada fase el generador a la corriente de secuencia - cero (Z_{g_0}) y la impedancia que presenta la conexión a tierra a las tres corrientes de secuencia cero que no es sino la propia impedancia de tierra (Z_n) por la cual tienen que circular las tres corrientes al retornar al generador. En vista de esto, el circuito monofásico equivalente tiene que ser el representado en la Fig. No.19, pues, en éste es el único que entra la conexión a tierra y suponemos como si una sola de las corrientes de secuencia - cero circula por tres veces la impedancia del neutro, esta es la única manera de obtener un circuito monofásico equivalente. luego:

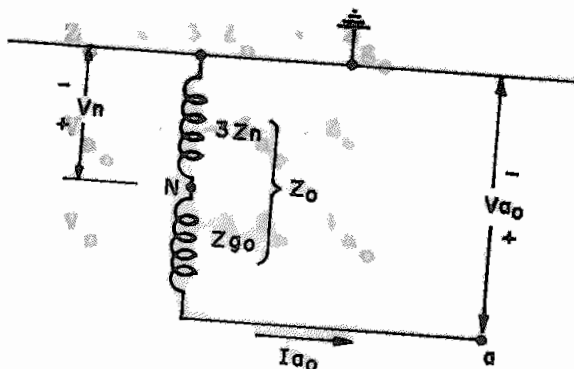


FIG. Nº 19

Para el caso que nos ocupa, o sea el análisis de los cortocircuitos, se utiliza el valor de la reactancia sincrónica cuando la máquina está con saturación nula, valor que, como se había explicado, es dado por los fabricantes; pero muchas veces estos no son conocidos y para el análisis de los cortocircuitos se utilizan valores medios dados en tablas debido a que las variaciones son pequeñas tratándose del mismo tipo de máquina siempre que se expresen en tanto por uno. (Tabla No.1).

T A B L A N° 1

MAQUINA	SECUENCIA POSITIVA						SECUENCIA NEGATIVA		SECUENCIA CERO	
	Sincrónica X_d (pu)		Transitoria X' (pu)		Subtransitoria X'' (pu)		X_2 (pu)		X_0 (pu)	
	Prom	Rango	Prom	Rango	Prom	Rango	Prom	Rango	Prom	Rango
Turbo-alternador de 2 polos. Enfriado por H_2 . Cos = 45	1,65	1,22-1,91	0,27	0,20-0,35	0,21	0,17-0,25	0,21	0,17-0,25	0,093	0,04-0,14
Turbo-alternador de 2 polos. Enfriado por H_2 . Cos = 30	1,72	1,61-1,86	0,23	0,188-0,303	0,14	0,116-0,17	0,14	0,116-0,17	0,042	0,03-0,073
Turbo-alternador de 4 polos. Enfriado por H_2 . Cos = 30	1,49	1,36-1,67	0,281	0,265-0,30	0,19	0,169-0,208	0,19	0,169-0,208	0,106	0,041-0,1825
Motores y generadores de polos salientes - con amortiguadores.	1,25	0,6-1,5	0,30	0,2-0,5	0,2	0,13-0,32	0,2	0,13-0,32	0,18	0,03-0,23
Generadores de polos salientes sin amortiguadores.	1,25	0,6-1,5	0,30	0,2-0,5	0,3	0,2-0,5	0,48	0,35-0,65	0,19	0,03-0,24

Condensadores - sincrónicos. En- friados por aire	1,85	1,25-2,20	0,40	0,3-0,5	0,27	0,19-0,3	0,26	0,18-0,4	0,12	0,025-0,15
Condensadores - sincrónicos. En- friados con H ₂ . Cos = 1/2	2,2	1,5-2,65	0,48	0,36-0,6	0,32	0,23-0,36	0,31	0,22-0,48	0,14	0,03-0,18
Turbo-generador- es enfriados - por aire.	1,0	0,9-1,2	0,2	0,17-0,24	0,14	0,12-0,17	0,14	0,12-0,17	0,05	0,03-0,08
Motores y genera- dores pequeños - de polos salien- tes.	0,9	0,8-1,0	0,26	0,22-0,30	0,2	0,17-0,23	0,21	0,18-0,24	0,6	0,01-0,12

Como se puede observar la reactancia de secuencia negativa es aproximadamente la misma que la reactancia subtransitoria de secuencia positiva y es este el valor que se toma cuando se desconoce el real.

La reactancia de secuencia negativa se presentará, por tanto, sólo cuando exista desequilibrio y la de secuencia cero sólo si el sistema tiene conexión a tierra.

En caso de conocerse sólo uno de los valores de secuencia positiva se puede encontrar las otras reactancias con bastante aproximación mediante las siguientes relaciones:

1.- Turbo Alternadores:

$$X' = 1,4 X'' \quad X_2 = X'' \quad X_0 = 0,5X''$$

2.- Generadores de Polos Salientes con Amortiguadores:

$$X' = 1,25 X'' \quad X_2 = 1,15 X'' \quad X_0 = 0,6X''$$

3.- Generadores de Polos Salientes sin Amortiguadores:

$$X' = X'' \quad X_2 = \frac{X'' + 0,6 X_d}{2} \quad X_0 = 0,5X''$$

4.- Condensadores Sincrónicos:

$$X' = 1,4 X'' \quad X_2 = 1,15 X'' \quad X_0 = 0,6X''$$

5.- Motores y Pequeños Alternadores de Polos Salientes:

$$X' = 1,3 X'' \quad X_2 = 1,05 X'' \quad X_0 = 0,6X''$$

Se debe anotar también que debido a que la resisten

cia óhmica es muy pequeña, se puede despreciar, de tal manera que las reactancias de las máquinas pueden utilizarse como impedancias de las mismas.

II.4.B.- Máquinas Asincrónicas.-

En este grupo caen generalmente sólo los motores asincrónicos y sus valores son:

a) Reactancia positiva: Existen sólo dos valores de reactancias la Transitoria entre los dos primeros ciclos y luego la Sincrónica cuyo valor se encuentra por la relación:

$$Z_1 = \frac{V_{\text{nominal}}^2 \text{ (entre fases)}}{P_{\text{nominal}}}$$

Estos valores son generalmente grandes en las máquinas asincrónicas normales y valdrá tomar en cuenta sólo en fallas de máquinas de mucha potencia (sobre 2.000 H.P.).

b) Reactancia de secuencia negativa: Tiene valores del mismo orden que la de secuencia positiva.

c) Reactancia de secuencia cero: Este valor no existe ya que en este tipo de máquinas no se conecta el neutro a tierra.

II.4.C.- Transformadores.-

Las impedancias que presentan los transformadores polifásicos a las diferentes corrientes secuenciales dependen, en primer lugar, del número de devanados del transformador; en segundo

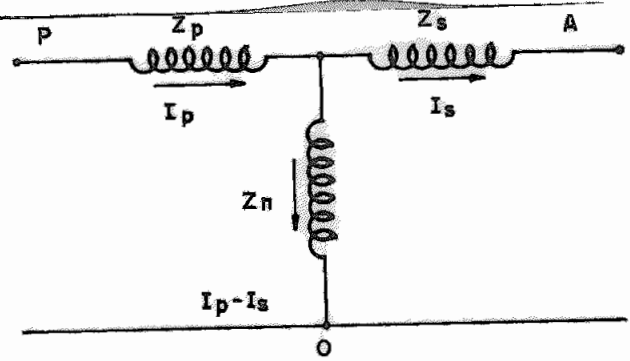


FIG.. Nº 23

Por último estas tres impedancias en triángulo pueden transformarse en tres en estrella según la Fig. No.23 que es precisamente el circuito equivalente de un transformador monofásico de dos devanados.

b) Transformadores monofásicos de tres devanados.
 (Fig. No. 24)

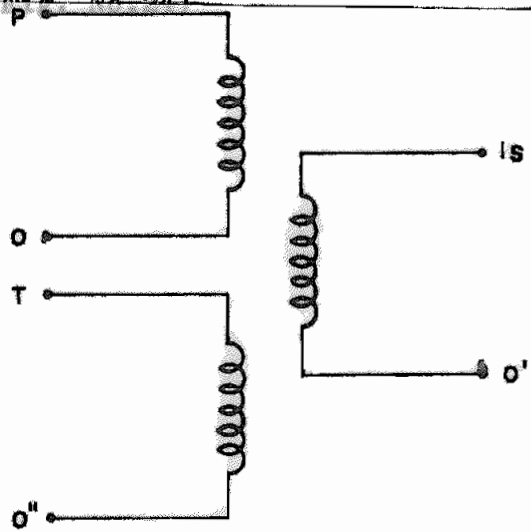


FIG. Nº 24

Con igual razonamiento que el anterior podemos -- unir los terminales de tensión O sin variar las características físicas del circuito (Fig. No.26) y substituirlo por una red de impedancias de efecto igual al de este cuadripolo, según se indi-

c)1.- Reactancia de secuencia positiva y negativa:

El transformador de la Fig. No.27 cuya conexión es D d 0 , tiene sus tensiones y corrientes correspondientes a cada columna del transformador y tanto en alta como en baja, en fase y perfectamente equilibrados, por tanto, lo podemos substituir por una conexión estrella-estrella (Y y 0) para las secuencias positiva y negativa según la Fig. No.28 en el que se pue

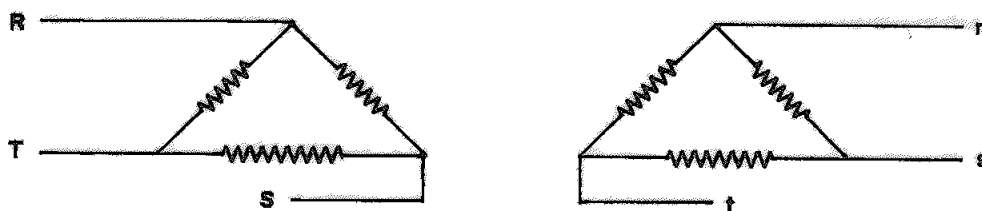


FIG. Nº 27

de conectar los puntos neutros entre sí, sin que se alteren las condiciones físicas y si realizamos un diagrama equivalente por fase lo podemos substituir por un transformador monofásico con un circuito equivalente igual al de la Fig. No.23. En vista de que en los transformadores la impedancia Z_m es del orden de 1000 veces mayor que Z_p y Z_s se la puede considerar infinita; y el circuito equivalente por fase sería el de la Fig. No.29, en el cual Z_T es la suma de las impedancias Z_p y Z_s ambas referidas a un mismo lado del transformador.

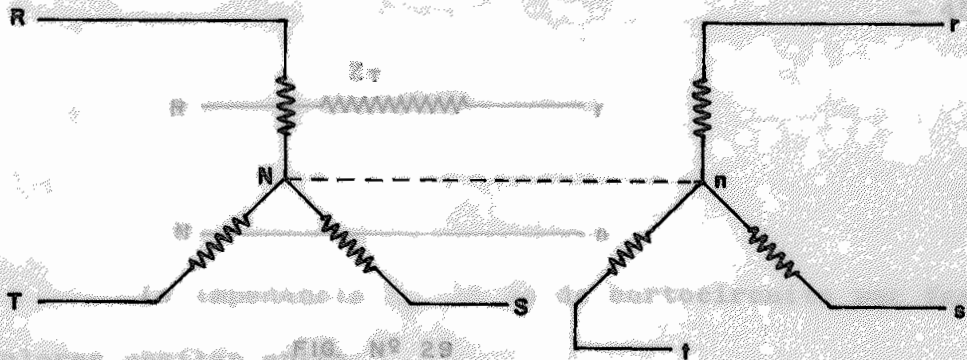


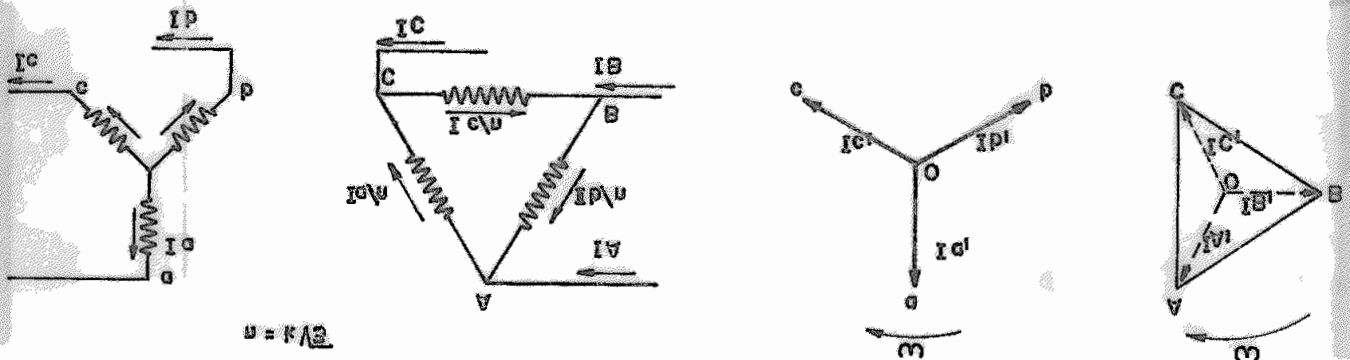
FIG. Nº 29

2 - 4%

Para transformadores de Potencia: 4 - 10%

Los valores de Z_T son proporcionados por los fabricantes de los transformadores en tanto por uno o por ciento, - referida a cualquiera de los arrollamientos.

Si la conexión de los transformadores es "estrella-triángulo" y el sistema es equilibrado el diagrama vectorial de las tensiones de secuencia positiva será el mostrado en la Fig. No.30 lo cual se puede demostrar analíticamente; o sea, que las -

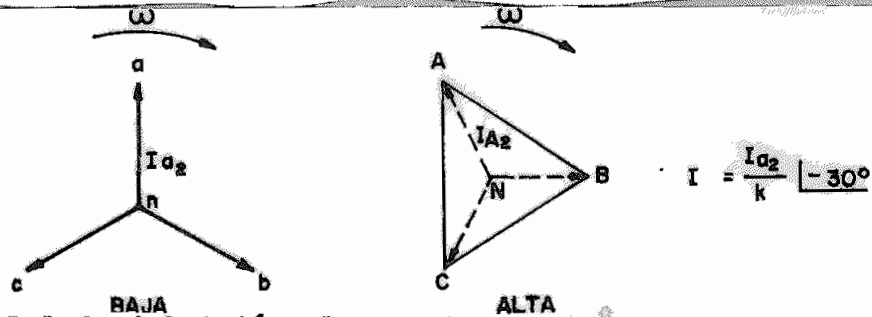


tensiones en el triángulo tendrán la misma secuencia de fase pero sus tensiones adelantarán en 30° a las respectivas de la estrella:

$$I_{A_1} = \frac{I_{a_1}}{n} - \frac{I_{b_1}}{n} = \frac{I_{a_1}}{n} (1-a^2) = \frac{I_{a_1}}{n} \sqrt{3} \angle 30^\circ = \frac{I_{a_1}}{k \cdot \sqrt{3}} \sqrt{3} \angle 30^\circ$$

$$I_{A_1} = I_{a_1} \angle 30^\circ$$

Si la secuencia de fases es negativa el diagrama vectorial será el mostrado en la Fig. No.31; es decir, que las



tensiones del lado del triángulo se atrasan 30° respecto a las correspondientes del lado de la estrella conservando la misma secuencia.

Si se hace un análisis de las corrientes se verá que también sufren el cambio de fases al pasar de lado en el transformador, y ese cambio de fase es el mismo que el de las tensiones, pues el transformador prácticamente conserva el factor de potencia de los circuitos acoplados a él, ya que las pérdidas y la potencia magnetizante se puede despreciar.

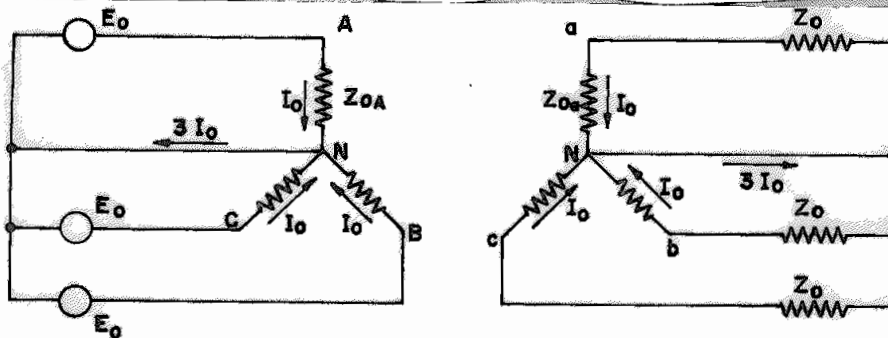
Por tanto, para substituir un transformador trifásico de dos arrollamientos por un circuito equivalente por fase, se prescinde del desfaseamiento que se puede producir al cambiar de lado del transformador, sea para la secuencia positiva o negativa; y además una conexión en triángulo puede substituirse por

una en estrella siempre que al determinar los valores reales se introduzca el desplazamiento correspondiente.

Como conclusión se puede decir que el diagrama equivalente por fase para secuencia positiva o negativa es el mismo mostrado en la Fig. No.23 y con igual valor numérico de impedancias, pues la secuencia no influye en éste, y el diagrama simplificado será el mostrado en la Fig. No.29 .

c)2.- Reactancia de secuencia cero: Como se había indicado previamente, la reactancia de secuencia cero de los transformadores depende del tipo de conexión de los arrollamientos, de la existencia o no de conexión a tierra y del tipo de circuito magnético.

c)2.1.- Conexión estrella-estrella: Tengamos un transformador Y-y con neutro, como se indica en la Fig. No.32, cuyas tensiones son equilibradas a igual



que las impedancias que presenta el transformador a las corrientes de secuencia cero, por otro lado, alimentan a carga equilibrada; luego, este puede ser substituído por un diagrama monofásico equivalente igual a la Fig. No.33 con impedancias: Z_{0A} y Z_{0a} de

cortocircuito a cada lado del transformador y Z_{oN} de pérdidas.

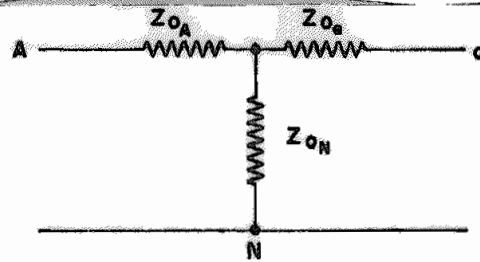


FIG. Nº 33

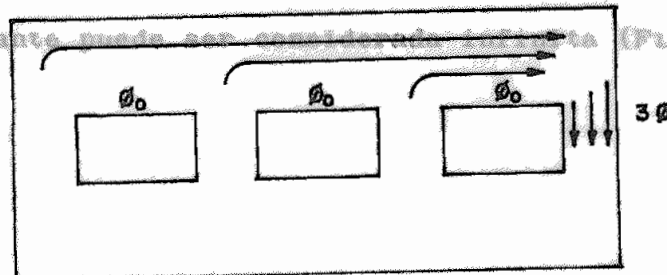
Siendo, Z_{oA} y Z_{oB} las impedancias de dispersión

y Z_{oN} la de magnetización observamos que las primeras son las mismas que para la secuencia negativa y positiva pues no varían - sea cual sea la secuencia; en cambio la de magnetización variará de acuerdo a la conexión y constitución del transformador Así:

1) Si se trata de tres unidades monofásicas forman do un banco trifásico o circuito magnético a "Flujo libre" (Fig. No.34) el flujo se cerrará en cada circuito magnético cualquiera que fuere la secuencia de fases, luego la im

pedancia magnética será idéntica para cualquier secuencia de fases y prácticamente igual a la impedancia de cortocircuito

de un transformador cuando sea considerado como un circuito (Fig. No.33)



2) Si el transformador es una sola unidad trifásica de tipo acorazado o sea de tipo "sandwich" los flujos de secuencia positiva y negativa se

comportan de manera diferente a los de secuencia cero.

compensan y se cierran por el circuito magnético, pero para la se
cuencia cero todos los flujos son iguales y en fase en todo mo
to, y, sin poderse compensar, tienen que cerrarse por el aire, -
por tanto, la reluctancia R será muy alta y la reactancia muy -
pequeña (Fig. No.35) por tanto no podemos despreciarle y el cir--
cuito equivalente será el de la Fig. No.33

$$L_0 = \frac{0,4 \Pi \cdot N^2 \cdot 10^{-8}}{R \text{ aire} + P \text{ parte del núcleo}} = \frac{K}{R \text{ grande}} = \text{Pequeña}$$
$$X_0 = \omega L_0 = \text{Pequeña}$$

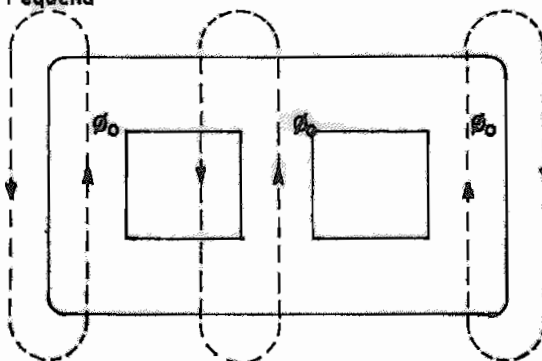


FIG. Nº 35

Sin embargo hay que notar que para que circulen -
las corrientes de secuencia cero (I_0) y produzcan estos flujos es
necesario que exista neutro en conexión a tierra o simplemente co
nexión a tierra.

Podemos resumir el comportamiento de las diferen--
tes clases de transformadores a la secuencia cero mediante la ta-
bla No.2 .

TABLA N° 2

		Z_0		
		VISTO DESDE EL PRIMARIO	VISTO DESDE EL SECUNDARIO	
TIPO DE CONEXION			Z_T	
			Z_T	Z_T
			INFINITA	INFINITA
			INFINITA	INFINITA
			INFINITA	$Z = 10 - 15 Z_T$ $Z = \infty$

c)2.2.- Conexión estrella - triángulo y triángulo - triángulo.-

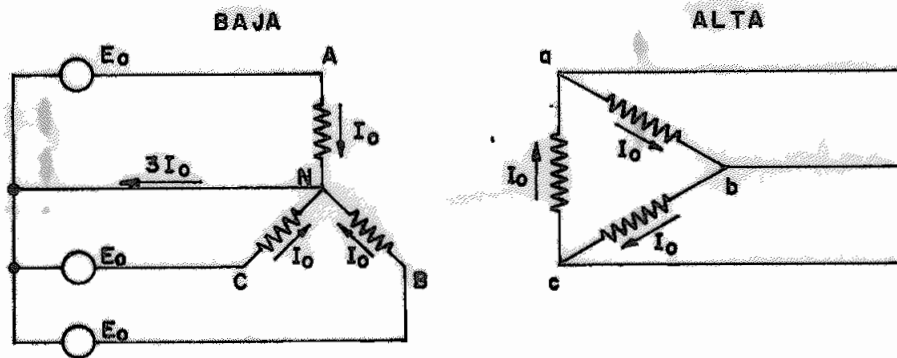
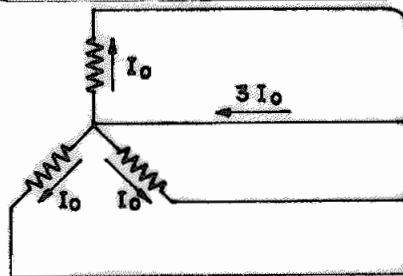


FIG. Nº 36

Sea el transformador yD alimentado con tensiones de secuencia cero. Si en Alta cambiamos la conexión y hacemos estrella con neutro cortocircuitando todos sus terminales, obtendremos iguales condiciones que las iniciales (Fig. No.37), luego la impedancia que presenta vista desde el lado de la estrella será -



la de cortocircuito Z_T pero desde el triángulo será infinita pues no tiene conexión FIG. Nº 37; el diagrama equivalente será el de la Fig. No.38

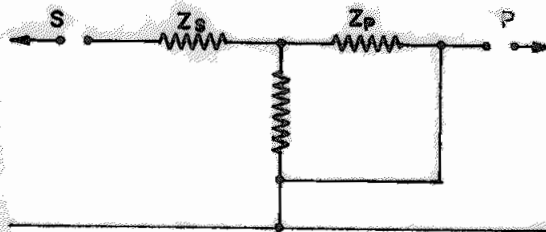


FIG. Nº 38

Si la conexión es Dd el circuito equivalente interno será como si los dos arrollamientos se conectarían en estrella con neutro y se cortocircuitaran pero no podrán salir las corrientes de secuencia cero hacia el exterior pues no hay conexión a tierra.

El resumen se puede ver en la tabla No.3

c)2.3.- Conexión estrella - zig zag : Cuando existe conexión a tierra las corrientes de secuencia cero en el zig-zag se oponen entre sí pues las bobinas de esta conexión son partidas, luego, las impedancias que presenta un transformador de esta clase a la secuencia cero es prácticamente nula debido únicamente al flujo de dispersión. En la tabla -- No.4 se resume el comportamiento de los transformadores de esta clase para la secuencia cero.

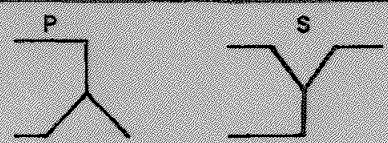
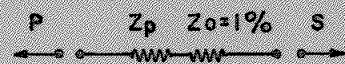
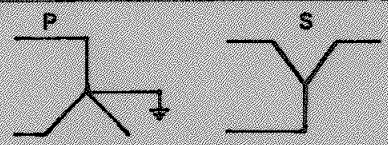
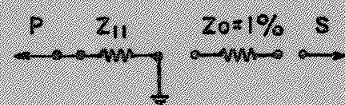
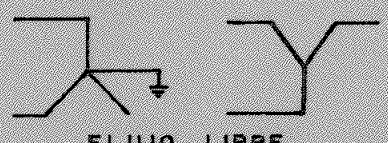
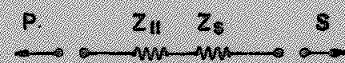

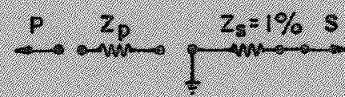
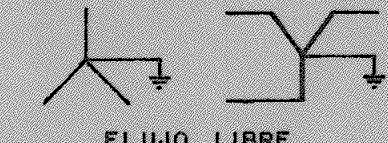
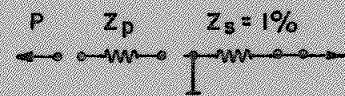
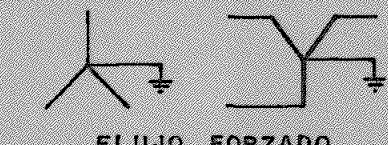
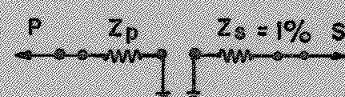
d) Transformadores trifásicos de tres devanados:

Después de lo visto anteriormente se puede deducir fácilmente los circuitos equivalentes de transformadores con tres devanados, lo cual se resume en la tabla No.5, como ejemplo se puede indicar que el circuito equivalente del transformador de

TABLA Nº 3

TIPO DE CONEXION		CIRCUITO MONOFASICO EQUIVALENTE	Z_0	
			VISTO DESDE EL PRIMARIO	VISTO DESDE EL SECUNDARIO
			INFINITA	Z_T
			INFINITA	INFINITA
			INFINITA	INFINITA

TABLA N° 4

TIPO DE CONEXION	CIRCUITO MONOFASICO EQUIVALENTE	Z_o	
		VISTO DESDE EL PRIMARIO	VISTO DESDE EL SECUNDARIO
		INFINITA	INFINITA
 <p align="center">FLUJO FORZADO</p>		$Z_{II} = 10 Z_T - 15 Z_T$ $Z_{II} = \infty$	INFINITA
 <p align="center">FLUJO LIBRE</p>		INFINITA	INFINITA
 <p align="center">FLUJO LIBRE Y FORZADO</p>		INFINITA	NULA
 <p align="center">FLUJO LIBRE</p>		INFINITA	NULA
 <p align="center">FLUJO FORZADO</p>		$Z_{II} = 10 Z_T - 15 Z_T$ $Z = \infty$	NULA

la Fig. No.39 será el de la Fig. No.40

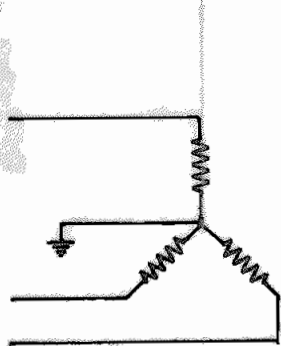


FIG. Nº 39

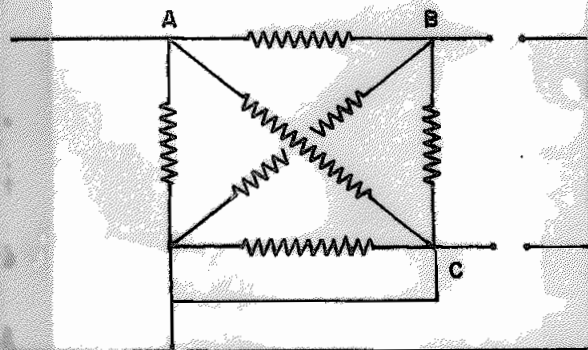
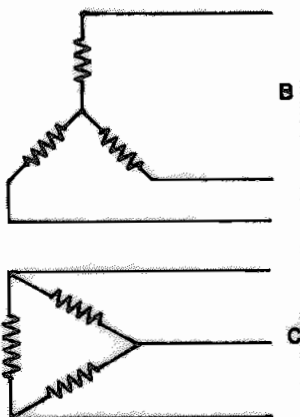


FIG. Nº 40

Z_{PS} = Impedancia de cortocircuito entre el prima
rio y el secundario con el terciario abier
to.

Z_{PT} = Idem pero con el secundario abierto.

Z_{ST} = Idem pero con el primario abierto.

$$Z_{PS} = Z_P + Z_S$$

$$Z_{PT} = Z_P + Z_T$$

$$Z_{ST} = Z_S + Z_T$$

$$Z_P = \frac{1}{2} (Z_{PS} + Z_{PT} - Z_{ST})$$

$$Z_S = \frac{1}{2} (Z_{PS} + Z_{ST} - Z_{PT})$$

$$Z_T = \frac{1}{2} (Z_{PT} + Z_{ST} - Z_{PS})$$

A igual que para los generadores, en caso de no te
ner los datos de impedancias de los transformadores, se pueden to

TABLA N° 5

		Z ₀		
TIPO DE CONEXION	CIRCUITO MONOFASICO EQUIVALENTE	VISTA DESDE EL PRIMARIO	VISTA DESDE EL SECUNDARIO	VISTA DESDE EL TERCIARIO
		$Z_{PT} = Z_p + Z_T$	INFINITA	INFINITA
		$Z_p + \frac{Z_T(Z_s + Z_{0S})}{Z_T + (Z_s + Z_{0S})}$	$Z_s + \frac{Z_T(Z_p + Z_{0P})}{Z_T + (Z_p + Z_{0P})}$	INFINITA
		$Z_p + \frac{(Z_T + Z_{0T})(Z_s + Z_{0S})}{Z_T + Z_{0T} + Z_s + Z_{0S}}$	$Z_s + \frac{(Z_T + Z_{0T})(Z_p + Z_{0P})}{Z_T + Z_{0T} + Z_p + Z_{0P}}$	$\frac{(Z_s + Z_{0S})(Z_p + Z_{0P})}{Z_T + Z_s + Z_{0S} + Z_p + Z_{0P}}$
		$Z_{PT} = Z_p + Z_T$	$Z_{0S} = 1\%$	INFINITA

mar los valores standard de impedancias sin incurrir en un error apreciable, estos valores están dados en las tablas Nos.6, 7 y 8.

LIMITES DE LAS IMPEDANCIAS STANDARDS PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA SOBRE LOS 10.000 KVA

Arrollamiento de mayor voltaje BIL (KV)	Arrollamiento de bajo voltaje BIL (KV) (Para valores intermedios usar el inmediato superior)	Tomado como KVA _B el de 55 C del arrollamiento de mayor capacidad			
		Auto enfriado (OA)	Enfriamiento con aire forzado (FOA y FOW)		
		Enfriado con aire forzado (OA/FA) Enfriado con aire, aire forzado y aceite forzado (OA/FOA)			
		Z_T (%)		Z_T (%)	
		Sin neutro a tierra	Con neutro a tierra	Sin neutro a tierra	Con neutro a tierra
		Min	Máx.	Min.	Máx.
110 y menor	110 y menor	5	6.25	8.25	10.5
150	110	5	6.25	8.25	10.5
200	110	5.5	7.0	9	12
200	150	5.75	7.5	9.75	12.75
250	150	5.75	7.5	9.5	12.75
250	200	6.25	8.5	10.5	14.25
350	200	6.25	8.5	10.25	14.25
350	250	6.75	9.5	11.25	15.75

450	200	6.75	9.5	6.0	8.75	16.25	15.75	10.5	14.5
450	250	7.25	10.75	6.75	9.5	12	17.25	11.25	16
450	350	7.75	11.75	7.00	10.25	12.75	18	12	17.25
550	200	7.25	10.75	6.5	9.75	12	18	10.75	16.5
550	350	8.25	13.00	7.25	10.75	13.25	21	12	18
550	450	8.5	13.5	7.75	11.75	14	22.5	12.75	19.5
650	200	7.75	11.75	7	10.75	12.75	19.5	11.75	18
650	350	8.5	13.5	7.75	12.0	14	22.5	12.75	19.5
650	450	9.25	14.0	8.5	13.5	15.25	24.5	14	22.5
750	250	8.0	12.75	7.5	11.5	13.5	21.25	12.5	19.25
750	450	9.0	13.75	8.25	13.0	15	24	13.75	21.5
750	650	10.25	15.0	9.25	14.0	16.5	25	15	24
825	250	8.5	13.5	7.75	12	14.25	22.5	13	20
825	450	9.5	14.25	8.75	13.5	15.75	24	14.5	22.25
825	650	10.75	15.75	9.75	15	17.25	26.25	15.75	24
900	250			8.25	12.5			13.75	21
900	450			9.25	14			15.25	23.5
900	750			10.25	15			16.5	25.5
1050	250			8.75	15.5			14.75	22
1050	550			10.	15.0			16.75	25
1050	825			11.	16.5			18.25	27.5
1175	250			9.25	14			15.5	23
1175	550			10.5	15.75			17.5	25.5
1175	900			12.	17.5			19.5	29
1300	250			9.75	14			16.25	24
1300	550			11.25	17.00			18.75	27
1300	1050			12.5	18.25			20.75	30.5

IMPEDANCIAS STANDARDS PARA TRANSFORMADORES MENORES A 10.000 KVA DE CAPACIDAD

Arrollamiento de mayor voltaje BIL (KV)	Arrollamiento de bajo voltaje BIL (KV) (Para valores intermedios usar el inmediato superior)	Tomado como KVA_B el normalizado 55 C del arrollamiento de mayor capacidad	
		Auto enfriado (OA)	Auto enfriado / y aire forzado (OA/FA)
		Z_T (%)	
		Sin neutro a tierra	Con neutro a tierra
110 y menor	45	5,75	
150	60, 75, 95, 110	5.5	
200	45	5.75	
250	60, 75, 95, 110	5.5	
350	45	6.25	
450	60, 75, 95, 110	6	
	150	6.5	
	45	6.75	
	60, 150	6.5	
	200	7.0	
	200	7.0	
	250	7.5	
	200	7.5	7
	250	8.0	7.5

8
7.5
8.25
9.25
8
8.5
9.5
8.5
9.5
10.25

8.5
8
9
10
8.5
9.5
10.5
9
10
11

350
200
350
450
200
350
550
250
450
650

550

650

750

IMPEDANCIAS STANDARD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

N° de Fases	Capacidad KVA	Clasificación de arrollamientos primarios (KV)																		
		2.4		4.8		7.2		12		24.9/14.4		23		34.5		46		69		
		R%	Z%	R%	Z%	R%	Z%	R%	Z%	R%	Z%	R%	Z%	R%	Z%	R%	Z%	R%	Z%	
1	3	1.9	2.3	2.1	2.3	2.5	2.8			3	3.5									
	10	1.7	2.1	1.8	2.1	1.9	2.3	2.1	2.6	2.2	2.9									
	25	1.5	2.3	1.6	2.3	1.6	2.2	1.6	2.3	1.7	2.6	2	5.2	2.2	5.2					
	50	1.2	2.3	1.4	2.2	1.3	2.2	1.4	2.4	1.5	2.8	1.7	5.2	1.7	5.2	1.8	5.7			
	100	1.2	2.7	1.3	2.6	1.2	3.2	1.3	3.2			1.4	5.2	1.5	5.2	1.5	5.7	1.4	6.5	
	333	1.1	4.8	1.1	4.8	1	4.9	1	5.1			1	5.2	1.1	5.2	1.1	5.7	1.1	6.5	
	500	1.0	4.8	1.0	4.8	1	5.1	1	5			0.9	5.2	1	5.2	1	5.7	1	6.5	
3	9	2	2.4	2.1	2.5	2.4	2.7													
	30	1.6	2.5	1.8	2.5	1.9	2.6	2.1	3.1											
	75	1.5	3.2	1.6	3.1	1.6	3.2	1.6	3.3											
	150	1.2	4.2	1.4	4.3	1.4	4.3	1.4	4.2			1.6	5.5							
	300	1.3	4.9	1.3	4.9	1.3	4.9	1.3	5			1.3	5.5	1.4	5.5	1.4	6.2			
500	1.2	4.9	1.2	4.9	1.1	5	1.1	5.1			1.2	5.5	1.2	5.5	1.3	6.3	1.2	6.7		

II.4.D.- Líneas de Transporte Cortas.-

Líneas de transporte cortas.	}	a) Línea trifásica sencilla sin neutro ni hilos de tierra.	{	a)1.- Secuencia positiva y negativa.
				a)2.- Secuencia cero.
		b) Línea trifásica doble sin neutro ni hilos de tierra	{	b)1.- Secuencias positiva y negativa.
				b)2.- Secuencia cero.
		c) Línea trifásica sencilla con hilos de tierra.	{	c)1.- Secuencias positiva y negativa.
		c)2.- Secuencia cero.		
		d) Línea trifásica doble con hilos de tierra	{	d)1.- Secuencias positiva y negativa.
				d)2.- Secuencia cero.
		e) Relación aproximada.		

a)1.- En las líneas de transporte cortas se debe considerar solamente los valores de resistencia y reactancia inductiva, pues el efecto capacitivo es despreciable para fines prácticos. Por otro lado, hay que anotar que las impedancias tanto en secuencia positiva como en secuencia negativa son exactamente iguales debido a que es indiferente para éstas el sentido de giro de las diferentes fases, en cambio, para la de secuencia cero los tres conductores estarán en fase, y además, tienen que circular por tierra y el neutro para que se cierre el circuito.

La inductancia en una línea aérea tiene dos componentes:

Antes:

- 1) Una referente a las líneas de fuerza del campo que existen dentro del con-

ductor y viene determinada por la fórmula:

$$L_{in} = \frac{\mu}{2} \left(\frac{\text{ahhenrios}}{\text{cm}} \right)$$

μ = Factor que depende del material del que está constituido el conductor y cuyo valor para el aire es 1, tomándose igual valor para el cobre, por tanto:

$$L_{in} = \frac{1}{2} \left(\frac{\text{ahhenrio}}{\text{cm}} \right) = \frac{1}{2} \cdot 10^{-9} \left(\frac{\text{Henrios}}{\text{cm}} \right)$$

2) Componente debida a las líneas de fuerza magnéticas externas al conductor que determina la inductancia llamada externa y que se puede encontrar mediante la fórmula:

$$L_{ab} = 2 \ln \frac{D_b}{D_a} \left(\frac{\text{ahhenrios}}{\text{cm}} \right) = 2 \ln \frac{D_b}{D_a} \cdot 10^{-9} \left(\frac{\text{Henrios}}{\text{cm}} \right)$$

L_{ab} = Inductancia externa.

D_b = Distancia desde el centro del conductor hasta el punto b

D_a = Distancia desde el centro del conductor hasta el punto a (Fig. No.41)

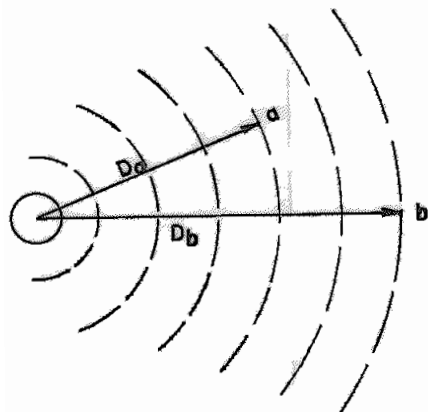


FIG. Nº 41

Si se trata de doble conductor (línea monofásica) en las que el uno sirve de ida y el otro de retorno para la corriente, se producen dos campos creados por cada uno de las co

rrientes. El campo que interesa para el cálculo de la inductancia será el existente entre los conductores, y la inductancia total será la suma de cada una de las inductancias internas y externas de los dos conductores.

$$L_{\text{Total}} = L_a + L_b$$

$$L_a = L_{\text{in}_a} + L_{\text{ext}_a}$$

$$L_b = L_{\text{in}_b} + L_{\text{ext}_b}$$

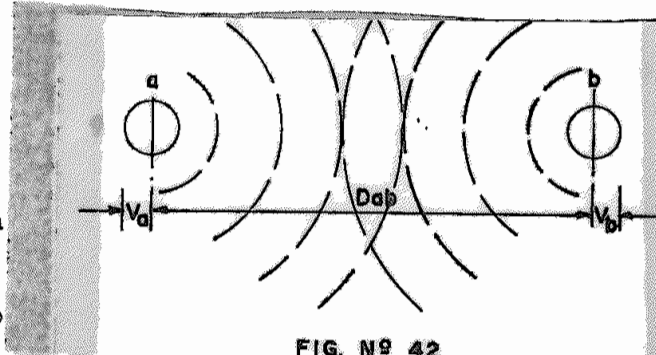


FIG. Nº 42

L_a = Inductancia total debida a la corriente del conductor "a"

L_b = Inductancia total debida a la corriente del conductor "b"

$$L_{\text{ext}_a} = 2 \ln \frac{D_{ab}}{r_a} \cdot 10^{-9} \left(\frac{\text{H}}{\text{cm}} \right)$$

$$L_{\text{ext}_b} = 2 \ln \frac{D_{ba}}{r_b} \cdot 10^{-9} \left(\frac{\text{H}}{\text{cm}} \right)$$

$$L_a = \frac{1}{2} + 2 \ln \frac{D_{ab}}{r_a} \left(\frac{\text{ah}}{\text{cm}} \right)$$

$$L_a = 2 \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{D_{ab}}{r_a} \right) = 2 \left(\ln \cdot e^{1/4} + \ln \frac{D_{ab}}{r_a} \right)$$

$$L = 2 \ln \frac{D_{ab}}{r_a \cdot e^{-1/4}} = 2 \ln \frac{D_{ab}}{0,7788 \cdot r_a}$$

El producto $0,7788 \cdot r_a$ se denomina "Radio Medio Geométrico" (GMR_a) del conductor "a", siempre y cuando éste sea un conductor sólido; de lo que se desprende que el "Radio Medio -

Geométrico" de un conductor depende en primer lugar del material de que está constituido el conductor y en segundo lugar de la constitución del mismo (sólido o cableado). Estos valores vienen expresados en tablas preparadas según el tipo de conductor. Luego, la inductancia será encontrada mediante la fórmula:

$$L_a = 2 \ln \frac{D_{ab}}{GMR_a} \cdot 10^{-9} \left(\frac{H}{cm} \right)$$

$$L_a = 0,7411 \lg \frac{D_{ab}}{GMR_a} \left(\frac{mH}{milla} \right)$$

Para fines prácticos se ha separado la inductancia en dos partes:

- 1) Inductancia debida al flujo interno y al externo hasta un pie de distancia desde el conductor (L_1) y
- 2) Inductancia debida al flujo externo entre un pie y el otro punto en consideración. (L_2)

$$L_a = L_1 + L_2$$

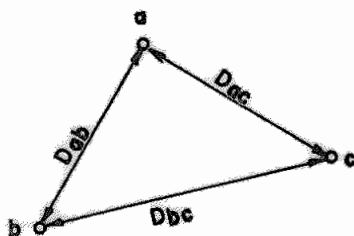
Así los valores de las inductancias L_1 y L_2 se pueden encontrar en tablas especialmente preparadas.

En vista de que la inductancia encontrada es sólo de un conductor, la inductancia total en una línea monofásica de dos conductores iguales será el doble por razones obvias.

Al tratarse de una línea trifásica equilibrada, la



inductancia y en general, la impedancia para el circuito equivalente monofásico será la de una fase y de un solo conductor, pero hay que tomar en cuenta que no siempre van a estar colocados los conductores en forma simétrica de tal manera que una misma línea de flujo de uno de los conductores corte a los otros dos, por tanto, será necesario encontrar una distancia equivalente llamada "Distancia Media Geométrica" (D_{eq}). (Fig. No.43)



$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{ac} \cdot D_{bc}}$$

$$L_{fase} = 0,7411 \lg \frac{D_{eq}}{GMR_{fase}}$$

FIG. Nº 43

En vista de que la posición de cada uno de los conductores en el espacio es diferente sus inductancias serán diferentes; para salvar este problema se compensa realizando transposiciones de la línea a 1/3 de la longitud de la misma (Fig. No. 44).

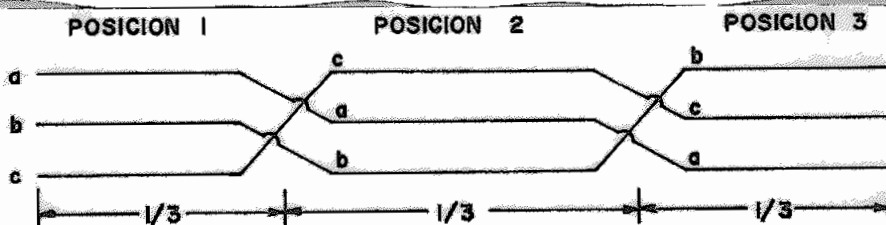


FIG. Nº 44

Al realizar la transposición, la distancia equivalente en cada una de las partes de la línea serán diferentes, de

aquí que será necesario obtener una "Distancia Media Geométrica Equivalente"

$$L_f = 0,7411 \ l_g \frac{GMD_{eq}}{GMR_{eq}} \left(\frac{mH}{milla} \right)$$

$$GMD_{eq} = \sqrt[3]{D_{eq1} \cdot D_{eq2} \cdot D_{eq3}}$$

Para encontrar la reactancia, entonces, bastará - multiplicar la inductancia por el factor $2\pi f$

$$X_f = 2\pi f \cdot L_f \qquad f = \text{frecuencia}$$

$$X_f = 0,2794 \cdot \frac{f}{60} \ l_g \frac{GMD_{eq}}{GMR_{eq}} \left(\frac{\Omega}{milla} \right)$$

En caso de utilizar las tablas o curvas X_f se se pararía en dos partes

$$X_f = X_a + X_d$$

X_a = Reactancia que depende del calibre y del material del conductor.

X_d = Reactancia que depende únicamente de la distancia.

$$X_f = \underbrace{0,2794 \frac{f}{60} \ l_g \frac{1}{GMR_{eq}}}_{X_a} + \underbrace{0,2794 \frac{f}{60} \ l_g \frac{GMD_{eq}}{1'}}_{X_d}$$

En cuanto a la resistencia de secuencia positiva y negativa se ha anotado anteriormente que son las mismas y para su

cálculo bastará utilizar la fórmula:

$$R_f = \rho \frac{1}{S} \left(\frac{\Omega}{\text{unidad de longitud}} \right)$$

Para fines prácticos bastará con recurrir a las tablas preparadas por los fabricantes que proporcionan la resistencia por unidad de longitud.

$$Z_f = X_f + R_f$$

$$Z_1 = Z_2 = Z_f$$

a)2.- Impedancia de secuencia cero para línea trifásica sencilla sin neutro ni hilos de tierra:

El procedimiento de cálculo más sencillo de las impedancias de secuencia cero, es el método simplificado de CARSON que consiste en suponer el retorno de las corrientes de secuencia cero por un hilo ficticio de Radio Medio Geométrico (GMR_t) de un pie y una distancia equivalente dada por la fórmula:

$$D_t^2 = 2160 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad (\text{pies}^2) \quad (\text{Fig. No.45})$$

$$\rho = \text{Resistividad de la tierra } (\Omega/\text{m}^3)$$

$$f = c/\text{seg.}$$

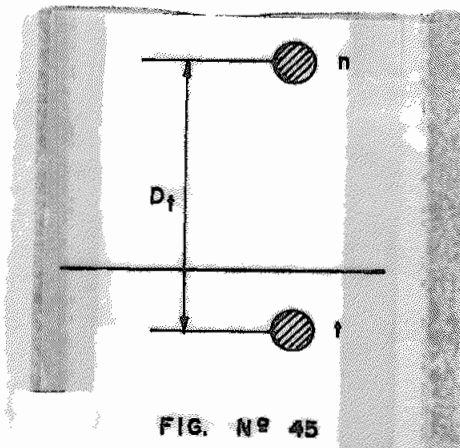


FIG. N° 45

El conductor de Carson es un sólido de superficie plana paralela a la línea, de extensión infinita y resistividad uniforme.

Como se puede observar en la fórmula de la distancia equiva--

lente, interviene en ella la resistividad de la tierra. Los valores medios de ρ vienen en tablas para los terrenos existentes -- más comunes. (Tabla No.9)

T A B L A No. 9

Clase de Terreno	ρ ($\frac{\Omega}{m}$)	D_t^2	D_t (pies) $f = 60$ c/s
Agua de mar	1	279	16,7
Terreno húmedo	100	2790	52,8
Terreno seco y arenoso	1000	8820	93,9

Resistividad media en ohmios-metro

Agua de mar	0,01 - 1
Tierra húmeda	10 - 100
Tierra seca	1000
Pizarra	10^7
Piedra arenisca	10^9

Una vez encontrada la distancia equivalente (D_t) podremos encontrar la reactancia debida al conductor ficticio.

$$X_t = 0,2794 \frac{f}{60} l_g \frac{D_t}{1} \left(\frac{\Omega}{milla} \right)$$

Por otro lado tenemos la inductancia debida a los conductores de fase por los que circulan las corrientes de secuencia cero en fase, por tanto, será necesario encontrar un conduc--

tor equivalente (n) a los tres de fase por el que circulará una corriente tres veces mayor que la de secuencia cero por fase. El problema se reduce a encontrar el Radio Medio Geométrico de este conductor equivalente y aplicar la fórmula que nos permite calcular la reactancia. (Fig. No.46)

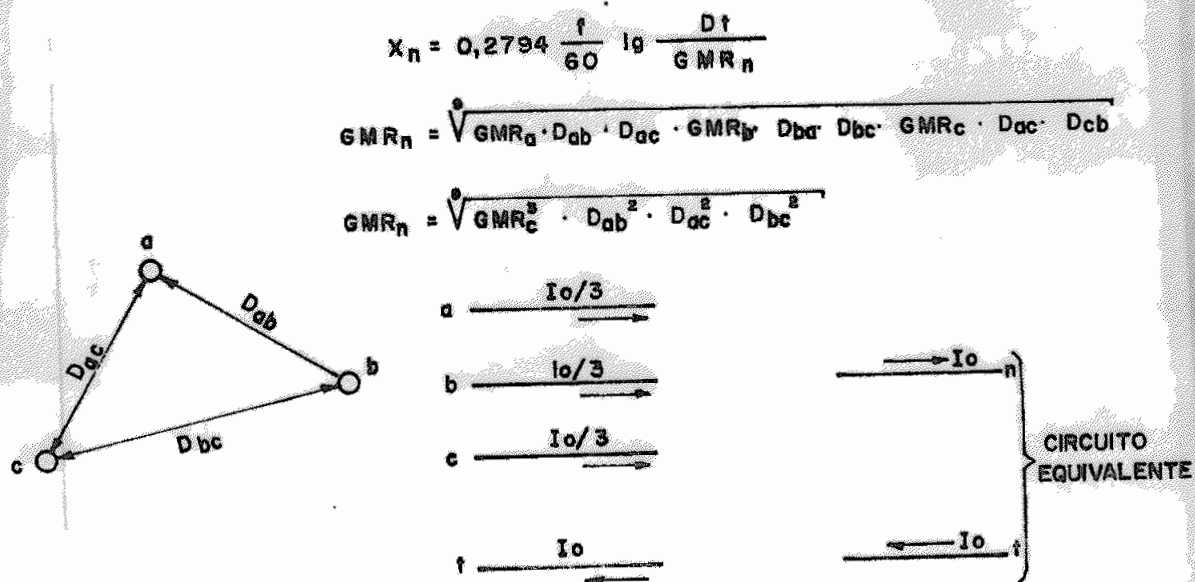


FIG. Nº 46

La reactancia total será, entonces, la suma de estas reactancias.

$$X_{Total} = X_n + X_t$$

$$X_{Total} = 4,657 \cdot f \cdot 10^{-3} \lg \frac{D_t^2}{GMR_n} \left(\frac{\Omega}{\text{milla}} \right)$$

En cuanto a la resistencia tendremos:

- 1) La resistencia del conductor de tierra ficticio dado por la fórmula:

$$R_t = 1,5880 \cdot f \cdot 10^{-3} \left(\frac{\Omega}{\text{milla}} \right)$$

2) La resistencia del conductor equiva--
lente a los de fase (R_n) que será el
1/3 de la resistencia de uno de los conductores de fase (R_c) pues
to que la conexión es en paralelo y suponemos conductores iguales

$$R_n = R_c/3$$

$$R_{\text{Total}} = R_n + R_t = \frac{R_c}{3} + R_t$$

$$Z_{\text{Total}} = R_{\text{Total}} + j X_{\text{Total}}$$

Para utilizar el circuito monofásico equivalente -
tenemos que encontrar la impedancia por fase de secuencia cero -
(Z_0) la cual será tres veces la impedancia total en vista de que
se trataría de un sistema de tres conductores en paralelo.

$$Z_0 = 3(R_{\text{Total}} + X_{\text{Total}})$$

$$Z_0 = R_c + 4,764 \cdot f \cdot 10^{-3} + j 13,97 \cdot f \cdot 10^{-3} \lg \frac{D_t^2}{\text{GMR}_n} \left(\frac{\Omega}{\text{milla-fa.}} \right)$$

b)1.- Secuencias positiva y negativa de líneas tri--
fásicas dobles sin neutro:

Si analizamos una línea trifásica de doble -
circuito simétrica y con transposiciones de fases observamos que
tendrá todos sus elementos y constantes, equilibradas. Como en el
caso anterior la resistencia por fase y por circuito será la de -
un conductor. Para encontrar la reactancia por fase será necesaa--
rio tomar en cuenta la inducción mutua entre los circuitos obte--

niéndose un circuito equivalente como el de la Fig. No. 47 en el

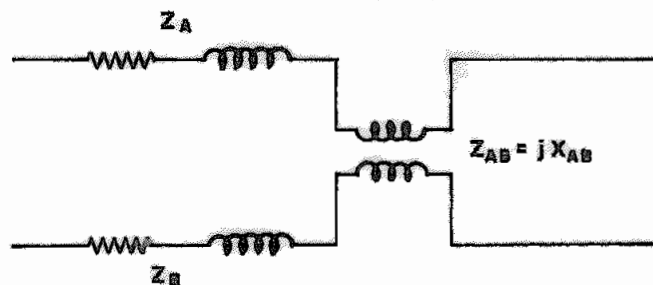


FIG. Nº 47

que Z_A es la impedancia propia de una de las líneas y Z_B de la otra línea y Z_{AB} la reactancia mutua entre las dos.

En el análisis de los cortocircuitos la impedancia mutua puede ser despreciada pues su valor es pequeño; de aquí que la impedancia por fase del sistema puede ser encontrada por la fórmula vista anteriormente para circuitos sencillos, únicamente tomando en cuenta que la Distancia Media Geométrica será una "Distancia Equilátera Equivalente" pues cada fase está formada por dos hilos. (Fig. No.48) y que el Radio Medio Geométrico es uno equivalente a un conductor que reemplace a los dos circuitos.

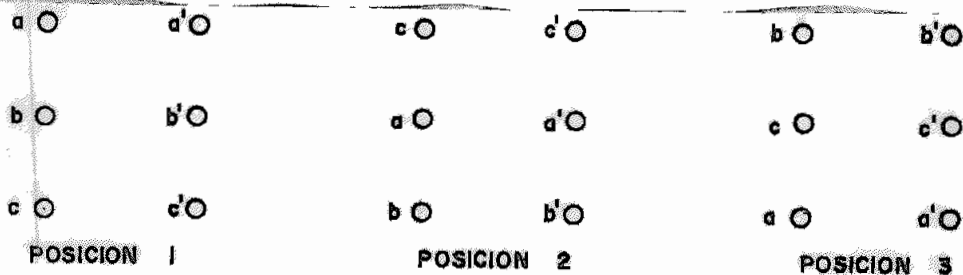


FIG. Nº 48 $D_{ab\ eq}$ $D_{ac\ eq}$ $D_{bc\ eq}$

$$D_{ab_{eq}} = \sqrt[4]{D_{ab} \cdot D_{ab'} \cdot D_{a'b} \cdot D_{a'b'}}$$

$$D_{ac_{eq}} = \sqrt[4]{D_{ac} \cdot D_{ac'} \cdot D_{a'c} \cdot D_{a'c'}}$$

$$D_{bc_{eq}} = \sqrt[4]{D_{bc} \cdot D_{bc'} \cdot D_{b'c} \cdot D_{b'c'}}$$

$$GMR_{eq} = \sqrt[3]{GMR_{eq_1} \cdot GMR_{eq_2} \cdot GMR_{eq_3}}$$

$$GMR_{eq_1} = \sqrt[4]{GMR_a \cdot GMR_{a'} \cdot D_{aa'} \cdot D_{a'a}}$$

$$GMR_{eq_2} = \sqrt[4]{GMR_b \cdot GMR_{b'} \cdot D_{bb'} \cdot D_{b'b}}$$

$$GMR_{eq_3} = \sqrt[4]{GMR_c \cdot GMR_{c'} \cdot D_{cc'} \cdot D_{c'c}}$$

$$X_f' = 0,2794 \frac{f}{60} \frac{1}{g} \frac{GMD_{eq}}{GMR_{eq}} \left(\frac{\Omega}{milla} \right)$$

Si la línea es transpuesta estos valores se deberán obtener para cada posición y luego calcular su valor Medio Geométrico para poder aplicar la fórmula, obteniéndose así un circuito equivalente simple y equilátero. (Fig. No.49).

Si se trata de circuitos paralelos pero en diferente posteria se puede asumir que X_f' es exactamente la mitad de la reactancia por fase de uno solo de los circuitos.

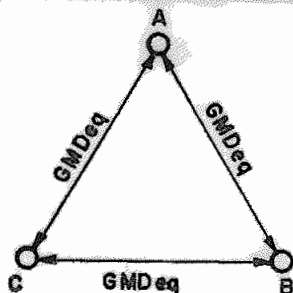
A = B = C con un GMR_{eq}.

FIG. Nº 49

En cuanto a la resistencia por fase será encontrada con sólo dividir para dos la resistencia por conductor de uno solo de los circuitos pues los dos son equilibrados iguales y están en paralelo.

$$Z_f = Z_1 = Z_2 = \frac{R_f}{2} + X_f'$$

b)2.- Impedancia de secuencia cero para líneas trifásicas dobles sin neutro ni hilos de tierra

Con lo visto hasta aquí podemos deducir fácilmente que la ecuación para hallar esta impedancia será similar a la de la línea simple, pero tomando en cuenta que: la resistencia será 1/2 de la de cada conductor ($R_c/2$), que el Radio Medio Geométrico de las fases será uno equivalente para los dos circuitos ($GMR_{n,eq}$) y por último que la inductancia mutua no es posible despreciar (Z_{AB_0})

$$Z_{AB_0} = 4,77 \cdot f \cdot 10^{-3} + j 13,97 \cdot f \cdot 10^{-3} \cdot l_g \frac{D_t^2}{GMD_{AB}} \left(\frac{\Omega}{\text{milla-fase}} \right)$$

$$Z_{0, \text{doble}} = \frac{1}{2} (Z_0 + Z_{AB_0})$$

$$Z_0 = \frac{R_c}{1} + 4,77 \cdot f \cdot 10^{-3} + j 13,97 \cdot f \cdot 10^{-3} \cdot l_g \frac{D_t^2}{GMR_{n,eq}} \left(\frac{\Omega}{\text{milla-fase}} \right)$$

$$GMR_{n_{eq}} = \sqrt[4]{GMR_{eq_a}^2 \cdot GMD_{AB}^2}$$

$GMR_{n_{eq}}$ = Radio Medio Geométrico total del conductor equivalente a los dos circuitos.

GMR_{eq_a} = Radio Medio Geométrico del conductor compuesto formado por los conductores de uno de los dos circuitos.

GMD_{AB} = Distancia Media Geométrica entre los conductores de los dos circuitos.

c)1.- Impedancia de secuencia positiva y negativa de circuito trifásico sencillo con neutro o hilos de tierra:

Como se conoce las corrientes secuenciales positiva y negativa circulan únicamente por los conductores de fase por tanto no interesa que el sistema sea o no con neutro, de aquí se deduce que estas impedancias serán iguales que en el numeral a)1.-

c)2.- Impedancia de secuencia cero de circuito trifásico sencillo con neutro o hilos de tierra

Las corrientes de secuencia cero realizarán su retorno por el conductor ficticio de tierra visto anteriormente y por los hilos que forman el neutro o protección, por tanto, en este caso el retorno también será mediante un sistema en paralelo por lo que hay que considerar la impedancia mutua.

Los conductores g y t se encuentran a igual potencial (Fig. No.50), luego:

$$V_{gt} = V_{g't'} = 0$$

$$V_{at} - V_{a't'} = I_a \cdot Z_{aa} - I_g \cdot Z_{ag}$$

$$V_{gt} - V_{g't'} = I_a \cdot Z_{ga} - I_g \cdot Z_{gg}$$

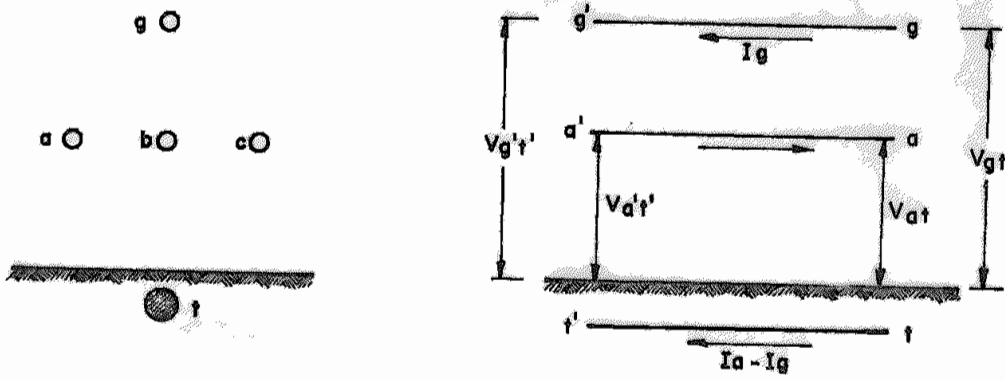


FIG. Nº 50

Z_{gg} =? Impedancia de los ramos del neutro.

Z_{aa} = Impedancia de la fase a

Z_{ag} = Impedancia mutua entre a y g

$$0 = I_a \cdot Z_{ag} - I_g \cdot Z_{gg}$$

$$0 = I_a \cdot Z_{ag} - \frac{I_a \cdot Z_{aa} - V_{at} + V_{a't'}}{Z_{ag}} \cdot Z_{gg}$$

$$\frac{I_a (Z_{ag}^2 - Z_{aa} \cdot Z_{gg})}{Z_{ag}} = \frac{-(V_{at} - V_{a't'})}{Z_{ag}} \cdot Z_{gg}$$

$$I_a = \frac{-(V_{at} - V_{a't'}) Z_{gg}}{-Z_{aa} \cdot Z_{gg} + Z_{ag}^2}$$

Por otro lado la impedancia de la fase a será:

$$Z_a = \frac{V_{at} - V_{a't'}}{I_a}$$

$$Z_a = \frac{Z_{aa} \cdot Z_{gg} - Z_{ag}^2}{Z_{gg}} = Z_{aa} - \frac{Z_{ga}^2}{Z_{gg}} \left(\frac{\Omega}{\text{milla de línea}} \right)$$

Como se puede observar Z_a es la impedancia de un circuito acoplado magnéticamente.

En caso de ser circuito compuesto Z_{aa} será la impedancia equivalente.

$$Z_o = \frac{V_{ao}}{I_{ao}} = \frac{V_{at} - V_{a't'}}{I_{a/3}}$$

$$Z_o = 3 Z_a \quad (\Omega/\text{milla-fase})$$

$$Z_o = 3 \left(Z_{aa} - \frac{Z_{ga}^2}{Z_{gg}} \right) \left(\frac{\Omega}{\text{milla-fase}} \right)$$

$$Z_{aa} = \frac{R_a}{3} + 1,588 \cdot f \cdot 10^{-3} + j 4,657 \cdot f \cdot 10^{-3} \cdot l_g \frac{D_t^2}{GMR_{eq_a}} \left(\frac{\Omega}{\text{milla lín.}} \right)$$

$$Z_{gg} = \frac{R_g}{n} + 1,588 \cdot f \cdot 10^{-3} + j 4,657 \cdot f \cdot 10^{-3} \cdot l_g \frac{D_t^2}{GMD_{ag}} \left(\frac{\Omega}{\text{milla línea}} \right)$$

$$Z_{ag} = 1,588 \cdot f \cdot 10^{-3} + j 4,657 \cdot f \cdot 10^{-3} \cdot l_g \frac{D_t^2}{GMD_{ag}} \left(\frac{\Omega}{\text{milla de línea}} \right)$$

R_a = Resistencia (Ω /milla) de uno de los tres conductores de línea.

R_n = Resistencia (Ω /milla) de uno de los n conductores del neutro o protección.

GMR_{eq_a} = Rado Medio Geométrico del conductor -- equivalente a los de línea.

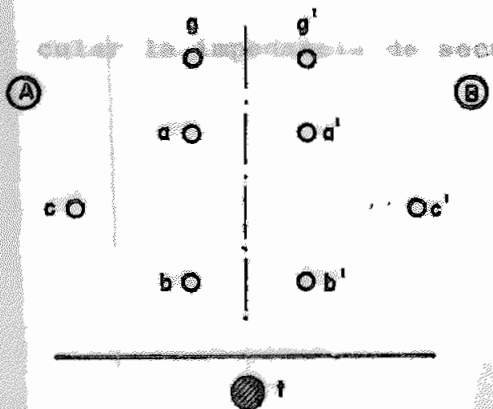
GMR_{eq_g} = Radio Medio Geométrico del conductor -- equivalente a los del neutro.

GMD_{ag} = Distancia Media Geométrica entre los conductores de línea y los del neutro.

d)1.- Impedancia de secuencia positiva y negativa de línea trifásica doble con hilos de tierra

Debido a que las corrientes de secuencia positiva y negativa circulan sólo por los conductores de fase no interesa que el sistema tenga o no neutro, por tanto la impedancia de estas secuencias en esta clase de sistemas será igual al numeral b)2.-

d)2.- Impedancia de secuencia cero de línea trifásica doble con hilos de tierra:



Si analizamos la fórmula que nos permite cal

cular la impedancia de secuencia cero de la línea trifásica senc

lla con hilos de tierra observamos,

que en principio tiene que ser la -

misma que para el tipo de circuito

que estamos analizando, puesto que

los dos circuitos se diferencian sé

lo es el circuito de cada uno, por tanto, se tendrá únicamente que -

FIG. Nº 51

tener en cuenta que cada fase está formada por dos conductores en

paralelo (Fig. No.51)

$$Z_0 = 6 \left(Z_{aa} - \frac{Z_{ag}^2}{Z_{gg}} \right) \left(\frac{\Omega}{\text{milla-fase}} \right)$$

$$Z_{aa} = \frac{R_a}{6} + 1,588.f.10^{-3} + j 4,657.f.10^{-3} \frac{1}{l_g} \frac{D_t^2}{GMR_{eqAB}} \quad (\Omega/\text{milla})$$

$$Z_{gg} = \frac{R_g}{n} + 1,588.f.10^{-3} + j 4,657.f.10^{-3} \frac{1}{l_g} \frac{D_t^2}{GMR_{eqg}} \quad (\Omega/\text{milla})$$

$$Z_{ag} = 1,588.f.10^{-3} + j 4,657.f.10^{-3} l_g \frac{D_t^2}{GMD_{AB-g}} \quad (\Omega/\text{milla})$$

$GMR_{eq_{AB}}$ = Radio Medio Geométrico del conductor - compuesto por todos los seis conductores de línea.

GMD_{AB-g} = Distancia Media Geométrica entre los - conductores de los dos circuitos y los de tierra.

e) Relación aproximada entre las reactancias de secuencia positiva y cero de una línea trifásica:

Generalmente la reactancia de secuencia cero es bastante mayor con relación a la de secuencia positiva. Para fines de comprobación o para cálculos aproximados existen relaciones obtenidas de la práctica entre las impedancias de secuencia cero y las de secuencia positiva de líneas trifásicas. (Tabla No.10)

T A B L A No. 10

	Rango	X_0 / X_1 Valor medio
1) Líneas sencillas		
a) Sin hilos de tierra de gran conductividad	2,5-3,5	3,5
b) Con un hilo de tierra de gran conductividad	1,7-2,7	2,00
c) Con dos hilos de tierra de gran conductividad		2,25
2) Líneas dobles		
a) Sin hilos de tierra de gran conductividad	4,2-6,5	5,5
b) Con un hilo de tierra de gran conductividad		5
c) Con dos hilos de tierra de gran conductividad		4
d) Con conductores de tierra no magnéticos	2-4	3

Existen también tablas con valores típicos de reactancias de líneas de transporte y por otro lado existen curvas y tablas de reactancias de líneas para tipos específicos de conductores y configuración del circuito.

Las reactancias de secuencia positiva y negativa de líneas comunes oscila alrededor de $0,8 \Omega$ /milla valor que puede ser usado para cálculos aproximados.

El valor promedio de la capacitancia en paralelo de una línea común es de $0,2 \frac{Mc}{milla}$, sea o no para líneas transpuestas y para circuitos en paralelo.

La reactancia mutua de secuencia positiva es muy baja por tanto no es digna de tomarse en cuenta.

II.4.F.- Líneas de Transporte de Gran Longitud.-

En las líneas de gran longitud el efecto de la capacidad es ya de considerar, sin embargo para cálculos de cortocircuitos se puede despreciar inclusive en esta clase de líneas, obteniéndose resultados con suficiente exactitud práctica.

C A P I T U L O I I : B I B L I O G R F I A

REFERENCIA No.

PAGINAS CONSULTADAS

II.1 y II.2

(1).-

2 - 15 a 2 - 21

(2).-

Ing. Honorato Placencia:
año lectivo 1964 - 65

(3).-

12 a 21

(4).-

3 a 10

II.3

(1).-

2 - 27 a 2 - 33

(2).-

Ing. Honorato Placencia:
año lectivo 1964 - 65

(5).-

5.02 de 1 a 22

II.4

(2).-

Ing. Honorato Placencia:
año lectivo 1964 - 65

(3).-

21 a 25

(4).-

10 a 100

C A P I T U L O I I I

C A L C U L O D E F A L L A S

III.1.- CIRCUITOS EQUIVALENTES DEL SISTEMA PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE FALLA.-

III.1.A.- Generalidades.-

Mediante el estudio anterior se han determinado los valores de las impedancias de los diferentes elementos de un sistema eléctrico en las diferentes secuencias, y los circuitos equivalentes monofásicos de cada una de ellas; para completar el estudio, nos tocaría analizar los circuitos secuenciales de un sistema completo y los métodos de cálculo para cada una de las fallas.

Los circuitos equivalentes monofásicos de cada una de las secuencias se determinarán con sólo unir los circuitos secuenciales monofásicos de cada uno de los diferentes elementos del sistema colocándolos en el lugar que ocupan.

Al tratar de la teoría de las componentes simétricas se anotó que, en las diferentes partes de la red, excepto el punto de cortocircuito, ninguna magnitud de una secuencia influye sobre la de otra secuencia por ser equilibrado; pero, en el punto de cortocircuito por ser punto de desequilibrio da lugar a un acoplamiento de las tres secuencias; de aquí se deduce que, para tener en cuenta este acoplamiento se conectarán entre sí los tres circuitos secuenciales en forma conveniente en el punto del cortocircuito, conexión que dependerá del tipo de cortocircuito. De es

ta manera obtendremos el circuito equivalente del sistema y estaremos listos para calcular los valores de corriente y tensión en los diferentes puntos de falla.

Un sistema cualquiera puede ser representado por tres conductores que parten hacia afuera en el punto de la falla y un cuarto como hilo de

Del mismo modo los circuitos equivalentes consecutivos, -

de realizar las relaciones de los circuitos sencillos, -
 de interconectarlos en el tipo de falla, -
 (Fig. No. 52) con lo que se encontrará el valor de I_{a_1} , pa-

ante las relaciones simétricas, determinar
 los valores secundarios.

Corrección entre
 Si el circuito está entre la fase 'a' y
 tierra las condiciones evidentes de tensiones y corrientes en es-

caso serán

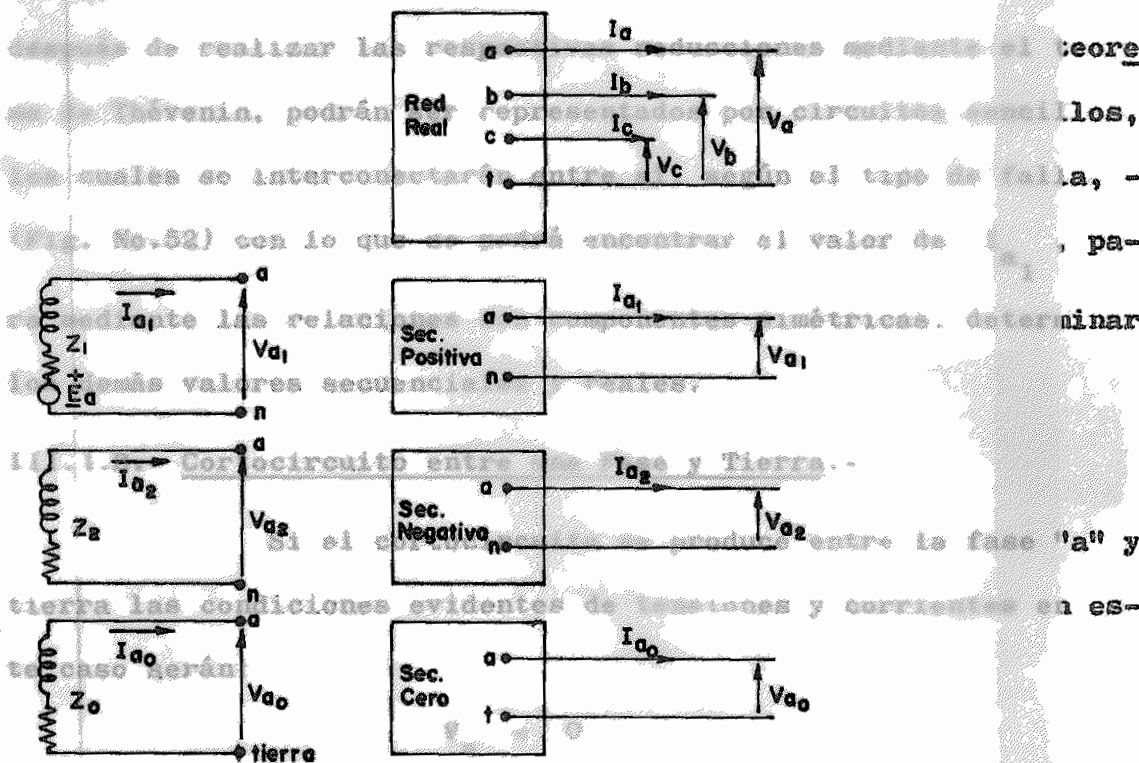


FIG. Nº 52

Mediante las componentes simétricas tenemos:

Corrientes

$$I_{a_1} = \frac{1}{3} (I_a + aI_b + a^2I_c) = \frac{1}{3} I_a$$

$$I_{a_2} = \frac{1}{3} (I_a + a^2 I_b + a I_c) = \frac{1}{3} I_a$$

$$I_{a_0} = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) = \frac{1}{3} I_a$$

$$I_{a_1} = I_{a_2} = I_{a_0} = \frac{1}{3} I_a$$

$$I_a = 3 I_{a_1}$$

Tensiones

$$V_{a_1} + V_{a_2} + V_{a_0} = V_a = 0$$

$$V_{a_1} = E_a - I_{a_1} \cdot Z_1$$

$$V_{a_1} = - V_{a_2} - V_{a_0} = E_a - I_{a_1} \cdot Z_1$$

$$E_a = I_{a_1} \cdot Z_1 - V_{a_2} - V_{a_0} = I_{a_1} \cdot Z_1 + I_{a_2} \cdot Z_2 + I_{a_0} \cdot Z_0$$

$$E_a = I_{a_1} \cdot Z_1 + I_{a_1} \cdot Z_2 + I_{a_1} \cdot Z_0 = I_{a_1} (Z_1 + Z_2 + Z_0)$$

$$E_a = I_{a_1} (Z_1 + Z_2 + Z_0)$$

Para que se cumplan estas condiciones el circuito equivalente representativo de esta falla será uno serie según la Fig. No.53 y su diagrama vectorial el indicado en la Fig. No.54

III.1.C.- Cortocircuito Entre Dos Fases y Tierra.-

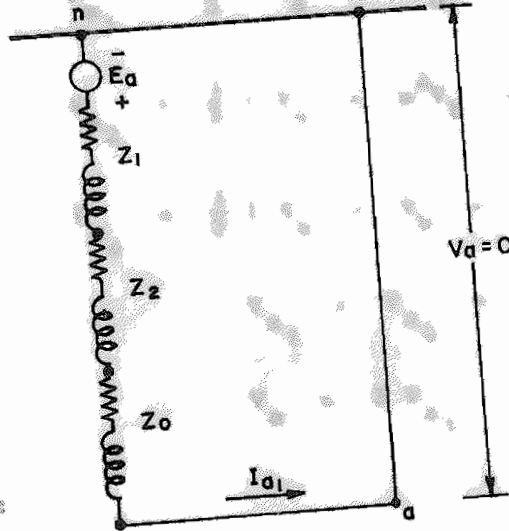
Si el cortocircuito se produce entre las fases "c" y "b" con tierra, tendremos como condiciones iniciales:

$$I_a = 0$$

$$V_c = V_b = 0$$

Tensiones:

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$



$$) = \frac{1}{3} V_a$$

$$) = \frac{1}{3} V_a$$

$$= \frac{1}{3} V_a$$

$$\frac{1}{3} V_a$$

Corrientes:

FIG. Nº 53

$$\begin{aligned} V_{ab} &= \bar{V}_a - \bar{V}_b \\ V_{bc} &= \bar{V}_b - \bar{V}_c \\ V_{ca} &= \bar{V}_c - \bar{V}_a \end{aligned}$$

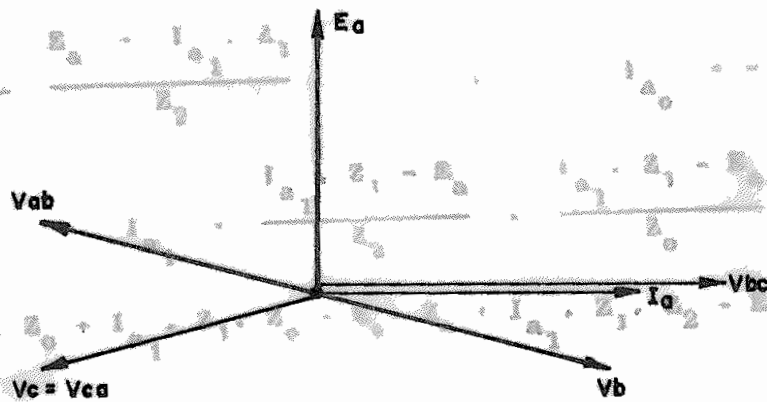


FIG. Nº 54

$$I_{a_1} = E_a \frac{Z_0 + Z_2}{Z_2 \cdot Z_0 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_1 \cdot Z_2} = E_a \frac{1}{\frac{Z_2 \cdot Z_0 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_1 \cdot Z_2}{Z_0 + Z_2}}$$

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{\frac{Z_1 (Z_0 + Z_2) + Z_2 \cdot Z_0}{(Z_0 + Z_2)}}$$

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{Z_1 + \frac{Z_2 \cdot Z_0}{Z_2 + Z_0}}$$

El circuito equivalente para que cumpla estas condiciones será uno en paralelo de los tres circuitos secuenciales (Fig. No.55) y su diagrama vectorial el de la Fig. No.56.

III.1.D.- Cortocircuito Entre Dos Fases.-

Si el cortocircuito se produce entre las fases "b" y "c" sin tocar tierra, tendremos como condiciones iniciales las siguientes:

$$V_b = V_c \quad (\text{En magnitud y fase})$$

$$I_a = 0$$

$$I_b + I_c = 0$$

Tensiones:

$$a^2 V_{a_1} + a V_{a_2} + V_{a_0} = a V_{a_1} + a^2 V_{a_2} + V_{a_0}$$

$$a^2 V_{a_1} - a V_{a_1} = a^2 V_{a_2} - a V_{a_2}$$

$$(a^2 - a) V_{a_1} = (a^2 - a) V_{a_2}$$

$$V_{a_1} = V_{a_2}$$

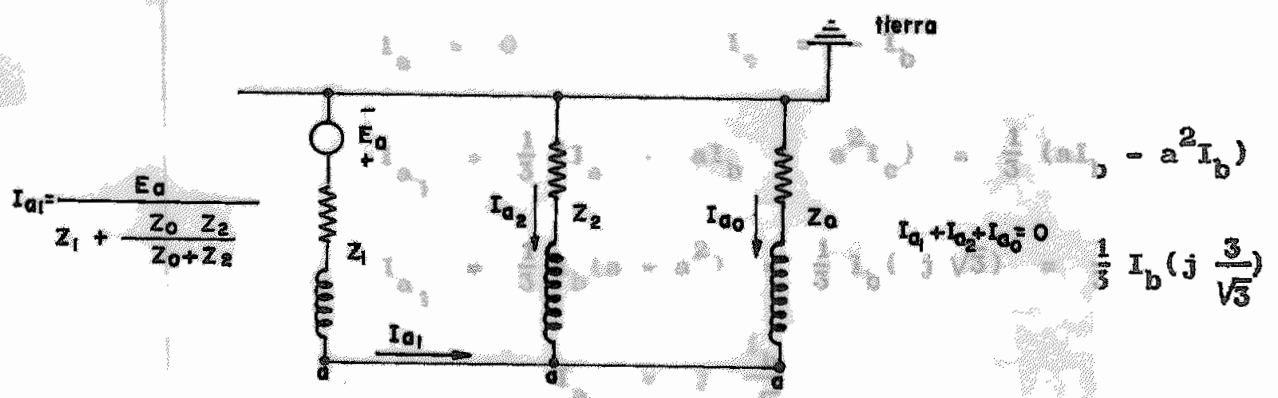


FIG. Nº 55

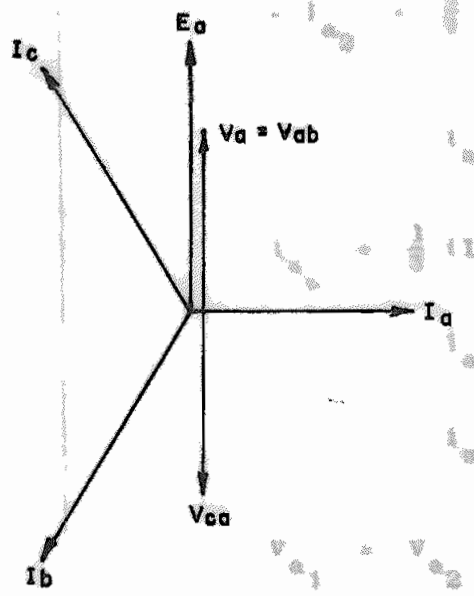


FIG. Nº 56

$$(a - a^2) = \frac{1}{3} I_b (j \frac{3}{\sqrt{3}}) = j \frac{I_b}{\sqrt{3}}$$

$$= -j \frac{I_b}{\sqrt{3}}$$

$$(I_b + I_c) = \frac{1}{3} (I_b - I_c) = 0$$

$$= 0$$

$$= I_{a_2}$$

$$E_a - I_{a_1} \cdot Z_1 = -I_{a_2} \cdot Z_2 = I_{a_1} \cdot Z_2$$

$$+ I_{a_1} \cdot Z_1 = I_{a_1} (Z_1 + Z_2)$$

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2}$$

$$V_{a_1} = V_{a_2} = I_{a_1} \cdot Z_2 = E_a \cdot \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

$$V_{a_0} = -I_{a_0} \cdot Z_0 = 0$$

El circuito equivalente que cumple estas condiciones será una serie entre los circuitos secuenciales positivo y negativo. En este caso no existirá componente de secuencia cero -- pues no existe continuidad con tierra. (Figs. No.57 y No.58)

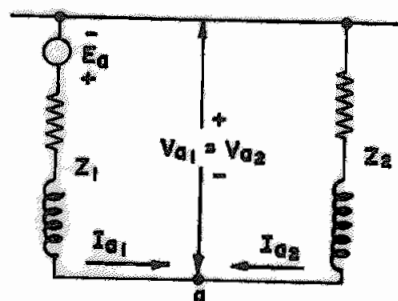


FIG. Nº 57

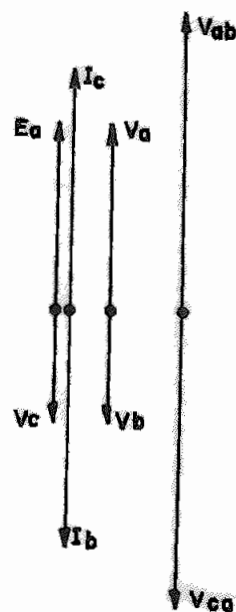


FIG. Nº 58

III.1.E.- Cortocircuito Trifásico.-

Este tipo de falla es simétrica pues todos sus puntos, inclusive el del cortocircuito, están equilibrados, por tan-

to; no existirán componentes de secuencia cero debido a la falta de corriente por el neutro, y de secuencia negativa debido al equilibrio.

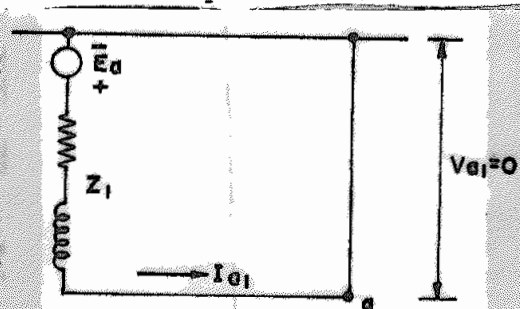


FIG. Nº 59

$$V_a = V_b = V_c = 0$$

$$I_a = I_{a_1} \quad I_{a_2} = I_{a_0} = 0$$

$$I_b = I_{b_1} = a^2 I_{a_1}$$

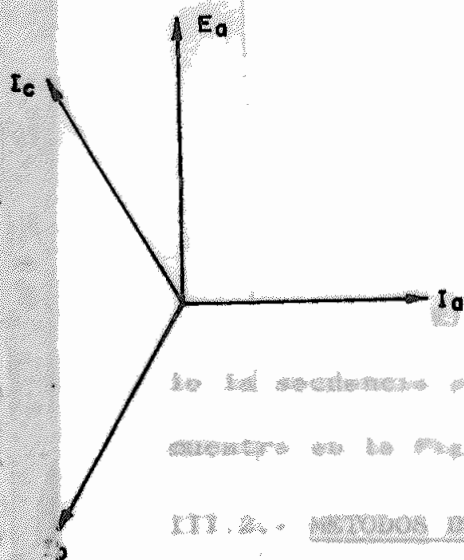
$$I_c = I_{c_1} = a I_{a_1}$$

$$V_{a_1} = E_a - I_{a_1} \cdot Z_1 = V_a = 0$$

$$V_{a_2} = - I_{a_2} \cdot Z_2 = 0$$

$$V_{a_0} = - I_{a_0} \cdot Z_0 = 0$$

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{Z_1}$$



circuito equivalente será unofásico con só

la la secuencia positiva. (Fig. No.59). Su diagrama vectorial se muestra en la Fig. No.60

III.2. MÉTODOS DE CÁLCULO.-

FIG. Nº 60

El objeto del cálculo de las condiciones del sistema en el momento de la falla en nuestro caso, no es sino para poder determinar el aparato de protección adecuado en los puntos previamente escogidos para la localización de un aparato protec--

tor, por tanto, se supondrá la existencia de las fallas máxima y mínima en cada uno de estos puntos mediante los métodos a continuación detallados.

III.2.A.- Método de Cálculo Directo.-

Es de todos los métodos existentes, el más exacto; y el procedimiento a seguir es el siguiente:

a) Se basa en que todas las máquinas acopladas a la red tienen características prácticamente idénticas y que sus tensiones internas son en todo instante iguales en magnitud y fase, de esta manera, todas las máquinas podrán ser reemplazadas por una equivalente de igual tensión interna que las parciales.

b) La impedancia entre el generador equivalente y el punto de falla del circuito equivalente de secuencia positiva, será determinada fácilmente por los métodos de reducción de redes conocidos, de tal manera que siempre se obtendrá el generador equivalente en serie con la impedancia equivalente de secuencia positiva.

c) En los circuitos equivalentes de secuencia negativa y cero no intervendrán los generadores debido a que éstos sólo generan tensiones de secuencia positiva.

d) Los circuitos equivalentes reducidos de secuencia negativa y cero se obtendrán en igual forma que el de secuencia positiva, de tal manera que resulte una impe-

dancia equivalente entre el punto de falla y la barra de referencia (neutro o tierra).

e) Para la aplicación de este método será necesario que todas las impedancias sean expresadas en porcentaje o por unidad en base a la potencia aparente total de todas las máquinas sincrónicas acopladas y a la tensión nominal del elemento de que se trate; o en su defecto, las impedancias expresadas en ohmios relacionando a una base de tensión única, y a una potencia aparente que será la respectiva a la parte del sistema en consideración.

f) Para el circuito de secuencia positiva se deberán utilizar las reactancias subtransitorias (X''_d) de las máquinas sincrónicas.

g) Se acoplarán los tres circuitos secuenciales equivalentes reducidos de acuerdo al tipo de falla que se quiera analizar según lo visto anteriormente.

Cortocircuito entre fase y tierra:

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{E_a}{Z}$$

Cortocircuito entre dos fases y tierra:

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{Z_1 + \frac{E_2 \cdot Z_0}{Z_2 + Z_0}} = \frac{E_a}{Z}$$

Cortocircuito entre dos fases:

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2} = \frac{E_a}{Z}$$

Cortocircuito trifásico:

$$I_{a_1} = \frac{E_{a_1}}{Z_1} = \frac{E_a}{Z}$$

h) Las fallas ocurren estando el sistema descargado luego todas las corrientes antes del cortocircuito serán cero.

i) Una vez determinados los valores de corriente y tensión de secuencia positiva en la fase "a" se encontrarán los demás valores secuenciales y reales tanto de la fase "a" (arbitrariamente tomada) como de las otras fases mediante las relaciones de componentes simétricas y las condiciones iniciales evidentes en cada tipo de falla.

j) Para encontrar las corrientes y tensiones en cualquier otro punto de la red se procederá en sentido inverso al seguido para la determinación de la impedancia equivalente por los métodos de transfiguración de redes conocidos.

k) Las impedancias de las máquinas y transformadores son expresadas en % en base a los KVA propios de la máquina; es necesario reducir a un solo KVA_{Base} debido a que generalmente existe variedad de capacidades en los aparatos.

$$Z'_{pu} = Z_{pu} \frac{KVA'_B}{KVA_B}$$

Para convertir Z_{pu} referida a su KVA_B en una equivalente Z'_{pu} referida a una nueva base KVA'_B

$$Z_{ohmios} = \frac{10 (Z\%) (KV_B)^2}{KVA_B}$$

Para convertir $Z\%$ referida a su KVA_B en una equivalente en ohmios referida a un voltaje de base KV_B

$$Z\% = \frac{(Z_n) (KVA_B)}{10 (KV_B)^2}$$

Para convertir una Z_n referida a su KV_B en una $Z\%$ referida a unos KVA_B

$$Z'_{ohmios} = Z_n \left(\frac{(KV_B)'}{KV_B} \right)^2$$

Para convertir una Z_n referida a su KV_B en una equivalente referida a una base KV'_B

KVA = Valores trifásicos

KV = Voltajes entre líneas

1) Se puede realizar un análisis rápido de las magnitudes de corriente I_{a_1} que se va a obtener en cada tipo de falla, con el objeto de determinar cuál de ellas es la que mayor corriente de falla produce mediante las siguientes consideraciones:

a) Que la reactancia de secuencia negativa es prácticamente igual a la de secuencia positiva.

b) Que la reactancia de secuencia cero -

es aproximadamente tres veces la de secuencia positiva.

1)1.- Falla trifásica (a, b y c)

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{X_1}$$

1)2.- Falla entre dos fases (b y c)

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{X_1 + X_2} \approx \frac{E_a}{2X_1}$$

1)3.- Falla entre dos fases y tierra
(b, c y tierra)

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{X_1 + \frac{X_2 \cdot X_0}{X_2 + X_0}} \approx \frac{E_a}{X_1 + \frac{X_1 \cdot 3 X_1}{X_1 + 3 X_1}} = \frac{E_a}{X_1 + \frac{3 X_1^2}{4 X_1}} = \frac{E_a}{\frac{7}{4} X_1}$$

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{1,75 X_1}$$

1)4.- Falla entre una fase y tierra
(a y tierra)

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{X_1 + X_2 + X_0} \approx \frac{E_a}{X_1 + X_1 + 3 X_1} = \frac{E_a}{5 X_1}$$

En resumen, las fallas de mayor importancia son: - la trifásica, y la de dos fases y tierra; siguiéndolas en importancia la falla entre dos fases y por último la falla entre fase y tierra. Sin embargo, hay que tomar en cuenta, que, para un caso particular será necesario analizarlo, pues, éstas dependerán del valor de la impedancia secuencial negativa y especialmente de la de secuencia cero, y además, este valor de corriente es el de la componente de secuencia positiva de la fase "a", y puede darse el

caso, que a pesar de ser mayor I_{a_1} , para una falla cualquiera, I_a sea menor; o en su defecto que las corrientes de las otras fases sean mayores que la de la fase "a" .

III.2.B.- Método de las Curvas de Decremento.-

Las curvas de decremento han sido determinadas para obtener los valores de I_{a_1} , expresados en tanto por uno de la corriente de base correspondiente a la potencia aparente total de las máquinas acopladas a la red y la tensión nominal del sistema, en función de la reactancia total (X), en tanto por ciento, equivalente en cada clase de cortocircuito. (Fig. No.61)

$$\text{Entre tres fases} \quad X = X_1$$

$$\text{Entre dos fases} \quad X = X_1 + X_2$$

$$\text{Entre dos fases y tierra} \quad X = X_1 + \frac{X_2 \cdot X_0}{X_2 + X_0}$$

$$\text{Entre una fase y tierra} \quad X = X_1 + X_2 + X_0$$

T = Constante de tiempo de las máquinas del sistema.

Estas curvas se basan en las siguientes hipótesis:

a) Que los alternadores están funcionando en el momento del cortocircuito con la potencia aparente nominal a un factor de potencia de 0,8 y a la tensión nominal.

b) Las máquinas sincrónicas acopladas a la red no poseen regulador automático de voltaje.

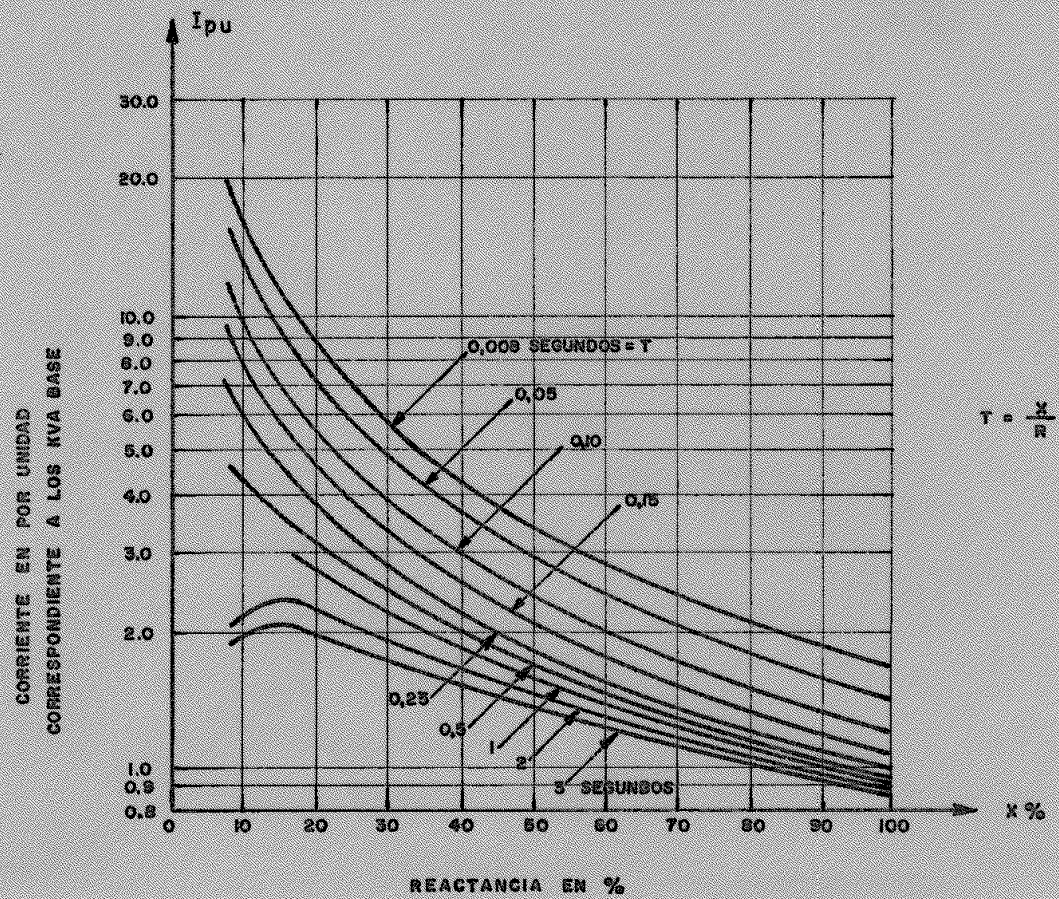


FIG. Nº 61

c) Todas las máquinas pueden substituirse por una equivalente de la potencia aparente igual a la suma de todas ellas.

d) Que la carga se toma desde los terminales del alternador equivalente el cual posee una reactancia del 15%, salvo el caso de que la reactancia total (X) sea menor que el 15% en cuyo caso se supone que esta reactancia total es toda interna a la máquina.

e) Que al momento de producirse el corto circuito la línea está completamente descargada.

f) Se asume que la onda de tensión se encuentra en el punto correspondiente a la máxima corriente instantánea en el momento del cortocircuito.

g) Se supone que las resistencias pueden ser despreciadas, con lo que se obtiene mayor grado de seguridad.

h) Se admite que todas las tensiones internas de las máquinas, además de ser iguales, están en fase.

i) Para las reactancias y constantes de tiempo se han tomado los valores medios de las máquinas.

j) La constante de tiempo media tomada para la determinación de estas curvas ha sido de cinco segundos.

Si la constante de tiempo es diferente a cinco segundos, se tomará para el tiempo transcurrido desde el cortocircuito el tiempo real multiplicado por la relación $\frac{5}{T'_{d0}}$; en la que T'_{d0} es la --

constante de tiempo media transitoria en vacío de las máquinas sincrónicas.

k) Una vez determinados los valores de las corrientes secuenciales I_{a_1} , I_{a_2} e I_{a_0} se podrá encontrar las corrientes de fases sea en el punto del cortocircuito o en cualquier otro punto de la red, mediante las componentes simétricas y los métodos de transfiguración de redes conocidos.

Este método es útil para la determinación de capacidad de ruptura de interruptores automáticos o fusibles en los casos que puedan ser aceptadas las hipótesis anotadas.

l) Todas las impedancias han sido expresadas en porcentaje o tanto por uno en base a la potencia aparente total de todas las máquinas acopladas y la tensión del elemento de que se trate.

III.2.C.- Métodos Establecidos por A.I.E.E. -

Este método es el recomendado para calcular aproximadamente las corrientes de cortocircuito con miras a la determinación del equipo de protección.

a) El método consiste en calcular la componente de secuencia positiva de la corriente en el punto del cortocircuito dividiendo la tensión simple nominal de la red, para la reactancia total (X) determinada para cada uno de los distintos tipos de cortocircuitos y luego se multiplicará este valor

por los factores dados en tablas y que dependen del aparato de protección que se va a usar en dicho punto.

b) La tensión simple nominal de la red (entre fase y neutro) se toma también como la tensión interna del generador equivalente determinado en igual forma que los métodos anteriores. Si esta tensión se la utiliza en voltios (no en %), los valores de las reactancias deben expresarse en ohmios referidos al mismo valor tomado para la tensión .

c) Las reactancias de secuencia positiva de las máquinas sincrónicas acopladas, se deberán tomar según el caso los valores indicados a continuación:

c)1.- Interruptores Automáticos: Si se trata de determinar la capacidad de interrupción de interruptores automáticos, se tomará para reactancia a secuencia positiva de las máquinas acopladas a la red: - a) la subtransitoria (X'') para alternadores y b) transitoria (X') para motores o condensadores sincrónicos. Si los alternadores no tienen arrollamientos amortiguadores se tomará el 75% de la reactancia transitoria (X').

Los factores de multiplicación a utilizarse en este caso son:

Interruptores lentos (ocho o más ciclos)	1
Interruptores de cinco ciclos	1,1
Interruptores de tres ciclos	1,2
Interruptores de dos ciclos	1,4

En caso de que el interruptor protector de los alternadores sea de igual tensión que éstos, y la potencia de cortocircuito calculada con un factor 1 sea mayor que 500.000 KVA, los coeficientes de multiplicación deberán ser mayores así:

Interruptores lentos (ocho o más ciclos)	1,1
Interruptores de cinco ciclos	1,2
Interruptores de tres ciclos	1,3
Interruptores de dos ciclos	1,5

Para interruptores de baja tensión (600 V máximo) con apertura en el seno del aire, se utilizarán las reactancias subtransitorias de las máquinas sean motores, condensadores o alternadores sincrónicos, para la secuencia positiva; y con un factor de multiplicación de 1,25

Si se necesita calcular el valor eficaz máximo posible de la corriente de cortocircuito, para dimensionar las barras y los aparatos de tal manera que soporten los esfuerzos electrodinámicos producidos por esta corriente y además para chequear que el calentamiento sea admisible; se usarán las reactancias subtransitorias de todas las máquinas para la secuencia positiva, -- con un factor de multiplicación de 1,6 ,excepto si el aparato está conectado directamente a las máquinas sincrónicas quienes suministran la mayor parte de la corriente de cortocircuito a través de bobinas de reactancia y siendo el sistema de 5.000 voltios o menos.

c)2.- Fusibles: Si se trata de elegir la capacidad de interrupción de fusibles, se tomará, para las reactancias de secuencia positiva de las máquinas sincrónicas en general, la subtransitoria, con un coeficiente de 1,6

Si el sistema es de 15.000 voltios o menos el coeficiente será de 1,2 , salvo el caso en que el fusible sea del tipo "limitador de corriente" y se encuentre colocado lejos de la fuente, sea la central o subestación importante.

c)3.- Calibrado de relevadores: El cálculo de las corrientes de cortocircuito para el calibrado preliminar de los relevadores se realizará utilizando un coeficiente de multiplicación igual a la unidad.

En cuanto a las reactancias dependerá del tipo de relevador, así: si son de máxima intensidad y con calibración de tiempo, se tomarán las reactancias transitorias (X') para el circuito de secuencia positiva; y si son del tipo instantáneo o de gran velocidad se tomarán las subtransitorias.

Para calibración de relevadores de distancia, de tierra, de protección diferencial de barras, etc., este método no es adecuado y se debe recurrir al más exacto.

d) De igual manera que con los otros métodos, una vez determinado el valor de la corriente de secuencia positiva, se calcularán las otras corrientes secuenciales y las de fase,

tanto en el punto de cortocircuito como en cualquier otro punto,
mediante los métodos conocidos.

C A P I T U L O I I I : B I B L I O G R A F I A

REFERENCIA No.

PAGINAS CONSULTADAS

III . 1

- | | |
|-------|---|
| (1).- | 2 - 21 a 2 - 24 |
| (2).- | Ing. Honorato Placencia:
año lectivo 1964 - 65 |
| (3).- | 25 a 27 y
389 a 398 |
| (4).- | 100 a 112 |
| (5).- | 5.02 de 1 a 22 |

III . 2

- | | |
|-------|---|
| (1).- | 2 - 24 a 2 - 26 |
| (2).- | Ing. Honorato Placencia:
año lectivo 1964 - 65 |
| (3).- | 27 a 31 |
| (4).- | 112 a 122 |

C A P I T U L O I V
A P A R A T O S D E C O R T E

IV.1.- FUSIBLES DE POTENCIA.-

IV.1.A.- Generalidades.-

Son conductores eléctricos cortos generalmente de sección reducida, previstos para que se fundan rápidamente en caso de sobrepasar la corriente de los límites admisibles pre-establecidos, interrumpiendo así el circuito del cual está formando parte con el objeto de protegerlo. El fusible, es por tanto, el medio más sencillo de interrupción automática de un circuito y, por otro lado, no es sino un substituto económico y parcialmente funcional del disyuntor.

Hoy se dispone de una gran variedad de fusibles para líneas de fuerza, y sus características ofrecen también una gran diversidad, lo que permite hacer frente a casi toda clase de servicio. Hay que tomar en cuenta que un solo tipo de fusible no puede abarcar toda la gama de tensiones existentes, peor aún, toda la gama de capacidades de conducción y de corrientes de falla. La selección del fusible dependerá pues, de las exigencias del servicio, las tolerancias físicas y eléctricas y las consideraciones económicas.

Las tiras fusibles de alta tensión para líneas de fuerza son construídas de tres partes principales: 1) Cabeza de botón 2) Elemento fusible y 3) Cola. (Fig. No.62)

IV.1.B.- Operación.-

El elemento de una tira fusible normal está consti

tuída por un conductor calculado en tal forma que al sobrepasar - la corriente un valor máximo admisible, se funda por la elevada - temperatura alcanzada, en un tiempo que depende del valor de la - corriente, luego de fundido el elemento fusible el soporte des -- ciende para dar una indicación visual. Existen fusibles que poseen un mecanismo de palanca acodillada situado en el extremo inferior del porta-fusible que rompe el fusible en caso de desear interrumpir la corriente de carga, luego, se los puede utilizar como desconectores sacrificando la tira fusible.

En general, para la extinción del arco, poseen un dispositivo especial acoplado a la palanca acodillada, que aplica una tensión mecánica uniforme en el extremo inferior del fusible al cual lo parte en el interior de su tubo extinguiendo el arco - eficazmente, basándose en el principio de expulsión.

IV.1.C.- Uso.-

Los fusibles de alta tensión se usan generalmente, en instalaciones pequeñas en potencia o para protección de aparatos tales como: transformadores de fuerza, derivación o ramales de distribución, transformadores de distribución donde las corrientes de cortocircuito son muy grandes, para puentes de los interruptores automáticos y en todos aquellos lugares donde los interruptores de potencia no se justifican por su elevado costo o la no existencia en el mercado del interruptor de potencia necesario.

El uso de los fusibles en lugar de los interruptores automáticos es considerable debido a que ofrecen cercanamente la misma protección contra cortocircuitos con un costo inicial - muy inferior al de los interruptores automáticos. El costo no es el único factor a tomar en cuenta, sino también las capacidades, pues actualmente éstas han sido elevadas, y son pocos los sistemas industriales con capacidades mayores a las disponibles en los fusibles, sin embargo, es siempre necesario analizar varios factores para elegir el aparato de protección adecuado y son:

a) Si se tiene un sistema eléctrico donde de las fallas ocurren con mucha frecuencia y éstas siempre interrumpen el circuito, los fusibles no serán convenientes desde el punto de vista económico, pues a pesar de su costo inicial menor, por cada falla se tendrá que hacer una nueva inversión.

b) En cuanto a la calidad del servicio, un fusible será inconveniente, pues - la restitución de éste será más lenta que con un interruptor automático.

c) Si se carece de personal de mantenimiento calificado los fusibles no son aconsejables y por otro lado si el mantenimiento es insuficiente los interruptores automáticos no son aconsejables.

IV.1.D.- Características y Normas.-

La correcta aplicación de las tiras fusibles depende del conocimiento total del sistema y del equipo a ser protegido, así, se deberán conocer las características de sobrecarga y corriente admisible de corto tiempo del equipo y las curvas de quemadura de los conductores, curvas básicas de calentamiento y enfriamiento de los motores y lógicamente las respectivas curvas de calentamiento y enfriamiento de los fusibles, para analizar su comportamiento con fallas repetidas o accionamiento de un reconfigurador.

La fabricación de los fusibles debe regirse a las normas establecidas por los códigos del país en el que se construyen o del código adoptado que debe ser de una institución especializada. En los E.E. U.U. los organismos que regulan estos aparatos son: la "National Electrical Manufacturers Association" (NEMA) y la "Electrical Engineering Institute" (EEI).

Los fusibles a usarse deben tener una capacidad de corriente de interrupción de por lo menos igual a la máxima corriente de cortocircuito posible en el punto de instalación, siendo ésta equivalente al valor efectivo simétrico de C.A. (NEMA).

Cuando son usados en serie con otros fusibles o con interruptores automáticos, es necesario coordinarlos de tal forma que se funda sólo el fusible, o accione sólo el interruptor automático que se encuentre más cercano al punto de falla.

Las características de un fusible están dadas por el material de que están constituidos, la longitud y la sección de los mismos.

Las características de fusión se determinan principalmente por la corriente de fusión mínima y por la pendiente de las curvas "Tiempo - Corriente" del fusible, proporcionadas por los fabricantes.

Para satisfacer las exigencias típicas de los fusibles convencionales de alta tensión, se debe tener una relación de aproximadamente 2/1 entre la corriente de fusión mínima y la corriente nominal en régimen permanente.

En la Fig. No.63 se presentan las características típicas del tiempo de fusión en función de la corriente de una tira de fusible normal. Estas curvas son calificadas según las normas NEMA y EBI de acuerdo a la relación de velocidad (R); como rápidas o normales y lentas o retardadas, designándolas con K a las primeras y T a las segundas. Según las normas NEMA SG2-1.49 se entiende por relación de velocidad la existente entre las corrientes de fusión en 0,1 de segundo y la de 300 ó 600 seg. según se trate de fusibles menores de 100 Amperios o mayores de 100 Amperios de capacidad respectivamente.

De acuerdo a este concepto, los fusibles rápidos (K) tienen una relación de velocidad entre 6 y 11 y los lentos (T) entre 10 y 13,1

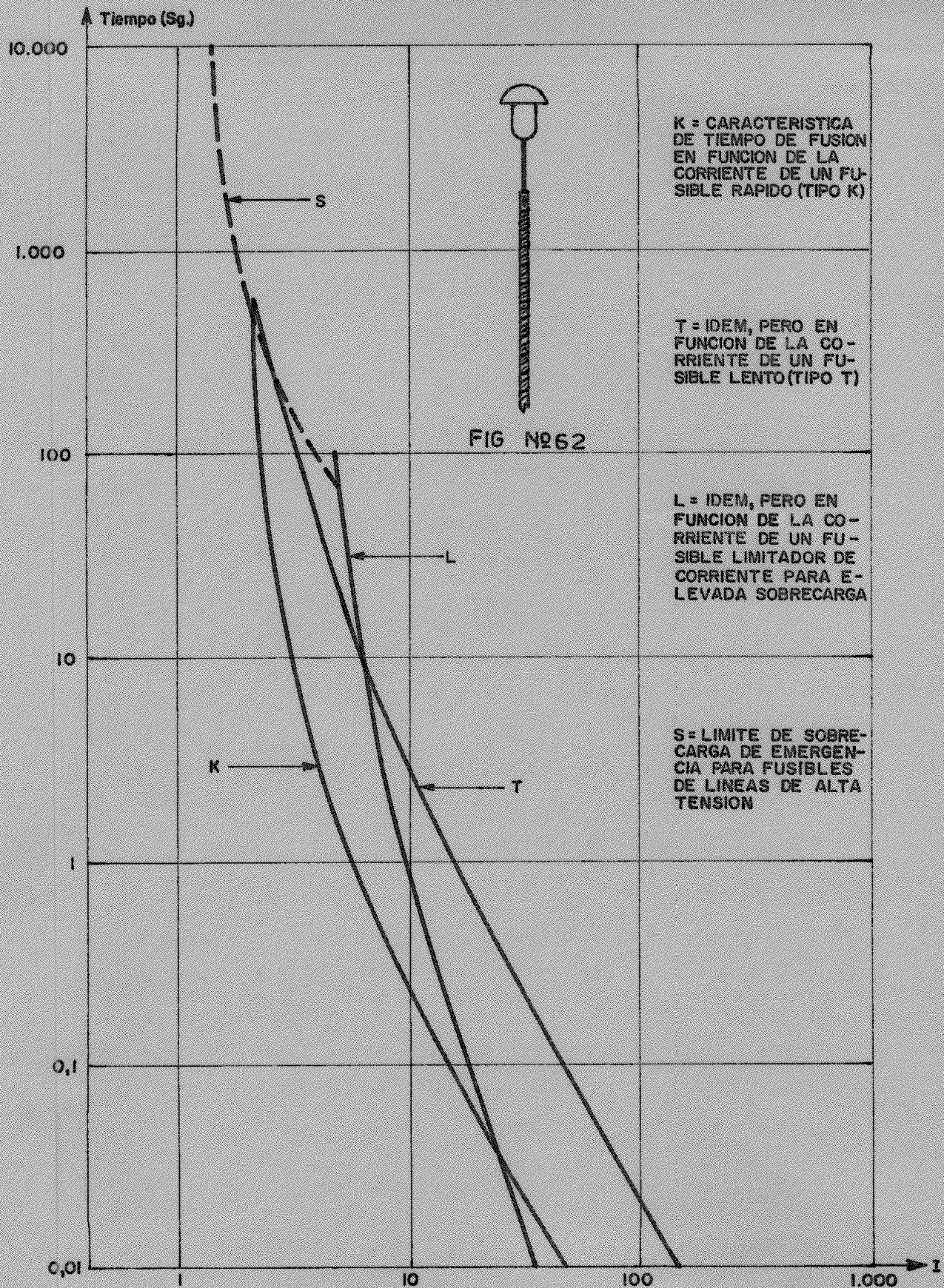


FIG. N° 63

(Múltiplos de la corriente nominal en régimen permanente)

En un fusible convencional la máxima relación que se puede obtener es de 19 con lo que se tiende a poner un límite a la capacidad de sobrecarga en régimen transitorio (menos de 300 seg.) en los fusibles tipo K . Si es necesario mayor capacidad de sobrecarga en régimen transitorio se deberá elegir un fusible tipo T.

El valor de corriente hasta el cual se puede sobrecargar los fusibles por debajo de la gama de valores de fusión -- viene indicada por una curva proporcionada por el fabricante (curva S), puesto que si se aplican durante largo tiempo corrientes -- sensiblemente superiores a la capacidad en régimen permanente, aunque sean menores a la corriente mínima dada por las curvas tiempo -- corriente, el fusible, si no se funde quedará dañado e insertible.

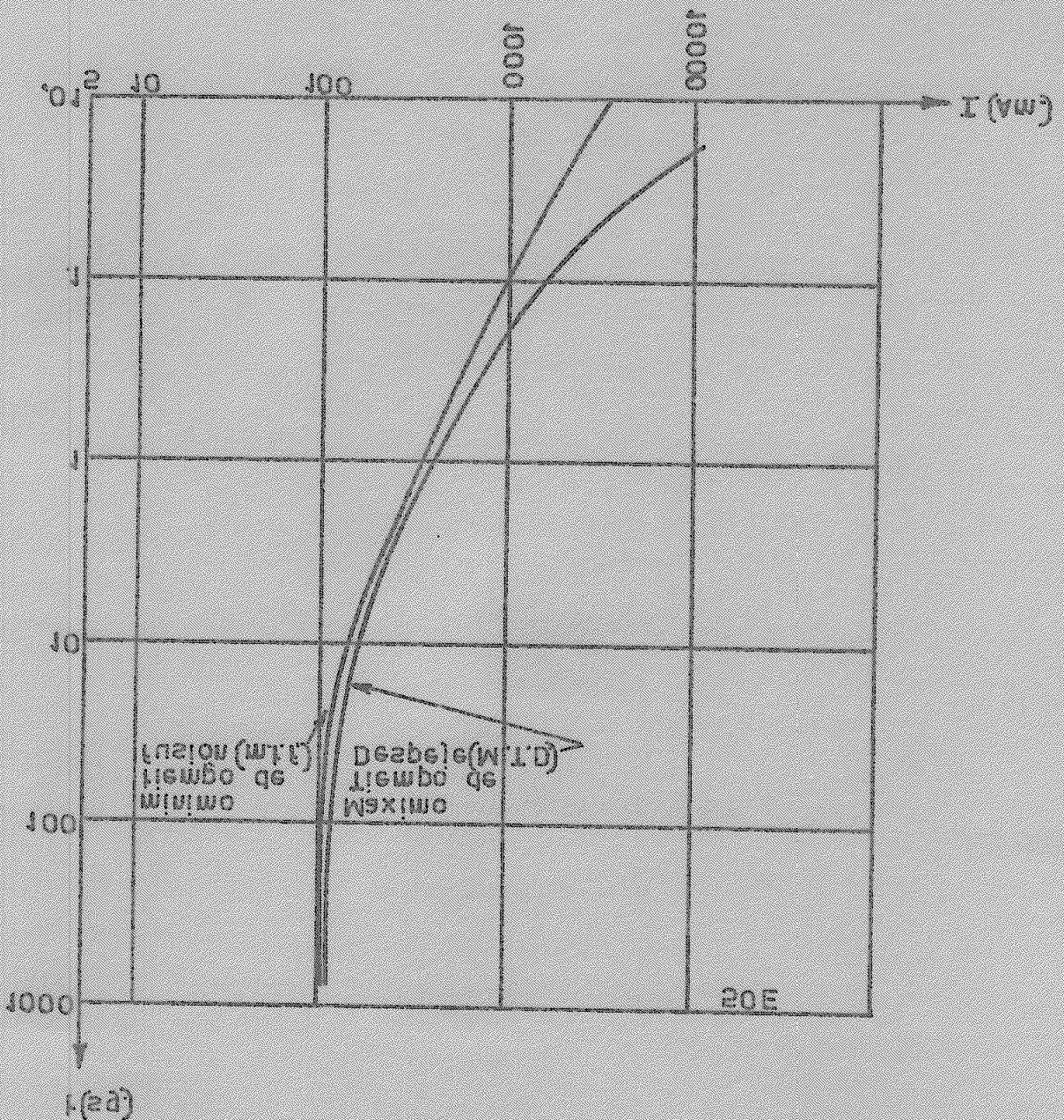
Se anotó que las características de un fusible están determinadas por la longitud y la sección transversal resumidas en las curvas tiempo - corriente. La longitud del fusible determina la cantidad de calor que puede ser conducida desde el centro del elemento. Con poca corriente un fusible largo desarrolla un punto caliente y hasta puede romper el fusible al llegar a la temperatura de fusión; con la misma corriente un fusible corto desarrollará un punto caliente pero sin llegar al punto de fusión, es decir que mientras menor sea la longitud del elemento mayor tiempo se requiere para fundirlo con corrientes pequeñas. Con al-

tas corrientes se llegará a la temperatura de fusión más rápidamente puesto que ni el elemento largo ni el corto tienen tiempo de conducir el calor al exterior, por tanto, el factor que determina las características para altas corrientes será la sección transversal, pues a mayor sección transversal mayor capacidad de conducción o en su defecto mayor tiempo de fusión. En resumen para bajas corrientes los fusibles están regidos por la longitud y para altas corrientes por la sección transversal.

Las características de tiempo - corriente son determinadas experimentalmente por los fabricantes y dibujadas a escala logarítmica, tanto para el "mínimo tiempo de fusión" como para el "máximo tiempo de despeje", necesarios para la coordinación; estas curvas son determinadas tomando en cuenta que el "tiempo de fusión" es el intervalo entre la iniciación de la corriente de falla y la iniciación del arco, el "tiempo de arco" es el intervalo de duración de este, y el "tiempo de despeje" será la suma de los dos anteriores. En la Fig. No.64 se representan las dos curvas para un fusible determinado.

Dos factores importantes que se deben tomar en cuenta luego de determinar el fusible apropiado son: 1) la Temperatura ambiente y 2) la corriente existente inmediatamente antes de la falla. De acuerdo con las normas americanas C37.46 - 1962, las curvas características tiempo - corriente de los fusibles deben ser elaboradas por los fabricantes partiendo de una tempera

Fig 1064

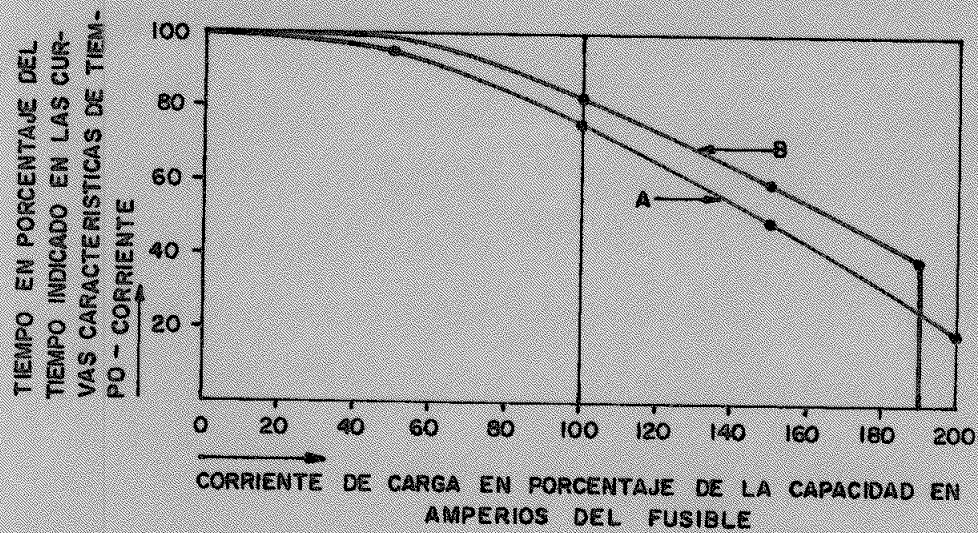


tura ambiente de 25 °C. y sin carga inicial; pero, debido a que las temperaturas ambiente varían indiferentemente y, por otro lado, siempre existirá carga inicial antes de una falla, las curvas proporcionadas por los fabricantes deben ser corregidas mediante factores de ajuste tanto para temperatura ambiente como para pre-carga, factores que son proporcionados también por los fabricantes. La Fig. No.65 muestra las curvas que proporcionan los factores de corrección para pre-carga dada para fusibles lentos (A) y rápidos (B) y la Fig. No.66 las curvas para encontrar los factores de corrección para temperatura ambiente diferente a 25 °C. para fusibles lentos (A) y rápidos (B). (Tomado de cat. S & C Mayo de 1960).

IV.1.E.- Selección.-

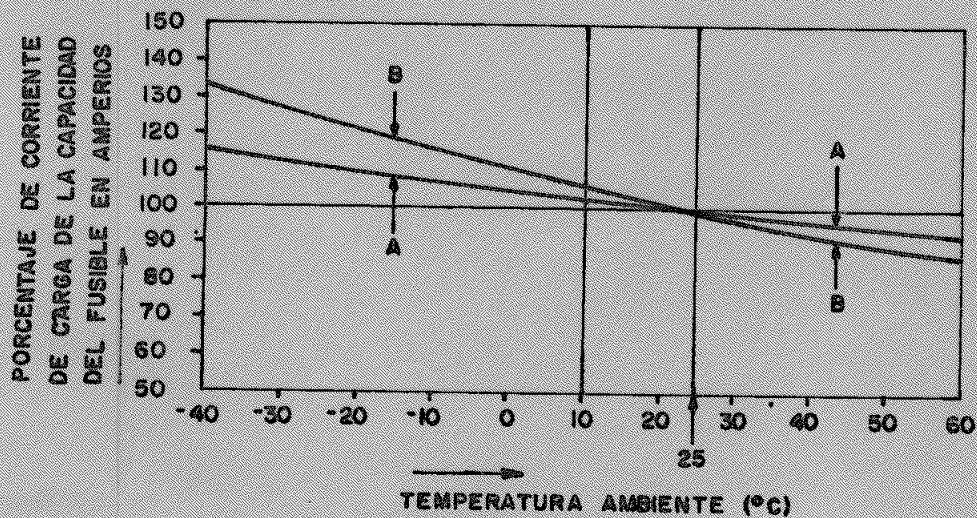
PASOS PARA
LA SELECCION
(Tomado de cat.
S & C Mayo-
1960)

- | | | |
|----------------|---|--|
| SIEMPRE | } | a) Seleccionar la clase de voltaje de tal manera que sea igual o mayor que el voltaje de línea a línea, nunca menor. |
| | | b) Chequear su adecuada corriente de interrupción. |
| | | c) Establecer la mínima capacidad de corriente. |
| CASI SIEMPRE | } | d) Chequear la coordinación. |
| | | GENERALMENTE e) Ajustar las características tiempo-corriente para pre-carga. |
| | | f) Ajustar las características tiempo-corriente para temperatura ambiente. |
| R A R A | | g) Tomar en cuenta el tiempo de enfriamiento, para operaciones repetidas. |
| V E Z | | |
| OCACIONALMENTE | | h) Chequear para sobrecarga de corto tiempo. |



A.- PARA FUSIBLES LENTOS
B.- PARA FUSIBLES RAPIDOS

FIG. Nº 65



A.- PARA FUSIBLES LENTOS
B.- PARA FUSIBLES RAPIDOS

FIG. Nº 66

a) Según lo expuesto en el cuadro sinóptico anterior la primera regla que debe tenerse en cuenta siempre en la selección de un fusible es que su tensión debe exceder de la tensión entre fases sean cuales fueren las condiciones de puesta a tierra que presente la red. La tensión del fusible puede exceder de la de la línea en lo que se desee, salvo que sea un fusible limitador de corriente. A menudo se presentan situaciones especiales que elevan el límite del voltaje de operación, puntos en los cuales es necesario un fusible de tensión nominal superior que el normalmente requerido. Una de estas situaciones producen los fusibles limitadores de corriente, quienes, al operar producen tensiones de arco que exceden en mucho a la tensión de la red, por tanto, se debe chequear que éstas no superen en mucho al "nivel básico de aislamiento" del equipo respectivo y que no hagan funcionar a los pararrayos interconectados, pues estos aparatos no soportan descargas de bajo ciclaje ni corrientes elevadas. Los limitadores de corriente deben limitar la cresta de la tensión de arco, en condiciones de corriente de interrupción nominal, reduciéndola a algo menos que el doble de la tensión máxima nominal.

$$2 \times 1,41 \times V \quad (\text{KV})$$

Si este valor, al aplicar durante corto tiempo no puede perjudicar al equipo asociado a la red, se podrá usar esta clase de fusible.

b) La capacidad nominal de interrupción de los fusibles utilizados en fuerza debe ser equivalente al valor efectivo simétrico de la componente de corriente alterna de la corriente más alta que puede interrumpir el fusible en cualquier condición de asimetría . (NORMAS NEMA 1965)

Debido a las características inherentes del fusible, tanto por el principio de su funcionamiento como por el concepto en que se basa su aplicación, un fusible de fuerza no puede ser de capacidad (KVA) constante, por tanto el empleo de las capacidades nominales en KVA sólo se justifica para realizar una clasificación general y aproximada. Para encontrar la capacidad de interrupción de corriente de cortocircuito, se recurre a las tablas proporcionadas por los fabricantes con los máximos KVA de cortocircuito disponibles en el punto de localización del fusible; como se ve, es necesario previamente determinar la máxima corriente de falla existente en ese punto, que puede ser inferior a lo que parecía indicar la capacidad nominal del disyuntor más cercano. - Actualmente se ha perfeccionado una combinación de fusible y disyuntor en conjunto que es lo más económico y conveniente.

Las listas de capacidades son dadas para sistemas trifásicos y valores simétricos de KVA que son los que se determinan mediante los métodos de cálculo de cortocircuitos; sin embargo los valores asimétricos deben ser tomados en cuenta pues se ha dicho que la capacidad de interrupción es equivalente al valor -

efectivo de la máxima corriente, por tanto, hay que tomar en cuenta la componente de corriente continua. En la práctica se determina el valor de la corriente asimétrica, que un fusible está designado para interrumpir al voltaje de clasificación dado, con la falla establecida a voltaje cero, con sólo multiplicar la corriente simétrica determinada, por un factor de multiplicación mayor que la unidad que vienen dados en tablas para los diferentes casos y que dependen directamente de la relación entre la reactancia y la resistencia del circuito. (X/R).

FACTORES A APLICARSE A LOS VALORES DE LAS CORRIENTES SIMÉTRICAS PARA DETERMINACION DE FUSIBLES	}	<p>1.- Con 15 KV, o menos, excepto para fusibles limitadores de corriente cuando el fusible se halle distante de las estaciones generadoras o subestaciones (Que X/R sea menor que 4)...</p> <p>..... 1,2</p> <p>2.- En todos los demás casos, incluyéndose todos los fusibles limitadores de corriente.....</p> <p>..... 1,6</p>
---	---	---

(Tomado de "Simplified Calculations of Fault Currents" - AIEE)

c) Las capacidades mínimas de los fusibles vienen dadas en tablas proporcionadas por los fabricantes y de acuerdo al aparato que va a ser protegido tales como: - transformadores de fuerza, de distribución o de potencial, bancos de condensadores, puntos de seccionamiento, etc.

Las capacidades dadas en las listas resistirán, ge

neralmente aperturas o energizaciones de la línea, que producirán a su vez corrientes capacitivas o corrientes transitorias iniciales respectivamente, sin que se fundan los fusibles, además, se debe coordinar con las características de los transformadores para protegerlos contra fallas secundarias.

Por tanto, los fusibles deben ser proyectados para que puedan conducir la corriente nominal en forma continua sin exceder de las elevaciones de temperatura permitidas por las normas, pero, en los casos como los anotados anteriormente en que se tienen sobrecargas inherentes al circuito, la capacidad nominal de corriente del fusible debe ser mayor que la corriente nominal de carga del equipo que va a ser protegido.

d, e, f y g) La coordinación entre fusibles y elementos de protección se verá más adelante en el capítulo correspondiente, y por otro lado en el punto anterior se vió, como, las características de tiempo-corriente del fusible deben ser ajustadas para pre-carga y temperatura ambiente; nos faltaría por tratar el caso de la reacción de los fusibles a fallas repetitivas.

En caso de fallas repetitivas tales como las producidas por el funcionamiento de un disyuntor de recierre, se debe tomar en cuenta las características de calentamiento y enfriamiento de la tira fusible, las cuales van contenidas y expresadas en las curvas de tiempo de fusión en función de la corriente. La re-

acción de un fusible normal sigue una ecuación exponencial tanto para el calentamiento como para el enfriamiento, siendo la una creciente y la otra decreciente respectivamente.

Ecuación Fundamental del Calentamiento y Enfriamiento:

Calor producido = Calor almacenado + Calor evacuado

(El calor evacuado puede ser por radiación o conducción).

$$Q \cdot dt = C \cdot d\theta + A \cdot \theta \cdot dt$$

Q = Cantidad de calor producida por unidad de tiempo (Kcal/seg)

dt = Diferencial del tiempo (seg)

C = Cantidad de calor almacenado por grado celcius (Kcal/°C)

dθ = Diferencial de temperatura (°C)

A = Cantidad de calor cedido por unidad de tiempo y grado celcius (Kcal/seg °C)

θ = Temperatura del elemento en grados celcius (°C)

La ecuación es una diferencial en la cual tenemos como variables la temperatura y el tiempo y su resolución será mediante la integración de ella.

$$\frac{d\theta}{dt} = \frac{Q - A\theta}{C}$$

$$\int dt = \int \frac{C}{Q - \theta A} d\theta$$

Para su integración y resolución se debe partir de ciertas condiciones iniciales y llegar a las condiciones finales.

Siendo θ_1 la temperatura inicial y θ_2 la final máxima admisible; $t_1 = 0$ el tiempo inicial y t la variable independiente, la ecuación quedaría:

$$\int_0^t dt = \int_{\theta_1}^{\theta_2} \frac{C}{Q - \theta A} d\theta$$

Resolviendo la ecuación obtenemos las ecuaciones exponenciales respectivas.

$$\theta = \theta_2 (1 - e^{t/C/A}) + \theta_1 e^{t/C/A}$$

Para obtener una ecuación general, los límites para calentamiento serán:

Tiempo inicial = 0

Tiempo o instante cualquiera = t

Temperatura inicial = θ_1

Temperatura al instante t = θ

$$\int_0^t dt = \int_{\theta_1}^{\theta} \frac{-C}{-Q + \theta A} d\theta = -C \int_{\theta_1}^{\theta} \frac{d\theta}{-Q + \theta A}$$

$$\left[t \right]_0^t = \left[\frac{-C}{+A} \ln (A\theta - Q) \right]_{\theta_1}^{\theta} = \left[\frac{-C}{A} \ln(A\theta - Q) \right]_{\theta_1}^{\theta}$$

$$t = \frac{-C}{A} \ln (A\theta - Q) + \frac{C}{A} \ln (A\theta_1 - Q)$$

$$t = \frac{C}{A} \ln (A\theta_1 - Q) - \ln (A\theta - Q) = \frac{C}{A} \ln \frac{A\theta_1 - Q}{A\theta - Q}$$

$$\frac{A}{C} t = \ln \frac{\Delta\theta_1 - Q}{\Delta\theta - Q} \qquad - \frac{A}{C} t = \ln \frac{\Delta\theta - Q}{\Delta\theta_1 - Q}$$

$$e^{-\frac{A}{C} t} = \frac{\Delta\theta - Q}{\Delta\theta_1 - Q} \qquad (\Delta\theta_1 - Q) e^{-\frac{A}{C} t} = \Delta\theta - Q$$

$$\Delta\theta_1 e^{-\frac{t}{C/A}} - Q e^{-\frac{t}{C/A}} + Q = \Delta\theta$$

$$\theta = \theta_1 e^{-\frac{t}{C/A}} - \frac{Q}{A} e^{-\frac{t}{C/A}} + \frac{Q}{A}$$

$$\theta = \frac{Q}{A} (1 - e^{-\frac{t}{C/A}}) + \theta_1 e^{-\frac{t}{C/A}}$$

Quando t tiende a infinito la ecuación nos muestra que:

$$\theta = Q/A = \text{temperatura máxima} = \theta_{\text{máx}}$$

y cuando $t = 0$

$$\theta = \theta_1 = \text{temperatura inicial}$$

$$\theta = \theta_{\text{máx}} (1 - e^{-\frac{t}{C/A}}) + \theta_1$$

Como se ve, la ecuación es una exponencial que tiene como representación gráfica la curva A de la Fig. No.67 llamada "Curva Básica de Calentamiento de los Fusibles". En la figura se ve que el tiempo se ha dibujado como el tiempo relativo $\frac{t}{C/A}$ llamándola a la relación $C/A = T$ la "Constante de Tiempo" que depende directamente de la cantidad de calor que el fusible es capaz de almacenar por cada grado celcius, e inversamente

CURVAS DE CALENTAMIENTO DE FUSIBLES

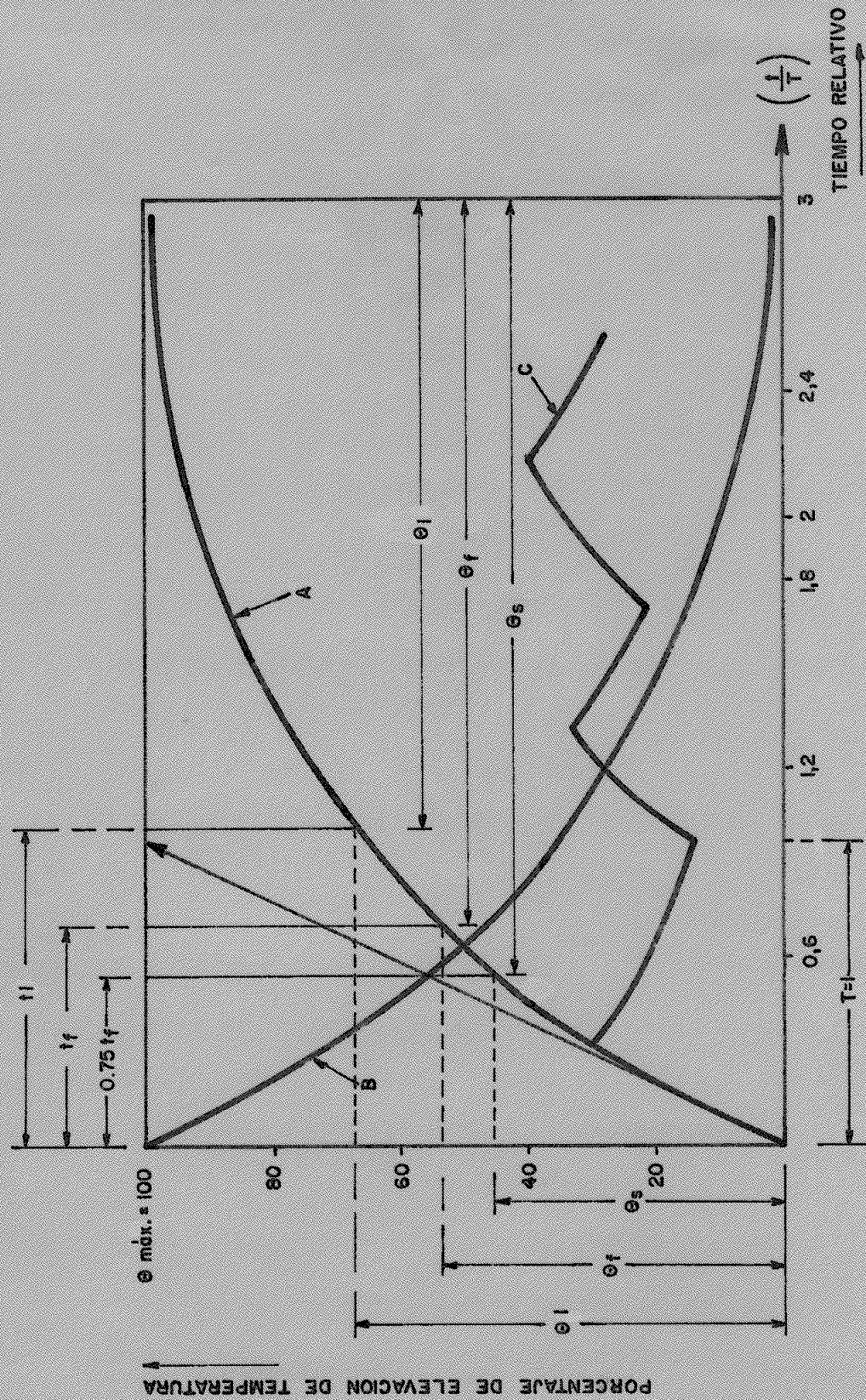


FIG. N^o 67

de la cantidad de calor que es capaz de ceder por grado Celcius y por unidad de tiempo, obteniéndose un tiempo que es constante para cada fusible.

Para el caso de enfriamiento los límites serán:

Tiempo inicial = 0

Tiempo cualquiera = t

Temperatura inicial = $\theta_{\text{máxima}}$

Temperatura al tiempo t = θ

$$\int_0^t dt = \int_{\theta_{\text{máx}}}^{\theta} \frac{C}{Q - \theta A} d\theta$$

Integrando obtenemos:

$$\theta = \theta_{\text{máx}} \cdot e^{-t/T} + \frac{Q}{A} - \frac{Q}{A} e^{-t/T}$$

Pero debemos considerar que en el proceso no existe producción de calor, por tanto, $Q = 0$

$$\theta = \theta_{\text{máx}} e^{-t/T}$$

Esta ecuación está representada por la curva B de la Fig. No.67 Las dos curvas tienen la misma constante de tiempo $T = C/A$ pues ésta depende sólo de las características del fusible y está íntimamente relacionada con la relación de velocidades (R) pues T se define, en calentamiento, como el tiempo en el que alcanza el 67% de la temperatura sobre la temperatura inicial, luego T para los fusibles rápidos será menor que para los len--

tos. La constante de tiempo puede calcularse con bastante precisión mediante la fórmula:

$$T = 0,1 \times R^2 \text{ (seg)}$$

T, en general, es el tiempo en que llegaría a la Θ_f si la elevación de Θ ($\frac{d\Theta_o}{dt_o}$) fuera constante.

Los valores de temperatura, en porcentaje, pueden determinarse si se conocen el orden de sucesión y la duración de los períodos de cierre y apertura del disyuntor de recierre, como se ve en la curva C de la Fig. No.67 que está compuesta de tramos de las curvas A y B, y se obtiene con sólo desplazarlas en el sentido horizontal hasta los puntos de iniciación de un calentamiento o un enfriamiento respectivamente.

Para determinar la temperatura o nivel de temperatura a la que se fundirá el fusible, se debe conocer el tiempo de fusión (t_f) que se puede obtener de las características normales del fusible para determinada corriente de falla, con este tiempo y mediante la curva A obtendremos la temperatura de fusión (Θ_f). No es necesario conocer el valor de la temperatura de fusión sino la relación que guarda con las crestas de la curva de operación (C).

Como es natural, las temperaturas de fusión para los fusibles lentos serán diferentes y mayores que para los rápidos siempre que corresponda a un determinado grupo de fusibles es decir para determinado modelo y capacidad. (Θ_f = Para rápidos y -

Θ_1 = Para lentos).

A = Curva básica de calentamiento de los fusibles

B = Curva básica de enfriamiento de los fusibles

C = Curva de elevación de temperatura de un fusible sometido a ciclo de recierre

t_f = Tiempo, de fusión del fusible a determinada corriente de falla

t_1 = Tiempo total de despeje del fusible con la misma corriente de falla y tiempo de fusión del fusible más lento

Θ_f = Nivel de temperatura de fusión para el fusible más rápido

Θ_1 = Nivel de temperatura de fusión para el fusible más lento

Θ_s = Nivel de temperatura segura teniendo en cuenta las variables del servicio

$\Theta_{\text{máx}}$ = Nivel hipotético de temperatura en régimen permanente (100%) alcanzado por el fusible en caso de no fundirse (funciona como una resistencia de valor constante)

La característica de tiempo total de despeje en fusión de la corriente corresponde en realidad, a la característica de fusión del fusible más lento (t_1) de un determinado grupo, y la gama entre el fusible más lento y el más rápido queda fijada en las normas por la definición de las capacidades de los fusibles convencionales (Categoría E) : 200% á 240% ó 220% á 264%. En comparación con estas tolerancias, que permiten variaciones en la fabricación, los tiempos de producción de arcos que deben agre

garse a los períodos de fusión son insignificantes.

La intersección de la curva C con la temperatura de fusión del fusible lento θ_1 en cualquier punto a continuación del último ciclo significa que el fusible despejará la falla antes que el disyuntor de recierre se abra y quede abierto definitivamente. Si no se quiere que el fusible se funda, la curva C deberá permanecer a un nivel inferior que θ_f para obtener un buen margen de seguridad. Este margen se proporciona generalmente coordinando el disyuntor con una curva de fusible cuyas ordenadas de tiempo sean el 75% de las de la curva de fusión con lo que se obtiene sobre la curva A y con el 75% del tiempo t_f el nivel de temperaturas seguras θ_s .

Como se ha visto, en este caso la coordinación con los fusibles primarios se basarían en el máximo tiempo de operación del disyuntor de recierre.

Cuando el intervalo de tiempos de operación del interruptor es menor que 1/2 seg., el enfriamiento del fusible es despreciable. En este caso la coordinación se basa en el tiempo total del flujo de corriente durante el cual el interruptor opera o en las sucesivas operaciones del interruptor que siguen al tiempo pre-determinado de descanso aunque éste fuera grande.

Para intervalos de tiempo de operación entre 1/2 seg. a 2 segs, el tiempo equivalente total del interruptor, para su coordinación con los fusibles puede ser computado como la suma

de las operaciones individuales, reducidos en un 40% cada uno, excepto la última operación, con lo que se tomará en cuenta el enfriamiento del fusible en los intervalos en los que el disyuntor de recierre permanece abierto.

h) En caso de necesitar sobrecargar el circuito, será indispensable conocer la corriente que el fusible puede soportar como sobre-carga de poco tiempo, estos datos se podrán obtener de las curvas que proporcionan los fabricantes y que son similares a la curva "S" de la Fig. No.63. Como se puede ver, la corriente de sobre-carga también depende del tiempo de duración de esta.

Las curvas de sobrecarga máxima admisible se basan en promedios de 30°C de temperatura promedio en el día y representan la máxima sobre-carga que el fusible puede llevar por un tiempo determinado sin que esta sobre-carga se repita durante el día y viene expresada en porcentaje de la capacidad en amperios del fusible.

Esta curva también debe ser corregida en caso de temperatura ambiente promedial diaria diferente de 30°C, siendo el factor de corrección de $\pm 0,3\%$ por cada grado Celcius de variación sobre o bajo 30°C. respectivamente.

Si el fusible escogido no tiene ninguna capacidad de sobre-carga, será necesario tomar un fusible de mayor capacidad que satisfaga las condiciones y exigencias del circuito; lue-

go se deberá rechequear los diferentes pasos ya conocidos.

IV.1.F.- Clases.-

a) Según la construcción: En cuanto a la construcción externa varían mucho dependiendo de los fabricantes, sin embargo, se puede decir que son cinco los tipos de fusibles fabricados:

a)1.- De 1 á 8 amperios: Están contruídos de una combinación de recipiente de suelda eutética y un elemento resistente a grandes corrientes de iniciación.

a)2.- De 5 á 20 amperios: Son contruídos con alambre fusible delgado.

a)3.- De 5 á 100 amperios: Son contruídos con alambre fusible de plata.

a)4.- De 25 á 100 amperios: Se usan elementos modelados, delgados para las tiras fusibles.

a)5.- De 100 amperios en adelante: Están formados por tiras o cintas delgadas.

Las tiras fusibles de los grupos a)3, a)4 y a)5 poseen un alambre para tensión de alta resistencia mecánica que protege al elemento contra rupturas mecánicas accidentales;

Para grandes capacidades de ruptura es necesario -

extinguir el arco, valiéndose de otros medios más eficaces como es el relleno de los receptáculos sea con aceite, tetracloruro de carbono, ácido bórico o cualquier otro compuesto químico apaga -- chispas.

b) Según la capacidad: En cuanto a las capacidades, existe una normalización para su construcción, normas que son establecidas en los E.E. U.U. por la EEI y la -- NEMA. Cuyas clases universales son:

b)1.- Tamaños preferidos: 6 - 10 - 15
25 - 45 - 65 - 100 - 140 y 200 Am-

perios.

b)2.- Tamaños no preferidos: 8 - 12 - 20
30 - 50 y 80 Amperios.

b)3.- Capacidades bajo seis Amperios:
1 - 2 - 3 - y 5 Amperios.

Cada una de las series provee el mismo rango para la coordinación entre los fusibles adyacentes, pero la mezcla de fusibles de diferente serie aunque sean adyacentes limitan el ran-- go de coordinación.

IV.1.G.- Aplicaciones.--

a) Protección de transformadores: Existen prácticas diferentes, basadas todas en criterios racionales, para la utilización de fusibles en la protección de transfor-- madores.

Siempre que se trate de seleccionar un fusible para proteger un transformador, basándose en la capacidad nominal de éste, se debe cuidar que proporcione adecuada protección al secundario. Es por esto que el fusible debe ser del tipo rápido y, por otro lado, debe ser capaz de soportar las sobrecargas que admite el transformador. Prácticamente es imposible lograr una coordinación entre la velocidad del fusible y la sobrecarga admisible, pues, si se desea protección segura y rápida se tiene que sacrificar la capacidad de sobrecarga del transformador, y si se elige un fusible que soporte un buen porcentaje de sobrecarga del transformador en cambio no dará una protección eficaz; por tanto, las relaciones mínimas entre la capacidad del fusible y la corriente del transformador a plena carga deben ser consideradas, salvo el caso en el que se limita las sobrecargas del transformador mediante relevadores de imagen térmica u otros dispositivos con los que se puede reducir las relaciones entre el fusible y la carga del transformador.

Para la elección de esta clase de fusibles se debe tomar en cuenta:

- 1) La capacidad del fusible no debe ser nunca menor que la corriente de carga en régimen permanente.
- 2) Los fusibles de capacidad nominal E no son adecuados para sobrecargas comprendidas entre 100

y 200 por ciento de la corriente de carga en régimen permanente.

3) Para transformadores de ventilación forzada la coordinación con el fusible debe basarse en la mayor capacidad nominal de corriente a régimen permanente.

Para coordinar la protección del fusible sobre el secundario, se debe dar al fusible un margen suficientemente elevado, para impedir que se funda el fusible primario, (Lado de la fuente) debido a las diferentes temperaturas ambiente y a la pre-carga.

El límite superior de la capacidad nominal de corriente de los fusibles, se determina por el grado de protección que el fusible debe proporcionar contra fallas en el secundario (Lado de la carga). La corriente que atravieza el fusible depende principalmente de la naturaleza de la falla y de la naturaleza y valor de la impedancia del transformador.

Una norma práctica para el uso de los fusibles rápidos en la protección de transformadores en conexión triángulo-estrella de impedancia normal, inclusive contra fallas de 1 fase a tierra en el secundario (Máxima corriente de falla para estos casos) es que la capacidad de corriente del fusible debe ser el doble de la del transformador. Para casos menos críticos esta relación debe ser menor que 2/1.

Para bancos de transformadores con conexión delta abierto y voltajes superiores a 23 KV. se debe tomar en cuenta que las corrientes primarias debidas a fallas secundarias son --

siempre altas. Por otro lado no hay ninguna ventaja en usar diferentes capacidades de fusibles para estos bancos aunque el deltaabierto esté desbalanceado, siendo, también, innecesario el cambio de los fusibles si se incrementa el banco con el tercer transformador, con lo que se evita error al reemplazar los fusibles -- quemados pues todos son de igual capacidad.

b) Protección de bancos de Condensadores y Puntos de Seccionamiento:

Para los primeros los fusibles deben tener una capacidad de 1,6 veces la capacidad del -- banco.

Para los segundos su capacidad debe ser 1,5 veces la corriente de carga.

c) Protección de Motores:

Se ha visto hasta aquí -- que la capacidad del fusible en régimen permanente es por lo menos igual a la capacidad del aparato a proteger y que su corriente mínima de interrupción será por lo menos el doble de la corriente nominal, siendo así, una sobrecarga menor al 100% no será despejada.

En ciertas circunstancias como son las sobrecargas instantáneas, el usuario puede desear que el fusible no proporcione protección aun dentro de gamas más grandes que 100% de sobrecarga. Por otro lado las características de tiempo-corriente de --

despeje son diferentes a las características de tiempo de corriente de sobrecarga y daño del equipo, siendo así, los aparatos protegidos pueden quedar expuestos a corrientes de sobrecarga durante tiempos algo más altos que los previstos o en su defecto limitar la sobrecarga si es dañina.

Luego, la protección total del circuito se logrará cambiando los fusibles con dispositivos detectores de fallas diferentes, con el objeto de utilizar los fusibles sólo en caso de --corto-circuitos; luego, el fusible no protege propiamente al motor sino al circuito de alimentación y al equipo de puesta en marcha.

Los fusibles empleados para proteger equipos de --puesta en marcha de motores deben ser capaces de soportar grandes y frecuentes (según la clase de servicio del motor) corrientes de sobrecargas debidas al arranque, por tanto, su ciclo de enfriamiento y calentamiento debe ser tal que resista sin fallar por fatiga.

IV.2.- PORTA - FUSIBLES.-

IV.2.A.- Generalidades:

Como la palabra lo indica estos aparatos están destinados a sostener el fusible.

Los Porta-fusibles deben ser construidos bajo ciertas normas en: Frecuencia, capacidad de conducción en régimen permanente, voltaje nominal, máximo voltaje de diseño, capacidad de interrupción y capacidad de corriente momentánea; siendo, por tan

to, todas estas características las necesarias para su elección.

Los porta-fusibles poseen dos usos: como porta-fusibles propiamente dichos y como seccionadores; en el último caso se los usa con una lámina o barra, con lo que su capacidad nominal continúa aumenta.

Las normas americanas establecen que la capacidad nominal continúa son los amperios que puede soportar, en régimen permanente, con una elevación de temperatura de 30°C . sobre un ambiente de 40°C .

En cuanto a "voltaje nominal" se entiende que es - aquel existente el momento de producirse el despeje de la falla o fusión del fusible; y "voltaje de diseño" aquel que se ha usado - para su construcción.

La "capacidad de interrupción" es aquella corriente que puede interrumpir sin sufrir daño y debe ser expresada en amperios asimétricos.

La capacidad de corriente momentánea se utiliza en caso de operar como seccionador y vienen dadas para 1 y 4 segs.

En cuanto a la frecuencia, las normas americanas - establecen que ésta será de 60 c/s. en caso de no especificar otra cosa.

Las capacidades de sobrecorriente y térmicas no - son especificadas para los porta-fusibles.

IV.2.B.- Clases.-

- Clases de Porta-fusibles
- a) Cerrados
 - b) Abiertos
 - c) Abiertos de tira
 - d) De Aceite
 - e) De Arena

La diferencia entre los tres primeros fusibles está en su apariencia externa y en el método de operación:

a) Los cerrados tienen los terminales, los sujetafusible y los porta-fusibles, montados dentro de una caja aislante.

b) Los abiertos tienen sus partes completamente expuestas al aire.

c) Los abiertos de tira, no poseen el portafusible completo y el tubo de extensión del arco es incorporado en la cinta fusible.

d y e) Los de aceite y arena usan estos materiales en su interior y son usados principalmente en instalaciones bajo tierra y cerradas donde hay peligro de incendio.

IV.2.C.- Selección.-

Los datos necesarios a conocer para hacer posible la selección de un portafusible en un sistema dado son:

- a) Tipo del sistema
- b) Relación entre la reactancia y la resistencia -

(X/R)

- c) Voltaje del sistema.
- d) Capacidad de interrupción o corriente máxima - disponible en el punto.

Estos cuatro factores enumerados nos determinan - las tres capacidades que deben tener los porta-fusibles:

- 1) Corriente de régimen continuo
- 2) Voltaje
- 3) Capacidad de interrupción

Hay que tomar en cuenta que los fusibles que van a ser aplicados a sistemas bi y tri-fásicos cuya conexión sea delta, estrella con neutro a tierra o estrella, serán escogidos de acuerdo con el voltaje de línea a línea; mientras que los fusibles a usarse en sistemas monofásicos para sistemas con neutro a tierra serán escogidos mediante el voltaje de fase a neutro.

Después de determinadas las características de capacidad que debe tener el porta-fusible, se hará un análisis tomando como factores en juego los de seguridad, economía, localización, uso preferente, posible crecimiento de la carga, cambio en los requerimientos de trabajo y la necesidad o conveniencia de indicación visual o sensorial.

- e) Seguridad: Un factor principal de seguridad es el anclaje del cerramiento y la cobertura de todas sus partes vivas. Estos se usarán en instalaciones en donde -

los obreros tengan que trabajar con líneas calientes.

f) Versatilidad y Economía: Se debe buscar que los porta-fusibles cerrados posean puerta intercambiable y que el cambio del cartucho fusible sea cómodo.

Los porta-fusibles tipo abierto tienen la ventaja del fácil cambio del tubo de explosión.

Para seleccionar el porta-fusible con indicación se debe tomar en cuenta el servicio de inspección existente, aunque siempre es preferible para poder localizar fácilmente el fusible quemado.

Los porta-fusibles de tipo de cinta-abierto se los usa generalmente en sistemas rurales donde las corrientes de falla existentes son bajas. Estos son los más económicos y poseen indicación visual cuando la tira fusible se ha quemado.

IV.3.- DESCONECTADORES.-

IV.3.A.- Generalidades.-

Son dispositivos mecánicos provistos de una parte móvil, mediante la cual se puede interrumpir o cerrar un circuito del cual se encuentra formando parte, seccionar barras, separar de la línea equipos o aparatos, transferir cargas, desvíos, puestas a tierra, etc.

La parte móvil de los desconectadores está constituida por cuchillas dispuestas sobre aisladores con punto de desconexión bien visible.

Son generalmente accionados en forma manual y deben maniobrarse cuando está descargado el circuito pues de lo contrario daría lugar a la formación del arco eléctrico, sin embargo, - podrán desconectar circuitos en los que circulan corrientes pequeñas tales como las de magnetización de transformadores pequeños o tramos de líneas cortos. Si estos desconectores están provistos de antenas pueden soportar la interrupción de cargas livianas.

IV.3.B.- Clases.-

Los seccionadores o desconectores pueden ser divididos de acuerdo a las características de constitución, operación, aplicaciones, etc., pero una división que encierra todas -- estas características es la siguiente:

a) Anclados: Son aquellos que poseen dispositivos mecánicos o eléctricos de bloqueo para impedir su apertura sea de manos de personal no calificado o debido a las fuerzas magnéticas que se producen en caso de cortocircuito, pues la atracción o repulsión entre conductores paralelos crece con el producto de las corrientes que transportan y en caso de corrientes alternas, la fuerza es pulsatoria provocando la vibración que es la que ocasiona la apertura de los desconectores no anclados

La maniobra de estos desconectores puede ser facilitada mediante la palanca de maniobra, especialmente si el sitio de montaje es alto.

En cuanto a la aplicación, proporcionan flexibili-

dad y economía en seccionalización e interconectación de alimentadores.

b) Cerrados: Son aquellos que tienen los terminales y accesorios dentro de una caja aislante y pueden ser usados como desconectadores o como porta-fusibles de lo cual se habló en el capítulo correspondiente. Estos desconectadores pueden ser anclados utilizándolos especialmente en seccionalización e interconexión de alimentadores como el anterior.

c) Abiertos: Estos pueden subdividirse en:

c)1 Tipo de línea y

c)2 Tipo de estación; según el lugar en el cual va ya a operar. Son utilizados en sistemas de distribución o transmisión y pueden ser fabricados para montaje vertical o invertido.

d) Especiales: En este grupo se pueden colocar infinidad de desconectadores de acuerdo a sus características de montaje, construcción y a los requerimientos en la utilización; si bien su construcción depende del fabricante estos deben reunir normas pre-establecidas por instituciones reguladoras tales como "National Electrical Manufacturers Association" (NEMA), "Edison Electrical Institute" (EEI).

En este tipo podemos mencionar el desconectador puenteador o desviador de regulador de voltaje; este tipo consta de dos clases de caminos para las corrientes en sus dos posicio-

nes respectivas. Son utilizados para poner o sacar de la línea un regulador de voltaje. Las cuchillas al abrirse no interrumpen la corriente de carga pues la corriente sigue circulando por el regulador y al conectarse circulan por el puente, por tanto no hay peligro de formación de arco.

IV.3.C.- Selección y Normalizaciones.-

Para seleccionar un desconectador es necesario tomar en cuenta: El tipo de montaje (vertical, horizontal, invertido), el número de polos por unidad, clase de seccionador interior o exterior, voltaje nominal, corriente nominal, tipo de aisladores tipo de conectores, nivel de aislamiento (SIL), corriente momentánea de un seg. En los pedidos se debe incluir todo el material necesario para su operación y los arrestos necesarios para su montaje.

En cuanto al montaje se debe anotar que los seccionadores de simple tiro y cuchillas, en caso de ser colocados verticalmente, deben colocarse en tal forma que la gravedad no tienda a cerrarlos en caso de ser abiertos.

Es preferible evitar los seccionadores de cuchilla plana, pues en éstos, disminuye la eficacia del contacto considerablemente con el uso y con el calentamiento debido al paso de la corriente. Actualmente se prefieren los contactos de superficies reducidas pero con presiones de contacto elevadas, garantizando un perfecto pulimentado automático de los contactos, librándolos

los de la suciedad, polvo y oxidación. Para disminuir el efecto nocivo de la oxidación en contra de la conductividad de los contactos, se usan actualmente contactos plateados o con incrustaciones de plata obteniendo reducción tanto de resistencia eléctrica como de fricción mecánica.

Las curvas de la Fig. No.68 nos muestra la variación de la resistencia con la corriente si los contactos son de cobre con cobre, cobre con plata o plata con plata; en éstas se puede observar que la resistencia eléctrica de los contactos entre plata permanece casi constante al variar la corriente y que además es baja con relación a los contactos de cobre y cobre con plata.

Para servicio duro o accionamiento de barras se usan contactos laminados y si son de alta tensión pueden ser operados por medio de motor.

La intensidad nominal de un seccionador está dada por un calentamiento de 30°C . sobre un ambiente de 40°C .

Si el seccionador está expuesto a grandes corrientes de cortocircuito, se debe tomar otro de mayor capacidad que el elegido con la corriente nominal ya que el valor eficaz del máximo semiperíodo de la corriente de cortocircuito no debe exceder de la corriente momentánea de un seg. de duración. (NEMA).

CURVAS DE VARIACION DE LA RESISTENCIA

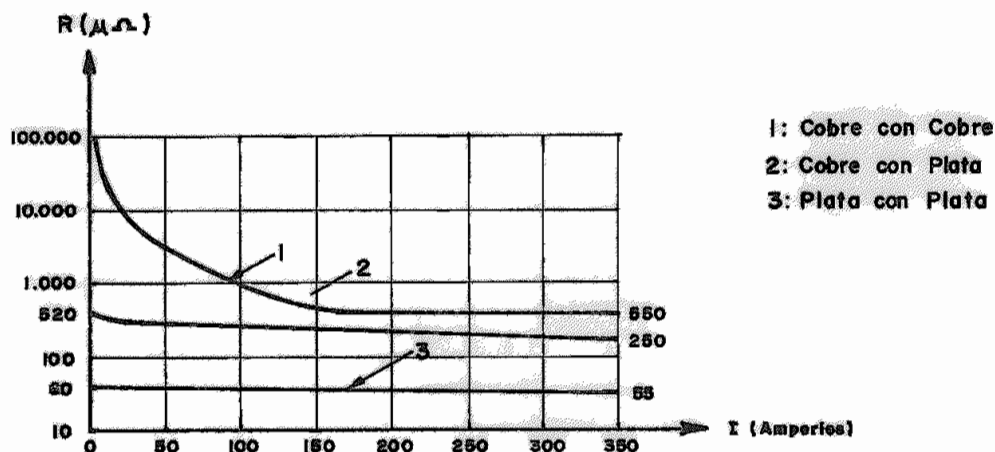


FIG. Nº 68

IV.4.- INTERRUPTORES DE POTENCIA.-

IV.4.A.- Generalidades.-

Son dispositivos para la interrupción de circuitos en los que existen en juego grandes potencias, ya que en éstos, - al efectuar la desconexión, sea que el circuito se encuentre en - condiciones normales o anormales, se formaría un arco eléctrico - que destruiría el interruptor si éste no es apropiado. Estos inte_rruptores de potencia poseen dispositivos especiales a igual que su disposición para extinguir el arco eléctrico que inevitablemen

te aparece al efectuarse la apertura.

IV.4.B.- Constitución.-

Con la aparición de las grandes potencias se tuvo pues que construir interruptores que corten rápidamente el circuite, reduciendo así la duración del arco, y por consiguiente, el - deterioro del interruptor.

Se recurrió a la disposición vertical de los interruptores, con apertura horizontal de los contactos, aprovechando así la corriente de aire por convexión que se produce debido a la elevada temperatura que aparece en el arco arrastrando al arco hacia arriba y alejándolo del interruptor. Otro factor que ayuda a la extinsión del arco es la acción magnética de la espira formada por el interruptor y el arco, la cual tiende a aumentar la longitud de éste. El interruptor posee, además, contactos secundarios llamados apagachispas los cuales se abren instantes después de -- que los contactos principales lo hacen, de esta manera los contactos que sufren deterioro serán los secundarios aún cuando se logra una disminución de los efectos construyéndolos con materiales resistentes al calor como el carbón.

Existen interruptores con contactos hechos con delgadas láminas de cobre, reforzadas por medio de un muelle de bronce, llamados "Contactos de Cepillo". Estos contactos constituyen la parte móvil que, al cerrarse, se deslizan ligeramente sobre -- los contactos estacionarios que son hechos de bloques de cobre a

CORTE DE UN INTERRUPTOR AUTOMATICO DE ACEITE TIPO INTERPERIE DE ALTA POTENCIA

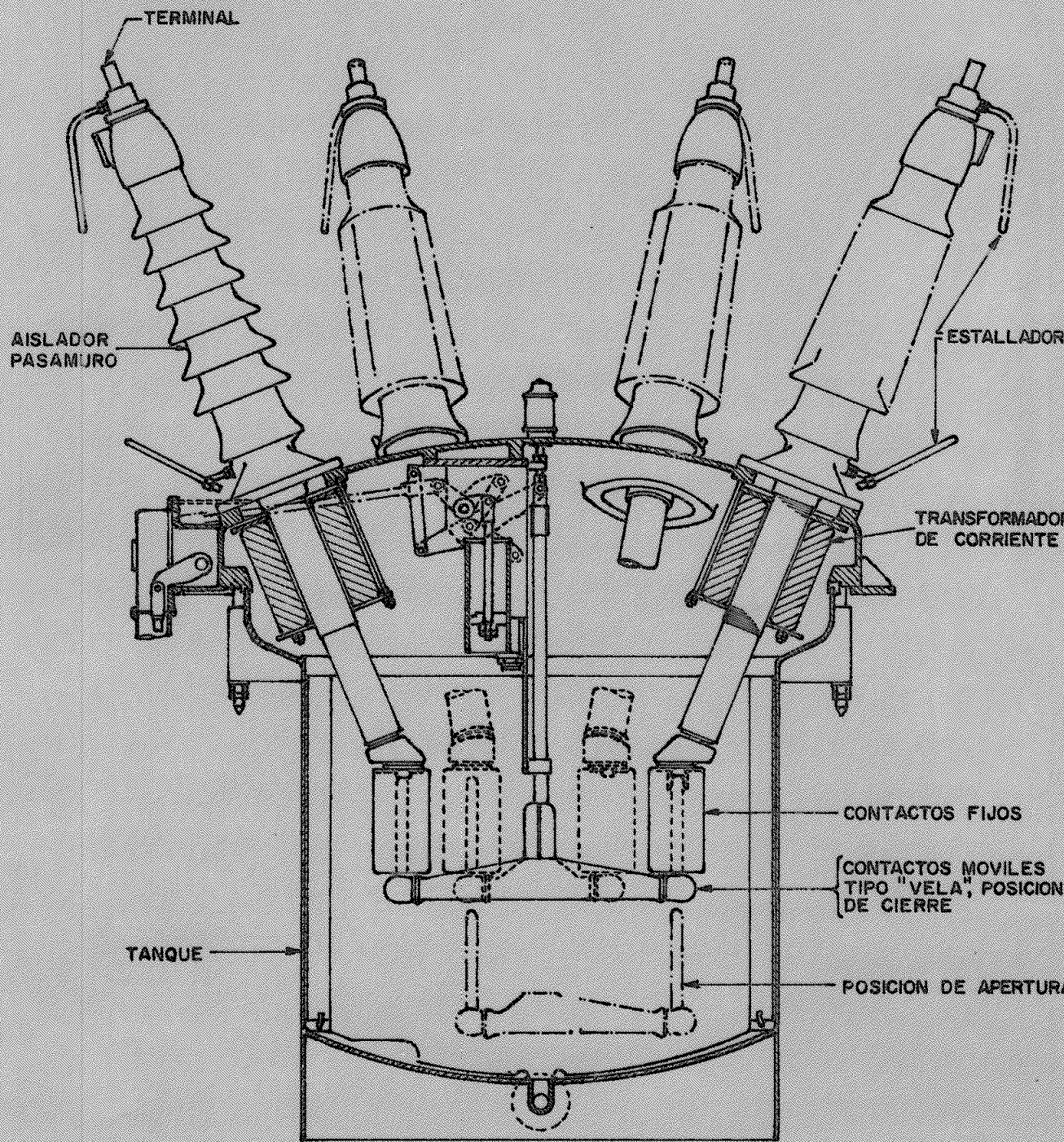


FIG. Nº 69

los cuales los limpia, estableciéndose así un mejor contacto, --
pues se elimina la suciedad y los óxidos.

Si los interruptores tienen alrededor de los con--
tactos partes con tensión, estarán provistos de cubiertas aislan--
tes que evitarán que el arco llegue a éstas, aprovechando estas -
barreras para formar cámaras donde el arco queda limitado, enfriado
y desionizado.

Otros interruptores poseen "Bobinas Sopladoras", -
que no son sino láminas de hierro dulce unidas a los núcleos de -
bobinas conectadas en serie con los contactos apagachispas y exteri
ores a la cámara del arco, así, al circular corriente por los -
apagachispas y las bobinas en serie se produce un fuerte campo --
magnético que obliga al arco a alejarse de los contactos.

Para interrumpir mayores intensidades se constru--
yen interruptores sumergidos en aceite, aprovechando de esta manera
las altas cualidades dieléctricas de éste y, por otro lado, -
los gases que se producen con la presencia del arco en el inte --
rior del aceite ayudando a su extinción y a evitar su reestablecimi
miento luego de haber pasado la corriente por cero. A medida que
crece la capacidad de corriente de interrupción de los interruptores, éstos son
construidos con tanques de aceite de mayor tamaño
y carreras de apertura mayores.

Existen interruptores que emplean dos tanques pe--
queños de aceite por polo, el arco salta en el interior del acei-

te y hacia el fondo de los tanques pues estos se encuentran bajo tensión y para la extinción del arco se usan pantallas diversas.

Uno de los principales problemas en los interruptores automáticos, es pues, el deterioro que sufren los contactos - debido al arco; luego, la preocupación ha sido introducir modificaciones tendientes a evitar el deterioro de los contactos. Uno de los principios aplicados para la extinción del arco, es el aumento de presión en la región del arco lo cual se consiguió concentrando el gas producido durante el arco en un pequeño volumen. Los mecanismos de maniobra, en estos interruptores, deben ser -- contruidos en tal forma que no se cierren nuevamente con la presión existente.

En cuanto a los tipos de accionamientos de cierre usados se puede mencionar los manuales y los eléctricos:

El accionamiento manual puede ser directo sobre el interruptor o por medio de - palancas si éste se encuentra instalado en un lugar inaccesible, este tipo de accionamiento de cierre se usa en los interruptores de baja tensión y capacidad.

El accionamiento eléctrico consiste en el cierre del interruptor mediante solenoides de corriente continua o por medio de un motor de corriente continua o alterna, siendo preferidos los primeros.

Las fuentes de corriente continua utilizadas son -

baterías de acumuladores o por medio de la corriente industrial -
rectificada a base de convertidores o rectificadores.

El sistema de disparo o de desenganche es de los -
más importantes en un interruptor aunque su importancia también -
depende de la clase de interruptor de que se trate.

Así para interruptores automáticos de baja tensión
y en algunos de pequeña capacidad y en aceite, se emplean bobinas
de máxima conectadas en serie que accionan directamente el dispo-
sitivo de retención pues en estos casos no se necesita precisión
en el tiempo de disparo. En los interruptores de mayor capacidad,
el tiempo de disparo es importante y también su precisión, por --
tanto, se usan bobinas de tensión en paralelo y alimentadas con -
corriente continua accionadas mediante relés. Las fuentes de co--
rriente continua usadas son bancos de baterías de 125V ó 250 V -
o mediante pequeñas baterías de 12 V e inclusive pilas secas si
se tratan de sistemas de pequeño orden. La mayor parte de los in-
terruptores se mantienen cerrados mediante un dispositivo mecáni-
co de retención y se abren mediante un electroimán alimentado de
una de las formas indicadas anteriormente.

IV.4.C.- Operación.-

En cuanto a la operación, lo más importante a to--
marse en cuenta es la velocidad de la apertura del interruptor y
del despeje de la falla. Las velocidades de los interruptores ac-
tuales son inferiores a los 8 ciclos contados desde el momento

que se excita la bobina de disparo hasta la interrupción total - del arco. La elección de la velocidad de apertura se realiza según un análisis detenido del sistema y su importancia.

IV.4.D.- Clases.-

- a) Por la tensión
 - a)1.- De alta tensión
 - a)2.- De media tensión
 - a)3.- De baja tensión

- b) Por el medio en el que se efectúa la interrupción
 - b)1.- En aceite (Alta, media y baja tensión)
 - b)2.- Con aire comprimido (Media y alta tensión)
 - b)3.- En gas (Alta tensión)
 - b)4.- En aire (Baja tensión)
 - b)5.- Pobres de aceite (Muy altas tensiones)

- c) Por la clase de operación
 - c)1.- Seccionalizadores
 - c)2.- Interruptores automáticos de simple - operación
 - c)3.- Reconectores

- d) Por el accionamiento de cierre apertura
 - d)1.- Manuales
 - 1) Directo
 - 2) A distancia
 - d)2.- Eléctrico
 - 1) Fuerza electromagnética
 - 2) Motor
 - d)3.- Fuerza hidráulica
 - d)4.- Automático
 - 1) Eléctrico
 - 2) Electrónico

- e) Por la velocidad
 - e)1.- Lentos (8 ó más ciclos)
 - e)2.- Rápidos (entre 5 y 8 ciclos)
 - e)3.- Extrarápidos (menos de 5 ciclos)

- f) Por el número de polos
 - f)1.- Monopolares
 - f)2.- Bi - polares
 - f)3.- Tri - polares

- g) Por el tipo de montaje
 - g)1.- Interior
 - g)2.- Intemperie
 - g)3.- Subsuelo
 - g)4.- En cabinas metálicas

IV.4.E.- Características.-

a) Interruptores para bajo voltaje: Estos trabajan a voltajes inferiores de 1500 V c.a. y 3000 V c.c.. Estos pueden ser construidos en aire o en aceite; los primeros tienen muchas ventajas sobre los segundos, por lo que son muchas veces preferidos. Las ventajas que presentan los interruptores en aire sobre los de aceite son las siguientes: debido al bajo voltaje son simples, más compactos y más fáciles de manipular, por otro lado, son rápidos para operar, libres de fuego peligroso requieren poco mantenimiento para servicio repetitivo.

Estos interruptores son generalmente de baja capacidad y utilizados pues en ramales de cargas de iluminación y en

circuitos medios tales como edificios comerciales y públicos. En cuanto a la operación éstos pueden ser operados sea manualmente o automáticamente mediante una bobina de tiempo inverso que lo hace accionar con sobrecargas o cortocircuitos.

Si se requiere protección en baja tensión pero de mayor capacidad tales como alimentadores principales de cargas de iluminación, plantas industriales, estaciones de generación o simplemente circuitos de alta capacidad, existen interruptores en aire pero revestidos metálicamente. Estos interruptores pueden operar manual o eléctricamente por medio de bobina de disparo en serie o relé que seleccione el tipo de falla. El recubrimiento metálico debe ser armado y probado en la fábrica para garantizar sus funciones que son el proveer máxima integridad, seguridad y facilidad de mantenimiento con mínima interrupción de servicio. Estos pueden ser usados para protección, tanto contra sobrecargas como contra cortocircuitos, en circuitos individuales de motores; además, pueden ser usados donde las condiciones atmosféricas no lo permiten, siempre que sean montados en revestimientos metálicos apropiados.

b) Interruptores para tensión media: Estos aparatos ya caen en la clasificación de interruptores de potencia, pues la capacidad de interrupción supera a los 500 MVA. Los tipos de interruptores que se construyen para media tensión son: los de tipo magnético en aire con recubrimiento metálico

lico y los de aceite también con recubrimiento metálico. El uso de cada uno de éstos varía de acuerdo a las circunstancias, sin embargo, se puede anotar que, a pesar de poseer tiempos de interrupción iguales y espacios requerido para el montaje también iguales, los interruptores en aire son preferidos debido a la no existencia de peligro de fuego y al bajo mantenimiento requerido para servicio repetitivo. Ambas clases de interruptores pueden ser usados para protección de alimentadores principales de fuerza o luz y para control de grandes circuitos industriales o motores en casas de fuerza auxiliares.

Existe otro tipo de interruptor construido para operar en el interior y son los accionados mediante aire comprimido y montados en células normalizadas. Son usados en estaciones interiores donde se requiere capacidades de interrupción superiores a 500 MVA y para voltajes comprendidos entre 15 y 34,5 KV. Los interruptores automáticos para interiores tienen menor gama en cuanto a variedad respecto a los interruptores automáticos para intemperie, debido a que estos últimos tienen mayores requerimientos.

Los interruptores automáticos utilizados en sistemas de distribución rural y en subestaciones remotas, deben poseer capacidades de corriente de carga y de potencia de interrupción bajas, debido, pues, a que estos valores son bajos en estos sistemas; por tanto no serán de consideración los factores anota-

dos anteriormente para los otros tipos de interruptores como son: el peligro de fuego, limitación de espacio, apariencia exterior y mantenimiento continuo. Siendo así, el interruptor automático a utilizarse será de bajo costo y de aceite.

Para servicio a la intemperie, sea suburbano o urbano debe ser: tipo compacto, libre de peligro de fuego por el aceite, fácil para el mantenimiento, de buena flexibilidad, y buena apariencia; esto se obtiene en los interruptores con cubierta de metal, mecanismo de control automático y sin aceite.

El costo comparativo entre un interruptor con mecanismo abierto y uno con cubierta metálica depende de los siguientes factores: Voltaje, capacidad de interrupción, el tipo de estructura usada, el costo de la amortización, la facilidad de mano de obra y el método usado para la estimación de los gastos generales y los cargos fijos.

Los interruptores automáticos usados donde existen condiciones atmosféricas muy severas pueden ser montados en armaduras o con estructura de cubierta metálica.

c) Interruptores para alta tensión: Casi todos los interruptores automáticos para tensiones superiores a 34,5 KV. son construídos para intemperie y del tipo de aceite con tanque de metal puesto a tierra. El mecanismo de operación más usado para este tipo de interruptores es el neumático.

Este tipo de interruptores cae ya íntegramente ba-

jo la división de interruptores de alta potencia los cuales se -
construyen no sólo de aceite sino también de aire comprimido y de
gas.

d) Interruptores de alta potencia: La elección de
interruptores para alta potencia se reduce al -
análisis de las ventajas e inconvenientes propios que ofrecen ca-
da uno de los tres tipos principales de interruptores: de aire --
comprimido, de aceite y de gas.

La división anteriormente anotada se basa en la di
ferencia más notable que existe entre los tres interruptores y -
que es el agente extinguidor del arco, pues la mayor parte de la
constitución de éstos se basa en la del más antiguo de éstos que
es el de aceite y en los perfeccionamientos logrados para éste; -
así, las características comunes son: el tanque metálico conecta-
do a tierra, el bastidor auxiliar común, la conexión mecánica en-
tre polos y los transformadores de intensidad tipo de mango.

Las características propias son las siguientes:

d)1.- De Aceite: Es un disyuntor de difil
cil mantenimiento y con peligro de
incendio, sin embargo su demanda es bastante alta y uniforme e in
clusive son utilizados para servicio interior aún cuando esto no
es aconsejable. Esta clase de disyuntor se sigue perfeccionando y
se han logrado además de reducción en sus dimensiones mejoras en
la capacidad de interrupción.

Para lugares en donde existe peligro de explosión es aconsejable el disyuntor de aceite totalmente cerrado, pues el arco se forma en el interior, esta clase de disyuntor también conviene para lugares muy polvorientos ya que en los de tipo abierto o semiabierto es difícil conservar limpios los contactos.

En cuanto a la gama de capacidades de interrupción y a velocidades de despeje de fallas, éstas van evolucionando -- constantemente e inclusive aumentando en su tensión.

Otras de las mejoras obtenidas en los disyuntores de aceite han sido: el registro de inspección del aceite a un costo en lugar de la parte superior con lo que se obtiene mayor facilidad para el mantenimiento, la construcción de los disyuntores en una sola unidad unidos mediante un bastidor auxiliar, lo que -- permite que el grupo sea armado y ajustado al lugar de instala -- ción, el aceite va disminuyendo en volumen debido a la mayor eficacia de los interruptores y aún más (al 25%) con el uso de tanques tipo "Caja de. Reloj" utilizados en disyuntores de más de - 230 KV., en los menores no se utiliza este tipo de tanque debido a que no quedaría espacio para el trabajo de un hombre.

En general, los disyuntores de este tipo son fabri cados para muchas capacidades y automáticos o manuales. Los inte rruptores manuales son usados para seccionar líneas, transformado res o servicios similares en los que es necesario operación segu ra y positiva y con frecuentes ajustes e inspecciones. Los inte --

rruptores automáticos de capacidad moderada son usados para control y protección de alimentadores primarios, generadores, bancos de transformadores y en circuitos industriales para protección y control de motores sincrónicos o de inducción con grandes corrientes de arranque; son usados, además, en estaciones de generación, subestaciones y plantas industriales. Los interruptores automáticos de grandes capacidades son usados para control y protección de líneas de transmisión.

d)2.- De Aire: La tendencia actual es la de eliminar el aceite de los disyuntores o por lo menos, como sucede en Europa, disminuir su volumen que no es solución ideal debido a que siguen existiendo las mismas dificultades y peligros de los disyuntores de aceite como son el riesgo de incendio, explosión, la dificultad de trasvasar el aceite y la elevación de los costos por los transformadores de intensidad.

Los problemas para la fabricación de los interruptores en aire de alta potencia radicaban en el recipiente, que resista la alta presión con seguridad y adecuadas dimensiones, en la facilidad de medición de la corriente, y los costos de fabricación y explotación; actualmente se han vencido esas dificultades y el tanque ha sido diseñado para alojar en su interior aire a 15 atmósferas, el mismo que sirve de aislamiento con respecto a tierra y al mismo tiempo proporciona la acción extintora al abrirse

las válvulas.

Este tipo de disyuntores han sido utilizados con buenos resultados en instalaciones de media alta tensión (46-138 KV.) sin que influya la capacidad de corriente continua ni la de corriente de interrupción; pero en tensiones muy altas se ha visto que resultan antieconómicos. Los bornes de cada disyuntor poseen una resistencia óhmica baja con lo que se logra controlar las tensiones de reestablecimiento durante la interrupción, de modo que la capacidad del disyuntor no estaría limitada aunque el sistema tenga una tensión de reestablecimiento con frente de onda muy escarpado.

Los disyuntores de aire son más grandes que los de aceite de igual capacidad y en ambos se utiliza como medida de seguridad la conexión del tanque a tierra, así como la utilización de transformadores de medida económicos, posibilidad que entrega totalmente armado en una sola pieza y la inspección y conservación en el suelo y dentro del tanque.

Este disyuntor no se justifica económicamente para unidades menores que 1'000.000 de KVA debido al equipo necesario para suministro del aire comprimido. Además es necesario eliminar las partes mecánicas frágiles por lo que se utilizan aisladores de estratificado (Micarta). Se pueden eliminar los costos de instalación suministrando los disyuntores en unidades metálicas armadas en fábrica. Estos disyuntores admiten aumento de sus

capacidades de régimen permanente con el enfriamiento a base de aire a presión sin necesidad de aumentar la sección del cobre, o con el empleo de interruptores de contactos múltiples.

Este tipo de disyuntores se los usa en lugares interiores de centrales, estaciones y subestaciones de transformación de alta capacidad, en lugares donde el peligro de incendios es inminente debido al aceite.

En cuanto a su operación e interrupción del circuito usan generalmente energía hidráulica pre-almacenada en la central generadora de aire comprimido.

d)3.- De Gas (exa fluoruro de azufre):

El gas SF_6 posee características especiales útiles como para interrupción del arco eléctrico, entre sus ventajas se puede mencionar las excelentes propiedades de aislamiento, lo que permite emplear poca cantidad de gas y a baja presión (aproximadamente 2 atmósferas) que a su vez permite la fabricación del aparato sólo con porcelana. Por otro lado, este gas disminuye las quemaduras de los contactos y permite la disminución del espacio entre los contactos consiguiendo mayor velocidad de cierre. Es evidente pues que el gas SF_6 aventaja al aceite y al aire en lo que respecta al reestablecimiento de las propiedades aisladoras tras la producción del arco así como en resistencia dieléctrica, ininflamabilidad, seguridad, tensiones de servicio y estabilidad química; posee, por tanto, las propiedades del

disyuntor ideal. En 15 años de experiencia, este disyuntor, no ha dado problemas de seguridad personal pues el gas es de fácil manejo y nada peligroso.

Las características comunes a los otros disyuntores son: el tanque puesto a tierra, transformadores de intensidad sencillos tipo manguito, la disposición de los elementos de tal manera que pueda realizarse el mantenimiento a nivel del suelo y mecanismo actuador neumático igual que en el de aceite.

La construcción del disyuntor es más sencilla debido a que no sufre fuertes sacudidas ni choques aún con las máximas corrientes de interrupción. Pueden ser proporcionados en una sola pieza hasta los 230 KV. y 15'000.000 de KVA.

d)4.- De Volumen Reducido de Aceite: Son interruptores de alta capacidad de ruptura y gran velocidad; se los denomina de pequeño volumen de aceite debido a que éste es aproximadamente la décima parte del contenido de aceite, que un interruptor corriente de igual capacidad debe tener.

Además de tener un volumen de aceite relativamente pequeño, la cantidad de aceite que se expone al arco es sólo la décima parte de su contenido; esto se debe a que la corriente de aceite se asegura mediante un pistón accionado por un resorte.

Como ventajas de estos interruptores se puede anotar:

a. La reducción del volumen relativo del interruptor no sólo por el menor volumen de aceite usado, sino también por que posee una sola velocidad para cualquier clase de fallas por lo que su carrera es corta.

b. No se necesita que el arco eléctrico aparezca para que el flujo de aceite sea inyectado, sino que el pistón accionado mecánicamente impulsa el aceite se forme o no el arco.

c. Posee muchos puntos de ruptura con su propia inyección de aceite, con lo que se asegura una apertura segura.

e) Reconectores: Son aparatos de interrupción automáticos, que pueden seccionar el circuito sea temporal o permanentemente según la clase de falla existente; en una operación prueban automáticamente la línea por medio de operaciones sucesivas, dando pues ocasión para que las fallas temporales se despejen o sean abiertas por los aparatos de protección subbordados, y si la falla no ha sido despejada luego del número predeterminado de operaciones, deja abierto definitivamente sus contactos.

Esta clase de interruptores automáticos son diseñados para despejar fallas mono o trifásicas simultáneamente. Generalmente los monofásicos usan control hidráulico y los trifásicos pueden ser controlados hidráulica o eléctricamente. Los monofási-

cos de baja capacidad emplean un solenoide en serie trabajando - junto con un aparato de rótula que abre los contactos. Los contactos pueden ser cerrados por la energía almacenada en el resorte - del mecanismo de cierre. Los monofásicos de gran capacidad usan - una bobina para proporcionar energía a los contactos y usan resortes de servicio pesado para abrir los contactos. Los trifásicos - controlados hidráulica o electrónicamente también emplean una bobina para cerrar los contactos, y resortes de servicio pesado para abrirlos. Los controlados electrónicamente usan, generalmente, resortes de servicio pesado para abrir y cerrar los contactos.

En sistemas donde las corrientes de falla son ba-- jas se deben emplear reconectadores con simple operación y si las corrientes son más elevadas se usarán reconectadores de mayor número de operaciones.

Los reconectadores, como cualquier interruptor automático, opera de acuerdo a las curvas de tiempo-corriente pro-- porcionadas por los fabricantes. Cada curva representa el tiempo total que el reconectador necesita para despejar la falla en cada uno de los valores de corriente de falla comprendidos en la capacidad del reconectador. El reconectador opera primero sobre la - curva rápida y transfiere, luego, la operación desde ésta hasta - la retrasada de acuerdo al ajuste previo. Las curvas comienzan - normalmente al 200% de la corriente máxima de carga de la capacidad del aparato y crecen hasta la máxima capacidad de interrup -- ción del aparato de acuerdo al voltaje del sistema. Las curvas r  

pidas son dibujadas de acuerdo a los tiempos máximos de despeje - con todas las variaciones negativas de la curva, cualquier ajuste con esta curva resultará en el más rápido tiempo de despeje; en - cambio las curvas retrasadas tienen una tolerancia de $\pm 10\%$ del - valor dado. Los reconectores pueden ser ajustados para ejecutar alrededor de cuatro operaciones, éstas pueden ser a lo largo de - cualquiera de las curvas según sus disparos así: si es de simple operación a lo largo de una curva y si es de múltiple operación a lo largo de las curvas rápidas y retardadas; estos últimos tienen actualmente mucha aplicación, pues permiten despejar las fallas - temporales, que son las más comunes y numerosas, sin que se fun-- dan los fusibles u operen los interruptores automáticos de simple operación, y por otro lado permiten que se fundan los fusibles -- protectores del ramal falloso cuando la falla es permanente.

En resumen, los reconectores pueden despejar las fallas temporales y reestablecer el servicio sin dejar abierta - ninguna sección. Los reconectores interrumpirán también las per-- manentes en un tiempo suficiente como para proteger contra quemaduras a los conductores y contra daños a los equipos; seleccionará cuál de los aparatos del sistema coordinado aislará la sección fallosa; incrementará la continuidad del servicio reduciendo las costosas operaciones y en las pérdidas de los ingresos.

Para seleccionar un reconector es necesario conocer las capacidades, las curvas de tiempo-corriente, la secuencia

de operación y algunas reglas básicas.

A igual que los fusibles es necesario conocer:

1. El tipo del sistema,
2. La relación X/R en el punto de aplicación,
3. Voltaje del sistema,
4. Corriente de carga,
5. Corriente máxima de falla disponible.

Estos factores determinan las características del reanclador necesario. Para la selección de la mínima corriente de disparo se debe considerar la corriente de iniciación al energizar el sistema. Los reancladores que tienen bobinas de disparo intercambiables, el nivel mínimo de disparo es normalmente de 200% de la corriente nominal continua de la capacidad de la bobina.

Para los reancladores controlados electrónicamente, el nivel mínimo de disparo, está determinado por las componentes del control.

Para los equipos con relevadores de falla a tierra se debe tomar en cuenta la mínima corriente de falla a tierra.

Otros factores que deben ser considerados y que dependen de la clase de sistema, para determinar si es necesario - unidades trifásicas o tres monofásicas son:

1. Si el sistema es con o sin tierra.

2. El crecimiento de la carga.
3. El ciclo de trabajo.
4. El montaje.
5. La economía.
6. La facilidad en el cambio de capacidad y características.
7. La compatibilidad con otros aparatos de protección.

Si se necesita un reconectador que se adapte a los cambios de condiciones y crecimiento de la carga, los más aconsejables son los controlados electrónicamente, porque sus componentes pueden ser cambiadas en poco tiempo y si se elige uno controlado hidráulicamente debe ser sin tanque, para poder cambiar la capacidad de corriente nominal continua y las características de operación.

En un sistema estrella con neutro a tierra el uso de un reconectador trifásico en lugar de tres monofásicos, elimina el peligro de la existencia de las quemaduras de los transformadores y evita la existencia de corriente de retorno o alimentación por baja.

Para los reconectadores trifásicos existen muchos accesorios para adaptarlos en aplicaciones especiales.

El costo de una unidad trifásica puede ser mayor que el tres monofásicos especialmente si ésta tiene control elec

trónico.

Los herrajes para montaje son más baratos para los monofásicos.

El ciclo de trabajo influye en el costo inicial y en el mantenimiento.

Las características de operación de un aparato debe ser compatible con las de otro aparato que se encuentre línea abajo.

Normalmente los fabricantes diseñan las curvas -- tiempo-corriente de tal manera que sean compatibles para la coordinación entre re conectadores y fusibles, según el sistema en el que se están usando, por tanto, se logrará mejor coordinación si se usan curvas de un solo fabricante para todos los fusibles, sin tomar en cuenta el que los porta-fusibles sean o no del mismo fabricante. Para asegurar la operación efectiva de los re conectadores se deben tomar en cuenta cuatro puntos básicos:

1. Que la capacidad de interrupción de un re conectador debe ser igual o mayor a la máxima corriente de falla disponible.
2. Que la capacidad de corriente nominal continua debe ser mayor o igual a la máxima corriente de carga.
3. Que el mínimo valor de disparo seleccionado sea sentido por el re conecta-

der.

4. Las curvas de tiempo-corriente seleccionadas deben coordinar con los aparatos de protección de ambos lados del reconectador.

f) Seccionalizadores: Es un aparato de protección que aísla automáticamente las secciones fallosas de la línea, y no debe ser confundido con un reconectador, pues, los seccionadores no pueden interrumpir las corrientes de falla sino que cuentan las operaciones del reconectador y luego de que éste ha ejecutado todas sus operaciones predeterminadas, se abre el seccionalizador.

El uso de estos aparatos de protección reduce el costo de inversiones, y son usados especialmente para la protección de los primarios, al ocurrir fallas en los ramales, contribuyendo además, a la facilidad de retornar el servicio.

Para su operación no requieren de elementos adicionales y son cerrados mediante pértigas. Normalmente pueden controlar efectivamente de tres a cinco kilómetros: las fallas, caídas de árboles sobre la línea, rayos, etc. Su accionamiento puede ser hidráulico o electrónico y vienen disponibles sea mono o trifásicos.

Los requerimientos principales para su aplicación son:

1. El reconectador de protección de re-

taguardia deberá ser capaz de sentir la mínima corriente de falla al fin de la zona de protección del seccionalizador.

2. La mínima corriente de falla debe ser capaz de hacer accionar al seccionalizador.

3. Deben ser usados en serie con otros aparatos de protección pero nunca entre dos reconectores.

4. No debe excederse las capacidades momentánea y de corto tiempo de los seccionadores.

El último punto puede ser chequeado por medio de una curva cumulativa para el último aparato incluyendo sólo las operaciones que ocurren antes de la apertura del seccionalizador. Luego se superpone la curva de corriente de corto tiempo del seccionalizador y se lee el punto de intersección de las dos curvas, y el seccionalizador podrá ser aplicado sólo donde la corriente disponible no excede este valor de intersección de las curvas.

IV.4.F.- Capacidades.

Para la selección del aparato de corte apropiado se deberá tomar en cuenta, en primer lugar, las diferentes capacidades normalizadas de los interruptores. Si son construídos en U.S.A., las normalizaciones son establecidas por: "National Electrical Manufactures Assotiation" (NEMA), "American Institute of Elec

trical Engineers" (AIEE), "American Standard Association" (ASA), y "Underwriters Laboratories Standards" (ULS). Las capacidades son:

a) Voltaje nominal: Es el voltaje nominal máximo al cual el interruptor automático puede operar con seguridad. Este voltaje será el de línea a línea para los sistemas trifásicos y se basan en una altura de instalación menor que 1.000 mts. (3.300 pies) sobre el nivel del mar. Si el lugar de instalación supera a los 1.000 mts. de altura, se debe aplicar un factor de corrección al voltaje nominal especificado en el interruptor, siendo este factor menor que la unidad, pues mientras mayor sea la altura de instalación, menor será la densidad del aire y, por tanto, el interruptor podrá trabajar en sistemas de tensión nominal menor.

El factor de corrección a aplicarse es de 0,01 por cada 100 mts. (330 pies) de altura sobre los 1.000 mts.; es decir de la tensión nominal a la cual puede trabajar el interruptor será, la especificada, disminuída en 0.01 veces esta tensión por cada 100 mts. de sobre-altura.

Se dan, sin embargo, factores de corrección para alturas de instalación entre 3.300 pies y 10.000 pies:

Para alturas intermedias se puede interpolar, pero si se sobrepasa de los 10.000 pies se debe consultar con los fabricantes.

T A B L A No. 11

ALTURA (PIES)	FACTOR DE CORRECCION
3.300	1,00
4.000	0,98
5.000	0,95
10.000	0,80

b) Nivel Básico de Impulso (BIL) para el aislamiento: No es sino la onda de choque de 1,5 x 40 μ sg, de ensayo, a la cual se les somete a los aparatos.

Las normas dadas por ASA proporcionan los niveles de impulso básico que debe ser capaz de soportar un equipo de fuerza según la tensión nominal de éste.

T A B L A No. 12

VOLTAJE DE REFERENCIA (KV)	IMPULSO BASICO PARA EQUIPO DE FUERZA (KV)
1,2	45
2,5	60
5,0	75
8,7	95
15,0	110
23,0	150
34,5	200
46,0	250
69,0	350
92,0	450
115,0	550
158,0	650
161,0	750

Estos niveles de impulso básico deben ser corregidos para cuando la instalación se encuentra a más de los mil metros de altura sobre el nivel del mar, siendo los factores de corrección los mismos que para el voltaje nominal.

Los interruptores de baja tensión rara vez se encuentran sometidos a voltajes de impulso, por tanto, no poseen esta característica. Se debe tomar en cuenta también el incremento de la onda de voltaje de 60 c/s. debida a la reflexión producida cuando se abren los contactos del interruptor.

c) Frecuencia: Debido a que la frecuencia influye directamente en el calentamiento de las partes magnéticas, los interruptores poseen sus capacidades dadas para la frecuencia de la corriente del sistema; además, las condiciones de interrupción varían grandemente con la frecuencia; por tanto, es necesario especificar la frecuencia a la cual va a trabajar el interruptor. La frecuencia normalmente especificada es de 60 c/s., aunque existen interruptores automáticos para 25 c/s. y para corriente continua.

d) Corriente nominal continua: Es la corriente que puede transportar continuamente el interruptor sin que se sobrecaliente. Esta capacidad se basa en una temperatura ambiente no mayor de 40 °C. y una altura de instalación menor a los 1.000 mts. sobre el nivel del mar.

Existen otros modelos de interruptores automáticos

especialmente los de bajo voltaje que están calibrados basándose en una temperatura ambiente menor que 25 °C.

Cualquier interruptor automático que tenga que operar a una temperatura ambiente superior a la de base y a una altura superior a 1.000 mts., tiene que ser corregido en su capacidad nominal de corriente. Mediante la siguiente tabla se podrá corregir para que el interruptor opere a alturas superiores a los 1.000 mts.

T A B L A No. 13

ALTURA (PIES)	FACTOR DE CORRECCION DE CORRIENTE
3.300	1,00
4.000	0,996
5.000	0,99
10.000	0,96

e) Capacidad de corriente de interrupción a voltaje nominal: Es la máxima corriente eficaz que el interruptor puede soportar el momento que parten los contactos, al voltaje nominal del sistema, y en cualquiera de los polos del interruptor.

La corriente de interrupción a voltajes diferentes del nominal se puede calcular basándose en el hecho de que la po-

tencia nominal de interrupción del interruptor permanece constante entonces:

$$\text{CORRIENTE A VOLTAJE DE OPERACION} = \frac{\text{CORRIENTE A VOLTAJE NOMINAL} \times \text{VOLTAJE NOMINAL}}{\text{VOLTAJE DE OPERACION}}$$

El voltaje de operación no debe exceder del máximo voltaje de diseño del interruptor, por otro lado, por más bajo que sea el voltaje de operación, la corriente de interrupción no debe exceder la "Máxima Corriente Nominal de Interrupción". Las tablas de características de los fabricantes dan la corriente nominal de interrupción al voltaje nominal y la corriente nominal máxima de interrupción con su correspondiente voltaje de operación.

En este margen de voltajes es donde se mantiene constante la "Potencia Nominal de Interrupción" (MVA), que será el producto de la corriente de interrupción por el voltaje de operación y por el factor de fase que son:

- 1,73 para circuitos trifásicos
- 2 para circuitos bifásicos
- 1 para circuitos monofásicos

f) Ciclo de trabajo: Las capacidades nominales de interrupción para los diferentes interruptores automáticos se basan en: condiciones específicas del voltaje de recuperación del circuito, comportamiento --

del interruptor y principalmente en el ciclo de trabajo normalizado. El ciclo de trabajo es el número de "Operaciones Unitarias" - que puede realizar el interruptor en un intervalo de tiempo especificado; cada operación unitaria comprende de un cierre y una - apertura, sin espacio de tiempo entre las dos operaciones previsto intencionalmente.

Las especificaciones en cuanto al ciclo de trabajo, para los interruptores automáticos, sean "Ricos en Aceite" o "Pobres en Aceite", y de capacidades superiores a 50 MVA dicen que su ciclo de trabajo debe constar de dos unidades de operación con un intervalo de 15 segundos. La nomenclatura usada para su designación es:

Cierre = C

Apertura = O

Unidad de operación = CO

Ciclo de trabajo para los interruptores anteriores = CO + 15 seg. + CO

Para los interruptores automáticos menores de -- 25 MVA no ricos en aceite, el ciclo de trabajo normal consiste en dos unidades de operación separadas por un intervalo de 2 minutos : CO + 2 minutos + CO

Si un interruptor automático tiene que trabajar -- con un "Ciclo de Trabajo" diferente al normal, su capacidad de interrupción debe ser corregida mediante factores de corrección nor

malizados y que son proporcionados en tablas para las diferentes clases de interruptores por NEMA y recomendadas por AIEE y ASA

g) Corriente momentánea nominal: Es la corriente instantánea máxima eficaz, incluyendo la componente de corriente continua, que puede soportar el interruptor sin sufrir daño; por tanto, el valor eficaz total máximo de la corriente disponible en el punto de uso del interruptor no debe ser superior al valor de corriente momentánea nominal del interruptor.

Estos valores de corriente se basan en el valor eficaz total de la corriente asimétrica, incluida la componente de corriente directa, y se puede obtener a partir de la curva de la corriente de falla.

En los interruptores automáticos de fuerza, esta capacidad es dada para cada polo independientemente y sus valores contemplan las características mecánicas y térmicas del interruptor.

h) Corriente nominal de 4 segundos: Como el nombre lo indica, esta capacidad es la corriente máxima que puede soportar un interruptor automático durante cuatro segundos, basándose en que la duración máxima permisible de una falla es de este tiempo.

Para los interruptores automáticos normales el valor de esta corriente se basa en el valor eficaz total de la co--

corriente que existirá en el circuito después de un segundo de producida la falla y es numéricamente igual a la máxima corriente nominal de interrupción y también igual a la corriente momentánea dividida para 1,6

En los interruptores automáticos para bajo voltaje, existen diferentes capacidades de corrientes de corto tiempo debido a que estos interruptores son normalmente equipados con bobinas de disparo para sobrecargas en serie y de acción directa.

i) Corriente de cierre: Es la corriente máxima que puede soportar el interruptor automático sin que se suelten sus contactos cuando el interruptor se cierra sobre una falla. En este caso el interruptor debe abrirse inmediatamente sin acción retardada prevista.

El valor de esta corriente es dada sólo para los interruptores de fuerza exceptuando para los de operación manual pobres en aceite y para los interruptores automáticos de capacidad superior a los 250 MVA.

En algunos interruptores esta condición puede ser soportada si la corriente nominal momentánea está bien seleccionada, pues ésta puede o no ser la máxima corriente admisible.

j) Corriente nominal de enganche: Es el valor eficaz máximo de la corriente sobre la cual puede cerrarse un interruptor y quedarse cerrado, con el voltaje nominal de control en el mecanismo de cierre; así,

el disparo retardado es permisible con esta corriente si la magnitud, duración y ciclo de trabajo están de acuerdo con los valores de corriente momentánea y con la capacidad nominal de interrupción. Numéricamente, en los interruptores normales de potencia, el valor de esta corriente es igual a la corriente de cuatro segundos y a la corriente nominal máxima de interrupción, sin embargo, difieren en la forma para la determinación de cada una de ellas así:

La corriente nominal de enganche es determinada durante el máximo ciclo de la corriente.

La capacidad máxima nominal de interrupción es medida en el momento que se separan los contactos y

La corriente nominal de cuatro segundos es medida al finalizar el un segundo.

k) Tiempo de interrupción: Es el intervalo de tiempo máximo obtenido entre el momento que se energiza la bobina de disparo al voltaje nominal de control, y el despeje total del arco.

l) Tiempo de reconexión: Son aquellos tiempos estandarizados y en ciclos que poseen los interruptores automáticos para la reconexión, tiempo que depende del voltaje nominal del interruptor y de la clase de interruptor de que se trate normal o rápido.

IV.4.G.- Selección.-

La mayor parte de los interruptores automáticos -- son solicitados para tres polos, en sistemas trifásicos con o sin neutro a tierra y de operación múltiple, es por esto que la mayor parte de los interruptores automáticos vienen con sus capacidades especificadas para estas condiciones; por tanto, para la selec -- ción de un interruptor automático específico se debe cuidar que -- ninguna de sus capacidades sea menor que las condiciones del sis -- tema, claro está, según permitan las capacidades normalizadas de los aparatos que se construyen. Por tanto las capacidades escogi -- das deben ser las más cercanas a las del sistema.

Además, para la determinación de las capacidades se deben tomar en cuenta varios factores que pueden cambiar las con -- diciones normales del sistema, por tanto, se debe dejar un margen o tolerancia en éstas. Los factores a tomarse en cuenta para la -- selección del voltaje son: la regulación de la línea, capacidad -- de la línea, capacidad de bancos de condensadores, sobre-excita -- ción y sobre-velocidad de máquinas sincrónicas, compensación de -- caídas de voltaje en las líneas, cambios de taps en transformado -- res o reguladores de voltaje a voltajes diferentes al nominal. Pa -- ra el voltaje y corriente se tomará en cuenta el crecimiento de -- la carga y la salida de las cargas en horas de descongestión.

En las capacidades en las que influye la corriente de falla disponible, se debe tomar en cuenta el incremento en la

generación, aumento de circuitos o transformadores en paralelo y todos aquellos aspectos que produzcan aumento de la capacidad de interrupción necesaria.

En cuanto a la frecuencia, se puede considerarla constante y a 60 c/seg., pero en caso de frecuencia diferente se debe especificarla claramente.

Los tiempos de interrupción están sujetos a escogerse.

En cuanto a la velocidad, se debe tomar en cuenta la estabilidad transitoria del sistema pues esto dictamina si es o no necesario rápido despeje de la falla y reconexión.

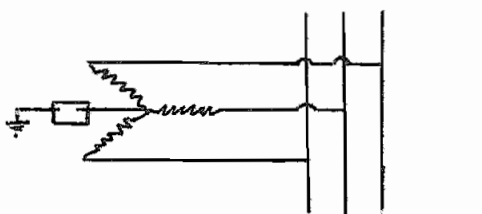
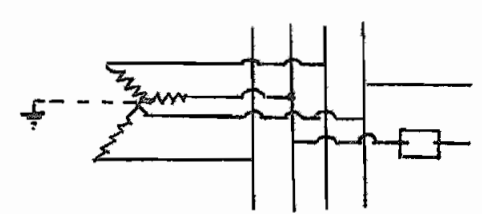
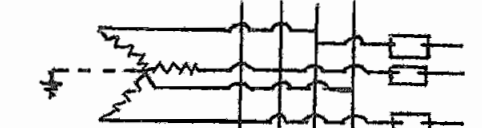
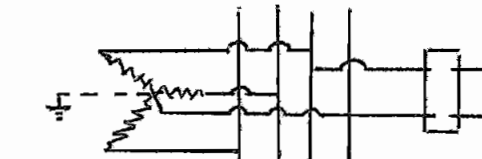
El voltaje nominal de un interruptor trifásico está basado en el voltaje de fase a fase del sistema y la capacidad de interrupción puede ser dada en amperios o en potencia trifásica aparente (KVA).

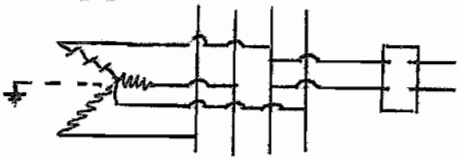
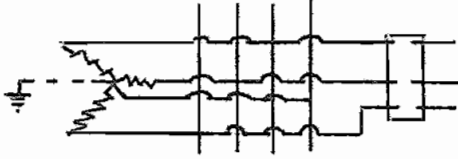
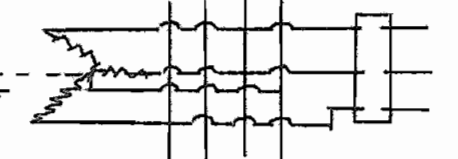
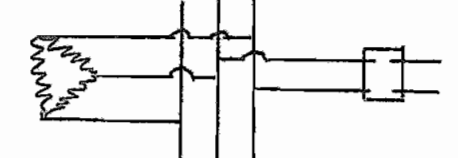
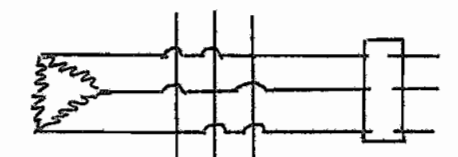
Para la determinación de la capacidad de corriente de interrupción y el voltaje nominal de un interruptor automático han sido elaboradas tablas que toman en cuenta: el tipo de conexión, tipo sistema, número de polos del interruptor, número de fases; para luego dar las normas para encontrar las capacidades que debe tener el interruptor automático.

El proceso a seguirse para la determinación de estas capacidades mediante estas tablas (No.14, No.15 y No.16) es:

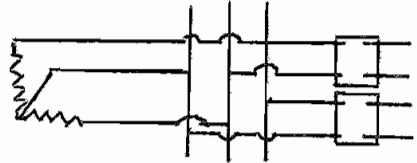
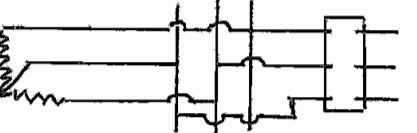
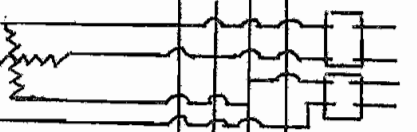

a. El voltaje nominal trifásico puede -

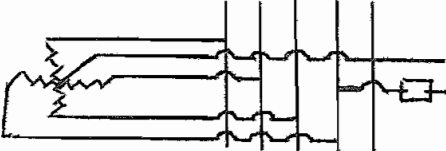
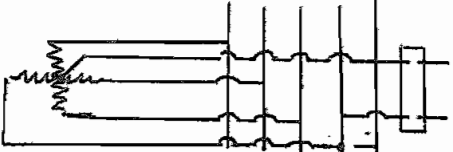
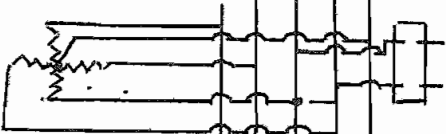
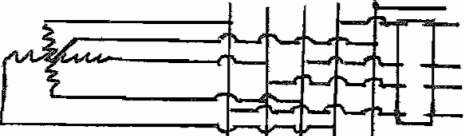
DETERMINACION DEL VOLTAJE NOMINAL TRIFASICO (V_3) Y LA CAPACIDAD DE INTERRUPCION PARA INTERRUPTORES EN SISTEMAS TRIFASICOS

N°	CONEXION DEL SISTEMA	TIPO DE SISTEMA	NUMERO DE POLOS DEL INTERRUPTOR	SELECCIONAR UN INTERRUPTOR CUYO VOLTAJE NOMINAL SEA IGUAL O MAYOR QUE V_3	SELECCIONAR UN INTERRUPTOR CUYA CAPACIDAD DE INTERRUPCION SEA IGUAL O MAYOR QUE:
1		3 conductores con tierra o 4 con o sin neutro a tierra	De 1 polo conectado en el neutro del generador	El voltaje entre líneas	I = Corriente de interrupción requerida al voltaje de servicio
2		3 conductores con tierra o 4 con o sin neutro a tierra	De 1 polo conectado en la fase del alimentador primario	El voltaje entre líneas	"
3		"	De 1 polo en cada fase del alimentador primario	1,15 veces mayor que el voltaje entre líneas	I . I . 1,73 V_3
4		"	De 2 polos - conectados - en el neutro y fase del alimentador	El voltaje entre líneas	"

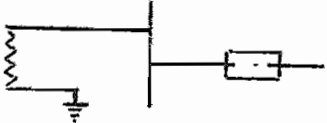


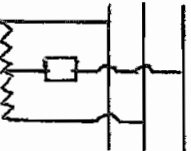
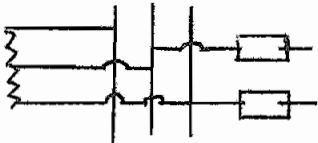
5		<p>3 conductores con tierra o 4 con o sin neutro a tierra</p>	<p>De 2 polos - conectado en las 2 fases del alimentador</p>	<p>El voltaje entre líneas</p>	<p>$I \cdot 1,73 V_3$</p>
6		<p>"</p>	<p>De 3 polos - conectado a las 3 fases del alimentador</p>	<p>"</p>	<p>"</p>
7		<p>"</p>	<p>De 4 polos - conectado a las 3 fases y neutro del alimentador</p>	<p>"</p>	<p>"</p>
8		<p>3 Conductores sin tierra</p>	<p>De 2 polos - conectado a las 2 fases del alimentador monofásico</p>	<p>"</p>	<p>"</p>
9		<p>"</p>	<p>De 3 polos - conectado a las 3 fases del alimentador trifásico</p>	<p>"</p>	<p>"</p>

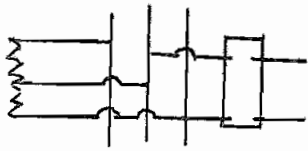

DETERMINACION DEL VOLTAJE EQUIVALENTE TRIFASICO (V_3) Y LA CAPACIDAD DE INTERRUPCION PARA INTERRUPTORES EN SISTEMAS BIFASICOS

N°	CONEXION DEL SISTEMA	TIPO DE SISTEMA	NUMERO DE POLOS DEL INTERRUPTOR	SELECCIONAR UN INTERRUPTOR CUYO VOLTAJE NOMINAL SEA IGUAL O MAYOR QUE V_3	SELECCIONAR UN INTERRUPTOR CUYA CAPACIDAD DE INTERRUPCION SEA IGUAL O MAYOR QUE:
1		3 conductores con o sin tierra	De 2 polos - entre 2 conductores cualesquiera	(V_3) El voltaje entre fases	KVA $1,73 \cdot I \cdot V_3$
2		"	De 3 polos - conectado a los 3 conductores	"	"
3		4 Conductores sin tierra	De 2 polos - entre 2 conductores cualesquiera	"	"
4		"	De 4 polos - conectados - entre los 4 conductores	"	"

5		5 conductores con o sin tierra	De 1 polo conectado a cualquiera de las fases	El voltaje entre	$0,87 \cdot 1,73 \cdot I \cdot V_3$
6		"	De 2 polos - conectado a cualquiera de las fases y el neutro	"	"
7		"	De 2 polos - conectado a 2 fases cualesquiera	"	"
8		"	De 4 polos - conectado a los 4 conductores	"	$1,73 \cdot I \cdot V_3$

DETERMINACION DEL VOLTAJE NOMINAL TRIFASICO (V_3) Y LA CAPACIDAD DE INTERRUPCION PARA INTERRUPTORES EN SISTEMAS MONOFASICOS.

Nº	CONEXION DEL SISTEMA	TIPO DE SISTEMA	NUMERO DE POLOS DEL INTERRUPTOR	SELECCIONAR UN INTERRUPTOR CUYO VOLTAJE NOMINAL SEA IGUAL O MAYOR QUE V_3	SELECCIONAR UN INTERRUPTOR CUYA CAPACIDAD DE INTERRUPCION SEA IGUAL O MAYOR QUE:
				(V_3)	KVA
1		2 conductores un lado a tierra	De 1 polo	1,73 veces el voltaje fase - tierra	$0,87 \cdot 1,73 \cdot I \cdot V_3$
2		"	De 2 polos	"	$I \cdot V_3$
3		2 conductores sin tierra	"	El voltaje entre fases	$1,73 \cdot I \cdot V_3$
4		3 conductores con o sin neutro a tierra	De 1 polo conectado en el neutro del circuito	1,73 veces el mayor de los voltajes entre fase y neutro	$0,87 \cdot 1,73 \cdot I \cdot V_3$
5		"	De 1 polo en cada línea del alimentador.	1,73 veces el voltaje entre fase y neutro	"

6		<p>3 conductores con o sin neutro a tierra.</p>	<p>De 2 polos - conectado entre las 2 fases</p>	<p>El mayor de los voltajes entre fases</p>	<p>$1,73 \cdot I \cdot V_3$</p>
7		<p>"</p>	<p>De 3 polos</p>	<p>"</p>	<p>"</p>

ser igual o mayor que el indicado en la columna 5

b. Hacer la primera tentativa de selección del interruptor de acuerdo a los KVA-trifásicos que recomiendan la columna 6. Si los KVA-trifásicos encontrados son mayores que el 95% de los KVA-trifásicos inmediatamente superiores de las capacidades de interruptores existentes, se debe hacer un nuevo chequeo; en tales casos, la capacidad normal trifásica de interrupción, $(\sqrt{3} V_3 I)$ puede ser igual o mayor a la calculada en la columna 6

c. La corriente momentánea nominal y la capacidad de interrupción no debe ser excedida.

d. Las corrientes de falla disponibles en los puntos de utilización del interruptor deben ser calculadas previamente y para todos los tipos de falla.

Para la selección de las capacidades de los interruptores de potencia se debe tomar en cuenta la corriente de carga que poseen líneas, cables o bancos de condensadores, pues al cortar éstos pueden producirse voltajes anormales. La experiencia demuestra que los voltajes transitorios que se producen raras veces exceden de 2,5 veces el valor máximo del voltaje entre fase y neutro si el sistema tiene el neutro conectado a tierra siendo, por tanto, poco el peligro para esta clase de sistemas; en cambio

para sistemas sin neutro a tierra o con neutro a tierra a través de impedancias, no existen datos suficientes para que existan conclusiones.

Se debe tomar en cuenta también, que los pararra--
yos pueden ser destruidos si el voltaje de 60 c/s. sube a valores que producen la descarga a través de ellos, siendo mayor el peligro mientras más grande es la capacidad de la línea. Debido a lo incierto del fenómeno no es posible determinar los límites específicos para los cuales se puede abrir una capacidad, pero como --
guía se ha determinado que el límite para cables de 69 KV. es de 14,5 kilómetros y para 115 - 138 KV. de 11 kilómetros.

Otro problema a considerarse bajo este mismo aspecto es el de cuidar que no se corte la alimentación si existen ban-
cos de condensadores en paralelo, pues puede fluir una gran co --
rriente momentánea que es función de la capacidad y de la induc--
tancia de las líneas que los unen. Esta corriente debe ser calculada en cada caso y el interruptor debe ser escogido tal que esta corriente no exceda su capacidad de corriente momentánea.

Existen, además, condiciones especiales que se debe tomar en cuenta para la selección de un interruptor automático tales como:

- a. La existencia de humo o vapor dañino;
excesiva suciedad o polvo; mezclas, -
gases o vapores explosivos; ambiente salino; excesiva humedad o -

existencia de agua.

- b. Si el aparato va a estar expuesto a vibraciones anormales, choques o alteraciones.
- c. Si va a estar expuesto a temperaturas excesivamente altas o bajas.
- d. Si existe almacenamiento o transporte indebido.
- e. Limitación de espacio.
- f. Trabajos de operación anormales, frecuencia de operación anormal o dificultad en el mantenimiento.

Para la selección de los interruptores automáticos de bajo voltaje que son conectados en cascada, o sea en lugares donde la continuidad del servicio no es muy importante, se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- a. La cascada puede ser limitada a dos o tres capacidades de interrupción.
 - a.1 La capacidad de interrupción de los interruptores más cercanos a la fuente puede ser igual al 100% de la menor de las corrientes de cortocircuito calculadas en ese punto, siendo así, éstos pueden ser equipados con relevadores instantáneos, calibrados a una corriente de disparo tal que proporcione la protección de retaguardia --

(segunda protección en caso de fallar la primera) siempre que el interruptor que tiene la calibración inmediata inferior, transporte una corriente mayor que el 80% de su capacidad de interrupción

a.2 Los interruptores en la segunda escala de calibración podrían ser seleccionados, de tal manera que la corriente de cortocircuito calculada para los anteriores más la corriente de contribución del motor en esta escala no debe exceder de los 200% de su capacidad de interrupción. Los interruptores pueden ser equipados con relevadores de disparo instantáneo, calibrados a una corriente de disparo tal que proporcione la protección de retaguardia, siempre que el interruptor que tiene la calibración inmediata inferior, transporte una corriente mayor que el 80% de su capacidad de interrupción. Para este segundo escalón de la cascada los interruptores podrían tener disparo instantáneo calibrado sobre la corriente de avenida existente al arrancar la carga.

a.3 Los interruptores en el tercer escalón podrían ser seleccionados de tal manera que la corriente calculada por intermedio de la primera escala más la contribución de la segunda y tercera no exceda del 300% de su capacidad de interrupción. Estos pueden ser de disparo instantáneo calibrado sobre la corriente inicial transitoria existente al arrancar la carga.

b. Todos los interruptores automáticos -

que se encuentran sujetos a corrientes de falla mayores que su capacidad de interrupción podrían ser operados eléctricamente.

c. Si es necesario la cascada en un sistema, se debe pedir a los fabricantes las recomendaciones para asegurar la coordinación entre los interruptores automáticos.

d. La operación de un interruptor automático con corrientes de interrupción mayores a los de su capacidad, está limitada a una, para luego -- ser revisado y determinar las reparaciones que son necesarias.

Nota: Para el cálculo de las corrientes de interrupción en cada uno de los pasos a.1 - a.2 y a.3 , es permitido incluir -- la impedancia de todos los elementos del circuito, inclu-- yendo la bobina de disparo, que existen entre la fuente y las terminales del interruptor automático en cuestión, mas no la impedancia de los interruptores para los cuales la -- capacidad de interrupción va a ser determinada.

Para seleccionar el disparo de los interruptores -- automáticos en aire para bajo voltaje, se deben observar los si-- guientes requisitos:

a. Cada interruptor debe tener una capa-- pacidad de interrupción igual o mayor que la corriente de cortocircuito disponible en el punto de insta-- lación.

b. Todo interruptor que no sea de disparo instantáneo, como son los más alejados de la fuente, deberían tener una capacidad de corriente momentánea igual o mayor que la corriente disponible en el punto de instalación.

c. Las características de tiempo-corriente de cada interruptor a todos los valores disponibles de sobrecorriente debe ser tal que asegure el disparo del interruptor más cercano a la falla (protector), mientras que los interruptores más cercanos a la fuente (protegidos) permanezcan cerrados y continúen llevando la corriente de carga.

d. Los interruptores adyacentes al protector deben tener sus características de tiempo-corriente de tal manera que no sobrepase en velocidad al anterior. La calibración y los intervalos de corto y largo tiempo de retardo deberán escogerse con propiedad.

e. La operación manual de los interruptores quedaría limitada a que no exceda de 15.000 amperios ó 15 veces la capacidad de la bobina, al demorarse el disparo, por más grande que sea la bobina.

f. En un sistema selectivo, las características de tiempo-corriente de un interruptor deben ser tales que autúe selectivamente para inclusive sobre cuatro interruptores conectados en serie. Uno de estos inte

rruptores puede ser de "Carga", equipado con relevador de disparo instantáneo.

C A P I T U L O IV : B I B L I O G R A F I A

REFERENCIA No.	PAGINAS CONSULTADAS
	IV . 1
(2).-	Ing. Vicente Jácome : año lectivo 1964 - 65
(5).-	5.03 de 2 a 6
(6).-	195 a 200
(7).-	Tomo I : 1265 a 1269 Tomo II : 1677 a 1679
(8).-	Septiembre - Diciembre 1963 : pág 20
(9).-	Sección fusibles 1 a 8
(12).-	
	IV . 2
(2).-	Ing. Vicente Jácome : año lectivo 1964 - 65
(5).-	5.03 pág. 1
(9).-	Sección porta-fusibles
	IV . 3
(2).-	Ing. Vicente Jácome : año lectivo 1964 - 65
(7).-	Tomo I : 1269 a 1271
(9).-	Sección desconectadores

(10).-

Sección desconectadores

(11).-

Sección desconectadores

IV . 4

(2).-

Ing. Vicente Jácome ;
año lectivo 1964 - 65

(3).-

378 a 389

(5).-

5.04 de 1 a 4 y 13

(6).-

152 a 155 ; 179 a 195
y 421 a 432

(7).-

Tomo I : 1243 a 1265

(8).-

Septiembre - Diciembre
1960: 82 a 85

Mayo - Agosto
1961: 41 y 48

Mayo - Agosto
1962: 46

Enero - Abril
1964: 29

(10).-

Sección interruptores automáticos

(11).-

Sección interruptores automáticos

CAPITULO V

RELEVADORES DE PROTECCION

V.1.- GENERALIDADES.-

Los relevadores de protección son utilizados en combinación con los interruptores automáticos o con aparatos de indicación o alarma a los cuales hace operar, por tanto, el objeto de los relevadores de protección es detectar las anomalías, para indicarlas o despejarlas. Puesto que las anomalías en un sistema eléctrico son de diversa índole, los relevadores necesarios para cada caso serán los adecuados y se basarán en diversos principios eléctricos o en los efectos de la energía eléctrica. Las principales anomalías que merecen protección son: los cortocircuitos, las sobrecargas, insuficiencia de tensión, sobretensión, interrupción de una fase, desequilibrio entre fases, retorno de la energía, variación de frecuencia, elevación de la temperatura,

Los relevadores de protección operan, generalmente, por corriente o voltaje que se obtiene de los transformadores de corriente o de potencial. La corriente de disparo, en cambio, se obtiene de una fuente independiente que puede ser de corriente continua, que normalmente es un banco de baterías, o de corriente alterna.

V.1.A.-

La seguridad y buen funcionamiento del sistema de protección automática depende de:

- a) El buen estado del banco de baterías

o fuente de alimentación.

b) El buen estado del circuito de comando y la continuidad eléctrica con la bobina de disparo.

c) El buen estado de los contactos del relevador.

d) El buen estado tanto mecánico como eléctrico del propio interruptor automático.

e) El buen estado de los transformadores de medida.

Como medida preventiva para una mejor protección, se puede prever la protección de "Retaguardia" que actuaría en el caso de que alguno de los elementos anteriormente mencionados falle y no se despeje la falla; esta protección de retaguardia consiste en una segunda línea de defensa que puede ser destinada a accionar el mismo interruptor o un interruptor distinto con lo que quedaría sin servicio un sector o parte del sistema, más grande.

V.1.B.-

Se han realizado estudios del comportamiento de los relevadores concluyendo: que no siempre que existe una falla actúan, y además que para la obtención de un sistema de protección más altamente seguro se necesita:

- a) Un buen equipo de relevadores y transformadores de medida.
- b) Un diseño del sistema tal que pueda ser protegido.
- c) Una aplicación correcta de los relevadores para que provean la posible protección.
- d) Buen mantenimiento que asegure que todos los accesorios están listos para operar.

V.1.C.-

El comportamiento de un relevador puede ser:

- a) Correcto sobre lo previsto.
- b) Correcto pero no sobre lo previsto.
- c) Operación equivocada.
- d) Falla en el disparo.

El segundo caso de comportamiento del relevador es aquel en el cual el relevador ha hecho lo que se esperaba de sus curvas características a pesar de haber cambios en el sistema.

Es importante tener en cuenta que un plan de diseño más simple y normal puede ser el mejor para la protección.

Los relevadores de distancia y los de tipo de hilo piloto son los menos afectados por los cambios en el sistema, lo contrario de los del tipo de sobre corriente.

V.1.D.-

Los disparos defectuosos y las fallas en los disparos se deben, generalmente, a:

a) Errores humanos tales como: el dejar el circuito de disparo abierto des --pués de una prueba o después de abrir bobinas de disparo circuitadas.

b) Fallas mecánicas en el interruptor automático.

c) Quemadura del fusible del circuito de disparo si se usa.

Muy pocas fallas ocurren propiamente en el mismo -relevador de protección.

V.1.E.-

Para asegurar la operación del sistema de protec--ción se debe atender a:

a) El diseño inicial.

b) La instalación.

c) El mantenimiento de todo el equipo y accesorios.

V.1.F.-

La aplicación de un relevador de protección requiere la evaluación de:

a) Los requerimientos del servicio de la fuerza eléctrica y las funciones previstas del sistema durante la ocurrencia de una falla.

b) La corriente, el voltaje, u otros efectos o características que indiquen la presencia de una falla y que provea una discriminación.







c) Las características de los relevadores disponibles o normalizados.

d) El esquema en el cual ellos son usados.








V.2.- CLASES.

V.2.A.-

La división de los relevadores puede hacerse basándose en varios criterios; sin embargo, la clasificación más importante se basa en la "Clase de Protección" o usos.

		SIMBOLO	
V.2.A.- Clase de Protección	a) Contra sobrecorrientes (Sobrecargas o cortocircuitos)		
	b) Contra variación de tensión (Sobre o bajo la nominal)		
	c) Interrupción de una de las fases	Balance de fases	
	d) Desequilibrio de fases		
	e) Rotación de fase		
	f) Dirección de la energía	Direccional de sobrecorriente Direccional de Potencia	
	g) Variación de la frecuencia	Sobre-frecuencia	
		Baja frecuencia	

SIMBOLO

V.2.A.- Clase de Protección	h) De distancia	
	i) Direccional de distancia	
	j) De balance o corriente diferencial	
	k) Sobre temperatura	
	l) De corriente diferencial con hilo piloto	
	m) De comparación direccional con hilo piloto	
	n) De transportador piloto	

V.2.B.-

Según el tiempo de operación pueden ser:

- V.2.B.-
Tiempo de
Operación
- a) Instantáneos: Sin tiempo intencionalmente calibrado.
 - b) Temporizados (Tiempo inverso o tiempo dependiente): Si son previamente regulados para que la operación se demore, demora que disminuye a medida que aumenta la fuerza de accionamiento.
 - c) Tiempo definido o independiente: Introducción de un retardo prácticamente fijo, independiente de la fuerza de accionamiento.

V.2.C.-

Otra de las divisiones importantes es aquella que se basa en los principios usados para su operación.

V.2.c.-

Principio
de
Operación

- a) Potencia
- b) Angulo de fase
- c) Factor de potencia
- d) Comparación de corrientes
- e) Comparación de potencias
- f) Impedancia
- g) Reactancia
- h) Modificación de la reactancia
- i) Relación de corrientes
- j) Componente de la secuencia de fases
- k) Inducción
- l) Electromagnéticos
- m) Balancín mecánico

V.2.D.-

Según la clase de corriente con la cual va a operar.

V.2.D.-
Clase de
Corriente

- a) Corriente alterna
- b) Corriente continua

V.2.E.-

Según sus aplicaciones.

V.2.E.-
Según
Aplicación

- a) De bloqueo: Destinado a impedir el funcionamiento de otro relevador o de un dispositivo en caso de cambio de condiciones predeterminadas.
- b) De desenganche libre: Destinado a impedir que otro relevador o dispositivo eléctrico, mantenga conectado un circuito mientras existan condiciones anormales.
- c) Auxiliar: Secunda a otro relevador y acciona abriendo o cerrando otro u otros circuitos para realizar otra función.

V.3.- ELEMENTOS.-

Son los dispositivos que accionan abriendo o cerrando los contactos al cambiar las condiciones del propio circuito del que toman parte o de otros circuitos combinados.

La operación de los elementos se realiza por corrientes pequeñas procedentes de una fuente que puede ser: baterías, válvulas electrónicas, termopares, células fotoeléctricas, etc.; o por corrientes medias si éstos son diseñados para servicio más pesado.

La operación de los elementos relevadores controla circuitos que generalmente son electroimanes, elementos calentadores, bimetales, lámparas de señalización, alarmas, etc.

Los fundamentos y características de los elementos más comúnmente utilizados son los siguientes:

V.3.A.- De Solenoide.-

Elemento instantáneo, cuyo uso es el más generalizado donde son necesarias estas características. Puede operar sólo o en conjunto con el relevador de inducción en sobrecorrientes.

Puede ser usado con alimentación de corriente continua o alterna.

Los ajustes pueden ser realizados mediante el cambio de la bobina, por derivaciones, o por posición inicial del contacto. La Fig. No.70 muestra su diagrama eléctrico y la Fig. No.71 las características tiempo-corriente.



FIG N°70

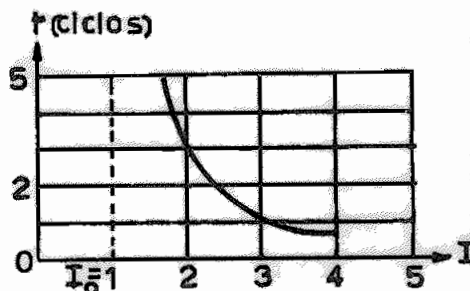


FIG N°71

V.3.B.- De Balancín.-

Funciona estableciendo equilibrio mediante un peso o un resorte. Es del tipo instantáneo y puede operar con corriente continua o alterna. Los ajustes son realizados mediante cambio de bobinas o con la variación del entrehierro mediante un núcleo de tornillo. Se usa donde la carga conveniente es baja como cuando se desea ajustar baja corriente de tierra con una baja relación de corriente del transformador de medida. La Fig. No.72 muestra su diagrama eléctrico y la Fig. No.73 las características tiempo-corriente.

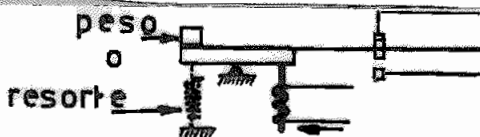


FIG N°72

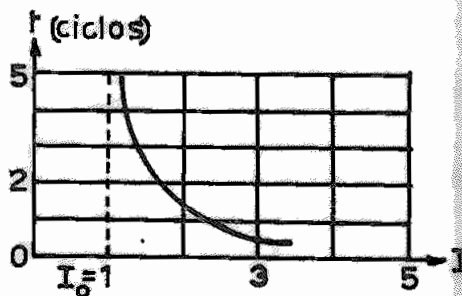
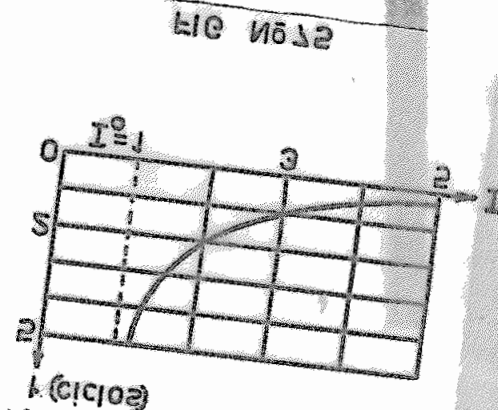
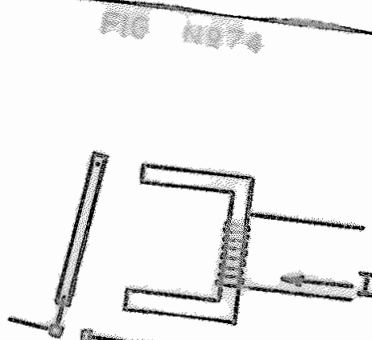


FIG N°73

V.3.C.- De Armadura.-

Es instantáneo. Usado sea con corriente continua o alterna. No posee capacidad de ajuste siendo calibrado sólo para una característica fija. Es de baja velocidad de despegue por lo que no es usado para protección primaria, pero es muy usado como relevador auxiliar para voltaje. La Fig. No.74 muestra su diagrama eléctrico y la Fig. No.75 sus características tiempo-corriente.



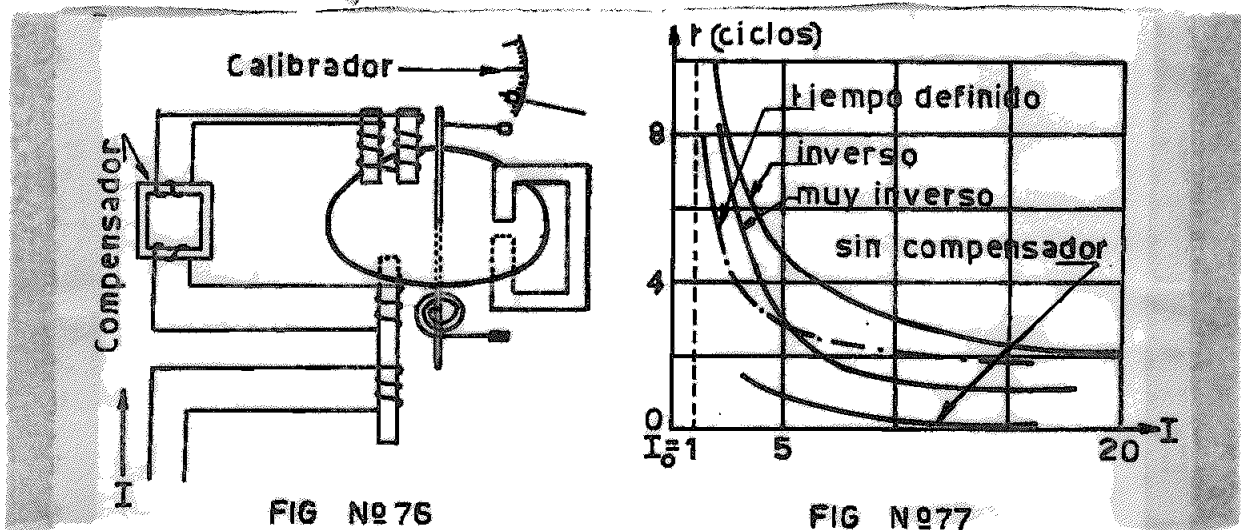
V.3.D.- De Disco de Inducción

Elemento de tiempo inverso o tiempo dependiente.

Es usado para sobrecorrientes sólo en circuitos alternos. Puede ser construido con compensador de torque que no es sino un transformador saturable. La fuente de alimentación es aplicada al polo inferior y el par inductivo a los polos superiores quienes inducen corriente en el disco produciéndose el torque debido a la reacción de la corriente inducida y el flujo procedente del polo inferior.

Las calibraciones de corriente se realizan mediante bobinas diferentes y las de tiempo mediante movimiento del contacto calibrador.

Este tipo de elemento es el más usado debido a sus características de tiempo únicas y a su exactitud, dando flexibilidad para la coordinación entre relevadores en serie, con relevadores de disparo directo, o con fusibles. En este tipo de relevadores se puede obtener gran variedad de características de operación, desde uno con mínimo tiempo definido hasta uno muy inverso permitiendo, este último, coordinar mejor con fusibles. La Fig. No.76 muestra su diagrama eléctrico y la Fig. No.77 sus características tiempo-corriente.



V.3.E.- Tipo D'Arsonval.-

Son relevadores direccionales de potencia para corriente continua ó relevadores de intensidad mínima si se hace que la corriente que circula en sentido normal mantenga abiertos los contactos. Poseen una bobina de excitación o potencial en derivación del circuito principal y una bobina de accionamiento o de

corriente instalada en el circuito en serie mediante un Shunt. --
Los contactos se cierran al invertirse la corriente. La Fig. No.
78 muestra su esquema.

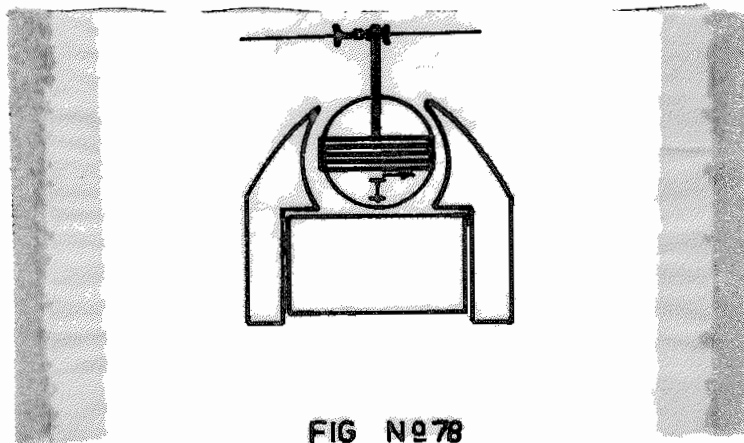


FIG N°78

V.3.F.- De Válvula.-

Son del tipo de tiempo definido o retardo independiente. Poseen un núcleo móvil, el cual, al subir debido a la sobrecarga toca un resorte en hélice accionando una válvula de salida de aire, pudiendo cerrarse los contactos sólo después de haber transcurrido el tiempo suficiente para que una determinada cantidad de aire haya salido. La Fig. No.79 muestra su esquema.

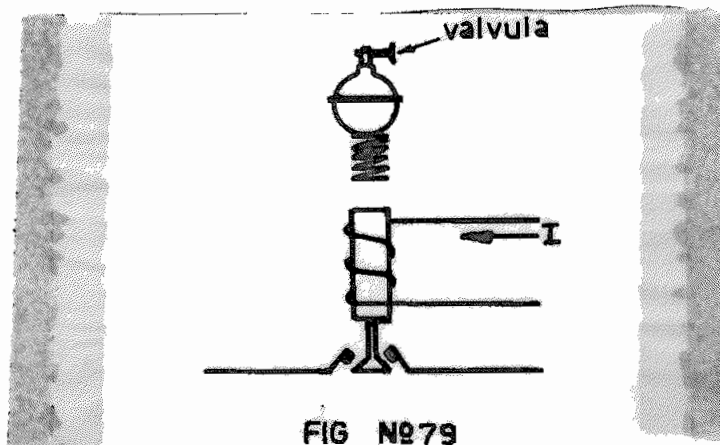


FIG N°79

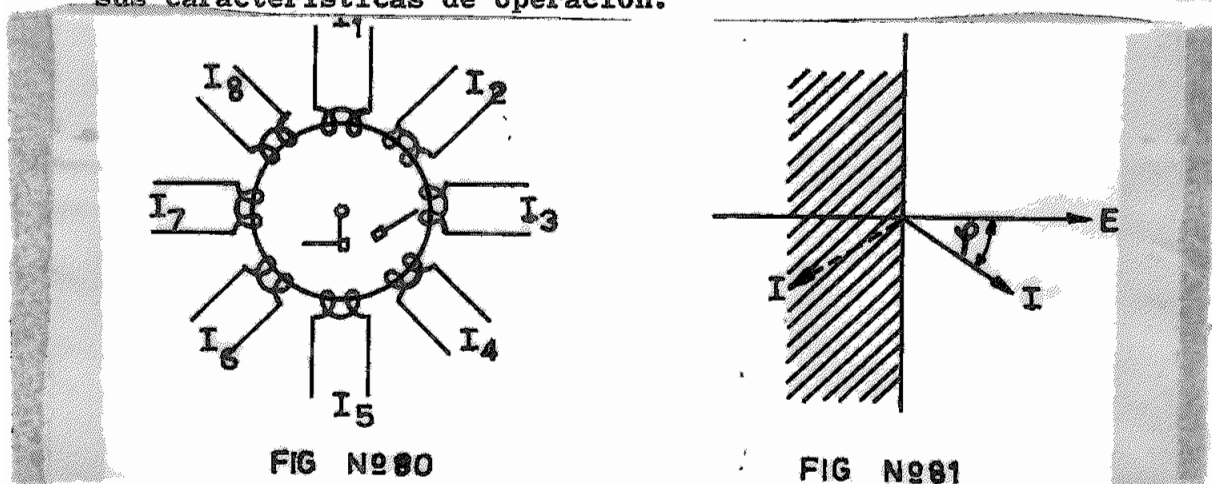
V.3.G.- De Polos de Inducción Múltiples.-

Son usados como direccionales monofásicos y con un torque proporcional a:

$$\bar{E} \bar{I} \text{Cos} \varphi$$

Cada uno de los polos produce un torque producto - conjuntamente con los adyacentes y torques menores junto con los otros polos.

Puede ser construido con armadura cilíndrica o disco. La Fig. No.80 muestra su diagrama eléctrico y la Fig. No.81 sus características de operación.



V.3.H.- De Lazo Inductor.-

Es un elemento de alta velocidad y usado como direccional en corriente alterna. Puede ser proporcionado con ángulo de fase o sin él (θ). Por su alta velocidad es usado para relevadores de distancia.

El torque se produce por la corriente inducida en el lazo por acción del transformador desde el arrollamiento de -

voltaje E y el flujo debido a la corriente I

$$T = K \bar{E} \bar{I} \text{Cos} (\varphi - \theta)$$

La Fig. No.82 muestra su diagrama eléctrico y la -

Fig. No.83 sus características de operación.

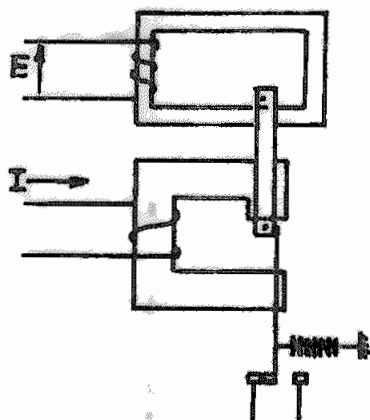


FIG N°82

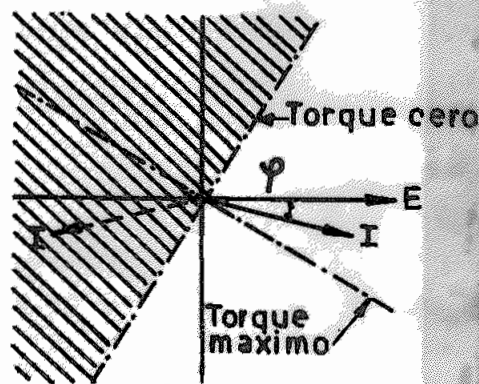


FIG N°83

V.3.I.- De Balancín de Impedancia.-

Es de alta velocidad y opera cuando la impedancia de balance Z_0 disminuye, sea por cambio de voltaje E_0 o de la corriente I_0

$$Z_0 = \frac{E_0}{I_0}$$

Los ajustes se realizan mediante cambio de la bobina de corriente o mediante el ajuste del entrehierro con un tornillo calibrador. Para corrientes relativamente bajas o sea para impedancias mayores e iguales que Z_0 (Z_2) los contactos permanecen abiertos, operando para corrientes altas $Z < Z_0$

El ángulo de fase entre voltaje y corriente tiene poca influencia debido a que el balance es mecánico, por tanto, sus características de disparo dibujadas en un diagrama R vs X será un círculo con radio igual a Z_0 . La Fig. No.84 muestra su diagrama eléctrico y la Fig. No.85 sus características de operación.

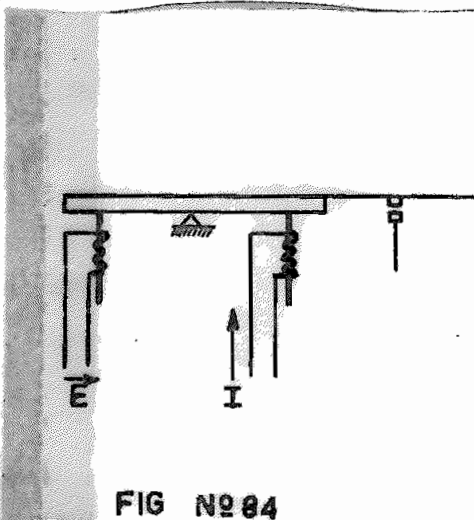


FIG N° 84

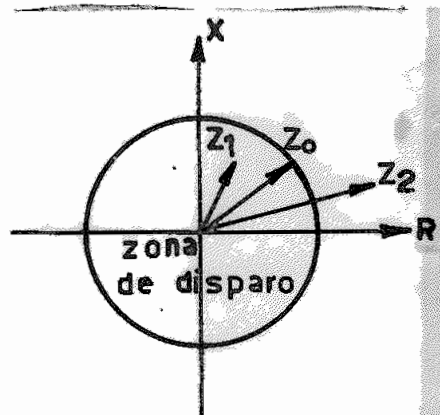


FIG N° 85

V.3.J.- Polar.-

Diseñado para corriente continua pero puede ser -- usado en alterna mediante un rectificador. Es del tipo instantáneo. Elemento de muy poco peso por lo que lo hace bastante usado especialmente si se alimenta desde mallas o mediante aparatos -- electrónicos especialmente en relevadores con hilo piloto, relevadores portador de comparación de fase, en protectores de barras -- colectoras o en supervisión de hilos piloto. Su operación se basa en la producción de un polo norte en la armadura y siendo atraído por el polo sur del imán permanente siempre que la corriente sea mayor que I_0 . La Fig. No.86 muestra su diagrama eléctrico y la

Fig. No.87 sus características tiempo-corriente.

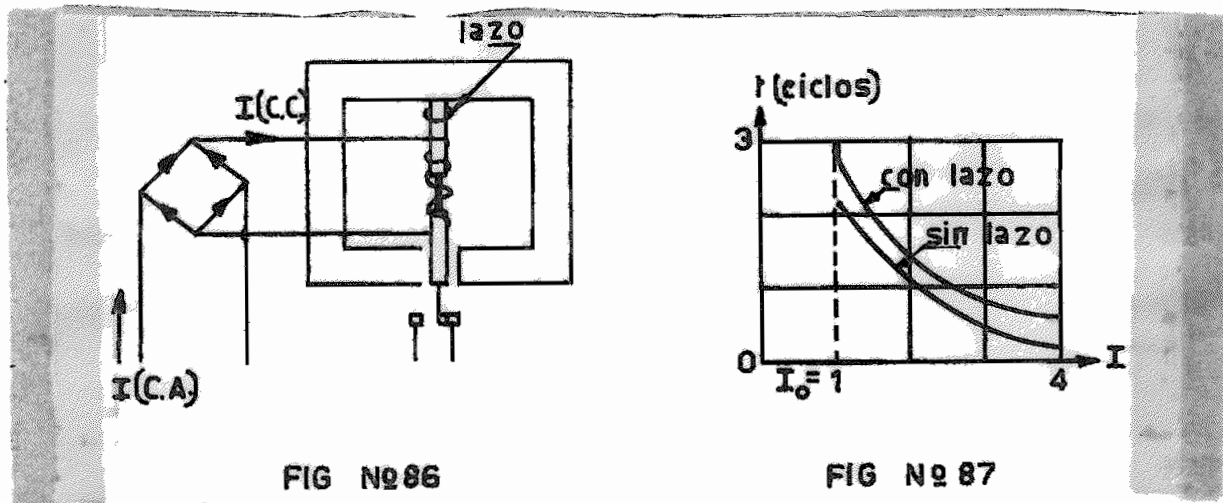


FIG No 86

FIG No 87

V.3.K.- Direccional de Secuencia Segregativa Tipo Malla.-

Son usados en relevadores de hilo piloto los cuales son designados para comparar en los conductores una sola cantidad de corriente de cualquier secuencia que es la mejor medida de una corriente de falla cualquiera. Puede ser usado también como selector de fase que determina cuál de las fases es la fallosa debido a que la secuencia negativa de la corriente está en fase con la de secuencia cero sólo en la fase fallosa. Son elementos que pueden ser calibrados en gran rango. La Fig. No.88 muestra su circuito eléctrico y la Fig. No.89 su circuito equivalente.

$$I_x = \frac{2R_1}{Z + Z'} (I_1 + KI_0)$$

$$K = \frac{3R_0 + R_1}{2R_1}$$

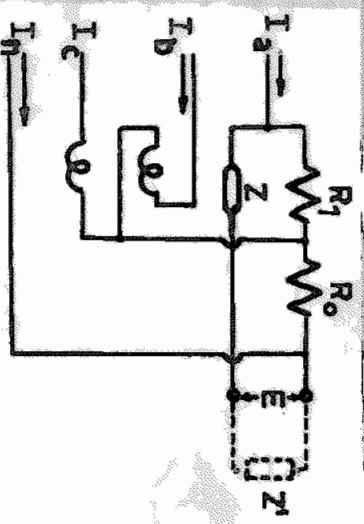


FIG N288

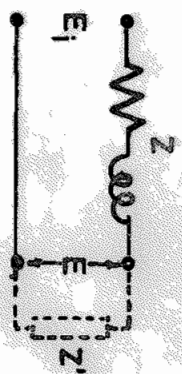


FIG N289

V.3.L.- Cilindro de Inducción de Cuatro Polos.- (Fig. No.90) :

Es del tipo MHO de alta velocidad que opera con un torque igual a:

$$E^2 \text{Cos}(\varphi - \theta)$$

Su característica de disparo es circular cuyo lugar geométrico pasa por el origen o sea por el punto de balance del relevador. El círculo de disparo puede ser cambiado mediante el compensador de corriente debido a la relación $I Z_b$ (Fig. No.91)

1 Punto de balance para el círculo 1

$$Z_b = 0$$

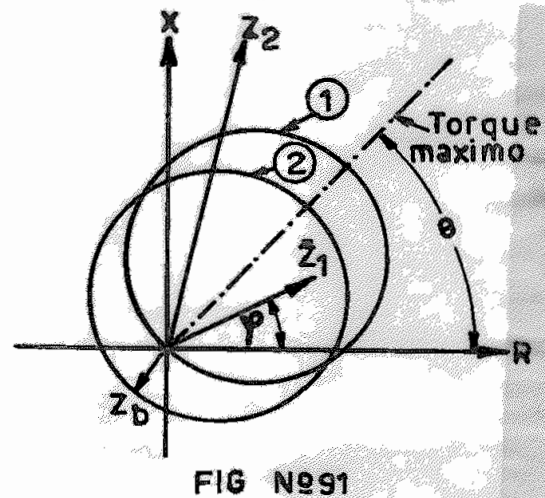
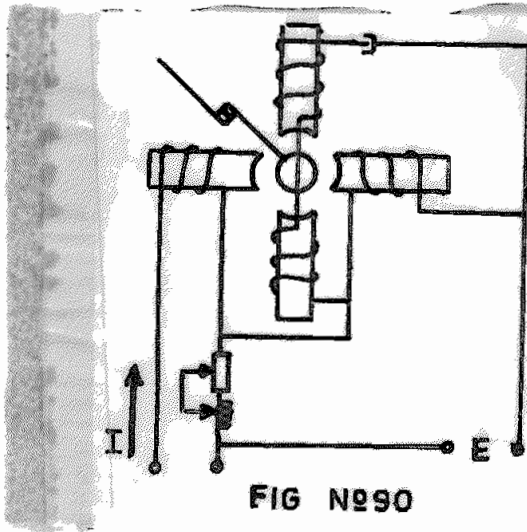
$$Z = \frac{\text{Cos}(\varphi - \theta)}{K}$$

2 Punto de balance para el círculo 2

$$Z_b \neq 0$$

$$Z = \frac{\cos(\psi - \theta)}{K} - Z_b$$

Puede ser utilizado como elemento direccional, diferencial para cargas pesadas, o de reactancia con sólo introducir pequeñas variaciones.



V.3.M.- De Imagen Térmica.-

Existen dos clases de relevadores de imagen térmica:

- a) Con bobinas exploradoras: Estas bobinas exploradoras forman parte de los brazos de un puente de Wheatstone el cual se lo calibra a la temperatura deseada. Las bobinas exploradoras están situadas en los arrollamientos de la máquina, así, si cambia la temperatura de la máquina cambia también la de las bobinas exploradoras y el puente se desequilibra circulando corriente por las bobinas del elemento relevador que constituyen el puente propiamente dicho. Generalmente el relevador usado es del tipo de disco de inducción cuyas bo-

binas de torque forman el puente. La fuente de alimentación para el puente de Wheatstone se obtiene mediante un transformador de corriente colocado en la misma línea de la máquina, de esta manera se obtiene que la corriente en la línea sea la que determine el tiempo de operación. Para que la operación sea exacta las características del relevador deben ser una réplica de la curva de calentamiento de la máquina de manera que, al circular corriente por el relevador, sus características tiempo-sobrecorriente deben ser aproximadamente paralelas a las de calentamiento de la máquina.

Esta clase de relevadores se usan especialmente en motores de gran capacidad (1.000 á 1.500 HP). El disparo en los momentos del arranque se puede prevenir siempre que éste sea rápido. Su diagrama eléctrico se indica en la Fig. No.92.

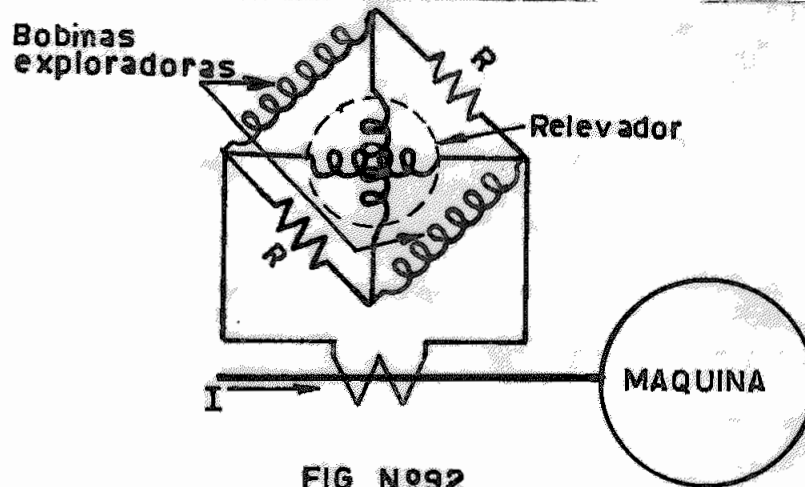


FIG N992

binas de torque forman el puente. La fuente de alimentación para el puente de Wheatstone se obtiene mediante un transformador de corriente colocado en la misma línea de la máquina, de esta manera se obtiene que la corriente en la línea sea la que determine el tiempo de operación. Para que la operación sea exacta las características del relevador deben ser una réplica de la curva de calentamiento de la máquina de manera que, al circular corriente por el relevador, sus características tiempo-sobrecorriente deben ser aproximadamente paralelas a las de calentamiento de la máquina.

Esta clase de relevadores se usan especialmente en motores de gran capacidad (1.000 á 1.500 HP). El disparo en los momentos del arranque se puede prevenir siempre que éste sea rápido. Su diagrama eléctrico se indica en la Fig. No.92.

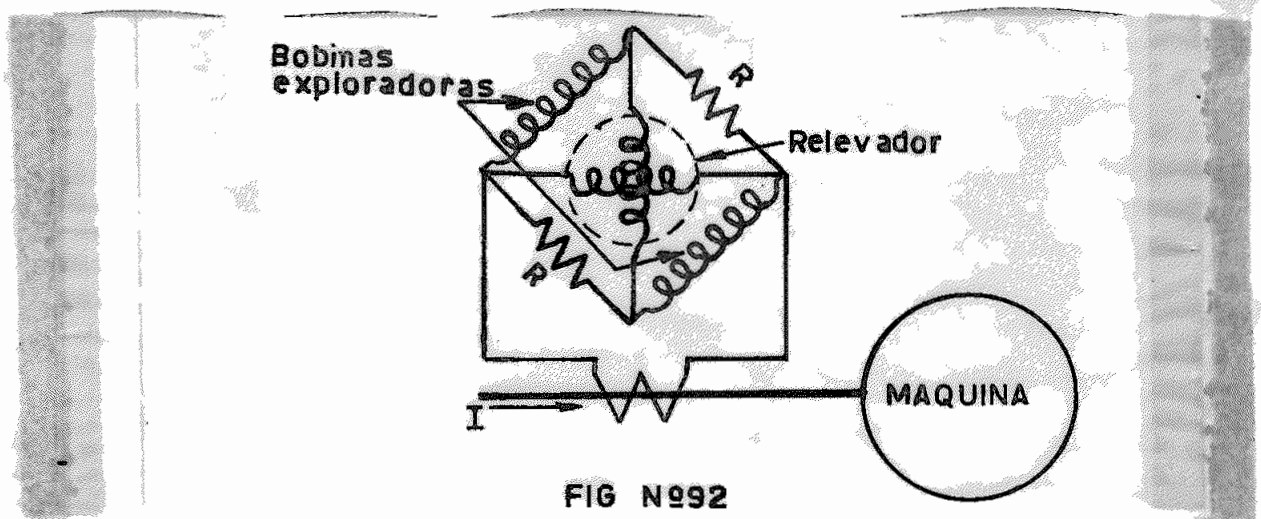


FIG N992

b) Directamente con la corriente que circula por la máquina: Estos relevadores poseen dos resortes espirales bimetalicos, el uno actúa por el calentamiento producido con la circulación de la corriente de la máquina y el otro por la temperatura ambiente del aire que circula por el relevador, de esta manera se obtiene la compensación de la temperatura ambiente y la curva de operación del relevador se hace más paralela a la de calentamiento de la máquina por tanto disminuye la probabilidad de error.

Los elementos relevadores usados, son del tipo de sobrecorriente y disparo instantáneo.

CAPITULO V : BIBLIOGRAFIA

REFERENCIA No.	PAGINAS CONSULTADAS
(1).-	1 - 15 a 1 - 26
(3).-	343 a 348 y 357 a 358
(6).-	200 a 207
(7).-	598 a 606
(11).-	Sección relevadores
(14).-	1 a 6

C A P I T U L O V I
T R A N S F O R M A D O R E S D E M E D I D A

VI.1.- USO.-

Son usados generalmente: para permitir un nivel de aislamiento más adecuado en los equipos de medición y relevadores, para reducir a niveles adecuados la corriente que hará accionar los instrumentos de medida o relevadores y para protección del personal de voltajes peligrosos.

VI.2.- NORMALIZACION.-

Los transformadores de medida han sido normalizados tanto en tensión como en corriente del lado secundario pues se construyen para 120 V. y 5 A. a 60 c/seg. Sin embargo, si es necesario otra tensión o corriente pueden ser pedidos a los fabricantes pero por ser especiales su precio se eleva en gran porcentaje.

VI.3.- POLARIDAD.-

Estos transformadores están provistos de polaridad, la cual se tomará en cuenta en caso de usarse relevadores que necesitan comparar suma o diferencia de corrientes o interacción de corrientes o voltajes; no siendo necesario si se trata de instrumentos o relevadores que actúan sólo con la magnitud de la corriente. La polaridad es generalmente marcada, pero en caso de no tenerlo se la puede determinar por los métodos corrientes como son: 1) Por comparación con un transformador patrón. 2) Sometiendo a una descarga inductiva con corriente continua y 3) Relación

diferencial con corriente alterna.

Las marcas de polaridad (\ominus ; \oplus ; \times) son usadas para indicar:

a) Que la caída de tensión en el lado primario es desde la marca de polaridad y que está en fase (Despreciando el pequeño error en ángulo de fase) con la caída de tensión en el mismo sentido del lado secundario. (Fig. No.93)

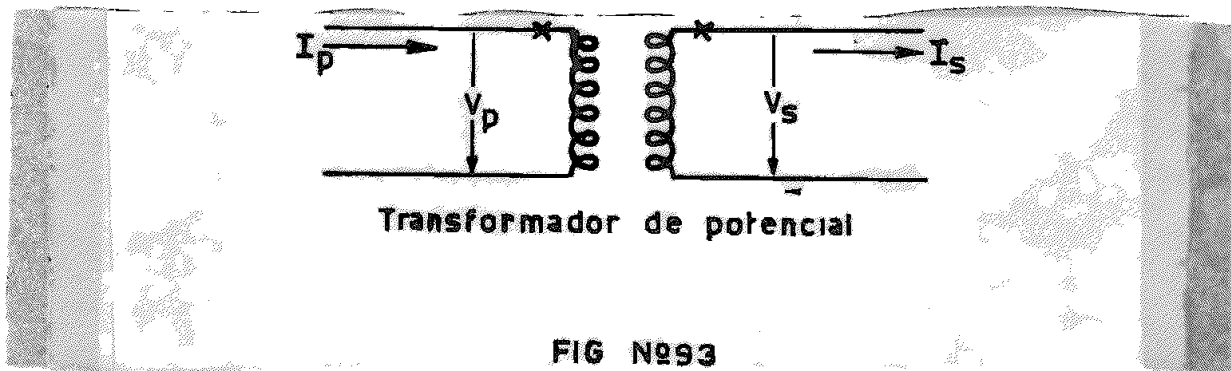


FIG N993

b) Que la corriente que entra al transformador en el lado primario por la marca de polaridad está en fase (Despreciando el pequeño error de fase) con la corriente del lado secundario que sale del transformador por la marca de polaridad. (Fig. No.94)

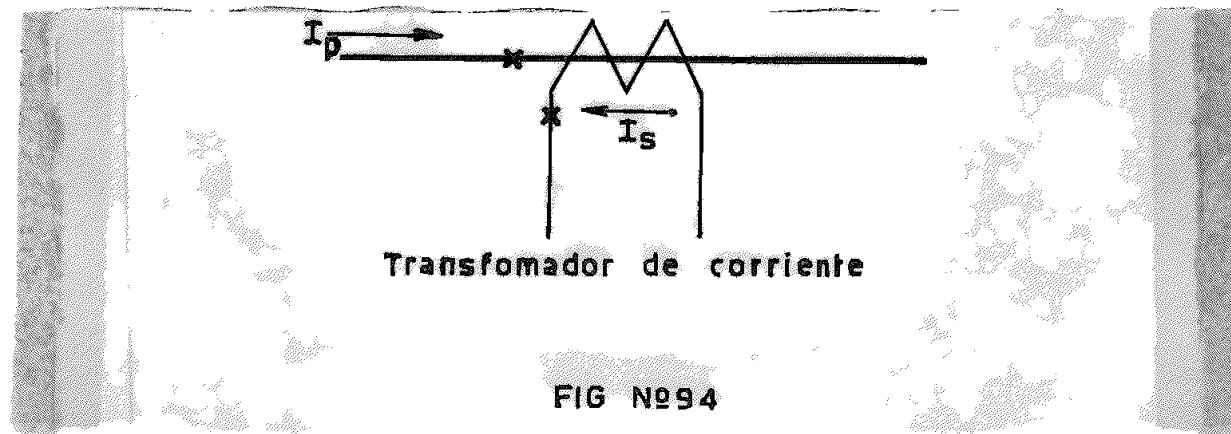


FIG N994

VI.4.- FUNCIONAMIENTO.-

El flujo magnético aumenta en forma proporcional a la corriente del primario, pero llegará un momento en que el hierro del núcleo se sature y el flujo no pueda crecer más, aunque la corriente aumente, de manera que la corriente y tensión inducidas en el secundario no podrán aumentar. Esto se debe tomar en cuenta siempre que sea necesario mantener la relación correcta entre las corrientes; en cambio, para el uso normal con instrumentos de medida y relevadores, mediante la saturación, estarán automáticamente protegidos contra corrientes extremadamente altas y sin embargo los relevadores funcionarán bien, puesto que éstos son calibrados para que accionen desde una mínima corriente en adelante, por tanto, siempre existirá corriente suficiente aunque opere con el transformador saturado.

En cuanto a la calidad requerida ésta depende del sistema de protección a usarse, aunque siempre debe tenderse a usar transformadores de medida de la más alta calidad con lo que se reduce la probabilidad de falla en la operación del sistema de protección. Especial cuidado se debe tener cuando se trata de un sistema de protección diferencial en el que es necesario que el transformador reproduzca con exactitud además de las corrientes de carga, todas las corrientes de falla.

VI.5.- DETERMINACION DE LA CALIDAD.-

La calidad de un transformador de medida se mide -

mediante la capacidad que éste tiene para producir el más alto voltaje secundario sin saturación y con menores pérdidas.

Los pasos a seguir para la determinación del comportamiento del transformador son:

a) Determinación del voltaje secundario que puede producir para el servicio requerido. Mediante la máxima corriente de falla disponible (previamente determinada) y la relación de transformación asumiendo que no existe error ni por saturación ni por relación se obtendrá la corriente en el secundario; y con la fórmula:

$$E_S = I_S(Z_E + Z_S + Z_c)$$

E_S = Voltaje inducido en el secundario (Voltios)

I_S = Corriente en el secundario (Amperios)

Z_E = Impedancia de la carga conectada al transformador (ohmios)

Z_S = Impedancia del arrollamiento secundario (ohmios)

Z_c = Impedancia de los conductores que unen el transformador con la carga.

NOTA:

Se entiende por error de relación la razón entre la relación de transformación real y teórica.

b) Determinar si el transformador puede producir este voltaje E_S sin saturación; para lo cual existen tres métodos:

b)1.- Por la fórmula básica de transformadores:

$$E_S = 4,44 f \cdot N_S \cdot A \cdot B_{\text{máx}} \cdot 10^{-8} \text{ (Voltios)}$$

E_S = Voltaje inducido en el secundario (Voltios)

f = Frecuencia (c/s)

N_S = Número de espiras del secundario

A = Sección transversal del núcleo (cm^2)

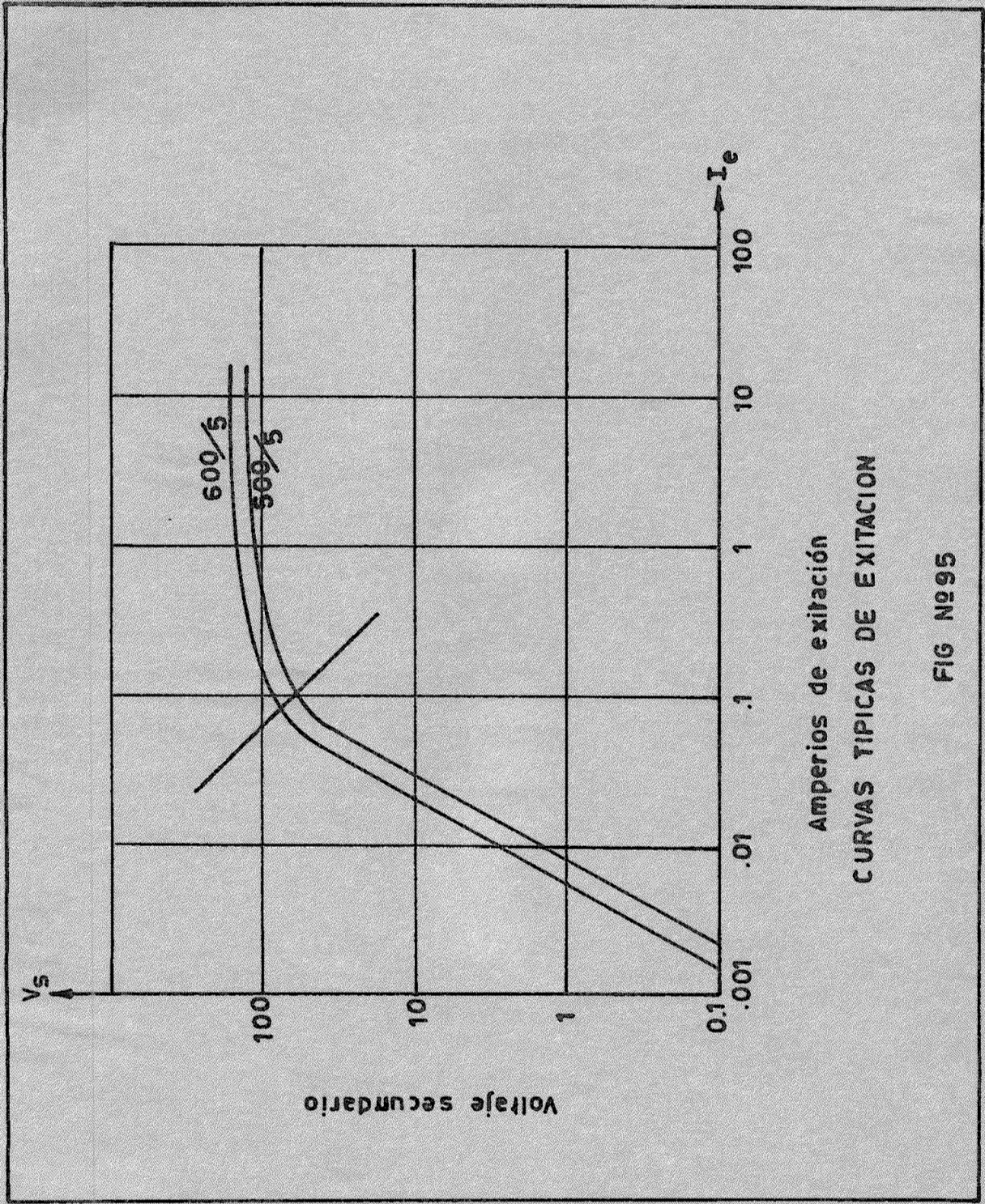
$B_{\text{máx}}$ = Densidad del flujo máxima (líneas/ cm^2)

Al usar este método es necesario conocer la sección transversal del núcleo lo cual lo hace poco práctico. Por otro lado es necesario conocer el valor máximo de la densidad del flujo para lo cual se pueden adoptar valores conocidos según la clase de núcleo. Los transformadores de medida modernos tienen un $B_{\text{máx}}$ de unas 15.500 (líneas/ cm^2) y son construídos de Hipersil que es la aleación de Hierro y Silicio de más alto coeficiente de permeabilidad.

b)2.- Usando las curvas de saturación de los transformadores proporcionadas por los fabricantes. (Fig. No.95)

Estas curvas vienen generalmente dibujadas en función del voltaje secundario y la corriente de excitación transferida al secundario.

Una vez obtenido el valor de E_S mediante el pri-



Amperios de excitación
 CURVAS TÍPICAS DE EXITACION

FIG Nº95

mer paso se recurre a las curvas en las cuales podemos observar - si existe o no saturación para producir dicho voltaje.

b)3.- Mediante las clases de exactitudes normales de transformadores de medida de precisión según A.S.A.; Esta clase de transformadores proporcionan el máximo voltaje que puede producir el transformador a los bornes del secundario sin exceder el error especificado. Dos son las clases de transformadores A.S.A.: El clase H para transformadores con alta impedancia interna, y el clase L para transformadores con baja impedancia interna.

La clasificación H significa que la máxima tensión dada para el transformador en el secundario puede ser engendrada por cualquier valor de corriente secundaria comprendida entre 5 y 20 veces la normal. Si el transformador tiene 5 Am. de corriente normal engendrará la máxima tensión con intensidades entre 25 y 100 Amperios.

Así, si la máxima tensión es de 120 Voltios la exactitud especificada alcanzará entre 25 y 100 Amperios secundarios si la impedancia secundaria varía entre 4,8 y 1,2 , con cualquier combinación que de 120 Voltios.

$$25 \text{ A.} \times 4,8 = 120 \text{ V}$$

$$100 \text{ A.} \times 1,2 = 120 \text{ V}$$

La clasificación L indica que la máxima tensión especificada para el transformador será inducida sin exceder el -

error especificado sólo con una corriente secundaria de 20 veces la normal. En este caso, si la corriente es menor, la impedancia tiene que ser mayor para que pueda engendrar la tensión especificada pero el error se eleva en igual proporción que la impedancia.

Así, si la máxima tensión es de 120 Voltios la exactitud especificada alcanzará con 100 Amperios secundarios y 1,2 de impedancia, pero si la corriente es sólo 25 Amperios la impedancia será de 4,8 y su error no será mayor que $4,8/1,2 = 4$ veces en tanto por ciento que el error con 100 Amperios.

Las exactitudes especificadas normalizadas pueden ser 2,5% ó 10% del error de relación para cualquier clase de transformadores.

En la nomenclatura usada se pone en primer lugar el porcentaje de error luego la clase de transformador y por último la máxima tensión secundaria a engendrarse.

Así: 2,5 H 100 : indica un transformador de medida de alta impedancia interna con un porcentaje de error máximo del 2,5% con corrientes entre 5 y 20 veces la normal y cuya máxima tensión secundaria es de 100 Voltios.

10 L 120 : indica que es un transformador de medida de baja impedancia interna con un error máximo del 10% con corriente 20 veces la normal y con una máxima tensión secundaria de 120 Voltios.

La Fig. No.96 muestra las características I_S vs E_S

de los transformadores de medida standards ASA tipo H y L

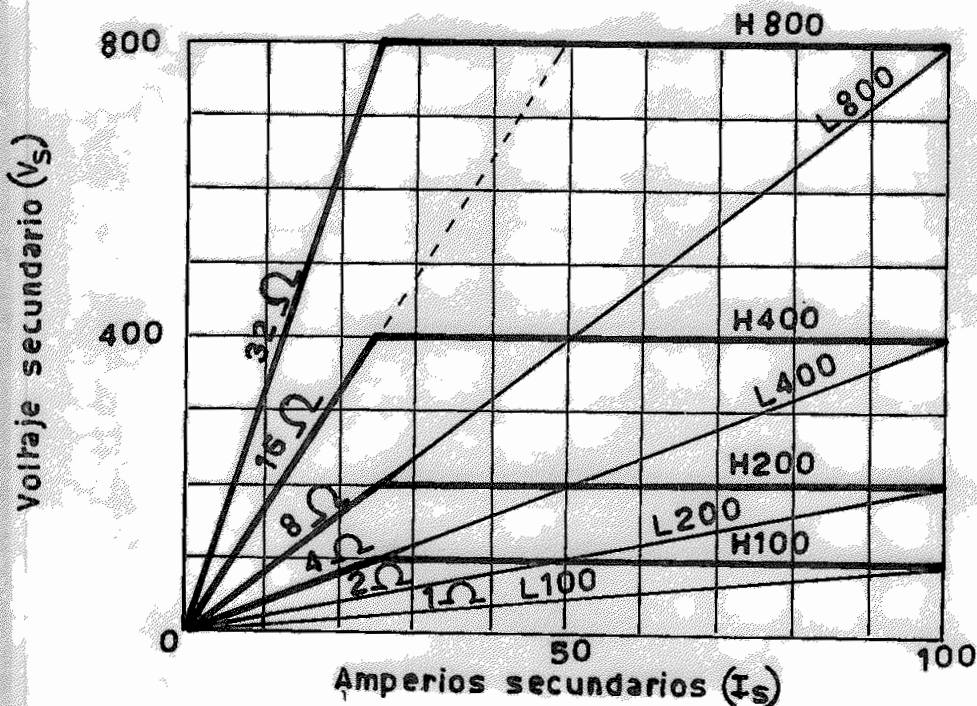


FIG N996

VI.6.- SELECCION.-

Para la selección de un transformador de medida en primer lugar se debe determinar sus máximas corrientes tanto en el primario como en el secundario. Si el transformador es de corriente la máxima corriente del primario será la máxima de carga existente en dicho punto, y la corriente del secundario vendrá da

da por la máxima admisible para dicho circuito, que como se había visto es generalmente de 5 Amperios. Con estos datos se podrá obtener la relación de transformación teórica necesaria.

En segundo lugar habrá que determinar la capacidad necesaria de transformador dada en Voltamperios lo cual se obtendrá conociendo la impedancia total que tiene que alimentar el transformador ($Z_E + Z_S + Z_C$), que multiplicada por la corriente secundaria elevada al cuadrado nos dará la capacidad del transformador.

Si se trata de un transformador de potencial será necesario conocer la tensión del sistema al cual va a ser aplicado sea entre fases o fase neutro, y relacionarlo con la tensión elegida para el secundario que generalmente es 120 V.

La capacidad será determinada conociendo la impedancia total a alimentarse.

Previamente, en cualquiera de los dos casos se determinará la calidad necesaria en el transformador de medida.

C A P I T U L O VI : B I B L I O G R A F I A

REFERENCIA No.	PAGINAS CONSULTADAS
(1)..-	2-5 a 2-6 y 3-1 a 3-10
(6)..-	163 a 170
(7)..-	Tomo I : 731 a 741 y 1271 a 1272

CAPITULO VII
SISTEMAS DE PROTECCION

Los relevadores de protección pueden ser usados para la detección de anomalías, mediante el uso del elemento apropiado y el esquema de protección conveniente, según la clase y calidad de protección que se desee dar, y la parte del sistema que va a ser protegida, así:

- 1.- Protección de generadores
- 2.- Protección de transformadores
- 3.- Protección de barras
- 4.- Protección de líneas
- 5.- Protección de motores

A continuación se tratará sobre los sistemas de protección usados con relevadores más comúnmente usados para la protección de las diferentes partes de los sistemas eléctricos.

VII.1.- PROTECCION DE GENERADORES.-

VII.1.A.- Generalidades.-

A pesar de que en la actualidad la construcción de los generadores ha alcanzado alta técnica, todavía pueden ocurrir fallas internas que ocasionarían daños en todo el sistema si no se las corta.

Las principales condiciones anormales en un generador son:

- a) Fallas en los bobinados
- b) Sobrecargas
- c) Fallas en el campo o excitatriz

- d) Motorización de generadores
- e) Desbalance en las fases
- f) Sobrecalentamiento de las partes eléctricas o mecánicas
- g) Sobrevelocidad

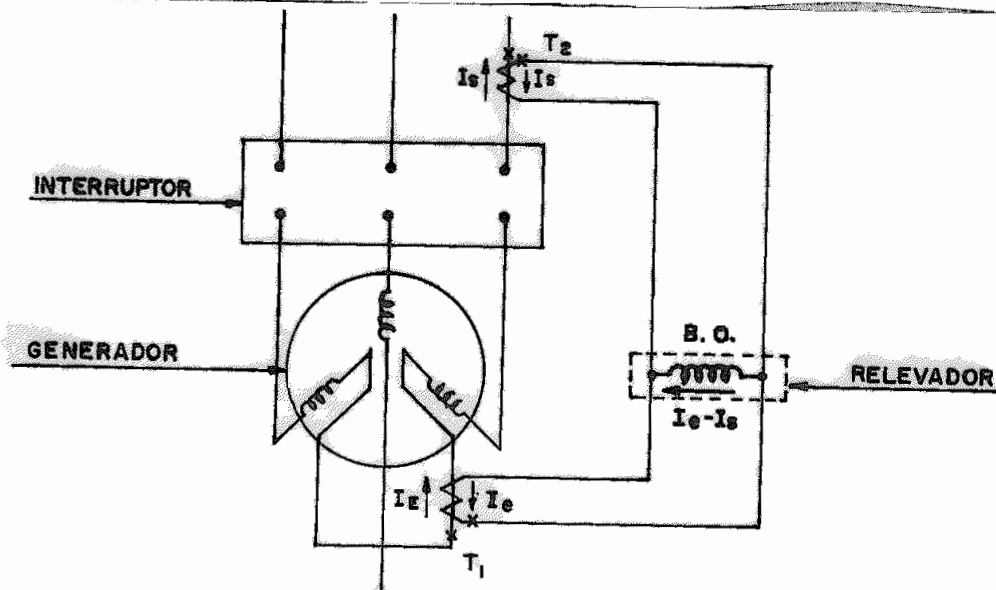
Si bien es cierto, que no todas estas fallas deben ser corregidas mediante el aislamiento del generador del sistema con el disparo automático, también es cierto que todas estas anomalías deben ser detectadas y avisadas a base de alarmas, lo cual se consigue también con los relevadores de protección.

Si los generadores son de más de 1.000 KVA es necesario equiparlos con la protección llamada "Diferencial". Si las máquinas son de una potencia inferior a 1.000 KVA, bien no pueden ser equipadas con esta clase de protección, pero, si éstas se encuentran en paralelo con máquinas grandes o con un sistema, deben ser protegidas contra retorno de potencia. Estas anotaciones son sólo una guía, pues, depende además de la importancia del sistema, de los costos inicial, de operación y de mantenimiento.

En cuanto a los relevadores, los más comúnmente usados son los de velocidad normal (0,1 seg.) y del tipo "Relación de Corrientes". En caso de no ser posible obtener una discriminación adecuada para ser detectada, de las corrientes de cada transformador de corriente es necesario utilizar los relevadores del tipo de "Alta Velocidad".

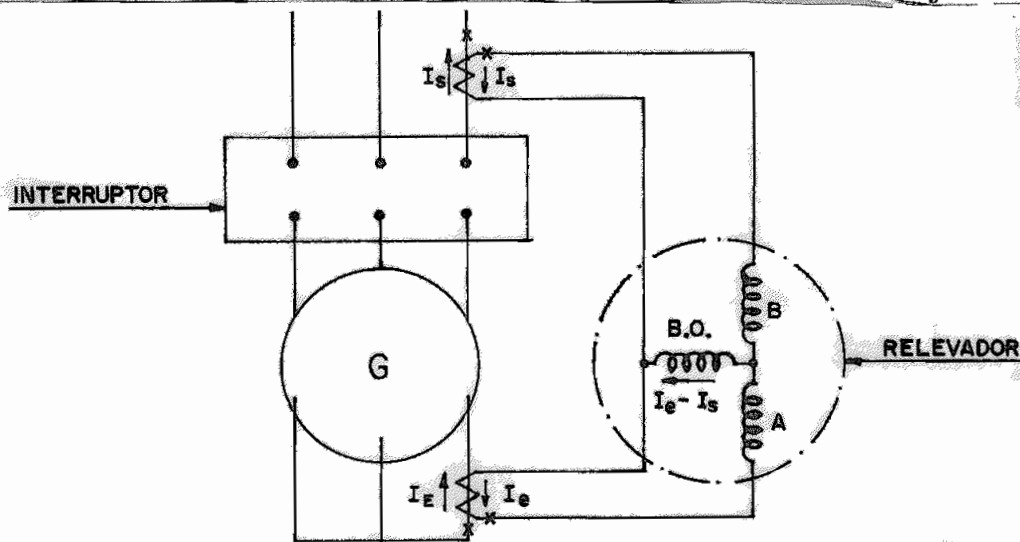
VII.1.B.- Protección Diferencial.-

La Fig. No.97 muestra el esquema de protección diferencial normal para una fase y con el generador conectado en estrella con neutro a tierra.



En condiciones normales, la corriente que entra en el generador en cada fase FIG. N° 97 gual a la que sale I_S , las mismas que inducirán corrientes iguales (I_e e I_s) en sus respectivos transformadores de corriente (Suponiendo que éstos son exactamente iguales), por tanto, en la bobina de operación del relevador (BO) no existirá corriente ya que por ésta circula la diferencia de las dos. Al producirse una falla sea entre fases o de fase a tierra en el interior del generador, la corriente I_e será diferente de I_s por tanto existirá circulación de corriente por la bobina de disparo y operará el relevador.

Hay que tomar en cuenta que debido a fallas en la manufactura o a diferencias de las impedancias externas en cada transformador de corriente, las corrientes I_e e I_s no serán iguales ni en condiciones normales; esto no sería problema para corrientes de carga puesto que la diferencia es despreciable, pero si la corriente sube a grandes valores como sería en el caso de fallas externas al generador, la diferencia de las corrientes se hace muy grande y opera el relevador sin necesidad. Esta dificultad se salva mediante el relevador diferencial tipo porcentaje que se muestra en la Fig. No.98 el cual consta además con las bobinas A y B llamadas de "Restricción" las cuales son arregladas de tal manera que la corriente de operación debe ser mayor -



mientras más grande es la ~~constante~~ de falla exterior; el crecimiento puede obedecer a un ~~porcentaje~~ constante o variable, en este último caso será mayor a más altas corrientes. El uso de las bobinas de restricción no influyen en la sensibilidad del releva-

FIG. Nº 98

dor para fallas internas.

La Fig. No.99 muestra la protección diferencial de una fase para generadores conectados en delta y cuyo principio de funcionamiento es el mismo que para conexión estrella.

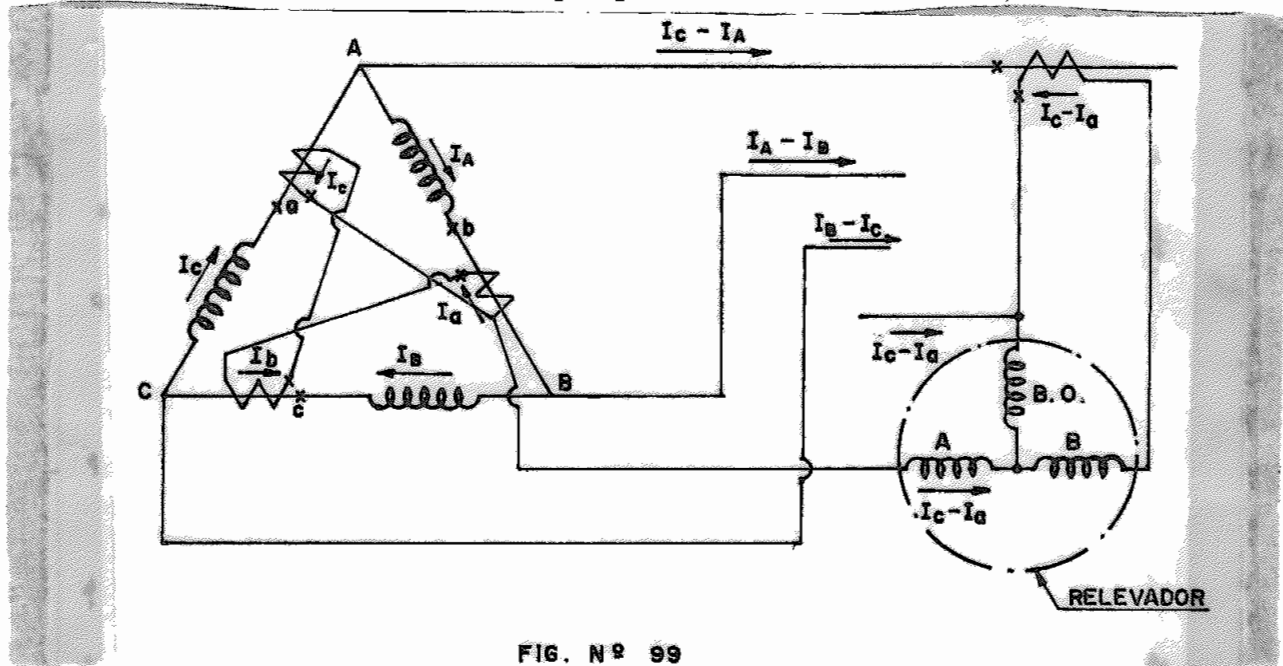


FIG. Nº 99

En este caso las corrientes que van hacia la carga son la diferencia entre dos de las corrientes de los bobinados. - Si existe una falla interna las corrientes se desequilibran y pasará una corriente por la bobina de operación haciéndola funcionar.

En la protección de generadores el relevador debe hacer cortar simultáneamente, el generador, el circuito de campo y si existe, el interruptor automático del neutro; en caso de existir peligro de fuego abrirá la válvula del extinguidor.

La protección diferencial no es eficaz para corto-

circuitos entre espiras de una misma bobina puesto que la corriente que entra es igual a la que sale. Esto se evita si el generador es del tipo de bobinas de fase partida o múltiple según se indica en la Fig. No.100 cuyo funcionamiento es igual al relevador ya descrito con la sola diferencia de que el transformador de corriente del neutro debe ser de doble relación.

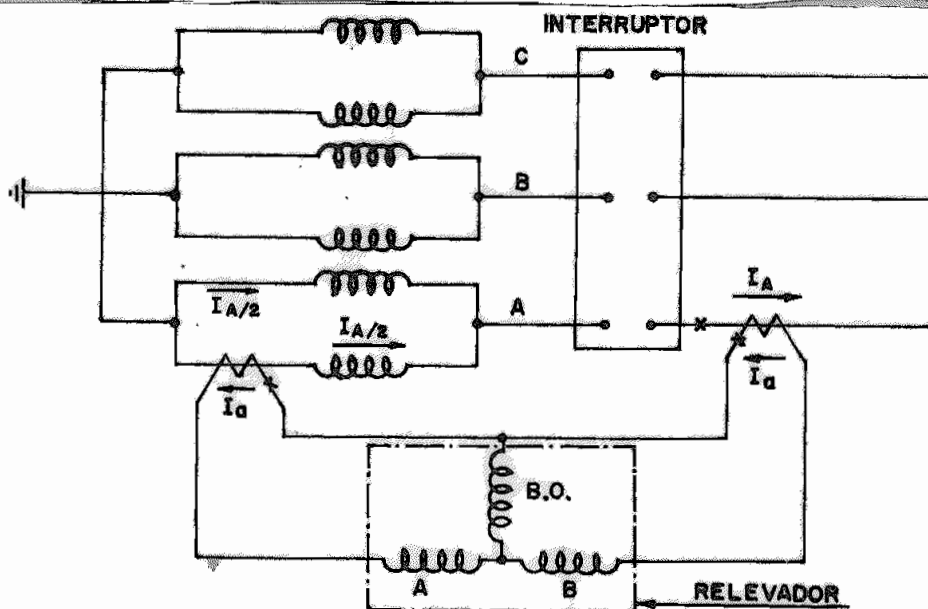


FIG. N° 100

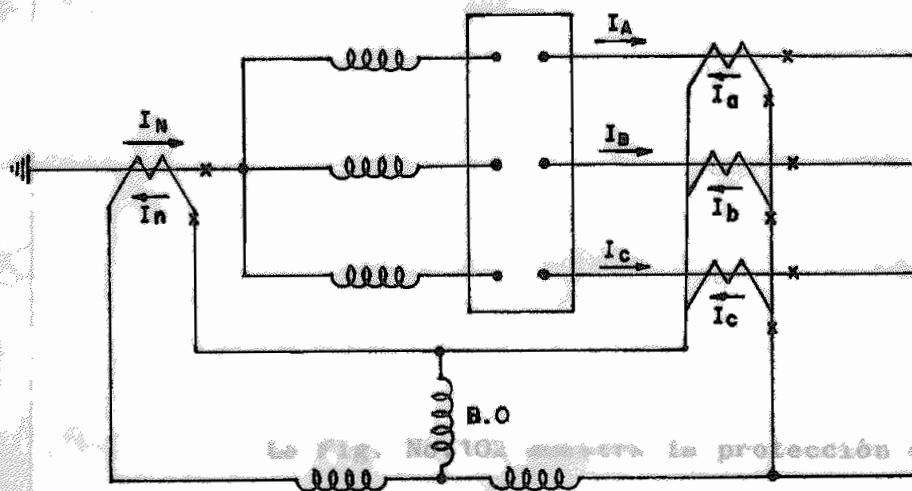
Hay que notar que para sistemas sin neutro a tierra la protección diferencial es inefectiva contra fallas a tierra, y por otro lado, para fallas de cualquier otra clase la puesta a tierra no influye.

VII.1.C.- Protección Contra Fallas a Tierra.-

La protección diferencial de generadores contra defectos a tierra depende de la conexión de las bobinas de éste.

La Fig. No. 101 muestra la protección para generadores conectados en estrella con neutro a tierra. En este caso se requiere un solo elemento relevador que actuará en caso de existir un desbalance entre las corrientes de fase y la del neutro lo cual ocurre al presentarse una falla a tierra pues normalmente

$$\bar{I}_N = \bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c \text{ estén o no equilibradas las fases.}$$



La Fig. No. 101 muestra la protección de generadores

conectados en estrella (o triángulo) pero que funciona

en un sistema de corriente alterna. El relevador usado es del tipo

de corriente máxima por el que circulará corriente sólo si hay falla entre tierra y una de las bobinas, pues normalmente

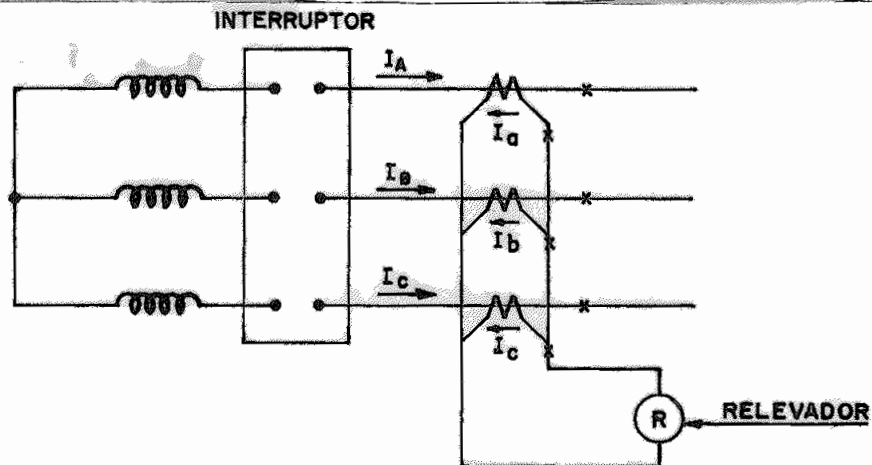


FIG. Nº 102

Se puede usar un transformador de potencial conectado entre el neutro del generador y tierra con un relevador instantáneo o de tiempo inverso sea para accionar una alarma o producir el disparo. Este sistema puede ser usado para generadores con resistencia a tierra pequeña mediante la conexión de un relevador de voltaje y una resistencia en paralelo o uno de corriente con una resistencia en serie (Fig. No.103) o ambos a la vez.

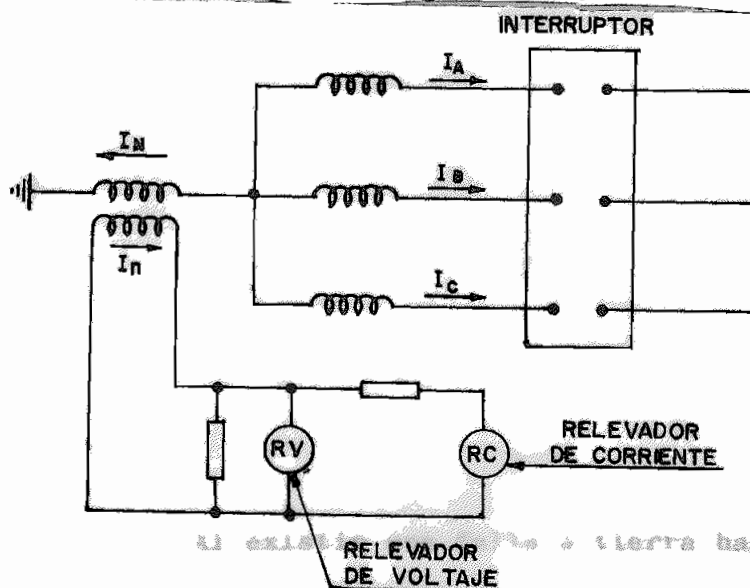


FIG. N^o 103
duciendo tension en el secundario y haciendo circular corriente por los relevadores.

VII.1.D.- Protección Contra Pérdidas de Excitación.-

Las reducciones intempestivas de la excitación ocasionan la inversión en el sentido de la corriente reactiva, lo cual se puede controlar mediante el sistema indicado en la Fig. No.104

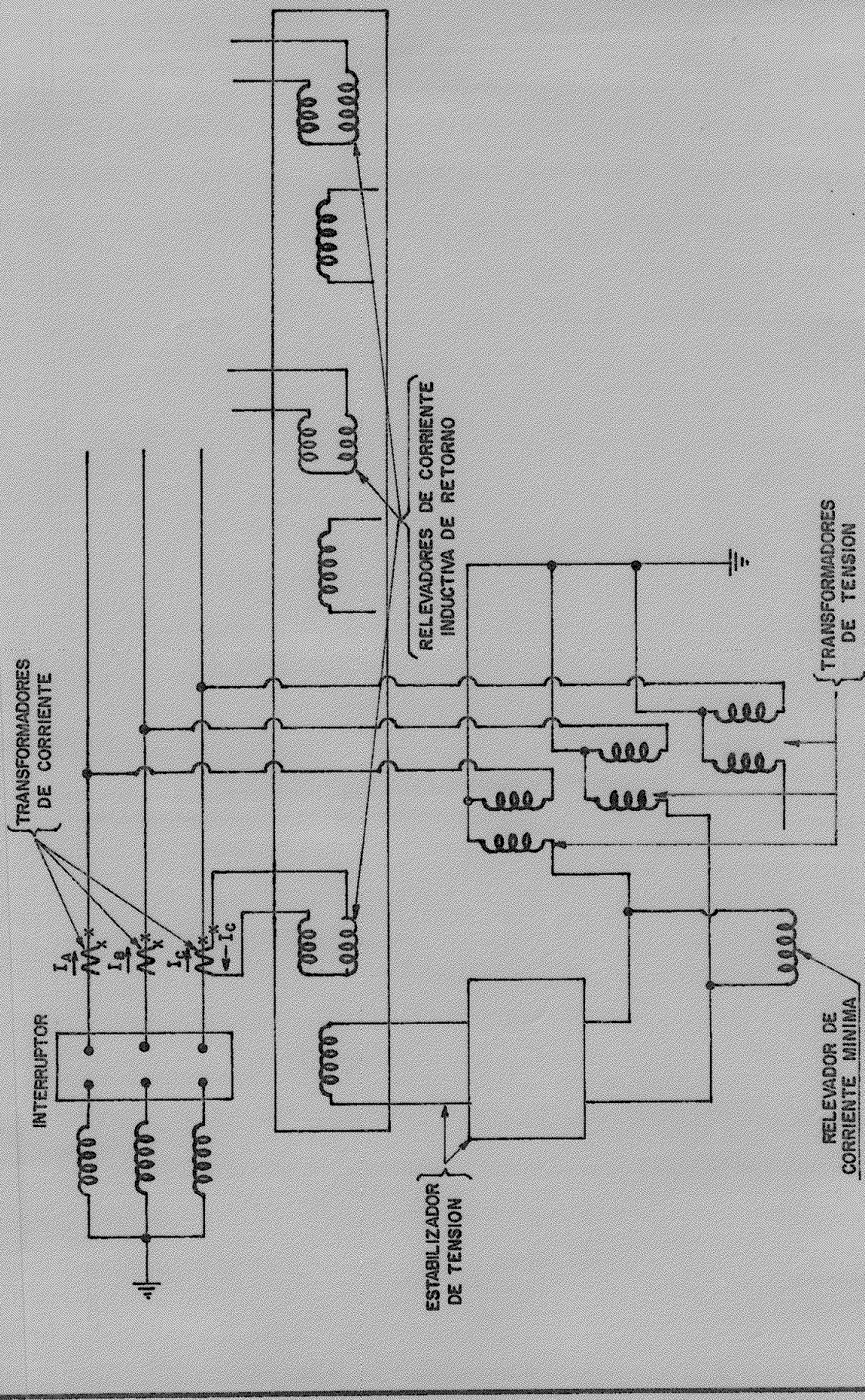


FIG. Nº 104

Este sistema posee dos clases de relevadores el uno de corriente inductiva de retorno que acciona cuando hay reducción intempestiva de la excitación y un segundo relevador de corriente mínima que acciona cuando la corriente de excitación disminuye en forma peligrosa. El estabilizador de tensión aumenta la sensibilidad del relevador en caso de reducirse la tensión de los conductores.

VII.1.E.- Protección Contra Motorización.-

La motorización del generador se produce cuando su unidad motor no es alimentada convenientemente produciéndose la alimentación de energía eléctrica al generador si está interconectado a un sistema; por tanto, la protección contra este defecto se basa sea en medios indirectos: como sería el control de una alimentación correcta de combustible, gas, vapor o agua según el tipo de motor o turbina, o en medios directos que consisten en controlar el retorno de la energía lo cual se obtiene mediante el sistema indicado en la Fig. No.105 el cual funciona mediante un relevador tipo Watímetro o dinámico con bobinas de tensión y corriente que accionan al invertirse el flujo de la energía.

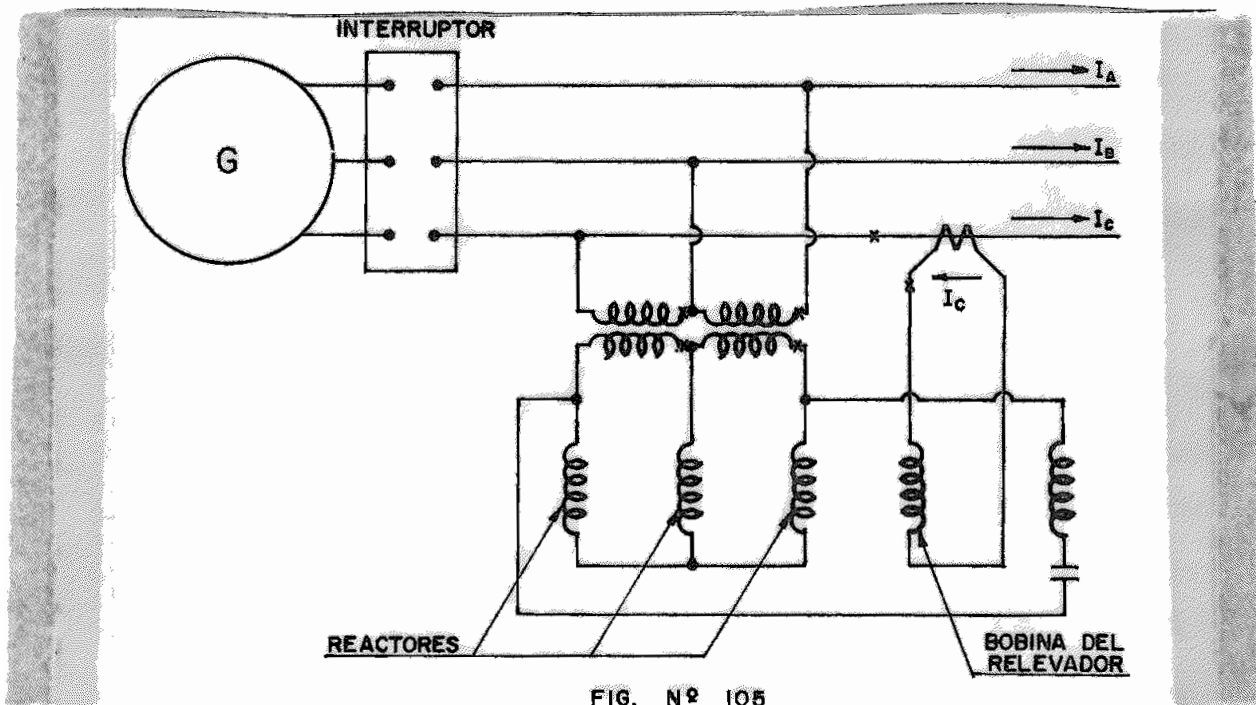


FIG. Nº 105

VII.1.F.- Otras Protecciones.-

Los generadores pueden ser equipados también para protección contra sobre y bajo voltajes, variación de frecuencia, sobre y baja velocidad, elevación de temperatura, aunque es menos común pues son usados en centrales que carecen de servicio. Existen relevadores que detectan cualquiera de estas anomalías y son conectados a los circuitos de protección normales.

Además, los relevadores y circuitos usados en protección de generadores y de las grandes máquinas rotativas tienen

que cumplir las siguientes condiciones:

- a) Tener buena sensibilidad para detectar las fallas en el interior de la máquina.
- b) En lo posible insensibles para fallas externas.
- c) Ser de operación instantánea con tiempos menores a 0,1 seg.
- d) Deben operar cerrando el circuito de disparo del interruptor automático que aísla la máquina del resto del sistema y además cortar la corriente de excitación.
- e) En sistemas de importancia harán funcionar el sistema de extinción de incendios automáticamente.

VII.2.- PROTECCION DE TRANSFORMADORES.-

VII.2.A.- Generalidades.-

Los transformadores de fuerza deben ser protegidos contra sobrecargas y cortocircuitos tanto internos como externos, para lo cual los mismos transformadores traen consigo aparatos para la protección o detección de las fallas.

Las sobrecargas son detectadas mediante relevadores de imagen térmica sumergidos en el aceite del transformador, pero accionados por un transformador de corriente de tal manera -

que lea la temperatura del cobre. Estos relevadores pueden ser usados, o sólo para accionar una alarma que indique elevación de temperatura, o para accionar los contactos de disparo en caso de temperaturas muy peligrosas. Existen también indicadores de temperatura del aceite que ejecuta las mismas funciones pero con menos eficiencia.

Para detectar las fallas se usan circuitos de protección con relevadores diferenciales directos o de relación iguales a los usados en protección de generadores, pero provistos de accesorios que corrigen los errores por la corriente transitoria inicial por magnetización, la relación de transformación y los cambios de fase.

A los transformadores pequeños especialmente en los usados en mallas se los incluye en la misma zona de protección de la línea. Algunos transformadores pequeños entre 600 y 3.000 KVA traen consigo fusibles para la protección interna que se funden dentro del aceite y que proporcionan protección contra fallas internas.

VII.2.B.- Protección Diferencial.-

El circuito de protección usado para un transformador estrella con tierra y triángulo mediante relevadores diferenciales se muestra en la Fig. No.106 en el cual se puede notar que la conexión de los transformadores de corriente son conectados en forma inversa (triángulo - estrella con tierra), de esta manera -

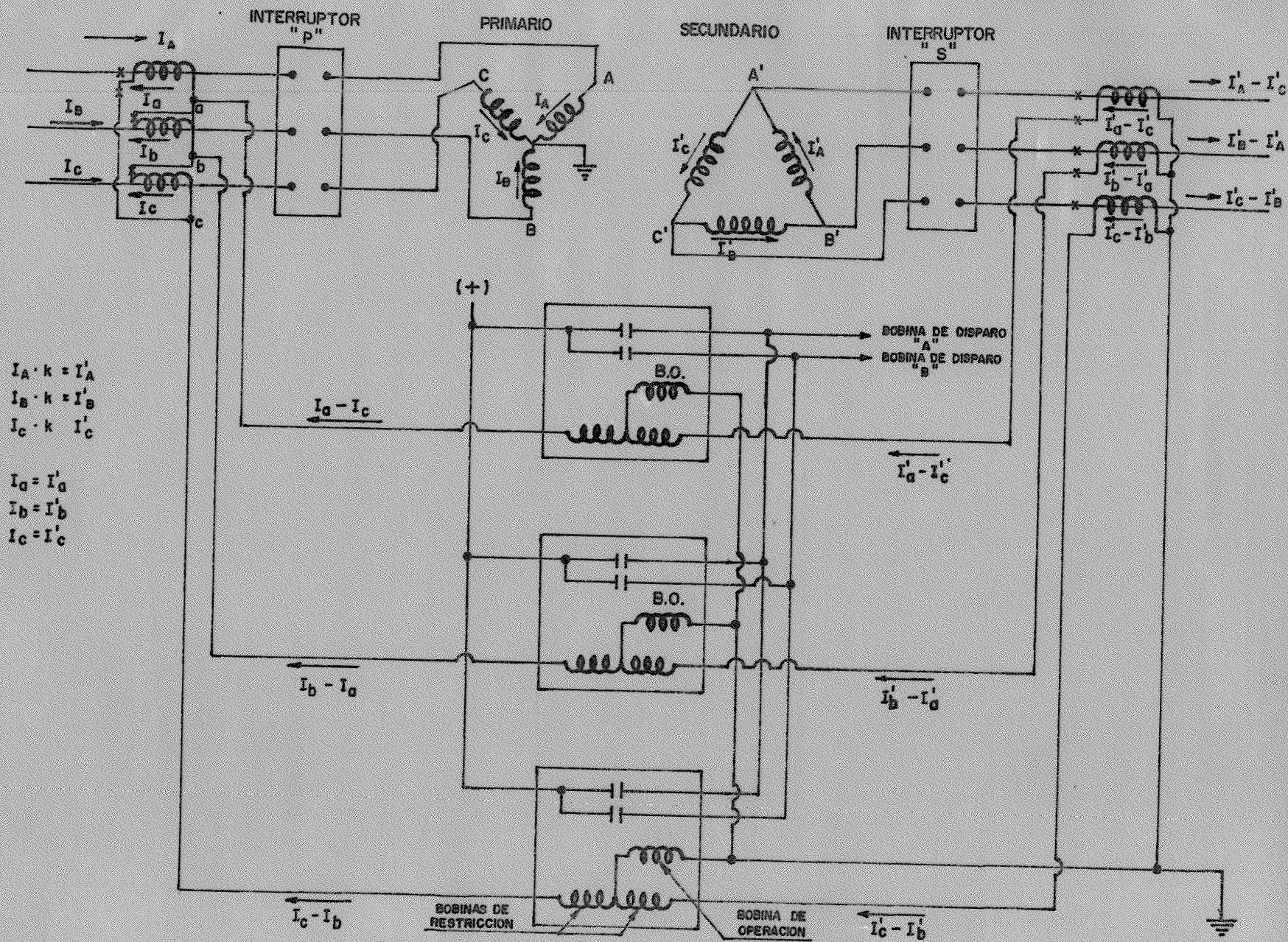


FIG. Nº 106

las corrientes en los transformadores de corriente serán las mismas.

Su funcionamiento es igual a la protección diferencial de generadores puesto que los transformadores de corriente deben ser escogidos de tal manera que las corrientes inducidas sean iguales tanto en alta como en baja.

La corriente transitoria inicial por magnetización aparece cuando se cierra el interruptor que energiza al transformador y puede llegar a ser varias veces mayor que la máxima corriente de carga y con una gran componente de corriente continua, especialmente si el cierre se efectúa en el momento que la onda de voltaje pasa por cero o sea la densidad del flujo es máxima, dependiendo esta corriente, por tanto, del flujo residual existente en forma inversa.

Cuando se despeja una falla, el transformador queda casi totalmente energizado debido a que la falla se despeja generalmente cuando el voltaje pasa por cero, por esto la relación de disminución de la componente de corriente continua y de la corriente transitoria de magnetizante es generalmente pequeña especialmente si la relación L/R (Constante de tiempo) es grande.

Tomando en cuenta esto, se deben usar los relevadores diferenciales, para la protección de transformadores de velocidad normal, con una característica diferencial del 50% y 2,5 amperios como mínimo para el disparo. La operación de éstos, du -

rante la corriente transitoria magnetizante, se previene debido:

- a) A su gran fijación,
- b) A sus características de tiempo inver
sas y
- c) A la acción de frenado que produce la
componente de corriente continua so -

bre el disco de inducción.

En caso de que sea imposible evitar el disparo en el período de magnetización, se debe utilizar un aparato supresor del disparo en este período, desensibilizando el relevador; éste debe ser usado principalmente con relevadores diferenciales de alta velocidad o con relevadores de hilo piloto cuando los transformadores son incluidos como parte de la línea para la protección.

La Fig. No.107 muestra la protección diferencial para transformadores conectados en estrella - estrella o triángulo - triángulo con la cual estará protegido inclusive contra fallas a tierra.

Como conclusión podemos establecer unas reglas para la conexión de los transformadores de corriente en la protección diferencial.

- a) Los transformadores de corriente situados en el lado del transformador conectado en estrella deben ser conectados en triángulo y viceversa.

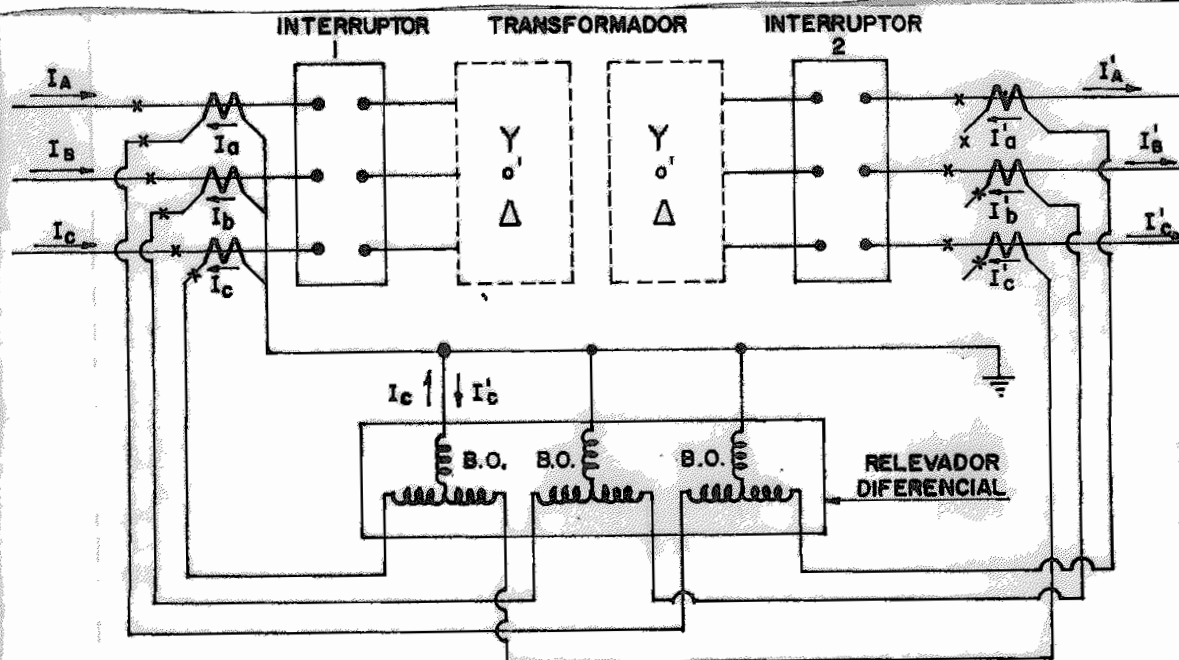
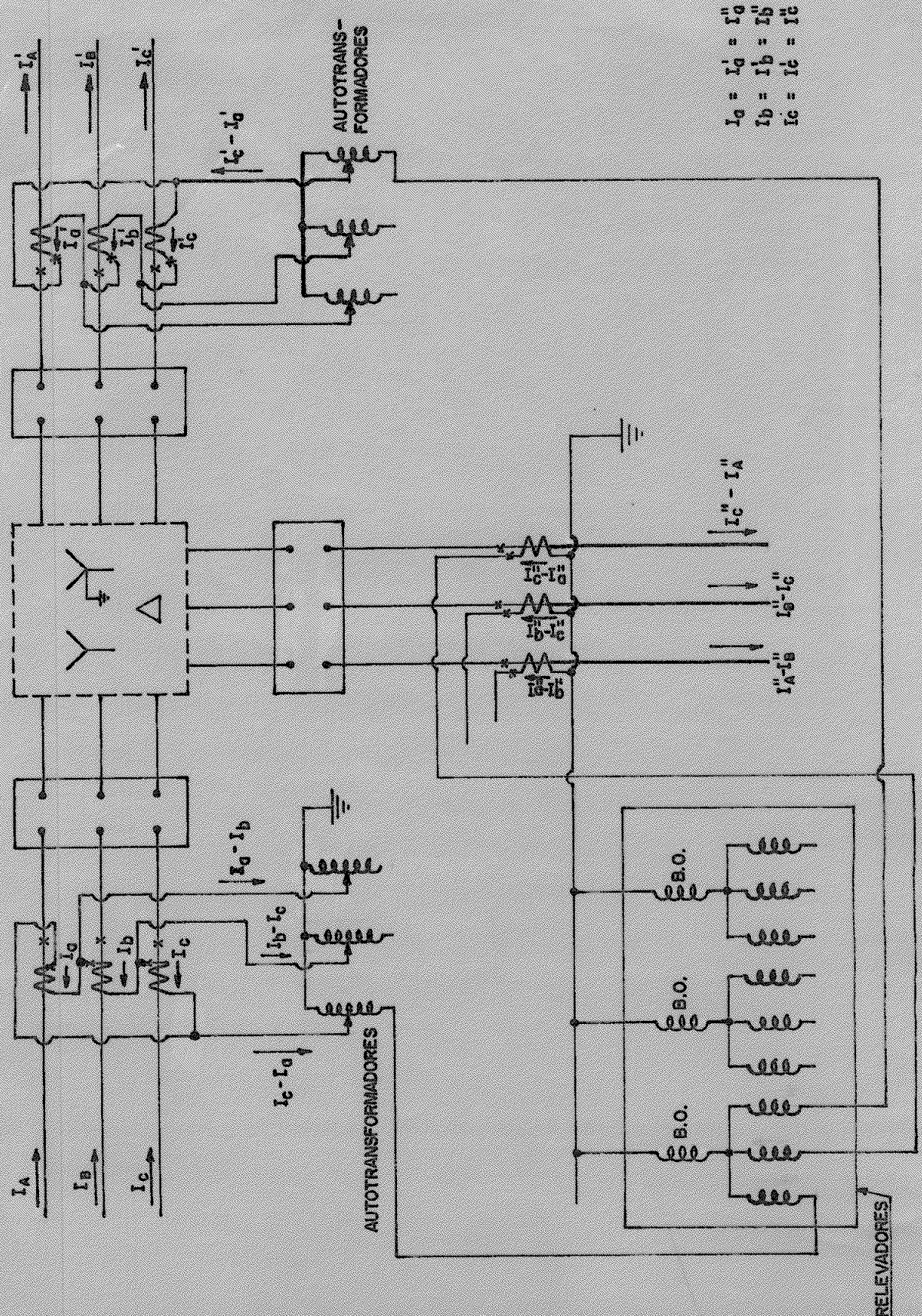


FIG. Nº 107

b) La conexión de los transformadores de corriente deben ser una réplica de los de potencia considerando lo expuesto anteriormente.

c) En lo posible debe elegirse transformadores de corriente con 5 Amperios en el secundario a plena carga cuidando las relaciones de transformación para alta y para baja tensión, y además la conexión de los transformadores de potencia pues las corrientes inducidas pueden o no ser las mismas de línea.

Un transformador de tres arrollamientos puede ser protegido mediante relevadores diferenciales con tres bobinas de restricción para cada fase y con las conexiones de los transformadores



$$I_a = I_a' = I_a''$$

$$I_b = I_b' = I_b''$$

$$I_c = I_c' = I_c''$$

FIG. Nº 108

dores de corriente según las reglas anotadas. En la Fig. No.108 se indica esta clase de protección para una de las fases de un transformador de tres arrollamientos conectados en estrella - Delta - estrella.

En condiciones normales la suma de las corrientes es cero y no hay circulación de corriente por las bobinas de disparo (B.D) pero al existir una falla se desigualan las corrientes de entrada con las de salida produciéndose la circulación de corriente por la bobina de disparo.

VII.2.C.- La Protección de Transformadores de Puesta a Tierra.-

Puede realizarse mediante relevadores de corriente máxima conectados como se indica en la Fig. No.109

Esta protección no protege al arrollamiento no puesto a tierra contra fallas a tierra, pero si contra contactos entre espiras de cualquier arrollamiento.

La suma de las corrientes simétricas en condiciones normales es cero por tanto no habrá desbalance debiéndose calibrar los relevadores para corrientes mayores que las normales, así al existir una falla cualquiera, las corrientes que circulan por las bobinas de operación aumentan haciendo funcionar al relevador. Al producirse una falla a tierra en el lado delta no altera las condiciones pues no existe conexión a tierra en éste.

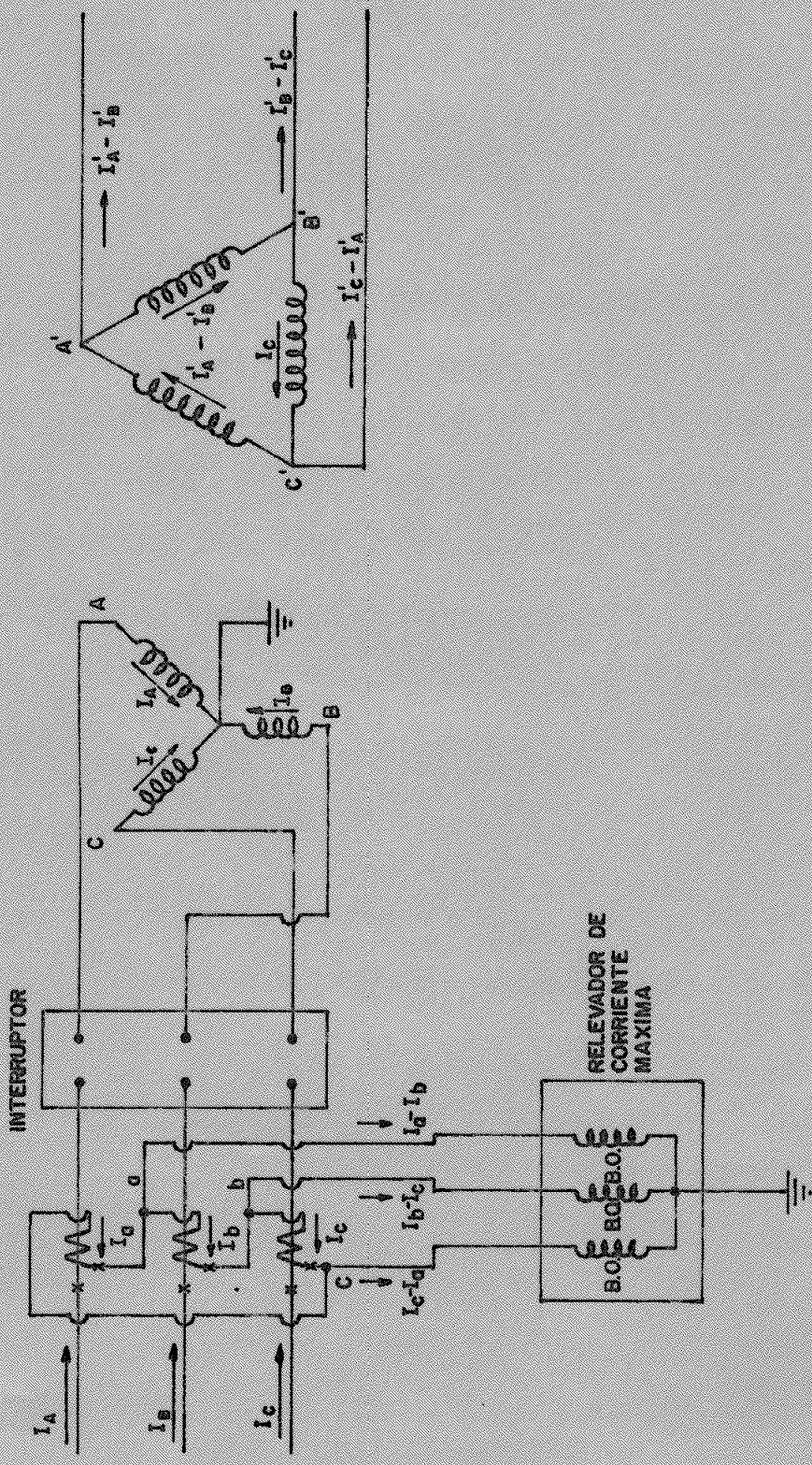


FIG. Nº 109

VII.2.D.- La Protección Contra Corriente Máxima.-

Se puede usar, en caso de no justificarse la protección diferencial, sólo como protección primaria; y si se tiene la diferencial se la puede usar como protección de retaguardia.

VII.2.E.- Protección Con Relevadores de Presión de Gas.-

Se realiza mediante la provisión de una cámara en la parte más alta del transformador en donde se acumula el gas -- que se despidе a causa del recalentamiento de una parte interna -- del transformador haciendo accionar al relevador al alcanzar una determinada presión.

VII.3.- PROTECCION DE BARRAS.-

VII.3.A.-

En la Fig. No.110 se muestra el diagrama unifilar de la protección mediante relevadores de máxima tipo inducción y de operación instantánea.

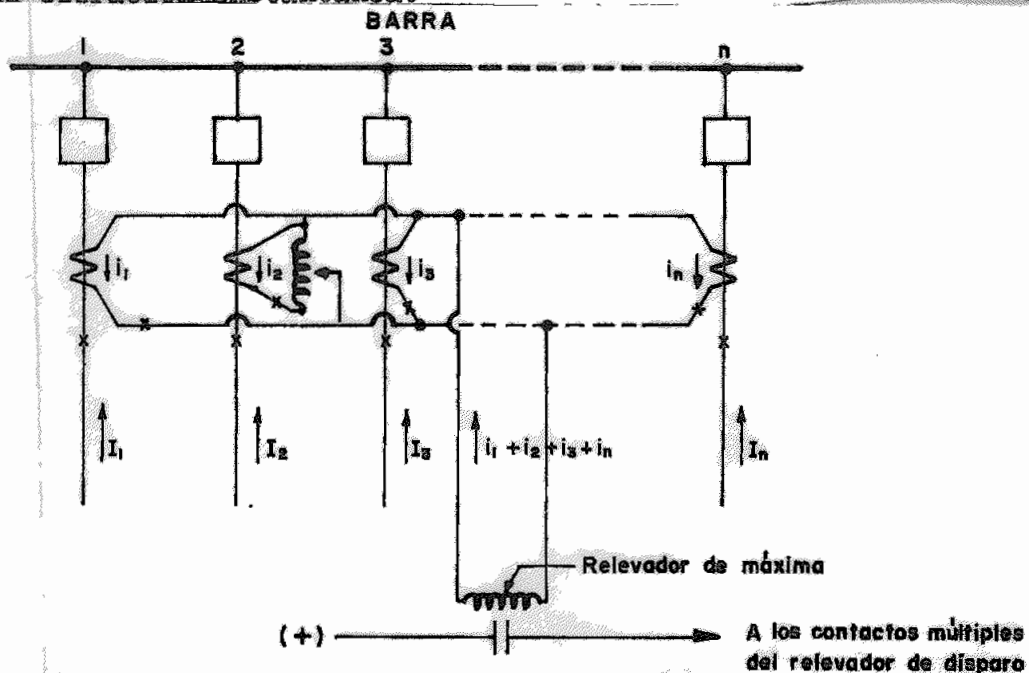


FIG. NO. 110

Mediante este sistema, al producirse una falla interna en las barras, ésta es alimentada por los primarios, por tanto la corriente se eleva e induce en el o los transformadores de corriente que están alimentando a la carga que constituye el relevador, éste opera cerrando el circuito de los relevadores de disparo. En este sistema los transformadores de corriente deben ser de igual relación de transformación, aunque la capacidad de los alimentadores sea diferente pues en este último caso se usarán autotransformadores para variar la relación efectiva (alimentador 2). Las corrientes que se producen en fallas de barras son generalmente altas por lo que los ajustes de relevadores bien no puede ser fino. Los transformadores de medida se colocan en los alimentadores que proporcionan energía a la barra.

VII.3.B.- La Protección Diferencial.-

De corriente de tipo de relación se muestra en la Fig. No.111. Este tipo de protección es más sensible y ofrece la ventaja de proporcionar un retardo de tiempo indispensable (de 3 a 6 ciclos) que permite que los relevadores respondan a corrientes menos altas que las iniciales de falla evitando así su operación indebida por el aumento en la diferencia de relaciones de transformación a altas corrientes.

Al producirse una falla las corrientes inducidas son mayores superando la de calibración del relevador el cual opera.

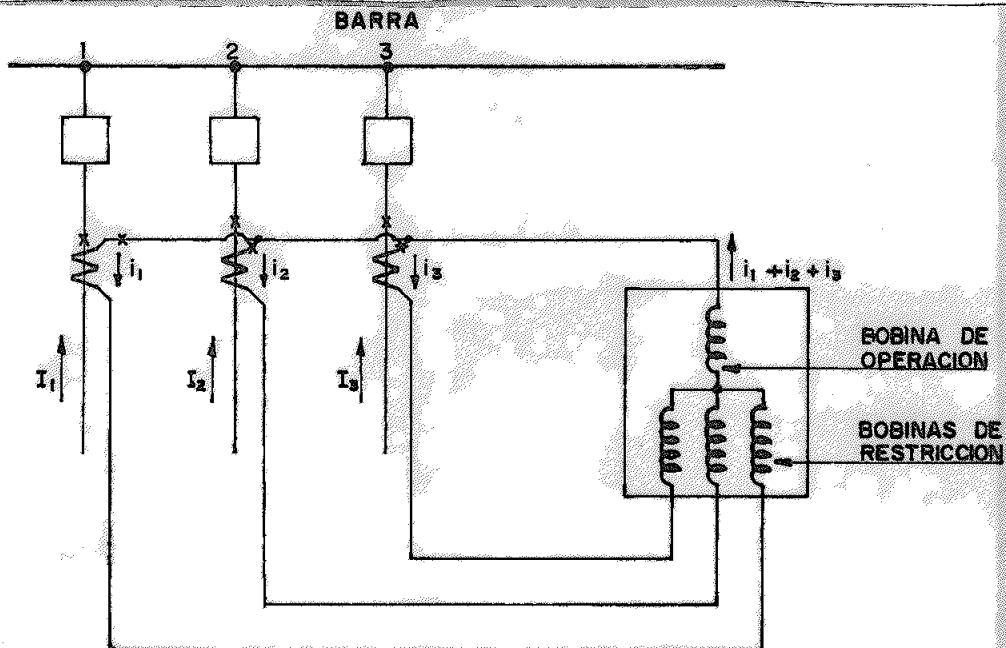


FIG. Nº III

Las bobinas de restricción realizan la misma función del retardo de tiempo, es decir, evitan el funcionamiento indebido de los relevadores en los primeros ciclos de corriente de falla. Los transformadores de medida se colocan en los alimentadores que proporcionan energía a la barra.

VII.3.C.-

Otro sistema de protección de barras es el de conexión lineal de los transformadores de corriente en los alimentadores que proporcionan energía a la barra. Será usado en caso de necesitarse alrededor del 4% de la corriente de falla disponible para ser calibrado. Este es un sistema muy sensible y de alta velocidad. En sus transformadores de medida se acepta sólo un $\pm 1\%$

de tolerancia, y los relevadores usados en esta protección son de elemento polar, provistos de transformadores saturables para lograr un ajuste bajo, o de elemento de solenoide instantáneo. Su esquema se muestra en la Fig. No.112 en la cual se puede observar que su funcionamiento se realiza con falla en cualquier punto de la barra si la corriente es mayor que la suma:

$$(i_1 + i_2 + i_3 + \dots + i_n) \text{ de corrien--}$$

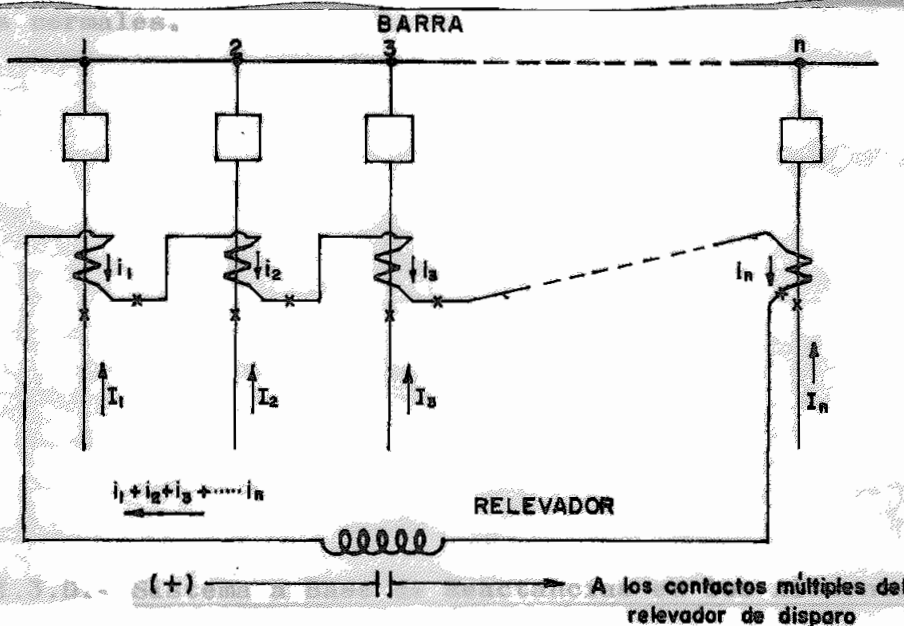


FIG. Nº 112

En esta clase de protección se pueden usar relevadores con elemento de impedancia o impedancia modificada. Con este sistema de protección se puede evitar la instalación de muchos transformadores de corriente en los alimentadores principales, instalándose éstos en los generadores y seccionamientos de la barra (Fig. No.113)

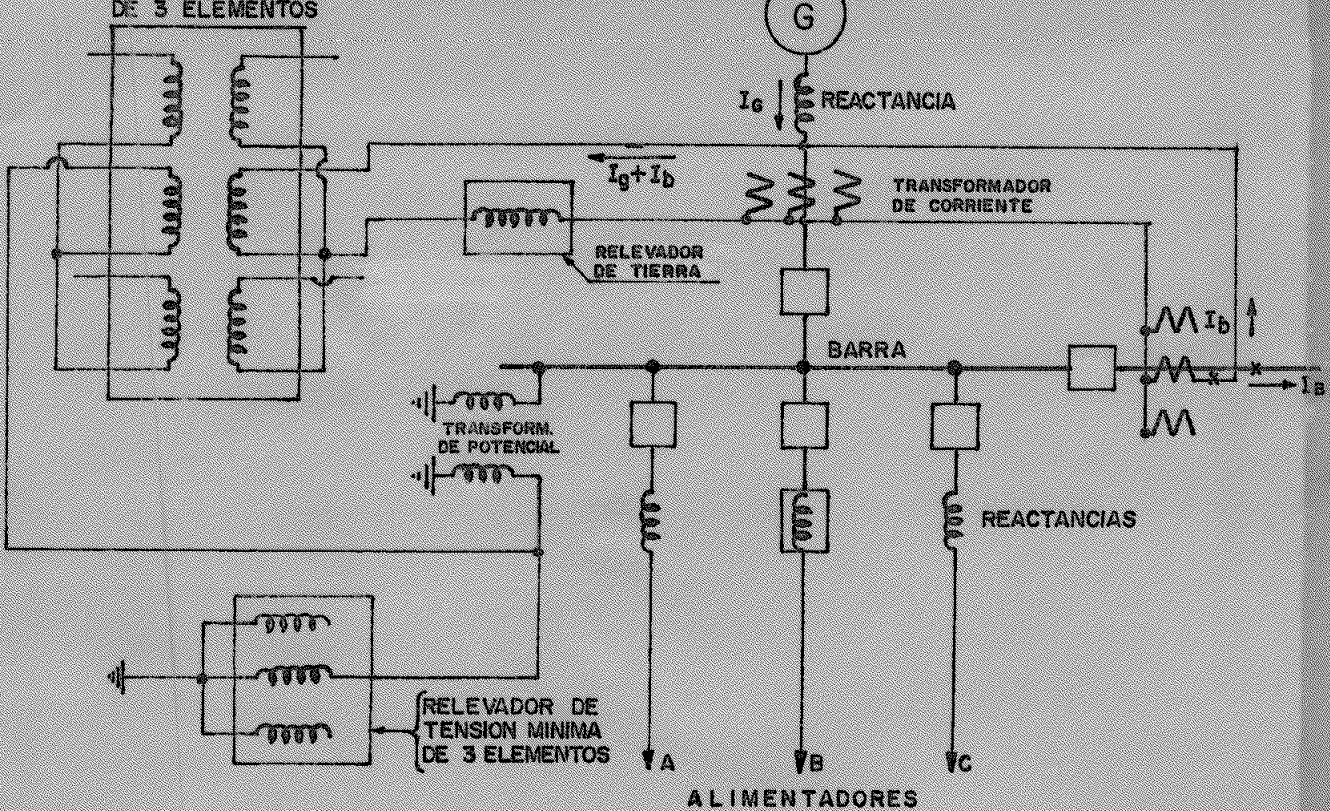


FIG. N° 113

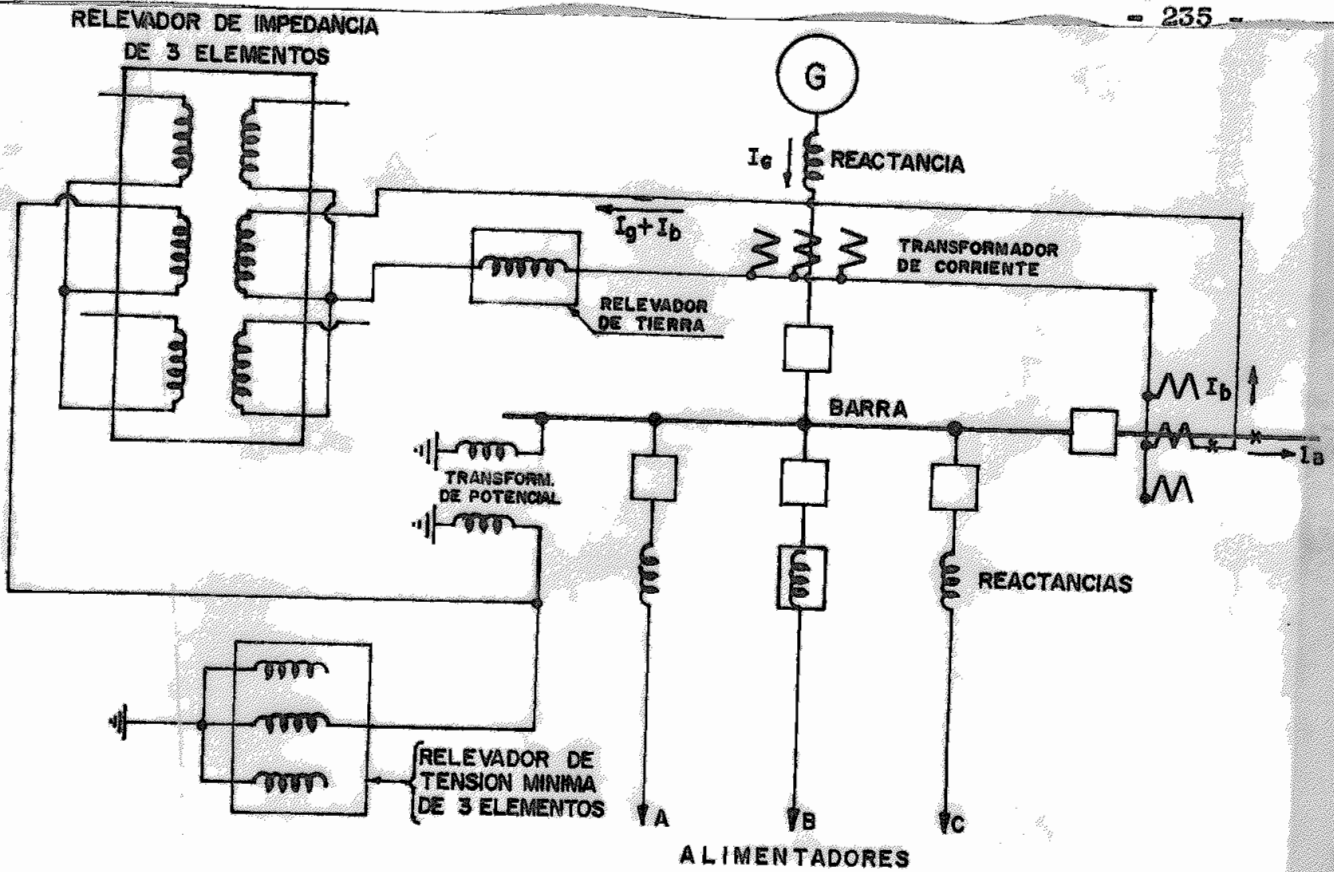


FIG. Nº 113

Los relevadores serán ajustados de tal manera que no funcionen con fallas más lejanas que las reactancias.

Se usarán también:

a) Relevador de corriente máxima en el neutro de los transformadores de medida cuando la estructura de las barras sea tal que no puede ocurrir fallas entre fases y serán ajustados alto para que accionen sólo en caso de falla, y

b) Relevador de tensión mínima conectado en paralelo con los transformadores -

de potencial de la barra protegida que evitará el funcionamiento de los relevadores de intensidad al producirse una falla más allá de las reactancias o si está abierto el circuito de tensión del relevador de impedancia. Por tanto la falla en la barra se despejará sea por la alta corriente o por bajo voltaje que se producen simultáneamente a causa de la falla.

VII.3.E.-

Existe otro sistema de protección usado en barras nuevas o existentes con partes aisladas, conectando entre sí todas las partes metálicas con las cuales la barra puede tocar, y aisladas, para mediante una sola toma conectar a tierra y mediante un transformador de corriente al relevador. Esto puede ser usa

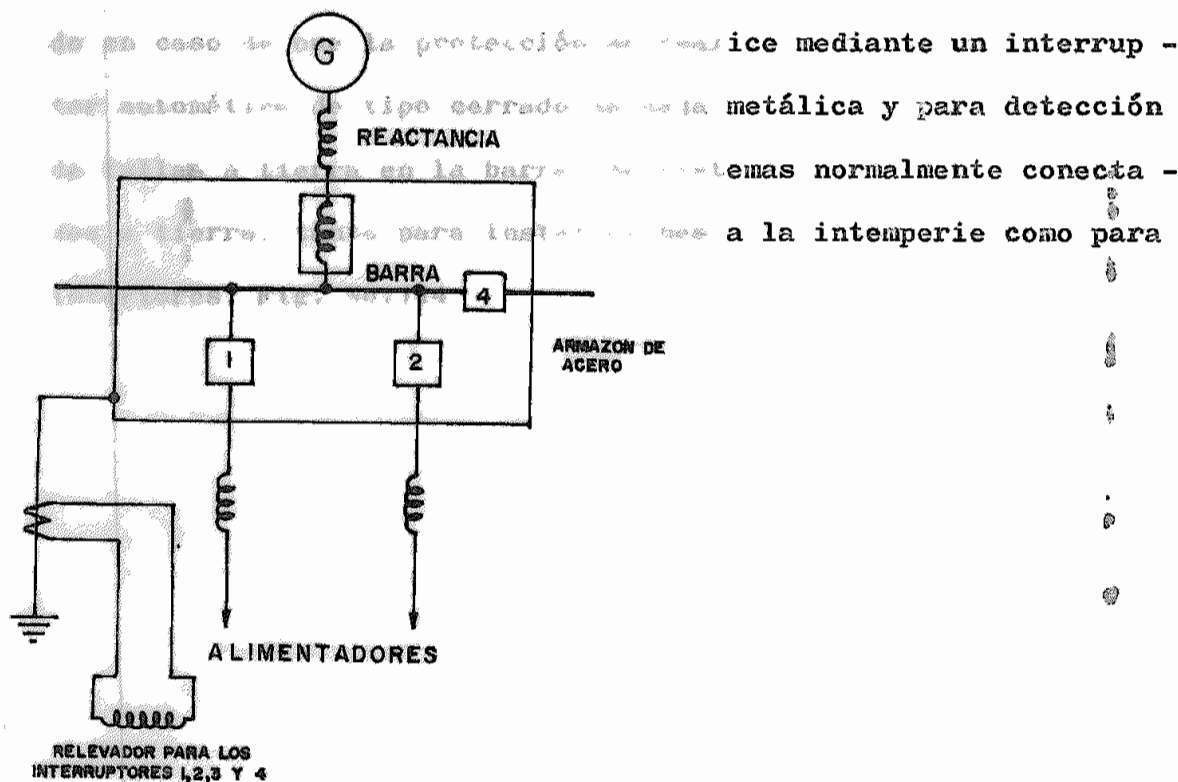


FIG. N° 114

VII.3.F.- Protección diferencial Parcial.-

Es usada para protección de barras mediante sólo - relevadores direccionales de corriente máxima y con transformadores de corriente que bien no pueden ser de igual relación de -- transformación. El sistema puede ser económico si el número de - alimentadores principales que parten de la barra es pequeño y además si el sentido de transmisión de la potencia es el normal.

Los relevadores de corriente máxima y direccionales funcionarán en caso de cortocircuito en las barras, éstos últimos indican el paso de la energía hacia las barras, procedentes de todos los alimentadores. Los relevadores deben poseer selectividad de tiempo con los relevadores de los transformadores y generadores. La protección direccional podrá usarse sin reactancias - en los alimentadores siempre que exista alimentación en sentido - contrario. (Fig. No.115)

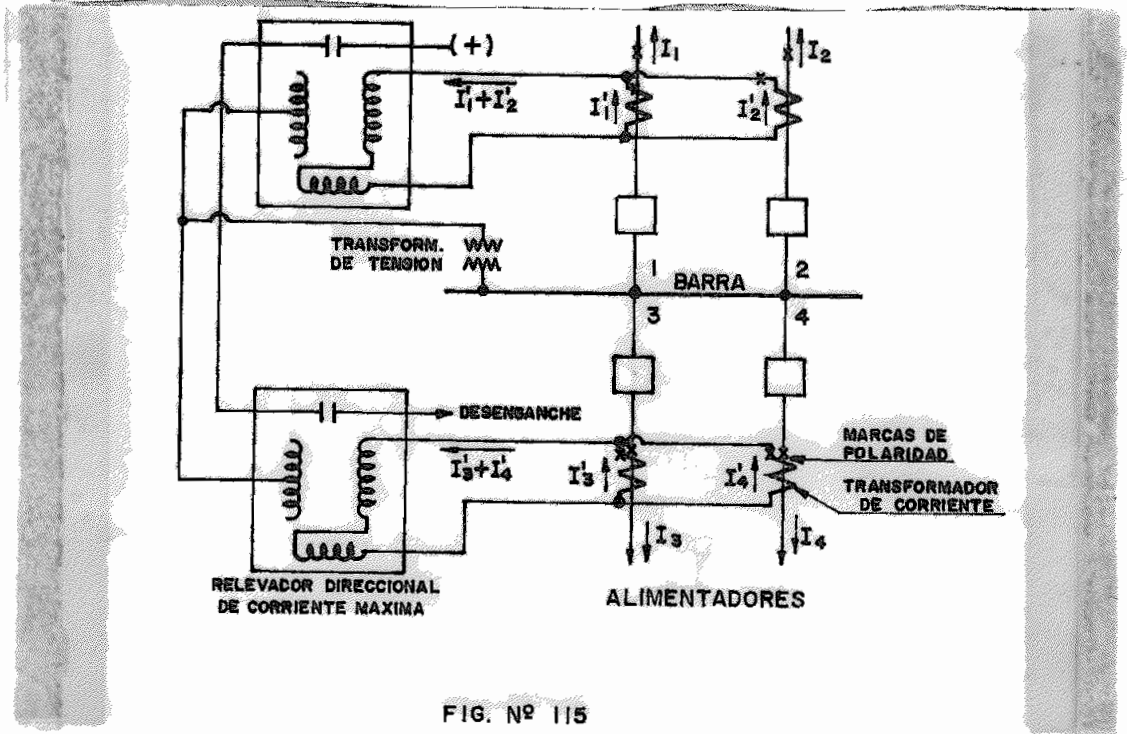


FIG. Nº 115

VII.4.- SISTEMAS DE PROTECCION PARA LINEAS DE TRANSMISION.-

La carga disponible para transportar por una línea de transmisión depende del límite de estabilidad en la línea.

Hay dos tipos de límite de estabilidad: el de estabilidad normal y el de estabilidad transitoria.

La continuidad del servicio depende del adecuado escogitamiento de todas las partes del sistema de la línea de transmisión en operación y de que la cantidad de tiempo que una línea de transmisión está fuera de servicio debe ser reducida al mínimo.

Las líneas de transmisión mientras más largas, están sujetas a fallas mayores y de inestabilidad transitoria con los consiguientes daños mayores en el equipo eléctrico, siendo por tanto, importante, que para mejor estabilidad y continuidad del servicio, las fallas sean despejadas lo más rápidamente posible, y que la menor parte del sistema quede fuera del servicio; en otras palabras, que el relevador sea rápido y de alto grado de selectividad.

Para la protección de líneas de transmisión o alimentadores en general se necesita generalmente sólo relevadores contra cortocircuitos, aún cuando en ciertos casos puede ser necesario preveer otra clase de protección. La protección de corriente máxima en circuitos de ramales de distribución y transmisión de capacidad reducida se lo realiza casi siempre con fusibles, de

bido a su menor costo inicial y al perfeccionamiento alcanzado - por éstos actualmente; pero si se desea o justifica protección - con aparatos interruptores automáticos, será económico al hacerla con interruptores en aceite y con bobinas de disparo en serie en las que no es necesario ajuste exacto. Las bobinas de disparo en serie pueden estar formando parte del mismo interruptor sea con - accionamiento instantáneo o calibrado en el tiempo.

Para protección de mayor exactitud se usan relevadores más perfeccionados, especialmente los de disco de inducción que poseen una característica de tiempo muy inverso y definido; - puede combinarse con un elemento de disparo instantáneo o corriente máxima para corrientes que pasen de cierto valor predeterminado, utilizados especialmente para protección de retaguardia.

La selectividad de los relevadores puede ser en - tiempo, usado en sistemas sencillos, y en corriente con relevadores de "Tiempo Inverso Definido" o sea aquellos en los que al llegar a un cierto valor la corriente el tiempo adquiere un valor in variable. Los relevadores deben ser ajustados para proteger no só lo el propio circuito sino también los siguientes, para así proporcionar la protección de retaguardia.

Para protección contra fallas a tierra en sistemas con neutro a tierra, se puede instalar los relevadores en el circuito del neutro de los transformadores de corriente, con lo que se los puede ajustar con mayor sensibilidad. Los relevadores de -

enclavamiento y los de máxima de fase, pueden usarse con relevadores de máxima del neutro. (Fig. No.116)

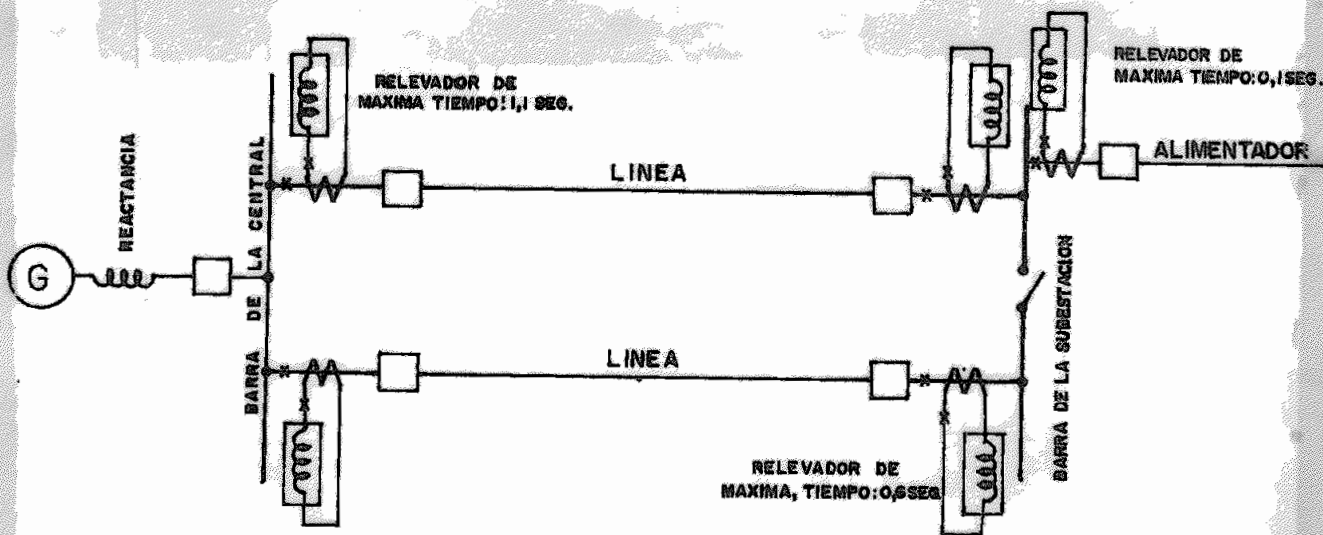


FIG. Nº 116

Para obtener una buena selectividad entre relevadores de máxima, es necesario en ciertos casos los dispositivos de enclavamiento como son: los elementos direccionales, los instantáneos ajustados a intensidades muy elevadas y relevadores de tensión. Este enclavamiento consiste en evitar el funcionamiento de los otros relevadores.

La protección "Diferencial" será útil sólo para líneas o alimentadores cortos.

La protección mediante "Hilos Pilotos" ha sido perfeccionada en los últimos tiempos, pero está limitada por el alto costo y por la resistencia eléctrica de los hilos pilotos.

En la Fig. No.117 se muestra un sistema de protec-

ción con hilos pilotos alimentados con corriente alterna con la ventaja de que no necesita transformadores de tensión para los relevadores, posee dos conductores pilotos.

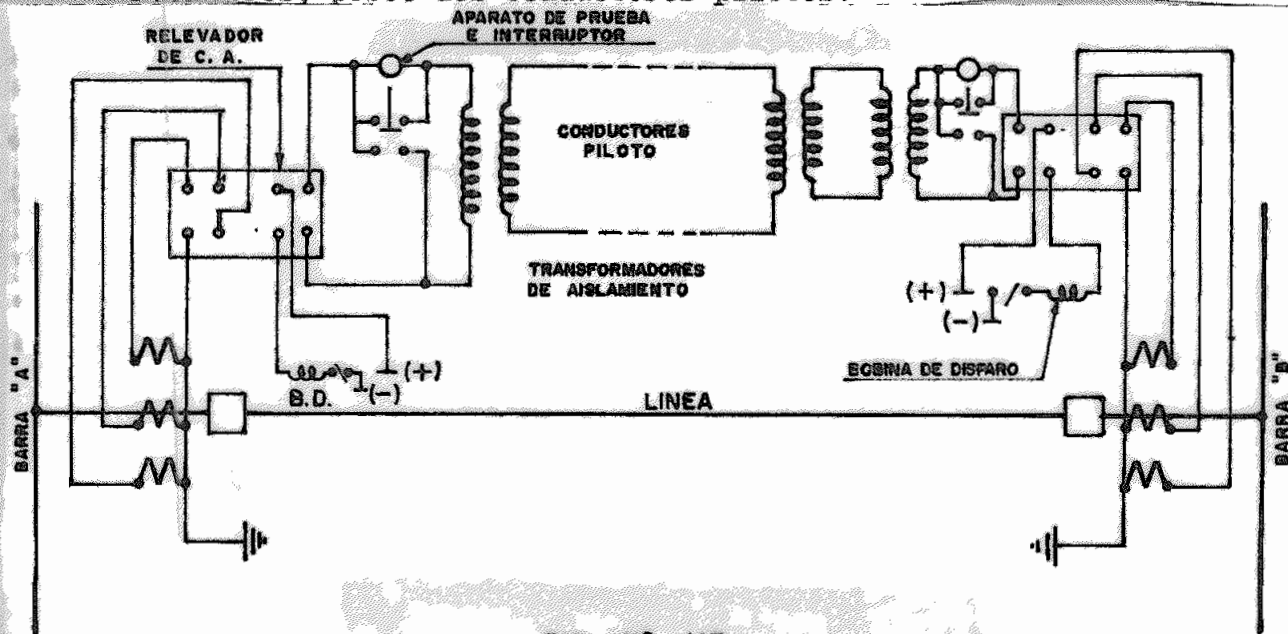


FIG. NO. 117

Este sistema proporcionará protección contra fa --

llas entre fases o entre fase y tierra dentro de la zona de protección y el relevador a usarse puede ser de acción rápida. La tensión entre hilos pilotos es normalmente de 5 Voltios y al producirse un cortocircuito puede subir hasta 60 Voltios.

En la Fig. No.118 se muestra un sistema de protección con hilos pilotos de corriente continua; este puede ser utilizado con relevadores direccionales de máxima o de impedancia para el caso de recibir energía por ambos extremos de la línea, por tanto la corriente de cortocircuito debe ser suministrada por ambos extremos al alimentador defectuoso. Este sistema está limitado a una longitud de un hilo piloto de 16 kmts.

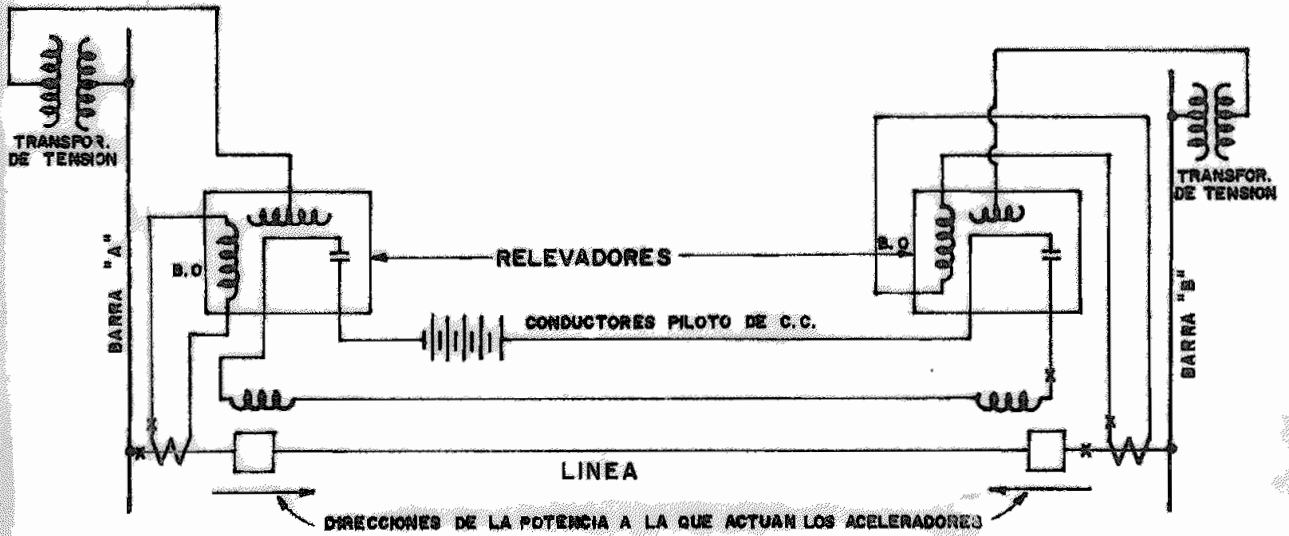


FIG. Nº 118
Para la protección de alimentadores en paralelo,

el método más económico y eficaz es la de "Corriente Equilibrada" la cual se puede aplicar en el lado de la fuente o de la carga siempre que trabajen en paralelo dos o más alimentadores. --

(Fig. No.119)

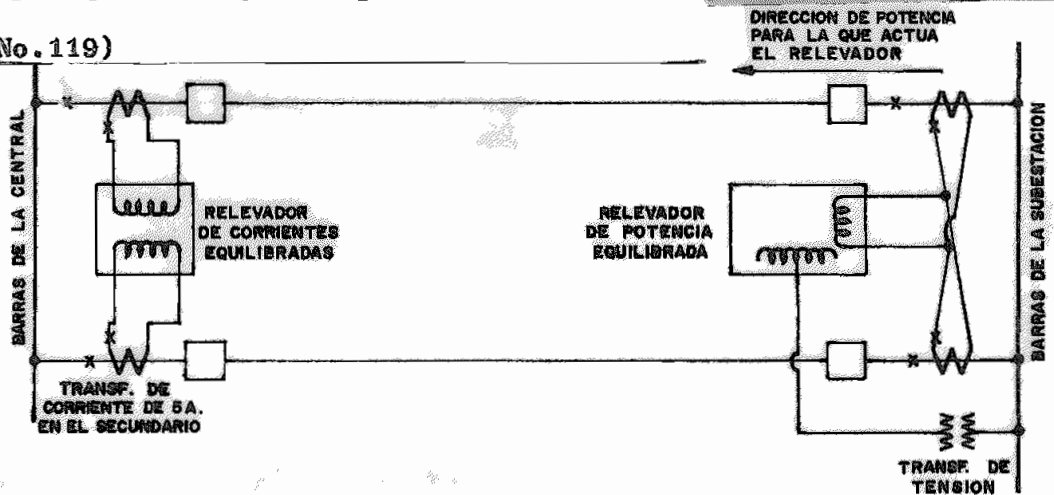


FIG Nº 119
Existe la protección de desequilibrio de corriente

entre fases que es usada cuando los cortocircuitos desequilibrados producen corrientes relativamente débiles insuficientes como para que detecten los relevadores, los cuales deben ser calibrados con fases bien equilibradas.

La protección más útil y que puede usarse sea con uno o varios alimentadores en paralelo es la de "Impedancia" o "Reactancia"; particularmente útil si la línea tiene seccionamiento intermedio ya que los relevadores responden a la reactancia o impedancia del circuito.

Los relevadores de impedancia pueden ser construidos con características de tiempo de tipo escalonado (especialmente los de Reactancia) es decir que para los primeros con 80 ó 90% de la impedancia de la línea puede funcionar con disparo instantáneo y el resto con retraso de tiempo. (Fig. No.120) Así se puede conseguir buena selectividad inclusive contra defectos en secciones adyacentes e inclusive protección de retaguardia. Si la línea tiene alimentación en ambos sentidos, es necesario que los relevadores sean de elementos direccionales. Este tipo de protección es aplicable especialmente para líneas largas, en todo caso debe ser consultado con los fabricantes. En cuanto a economía, el relevador de reactancia es más costoso pero más exacto pues está menos influenciado por la resistencia del arco.

Protección con "Corrientes Portadoras" (Carrier):
Este sistema es similar al de "Hilo Piloto", únicamente que para

transmitir la señal se emplean las mismas líneas de alta y mediante los relevadores de distancia se obtiene la indicación de la existencia de la falla, para que los relevadores receptores accionen a los interruptores de los extremos. (Fig. No,121)

Este sistema se compone de las siguientes partes:

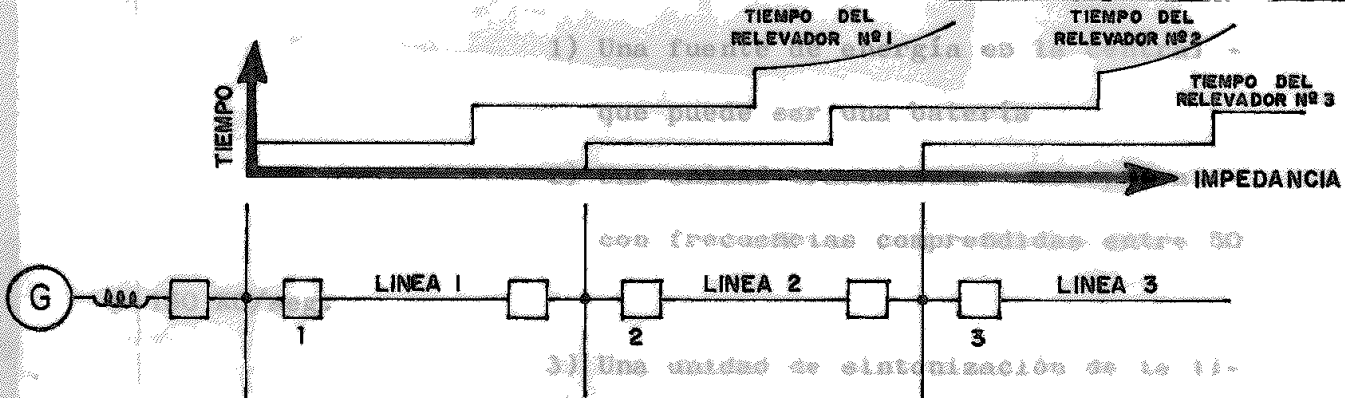


FIG. Nº 120

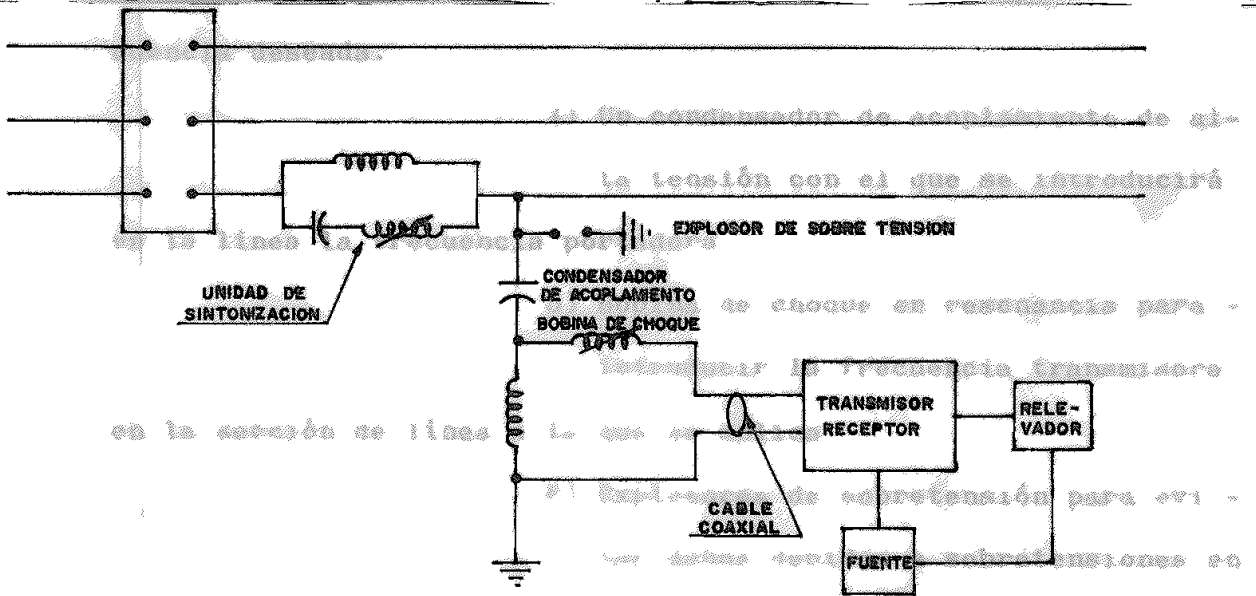


FIG. Nº 121

Al utilizar este sistema es necesario incluir otro sistema adicional de retaguardia tanto para la protección de sec-

ciones adyacentes como del propio sistema, puesto que este no ofrece esa clase de protección.

Para protección contra pérdida de sincronismo entre dos sistemas, se usan relevadores que detectan la sucesión de oscilaciones y las sobreintensidades que acompañan a éstas.

VII.5.- SISTEMAS DE PROTECCION PARA MOTORES.-

VII.5.A.- Generalidades.-

La protección de motores de corriente alterna no ha sido normalizada debido a que no se puede proporcionar adecuada protección para todas las clases de fallas debido a la gran cantidad de capacidades de los motores y a las clases de servicio, dependiendo de esto el grado de protección necesario; sin embargo se puede dar normas generales para cada tipo de protección necesaria en los motores.

En general, la protección para motores está generalmente incluida en el sistema de control del mismo excepto si la protección es térmica.

Como guía se puede indicar que:

Los motores para tensiones inferiores a los 600 Voltios se los debe proteger con fusibles.

Los comprendidos entre 600 y 2.200 Voltios deben ser protegidos con relevadores de sobrecorriente de acción directa que actúen sobre interruptores automáticos y si la

tensión es mayor usarán relevadores de sobrecorriente acoplados con transformadores de medida y circuitos separados.

Los motores de potencia superiores a 1.500 HP. y que funcionan en sistemas de 5.000 Voltios o más, deben ser protegidos con relevadores diferenciales.

VII.5.B.- Protección contra Sobrecorrientes y Fallas entre Fases.-

Esta clase de protección debe prever la corriente inicial de arranque del motor por lo que los relevadores usados deben ser de acción retardada; por otro lado la elección del relevador adecuado presenta dificultades debido a que las curvas de calentamiento del motor son difíciles de conseguir y además por que los relevadores existentes no pueden dar la adecuada protección para toda la gama de corrientes de falla. Así, el relevador de imagen térmica proporciona buena protección sólo para fallas livianas y medias y el relevador de sobrecorriente tipo inducción con retardo de tiempo es sobredimensionado para estas fallas, pero da buenos resultados para fallas pesadas.

Esto da origen a que se realice un análisis detenido y se llegue a la solución más adecuada para determinado problema.

VII.5.C.- Protección contra Fallas a Tierra.-

Esta clase de protección debe ser realizada mediante relevadores de corto tiempo, sean: inversos, muy inversos o de

corto tiempo tipo inducción. Los relevadores, además, pueden ser muy sensitivos puesto que generalmente la fuente tiene impedancia limitadora en el neutro con lo que la corriente de éste disminuye

Si la fuente está conectada a tierra el relevador debe ir acoplado al neutro mediante un transformador de corriente.

Si se trata de proteger grandes motores, se debe tomar en cuenta que la corriente de arranque puede ocasionar el accionamiento del relevador de tierra debido a la diferencia de saturación de los transformadores de medida; este problema se puede solucionar si se logra que la tensión inducida en los bornes del secundario del transformador de medida en el momento del arranque es el 75% de la del transformador clase ASA tipo 10H.

Los métodos más usados para evitar el disparo anormal son:

- a) Usando una derivación más baja en el relevador de tal manera que se incrementa la carga
- b) Usando resistencias o impedancias en serie con el relevador
- c) Si se trata de motores que funcionan con voltajes entre 2.300 y 14.400 voltios se usarán transformadores de medida tipo ventana en las tres fases, pues con éstos se elimina la posibilidad de error, pudiendo así, usar relevadores más sensibles.

VII.5.D.- Protección contra Inversión de Fases.-

El problema puede presentarse cuando un motor se arranca y la fuente de alimentación tiene sus fases invertidas con respecto a las del motor lo que ocasionaría un daño considerable. La protección se realiza mediante un relevador con elemento tipo inducción contra fases invertidas.

VII.5.E.- Protección contra Desbalance de Corrientes de Fase.-

Si se trata de motores trifásicos se usará relevador de doble disco de inducción de balance de corrientes comparando las de dos en dos: I_a e I_b por un lado e I_b e I_c por otro.

Si el motor es monofásico el problema es más complejo y deben usarse relevadores que funcionan con la corriente de secuencia negativa.

El desbalance de corriente en motores se produce generalmente al fundirse uno solo de los fusibles.

VII.5.F.- Protección contra Bajo Voltaje.-

Se ha normalizado el uso de relevadores para bajo voltaje con calibración de tiempo. Este relevador será usado para la apertura del interruptor automático siempre que el servicio del motor no sea continuo en cuyo caso se los usa sólo para accionar alarmas.

VII.5.G.- Protección contra Salida de Sincronismo.-

Este problema se presenta solo en motores sincrónicos y ocurre cuando hay bajas de voltaje excesivas en el alimentador que ocasionan retornos sucesivos de potencia. Los relevadores usados son del tipo bi - direccionales de sobrecorriente que cuentan la sucesión de retornos de potencia y actúa luego de un número determinado de ellos que puede ser entre 0 y 10 segundos.

VII.5.H.- Protección contra Caída de Excitación.-

Es necesario sólo en motores sincrónicos y se usa relevadores de corriente mínima calibrados bajo y conectados al - circuito del campo; este relevador puede tener calibración de tiempo.

Esta protección debe ser coordinada con la de sincronismo puesto que al caer el voltaje con incremento de corriente reactiva al toque del motor puede disminuir con la consiguiente salida de sincronismo, luego debe existir un sistema adicional - que supla la potencia inductiva al caer el campo.

VII . 4

- (1).- 8 - 1 a 9 - 24
(3).- 356 a 368
(7).- Tomo I: 1333 a 1338
(13).- 9

VII . 5

- (1).- 5 - 1 a 5 - 7
(3).- 368

CAPITULO VIII
CIRCUITOS DE CONTROL

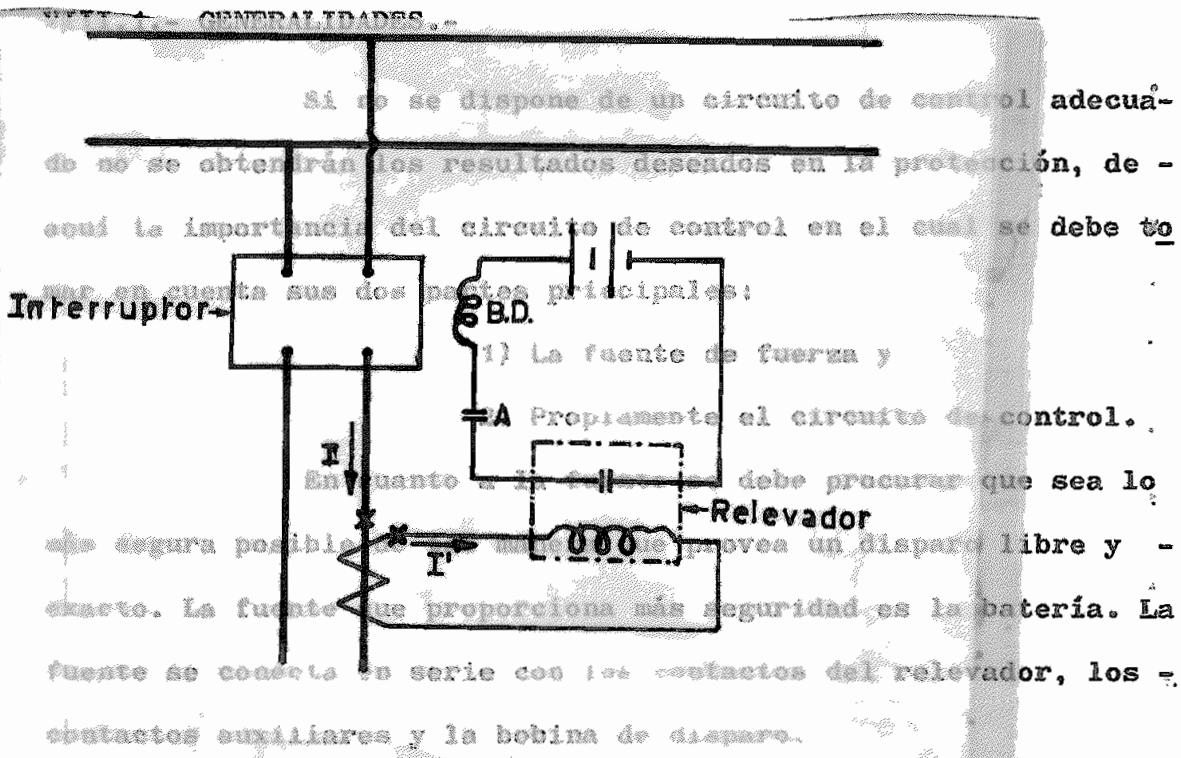


FIG No122

VIII.2.- ESQUEMA FUNDAMENTAL.-

Al aparecer una falla opera la bobina del relevador haciendo cerrar sus contactos, de esta manera se energiza la bobina de disparo que hace abrir el interruptor automático junto con el interruptor auxiliar que abre el circuito de disparo. --

(Fig. No.122)

VIII.3.- ESQUEMA DE LIBRE DISPARO CON CONTROL ELECTRICO.-

El circuito de control más comúnmente usado es el llamado X - Y, de control eléctrico y disparo libre, alimentado por una fuente de corriente continua que puede ser una batería -

tanto para el cierre como para el disparo (Fig. No.123)

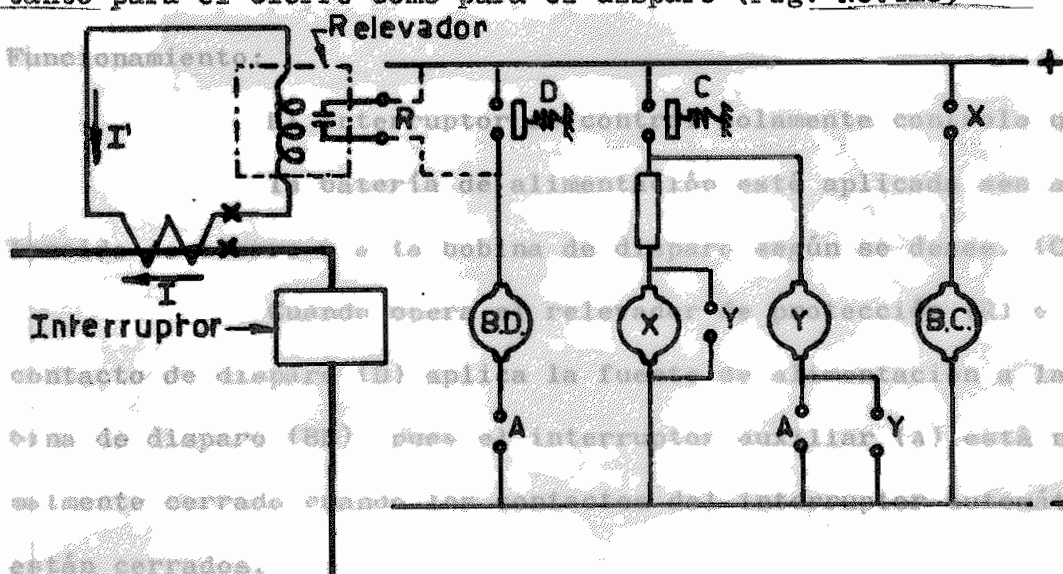


FIG. N9723

ccionando un libre disparo eléctrico.

El interruptor de control de cierre (C) energiza la bobina de cierre (X) que cierra los contactos (X) energizando a su vez la bobina de cierre del interruptor automático (BC) -- quien tiene que permanecer en esta posición, por tanto es necesario que se desenergicen estas bobinas (X y BC), lo que se obtiene mediante el interruptor auxiliar (A) que energiza el relevador de salto (Y) quien cierra los contactos (Y) cortocircuitando la bobina de cierre (X) abriéndose por tanto, los contactos (X) con lo que se de-energiza el solenoide de cierre (BC), quedando cerrado el interruptor sólo mecánicamente. El relevador de cierre (X) permanece cortocircuitado por el relevador de salto (Y) hasta que el interruptor de control de cierre (C) regrese a su posición normal

de apertura.

El interruptor de control de cierre (C) o de apertura (D) pueden ser controlados automática o manualmente.

VIII.4.- ESQUEMA DE LIBRE DISPARO CONTROLADO MECANICAMENTE.-

Un interruptor automático que puede ser cerrado manualmente, puede también ser disparado desde el dispositivo de cierre. Existen tres razones por las cuales este sistema de disparo tiene un disparo más o menos rápido:

a) El interruptor puede ser disparado donde quiera que se encuentren los contactos y sin esperar que la corriente de cierre sea cortada.

b) Si el disparo se realiza desde el dispositivo de cierre el conjunto puede ser acelerado en menor tiempo.

c) Un interruptor automático que opera con electroimán tiene un apreciable retardo en soltar los contactos, debido a las corrientes de eddy que impiden desaparezca inmediatamente el flujo magnético.

La reconexión automática debe ser de alta velocidad por tanto el mecanismo de disparo mecánico no debe ser de libre disparo para que los contactos puedan cerrarse nuevamente antes que éstos se abran totalmente.

Existen interruptores automáticos provistos de un

mecanismo de libre disparo únicamente para la segunda operación -
lo cual se usa cuando el interruptor tiene que cerrarse sobre una
falla permanente pues en estos casos es necesario que no exista -
demora en la apertura.

VIII.5.- DISPARO MEDIANTE CORRIENTE ALTERNA.-

Este tipo de alimentación para los circuitos de control especialmente para el disparo, se usa en los interruptores automáticos de bajo voltaje y de menor importancia, en los cuales el uso de una fuente adicional de corriente continua resulta oneroso tanto por el costo como por el mantenimiento. Los principales circuitos de control de este tipo son los siguientes:

VIII.5.A.-

Con bobina de disparo en serie: Puede usarse elemento instantáneo o de tiempo inverso limitado (TIL). Es usado donde no se requiere precisión ni en magnitud ni en tiempo (Fig. No. 124)

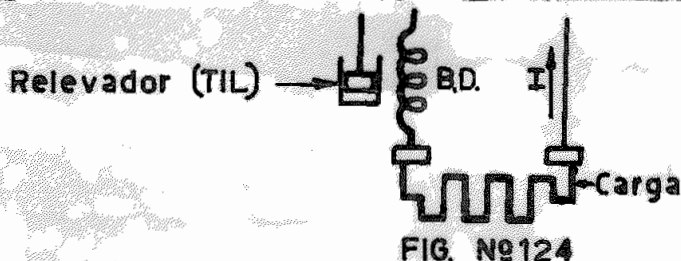


FIG. N°124

VIII.5.B.-

Con bobina de disparo acoplada con transformador:

Puede usarse elementos iguales al anterior y el circuito es empleado donde la corriente es muy grande como para no usar el transformador (Fig. No.125)

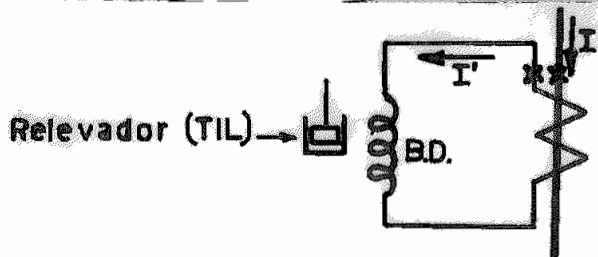


FIG. No.125

VIII.5.C.-

Mediante condensador de disparo: Requiere una fuente de corriente alterna; Su uso es grande debido a que no influye en su operación la caída de voltaje que existe el momento de la falla. La energía para alimentar el condensador se toma del lado de la fuente de tal manera que éste sea cargado antes de cerrar el interruptor. (Fig. No.126)

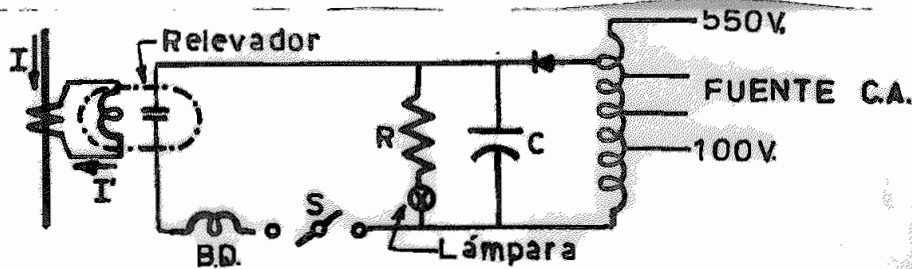


FIG. No.126

VIII.5.D.-

Con bobina de disparo en paralelo: Requiere la --

fuentes de C.A. igual que el anterior y puede ser usado sólo si la caída de voltaje por efecto de la falla no va a influir en el disparo. (Fig. No.127)

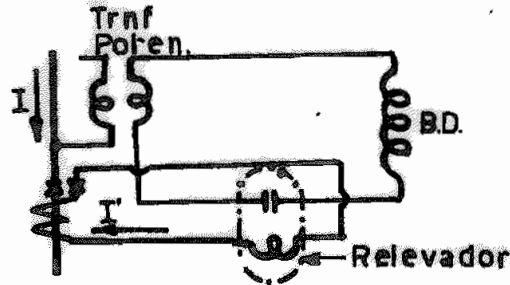


FIG. Nº127

VIII.5.E.-

Mediante relevador de apertura: Circuito similar al VIII.5.B pero en éste, la corriente de línea transformada sirve para proporcionar energía a la bobina de disparo. El relevador puede ser accionado mediante el mismo transformador de corriente u otro.

En estos casos el transformador de corriente es de servicio pesado por lo que tiene un valor límite inferior para el cual da seguridad en el disparo, es por esto que el relevador debe ser calibrado para valores superiores. (Fig. No.128)

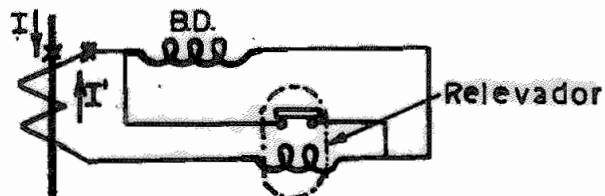


FIG Nº128

VIII.5.F.- Con transformador de Disparo.-

Mediante el uso de un transformador de potencial - en el circuito de la bobina del relevador se obtiene una auto-alimentación para la bobina de disparo.

El circuito de la bobina de disparo consta de: el secundario del transformador de disparo, luego, circulará corriente sólo si se cierran los contactos del relevador.

Por otro lado el circuito del relevador consta de: el primario del transformador de disparo, la bobina del relevador y el secundario del transformador de corriente, por tanto, este - circuito está alimentado continuamente con la corriente de línea y a su vez alimenta al circuito de disparo por medio del transformador de disparo, (Fig. No.129) cuando la corriente sube de cierto valor.

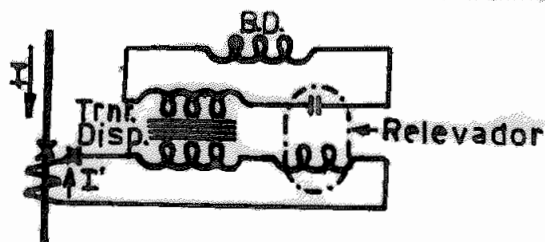


FIG No129

CAPITULO VIII : BIBLIOGRAFIA

REFERENCIA No. .	PAGINAS CONSULTADAS
(1).--	1 - 6 a 1 - 7
(3).--	376 a 378
(14).--	4 y 6 a 8

IX.1.- GENERALIDADES.-

Es importante coordinar la operación de los aparatos de protección montados en serie de tal manera que:

1) Al producirse una avería, falla o perturbación cualquiera, accione sólo el aparato "protector", o sea el aparato más cercano a la perturbación, y sólo al fallar éste último, opere el aparato "protegido", o sea el que se encuentra más cerca de la fuente, sea esta falla temporal o permanente. (Fig. No.130)



FIG. Nº130

2) La parte del sistema que queda aislada por el aparato de protección al ocurrir una falla permanente, debe ser restringida a la sección más pequeña y por el tiempo más corto posible.

En vista de que la coordinación debe ser automática al instante de aparecer la perturbación y que los aparatos de protección automáticos disponibles son los: fusibles, interruptores automáticos, seccionalizadores e interruptores automáticos reconectores el problema se reduce a la coordinación sea entre fu

sibles, entre reconectadores, entre fusibles y reconectadores, entre seccionalizadores y reconectadores, y por último entre las tres clases de aparatos de protección automáticos.

Para la coordinación con reconectadores se tiene que tomar en cuenta la clase de bobinas de disparo que poseen.

IX.2.- COORDINACION ENTRE FUSIBLES.-

Esta puede ser estudiada y realizada mediante tres métodos:

IX.2.A.- Las curvas de tiempo-corriente, IX.2.B.- Tablas de coordinación y IX.2.C.- Por la reglas del dedo pulgar.

El método más aconsejable es el de las curvas de tiempo-corriente aunque se puede conseguir una coordinación aproximada pero aceptable y rápidamente mediante las tablas de coordinación, ya que éstas son elaboradas a base de las curvas de tiempo-corriente. El último método es poco usado y no es aconsejable donde se requiere exactitud.

IX.2.A.- Coordinación Mediante las Curvas de Tiempo-Corriente.-

Es el método más práctico para la coordinación de fusibles tipo T, K, H, o N.

El método consiste en dibujar sobre un gráfico de tiempo-corriente las curvas de "máximo tiempo de despeje" y de "mínimo tiempo de fusión" de los fusibles probables que previamente han sido seleccionados mediante los métodos de selección ante-

IX.2.B.- Coordinación por Medio de las Tablas de Coordinación.-

Es el método más cómodo para coordinar fusibles, - pues estas tablas preparadas por las casas constructoras de fusibles, tienen la corriente de falla máxima, tanto para los fusibles protectores como para los protegidos, para la cual los fusibles aseguran protección. Este método tiene la ventaja de que se elige simultáneamente el fusible y el portafusible pues se requiere que los fusibles operen dentro de su capacidad nominal de corriente de transporte continua y que sean usados en un portafusible correcto ya que estas tablas son válidas sólo hasta la capacidad de ruptura del portafusible.

Las tablas se basan en las normas dadas por EEI y NEMA para las capacidades nominales de corriente continua y para cada tipo de fusible (T, K, H y N), y el valor máximo de corriente de falla hasta el cual el fusible protector podría dar protección al fusible protegido.

Mediante estas tablas se puede realizar, también, la coordinación entre fusibles protectores de repetición (con dos elementos fusibles) y un fusible protegido.

T A B L A No. 18

CAPACIDAD NEMA DEL FUSIBLE "PROTECTOR"		CAPACIDAD DEL FUSIBLE "PROTEGIDO" (Amp)							
CORTACIRCUITO DE REPETICION (AMP.)	CORTACIRCUITO SIMPLE (AMP.)	3	5	8	10	15	20	25	
		MAXIMA CORRIENTE EFICAZ DE CORTOCIRCUITO PARA QUE EL FUSIBLE "PROTEGIDO" TENGA PROTECCION MEDIANTE EL FUSIBLE "PROTECTOR"							
-	1	102	145	160	200	262	320	405	
1 - 1		66							
	2		110	160	200	262	320	405	
2 - 2			75	115					
	3			75	125	220	300	405	
3 - 3				48	82	175			
	5				60	140	215	330	
5 - 5					26	95	190	300	
	8					80	155	280	
8 - 8						40	100	230	
	10						110	230	
10 - 10							75	175	
	15							160	
15 - 15								85	

Tabla No.18:

Ejemplo tomado del Manual Standard del Ingeniero Elec

tricista Tomo II pág. 1681; edición 1962; para fusibles General - Electric universales de protección de cables.

Estas tablas muestran el máximo valor de corriente de falla que, según las normas dadas por EEI y NEMA, un fusible de tipo y capacidad dada, pueda coordinarse con otro conocido. Estas tablas han sido elaboradas basándose en la condición necesaria para una buena coordinación anotada anteriormente y que dice que:

$$\frac{MTD}{mTF} \leq 0,75$$

IX.2.C.- Coordinación Mediante las Reglas del Dedo Pulgar.-

Estas reglas han sido formuladas para la coordinación entre fusibles construídos bajo las normas EEI y NEMA y que sean del mismo tipo y categoría.

a) Entre fusibles tipo K: Pueden ser --
bien coordinados entre capacidades ad
yacentes y en la misma serie, sobre una corriente de valor trece veces la capacidad del fusible "protegido".

b) Entre fusibles tipo T: Pueden ser --
bien coordinados entre capacidades ad
yacentes y en la misma serie sobre una corriente de veinte y cuatro veces la capacidad del fusible "protegido".

Este método de coordinación puede ser usado con --
buena precisión en sistemas en los que la corriente de carga y fa
lla decrecen con buena aproximación, linealmente, a medida que --

los puntos de coordinación avanzan desde la subestación.

IX.3.- COORDINACION ENTRE RECONECTADORES AUTOMATICOS.-

IX.3.A.- Generalidades.-

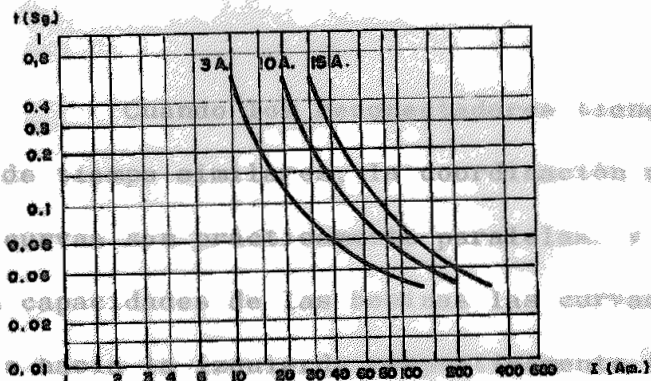
Para la coordinación entre reconectadores automáticos se basa en la selección de las curvas de operación, secuencia de los aparatos "protector" y "protegido" y localización de éstos en el sistema. El número y localización de los aparatos de protección se determina mediante la utilidad práctica que van a prestar analizando individualmente cada sistema.

La coordinación entre reconectadores automáticos que operan sólo con bobinas de disparo en serie puede ser hecha mediante un estudio de las curvas de tiempo-corriente. En este grupo de reconectadores se encuentran los monofásicos y trifásicos de baja capacidad.

Las bobinas serie de estos reconectadores pueden ser controladas electrónicamente o hidráulicamente sean estas de disparo o cierre.

Los reconectadores controlados electrónicamente podrían ser coordinados mediante las curvas de tiempo-corriente y los intervalos de recierre que vienen en rangos entre instantáneos (aproximadamente 1/2 segundo) y sesenta segundos.

Los reconectadores controlados hidráulicamente tienen generalmente intervalos de recierre entre 30 ciclos y 120 ci-



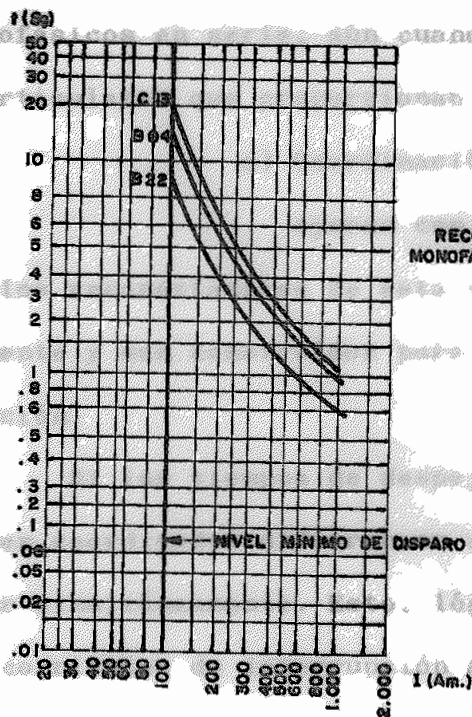
... mecanismo de cali
 ... difícil puesto
 ... mentar o dismi
 ... ueven hacia la
 No.131).

... cambia la estructura de los reanectadores -
 ... curvas se muestran FIG. Nº 131 -
 ... se muestra -
 ... en la Fig. No. 132.

Estos principios pueden ser fácilmente aplicados

... la coordinación entre reanectadores trifásicos o monofási -

... cuando se debería analizar las
 ... los fabricantes.



REANECTADOR
 MONOFÁSICO DE 50 A.

... reanectadores que -
 ... de disparo en se -
 ... categoría son controlados -
 ... y bajas capacidades
 ... reanectadores -
 ... los ciclos podrían
 ... ocurrirá normal-
 ... se podría evitar
 ... entre dos reanecta
 ... FIG. Nº 132

rriente no estén separados menos de doce ciclos.

Existen dos posibilidades de coordinación:

- 1) La de Cascada y
- 2) La de Cascada limitada.

En la primera los reconectadores en serie operan y continúan operando hasta que ellos o los equipos del sistema sean destruidos o simplemente se despeje la falla si ésta es temporal.

En la "Cascada limitada" la falla es finalmente -- aislada pues al terminar las operaciones rápidas del reconectador "protector" (más lejano a la subestación), siguen las operaciones del reconectador protegido (más cercano a la subestación), pero - antes, el reconectador "protector" deberá estar en estado de cierre.

La coordinación mediante cascada limitada depende de la magnitud de la corriente de falla en el reconectador protegido y de la diferencia en el tiempo de despeje de los reconectadores.

Si se desea tener el mínimo de operaciones en una instalación, el aparato protegido podría tener pocos disparos menos que el protector. Después de haber empleado todas las operaciones retardadas en el aparato protegido no es posible la coordinación mediante la cascada limitada.

Los métodos de coordinación para esta clase de reconectadores son:

a)1.- Usando tamaños de bobinas adyacentes, con el mismo tipo de reconnector y la misma secuencia de operación.

a)2.- Usando iguales bobinas, igual tipo de reconectores y diferente secuencia de operación.

a)3.- Usando una combinación de bobinas, secuencia de operación y tipos de reconectores.

Estos métodos de coordinación se han colocado en orden de rendimiento. Todos se basan en las relaciones de las curvas tiempo-corriente de los dos reconectores que puestos en serie y separados menos de dos ciclos operarían siempre simultáneamente. Las curvas separadas entre dos y doce ciclos podrían resultar en operación simultánea y las curvas separadas más de doce ciclos no operarían nunca simultáneamente.

El método que más recomendación tiene es el de combinación de bobinas y selección de secuencia de operación siempre que sea posible su utilización. Con este método se puede simplificar la coordinación entre los fusibles del lado de la carga y un reconnector protector, calibrando el nivel mínimo de disparo de los reconectores de tal manera que sean más estrechamente iguales en condiciones de carga y manteniendo la protección que requieren los alimentadores principales entre los reconectores protegido y protector.

b) Coordinación de reconectores operados mediante bobinas de disparo en serie y bobinas de cierre: Los reconectores operados de esta forma son generalmente de capacidad de interrupción media, mono o trifásicos y controlados hidráulicamente.

Para su coordinación se recomienda la combinación de bobinas y de su secuencia de operación. La separación entre curvas debe ser igual que para los reconectores del tipo "a" con la diferencia de que la posibilidad de operación simultánea es remota si éstas están separadas más de ocho ciclos. En este tipo de reconectores será siempre posible la coordinación mediante cascada limitada.

Intervalos de reconexión: Existe variedad de intervalos para este tipo de reconectores entre 30 y 120 ciclos aunque éstos no necesitan ser considerados para la coordinación.

Si el reconector protector está programado para que opere, el reconector protegido no necesita estar cerrado para que esto suceda, pero puede cerrarse en un tiempo razonable después. Así por ejemplo el máximo tiempo de retraso de un reconector protector programado para cerrarse, estando actualmente cerrado, no debe ser mayor de 90 ciclos, siendo el intervalo de recierre del protegido de 120 ciclos y del protector 30 ciclos, pues el tiempo de retraso es la diferencia de éstos. Por esto po-

dría considerarse sólo las capacidades de las bobinas, la secuencia de operación y el tipo de reconectador, combinados estos tres factores se llegará a una buena coordinación.

Fallas a tierra: Para protección de fallas a tierra se dispone de bobinas de disparo en los reconectores trifásicos coordinados con los reconectores monofásicos protectores. La capacidad de la mínima bobina de disparo del reconector protegido debe ser siempre mayor que la máxima corriente de carga del reconector protector monofásico mayor.

El mecanismo de disparo a tierra puede ser ajustado para tener igual o menos operaciones rápidas que la secuencia de fase del disparo. Si el mecanismo de disparo para fallas a tierra es calibrado para dos operaciones rápidas y la secuencia de fase de disparo en una operación rápida, el tiempo de una falla monofásica podría estar en la curva rápida de disparo de fase. Luego, una operación de la bobina de tierra puede ser seguida por los intervalos de las operaciones de la bobina de fase.

c) Coordinación de reconectores controlados electrónicamente: En esta clase de reconectores existe una gran cantidad de características de operación que permite cubrir todos los requerimientos de los sistemas individualmente, por tanto, es necesario realizar estudios más cuidadosos para una buena coordinación.

Para poder coordinar debidamente todos los reconectadores se debe tomar en cuenta para cada intervalo del reconectador:

- c)1.- Intervalo de recierre.
- c)2.- Mínimo nivel de disparo para fa --
llas a tierra y entre fases.
- c)3.- Secuencia.
- c)4.- Escoger las curvas de tiempo-co --
rriente.
- c)5.- Aplicar adecuadamente los acceso -
rios.

Los pasos necesarios para coordinar debidamente este tipo de reconectadores son:

- 1) Coordinar los diferentes reconectadores mediante el nivel mínimo de disparo y las curvas de tiempo-corriente.
- 2) Escoger los intervalos de recierre de tal forma que el voltaje de línea aparezca en el reconectador protector, siempre que éste se encuentre listo para probar la línea.
- 3) Seleccionar los intervalos de reoperación tales que cada reconectador ejecute la secuencia de operación preseleccionada para cualquier condición de falla.

Procedimiento:

1. Luego de establecer el voltaje nominal, la capacidad de interrupción y la corriente nominal continua; será necesario determinar las curvas de tiempo-corriente y la corriente de mínimo disparo para poder realizar una coordinación adecuada.

En este tipo de reconectores no existe problema para escoger la corriente de mínimo disparo pues hay una buena gama e independiente de la corriente de carga del sistema, de aquí que la mínima corriente de disparo podría ser estimada a base de la corriente de carga y cualquier sobrecarga, de tal manera que el reconector opere para cualquier corriente de falla dentro de su zona de protección.

Esta mínima corriente de disparo debe ser ajustada de tal forma que sea mayor en el reconector protegido que en el protector para que este último pueda despejar la falla primero, de esta manera se facilita la coordinación con las curvas de tiempo-corriente.

Si es posible, se puede dar alguna protección a la línea que une el reconector de la subestación y el protector, contra fallas temporales, ajustando al primero con una operación rápida. El reconector protector coordinaría con el protegido si ambos tienen el mismo número de operaciones rápidas, pero en cambio, se reducirían las operaciones subsiguientes si el protegido

tiene el mayor número de operaciones rápidas.

2. La selección de estos intervalos se basa en las más bajas corrientes de falla que los reconectadores pueden sentir simultáneamente y en los tiempos de despeje de éstas tanto sobre las curvas rápidas como sobre las lentas. Cuando no existe tensión por pocos segundos, el fusible de control se fundirá en el control electrónico del reconectador de la línea y éste se abrirá. Por otro lado los intervalos de reconexión sobre los cinco segundos pueden ser usados sin coordinación, pero para cuando no exista presencia de voltaje por más de cinco segundos el fusible de control se fundirá y el interruptor que estaba listo para cerrarse, permanecerá abierto. Después de despejar la falla el reconectador protector, comenzará a probar la línea mediante sus intervalos de recierre, sin embargo debido a que el reconectador protegido todavía está trabajando sobre la curva de demora éste no se abrirá y no funcionarán tampoco con sus intervalos de recierre. Para una falla permanente el reconectador protector se abrirá sin ninguna operación del reconectador protegido. Los intervalos de reconexión son críticos cuando ambos reconectadores se encuentran listos para operar simultáneamente, esto puede suceder en los primeros intervalos de recierre, pero la última operación nunca debería realizar el reconectador protegido.

3. Si se trata de reconectores individuales, el intervalo de reoperación podría ser más grande que los valores combinados de los tiempos de despeje al mínimo disparo para asegurar una reoperación segura

Los intervalos de reoperación se pueden determinar a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Intervalo de reoperación} = 1,15 \left[1,15 (\text{tiempo total de las operaciones de despeje excepto de la primera}) + 1,1 (\text{tiempo total de todos los intervalos de recierre}) \right]$$

Para asegurar que el reconector protegido no opere nuevamente mientras el reconector protector está en operación, se debe escoger un intervalo de reoperación, para el primero, que sea mayor o igual que el intervalo de reoperación del reconector protector.

Para este tipo de reconectores existen accesorios, que, o requieren coordinación adicional, o aumentan las posibilidades para la coordinación.

El accesorio para detección y disparo de fallas a tierra tiene sus propias curvas de calibración para operación rápida y retardada con nivel mínimo de disparo diferente que el de fallas de fases. El número total de operaciones es el mismo que los calibrados para disparo de fase pero el número de operaciones rápidas necesariamente no coincide. En éstos se emplean las mismas normas para la calibración de los intervalos de reconexión y

de reoperación. Los reconectores deben ser calibrados para esta clase de fallas de tal manera que con fallas a tierra en el lado de la carga, ambos reconectores pueden sentir simultáneamente - pero el reconector protector despeje antes que el protegido se abra.

Donde las curvas de disparo de fase y de tierra se corten la regulación del tiempo para el reconector se hará para que éste opere sobre la curva rápida. Los intervalos de reconexión satisfactorios para operaciones de la bobina de disparo de fase, son generalmente satisfactorias para las operaciones de la de tierra siempre que el número de operaciones rápidas sea el mismo. Para tres operaciones rápidas en fase la primera y segunda reconexión son normalmente cortas. Un intervalo de reconexión corto entre la segunda y tercera operación de la bobina de disparo de tierra que están en las curvas retardadas, pueden no dar el suficiente tiempo para el enfriamiento del conductor entre las operaciones, pero en cambio los tres intervalos de reconexión con operaciones rápidas en la bobina de disparo de tierra y una rápida en la de fase, reduce la posibilidad de daño en el sistema.

El intervalo de reoperación puede ser considerado cuando se emplea calibración de tiempo en fallas de tierra, y el mínimo nivel de disparo, así como el intervalo de reconexión de terminan el máximo intervalo de reoperación para el aparato.

Si se añade accesorio para coordinación de secuen-

cia al control electrónico del reconectador de retaguardia, se puede reducir el número de operaciones, así, este reconectador funcionará normalmente para fallas entre el reconectador protector y él.

Las curvas son mostradas a continuación en la Fig.

No. 133

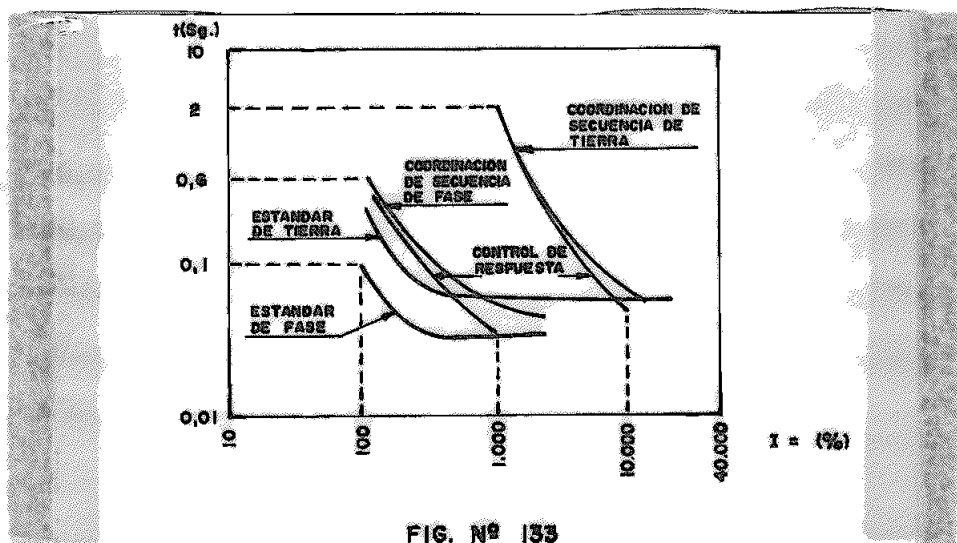


FIG. Nº 133

Otro accesorio disponible es el de reoperación y es utilizado para aumentar la protección entre el reconectador de retaguardia y el protector.

Este accesorio permite que el reconectador reopere completamente después de poco tiempo de haber terminado la operación de reconexión permitiéndolo, además, calibrar el tiempo de arranque en el reconectador de retaguardia si no existe falla en su zona y si el protector falla, aquel reopere

IX.4.- COORDINACION ENTRE RECONECTADORES Y TIRAS FUSIBLES.-

IX.4.A.- Con la Tira Fusible en el Lado de la Carga.-

Esta clase de coordinación se puede realizar mediante las curvas de tiempo-corriente o mediante las tablas de coordinación.

La máxima coordinación en estos casos puede ser obtenida calibrando el reconectador para dos operaciones rápidas seguidas de dos operaciones retardadas. La primera apertura del reconectador permite despejar alrededor del 80% de las fallas temporales, la segunda operación otro 10% y antes de realizar la tercera operación se fundirá el fusible interrumpiendo las fallas persistentes $\frac{1}{2}\%$ permanentes.

Se puede realizar la coordinación en menor grado si se usa una operación rápida seguida de tres operaciones retardadas. Con esta secuencia de operación se puede despejar el 80% de las fallas durante la primera apertura del reconectador. Esto se usa, generalmente, cuando existen seccionalizadores automáticos en aceite en los puntos medios.

El despeje de la falla mediante fusibles selectivos no es posible si se usan todas las operaciones rápidas y retardadas del reconectador.

Dos reglas de selección regulan el uso de tiras fusibles como aparatos protectores en el lado de la carga de un in-

terruptor automático reconectador en aceite:

a) Para todos los valores de corriente de falla posibles en la sección protegida por el fusible, el mínimo tiempo de fusión de éste debería ser más grande que el tiempo de despeje de la operación rápida del reconectador, determinado por un factor de multiplicación el que varía con el número de operaciones rápidas y los intervalos de tiempo de reconexión entre operaciones rápidas. Estos factores son proporcionados por los fabricantes mediante tablas para los diferentes intervalos de reconexión y diferentes secuencias; los intervalos de reconexión más comunes para este efecto son: de 30, 60, 90 y 120 ciclos; y las secuencias: de una operación rápida y de dos operaciones rápidas. (Tabla No.19)

T A B L A No. 19

Tiempo de Reconexión (ciclos)	1 Operación Rápida		2 Operaciones Rápidas	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
25 - 30	1.3	1.2	2.0	1.8
60	1.3	1.2	1.5	1.35
90	1.3	1.2	1.5	1.35
120	1.3	1.2	1.5	1.35

b) Para todos los valores de corriente de falla posibles en la sección protegida por el fusible protector, el máximo tiempo de despeje del fusible no debe ser más grande que el máximo tiempo de despeje retardado del reconectador, calibrando el reconectador para dos o más operaciones retardadas.

El rango de coordinación entre el reconectador y la tira fusible está fijado por dos reglas de selección:

1. Regla.- Establecimiento del punto máximo: El "punto maximo" es aquella corriente que se obtiene de la intersección de la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible con la curva de referencia obtenida de la curva del tiempo de despeje del reconectador y el factor de multiplicación.

2. Regla.- Establecimiento del punto mínimo: El "punto mínimo" es la intersección de la curva de máximo tiempo de despeje del fusible con la curva retardada del reconectador. Si las curvas no se interceptan y la curva del fusible está sobre la del reconectador, el punto de mínima coordinación es la mínima corriente de disparo del reconectador.

(Fig. No.134)

Las tablas de coordinación simplifican el trabajo de coordinación y se basan en las curvas de tiempo-corriente cu--

briendo un rango de coordinación para todos los fusibles disponibles en la literatura técnica de los manufactureros y para reo - nectadores mono y trifásicos calibrados para dos operaciones rápi - das y dos retardadas; éstos pueden ser modificados para la secuen - cia: de: una operación rápida y tres retardadas.

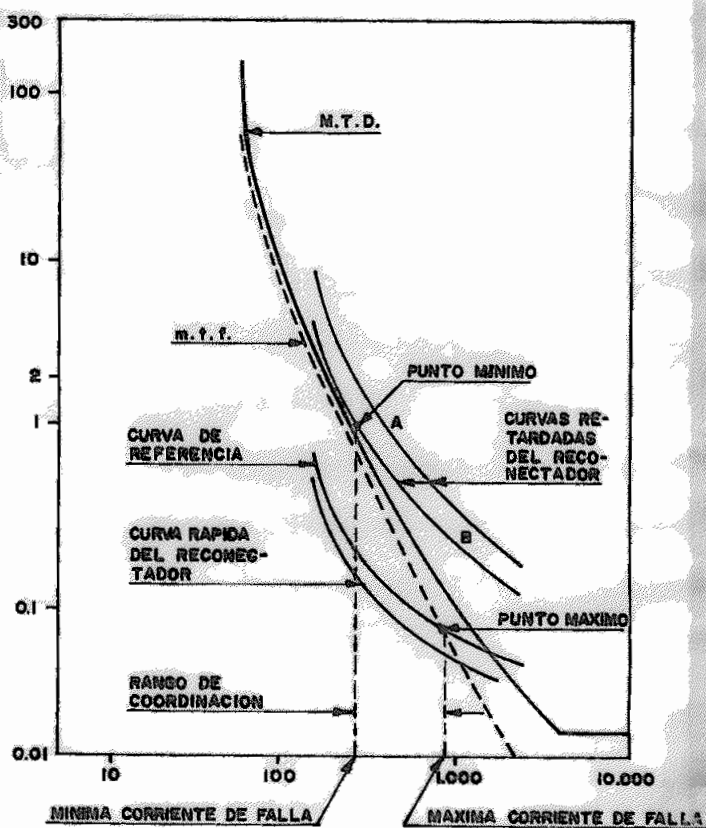


FIG. Nº 134

IX.4.B.- Con la Tira Fusible en el Lado de la Fuente.-

Las tiras fusibles colocadas en el lado de la fuente de un reconectador generalmente protegen al sistema de fallas internas en transformadores o protegen al transformador de fallas en los secundarios. Todas las operaciones del reconectador deberían ser más rápidas que la curva de mínima fusión del fusible.

Para usar las curvas de tiempo-corriente en la coordinación se debe tomar en cuenta la siguiente regla:

Para la máxima corriente de falla disponible en el punto de localización del reconectador, el mínimo tiempo de fusión del fusible del lado de la fuente, debe ser mayor que el promedio del tiempo de despeje de las curvas retardadas del reconectador, en un factor de multiplicación específico, proporcionado en tablas para los diferentes intervalos de reconexión y secuencia de operación (Tabla No.20).

T A B L A No. 20

Tiempo de Re conexión (ciclos)	2 Rápidas y 2 Retardadas	1 Rápida 3 Retardadas	4 Retardadas
25	2.7	3.2	3.7
30	2.6	3.1	3.5
60	2.1	2.5	2.7
90	1.85	2.1	2.2
120	1.7	1.8	1.9
240	1.4	1.4	1.45
600	1.35	1.35	1.35

IX.5.- COORDINACION ENTRE RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES.-

Seccionalizadores con interruptores automáticos en aceite.

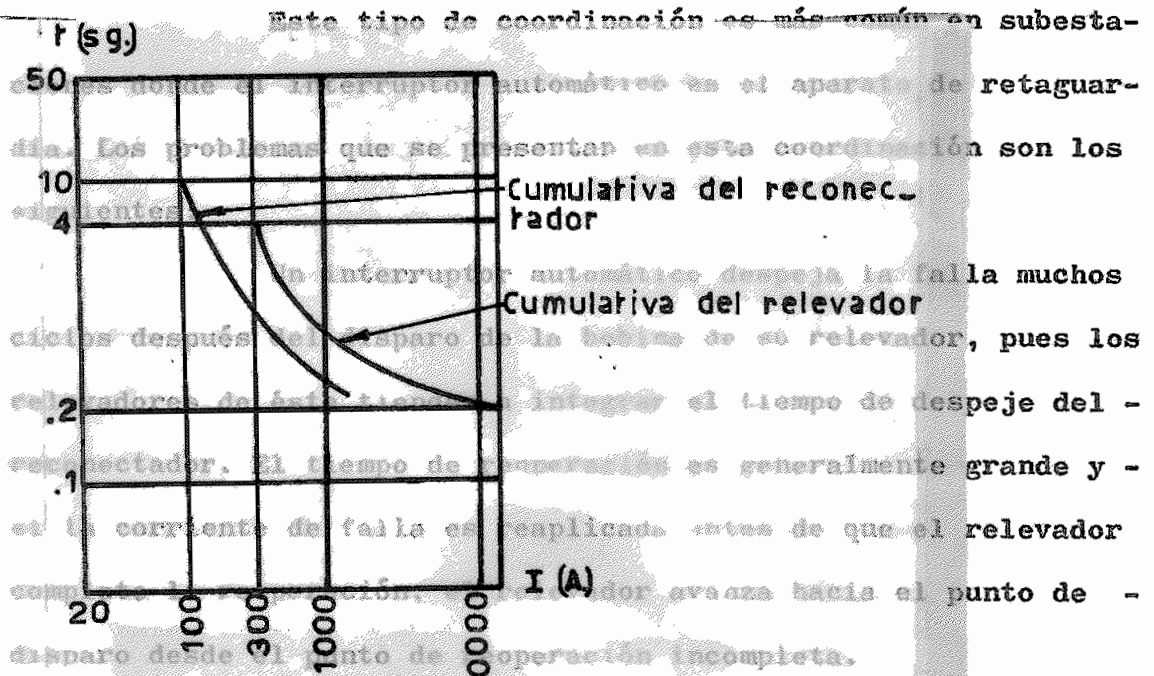


FIG. Nº135

En las curvas de la Fig. no.135 se muestran las curvas: cumulativa del reanexador y del relevador del reanexador.

Si las dos curvas no se interceptan y si la curva del reanexador está bajo la del relevador los dos aparatos pueden coordinarse. Sin embargo, si la curva del relevador es cumulativa e incluye el tiempo para que el interruptor se abra, entonces las dos curvas podría no completar el tiempo necesario para que el interruptor se abra después del disparo del relevador.

Los relevadores extremadamente inversos y muy in--

versos reoperan más lentamente que los inversos, de aquí que al realizar este tipo de coordinación el tipo de relevadores usado debe ser conocido. El rango de coordinación también está limitado por los relevadores extremadamente inversos debido a que sus curvas interceptan las del reconectador. Las curvas de reconectado menos afectadas por los relevadores muy inversos y extramadamente inversos son las más cercanamente paralelas.

El análisis para la coordinación de este tipo se puede realizar de la siguiente manera:

Ejemplo:

1. Tiempo de despeje del reconectador en la curva A	T_1 seg
Tiempo de despeje del reconectador en la curva B	T_2 seg
Reoperación del relevador durante dos segundos de tiempo de apertura del reconectador	
$\frac{2}{30} \times 100$	6,7%
Viaje del relevador durante el primer despeje en A	
$\frac{T_1}{T_2} \times 100$	(%)
Reoperación del relevador mientras el reconectador se abre	(%)
Así el relevador reopera completamente	
2. Viaje del relevador durante el segundo despeje en A	(%)

Reoperación del relevador mien - tras el reconectador se abre	(%)
Nuevamente el relevador reopera completamente	
3.- Viaje del relevador durante el primer despeje de B	
$\frac{T_2}{T_3} \times 100$	(%)
Reoperación del relevador mien - tras el reconectador se abre	(%)
Viaje neto del relevador después del primer despeje en B	(%)
Viaje del relevador durante la segunda operación de apertura en B	(%)
Viaje total del relevador después del segundo despeje (El reconec- tador queda abierto)	(%)

Debido a que los seccionalizadores no tienen cur -
vas de operación de tiempo-corriente su coordinación no requiere
estudio de estas curvas. Si un seccionalizador está protegiendo a
un reconectador puede ser calibrado para tres disparos, mientras
el reconectador puede estar operando sobre una curva.

Algunos seccionalizadores son de capacidades simi-
lares a los reconectores controlados electrónicamente, en éstos
las capacidades dadas son de máxima corriente continua y mínima -
corriente de operación. Otros tienen capacidades similares a los
reconectores controlados hidráulicamente debido a que tienen bo

binas que determinan la corriente continua y la mínima corriente de operación.

Para especificar un seccionalizador se debe determinar:

- a. Máxima corriente continua
- b. Capacidad de apertura de corriente de carga
- c. Capacidad de corriente de operación
- d. Voltaje nominal
- e. BIL (Nivel básico de aislamiento)
- f. Fases
- g. Corriente asimétrica momentánea
(1 seg. y 10 seg.)
- h. Corriente máxima sobre la que puede cerrarse

Para la coordinación se requiere que el seccionalizador tenga la corriente de transporte continua en el punto de aplicación y pueda sentir la operación del reconectador para todo nivel de corriente de falla.

Si la capacidad de corriente continua del seccionalizador es mayor o igual a la capacidad de corriente continua del reconectador, la coordinación podría ser realizada cuando la mínima corriente de operación del seccionalizador que se ha seleccionado, es menor que la mínima corriente de disparo del reconectador -

de retaguardia.

Sin embargo, el tiempo de operación acumulado del reconectador después de la primera operación hasta la apertura de definitiva, debería no exceder el tiempo de cuenta de retención del seccionalizador.

IX.6.- COORDINACION ENTRE RECONECTADORES, SECCIONALIZADORES Y TIRAS FUSIBLES.-

Para la coordinación entre estos aparatos hay que tomar en cuenta las propiedades de cada uno de ellos y la forma de coordinación ya vista.

IX.6.A.- Reconectadores con secuencia de operación: una rápida y tres retardadas.-

Esta secuencia es la más recomendada y se debe -- usar con seccionalizador calibrado para tres operaciones de contaje. Durante la primera operación rápida la tira fusible se calienta pero no se funde; cuando el reconectador se abre el seccionalizador cuenta una vez, y el fusible se enfría un poco dándose tiempo para que las fallas temporales se despejen. En el tiempo que - se demora el reconectador para su segunda operación permite que - la tira fusible protectora se funda y despeje la falla y el seccionalizador cuenta el despeje del fusible como segunda interrupción Debido a que la falla ha sido despejada el seccionalizador y el -

reconectador reopera y para retornar al servicio al brazo falloso se deberá reponer el fusible quemado.

Las ventajas que presenta esta secuencia son:

a. Mejor coordinación con el seccionalizador para fundir el fusible del transformador debido a que el seccionalizador cuenta sólo dos veces.

b. Mayor capacidad de carga en el seccionalizador y mayor fusible en el transformador. El fusible del transformador será coordinado con el reconectador protegido cuando el seccionalizador se usa entre los dos. Si la tira fusible fue substituída por un seccionalizador el fusible más cercano al reconectador debería coordinarse con el reconectador, y el fusible del transformador debería ser más pequeño.

c. Mejor coordinación con el seccionalizador escogiendo las corrientes de avenida. La corriente de avenida es permitida para estabilizar debido al mayor tiempo de demora.

d. Con dos o más reconectadores entre una falla permanente y la fuente, el número de operaciones requerido por el reconectador protegido para abrir la unidad más cercana a la falla es reducida.

IX.6.B.- Reconectador con Secuencia de Operación: Dos Rápidas y dos retardadas.-

Si el reconectador está calibrado con esta secuencia y el seccionalizador para tres cuentas, la coordinación no siempre es factible. Esta secuencia admite más tiempo para que las fallas temporales sean despejadas pero ocasiona la apertura del seccionalizador después de que el fusible se funda. El seccionalizador cuenta el despeje del fusible como la tercera interrupción de corriente y aísla la sección entre éste y la tira fusible.

Este problema ocurre en sistemas que tienen reconectadores con esta secuencia y están siendo usados para tener más puntos de seccionalización. Si la secuencia podría ser cambiada, el punto adicional de seccionalización se obtendrá de la siguiente manera:

- a. Usando un fusible tal que se funda a una corriente menor que la mínima corriente de disparo del reconectador.
- b. Instalando un fusible y un seccionalizador, calibrados para dos cuentas, en serie después del reconectador.
- c. Usando tres y dos cuentas en el seccionalizador en serie después del reconectador.

El primer método pone en estado para despejar todas las fallas más lejanas del fusible y previene los daños innecesarios entre el seccionalizador y el fusible. Sin embargo, no

permite despejar las fallas temporales y necesita más tiras fusibles en stock.

El reconectador no posee el comando de la zona total protegida mediante el segundo método, el reconectador posee el comando total. Después de dos operaciones rápidas de reconexión el seccionalizador se abre y el fusible no se daña. El reconectador opera por un nuevo ciclo, la tira fusible se enfría pero el seccionalizador requiere recalibración manual mediante un servicio de mantenimiento experimentado.

El tercer método a igual que el anterior se pondrá bajo un servicio de disparo después de una falla permanente.

C A P I T U L O IX : B I B L I O G R A F I A

REFERENCIA No.	PAGINAS CONSULTADAS
(5).-	5.03 de 7 a 9 5.04 de 4 a 14 5.05 de 1 a 9
(7).-	Tomo II: 1679 a 1682

C A P I T U L O X

E J E M P L O D E A P L I C A C I O N

X.1.- DESCRIPCION.-

El sistema escogido para realizarlo como ejemplo de aplicación, es el representado en la Fig. No.136. Este es el sistema de interconexión de la Central Hidroeléctrica de Cotacachi con la Central Diesel de Ibarra mediante una línea de subtransmisión a 13,8 KV de 19 Km aproximadamente.

La línea atravieza una zona cuyo clima es templado y seco y cuyos valores de temperatura ambiente son de 0 °C como mínimo, 16 °C medio y 40 °C máximo. La velocidad del viento máxima registrada es de alrededor de 90 Km/h. y con fuertes tempestades de rayos las cuales se pueden estimar en unas 20 tempestades eléctricas por año. El sistema adoptado para el lado de alta tensión ha sido estrella a tres conductores con el neutro de los transformadores sólidamente puesto a tierra. Las estructuras son a base de postes de hormigón, con crucetas de madera de las cuales se utiliza el aislamiento.

Los conductores están separados 1,10 mts - 1,10 mts y 2,20 mts entre sí y asentados: sobre aisladores tipo PIN clase ASA 55-4 en estructura de alineación y doble aislador tipo SUSPENSION clase ASA 52-1 en estructuras angulares o especiales.

Si la línea corre a lo largo del terreno más o menos plano cuya altura media sobre el nivel del mar es de 2.500 mts.

La potencia a transmitirse en la primera etapa se-

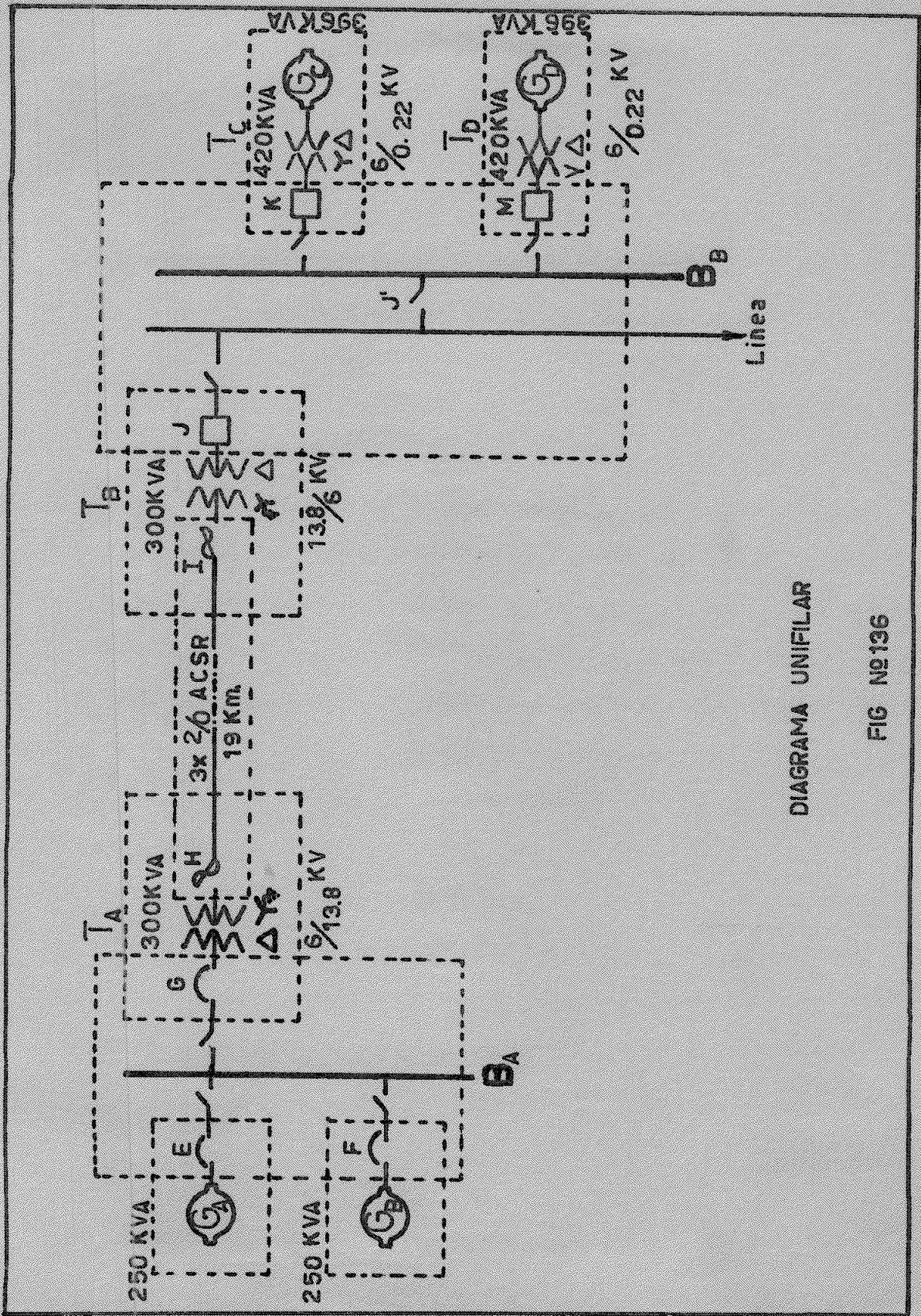


DIAGRAMA UNIFILAR

FIG N°136

rá de 200 KW y en la segunda de 600 KW.

Si bien es cierto que el sistema es de poca magnitud y que no se justifica la elección de su equipo de protección mediante el método exacto, debido a que las corrientes de falla existentes serán muy pequeñas, este ejemplo tiene la ventaja de mostrar claramente el procedimiento del cálculo, elección y coordinación del equipo de protección contra sobrecorrientes en vista de su sencillez.

X.2.- PLANIFICACION DE LA PROTECCION DEL SISTEMA.-

Establecemos, simultáneamente, las zonas de protección y el tipo de aparato protector necesario.

X.2.A.- Generadores y Unidades Generador - Transformador.-

Los generadores A y B constituyen unidades simples que deben ser protegidas mediante un aparato protector E y F respectivamente. La naturaleza de éstos obviamente será la de disyuntor automático tanto por su comodidad en la operación como por la economía puesto que el aparato será de baja tensión y de pequeña capacidad. Lo mismo se puede decir para los grupos generador - transformador C y D que estarán protegidos por los interruptores automáticos en aceite K y M de tensión media y baja capacidad.

X.2.B.- Transformadores.-

Los transformadores A y B estarán protegidos en el lado de baja, por medio de los interruptores automáticos G y J respectivamente y en el lado de alta mediante fusibles. Las razones por las cuales se ha utilizado fusibles en el lado de alta de los transformadores son las siguientes:

1) En primer lugar por economía especialmente en los costos iniciales que es lo que exige nuestro medio para este tipo de instalaciones.

2) Práctica en la operación, pues, los fusibles nos proporcionan actualmente una protección bastante cercana a la de un disyuntor y por otro lado no requiere de personal especializado para su mantenimiento, lo cual es cosa digna de tomar muy en cuenta en nuestro caso y

3) Proporciona más flexibilidad a los cambios futuros que se han previsto para este sistema.

X.2.C.- Barras Colectoras.-

Las zonas de las barras colectoras estarán protegidas mediante los disyuntores de las zonas adyacentes generadoras y los de los transformadores adyacentes.

X.2.D.- Líneas.-

La zona a proteger formada por la línea de transmi

sión será protegida mediante los fusibles H e I que también proporcionan protección a los transformadores.

X.2.E.- Interruptores Automáticos.-

Es necesario prevenir para caso de reparación de uno de los disyuntores o mantenimiento de los mismos los desconectadores que aislarán los interruptores automáticos del lado con tensión.

En la Fig. No.136 se indican las zonas de protección destinadas a cada uno de los aparatos de protección.

X.3.- CONSTANTES DE LAS MAQUINAS SINCRONICAS, IMPEDANCIAS Y CIRCUITOS SECUENCIALES DEL SISTEMA.-

De acuerdo con lo visto en el Capítulo II podemos determinar los valores de las impedancias secuenciales de cada una de las partes del sistema y sus correspondientes circuitos.

X.3.A.- Generadores.-

Para los turbo-alternadores de la Central Hidráulica de Cotacachi adoptaremos como reactancias aproximadas a los valores medios dados por las tablas para alternadores enfriados por aire.

$$\begin{array}{l}
 \text{Generador A} \\
 E_{aA} = 400/\sqrt{3} \text{ Voltios}
 \end{array}
 \left\{
 \begin{array}{l}
 X_{dA} = j 1 \text{ pu} \\
 X'_{A} = j 0,2 \text{ pu} \\
 X''_{A} = j 0,14 \text{ pu} \\
 X_{2A} = j 0,14 \text{ pu} \\
 X_{oA} = j 0,05 \text{ pu}
 \end{array}
 \right.$$

$$\begin{array}{l}
 \text{Generador B} \\
 E_{aB} = 400/\sqrt{3} \text{ Voltios}
 \end{array}
 \left\{
 \begin{array}{l}
 X_{dB} = j 1 \text{ pu} \\
 X'_{B} = j 0,2 \text{ pu} \\
 X''_{B} = j 0,14 \text{ pu} \\
 X_{2B} = j 0,14 \text{ pu} \\
 X_{oB} = j 0,05 \text{ pu}
 \end{array}
 \right.$$

Para los alternadores diesel de la central de Ibarra podemos adoptar los valores medios dados por la tabla para alternadores de polos salientes sin amortiguadores.

$$\begin{array}{l}
 \text{Generador C} \\
 E_{aC} = 220/\sqrt{3} \text{ Voltios}
 \end{array}
 \left\{
 \begin{array}{l}
 X_{dC} = j 1,25 \text{ pu} \\
 X'_{C} = j 0,3 \text{ pu} \\
 X''_{C} = j 0,3 \text{ pu} \\
 X_{2C} = j 0,48 \text{ pu} \\
 X_{oC} = j 0,19 \text{ pu}
 \end{array}
 \right.$$

$$\begin{array}{l}
 \text{Generador D} \\
 E_{aD} = 220 / \sqrt{3} \text{ Voltios}
 \end{array}
 \left\{
 \begin{array}{l}
 X_{dD} = j 1,25 \text{ pu} \\
 X'_D = j 0,3 \text{ pu} \\
 X''_D = j 0,3 \text{ pu} \\
 X_{2D} = j 0,48 \text{ pu} \\
 X_{oD} = j 0,19 \text{ pu}
 \end{array}
 \right.$$

X.3.B.- Transformadores.-

Transformador A

Es un transformador trifásico, conexión Delta en ba ja y estrella con neutro sólidamente a tierra en alta; sus tensio nes 400/13.800 V y de 300 KVA de capacidad.

Tipo de enfriamiento: Auto enfriado (OA)

BIL = 110 KV (alta)

Derivaciones en alta $\pm 2,5\%$ $\pm 5\%$

De acuerdo a estos datos recurrimos a - las tablas y obtenemos su impedancia

$$Z_{T_A} = 1,3\% + j 5\% = \sqrt{1,69 + 25} = \sqrt{26,69} = 5,2\%$$

Transformador B

Trifásico conexión estrella con neutro sólidamente puesto a tierra en alta y triángulo en baja; tensiones -- 13.800/6.000 V y 300 KVA de capacidad. Tipo de enfriamiento: Au-

to enfriado (OA)

BIL (alta) = 110 KV BIL (baja) = 95 KV

En las tablas obtenemos una impedancia

$$Z_{TB} = 5,5\%$$

Transformadores C y D

Trifásicos, conexión triángulo en baja y estrella sin tierra en alta; tensiones 220/6.000 V ; 420 KVA de capacidad

Tipo de enfriamiento: Auto enfriados (OA)

BIL (alta) = 95 KV

En las tablas:

$$Z_{TC} = Z_{TD} = 1,1 + j 5 = \sqrt{1,21 + 25} = \sqrt{26,21} \approx 5,1\%$$

X.3.C.- Línea.-

El sistema de la línea de transmisión "Cotacachi Ibarra" es trifásico sencillo conexión triángulo y sin hilos de protección. Su longitud es de 19 Km. por tanto está entre las líneas cortas; por otro lado, no posee transposiciones por no considerarlo necesario. La disposición de los conductores es la indicada en la Fig. No.137 y las distancias entre conductores son:

$$D_{ab} = 1,10 \text{ m.}$$

$$D_{ac} = 1,10 \text{ m.}$$

$$D_{bc} = 2,20 \text{ m.}$$

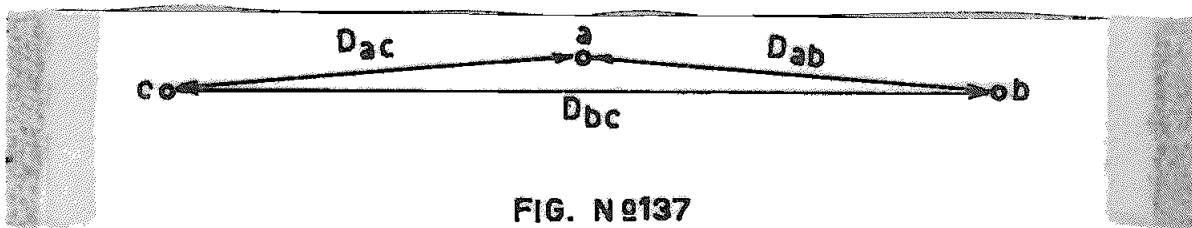


FIG. N°137

El conductor utilizado es ACSR No. 2/0 AWG (6 hilos de aluminio y 1 de acero) cuyas constantes son:

$$\begin{array}{l}
 \text{a } 60 \text{ c/seg} \\
 \left\{ \begin{array}{l}
 \text{GMR}_c = 0,00510 \text{ pies} \\
 \gamma_c = 0,895 \text{ } \Omega/\text{milla de conductor (50 } ^\circ\text{C y 75\% de capacidad)} \\
 X_a = j 0,641 \text{ } \Omega/\text{milla de conductor (a 1 pie del conductor)}
 \end{array} \right.
 \end{array}$$

1) Con estos datos estamos en capacidad de determinar la impedancia de secuencia positiva y negativa

Resistencia

$$R_1 = R_2 = \gamma_c \cdot l$$

$$l = 19 \text{ Km.} = 19 \times 0,6214 = 11,8 \text{ millas}$$

$$R_1 = 11,8 \times 0,895 = 10,56$$

Reactancia

$$X_d = 0,2794 \frac{f}{60} \lg \frac{\text{GMD}_{eq}}{r'} \quad (\Omega/\text{milla})$$

$$\text{GMD}_{eq} = D_{eq} \text{ (pies) pues no existen transposiciones}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{ac} \cdot D_{bc}} = \sqrt[3]{1,1 \times 1,1 \times 2,2} = \sqrt[3]{2,662} = 1,385 \text{ (m)}$$

$$D_{eq} = 1,385 \text{ (m)} = 1,385 \times 3,2809 \text{ (pies)} = 4,544 \text{ (pies)}$$

$$D_{eq} = 4' \ 6,528''$$

$$X_d = j \ 0,2794 \lg 4,544 = j \ 0,2794 \times 0,65744$$

$$X_d = j \ 0,1825 \ \Omega/\text{milla de conductor}$$

$$X_f = X_a + X_d = j \ 0,641 + j \ 0,1825 = j \ 0,8235 \ (\Omega/\text{milla de conductor})$$

$$X_f = X_f \cdot l$$

$$X_f = j \ 0,8235 \times 11,8 = j \ 9,724 \ (\Omega)$$

$$Z_1 = Z_2 = 10,56 + j \ 9,724 \ (\Omega)$$

$$Z_1 = \sqrt{10,56^2 + 9,724^2} = 14,3 \ \Omega$$

2) Impedancia de secuencia cero:

Resistencia

$$R_o = R_c + 4,764 \cdot f \cdot 10^{-3}$$

$$R_c = 10,56$$

$$R_o = 10,56 + 4,764 \times 60 \times 10^{-3} \cdot l$$

$$R_o = 10,56 + 0,28584 \cdot l$$

$$R_o = 10,56 + 0,28584 \cdot 11,8 = 10,56 + 3,37$$

$$R_o = 13,93 \ (\Omega/\text{fase})$$

$$X_o = j \text{ Reactancia } 13,97 \cdot f \cdot 10^{-3} \lg \frac{D_t^2}{GMR_n} \quad (\Omega/\text{milla-fase})$$

$$D_t^2 = 2160 \sqrt{f/f} \quad (\text{pies}^2)$$

En vista de que el terreno que atravieza la línea es seco y arenoso tomaremos un $\rho = 1000 \quad (\Omega/\text{m}^3)$

$$D_t^2 = 8.820 \quad (\text{pies}^2)$$

$$GMR_n = \sqrt[9]{GMR_c^3 \cdot D_{ab}^2 \cdot D_{ac}^2 \cdot D_{bc}^2}$$

$$GMR_c^3 = (5,1 \cdot 10^{-3})^3 = 132,65 \cdot 10^{-9}$$

$$D_{ab}^2 = (1,1 \times 3,28)^2 = 13,02 \quad (\text{pies}^2)$$

$$D_{ac}^2 = (1,1 \times 3,28)^2 = 13,02 \quad (\text{pies}^2)$$

$$D_{bc}^2 = (2,2 \times 3,28)^2 = (7,22)^2 = 52,12 \quad (\text{pies}^2)$$

$$GMR_n = \sqrt[9]{1172016 \cdot 10^{-9}} = 10^{-1} \sqrt[9]{1172016}$$

$$\lg \sqrt[9]{1172016} = \frac{1}{9} \lg 1172016 = \frac{1}{9} 6,06893$$

$$\lg \sqrt[9]{1172016} = 0,67433$$

$$\sqrt[9]{1172016} = \text{antilog } 0,67433 = 4,72403$$

$$GMR_n = 0,4724'$$

$$X_o = j 13,97 \times 60 \cdot 10^{-3} \lg \frac{8820}{0,4724}$$

$$X_o = j 0,8382 \lg 18672,73$$

$$X_o = j 0,8382 \times 4,261212 = j 3,569 \text{ } (\Omega/\text{milla-fase})$$

$$X_o = j 3,569 \times 11,8 = j 42,12 \text{ } (\Omega/\text{fase})$$

$$Z_o = 13,93 + j 42,12 \text{ } (\Omega/\text{fase})$$

$$Z_o = \sqrt{1958} = 44,4 \text{ } (\Omega/\text{fase})$$

X.4.- REPRESENTACION DEL SISTEMA.-

Para elegir el equipo de protección del sistema "Cotacachi - Ibarra" utilizamos el método para el cálculo de corrientes de falla de cálculo directo, admitiendo todas sus hipótesis de cálculo y además las consideraciones siguientes:

1) Se despreciará las admitancias en paralelo de los transformadores y las capacitancias de las líneas debido a su poca influencia.

2) Se ignorarán las resistencias de los generadores y transformadores por ser despreciables y la impedancia de la línea se puede adoptar como reactancia pura.

X.4.A.- Diagrama Monofásico de Impedancias de Secuencia Positiva.-

En nuestro caso las reactancias de las máquinas y

transformadores se encuentran dados en tanto por uno y la línea en ohmios, por tanto se puede obtener directamente el diagrama monofásico de impedancias transferido puesto que todas las impedancias están en valores relativos, con sólo transformar a valores relativos las impedancias de la línea.

Para obtener el diagrama de impedancias se realizará el procedimiento inverso, encontrando los valores en ohmios de cada una de las partes del sistema.

Generadores A y B

$$KVA_B = 250/3$$

$$KV_B = 0,4/\sqrt{3} = E_{a_A} = E_{a_B}$$

$$I_B = \frac{250}{3 \times 0,4} \sqrt{3} = \sqrt{3} \frac{625}{3} \text{ (Amp)} = \frac{625}{\sqrt{3}} \text{ (Amp)}$$

$$= 361,2 \text{ A.}$$

$$Z_B = j \frac{400/\sqrt{3}}{625/\sqrt{3}} = j 0,64 \text{ } (\Omega)$$

$$Z_{pu_A} = \frac{Z}{Z_B}$$

$$X''_A = X''_B = Z''_A = j 0,64 \times 0,14 = j 0,0896 \text{ } (\Omega)$$

$$X'_A = X'_B = j 0,64 \times 0,2 = j 0,128 \text{ } (\Omega)$$

$$X_{d_A} = X_{d_B} = j 0,64 \times 1 = j 0,64 \text{ } (\Omega)$$

$$X_{2A} = X_{2B} = j 0,64 \times 0,14 = j 0,0896 \quad (\Omega)$$

$$X_{oA} = X_{oB} = j 0,64 \times 0,05 = j 0,0320 \quad (\Omega)$$

Generadores C y D

$$KV_{AB} = 396/3 = 132$$

$$KV_B = 0,220/\sqrt{3} = 0,127 = E_{aC} = E_{aD}$$

$$I_B = \frac{132}{0,22} \sqrt{3} = \frac{396}{0,22 \times \sqrt{3}} = \frac{1800}{\sqrt{3}} = 1040 \text{ (A)}$$

$$Z_B = j \frac{220/\sqrt{3}}{1800/\sqrt{3}} = j \frac{220}{1800} = j 0,122 \quad (\Omega)$$

$$X_{C'}^{\prime\prime} = X_{D'}^{\prime\prime} = j 0,122 \times 0,3 = j 0,0366 \quad \Omega$$

$$X_{C'}^i = X_{D'}^i = j 0,122 \times 0,3 = j 0,0366 \quad \Omega$$

$$X_{dC}^k = X_{dD}^k = j 0,122 \times 1,25 = j 0,1525 \quad \Omega$$

$$X_{2C}^k = X_{2D}^k = j 0,122 \times 0,48 = j 0,0586 \quad \Omega$$

$$X_{oC}^k = X_{oD}^k = j 0,122 \times 0,19 = j 0,0232 \quad \Omega$$

Transformador A

$$KV_{AB} = 300/3 = 100$$

$$KV_B = 13,8/\sqrt{3} \text{ (Alta)}$$

$$I_B = \frac{300/3}{13,8/\sqrt{3}} = \frac{300 \cdot \sqrt{3}}{13,8 \cdot 3} = \frac{100}{13,8} \sqrt{3} =$$

$$= \frac{173}{13,8} = 12,54 \text{ (Am)}$$

Visto desde
Alta

$$Z_B = j \frac{13.800/\sqrt{3}}{I_B} = j \frac{13800 \cdot 13,8}{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 3} =$$

$$= j \frac{138 \times 13,8}{3} = j 634,8 \text{ } (\Omega)$$

$$X_{T_A} = j 634,8 \times 0,052 = j 33 \text{ } (\Omega) \text{ (Visto desde Alta)}$$

$$X_{T_A} = j \frac{33}{k_A^2} = j \frac{33}{(34,5)^2} = j \frac{33}{1190,25} =$$

$$= j 0,0277 \text{ } (\Omega) \text{ (Visto desde Baja)}$$

Transformador B

$$KVA_B = 300/3 = 100$$

$$KV_B = 13,8/\sqrt{3} \text{ (Alta)} = 7,97$$

$$I_B = \frac{300/3}{13,8/\sqrt{3}} = 12,54 \text{ (Am)}$$

Visto desde
Alta

$$Z_B = j \frac{13800/\sqrt{3}}{I_B} = j 634,8 \text{ } (\Omega)$$

$$X_{T_B} = j 634,8 \times 0,055 = j 34,92 \text{ } (\Omega) \text{ (Referido a Alta)}$$

$$X_{T_B} = j \frac{34,92}{2_B} = j \frac{34,92}{(2,3)^2} = j \frac{34,92}{5,29} =$$

$$= j 6,6 \text{ } (\Omega) \text{ (Referido a Baja)}$$

Transformadores C y D

$$KVA_B = 420/3 = 140$$

$$KV_B = 6/\sqrt{3} \quad (\text{Alta}) = 3,46$$

$$I_B = \frac{420/3}{6/\sqrt{3}} = \frac{140}{6} \sqrt{3} = 23,33 \times \sqrt{3} = 40,36 \quad (\text{AM})$$

$$Z_B = j \frac{6000/\sqrt{3}}{I_B} = j \frac{3.460}{40,36} = j 85,72 \quad (\Omega)$$

$$X_{TC} = X_{TD} = j 85,72 \times 0,051 = j 4,372 \quad (\text{Alta})$$

$$X_{TC} = X_{TD} = j \frac{4,37}{\cancel{I_C}^2} = j \frac{4,37}{(27,27)^2} = j 0,00588 \quad (\Omega) \quad (\text{Baja})$$

Línea

$$Z_{L_1} = 10,56 + j 9,24 \quad (\Omega) ; 14 \quad (\Omega) = |Z_{L_1}|$$

$$Z_{L_2} = 10,56 + j 9,24 \quad (\Omega) ; 14 \quad (\Omega) = |Z_{L_2}|$$

$$Z_{L_0} = 13,93 + j 42,12 \quad (\Omega) ; 44,0 \quad (\Omega) = |Z_{L_0}|$$

Estos valores son en ohmios referidos a $13,8/\sqrt{3}$ KV.

Los valores porcentuales de la línea serán:

$$KVA_B = 300/3 = 100$$

$$KV_B = 13,8/\sqrt{3} = 7,97$$

$$I_B = \frac{100}{7,97} = 12,54 \text{ (Am)}$$

$$Z_B = \frac{7.970}{12,54} = 634,8 \text{ } (\Omega)$$

$$Z_{L_1} = \frac{10,56 + j 9,24}{634,8} = 0,0166 \text{ (pu)} + j 0,0146 \text{ (pu)}$$

$$Z_{L_2} = \frac{10,56 + j 9,24}{634,8} = 0,0166 \text{ (pu)} + j 0,0146 \text{ (pu)}$$

$$Z_{L_0} = \frac{13,93 + j 42,12}{634,8} = 0,0219 \text{ (pu)} + j 0,0665 \text{ (pu)}$$

Los valores de las impedancias de todos los elementos del sistema, anteriormente encontrados son los referentes a sus propias bases con lo que se obtiene el circuito equivalente de la (Fig. No.7), con los valores de secuencia positiva subtransitoria.

X.4.B.- Diagramas Secuenciales Transferidos.-

Los valores de impedancias y tensiones obtenidos hasta aquí, son los reales del sistema y sus respectivos valores en tanto por uno dados en el diagrama unifilar del sistema, son referidos a las bases de potencia aparente y tensión propias. Según los principios expuestos anteriormente, para resolver el problema se debe transferir todos estos valores a una sola base de

KVA de tal manera que se pueda representar en un solo circuito - continuo equivalente con sus impedancias en tanto por uno. En -- nuestro caso se adoptará como base de tensión $KV'_B = KV_B$ pro - pia del elemento (fase - neutro) y como base de potencia la suma de todas las potencias de las máquinas, sobre tres (fase - neutro)

$$= \frac{1}{3} (250 + 250 + 396 + 396) = 1293/3 = KVA'_B$$

Establecidos ya los valores en tanto por uno de to - das las impedancias se debe determinar sus valores en las nuevas bases.

Generadores A y B

$$KVA_B = 250/3$$

$$KVA'_B = 1292/3$$

$$KV_B = 400/\sqrt{3}$$

$$KV'_B = 400/\sqrt{3}$$

Para nuestros propósitos será necesario únicamente la reactancia subtransitoria en secuencia positiva.

Reactancias

$$(Z_{pu})' = Z_{pu} \left(\frac{KV_B}{KV'_B} \right)^2 \times \frac{KVA'_B}{KVA_B}$$

$$\begin{aligned} (X'')' = (X'')' &= j 0,14 \left(\frac{0,4/\sqrt{3}}{0,4/\sqrt{3}} \right)^2 \frac{1292}{250} = j 0,14 (1)^2 (5,168)(pu) \\ &= j 0,14 \times 5,168 (pu) \end{aligned}$$

$$(X''_A) = (X''_B) = j 72,35 \times 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$(X_{2A})' = (X_{2B})' = j 0,14 \times 5,168 \text{ (pu)} = j 72,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$(X_{0A})' = (X_{0B})' = j 0,05 \times 516,8 \times 10^{-2} = j 25,84 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

Tensiones

$$E_{aA} = E_{aB} = 400 / \sqrt{3}$$

$$E'_{aA} = E'_{aB} = 400 / \sqrt{3}$$

$$E'_{aA} = E'_{aB} = 1 \text{ (pu)}$$

Generadores C y D

$$KVA_B = 396/3$$

$$KVA'_B = 1292/3$$

$$KV_B = 0,220 / \sqrt{3}$$

$$KV'_B = 0,220 / \sqrt{3}$$

Reactancias

$$(X''_C)' = (X''_D)' = j 0,3 \left(\frac{220 / \sqrt{3}}{220 / \sqrt{3}} \right)^2 \cdot \frac{1292/3}{396/3} = j 0,3 \times 3,263 =$$

$$= j 0,9789 \text{ (pu)}$$

$$(X''_C)' = (X''_D)' = j 9,789 \cdot 10^{-1} \text{ (pu)} = j 97,89 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$(X_{2C})' = (X_{2D})' = j 0,48 \times 3,263 = j 156,62 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$(X_{0C})' = (X_{0D})' = j 0,19 \times 3,263 = j 62,00 \times 10^{-2} \text{ (pu)}$$

Tensiones

$$E_{aC} = E_{aD} = E'_{aC} = E'_{aD} = 220 / \sqrt{3} \text{ (V)}$$

$$E'_{aC} = E'_{aD} = 1 \text{ (pu)}$$

Corrientes de Base

$$\text{Tensión de 220 V} : I_B = \frac{1292/3}{0,22/\sqrt{3}} = \frac{746,82}{0,22} = 3.400 \text{ A.}$$

$$\text{Tensión de 400 V} : I_B = \frac{746,82}{0,4} = 1867 \text{ (A)}$$

$$\text{Tensión de 6.000 V} : I_B = \frac{746,82}{6} = 124,5 \text{ (A)}$$

$$\text{Tensión de 13.800 V} : I_B = \frac{746,82}{13,8} = 54 \text{ (Am)}$$

Transformador A

$$KVA_B = 300/3$$

$$KVA'_B = 1292/3$$

$$X_{TA} = j 0,052 \times \frac{1292}{300} = j 0,052 \times 4,306$$

$$X_{TA} = j 22,39 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

Transformador B

$$KVA_B = 300/3$$

$$KVA'_B = 1292/3$$

$$X_{T_B} = j 0,055 \times 4,306 = j 23,68 \times 10^{-2} \text{ (pu)}$$

Transformadores C y D

$$KVA_B = 420/3$$

$$KVA'_B = 1292/3$$

$$X_{T_C} = X_{T_D} = j 0,051 \times \frac{1292}{420} = j 5,1 \times 10^{-2} \times 3,076$$

$$X_{T_C} = X_{T_D} = j 15,69 \times 10^{-2} \text{ (pu)}$$

Línea: Para fines de ingeniería podría -
mos asumir que la línea consta de
sólo reactancia cuyo valor en ohmios sea el valor absoluto de la
impedancia de la línea $Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2} = j X_L$

Luego:

$$\left. \begin{aligned} X_{L_1} &= j 14 \\ X_{L_2} &= j 14 \\ X_{L_0} &= j 44 \end{aligned} \right\}$$

En el lado de 13,8 KV.

$$X_{L_1} \text{ (pu)} = \frac{(X_{L_1} \Omega) KVA_B}{10^3 \times (KV_B)^2} \text{ (pu)} \quad \left. \begin{array}{l} KVA_B = 1292/3 \\ KV_B = 13,8/\sqrt{3} \end{array} \right\}$$

$$X_{L_1} = X_{L_2} = j \frac{14 \times 1292}{10^3 (13,8)^2} = j \frac{18088}{190,4} \times 10^{-3} = j 9,52 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{L_0} = j \frac{44 \times 1292}{10^3 (13,8)^2} = j 29,20 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

Secuencia Positiva ver (Fig. No.8)

$$X_A = X''_A = j 72,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_B = X''_B = j 72,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_C = X''_C = j 97,89 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_D = X''_D = j 97,89 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_A} = j 22,39 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_B} = j 23,68 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_C} = j 15,69 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_D} = j 15,69 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{L_1} = j 9,52 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$E_{a_A} = E_{a_B} = E_{a_C} = E_{a_D} = 1 \text{ (pu)}$$

Secuencia Negativa (Fig. No.138)

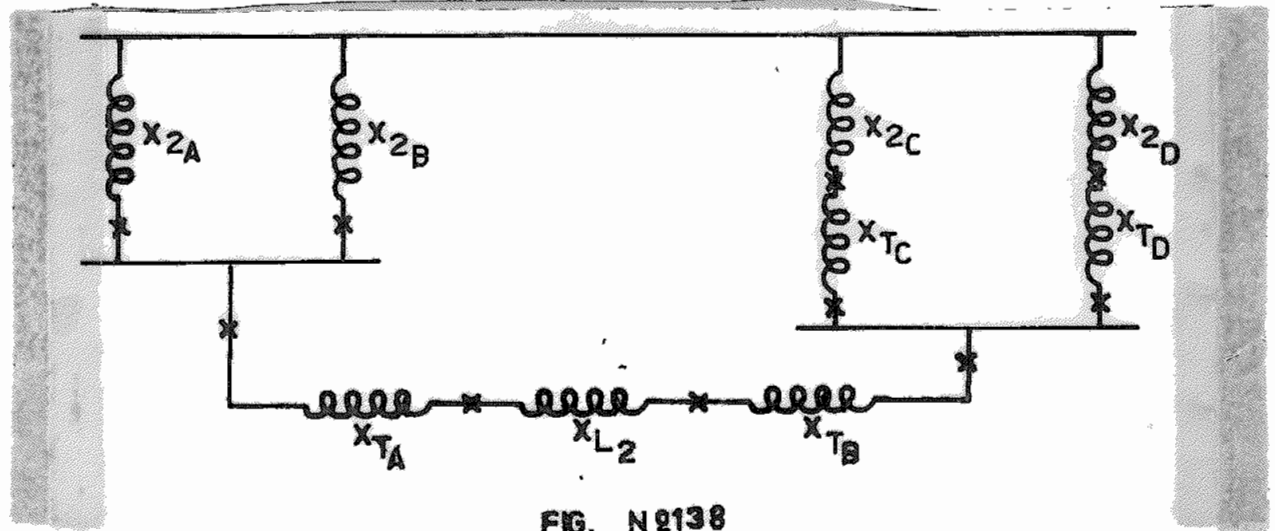


FIG. N 9138

$$X_{2A} = j 72,35 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

$$X_{2B} = j 72,35 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

$$X_{2C} = j 156,62 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

$$X_{2D} = j 156,62 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

$$X_{T_A} = j 22,39 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

$$X_{T_B} = j 23,68 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

$$X_{T_C} = j 15,69 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

$$X_{T_D} = j 15,69 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

$$X_{L_2} = j 9,52 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

Secuencia cero (Fig. No.139)

Para formar el circuito de secuencia cero se tomará en cuenta lo siguiente: Que no existen tensiones de dicha secuencia y que de la conexión de los transformadores depende su circuito equivalente ya determinado en el capítulo respectivo.

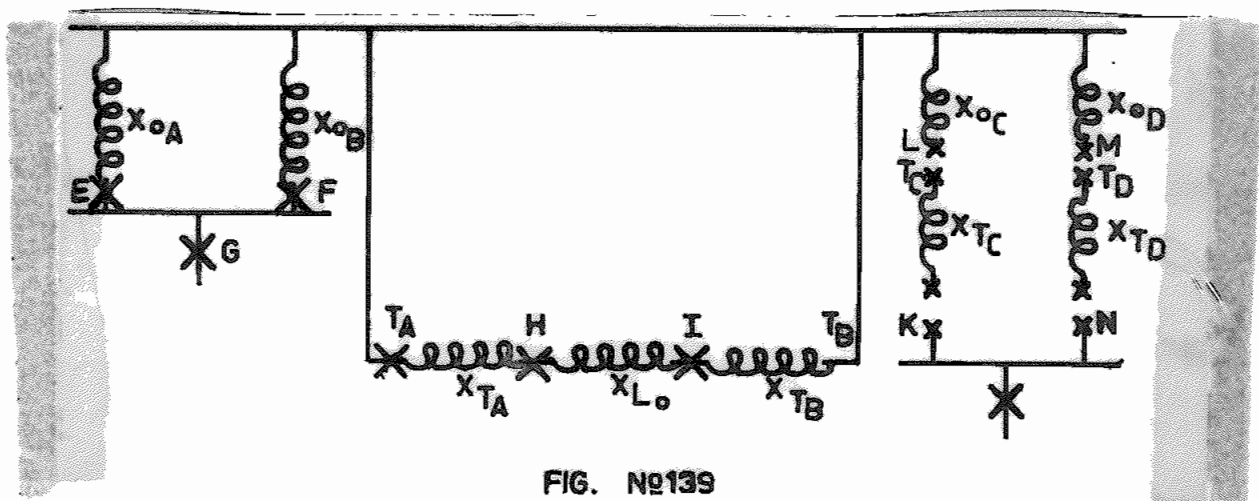


FIG. No139

$$X_{oA} = j 25,84 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{oB} = j 25,84 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{oC} = j 62,00 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{oD} = j 62,00 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{TA} = j 22,39 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{TB} = j 23,68 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{TC} = j 15,69 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{TD} = j 15,69 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{Lo} = j 29,20 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

X.5.- CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA.-

Como nuestro propósito es el cálculo de las corrientes de falla para la elección del equipo de protección, se deberá determinar los valores de las corrientes de falla en todos y cada uno de los puntos en los que se va a utilizar uno de ellos. De acuerdo con las zonas de protección determinadas se necesitan aparatos de protección en los puntos E, F, G, H, I, J, K, L, M y N (Fig. No.136)

Para la determinación de las corrientes de falla en cada una de las partes del sistema al ocurrir una avería en cualquier punto de éste, se pueden utilizar los factores de distribución por unidad, o sea, que si relacionamos las corrientes a la que existe en el punto de falla, tomándola a este valor como la unidad, las demás corrientes serán fracciones de ésta.

El método se basa en que las corrientes se reparten inversamente a sus impedancias, procediendo en sentido contrario al que se utilizó para resolver cada circuito secuencial a la reactancia equivalente.

Como ejemplo de aplicación se calcularán las corrientes de falla en el punto E, punto para el cual se elegirá -

el aparato protector.

Punto E

Secuencia positiva ver (Fig. No.9)

CAPACIDAD = 1292/3 KVA

$$E_a = 1 \text{ (pu)}$$

$$X_3 = X_{T_A} + X_{L_1} + X_{T_B}$$

$$\begin{aligned} X_3 &= j 22,39 \times 10^{-2} + j 9,52 \times 10^{-2} + j 23,70 \times 10^{-2} = \\ &= j 55,61 \times 10^{-2} \text{ (pu)} \end{aligned}$$

$$X_4 = X_C'' + X_{T_C}$$

$$X_4 = j 97,890 \times 10^{-2} + j 15,69 \times 10^{-2} = j 113,580 \times 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_5 = X_D'' + X_{T_D} = j 113,580 \times 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_6 = X_A''$$

$$X_6 = j 72,350 \times 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_7 = X_B''$$

$$X_7 = j 72,350 \times 10^{-2} \text{ (pu)}$$

Resolviendo el circuito:

$$\begin{aligned} X_8 &= \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{X_4^2}{2X_4} = \frac{X_4}{2} \text{ (pu)} \end{aligned}$$

$$X_8 = j \frac{113,580 \cdot 10^{-2}}{2} = j 56,8 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_9 = X_3 + X_8$$

$$X_9 = j 55,61 \cdot 10^{-2} + j 56,80 \cdot 10^{-2} = j 112,41 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{10} = \frac{X_7 \cdot X_9}{X_7 + X_9} = j \frac{72,35 \times 112,41 \times 10^{-4}}{184,76 \times 10^{-2}} = j \frac{8132,14 \cdot 10^{-2}}{184,75}$$

$$X_{10} = j 44,00 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{11} = \frac{X_6 \cdot X_{10}}{X_6 + X_{10}}$$

$$X_{11} = j \frac{72,35 \times 10^{-2} \times 44,00 \times 10^{-2}}{(72,35 + 44,00) \cdot 10^{-2}} =$$

$$= j \frac{3.183,4 \cdot 10^{-2}}{116,35}$$

$$X_{11} = j \frac{3.183,4 \cdot 10^{-2}}{116,35} \quad X_{11} = 27,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{11} = Z_1 \text{ (Fig. No.15)}$$

$$X_3 = j 55,6 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_4 = j 113,6 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_5 = j 113,6 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_6 = j 72,4 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_7 = j 72,4 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_8 = j 56,8 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

$$X_9 = j 112,4 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

$$X_{10} = j 44,00 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

$$X_{11} = j 27,35 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

Corrientes de secuencia positiva

$$I_{a_1} = I_{11} = 1 \quad (\text{Fig. No.15})$$

$$I_6 = I_{11} \frac{j X_{10}}{j X_{10} + j X_6}$$

$$I_6 = 1 \times \frac{44 \cdot 10^{-2}}{(44 + 72,35) \cdot 10^{-2}} = \frac{44}{116,35} = 0,378$$

$$I_{10} = I_{11} - I_6 = 1 - 0,378 = 0,6220$$

$$I_7 = I_{10} \frac{X_9}{X_9 + X_7}$$

$$I_7 = 0,622 \frac{112,4}{112,40 + 72,35} = \frac{69,91}{184,75} = 0,3785$$

$$I_9 = I_{10} - I_7 = 0,6220 - 0,3785 = 0,2435$$

$$I_8 = I_9$$

$$I_3 = I_9$$

$$I_5 = I_8 \frac{X_4}{X_4 + X_5} = I_8 \frac{X_4}{2X_4} = \frac{I_8}{2}$$

$$I_5 = 0,2435 \frac{113,6}{113,6 + 113,6} = \frac{0,2435}{2} = 0,12175$$

$$I_4 = 0,2435 - 0,12175 = 0,12175$$

$$I_{3_1} = 0,2435 \quad (\text{pu})$$

$$I_{4_1} = 0,12175 \quad (\text{pu})$$

$$I_{5_1} = 0,12175 \quad (\text{pu})$$

$$I_{6_1} = 0,378 \quad (\text{pu})$$

$$I_{7_1} = 0,3785 \quad (\text{pu})$$

$$I_{8_1} = 0,2435 \quad (\text{pu})$$

$$I_{9_1} = 0,2435 \quad (\text{pu})$$

$$I_{10_1} = 0,6220 \quad (\text{pu})$$

$$I_{11_1} = 1,00 \quad (\text{pu})$$

Secuencia negativa (Fig. No.140)

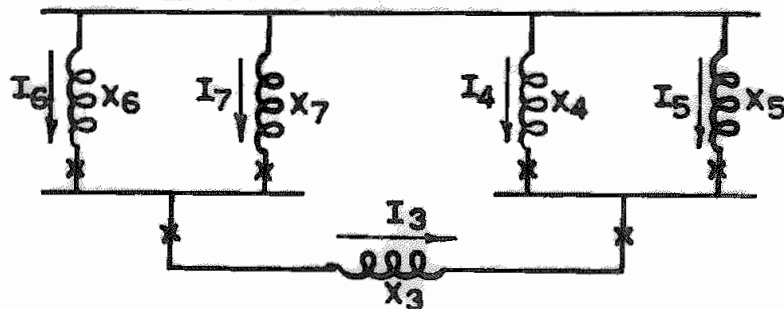


FIG. No140

$$X_6 = X_{2_A} = j 72,35 \cdot 10^{-2}$$

$$X_7 = X_{2_B} = j 72,35 \cdot 10^{-2}$$

$$X_3 = X_{T_A} + X_{L_2} + X_{T_B}$$

$$X_3 = j (22,39 + 9,52 + 23,68) \cdot 10^{-2} = j 55,59 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_4 = X_{2_C} + X_{T_C}$$

$$X_4 = j (156,62 + 15,69) \cdot 10^{-2} = j 172,31 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_5 = X_{2_D} + X_{T_D}$$

$$X_5 = j (156,62 + 15,69) \cdot 10^{-2} = j 172,31 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_8 = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{X_4}{2}$$

$$X_8 = j \frac{172,31}{2} \cdot 10^{-2} = j 86,16 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_9 = (X_3 + X_8)$$

$$X_9 = j (55,59 + 86,16) \cdot 10^{-2} = j 141,75 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{10} = \frac{X_7 \cdot X_9}{X_7 + X_9}$$

$$X_{10} = j \frac{72,35 \times 141,75}{72,35 + 141,75} \times 10^{-2} = j \frac{10256,33}{214,10} \cdot 10^{-2}$$

$$X_{10} = j 47,93 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$K_{11} = \frac{K_6 \cdot K_{10}}{K_6 + K_{10}} = j \frac{72,35 \times 47,93}{72,35 + 47,93} \cdot 10^{-2} = j \frac{3467,74}{120,28} \cdot 10^{-2}$$

$$K_{11} = Z_2 = j 28,85 \cdot 10^{-2} \quad (\text{pu})$$

(Fig. No.17)

Corrientes de secuencia negativa

$$I_{11} = I_{a_2} = 1$$

$$I_6 = 1 \times \frac{K_{10}}{K_{10} + K_6}$$

$$I_6 = \frac{47,93}{47,93 + 72,35} = 0,4$$

$$I_{10} = I_{11} - I_6 = 1 - 0,4 = 0,6$$

$$I_7 = I_{10} \frac{K_9}{K_7 + K_9}$$

$$I_7 = 0,6 \frac{141,75}{141,75 + 72,35} = \frac{85,05}{214,10} = 0,398$$

$$I_9 = I_{10} - I_7 = 0,600 - 0,398 = 0,202$$

$$I_8 = I_9$$

$$I_3 = I_9$$

$$I_5 = \frac{I_8 \frac{K_4}{K_4 + K_5}}{I_8 \frac{K_4}{2K_4}} = \frac{I_8}{2}$$

$$I_5 = \frac{0,203}{2} = 0,101$$

$$I_4 = I_5$$

$$I_{3_2} = 0,202 \text{ (pu)}$$

$$I_{4_2} = 0,101 \text{ "}$$

$$I_{5_2} = 0,101 \text{ "}$$

$$I_{6_2} = 0,40 \text{ "}$$

$$I_{7_2} = 0,398 \text{ "}$$

$$I_{8_2} = 0,202 \text{ "}$$

$$I_{9_2} = 0,202 \text{ "}$$

$$I_{10_2} = 0,60 \text{ "}$$

$$I_{11_2} = 1,00 \text{ "}$$

Secuencia cero

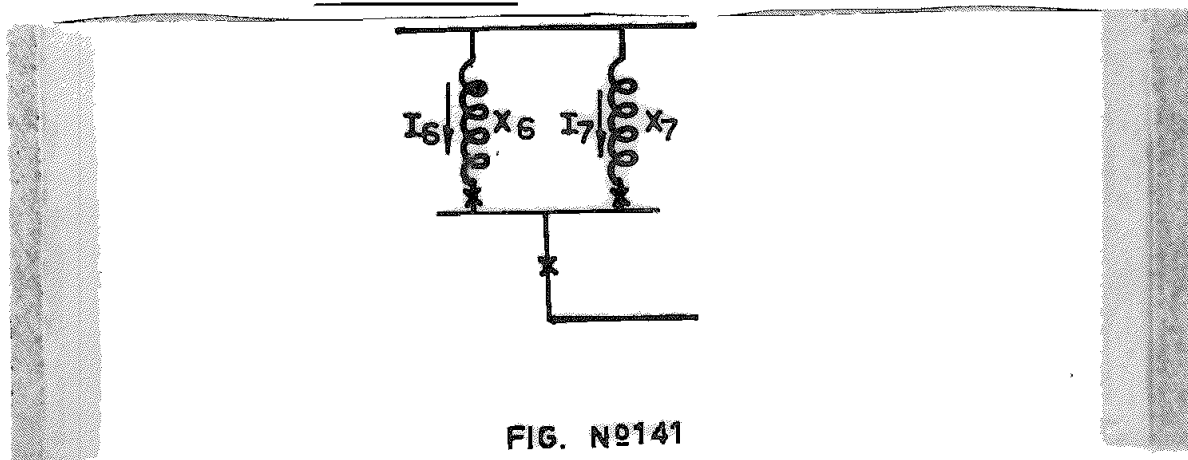


FIG. Nº141

$$X_6 = X_{o_A} = j 25,84 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_7 = X_{o_B} = j 25,84 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{11} = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7} = \frac{X_6^2}{2X_6} = \frac{X_6}{2}$$

$$X_{11} = j \frac{25,84}{2} \cdot 10^{-2} = j 12,92 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{11} = Z_o \quad (\text{Fig. No.19})$$

Corrientes desequencia cero

$$I_{11} = I_{a_o} = 1 \text{ (pu)}$$

$$I_7 = 1 \frac{X_6}{X_6 + X_7} = \frac{X_6}{2X_6} = \frac{1}{2} = 0,5$$

$$I_6 = 0,5$$

$$I_{a_o} = 1 \text{ (pu)}$$

$$I_{6_o} = 0,5 \text{ (pu)}$$

$$I_{7_o} = 0,5 \text{ (pu)}$$

Tipos de falla:

a) De fase a tierra (Fase fallosa "a")

N = 1292/3 KVA

$$E_a = j 1 \text{ (pu)}$$

$$Z_1 = j 27,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$Z_2 = j 28,83 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$Z_0 = j 12,92 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$I_{a_1} = I_{a_2} = I_{a_0}$$

$$V_a = 0$$

$$I_b = I_c = 0$$

$$I_{a_1} = \frac{j E_a}{(Z_1 + Z_2 + Z_0)}$$

Localizamos al vector E_a en el eje imaginario

$$I_{a_1} = \frac{j 10^2}{j (27,35 + 28,83 + 12,92)} = \frac{j 100}{j 69,10} = 1,45 \text{ (pu)}$$

Fase "a"

$$I_a = I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0} = 3 I_{a_1}$$

$$I_a = 3 \times 1,45 \text{ (pu)} = 4,35 \text{ pu}$$

$$V_{a_1} = E_a - I_{a_1} Z_1$$

$$V_{a_1} = j 1 - 1,45 (j 27,35) \cdot 10^{-2} = j 1 - j 0,395 = j 0,605 \text{ pu}$$

$$V_{a_2} = - I_{a_2} Z_2 = - 1,45 (j 28,83) \cdot 10^{-2} = - j 0,418 \text{ (pu)}$$

$$V_{a_0} = - I_{a_0} Z_0 = - 1,45 (j 12,92) \cdot 10^{-2} = - j 0,187 \text{ (pu)}$$

$$V_a = j 0,605 - j 0,418 - j 0,187 = 0$$

Fase "b"

$$\begin{aligned} I_b &= I_{b_1} + I_{b_2} + I_{b_0} = a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} + I_{a_0} = \\ &= (a^2 + a + 1) I_{a_1} \end{aligned}$$

$$I_b = 0$$

$$V_{b_1} = a^2 V_{a_1} = (-0,5 - j 0,866) j 0,605 = - j 0,3025 + 0,524$$

$$V_{b_2} = a V_{a_2} = (-0,5 + j 0,866) (-j 0,418) = + j 0,209 + 0,362$$

$$V_{b_0} = V_{a_0} = - j 0,187$$

$$V_b = V_{b_1} + V_{b_2} + V_{b_0}$$

$$V_b = 0,524 + 0,362 - j 0,3025 - j 0,1870 + j 0,209$$

$$V_b = 0,886 - j 0,2805 \text{ (pu)} \approx 0,93 \text{ (pu)} \quad \underline{-17,5^\circ}$$

Fase "c"

$$I_c = 0$$

$$V_c = a V_{a_1} + a^2 V_{a_2} + V_{a_0}$$

$$V_c = (-0,5 + j 0,866) j 0,605 + (-0,5 - j 0,866)(-j 0,418) - j 0,187$$

$$V_c = -j 0,3025 - 0,524 + j 0,209 - 0,362 - j 0,187$$

$$V_c = -0,886 - j 0,2805 \text{ (pu)} \approx 0,93 \text{ (pu)} \quad \underline{-162,5^\circ}$$

$$E_a = j 1 \text{ (pu)}$$

$$I_a = 4,35 \text{ (pu)}$$

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

$$V_a = 0$$

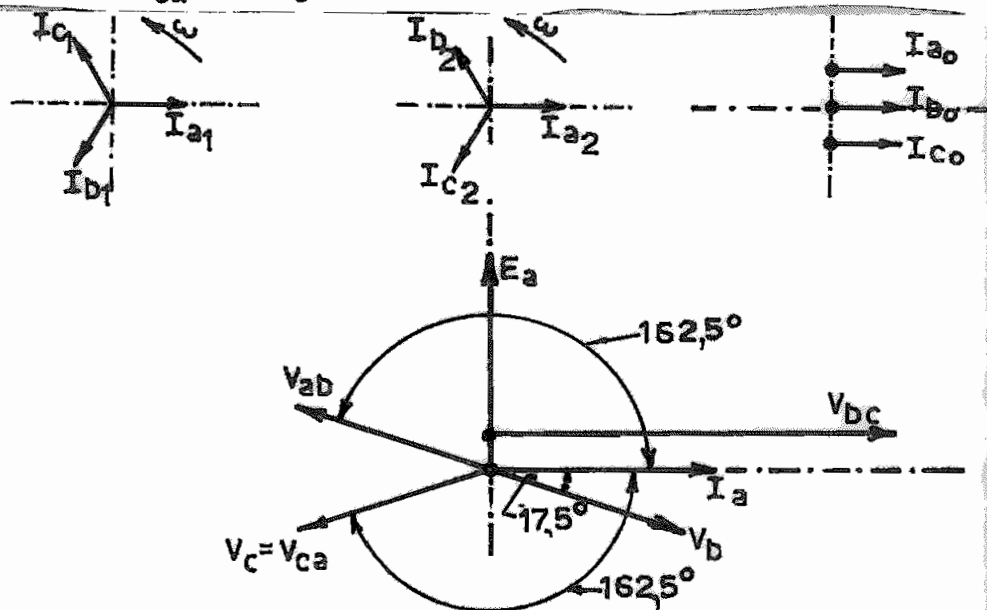
$$V_b = 0,93 \text{ (pu)} \quad \underline{-17,5^\circ} = 0,886 - j 0,28 \text{ (pu)}$$

$$V_c = 0,93 \text{ (pu)} \quad \underline{-162,5^\circ} = -0,886 - j 0,28 \text{ (pu)}$$

$$V_{ab} = -0,886 + j 0,28 \text{ (pu)}$$

$$V_{bc} = 1,772 \text{ (pu)}$$

$$V_{ca} = V_c$$



Corrientes en amperios

En vista de que el punto E de falla se encuentra en el lado de 400 Voltios tenemos que usar como corriente de base su correspondiente.

$$I_B = 1867 \text{ (A.)}$$

$$\text{y como base de tensión} \quad 400/\sqrt{3} \text{ (Voltios)}$$

$$I_a = 4,35 \times 1867 = 8.121,45 \text{ (Am.)}$$

$$V_a = 0$$

$$I_b = 0$$

$$V_b = (0,886 - j 0,285) \times 400/\sqrt{3} = \frac{354,4}{\sqrt{3}} - j \frac{114}{\sqrt{3}} \text{ (Voltios)}$$

$$I_c = 0$$

$$V_c = -0,886 - j 0,285 \times 400/\sqrt{3} = -\frac{354,4}{\sqrt{3}} - j \frac{114}{\sqrt{3}} \text{ (Voltios)}$$

b) Falla entre dos fases (fases fallosas
"b" y "c")

$$E_a = j 1 \text{ (pu)}$$

$$N = 1292/3 \text{ KVA}$$

$$I_b = - I_c$$

$$I_a = 0$$

$$V_c = V_b$$

$$Z_1 = j 27,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$Z_2 = j 28,83 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$I_{a_1} = - I_{a_2} \quad I_{a_0} = 0$$

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2}$$

$$V_{a_1} = V_{a_2} \text{ en magnitud y fase; } V_{a_0} = 0$$

$$I_{a_1} = \frac{j 1 \text{ pu}}{j (27,35 + 28,83)} \times 10^2 = \frac{100}{56,18} = 1,78 \text{ (pu)}$$

$$V_{a_1} = j E_a - I_{a_1} Z_1 = j 1 - 1,78 (j 27,35) \cdot 10^{-2} = j 1 - j 0,486 =$$

$$= j 0,514$$

$$I_{a_2} = \frac{- V_{a_1}}{Z_2} = \frac{- j 0,514 \times 10^2}{j 28,83} = - 1,78 \text{ (pu)}$$

$$I_a = I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0} = 0$$

$$V_a = V_{a_1} + V_{a_2} + V_{a_0}$$

$$V_a = j 0,514 + j 0,514 = j 1,028 \text{ (pu)}$$

$$V_b = a^2 V_{a_1} + a V_{a_2} + V_{a_0}$$

$$V_b = (a^2 + a) V_{a_1} = - V_{a_1} = - j 0,514$$

$$V_c = (a + a^2) V_{a_1} = -V_{a_1} = -j 0,514$$

$$V_{a_0} = -I_{a_0} Z_0 = 0$$

$$I_b = a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} + I_{a_0} = a^2 I_{a_1} - a I_{a_1} = (a^2 - a) I_{a_1}$$

$$I_b = (-0,5 - j 0,866 + 0,5 - j 0,866) I_{a_1} = -j 1,73 \times I_{a_1}$$

$$I_b = -j 1,73 \cdot 1,78 \text{ (pu)} = -j 3,08 \text{ (pu)}$$

$$I_c = j 3,08 \text{ (pu)}$$

$$E_a = j 1 \text{ (pu)}$$

$$I_a = 0$$

$$I_b = -j 3,08 \text{ (pu)}$$

$$I_c = j 3,08 \text{ (pu)}$$

$$V_a = j 1,028 \text{ (pu)}$$

$$V_b = -j 0,514 \text{ (pu)}$$

$$V_c = -j 0,514 \text{ (pu)}$$

$$V_{ab} = j 1,542 \text{ (pu)}$$

$$V_{bc} = 0$$

$$V_{ca} = -j 1,542 \text{ (pu)}$$

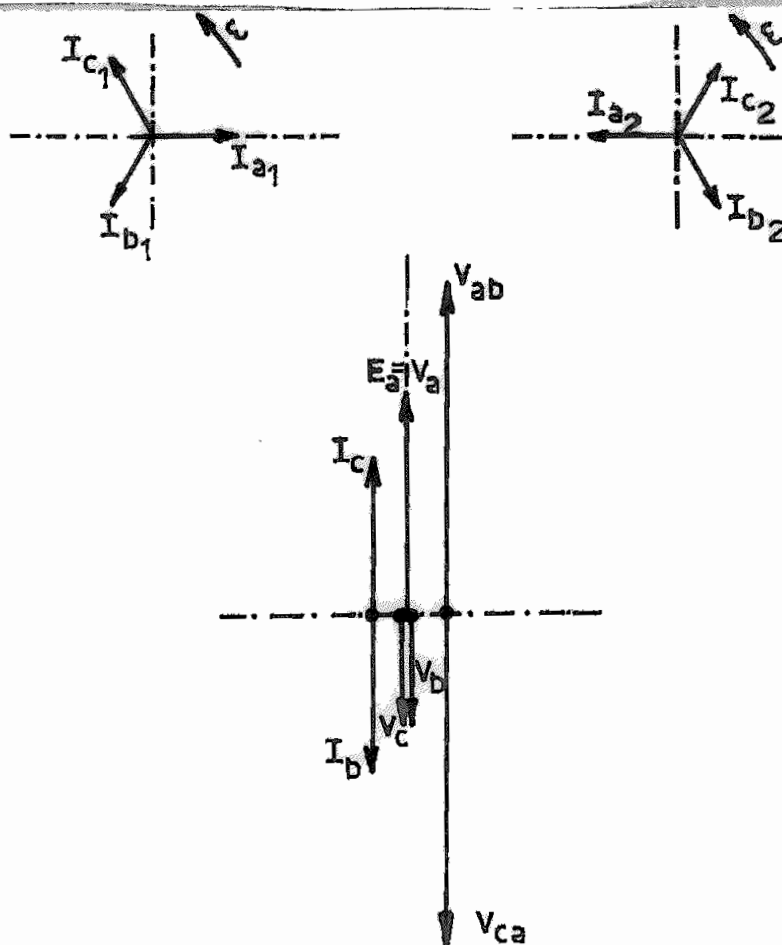


FIG. Nº143

c) Falla entre dos fases y tierra (Fases fallosas "b" y "c")

$$N = 1292/3 \text{ KVA}$$

$$E_a = 1 \text{ (pu)}$$

$$I_a = 0$$

$$V_b = V_c = 0$$

$$Z_1 = j 27,35 \cdot 10^{-2} \text{ pu}$$

$$Z_2 = j 28,83 \cdot 10^{-2} \text{ pu}$$

$$Z_o = j 12,92 \cdot 10^{-2} \text{ pu}$$

$$V_{a_1} = V_{a_2} = V_{a_o} \quad \text{En magnitud y fase}$$

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{Z_1 + \frac{Z_2 \cdot Z_o}{Z_2 + Z_o}}$$

$$I_{a_1} = \frac{j 1 \times 10^2}{j (27,35 + \frac{28,83 \times 12,92}{28,83 + 12,92})} = \frac{100}{27,35 + \frac{372,48}{41,75}}$$

$$I_{a_1} = \frac{100}{27,35 + 8,92} = \frac{100}{36,27} = 2,75 \text{ (pu)}$$

$$V_{a_1} = E_a - I_{a_1} Z_1$$

$$V_{a_1} = j 1 - 2,75 (j 27,35) \cdot 10^{-2} = j 1 - j 0,755 = j 0,245 \text{ (pu)}$$

$$V_{a_2} = j 0,245 \text{ (pu)} = - I_{a_2} Z_2$$

$$V_{a_o} = j 0,245 \text{ (pu)} = - I_{a_o} Z_o$$

$$I_{a_2} = \frac{- V_{a_1}}{Z_2} = \frac{- j 0,2450}{j 0,2883} = - 0,85 \text{ (pu)}$$

$$I_{a_0} = \frac{-V_{a_1}}{Z_0} = \frac{-j 0,2450}{j 0,1292} = -1,9 \text{ (pu)}$$

$$I_a = 2,75 - 0,85 - 1,9 = 2,75 - 2,75 = 0,00 \text{ (pu)}$$

$$V_a = j 0,245 + j 0,245 + j 0,245 = j 0,735 \text{ (pu)}$$

$$I_b = a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} + I_{a_0}$$

$$I_b = (-0,5 - j 0,866) 2,75 + (-0,5 + j 0,866)(-0,85) + (-1,9)$$

$$I_b = -1,375 - j 2,38 + 0,425 - j 0,736 - 1,9$$

$$I_b = -2,85 - j 3,116 \text{ (pu)}$$

$$I_c = (-0,5 + j 0,866) 2,75 + (-0,5 - j 0,866)(-0,85) - 1,9$$

$$I_c = -2,85 + j 3,116 \text{ (pu)}$$

$$V_b = (a^2 + a + 1) V_{a_1} = 0$$

$$V_c = (a^2 + a + 1) V_{a_1} = 0$$

$$I_a = 1,71 \text{ (pu)}$$

$$I_b = -2,85 - j 3,116 \text{ (pu)} = 4,22 \quad \boxed{-132^\circ}$$

$$I_c = -2,85 + j 3,116 \text{ (pu)} = 4,22 \quad \boxed{+132^\circ}$$

$$V_a = j 0,735 \text{ (pu)}$$

$$V_b = 0$$

$$V_c = 0$$

$$V_{ab} = V_a = j 0,735 \text{ (pu)}$$

$$V_{bc} = 0$$

$$V_{ca} = - j 0,735$$

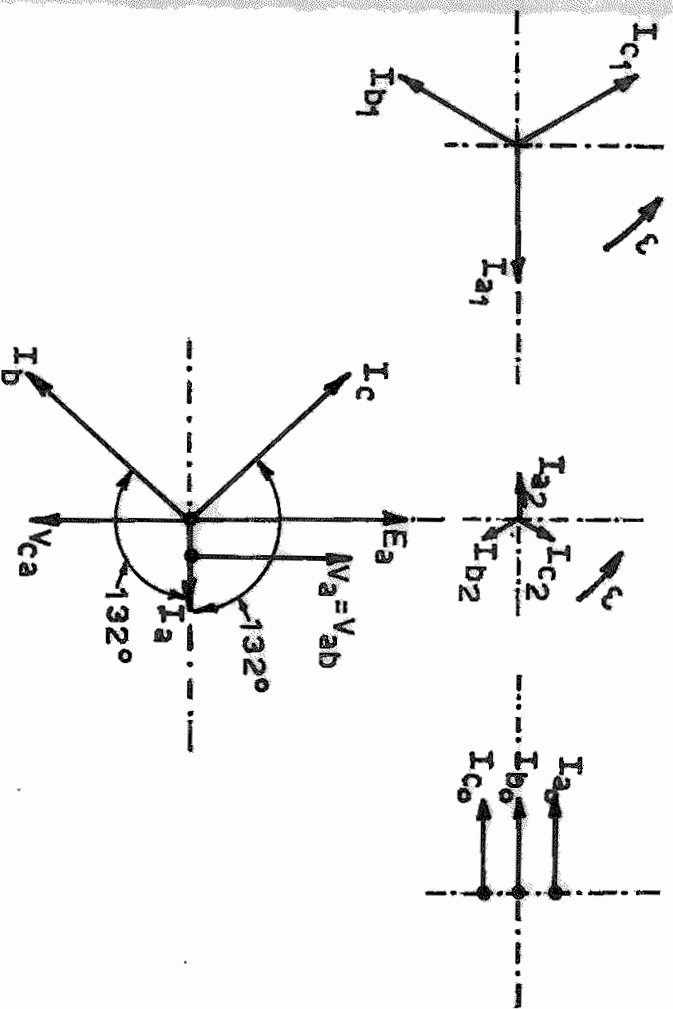


FIG. NG144

d) Falta trifásica

$$E_a = 1 \text{ (pu)}$$

$$Z_1 = j 27,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$N = 1292/3 \text{ KVA}$$

$$I_{a2} = I_{a0} = 0$$

$$I_a = I_{a_1} = \frac{E_a}{Z_1}$$

$$I_{a_1} = \frac{j 1 \text{ (pu)}}{j 27,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}} = \frac{100}{27,35} = 3,66 \text{ (pu)}$$

$$I_a = 3,66 \text{ (pu)}$$

$$I_b = a^2 I_{a_1} = (-0,5 - j 0,866) 3,66 = -1,83 - j 3,17 \text{ (pu)}$$

$$I_b = 3,66 \angle -120^\circ \text{ (pu)}$$

$$I_c = a I_{a_1} = (-0,5 - j 0,866) 3,66 = 3,66 \angle +120^\circ \text{ (pu)}$$

$$I_c = -1,83 + j 3,17 \text{ (pu)}$$

$$V_{a_1} = E_a - I_{a_1} Z_1$$

$$V_{a_1} = j 1 - 3,66 (j 0,2735) = j 1 - j 1 = 0$$

$$V_{a_2} = 0$$

$$V_{a_0} = 0$$

$$V_a = V_{a_1} = 0$$

$$V_b = 0$$

$$V_c = 0$$

$$I_a = 3,66 \text{ (pu)}$$

$$I_b = -1,83 - j 3,17 \text{ (pu)} = 3,66 \angle -120^\circ$$

$$I_c = -1,83 + j 3,17 \text{ (pu)} = 3,66 \angle +120^\circ$$

$$V_a = V_b = V_c = 0$$

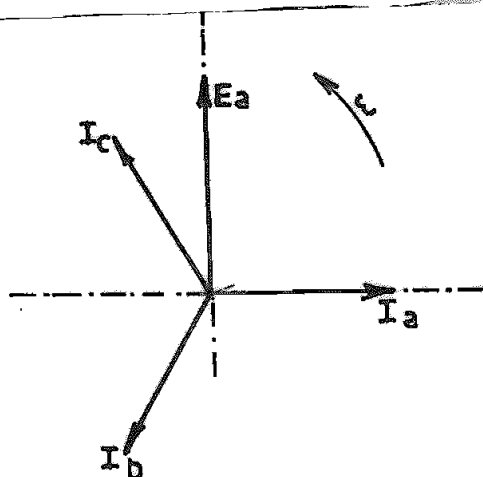


FIG. Nº145

X.6.- ELECCION DEL EQUIPO.-

Si el propósito del cálculo de las corrientes de falla es la selección del disyuntor que irá en el punto F, tenemos que determinar cuál de las corrientes de falla nos servirá para la selección.

Naturalmente la corriente para la selección del disyuntor sería la mayor disponible en dicho punto, pero hay que tomar en cuenta, también, la posibilidad de la ocurrencia de dicha falla; así, siendo el disyuntor F para proteger al generador A de cualquier falla en las barras, la falla trifásica es muy remota pero una falla de fase a tierra o dos fases a tierra es más posible, por todos estos aspectos tomaremos la corriente de falla de fase a tierra.

$$I_f = 4,35 \text{ (pu)}$$

$$I_f = 8121,45 \text{ (Am)}$$

Esta corriente es la existente en el punto de falla? pero la que debemos utilizar sería la corriente que pasaría por el disyuntor F o sea la que aporta el generador A ; a esta corriente la habíamos llamado I_6 y se la podrá encontrar fácilmente mediante los factores de distribución.

$$I_{6_1} = \text{De secuencia positiva} = 0,378 \text{ (pu)}$$

$$I_{6_2} = \text{De secuencia negativa} = 0,40 \text{ (pu)}$$

$$I_{6_0} = \text{De secuencia cero} = 0,50 \text{ (pu)}$$

Los factores de distribución son secuenciales luego se refieren a las corrientes secuenciales que existen en cada ramal; así para el ramal que nos interesa y con la corriente de falla entre fase y tierra, la corriente de secuencia positiva será 0,378 de su respectiva en la falla, y la de secuencia cero 0,5 de su respectiva en la falla.

$$I_{a_1} = 0,378 I_{f_1}$$

$$I_{a_2} = 0,4 I_{f_2}$$

$$I_{a_0} = 0,5 I_{f_0}$$

$$I_a = I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0}$$

$$I_{f_1} = 1,45 \text{ (pu)}$$

$$I_{f_2} = 1,45 \text{ (pu)}$$

$$I_{f_0} = 1,45 \text{ (pu)}$$

$$I_{a_1} = 0,378 \times 1,45 = 0,548 \text{ (pu)}$$

$$I_{a_2} = 0,4 \times 1,45 = 0,58 \text{ (pu)}$$

$$I_{a_0} = 0,5 \times 1,45 = 0,725 \text{ (pu)}$$

$$I_a = 0,548 + 0,88 + 0,725 = 2,153 \text{ (pu)}$$

$$I_B = 1867 \text{ (A)}$$

Por el punto E circulará $I_a = I_a \text{ (pu)} \times I_B$

$$I_a = 1867 \times 2,153 = 3.998 \text{ (Amp)}$$

Por la fase "a" del punto F circulará una corriente de:

$$I_a = 3.998 \text{ (Amp)}$$

Este valor de corriente será naturalmente el valor eficaz simétrico de la máxima falla disponible en el punto F, - por tanto, será necesario aplicarlo un factor de multiplicación - que depende, como ya se había visto, de la clase de aparato protector y de la velocidad de los mismos.

En el caso presente se trata de un interruptor au-

tomático de baja tensión e igual tensión que la máquina a prote -
gerse y una potencia de cortocircuito de:

$$0,4 \times 4.000 \times \sqrt{3} = 2.768 \text{ KVA}$$

luego el factor de multiplicación depende sólo de la velocidad -
del interruptor a escogerse. Si el interruptor es para protección
del generador debe ser de alta velocidad; para nuestro caso se -
adoptará un factor de multiplicación de 1,2

Con toda esta información estamos en capacidad de
elegir el interruptor automático adecuado para este punto.

Frecuencia 60 c/s , para bajo voltaje e interrup-
ción en el seno de aire.

De simple unidad

Voltaje nominal	400 (V) (A.C.)
Corriente nominal continua	360 (Am) (A.C.)
Capacidad de interrupción simé trica	4000 (Am)
Capacidad de interrupción asi- métrica	4800 (Am)

Recurriendo a los catálogos de los fabri
cantes escogemos el interruptor automático que más se acerque a
estas características:

Interruptor automático con interrupción en el seno
de aire G.E. AK-2-25

Frecuencia	60 c/s
Voltaje nominal	480 V (A.C.)

Corriente nominal continua	100 - 600 (Am)
Capacidad de interrupción simétrica	30.000 (Am)
Capacidad de interrupción asimétrica	35.000 (Am)
Corriente de corto tiempo simétrica cierre y anclaje	14.000 (Amp)
Capacidad de interrupción en cascada	60.000 (Amp)
Capacidades normales de bobinas de disparo	40 - 600 (Amp)

En vista de que no se construyen para menores capacidades de interrupción se deberá escoger este o su similar.

Para la elección de los demás aparatos de protección se seguirá igual procedimiento.

Hay que notar que por la baja capacidad del sistema, las corrientes de cortocircuito no son apreciables, de aquí que un aparato protector de mínima capacidad de interrupción es suficiente para su protección.

X.7.- COORDINACION.-

Como ejemplo de aplicación se coordinará el interruptor automático a utilizarse en el punto G y el fusible del punto H.

Para poder realizar la coordinación es necesario, en primer lugar, conocer las máximas corrientes de falla disponibles en los puntos G y H que tengan que atravesar por cada -

uno de los aparatos de protección; y por otro lado, la mínima corriente de falla que deben ser capaces de proteger, la cual será la existente en el punto I.

Luego de conocidos estos datos se elegirán los aparatos de protección a utilizarse en base a las características del sistema y a las corrientes de falla disponibles; y por último coordinarlos en base a las curvas características de tiempo-corriente de los aparatos elegidos. En caso de no poder realizar la coordinación deseada, se cambiará uno de los aparatos elegidos anteriormente hasta conseguir dicha coordinación.

Punto G

a) Secuencia positiva

$$X_9 = j 112,4 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{10} = j \frac{72,4}{2} \cdot 10^{-2} \text{ (pu)} = j 36,2 \cdot 10^{-2} \text{ pu}$$

$$I_{10} = I_f \times \frac{X_9}{X_9 + X_{10}} = \frac{112,4}{112,4 + 36,2} = \frac{112,4}{148,6} =$$

$$= 0,76$$

$$I_{f_1} = 1,45 \text{ (pu)} \text{ (Corriente máxima)}$$

b) Secuencia negativa

$$X_9 = j 141,75 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{10} = j 36,2 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$I_{10} = \frac{141,75}{141,75 + 36,2} = \frac{141,75}{177,95} = 0,8$$

$$I_{f_2} = 1,45 \text{ (pu) (Corriente máxima)}$$

c) Secuencia cero

$$I_{10} = I_{f_0}$$

$$I_{f_0} = 1,45 \text{ (pu) (Corriente máxima)}$$

Corriente de falla máxima con que aportan los generadores hidráulicos y que pasa por el punto G cuando se produce una falla en éste:

$$I_a = I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0}$$

$$I_{a_1} = 1,45 \cdot 0,76 = 1,1$$

$$I_{a_2} = 1,45 \cdot 0,8 = 1,16$$

$$I_{a_0} = 1,45 \cdot 1 = 1,45$$

$$I_a = 1,1 + 1,16 + 1,45 = 3,71 \text{ (pu)}$$

$$I_a = I_B \cdot 3,71 \text{ (Am)}$$

$$I_B (400 \text{ V.}) = 1867 \text{ (Am)}$$

$$I_a = 1867 \times 3,71 = 6.920 \text{ (Am)}$$

Punto H

a) Secuencia positiva

$$X''_A = X_6 = j 72,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X''_B = X_7 = j 72,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_4 = X''_C + X_{T_C}$$

$$X_4 = j 113,58 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_5 = X''_D + X_{T_D} = j 113,58 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_A} = j 22,39 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_B} = j 23,70 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{L_1} = j 9,52 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_8 = j 56,80 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{12} = X_{T_A} = j 22,39 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{13} = X_{T_B} + X_{L_1} = j(23,70 + 9,52) \cdot 10^{-2} = j 33,22 \cdot 10^{-2}$$

$$X_{14} = X_{13} + X_8 = j(33,22 + 56,8) \cdot 10^{-2} = j 90 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{15} = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7} = \frac{X_6^2}{2X_6} = \frac{X_6}{2}$$

$$X_{15} = j \frac{72,35 \times 10^{-2}}{2} = j 36,175 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{16} = X_{15} + X_{12} = j(36,18 + 22,39) \cdot 10^{-2} = j 58,57 \cdot 10^{-2}$$

(pu)

$$X_{17} = \frac{X_{16} \cdot X_{14}}{X_{16} + X_{14}} = j \frac{90 \times 58,57}{90 + 58,57} = j \frac{5271,3}{148,57} = j 35,4 \cdot 10^{-2} \text{ pu}$$

b) Secuencia negativa

$$X_6 = X_{2A} = j 72,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_7 = X_{2B} = j 72,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_4 = j 172,31 \cdot 10^{-2}$$

$$X_5 = j 172,31 \cdot 10^{-2}$$

$$X_{12} = X_{T_A} = j 22,39 \cdot 10^{-2}$$

$$X_{T_B} = j 23,70 \cdot 10^{-2}$$

$$X_{L_2} = j 9,52 \cdot 10^{-2}$$

$$X_8 = j 86,16 \cdot 10^{-2}$$

$$X_{13} = X_{L_2} + X_{T_B} = j 9,52 \cdot 10^{-2} + 23,70 \cdot 10^{-2} = j 33,22 \cdot 10^{-2} \text{ pu}$$

$$X_{15} = j 36,18 \cdot 10^{-2}$$

$$X_{16} = j 58,57 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{14} = X_{13} + X_8 = j (33,22 + 86,16) \cdot 10^{-2} = j 119,38 \cdot 10^{-2} \text{ pu}$$

$$X_{17} = \frac{X_{16} \cdot X_{14}}{X_{16} + X_{14}} = j \frac{58,57 \times 119,38}{58,57 + 119,38} \times 10^{-2} = j \frac{6992}{177,95} \cdot 10^{-2}$$

$$X_{17} = j 39,20 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

c) Secuencia cero

$$X_{T_A} = X_{16} = j 22,39 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_B} = j 23,68 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{L_0} = j 29,20 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{14} = X_{L_0} + X_{T_B} = j (29,20 + 23,68) \cdot 10^{-2} = j 52,88 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{17} = \frac{X_{14} \cdot X_{16}}{X_{14} + X_{16}} = j \frac{52,88 \times 22,39}{52,88 + 22,39} \times 10^{-2} = j \frac{1183,98}{75,27} \times 10^{-2}$$

$$X_{17} = j 15,73 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

Factores de distribución

a) Secuencia positiva

$$I_{17} = 1 = I_{a_1}$$

$$I_{16} = I_{17} \times \frac{X_{14}}{X_{16} + X_{14}} = \frac{90 \times 10^{-2}}{(90 + 58,57) \times 10^{-2}} = \frac{90}{148,57}$$

$$I_{16} = 0,606$$

$$I_{14} = 1 - 0,606 = 0,394$$

$$I_7 = I_{16} \frac{X_6}{X_6 + X_7} = 0,394 \frac{72,35}{2 \times 72,35} = \frac{0,394}{2} = 0,187$$

$$I_7 = I_6 = 0,187$$

$$I_5 = I_{14} \frac{X_4}{X_4 + X_5} = 0,606 \frac{1}{2} = 0,303$$

$$I_{17} = 1 = I_{a_1}$$

$$I_{14} = 0,394$$

$$I_{16} = 0,606$$

$$I_6 = 0,187$$

$$I_7 = 0,187$$

$$I_5 = 0,303$$

$$I_4 = 0,303$$

b) Secuencia negativa

$$I_{17} = 1 = I_{a_2}$$

$$I_{14} = 1 \frac{X_{16}}{X_{14} + X_{16}} = \frac{58,57}{58,57 + 119,38} = \frac{58,57}{177,95} = 0,329$$

$$I_{16} = 1 - 0,329 = 0,671$$

$$I_7 = I_{16} \frac{X_6}{X_6 + X_7} = 0,671 \times \frac{72,35}{72,35 + 72,35} = 0,3355$$

$$I_6 = 0,3355$$

$$I_5 = I_{14} \frac{X_4}{X_4 + X_5} = \frac{I_{14}}{2} = 0,1645$$

$$I_4 = I_5$$

$$I_{17} = 1 = I_{a_2}$$

$$I_{16} = 0,671$$

$$I_{14} = 0,329$$

$$I_7 = 0,3355$$

$$I_6 = 0,3355$$

$$I_4 = 0,1645$$

$$I_5 = 0,1645$$

c) Secuencia cero

$$I_{17} = 1 = I_{a_0}$$

$$I_{16} = I_{17} \frac{X_{14}}{X_{14} + X_{16}} = 0,703$$

$$I_{14} = 1 - 0,703 = 0,297$$

Tipos de Falla

Falla fase a tierra. (Máxima corriente disponible)

$$I_{a_1} = \frac{j E_a}{j (Z_1 + Z_2 + Z_3)} = \frac{100}{35,4 + 39,2 + 15,73} = \frac{100}{90,33} = 1,102 \text{ (pu)}$$

$$I_{a_1} = I_{a_2} = I_{a_0}$$

$$I_a = 3 \times 1,102 = 3,30 \text{ (pu)}$$

$$I_B \quad (13,8 \text{ KV}) = 54 \text{ (A)}$$

$$I_f = 3,30 \times 54 = 178,00 \text{ (A)}$$

Corriente con que aportan los generadores hidráulicos (I_{16})

Corriente con que aportan los generadores térmicos (I_{14})

$$I_{16_1} = 0,606 \times 1,102 = 0,665 \text{ (pu)}$$

$$I_{16_2} = 0,671 \times 1,102 = 0,740 \text{ (pu)}$$

$$I_{16_0} = 0,703 \times 1,102 = 0,775 \text{ (pu)}$$

$$I_{16} = 2,180 \text{ (pu)}$$

$$I_{14} = 3,30 - 2,18 = 1,12 \text{ (pu)}$$

$$I_{16} = 54 \times 2,18 = 118 \text{ (Am.)}$$

$$I_{14} = 60,5 \text{ (Am.)}$$

Corriente transportada al lado de 400 V.

$$I_{16} = 2,18 \times I_B = 2,18 \times 1867 = 4.100 \text{ (Am.)}$$

Punto I

a) Secuencia positiva

$$X_6 = 72,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_7 = 72,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_4 = X_C'' + X_{T_C} = 113,58 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_5 = X_D'' + X_{T_D} = 113,58 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_A} = 22,39 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_B} = 23,70 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{L_1} = 9,52 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_8 = 56,80 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{12} = X_{T_A} + X_{L_1} = (22,39 + 9,52) \cdot 10^{-2} = 31,91 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{15} = 36,18 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{14} = X_8 + X_{T_B} = (56,80 + 23,70) \cdot 10^{-2} = 80,50 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{16} = X_{15} + X_{12} = (36,18 + 31,91) \cdot 10^{-2} = 68,09 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{17} = \frac{68,09}{148,5} \cdot 10^{-2} = \frac{5474}{148,5} \cdot 10^{-2} = 36,86 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

b) Secuencia negativa: $X_6 = 72,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$

$$X_7 = 72,35 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_4 = 172,31 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_5 = 172,31 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_A} = 22,39 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_B} = 23,70 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{L_2} = 9,52 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{15} = 36,18 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{12} = (22,39 + 9,52) \cdot 10^{-2} = 31,91 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_8 = 86,16 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{16} = (36,18 + 31,91) \cdot 10^{-2} = 68 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{14} = (86,16 + 23,70) \cdot 10^{-2} = 109,86 \cdot 10^{-2} \text{ pu}$$

$$X_{17} = \frac{68 \times 109,86}{177,86} \cdot 10^{-2} = \frac{7480}{177,86} \cdot 10^{-2} = 42 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

c) Secuencia cero

$$X_{T_A} = 22,39 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{T_B} = 23,68 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{L_o} = 29,20 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{16} = (22,39 + 29,20) \cdot 10^{-2} = 51,59 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{14} = 23,68 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

$$X_{17} = \frac{51,59 \times 23,68}{75,27} \cdot 10^{-2} = \frac{1222}{75,27} \cdot 10^{-2} = 16,24 \cdot 10^{-2} \text{ (pu)}$$

Tipos de Falla

Este punto nos servirá para obtener la mínima corriente de falla existente en la línea de transmisión para la calibración del relevador del punto G y el fusible del punto H ;

luego se tomará la falla de mínima corriente o sea la falla entre dos fases.

$$I_{a_1} = \frac{j \ 1 \text{ pu}}{j (36,86 + 42)} \ 100 = \frac{100}{78,86} = 1,26 \text{ (pu)}$$

$$I_a = 0$$

$$V_{a_1} = V_{a_2}$$

$$\begin{aligned} V_{a_1} &= j E_a - I_{a_1} Z_1 = + j \ - 1,26 (j \ 36,86) \cdot 10^{-2} = \\ &= j \ - j \ 0,464 = j \ 0,536 \text{ (pu)} \end{aligned}$$

$$I_{a_2} = \frac{- j \ 0,536}{j \ 42 \cdot 10^{-2}} = - 1,26 \text{ (pu)}$$

$$\begin{aligned} I_{b_1} &= a^2 I_{a_1} = (- 0,5 - j \ 0,866) \ 1,26 = \\ &= - 0,63 - j \ 1,1 \end{aligned}$$

$$I_{b_2} = + 0,63 - j \ 1,1$$

$$I_b = - j \ 1,73 I_{a_1} = - j \ 1,73 \times 1,26 = - j \ 2,18 \text{ (pu)}$$

$$I_c = j \ 2,18 \text{ (pu)}$$

$$I_a = 0$$

$$I_b = - j \ 2,18 \text{ (pu)} = 2,18 \ \underline{- 90^\circ}$$

$$I_c = j \ 2,18 \text{ (pu)} = 2,18 \ \underline{90^\circ}$$

Factores de Distribución

a) Secuencia positiva

$$I_{17_1} = 1 = I_{b_1}$$

$$I_{16_1} = 1 \frac{X_{14}}{X_{16} + X_{14}} = \frac{80,5}{80,5 + 68} = \frac{80,5}{148,5} = 0,542$$

$$I_{14_1} = 1 - 0,542 = 0,458$$

b) Secuencia negativa

$$I_{17} = 1 = I_{b_2}$$

$$I_{16_2} = 1 \frac{109,86}{109,86 + 68} = \frac{109,86}{177,86} = 0,618$$

$$I_{14_2} = 1 - 0,618 = 0,382$$

c) Secuencia cero

$$I_{17} = 1 = I_{b_0} = 0$$

$$I_{16_0} = 1 \frac{23,68}{23,68 + 51,59} = \frac{23,68}{75,27} = 0,315$$

$$I_{14_0} = 1 - 0,315 = 0,685$$

Mínima corriente de falla en el punto I

$$I_f = 2,18 I_B$$

$$I_B (13,8 \text{ KV}) = 54 \text{ A.}$$

$$I_f = 2,18 \cdot 54 = 118 \text{ A.}$$

Corriente que aportan los generadores hidráulicos

$$I_{16_1} = 0,512 \times I_{b_1} = 0,512 (-0,63 - j 1,1) = -0,34 \text{ (pu)} - \\ + j 0,60 \text{ (pu)}$$

$$I_{16_2} = 0,618 \times I_{b_2} = 0,618 (+0,63 - j 1,1) = 0,39 \text{ (pu)} - j 0,68 \\ \text{(pu)}$$

$$I_{16_0} = 0$$

$$I_{16} = 0,05 - j 1,28 \approx 1,28 \text{ (pu)} \quad \left| \underline{-90^\circ} \right.$$

$$I_{16} = 1,28 \times 54 = 69,12 \text{ (Am.)} \approx 70 \text{ (Am.)}$$

Transferida al lado de 400 V.

$$I_{16} = 1,28 \times 1867 = 2.390 \text{ (Am.)}$$

Para poder realizar la coordinación será necesario conocer previamente las características de cada uno de los aparatos protectores en consideración, elegidos en base a las características del sistema y a las corrientes de falla disponibles en los puntos G H e I ya halladas anteriormente.

CONCEPCION DEL PROBLEMA

Basándonos en todas las consideraciones anotadas para la elección del equipo de protección, se ha creído conveniente proteger la línea de transmisión en el punto H mediante un fusible, principalmente por el aspecto económico en cuanto a inversión inicial; sin embargo, mediante coordinación se protegerá, tanto la línea como el transformador, mediante un interruptor automático de baja tensión colocado en el punto G calibrado de tal manera que para todas las corrientes de falla disponibles entre los puntos G e I interrumpa el circuito antes que el fusible del punto H el cual se fundirá únicamente en caso de falla del disyuntor G. En vista de la imposibilidad de conseguir reconector automático para estas características del sistema, el interruptor automático a utilizarse será de disparo simple, restándose así la posibilidad de despejar automáticamente las fallas temporales.

El sistema de protección ha sido concebido de esta manera, no sólo por aspectos económicos, sino también, porque el

grado de protección requerido no es alto, pues se trata de un sistema de relativamente baja capacidad. En cuanto al procedimiento de operación debe ser lo más sencillo posible puesto que en nuestro medio se carece de personal técnico especializado.

Por último se debe anotar que, otro factor que pesa en forma decisiva para haberse decidido por un sistema económico es el de haberse previsto cambios radicales en el sistema, pues en el futuro esta línea servirá para distribución rural, etapa en la cual, se triplicará su potencia y en la que serán completamente cambiados los aparatos de protección.

TIRA FUSIBLE

Para la elección del fusible se partirá de los datos conocidos siguientes:

Tensión del sistema:	13,8 KV	Y con neutro a tierra
Corriente nominal del sistema:	12,6 A.	
Transformador a protegerse:	300 KVA	13,8/0,4 KV
Clase de fusible:	Tipo rápido	(K)
I máxima falla (Punto H)	120	(Am.)
I mínima falla (Punto I)	70	(Am.)

Con estos datos recurrimos a las tablas proporcionadas por los fabricantes en las cuales recomiendan los fusibles de acuerdo con el sistema a utilizarse y el aparato a protegerse,

y obtenemos que, el fusible recomendado es el similar a Line Material Cat No. F L B - K 15 cuyas curvas características tiempo-corriente se muestran en la Fig. No.147. Este fusible es recomendado admitiendo sobrecargas de hasta 200% durante un tiempo limitado, considerando inclusive la curva de daño del transformador.

INTERRUPTOR AUTOMATICO

Los datos disponibles tendientes a la elección del interruptor automático para el punto G son:

Voltaje nominal del sistema	400 V Delta
Corriente nominal del sistema	435 A.
Máxima corriente de falla disponible (Punto G)	6920 A (200 A lado de 13,8 KV)
Mínima corriente de falla disponible (Punto I)	2415 A (70 A. lado de 13,8 KV)

Como se había anotado anteriormente los fusibles admiten una sobre-carga de 200% y la curva de mínimo tiempo de fusión tiene como asíntota 30 A (200% de la capacidad nominal del fusible).

De acuerdo a lo previsto, el interruptor automático a elegirse debe poseer un relevador tipo "instantáneo" cuya característica tiempo-corriente de despeje sea inferior al mínimo tiempo de fusión de la curva del fusible, por lo menos para el intervalo de corrientes de falla disponibles entre los puntos G e I;

y por otro lado, que permita una sobrecarga temporal prudente.

Después de un escogitamiento de los interruptores automáticos para baja tensión se ha elegido el similar a General Electric tipo L B - 1, cuyas curvas características se muestran en la Fig. No.146. Este tipo de interruptor automático viene en diferentes capacidades, lo que nos permitirá escoger el más adecuado y que cumpla con lo previsto. Las curvas de la Fig. No.148 muestran el máximo tiempo de despeje de interruptores automáticos de este tipo de 500 Amperios y de 800 Amperios de capacidad nominal continua.

En principio se escogería el de 800 Amperios pues nos permite una sobrecarga temporal de casi el 200% pero es necesario realizar la coordinación, para elegir adecuadamente.

Para poder realizar la coordinación se deben transferir estas curvas de los interruptores automáticos al lado de alta, o sea al lado de instalación del fusible, dividiendo todos sus valores para la relación de transformación $\frac{15,80}{0,40} = 34,5$ y luego dibujarlas junto a las curvas de mínimo tiempo de fusión y máximo tiempo de despeje del fusible (Fig. No.148).

Como se puede observar, aunque en principio nos convenía el interruptor automático de 800 Amperios de capacidad, debemos elegir el de 500 Amperios que es el que cumple con lo previamente establecido, es decir, que despejará todas las fallas disponibles antes que el fusible, el cual se fundirá, sólo en ca-

so de falla del interruptor automático; además, en este último caso, el fusible, que será el encargado de despejar la falla, actuará con velocidad suficiente como para impedir el daño del equipo a protegerse cuya curva de daño está sobre la de máximo tiempo de despeje del fusible.

Por tanto, las características del interruptor automático a utilizarse serán:

Voltaje nominal	480 V.
Corriente nominal	500 A.
Tripolar de tres conductores	
Corriente máxima de interrupción	200.000 A.
Altura de instalación	2.400 m.

Al utilizarse este tipo de interruptor automático no será necesario circuito de control pues trae incorporada la bobina de disparo, por lo que las curvas tiempo-corriente son las de apertura del interruptor automático.

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

REFERENCIA No.

- (1).- Applied Protective Relaying
por: Westinghouse Electric Corporation
Edición: 1964 - Newark, U.S.A.
- (2).- Apuntes de clase
- (3).- Electrical Transmission and Distribution reference book
por: Westinghouse Electric Corporation
Edición: 1950 - Pennsylvania U.S.A.
- (4).- Interconexión de centrales y redes eléctricas
por: Escuela Especial de Ingenieros Industriales
Edición: 1950 - Madrid, España
- (5).- Distribution system protection and apparatus co-ordination
por: Line Material Company
Edición: 1964 - Milwaukee, U.S.A.
- (6).- Manual A.E.G.
por: Allgemeine Elektrizitäts - Gesellschaft
Edición 7^o - Alemania
- (7) Manual Standard de Ingeniero Electricista
por: Archer E. Knowlton
Edición: 1962 - Barcelona, España
- (8).- Revistas "El Ingeniero Westinghouse"
por: Westinghouse Electric Corporation
Newark, U.S.A.
- (9).- Catálogo de la S & C Electric Company
Edición: 1957-65 - Chicago, U.S.A.
- (10).- Catálogo de The English Electric Company Ltd.
Liverpool, Inglaterra
- (11).- Catálogo de la General Electric
New York, U.S.A.
- (12).- E.E.I. - NEMA Standards for Distribution fuse links
Pub. No.108 - 1952 - Copia 1965 - New York, U.S.A.
- (13).- The art of protective relaying
Copia de 1965 de General Electric-Philadelphia, USA
- (14).- Relés e interruptores automáticos
por: Ing. Vicente Jácome