

PROTECCION Y COORDINACION CONTRA  
CORTECIRCUITOS  
EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE  
DISTRIBUCION

---

-----  
Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero  
en la Especialización de Electrotecnia de la Escuela  
Politécnica Nacional. -----

PROTECCION Y COORDINACION CONTRA  
CORTOCIRCUITOS  
EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE  
DISTRIBUCION

-----

Patricio Burbano de Lara Paredes

Quito

CERTIFICO:

Que la presente Tesis fue elaborada por el señor  
Patricio Burbano de Lara Paredes, bajo mi dirección.

Quito, Agosto de 1968.



Ing. Honorato Placencia C.

**MI AGRADECIMIENTO**

A mis Padres por sus sacrificios, a mi Esposa por su estímulo y a mis profesores por sus enseñanzas.

Quito, Agosto de 1968

Patricio Burbano de Lara Paredes

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

	Pág.
INDICE DE MATERIAS	I
INDICE DE ESQUEMAS	X
INDICE DE PLANOS	XV
INDICE DE TABLAS	XVI
INTRODUCCION	1
CAPITULO 1	16
CAPITULO 2	54
CAPITULO 3	94
CAPITULO 4	127
CAPITULO 5	164
CAPITULO 6	178

---

INDICE DE MATERIAS

	Página
<u>A.- INTRODUCCION.-</u>	
A.1.- <u>Orientación del estudio.</u>	1
A.2.- <u>Integridad y calidad del servicio de energía eléctrica.Premisas y consideraciones.</u>	2
A.2.1.¿Cuáles son las necesidades y exigencias de los clientes?	3
A.2.2.Fases de un programa de servicio íntegro y de calidad.	5
1-Reporte	
2-Análisis	
3-Evaluación y Acción	
A.2.3.Premisas y consideraciones sobre la integridad del servicio.	8
A.2.4.Consideraciones para mejorar la calidad del servicio.	9
A.3.- <u>Revisión de las causas y evaluación de las interrupciones.</u>	10
A.3.1.Valor minutos-consumidor de interrupción.	10
A.3.2.Registro de interrupciones.	12
A.3.3.Causas de las interrupciones.	12
A.3.4.Número de consumidores afectados.	15

CAPITULO 1NOCIONES FUNDAMENTALES SOBRE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.-NATURALEZA,EFECTOS,CALCULO.

1.1.- <u>Naturaleza y efectos de los cortocircuitos.</u>	16
1.1.1 Introducción.	16
1.1.2 Fuentes de corrientes de cortocircuito.	18

1) Generadores	
2) Motores Sincrónicos	
3) Motores de Inducción.	
1.1.3 Reactancias de máquinas rotativas.	20
×1.1.4 Corrientes de cortocircuito simétricas y asimétricas.	22
1.1.5 Valor medio cuadrático de la corriente total de cortocircuito.	27
1.1.6 Corriente de cortocircuito total.	28
✓1.2.- <u>Efectos de las corrientes de cortocircuito.</u>	31
×1.2.1 Seguridad de adecuada protección contra cortocircuitos.	32
×1.2.2 Esfuerzos dinámicos.	34
∧1.2.3 Calentamiento producido por las corrientes de cortocircuito.	36
1.3.- <u>Medios para reducir y controlar las corrientes de cortocircuito en los sistemas de distribución.</u>	37
∧1.3.1 Adoptar una tensión de servicio más alta.	38
×1.3.2 Apertura rápida del circuito.	39
×1.3.3 Añadir impedancia al circuito.-Reactores.	41
1.3.4 Instalar dos o más transformadores en la subestación.	51
1.3.5 Costos relativos de los diferentes métodos de control de las corrientes de cortocircuito.	51
/ <u>CAPITULO 2</u>	
✓ <u>TIPOS DE CORTOCIRCUITOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION</u>	
<u>CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA.</u>	
✓ <u>2.1.-Cortocircuitos comunes en los sistemas de distribución.</u>	54

	Página
X 2.1.1 Falla línea-tierra	54
X 2.1.2 Falla doble línea-tierra	55
X 2.1.3 Falla línea-línea.	55
X 2.1.4 Falla trifásica.	55
<b>2.2.-<u>Procedimientos de cálculo para las corrientes de cortocircuito en los sistemas de distribución.</u></b>	<b>56</b>
2.2.1 Magnitudes de las corrientes de falla:	
a) Máxima corriente de cortocircuito.	57
b) Mínima corriente de cortocircuito.	57
2.2.2 Métodos de cálculo de las corrientes de falla.	58
a) Por componentes simétricas.	58
b) Método de cálculo General Electric.	66
c) Método de cálculo Line Material.	77
Obtención de las fallas utilizando el analizador de redes.	88

### CAPITULO 3

#### EQUIPO DE PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.-CLASIFICACION.-CARACTERISTICAS FUNDAMENTALES.-FACTORES DE SELECCION Y LOCALIZACION.

<b>3.1.-<u>Clasificación.</u></b>	<b>94</b>
3.1.1 Cortacircuitos y suiches.	94
a) Suiche de apertura en aire.	
b) Suiche de apertura con carga.	
c) Suiche desconectador.	
3.1.2 Fusibles desconectadores.	97
3.1.2.1 Razones para su uso en distribución.	97
3.1.2.2 Curvas tiempo-corriente de los fusibles	97
-Curva mínima de fusión	
-Curva de despeje total	
3.1.2.3 Factores para la localización de fusibles.	99



	Página
3.1.2.4 Selección del tamaño del fusible.	101
3.1.2.5 Fusibles clase EEI-NEMA.	104
3.1.2.6 Reglas básicas para la correcta aplicación de los fusibles.	106
3.1.2.7 Cociente de rapidez.	107
3.1.2.8 Ventajas de los fusibles seccionadores.	107
3.1.2.9 Clasificación de los fusibles seccionadores.	108
3.1.3 Reconectadores	108
3.1.3.1 Diseño	109
3.1.3.2 Especificaciones.	109
3.1.3.3 Factores de selección.	110
3.1.3.4 Secuencias de operación de los reconectadores.	110
3.1.3.5 Aplicación.	112
3.1.3.6 Consideraciones sobre la aplicación de reconectadores influenciados por las características del sistema.	113
3.1.4 Seccionalizadores.	114
3.1.4.1 Operación.	114
3.1.4.2 Aplicación.	114
3.1.4.3 Ventajas y desventajas por el uso de seccionalizadores.	115
3.1.5 Disyuntores	115
3.1.5.1 Clasificación	116
-En baño de aceite	
-En reducido volumen de aceite	
-Neumático	
-De SF <sub>6</sub>	
3.1.5.2 Especificaciones generales de los disyuntores.	118

	Página
3.1.5.3 Límites para la correcta aplicación de disyuntores.	118
3.1.6 Relés de protección para los sistemas de distribución.	121
3.1.6.1 Definición.	121
3.1.6.2 Magnitudes que hacen operar los relés.	122
3.1.6.3 Unidades básicas de construcción de los relés.	122
3.1.6.4 Operación de los relés.	123
3.1.6.5 Relés de protección contra cortocircuitos y falla a tierra.	123
3.1.6.6 Relés direccionales de falla a tierra.	125
3.1.6.7 Limitación de los relés de sobreintensidad.	126

#### CAPITULO 4

#### COORDINACION DE LOS APARATOS DE PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION. PROTECCION DE TRANSFORMADORES, CONDUCTORES Y BANCOS DE CONDENSADORES.

4.1.- <u>Planteamiento del problema y su solución.</u>	127
4.2.- <u>Coordinación y su significado.-Elementos de coordinación.</u>	128
4.3.- <u>Principios de coordinación contra sobrecorrientes en los sistemas de distribución.</u>	129
4.4.- <u>Coordinación de elementos fusibles.</u>	132
4.4.1 Método usando las curvas tiempo-corriente.	132
4.4.2 Método mediante el uso de las tablas de coordinación.	134
4.4.3 Método experimental.	134
4.5.- <u>Coordinación entre reconectores.-Casos de coordinación.</u>	135

	Página
4.5.1 Coordinación de reconectores operados por bobinas de disparo serie.-Métodos.	136
-Usando tamaños de bobinas adyacentes con un mismo tipo de reconector y las mismas secuencias de operación.	137
-Usando los mismos tamaños de bobinas,el mismo tipo de reconector pero diferentes secuencias de operación.	138
-Cambiando los tamaños de las bobinas,secuencias de operación y tipos de los reconectores.	139
4.5.2 Coordinación de reconectores operados por bobinas de disparo serie y de cierre. Disparo para fallas a tierra.	140
4.5.3 Accesorios para los reconectores trifásicos y sus funciones.	141
4.5.4 Méritos relativos de las diversas secuencias de operación de los reconectores.	142
4.6.- <u>Coordinación de disyuntor con reconector.</u>	144
4.7.- <u>Coordinación de reconectores con fusibles.</u>	147
4.7.1 Corrección de las curvas tiempo-corriente de los fusibles.	149
4.7.2 Recomendaciones de la casa Line Material.	151
4.8.- <u>Coordinación de reconector con seccionalizador.</u>	154
4.9.- <u>Coordinación de reconector-seccionalizador-fusible.</u>	155
4.10.- <u>Protección de material y equipo eléctrico: cables,transformadores de distribución y bancos de condensadores estáticos.</u>	157
4.10.1 Protección de cables.	158

	Página
4.10.2 Protección contra sobrecorrientes en los transformadores de distribución.	159
4.10.3 Protección a bancos de condensadores es- táticos.	160
 <b><u>CAPITULO 5</u></b>	
<b><u>SUGERENCIAS PARA EL MANTENIMIENTO DE EQUIPO ELECTRICO DE PROTECCION CONTRA SOBREENPENSIDADES.-</u></b>	
<b><u>5.1.-Suiches.</u></b>	164
5.1.1 Mantenimiento de partes móviles.	164
5.1.2 Cuidado de los elementos conductores de corriente.	165
5.1.3 Inspecciones regulares.	165
<b><u>5.2.-Fusibles seccionadores.</u></b>	165
5.2.1 Revisiones.	166
5.2.2 Procedimiento general para las inspecciones.	166
<b><u>5.3.-Reconectadores y seccionalizadores.</u></b>	167
5.3.1 Frecuencia de mantenimiento.	167
5.3.2 Mantenimiento que se realiza en el sitio de operación.	168
5.3.3 Mantenimiento en el taller de reparación.	168
5.3.4 Repuestos.	169
5.3.5 Procedimiento de mantenimiento general.	169
5.3.6 Pruebas eléctricas.	170
5.3.7 El aceite de los reconectadores y secciona- lizadores.-Pruebas del mismo.	171
<b><u>5.4.-Disyuntores</u></b>	172
<b><u>5.5.-Mantenimiento de los relés.</u></b>	175

CAPÍTULO 6APLICACION.-CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA Y COOR-  
DINACION DE EQUIPO DE PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES  
DE UNA AREA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA  
ELECTRICA "QUITO" S.A.

6.1.- <u>Introducción.</u>	178
6.2.- <u>Condiciones adoptadas para el cálculo de las corrientes de cortocircuito.Justificación de las mismas.</u>	180
6.2.1 Frecuencia y tensión.	180
6.2.2 Configuración de los circuitos.	180
6.2.3 Impedancias.	180
6.2.4 Espaciamiento entre conductores.	181
6.2.5 Resistencia de tierra en el punto de falla.	181
6.2.6 Influencia del sistema.	
Posibilidad A.	183
Posibilidad B.	184
6.3.- <u>Cálculo de las impedancias de secuencia posi- tiva,negativa y cero.</u>	185
6.3.1 Línea aérea de distribución.Conductores des- nudos de cobre.Ejemplo de cálculo de las im- pedancias.	188
6.3.2 Línea subterránea de distribución.Ejemplo de cálculo de las impedancias.	188
6.3.3 Impedancias del transformador de fuerza de la subestación.	192
6.3.4 Descripción de la subestación de distribución N° 14 y sus primarios "A" y "C".	193
6.3.5 Valores de las impedancias de secuencia posi- tiva,negativa y cero de los primarios "A" y "C"	194

	Página
<u>6.4.-Cálculo de las corrientes de cortocircuito.</u>	195
6.4.1 Ejemplo de cálculo de falla trifásica.	195
6.4.2 Cálculo de una falla fase-tierra.Ejemplo.	196
6.4.3 Cálculo de una falla entre fases.Ejemplo.	197
6.4.4 Cuadros resúmenes de las corrientes de falla en los primarios "A" y "C" de la subestación 14.	197
<u>6.5.-Coordinación de los aparatos de protección en los primarios "A" y "C" de la subestación N° 14.</u>	198
6.5.1 Protección del primario "A".	200
6.5.2 Protección del primario "C"	202
6.5.3 Coordinación del disyuntor general S14 y los disyuntores de los primarios.	205
6.5.4 Coordinación de los fusibles de fuerza y el disyuntor general.	205
<u>6.6.-Costo y justificación económica del equipo pro- puesto.</u>	206
a) Costo del equipo.	206
b) Costo de instalación.	206
c) Costo de la suspensión del servicio de energía eléctrica.	207
<u>6.7.-Conclusiones.-Sugerencias.</u>	209
6.7.1 Conclusiones generales.	209
6.7.2 Conclusiones sobre el estudio de aplicación realizado.	211

---

INDICE DE ESQUEMAS O FIGURAS.-

## Figura N°

- A.1 Porcentajes promedios de consumidores afectados por una interrupción confinada a la porción de la línea en la cual ocurre la falla.
- 1.1 Las corrientes de falla y de carga, factores determinantes para el dimensionamiento de equipo de protección.
- 1.2 Los motores sincrónicos fuentes aportadoras de corriente de cortocircuito.
- 1.3 Corrientes de cortocircuito asimétricas.
- 1.4 Corriente de falla simétrica de un generador cortocircuitado.
- 1.5 Ondas asimétricas.
- 1.6 Falla asimétrica.
- 1.7 Relaciones de fase entre la tensión y la corriente.
- 1.10 Tensión y corriente simétricas con un factor de potencia cero.
- 1.11 Corriente y tensión asimétricas con un factor de potencia cero en el circuito.
- 1.12 Corriente de cortocircuito para una falla ocurrida en algún punto entre cero y el valor pico de la onda de tensión, con un factor de potencia del circuito igual a cero.
- 1.13 Corriente de falla en un circuito con la relación  $X/R$  igual a 1.
- 1.14 Componentes de las corrientes asimétricas de falla:
- 1.15 alterna y de corriente continua.
- 1.16 Amortiguamiento de la componente de corriente directa y su efecto en la asimetría.
- 1.17 Ilustración gráfica de la constante de tiempo.
- 1.18 Factor de amortiguamiento de la componente de corriente directa, teniendo como parámetro el valor  $X/R$ .

Figura N°

- 1.19 Corriente de cortocircuito asimétrica total proveniente de las fuentes alimentadoras de corriente de cortocircuito.
  - 1.20 Corriente de cortocircuito total, incluida la componente de corriente continua y la contribución de todas las fuentes aportadoras.
  - 1.21 Corriente de cortocircuito total asimétrica.
  - 1.22 Variación de la corriente de falla según el momento al cual ocurre.
  - 1.23 Relación  $X/R$  y su efecto sobre la simetría o asimetría de la corriente de cortocircuito total.
  - 1.24 Esfuerzos dinámicos de la corriente de cortocircuito.
  - 1.26 Velocidad de disparo y tiempo de despeje de los aparatos de protección.
  - 1.27 Efecto del factor de potencia sobre la caída de tensión en los reactores.
  - 1.28 Determinación de un reactor de alimentador primario.
  - 1.29.1 Reactor de barra común.
  - 1.29.2 Reactor individual por primario.-Caso 1.
  - 1.29.3 Reactor individual por primario.-Caso 2.
  - 1.29.4 Reactor doble o duplex.
  - 1.30 Instalación de dos o más transformadores en la subestación.
- 
- 2.1 Fallas línea-tierra.
  - 2.2 Fallas doble línea-tierra.
  - 2.3 Fallas línea-línea.
  - 2.4 Fallas trifásicas.
  - 2.5 Vectores de secuencia positiva.
  - 2.6 Vectores de secuencia negativa.
  - 2.7 Vectores de secuencia cero



## Figura N°

- 2.8 Cortocircuito línea-tierra.
- 2.9 Cortocircuito línea-tierra: conexión de las impedancias.
- 2.10 Cortocircuito línea-tierra con impedancia en el punto de falla.
- 2.11 Cortocircuito línea-tierra con impedancia en el punto de falla: conexión de las impedancias.
- 2.12 Cortocircuito doble línea-tierra.
- 2.13 Cortocircuito doble línea-tierra: conexión de las impedancias.
- 2.14 Cortocircuito doble línea-tierra con impedancia en el punto de falla.
- 2.15 Cortocircuito doble línea-tierra con impedancia en el punto de falla: conexión de las impedancias.
- 2.16 Falla línea-línea.
- 2.17 Falla línea-línea: conexión de las impedancias.
- 2.18 Falla línea-línea con impedancia en el punto de falla.
- 2.19 Falla línea-línea con impedancia en el punto de falla: conexión de las impedancias.
- 2.20
- 2.21 Resumen de conexión de las impedancias secuenciales según el tipo de falla.
- 2.22
- 
- 3.1 Curvas de mínimo tiempo de fusión de los elementos - fusibles BEI-NEMA tipo "T".
- 3.2 Curvas de máximo tiempo de despeje de los elementos fusibles BEI-NEMA tipo "T".
- 3.3 Características de disparo de los reconectores automáticos convencionales.
- 3.4 Instalación combinada de reconector y fusibles.
- 3.5 Disyuntor comandado por relés de sobrecorriente.

## Figura N°

- 3.6 Circuito de distribución protegido con relés, disyuntores y fusibles.
- 3.7 Conexión esquemática de los relés del disyuntor "A" de la figura 3.6.
- 3.8 Relés de sobreintensidad con unidades direccionales.
- 3.9 Unidad direccional en la fase A.
- 3.10 Característica de operación de la unidad direccional a  $\cos\phi = 1$ .
- 3.11 Relés de sobrecorriente direccionales a tierra.
- 3.12 Conexión de una unidad direccional a tierra.
- 
- 4.1 Elementos de coordinación.
- 4.2 Coordinación de elementos fusibles.
- 4.3 Coordinación de fusibles: ubicación de los elementos protectores y protegidos.
- 4.4 Curvas de disparo de los reconectadores.
- 4.5 Coordinación de reconectadores usando diversos tamaños de bobinas.
- 4.6 Curvas tiempo-corriente de los reconectadores.
- 4.7 Coordinación de reconectadores seleccionando las secuencias de operación y usando idénticos aparatos.
- 4.8 Coordinación de reconectadores seleccionando tamaños de bobinas, secuencias de operación y tipos de reconectadores.
- 4.9 Coordinación disyuntor-reconectador.
- 4.10 Ejemplo de coordinación de un disyuntor con un reconectador.
- 4.10' Ejemplos de coordinación reconectador y el relé de un disyuntor.
- 4.11 Coordinación de reconectador con fusibles.
- 4.12 Coordinación reconectador con fusibles sin corrección térmica.

## Página

- 4.13 Enfriamiento y calentamiento del fusible por efecto de las operaciones del reconectador.
- 4.14 Coordinación reconectador-fusible con corrección térmica.
- 4.15 Ejemplo de coordinación reconectador-fusible.
- 4.16 Curva tiempo-corriente de un fusible compensada por el efecto de enfriamiento debido a la apertura del reconectador.
- 4.17 Seccionalizadores instalados en los ramales de línea y coordinados con un reconectador.
- 4.18 Coordinación reconectador-seccionizador-fusible.
- 4.19 Coordinación reconectador (con secuencia 2A2B)-seccionizador-fusible.
- 4.20 Curvas rápidas típicas de despeje de los reconectadores comparadas con las curvas de incendio de cables de cobre aislados.
- 4.21 Conexión típica de un transformador de distribución a la línea.
- 
- 5.1 Conexión para una prueba eléctrica de un reconectador monofásico a tensión nominal.
- 5.2 Conexión para una prueba eléctrica de un reconectador monofásico a tensión reducida.
- 
- 6.1 Espaciamiento entre conductores de un primario aéreo de distribución.
- 6.1 Potencias y corrientes de falla en la subestación de distribución N° 14 de la Empresa Eléctrica "Quito". S.A.
- 6.2 Disposición de los conductores de un primario trifásico.
- 6.3 Disposición constructiva de un cable armado tripolar.
- 6.4 Circuitos equivalentes para la obtención de la impedancia de secuencia cero de un cable subterráneo.
- 6.5
-

INDICE DE PLANOS

## Plano N°

- S14-1ED Subestación de distribución N° 14.-Diagrama eléctrico Unifilar.
- S14-2PA1 Primario A14.-Configuración del primario "A", longitud de los circuitos y calibres de los conductores.
- S14-3PC1 Primario C14.-Configuración del primario "C", longitud de los circuitos y calibres de los conductores.
- S14-4PA2 Primario A14.-Valores de las impedancias de secuencia positiva, (negativa) y cero.-Corrientes de carga.
- S14-5PC2 Primario C14.-Valores de las impedancias de secuencia positiva (negativa) y cero.-Corrientes de carga.
- S14-6PA3 Subestación de distribución N° 14.-Primario "A".-Ubicación de las corrientes de falla máxima y mínima y - del equipo de protección.
- S14-7PC3 Subestación de distribución N° 14.-Primario "C".-Ubicación de las corrientes de falla máxima y mínima y - del equipo de protección.
- S14-8PA4 Subestación de distribución N° 14.-Coordinación de los fusibles con los relés del disyuntor A14.
- S14-9PA5 Subestación de distribución N° 14.-Coordinación de fusibles con el relé del disyuntor A14 para fallas a tierra.
- S14-10PC Subestación de distribución N° 14.-Coordinación de los fusibles con los relés del disyuntor C14.
- S14-11PC5 Subestación de distribución N° 14.-Coordinación de fusibles con el relé del disyuntor C14 para fallas a tierra.
- S14-12PC6 Coordinación del reconectador trifásico tipo 6H-100A con los fusibles 50T y 140T en el primario C14.
- S14-13 Subestación de distribución N° 14.-Coordinación de los fusibles de fuerza con el disyuntor general S14.

-----

INDICE DE TABLAS

## Tabla N°

- 1-1 Valores de las fuerzas máximas electromagnéticas instantáneas entre conductores formando barras para C.A.
- 1-II Fórmulas para el cálculo de reactores.
- 1-III Costos relativos estimados de los métodos de control de la corriente de cortocircuito.
- 3-1 Tabla de selectividad de los fusibles tipo EET-1EMA "T"
- 3-2 Reactancias de máquinas y Factores de multiplicación usados en los cálculos de las corrientes de falla.
- 4-1 Tabla de coordinación de los fusibles de estaño EET-NEMA tipo "T".
- 4-II Factores de multiplicación "K" para fusibles de estaño al coordinarlos con reconectores.
- 6-1PA Subestación de distribución N° 14.-Primario A14.-Cuadro resumen de las corrientes de cortocircuito.
- 6-2FC Subestación de distribución N° 14.-Primario C14.-Cuadro resumen de las corrientes de cortocircuito.
- 6-IIPA Subestación de distribución N° 14.-Primario A14.-Coordinación de fusibles.
- 6-IIIPA Porcentaje de coordinación de los fusibles con el disyuntor A14 para fallas trifásicas.
- 6-IVPA Coordinación para fallas a tierra en el primario A14.
- 6-VPC Subestación de distribución N° 14.-Primario C14.-Coordinación de fusibles.
- 6-VIPC Porcentaje de coordinación de los fusibles con el diyuntor C14 para fallas trifásicas.
- 6-VIIPC Coordinación para fallas a tierra en el primario C14.

-----

## INTRODUCCION

### A.1. ORIENTACION DEL ESTUDIO

El objetivo que persigo con este trabajo es el de -- realizar un estudio general de protección contra cortocircuitos en los sistemas de distribución radiales, acompañando a -- él unos ejemplos de aplicación práctica referentes a una subestación con dos de sus primarios, propiedad de la Empresa -- Eléctrica "Quito" S.A.

El estudio general de cortocircuitos del sistema de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A. ha servido para elaborar dos -- tesis de graduación en la Escuela Politécnica Nacional. Una abarca el sistema de transmisión y subtransmisión y la pre-- sente que se refiere a una área del sistema de distribución urbano de Quito, incluyendo el equipo de protección, su coordinación y mantenimiento. En cierto modo ambos temas se complementan y es así como en mi tesis hago uso parcial de los -- valores de las corrientes de falla obtenidas en el primer tra-- bajo y que corresponden al lado de alta tensión del transformador de fuerza en la subestación de distribución número 14.

Cabe indicar que un estudio conjunto de cortocircuitos y coordinación de equipo es complejo y extenso y que por lo -- mismo la aplicación práctica que se realiza se refiere a una subestación "tipo" de distribución, con dos de sus primarios, ya que el abarcar toda el área de distribución sería extremadamente largo y en cierto aspecto repetitivo.

El presente estudio lo considero de importancia ya que la fortaleza final de un sistema eléctrico está reflejada en sus circuitos de distribución, los últimos imprescindibles --

lazos entre las centrales de fuerza y el gran porcentaje de consumidores. En realidad, la primera línea de defensa de un sistema está constituida por el equipo de protección -- instalado en las líneas de distribución. La gran exposición de estas líneas, junto con la necesidad de restringir las interrupciones, hace que estos circuitos aéreos o subterráneos sean de primerísima consideración al realizar un estudio de protección y coordinación.

Es conocido además que las inversiones en equipo -- eléctrico y materiales efectuados en sistema de distribución oscilan entre el 45% y el 60% del capital total de una empresa eléctrica, lo cual enfatiza más la importancia y -- la necesidad de proteger en forma adecuada esta valiosa -- componente del sistema.

Conviene recalcar también lo delicado que es este tema sobre protección ya que preferible sería el tener un -- sistema de regulares condiciones que otro con un esquema -- de protección demasiado complejo, confuso y quizás mal diseñado. Las razones de estos pensamientos las veremos adelante.

A.2. Integridad y calidad del servicio de energía eléctrica.--  
Premisas y consideraciones.--

Objetivo de muchas empresas de energía eléctrica y que bien podría identificarse con el de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A. es el siguiente:

"Abastecer energía eléctrica de acuerdo a las necesidades de sus clientes, donde y cuando ellos la requieran, con la integridad y calidad que satisfagan a sus deseos, con las tarifas más bajas, consistentes con una operación segura - y la adecuada ganancia sobre el justo valor de la propiedad!"

Ampliando el significado de los términos integridad y calidad estos se hallan relacionados con los siguientes aspectos:

- Generación: tensiones y tamaño de cada unidad; capacidad de reserva.
- Transmisión: tensiones y números de circuitos.
- Interconexiones: flujos de carga firmes y de emergencia.
- Subestaciones: individuales, de reserva, tipos de barras etc.
- Capacidad Sobrante: instalada o móvil.
- Límites aceptables de Tensión: regulación y parpadeo.
- Límites aceptables de frecuencia: estabilidad.
- Restauración de Servicio: listas de prioridad de clientes. Procedimientos de emergencia y utilización de equipo.
- Diseño del sistema de distribución y sus componentes: selección de rutas, eliminación de obstáculos, construcción mecánica y eléctrica adecuadas; correcta utilización de los aparatos de seccionamiento.

A.2.1. ¿Cuáles son las necesidades o exigencias de los clientes?

A medida que los clientes aumentan su equipo y artefactos, la carga se incrementa a igual que la necesidad por una mejor integridad de servicio eléctrico. Los clientes -



residenciales desean un servicio confiable y seguro para -  
operar sus cocinas, calentadores de agua, refrigeradores, -  
alumbrado, radios, televisores... etc.

Los clientes comerciales requieren un eficiente servicio para operar sus máquinas registradoras, sistema de alumbrado y refrigeración, ventilación... etc. Similarmente los clientes industriales esperan de un buen servicio para operar un sinnúmero de motores los cuales son imprescindibles para desarrollar una variedad de procesos.

Las necesidades de servicio para cualquier sistema de -  
distribución variarán dependiendo del tipo de carga a ser -  
servida. Por ejemplo: No es factible económicamente el pro  
veer a los clientes rurales con la misma clase de servicio que a los clientes del área urbana. Vemos que hay ciertos clientes industriales que necesitan un servicio ininterrumpido, mientras por otro lado unas pocas interrupciones momentáneas son de pequeñas consecuencias cuando se presentan en la zona residencial. Por supuesto, las interrupciones largas son objetables para todo tipo de carga.

Las interrupciones largas son de suma consideración para los clientes industriales y comerciales donde la producción y las ventas estan dependiendo casi exclusivamente del uso de la energía eléctrica. Aún interrupciones cortas pueden ser un gran inconveniente para los clientes que tienen cargas sumamente críticas. Conforme la ciudad crece, los clientes viviendo dentro de los límites de la ciudad se desplazan a las zonas suburbanas por lo que si el servicio en estas áreas no es comparable con el servicio ofrecido en la -

ciudad, aparecerán un sinnúmero de quejas y protestas. A su vez la mayoría de los clientes residenciales no están enterados de las enormes cantidades de equipo y sus correspondientes problemas que tiene que afrontar la Empresa - Eléctrica con el fin de dotarles de un adecuado servicio de energía. La mayoría de la gente asocia los rayos con las interrupciones de servicio. Se les hace muy difícil y molesto el comprender las razones de la interrupción del servicio en sus casas cuando observan que vecinos cercanos están gozando de este elemental servicio. Cualquier cambio en la calidad del mismo es rápidamente detectado y comentado por el consumidor.

A.2.2. FASES DE UN PROGRAMA DE SERVICIO ELECTRICO INTEGRO Y DE CALIDAD.-

Fuente de información: "Planeamiento de los Sistemas de Distribución" (Distribution Systems Planing). Informe presentado por el Comité de Planeamiento de los Sistemas de Distribución, Mayo 1965, sesión de la Asociación Eléctrica de Pennsylvania , U.S.A.

Cualquier programa establecido para medir, comparar y mejorar la integridad y calidad del servicio consiste de tres fases estrechamente relacionadas y con distintos propósitos cada una:

- 1 - Reporte
- 2 - Análisis
- 3 - Evaluación y Acción.

1.- REPORTE:

Esta fase del programa puede lograr lo siguiente:

- a) Dar un registro bastante exacto de la duración y extensión de todas las interrupciones de servicio.
- b) Demostrar la causa o causas y otros detalles pertinentes de las interrupciones.
- c) Indicar el número de hombres-hora, material, equipo, y costo requeridos para restaurar el servicio.
- d) Indicar la aprobación de un supervisor que el reporte de la falla es exacto y acorde con los datos.
- e) Indicar los factores que podrían haber prevenido la interrupción ocurrida, o que podrían haber reducido su extensión o duración.

A su vez se podría usar este reporte para disminuir en cierto grado las quejas que por las interrupciones de servicio provienen de los clientes. También para realizar análisis localizados y visualizados de las fallas y sus consecuencias.

2.- ANALISIS:

- a) Provee de una medida de control a las secciones de planeamiento, construcción, operación y mantenimiento. En otras palabras sirve para controlar el rendimiento humano, eficiencia y condiciones del material, equipo e instalaciones.
- b) Determina la presencia de condiciones adecuadas o inadecuadas en las normas correspondientes a las secciones antes anotadas.

Este análisis ayudaría a determinar si los aparatos de protección están siendo usados adecuadamente en lo que se refiere a su localización, ajustes y coordinación. Si las magnitudes de las corrientes de falla han estado correctas. Puntualizar los lugares donde el servicio es pobre y cuales son las razones.

### 3.- EVALUACION Y ACCION:

- a) Comparar las estadísticas de interrupción con el costo de las medidas correctivas para determinar las mejores soluciones en términos de la máxima mejora del servicio por sucre de inversión.
- b) Elaborar cambios en las normas y especificaciones de las diversas secciones técnicas de la Empresa.
- c) Introducir normas de ingeniería a largo plazo, diseños y planes para mejorar la calidad del servicio consistentes con las inversiones planificadas.

#### Restauración del Servicio:

Se promueve mejoras en el servicio al perfeccionar los procedimientos y técnicas en el evento de una avería en el sistema y en el método mismo que se tiene para renovar el servicio a los clientes.

El problema es complejo cuando se pretende hacer un análisis y una evaluación profundos del sistema y de la calidad del servicio. La complejidad proviene de la multiplicidad de combinaciones de causas, extensión, duración y clasificación de cada interrupción reportada o no correctamente. Intervienen a la vez consideraciones como las si--

guientes:

-Pensar y profundizar los efectos que producirían sobre la calidad de servicio nuevas tendencias y prácticas tales como la introducción de tensiones de distribución más altas, lo cual implica cargas más fuertes por circuito a igual que el número de consumidores.

-La incidencia de interrupciones en un sistema de distribución subterráneo es menor que una del tipo aéreo, pero ocurrida una falla en el primero, esta es más difícil de localizarla y por lo mismo su duración es mayor. ¿Habrá por lo mismo o no reglamentos y normas separadas para los dos tipos de instalaciones ?

-Prefieren realmente los consumidores dos interrupciones de corta duración antes que una prolongada ? ¿ Cómo van a ser pesadas los sentimientos del consumidor ? ¿ En qué grado los consumidores industriales se verán obligados a instalar fuentes eléctricas propias de emergencia?

A pesar de todos estos problemas y puntos de vista el progreso continúa en el diseño y operación de los sistemas de distribución. Las mejoras en la integridad y calidad de servicio deben continuarse mientras la evaluación y el análisis del problema están siendo realizados. Para ello conviene introducir soluciones y acciones directas basadas en la experiencia y en el sentido común.

### **A.2.3. PREMISAS Y CONSIDERACIONES SOBRE LA INTEGRIDAD DEL SERVICIO**

- a) Servicio continuo no se puede garantizar para ningún cliente.
- b) No es práctico ni económico el proveer del mismo grado de calidad de servicio a todos los clientes.

- c) El diseño de un sistema flexible da facilidad para introducir mejoras en la calidad del servicio sean estas inmediatas o futuras.
- d) Las instalaciones serán modernizadas mediante el juicioso uso del equipo y del material conforma sea posible conseguirlos.
- e) Operarán radialmente los alimentadores primarios en sus respectivas áreas de carga. Sin embargo conexiones abiertas a otros alimentadores pueden ser previstas cuando estas se justifiquen económicamente.
- f) Conviene comparar planes de mejora del servicio dentro de la Empresa y si es posible con otras empresas eléctricas ecuatorianas y extranjeras.

A.2.4. CONSIDERACIONES PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO.

Basados en las premisas anteriores y luego de asegurar que las normas de planeamiento, construcción, operación y mantenimiento hayan sido observadas, conviene el dedicar a tención a los siguientes puntos:

- a) Eliminar del sistema los puntos o sitios causantes de ave rías.
- b) Reemplazar el equipo eléctrico depreciado y obsoleto.
- c) Reemplazar en el sistema los elementos que tengan un alto grado de probabilidad de falla, ejemplo: empalmes de cables , conexiones varias, aisladores, herrajes etc..
- d) Emplear en el diseño normas aceptadas de ingeniería e ins talar equipos que robustezcan la calidad deseada en el ser vicio:
  - despejar las fallas transitorias por medios de rec nectadores automáticos.
  - limitar la extensión de la interrupción al mínimo por medio de una correcta utilización de equipo suficientemente coordinado.

- e) Cambiar los conductores en las líneas troncales luego de realizar una correcta evaluación del tamaño de estos, regulación, valores de las corrientes normales de carga y de falla, número de clientes servidos y desempeño pasado de las líneas consideradas.
- f) Provisión de alimentación doble; interconexiones y capacidad de reserva.
- g) Instalar equipos de transferencia de carga automáticos.

A.3. REVISIÓN DE LAS CAUSAS Y EVALUACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES.

El problema de protección debería contemplar el manejo de las condiciones de falla más con la idea de disminuir la interrupción de servicio al consumidor antes que del punto de vista de proteger al equipo instalado. Analizando el efecto de los cortocircuitos con la idea de usar aparatos de protección para mejorar la calidad de servicio, es necesario tratar de conocer la duración de la falla, cuan a menudo es probable que esta ocurra y el número de consumidores afectados.

A.3.1. VALOR MINUTOS ° CONSUMIDOR DE INTERRUPCIÓN; ✓

Este valor es convencionalmente usado como una medida de continuidad. Se lo determina por el número de consumidores afectados por la interrupción y el lapso de tiempo durante el cual el servicio se suspende.

La importancia de incluir el tiempo es lógicamente obvia, aunque podría haber preguntas de que si es o no correcto decir que una interrupción de 60 minutos para un consumidor es igualmente indeseable a un minuto de interrupción para 60 consumidores.

Considerando la interrupción de un consumidor la atención no debe concentrarse en cualquier consumidor particular o grupo de consumidores, sino mas bien a todas las interrupciones de todos los consumidores. Por ejemplo: Sería posible disminuir las interrupciones de un pequeño grupo de clientes a expensas de aumentar las mismas para un grupo mayor de consumidores, lo cual es indeseable, no obstante esto podría fácilmente suceder si no se tiene un verdadero conocimiento de todos los factores que entran en juego o también si se enfatiza sólo una parte del sistema sin correlacionarla con el sistema total.

Otro factor importante para la aplicación adecuada del equipo de protección es el porcentaje relativo de fallas temporales versus fallas permanentes que ocurren en una zona tal del sistema. Este determinará por ejemplo el que se use equipo de recierre automático (disyuntores con recierre o reconectadores o fusibles repetidores) o solamente fusibles.

Se entiende por fallas temporales a aquellas cuyas condiciones de avería harán por sí mismas el que se despeje la interrupción antes del primero o segundo recierre del interruptor, reconectador o fusible repetidor. Por otro lado las fallas permanentes son aquellas interrupciones que requieren para su despeje la presencia de una cuadrilla de linieros. El primer tipo de interrupción es de una duración breve mientras que un estudio de los registros de algunas empresas americanas demuestra que las fallas permanentes duran en cualquier parte desde varios minutos hasta varias horas, siendo el promedio general algo así como 45 minutos. Esta información proviene de la Revista Electrical Engineering, 1937, página 139 del artículo "Prácticas de Protección contra Sobrecorriente en Distribución" (Trends in Distribution Overcurrent Protection), su autor el Sr. G. F. Links, del Instituto Americano de Ingenieros Eléctricos (AIEE).



A.3.2. REGISTRO DE INTERRUPCIONES.

Este registro bien diseñado, llevado a cabo y aprovechado es el termómetro indicador del tipo y calidad de servicio que una empresa está proveyendo a sus clientes. Es útil en su información para el diseño del sistema cuando se lo lleva dividido o seccionado de acuerdo a los diversos elementos del circuito de distribución: alimentador principal, derivación o ramal, transformador de distribución, secundario, acoentida. Importa también la naturaleza del área y de la carga; por ejemplo, información de interrupciones en líneas rurales debería mantenerse separada de aquella correspondiente a los alimentadores suburbanos o urbanos.

Se registra por ejemplo en términos de interrupciones por cien kilómetros ( o millas) de circuito por año. Las interrupciones en los transformadores y en los secundarios están dadas como porcentajes del número de transformadores instalados o como el número por cien transformadores por año.

Es importante también en estos registros el indicar las causas posibles o seguras que produjeron la interrupción tales como rayos, sobrecarga, impacto de un objeto extraño etc. Igualmente si la falla fue del tipo temporal o permanente y si esta se presentó en equipo nuevo o ya usado y antiguo.

A.3.3. CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES.

Condiciones anormales predominantes en los sistemas de distribución son las fallas en las líneas, los equipos y las sobrecargas. Pueden ocurrir fallas en el sistema cuando fuertes vientos golpean los conductores de tal manera que estos se llegan a poner en contacto; ramas de árboles y ob-

jetos sueltos que se llegan a poner en contacto con las líneas llegando a veces a cortarlas y a ponerlas en contacto con la tierra. Las descargas atmosféricas pueden averiar un sistema abriendo las líneas o iniciando arcos entre los conductores. El crecimiento imprevisto de la carga es la causa principal para la sobrecarga en las líneas.

Las averías en el equipo pueden deberse a los rayos, deterioro del aislamiento, inadecuada instalación o aplicación del mismo y fallas en el sistema.

En las líneas aéreas las causas principales de las fallas son: el viento, árboles, rayos, fallas en el equipo o en el alambrado, error humano, nieve y objetos extraños.

En las líneas subterráneas los conductores y el equipo no se hallan expuestos en mayor grado a los elementos. Las causas principales de las interrupciones son: Fallas del equipo, en el alambrado y errores humanos.

En 1947 un grupo de estudio conjunto del Instituto Eléctrico Edison (EEI), y del Instituto Americano de Ingenieros Eléctricos analizó e informó en lo relacionado con el rendimiento de los diferentes tipos de construcción y protección en los sistemas de distribución de líneas aéreas de treinta y dos empresas eléctricas de los Estados Unidos de Norte América con una longitud de 11721 millas. En este estudio se anota:

1 .- Causas de las fallas:

Vientos y árboles	46%
Rayos	19%
Fallas en el equipo y en el alambrado	11%
Error humano	9%
Vidrios	6%
Nieve	1,5%
Objetos extraños	1,5%
Varios	6%

2 .- Localización de las fallas:

En el vano	77%
En el poste	23%

3 .- Promedio de fallas:

16,4 fallas por cien millas por año de circuito.

4 .- Naturaleza de las fallas:

No permanentes por naturaleza	61%
Permanentes por naturaleza	39%

Un tercio de las fallas reportadas como permanentes fueron inicialmente no permanentes por naturaleza.

Información adicional sobre este reporte se encuentra en el libro "Electric Utility Engineering Reference Book" - Volumen 3, Distribution Systems, escrito por la Westinhouse Capítulo 10, páginas 366-67.

A.3.4. NUMERO DE CONSUMIDORES AFECTADOS

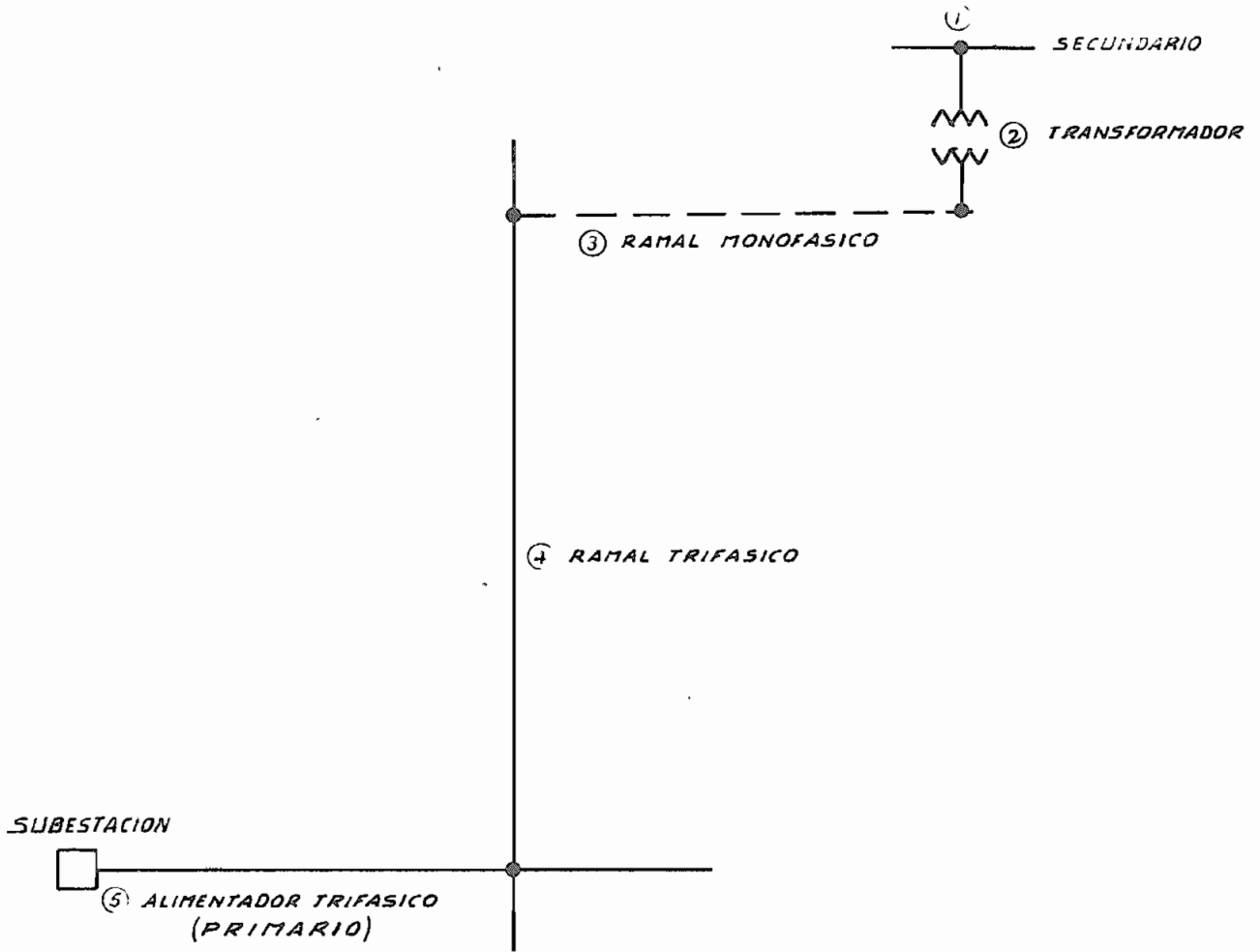
El número de consumidores afectados por una falla - acompañada por el funcionamiento de algún aparato protector de sobrecorriente, varía desde uno hasta todos los clientes del alimentador y quizás más si el relé del interruptor de este alimentador no está coordinado apropiadamente con los aparatos comprendidos entre él y la fuente de alimentación.

Así por ejemplo con el tipo de construcción usual - americano de redes de distribución radiales, cualquier falla en cualquier punto entre los fusibles de la acometida al cliente y los fusibles seccionadores del transformador puede interrumpir el servicio a todos los clientes servidos desde este o aparte de ellos. Esto varía desde un consumidor tal es el caso de zonas rurales hasta más de cien y promedia entre 25 y 40 para el tipo usual de redes de - distribución urbanas. El número de transformadores en - cualquier ramal del alimentador varia de uno o más en el caso de ramales monofásicos, hasta 100 en el caso de ramales trifásicos; las averías en los circuitos ramales pueden afectar desde uno hasta mil o más clientes.

Para el caso de alimentadores y ramales teniendo el mayor porcentaje de clientes del tipo residencial, la figura A.1 demuestra el probable rango de consumidores -- afectados por fallas en las diversas partes de los mismos para un sistema de distribución radial americano.

— FIGURA A1 —

PORCENTAJES PROMEDIOS DE CONSUMIDORES AFECTADOS POR UNA INTERRUPCION CONFINADA A LA PORCION DE LA LINEA EN LA CUAL OCURRE LA FALLA.—



PORCION DE LA LINEA

% DE CONSUMIDORES AFECTADOS

①	1
②	1
③	3-4
④	10-20
⑤	100

C A P I T U L O   P R I M E R O

NOCIONES FUNDAMENTALES SOBRE CORRIENTES ALTERNAS

DE CORTO-CIRCUITO.- NATURALEZA, EFECTOS, CALCULO.

1.1    NATURALEZA Y EFECTOS DE LOS CORTOCIRCUITOS.-

1.1.1. INTRODUCCION:

La determinación de las corrientes de cortocircuito en los sistemas de distribución es tan básica e importante como la de calcular las corrientes de carga, con el propósito de utilizar convenientemente los aparatos de protección y de corte tales como disyuntores, reconectadores, seccionalizadores, fusibles, arrancadores de motores etc. En algunos casos podría ser más simple el calcular la corriente de cortocircuito antes que la de carga.

La magnitud de la corriente de carga está determinada por la cantidad de trabajo que se realiza y guarda pequeña relación con el sistema que alimenta a la carga. Por otro lado la magnitud de la corriente de cortocircuito es en cierto grado independiente de la carga y está directamente relacionada con el tamaño o capacidad de la fuente alimentadora de energía. Ejemplo: un motor trifásico de 10 HP (7,46 kW), 440 voltios toma de la línea unos 12,5 amperios a un factor de potencia de 0,8 a plena

carga proveniente sea de un transformador de 25 KVA o de un banco de transformadores de 2500 KVA. Si se consideraría sólo la corriente normal de carga para dimensionar el disyuntor en la línea de alimentación a este motor bastaría uno de 15 ó 20 amperios. Pero esta no es la realidad ya que se debe considerar también lo que se encuentra tras de esta línea de alimentación al motor, ya que esta zona tiene gran influencia sobre el valor máximo de cortocircuito que podría circular como resultado de una falla en el lado de carga del disyuntor. Por lo mismo un disyuntor mayor se tendría al estar el motor alimentado desde un banco de transformadores de 2500 KVA que de un simple transformador de 25 KVA. Tendremos una mejor idea de lo expuesto mediante las figuras 1-1 y 1-2.

Para el circuito de la figura 1-1 el disyuntor de protección debe ser capaz de interrumpir mil amperios de falla.

Para el circuito de la figura 1-2 se necesita un disyuntor más potente que para el primer caso, a pesar de que la corriente de carga es la misma. En ambos sistemas la impedancia aparente del motor, de 20 ohmios, limita la corriente normal de carga a un valor de 5 amperios. Producido el cortocircuito sea en los puntos F1 o F2, la única impedancia limitadora de la corriente es la del transformador; aumentando la potencia de este se aumenta también la corriente de falla.

Consecuentemente, para estar seguros que el aparato de interrupción está convenientemente instalado debe consi-

derarse el valor de la corriente normal de carga y el tamaño de la fuente alimentadora y si el aparato protector se ajusta o no a la capacidad de interrupción. Se entiende por capacidad de interrupción la habilidad para abrir el circuito e impedir la circulación de la corriente de falla a través de él hacia la carga.

Este problema de protección se identifica entonces con la determinación de la magnitud de las corrientes de cortocircuito.

1.1.2. FUENTES DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.-

Tratándose del cálculo de la corriente de falla es importante el considerar todas las fuentes posibles de alimentación a la misma así como sus respectivas impedancias que entran en juego.

Las fuentes básicas de alimentación a una falla son:

- 1) Generadores
- 2) Motores sincrónicos
- 3) Motores de inducción

1) Generadores:

Estos son movidos por turbinas, motores diesel, ruedas hidráulicas u otro tipo de máquina motriz. Producida una avería en la línea alimentada por el generador este continúa produciendo una tensión siempre que la excitación del campo se mantenga y que a la vez la máquina motriz siga moviendo al generador. La corriente de cortocircuito proveniente del generador dependerá del tamaño de este y



del valor de la impedancia existente entre el generador y el punto de falla. Un cortocircuito en los bornes de esta máquina estará limitado tan sólo por su propia y exclusiva impedancia.

## 2) Motores sincrónicos:

Su construcción es similar a la de un generador; tienen un campo excitado por corriente continua y un devanado en el cual circula corriente alterna.

El motor normalmente en operación toma energía eléctrica de las líneas y la transforma en energía mecánica. Mas a igual que en el generador si este motor es movido por alguna fuente motriz nos producirá energía eléctrica. Es así como durante un cortocircuito estos motores actúan como generadores alimentando con corrientes de falla al punto de la avería. Este fenómeno se debe también a la inercia de la carga y a la del rotor de cada motor, las cuales tratan de impedir su parada o que disminuya su velocidad de giro. Ver figuras números 1-3 y 1-4.

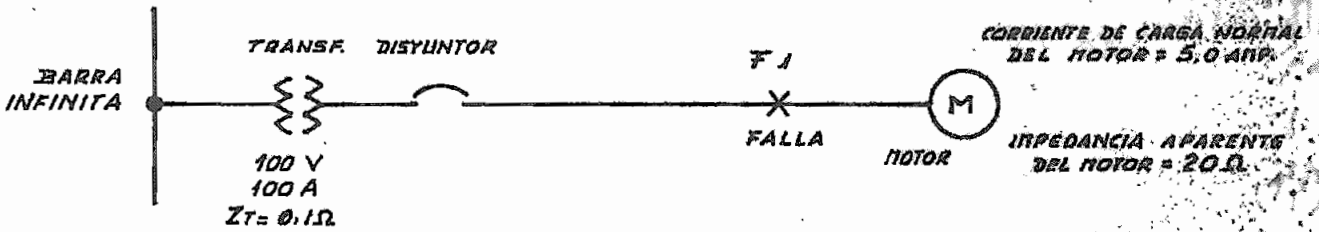
## 3) Motores de Inducción:

La inercia de la carga y del rotor de un motor de inducción producen el mismo efecto que en los motores sincrónicos esto es, hacen girar al motor después que el cortocircuito ha ocurrido.

El motor de inducción no tiene el bobinado de campo con corriente continua pero existe flujo en el motor durante su operación normal, el cual actúa similarmente como el flujo por el bobinado de campo del motor sincrónico. Es decir el campo es producido por inducción del estator en este tipo de motores. El flujo del rotor se mantiene normal mientras se aplique una tensión al estator mediante

FIG. 1-1

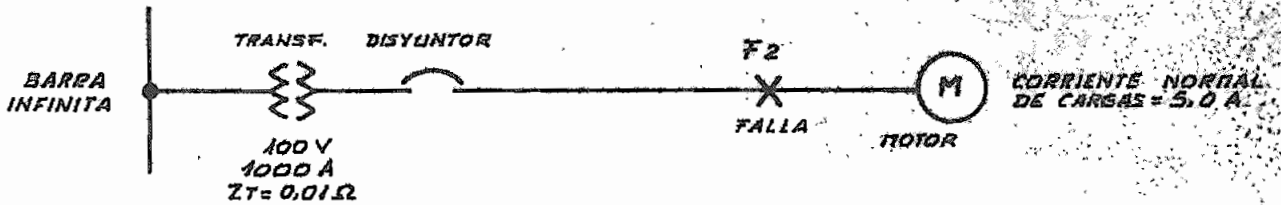
LAS CORRIENTES DE FALLA Y DE CARGA. FACTORES DETERMINANTES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPO DE PROTECCION



$$\text{CORRIENTE DE FALLA} = \frac{E}{Z_T} = \frac{100}{0.1} = 1,000 \text{ AMPERIOS}$$

FIG. 1-2

LAS CORRIENTES DE FALLA Y DE CARGA. FACTORES DETERMINANTES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPO DE PROTECCION



$$\text{CORRIENTE DE FALLA} = \frac{E}{Z_T} = \frac{100}{0.01} = 10,000 \text{ AMPERIOS}$$

FIG. 1-3

LOS MOTORES SINCRONICOS FUENTES APORTADORAS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

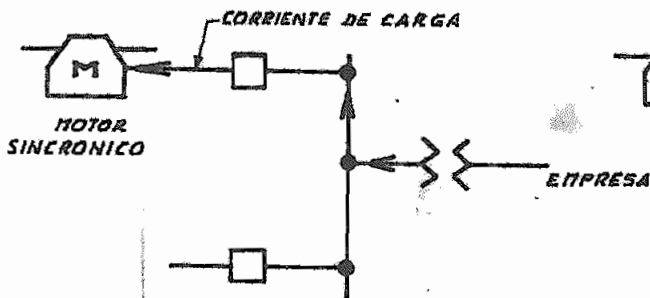
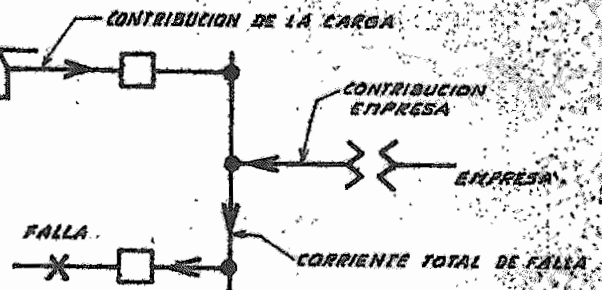


FIG. 1-4



una fuente externa de excitación. Si esta fuente es removida súbitamente tal como sucede en un cortocircuito, el flujo en el rotor no puede cambiar bruscamente y como la inercia de las partes rotativas hacen girar al motor, se genera una tensión en los bornes del estator produciéndose una -- circulación de corriente de cortocircuito hacia el punto de falla hasta que el flujo del rotor decaiga a cero.

El valor de esta contribución es de una magnitud de -- consideración pues afecta al valor de la capacidad de interrupción momentánea de los disyuntores y en general sobre -- los aparatos que abren los circuitos dentro de uno o dos -- ciclos después de iniciada la falla. Esta magnitud depende de los siguientes factores:

- potencia del motor
- tensión
- reactancias del motor y del sistema hasta el punto de falla.

La impedancia efectiva de la máquina al momento de la falla corresponde estrictamente con la impedancia del motor en reposo. Consecuentemente el valor simétrico inicial de la corriente de cortocircuito es aproximadamente igual a la corriente de arranque a plena tensión del motor.

### 1.1.3. REACTANCIAS DE LAS MAQUINAS ROTATIVAS.-

Estas son complejas y variables con el tiempo. La expresión de estas a cualquier instante requiere de fórmulas complicadas incluyendo al tiempo como una de las variables. Con el propósito de simplificación se han asignado tres va-

lores de reactancias han sido asignados para los generadores y motores:

- reactancia subtransitoria
- reactancia transitoria
- reactancia sincrónica

Reactancia Subtransitoria ( $X''_d$ ):

Es la reactancia aparente del bobinado del estator en el instante en que la falla ocurre y es la que determina el flujo de corriente durante los primeros y pocos ciclos después de ocurrido el cortocircuito.

Reactancia Transitoria ( $X'_d$ ):

Es la reactancia aparente inicial del estator cuando se ignora el efecto de los bobinados amortiguadores, reconociéndose solamente el del bobinado de campo. Su valor es efectivo hasta un medio segundo o más, dependiendo del diseño de la máquina.

Reactancia Sincrónica ( $X_d$ ):

Es aquella que determina el flujo de corriente hasta cuando se ha alcanzado una condición estable. No se hace presente sino una vez que han transcurrido algunos segundos después de la falla. Esta no tiene influencia sobre el dimensionamiento de un disyuntor o de un reconectador.

En los motores sincrónicos se tiene las mismas cla-

ses de reactancias como en un generador, subtransitoria, - transitoria y sincrónica, pero con valores diferentes. En los motores de inducción como no tienen bobinas de campo - las barras del rotor actúan como los devanados de amortiguación de un generador y por esto se dice que los motores de este tipo tienen reactancia subtransitoria únicamente.

#### 1.1.4. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS.-

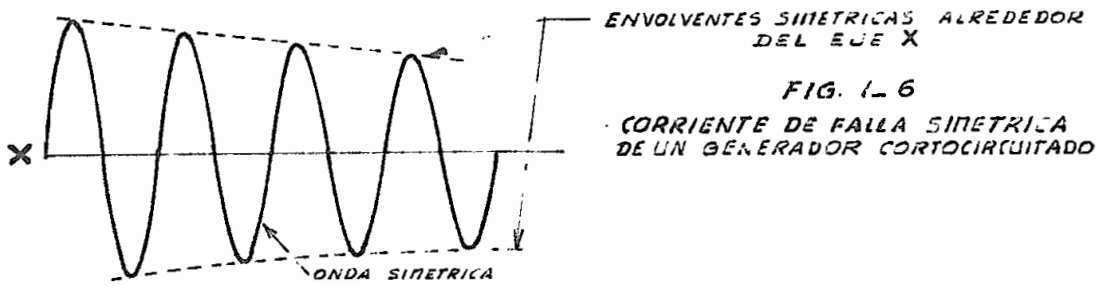
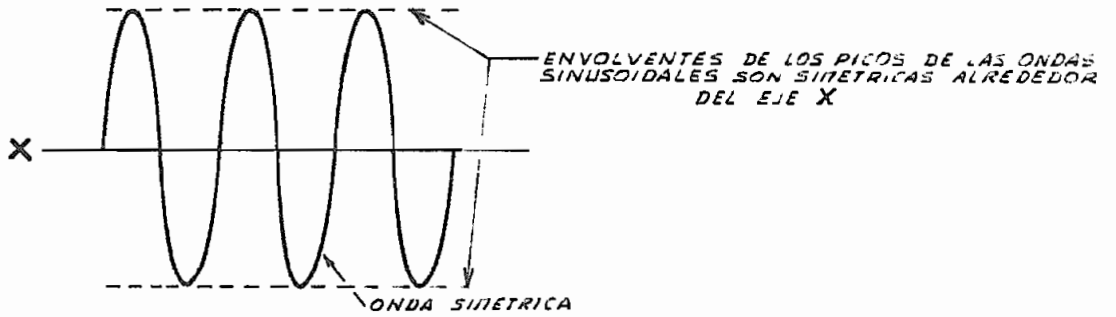
Estos términos se usan para describir la simetría de las ondas de corriente alterna alrededor del eje de las - abscisas. Si las envolventes de los picos de las ondas de - corriente son simétricas alrededor del eje cero se dice que la corriente es simétrica. En caso contrario se tiene una corriente asimétrica. Ver figuras 1-5, 1-6, 1-7, y 1-8.

¿Por qué las corrientes de cortocircuito son asimétricas?

Generalmente en los sistemas de fuerza las tensiones generadas o aplicadas son de forma sinusoidal. Ocurrido un cortocircuito se producirán por lo mismo corrientes del tipo sinusoidal. Para fines de simplificación y de análisis la siguiente explicación asume tensiones y corrientes de - este tipo.

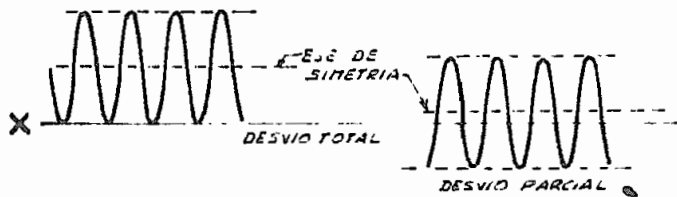
El factor de potencia de la corriente de cortocircuito está determinado por la relación  $X/R$  del circuito (no - de la carga). Por lo mismo en la mayoría de los casos la - corriente de falla atrasará a la tensión interna del generador (generada en las bobinas del estator por el flujo de - campo). Ver figuras 1-9 y 1-10.

**FIG. 1-5**  
**CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO SIMETRICAS**



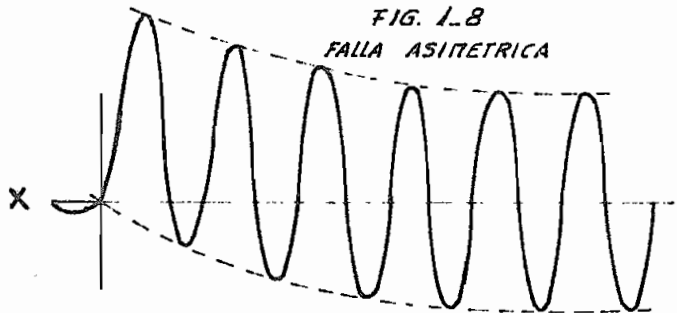
**FIG. 1-6**  
**CORRIENTE DE FALLA SIMETRICA DE UN GENERADOR CORTOCIRCUITADO**

**FIG. 1-7**  
**ONDA ASIMETRICA**



ASIMETRIA DE LAS ENVOLVENTES,  
 ONDAS ASIMETRICAS.  
 LAS ENVOLVENTES NO SON SIMETRICAS  
 ALREDEDOR DEL EJE X

**FIG. 1-8**  
**FALLA ASIMETRICA**



LAS ENVOLVENTES NO SON SIMETRICAS  
 ALREDEDOR DEL EJE X

Ocurrida una falla en un circuito conteniendo principalmente reactancia durante el pico de la onda de tensión, la corriente de cortocircuito empezará en cero y trazará una onda sinusoidal que será simétrica con referencia al eje horizontal, teniéndose entonces una corriente de falla simétrica.

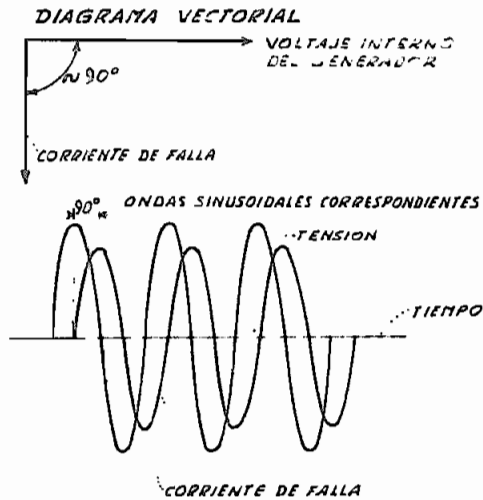
Si en el mismo circuito anterior ocurre una falla en el momento en que la onda de tensión es cero, la corriente empezará en cero pero no puede seguir una onda sinusoidal simétrica porque tal corriente estaría en fase con la tensión. La forma de la onda de corriente es como la de la tensión pero atrasada  $90^\circ$ . Esto puede ocurrir solamente si la corriente está desplazada del eje cero según se indica en la figura 1-11. Las figuras 1-10 y 1-11 son los casos extremos; la una indica una onda totalmente simétrica y la otra una onda asimétrica por completo.

Ocurriendo una falla en un circuito conteniendo sólo reactancia en cualquier punto excepto en el pico de la onda en tensión se tendrá cierto desplazamiento de la corriente con respecto al eje horizontal.

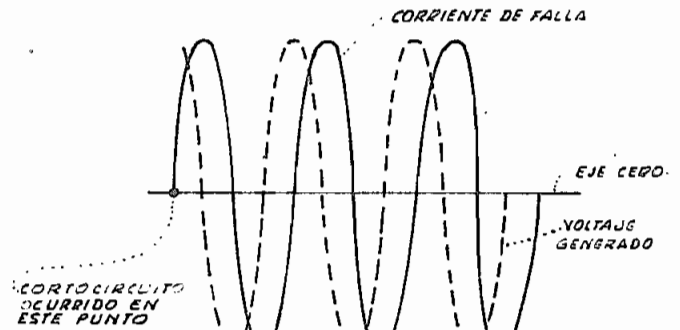
La magnitud del desplazamiento de la corriente depende del punto de la onda de tensión al cual ocurre la falla esta puede variar desde cero como en la figura 1-10 hasta un máximo como en la figura 1-11.

En circuitos conteniendo a la vez reactancia y resistencia la magnitud del desvío puede variar entre los mismos límites que para los circuitos conteniendo sólo reactancia. No obstante, el punto de la onda de tensión al

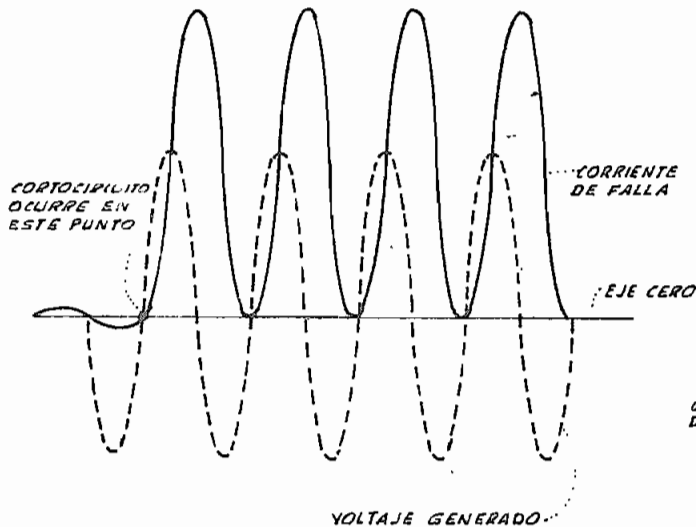
**FIG. 1.9**  
**RELACIONES DE FASE ENTRE**  
**LA TENSION Y LA CORRIENTE**



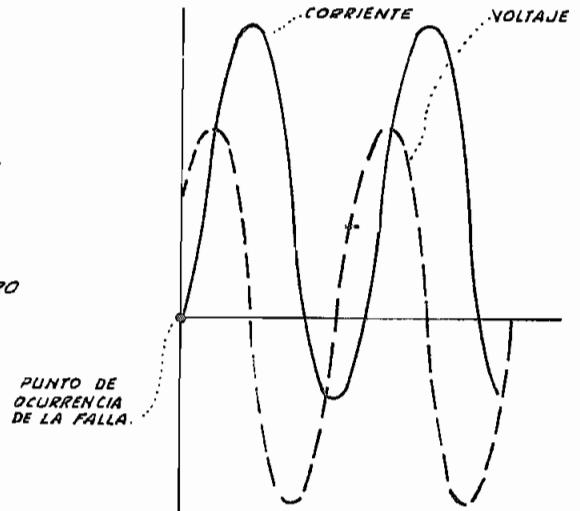
**FIG. 1.10**  
**TENSION Y CORRIENTE SIMETRICAS**  
**CON FACTOR DE POTENCIA CERO**



**FIG. 1.11**  
**CORRIENTE Y TENSION ASIMETRICAS**  
**CON FACTOR DE POTENCIA CERO**  
**EN EL CIRCUITO**



**FIG. 1.12**  
**CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA**  
**UNA FALLA OCURRIDA EN ALGUN PUNTO**  
**ENTRE CERO Y EL VALOR PICO DE LA**  
**ONDA DE TENSION, CON UN FACTOR**  
**DE POTENCIA DEL CIRCUITO IGUAL A**  
**CERO**





cual ocurre la falla depende de la relación  $X/R$  del circuito. Máxima simetría se obtiene cuando la falla ocurre en un ángulo de tiempo igual a  $(90^\circ + \theta)$ , medido hacia adelante en grados desde el punto cero de la onda de tensión, donde tangente de  $\theta$  es igual a la relación  $X/R$  del circuito. La corriente de cortocircuito será simétrica cuando la falla ocurre a  $90^\circ$  de aquel punto en la onda de tensión. Ejemplo: en un circuito con iguales valores de resistencia y reactancia ( $X/R = 1$ ), puesto que  $\text{tg}45^\circ = 1$ , la máxima asimetría se obtiene cuando la falla ocurre a  $135^\circ$  del punto cero de la onda de tensión. Ver figura 1-13.

Componentes de corriente continua de las corrientes asimétricas de cortocircuito:

El estudio global de las corrientes asimétricas de cortocircuito es complicado y difícil. Por esta razón las corrientes pueden ser divididas en dos componentes: Simétricas y de corriente continua, en tal forma que al sumar punto a punto las dos componentes se obtenga la corriente asimétrica original. Ver figura 1-14.

Magnitud inicial de la componente de corriente continua:

Esta depende del momento al cual ocurre la falla y puede variar desde cero como en la figura 1-10 hasta un máximo igual al pico de la componente de corriente alterna como en las figuras 1-11 y 1-14. Cuando la falla ocurre a cualquier otro punto, tal como en la figura 1-15 la magnitud de la componente de corriente directa es igual en valor al de la componente de corriente alterna simétrica al instante de la falla. Los límites de los valores iniciales

indicados anteriormente corresponden a los sistemas en donde no se hace caso a la resistencia. Además la componente de corriente directa no continúa circulando a valor constante - tal como en las figuras 1-14 y 1-15 a menos que la resistencia del circuito sea completamente nula lo cual está apartado de la realidad.

#### Amortiguamiento de la componente de corriente continua:

Puesto que no hay una fuente de corriente directa en el sistema para que sostenga un flujo continuo de esta componente, la energía representada por esta será disipada - como una pérdida igual a  $I^2 R$  (producto de esta corriente - al cuadrado por la resistencia del circuito). No existiendo resistencia en el circuito la corriente fluiría todo el tiempo con el mismo valor como en las figuras 1-14 y 1-15 hasta que el circuito fuese interrumpido.

En la realidad todo circuito tiene resistencia y por lo mismo esta componente decae con el tiempo como en la - figura 1-16. La suma de esta componente con la simétrica de corriente alterna produce una onda asimétrica inicial - que va cambiándose a una onda simétrica cuando la primera componente desaparece.

#### Relación X/R: /

El amortiguamiento de la componente de corriente directa es una función de la relación X/R del circuito completo desde el generador hasta el punto de falla. La teoría es la misma como al abrir el circuito formado por una batería y una bobina de inducción.

001560

FIG. 1.13  
CORRIENTE DE FALLA EN UN CIRCUITO  
CON LA RELACION  $X/R = 1$

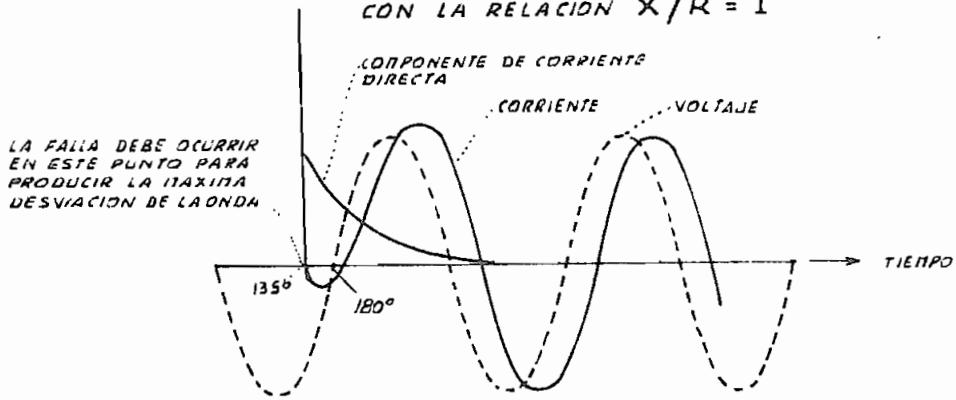


FIG. 1.14  
COMPONENTES DE LAS CORRIENTES  
ASIMETRICAS DE FALLA ALTERNA  
Y CONTINUA

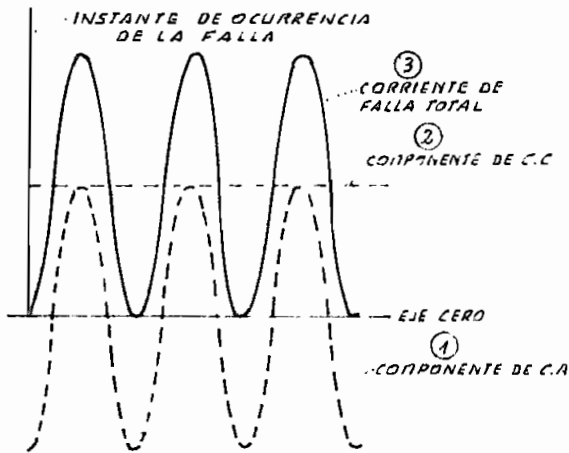


FIG. 1.15  
COMPONENTES DE LA CORRIENTE DE  
CORTOCIRCUITO ASIMETRICA

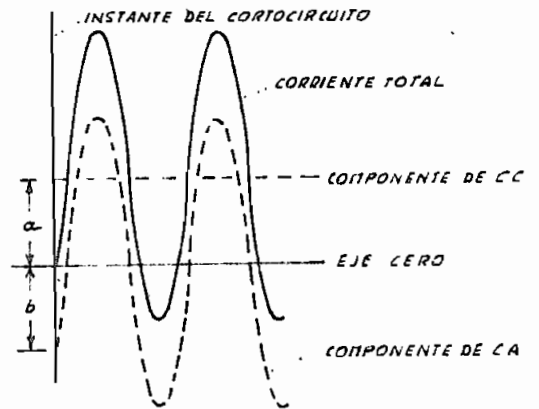
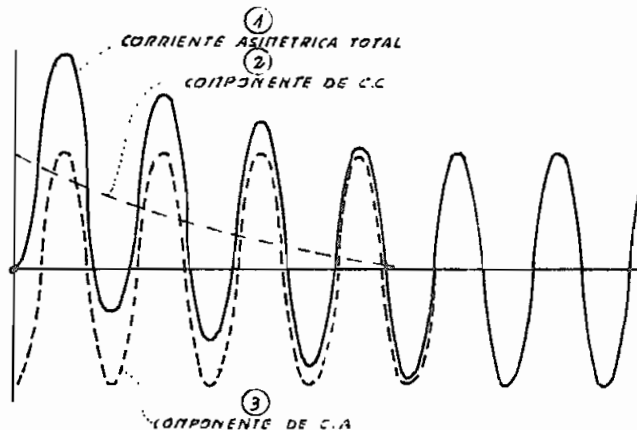


FIG. 1.16  
APORTIGUAMIENTO DE LA COMPONENTE DE CORRIENTE  
DIRECTA Y EL EFECTO DE ASIMETRIA



Si  $X/R = \infty$   $R = 0$  la componente nunca decae como en las figuras 1-14 y 1-15.

Si  $X/R = 0$   $R = \infty$  la componente directa decae instantáneamente.

Para cualquier valor intermedio entre estos dos límites, la componente de corriente directa toma un tiempo definido para disminuir hasta cero. Ver figura 1-16. En grandes generadores la relación de reactancia subtransitoria a resistencia es como 70/1 por lo mismo tomará varios ciclos para que la componente de corriente directa desaparezca. En puntos remotos del generador el valor  $X/R$  es menor por lo tanto la componente decae más rápidamente. Mayor es el valor de  $R$  comparado con  $X$  mayor es la pérdida  $I \times I \times R$  de la componente de corriente directa y por lo mismo la energía es disipada más pronto.

Constante de tiempo de la componente de corriente continua:

Los generadores, motores o circuitos tienen una constante de tiempo para la corriente directa. Se refiere esta a la rapidez de amortiguamiento de la componente de corriente continua para reducirse aproximadamente al 37% de su valor original luego de iniciado el cortocircuito. Se la mide en segundos y representa la relación  $X/R$  de la máquina o del circuito. Se dice también que esta constante de tiempo es el tiempo en segundos que se requiere para que la componente de corriente continua alcance el valor cero si su amortiguamiento fuese lineal. Ver figura 1-17.

1.1.5. VALOR MEDIO CUADRÁTICO DE LA CORRIENTE TOTAL DE CORTOCIRCUITO.-

Este incluye a la componente de corriente continua, necesitándose por lo mismo factores de disminución exactos para tomarla en cuenta a cualquier tiempo, así como para los valores de reactancia aparente de las máquinas. Como se ve esto complica el cálculo de la corriente de falla.

Se ha ideado entonces el usar ciertos factores que convierten el valor medio cuadrático de la componente simétrica alterna al valor medio cuadrático de la onda asimétrica de corriente de cortocircuito total, incluida la componente de corriente directa.

El valor medio cuadrático máximo de cortocircuito - ocurre durante el primer ciclo después de iniciada la falla según se indica en la figura 1-16. No existiendo amortiguamiento en la componente directa, como en la figura 1-14, - este valor medio cuadrático en el primer ciclo sería  $\sqrt{3}$  veces el valor medio cuadrático de la componente de corriente alterna. En la práctica siempre existe un amortiguamiento durante el primer ciclo y un factor de multiplicación de 1,6 es usado para el caso general. Este valor es menor en los circuitos de baja tensión (600 voltios o menos) que en los de alta tensión.

Un valor medio cuadrático aproximado durante el primer ciclo de una onda desplazada es:  $c = \sqrt{a^2 + b^2}$

en donde:

c = valor medio cuadrático aproximado

a = valor medio cuadrático de la componente de corriente -

a

b = valor de la componente de corriente directa en un medio ciclo.

En algunos casos se requiere el valor medio cuadrático de la corriente a intervalos más largos de tiempo ta les como 3 o más ciclos, correspondiendo a los tiempos normales de interrupción de los disyuntores; para este propósito se usan factores de multiplicación que se los obtiene de curvas como la de la figura 1-18.

#### 1.1.6. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TOTAL.-

Puede provenir de diversas fuentes según se indica en la figura 1-19. La primera fuente son los generadores sean estos de la empresa de servicio público o de la industria o de ambas a la vez. Motores sincrónicos si existen y los motores de inducción ambos localizados en las plantas y fábricas y siempre que su tamaño justifique su consideración.

Puesto que cada contribución decae con el tiempo debido a la reducción de flujo en las máquinas la corriente de cortocircuito total decaerá también con el tiempo según se indica en la figura 1-19, último dibujo.

Vemos que la magnitud durante los primeros segundos está aumentada por la presencia de la componente de corriente directa como se indica en la figura 1-20 pero esta decae también con el tiempo acentuando la diferencia en magnitud en el primer ciclo inmediatamente de ocurrir la falla.

FIG. 1-17

ILUSTRACION GRAFICA DE LA CONSTANTE DE TIEMPO

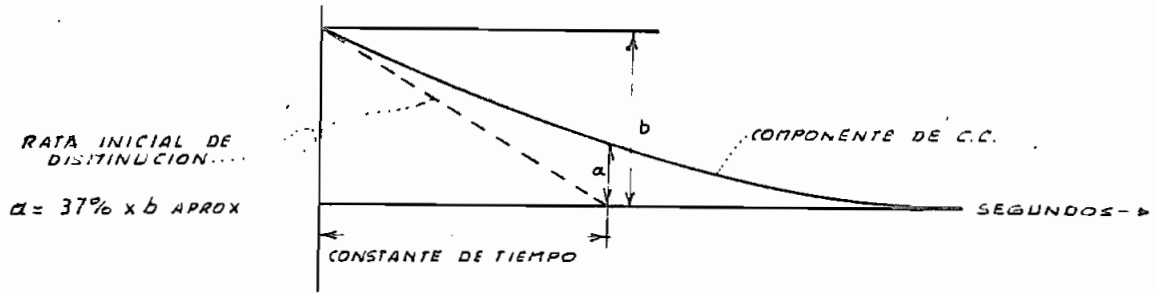
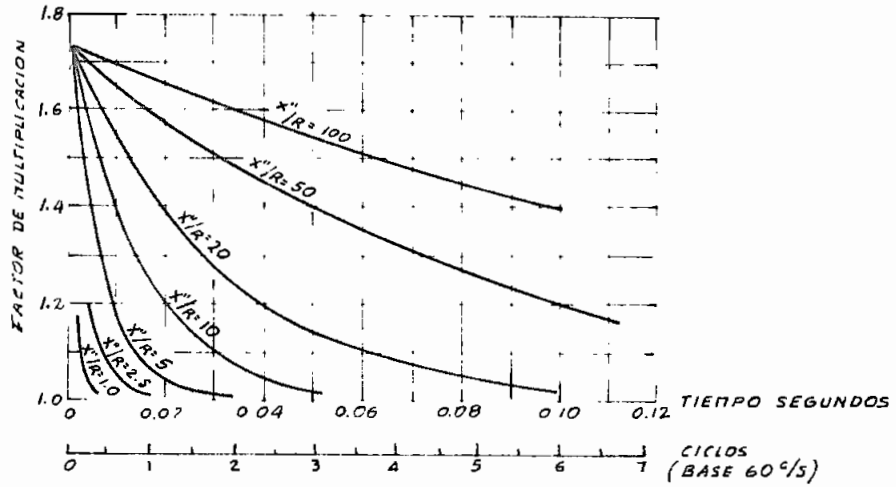


FIG. 1-18

FACTOR DE MULTIPLICACION DE AMORTIGUAMIENTO  
DE LA COMPONENTE DIRECTA TENIENDO COMO  
PARAMETRO AL VALOR  $X/R$



NOTA:  
PARA UNA FRECUENCIA  $F$  MULTIPLICAR  $\frac{X}{R} \times \frac{60}{F}$   
ANTES DE USAR LAS CURVAS

FIG. 1.19

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ASIMETRICA TOTAL  
PROVENIENTE DE LAS FUENTES ALIMENTADORAS DE C.C.

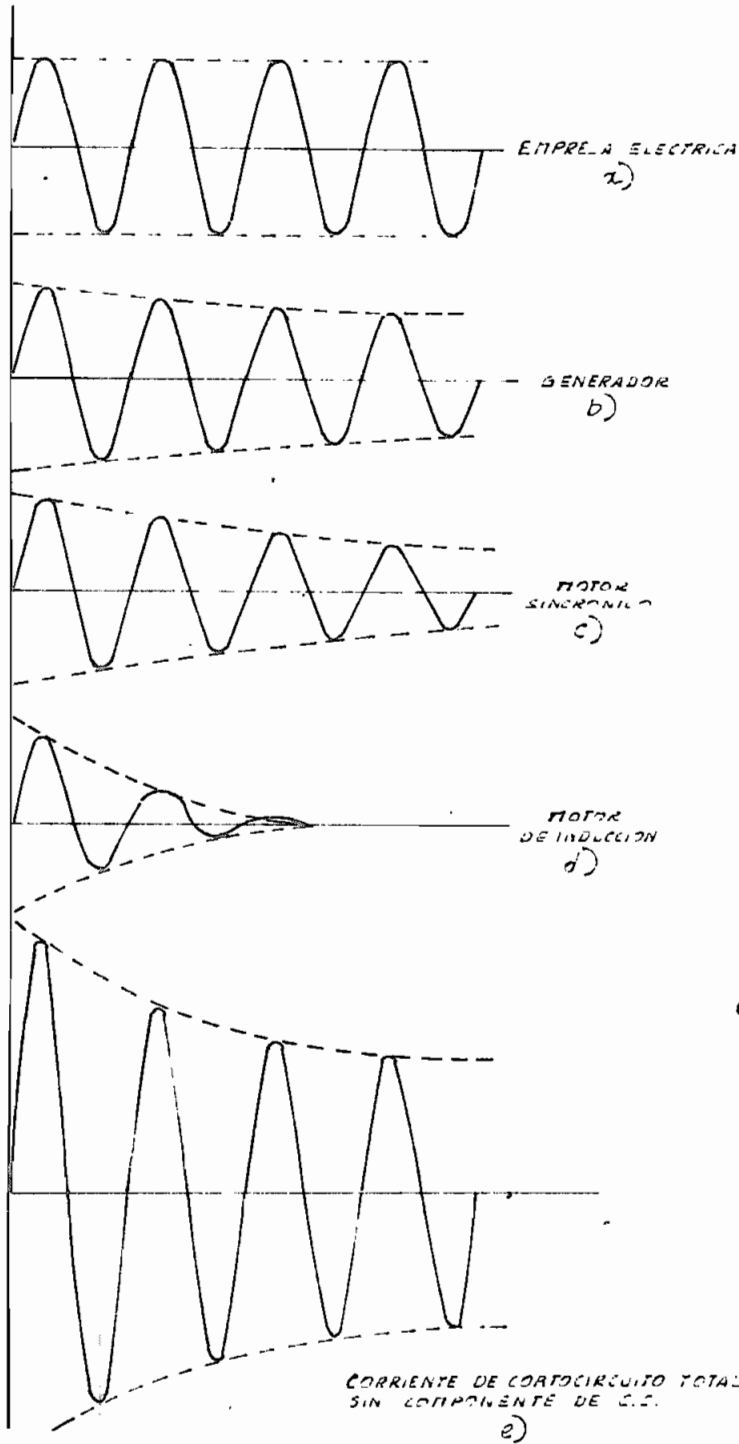
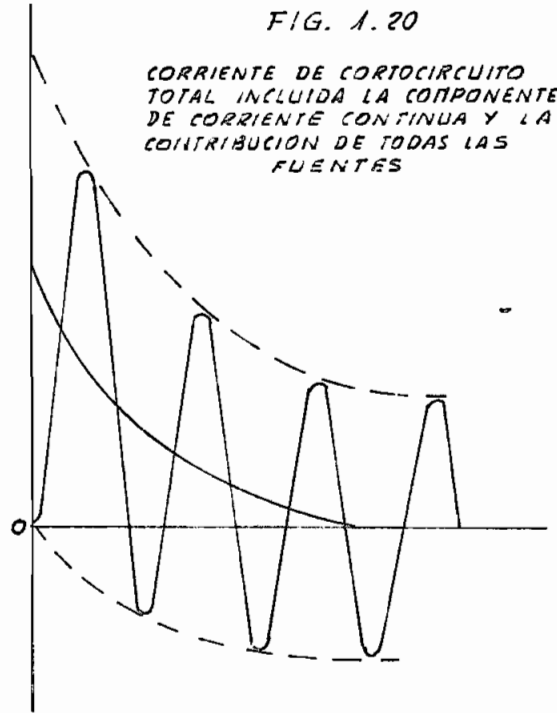


FIG. 1.20

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO  
TOTAL INCLUIDA LA COMPONENTE  
DE CORRIENTE CONTINUA Y LA  
CONTRIBUCION DE TODAS LAS  
FUENTES





Cuando es necesario determinar la corriente de cortocircuito asimétrica se usa entonces el factor de multiplicación respectivo con la corriente de falla simétrica encontrada previamente. Ambos valores el simétrico y el asimétrico de falla son de interés ya que algunos aparatos de protección se los debe especificar sea a base de uno o del otro según de que aparato se trate. Ambos valores se necesitan para la aplicación de relés. A su vez las capacidades normales momentáneas que definen la resistencia mecánica - de todos estos aparatos están fijadas en base a los valores medios cuadráticos de las corrientes que van a soportar.

Resumiendo podemos decir entonces que la corriente de cortocircuito en los sistemas de distribución puede tener dos componentes, una alterna y otra continua. La primera se la llama también de estado permanente y puede ser calculada usando determinados procedimientos y ecuaciones. Es de un valor constante durante el tiempo que se presenta la falla. La segunda, llamada también transitoria, es de corta duración pues se hace presente al momento de iniciarse la falla y decae o se amortigua rápidamente.

En un sistema con carga la componente directa tiene un valor máximo inicial igual a la componente de corriente alterna a ese instante menos la corriente de carga de ese momento ver figura 1-21.

Por recomendaciones del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) la medida de las dos componentes se debe realizar 1/2 ciclo después de la iniciación de la avería.

El valor medio cuadrático de la corriente de falla  $I_f$  es igual a:

$$I_f \text{ RMS} = \sqrt{CC^2 + CA^2} \quad \text{en donde,}$$

CC = componente de corriente continua

Ca = componente de corriente alterna

Los factores que afectan a la magnitud de la corriente total de falla durante el período transitorio son el tipo de falla y el tiempo al cual se inicia la avería. Después del período transitorio la magnitud de la corriente depende únicamente del tipo de falla que se tiene.

El tiempo al cual se inicia la falla se mide angularmente a lo largo de la onda de tensión, esto es la falla ocurre a un número de grados tal desde un punto determinado tal como el valor máximo o cero de la tensión.

El efecto del tiempo al cual se inicia la falla se indica en las figuras 1-22 y 1-23. Cuando la falla se presenta en el momento que la componente de corriente alterna es máxima se tiene la máxima componente transitoria de corriente directa; el valor de esta componente es:

Componente transitoria de corriente directa (valor inicial) igual a la componente alterna (valor inicial) menos corriente de carga en ese momento.

Si la falla ocurre cuando la componente de corriente alterna es igual a la corriente de carga entonces no se tiene ninguna componente transitoria de corriente continua. Ver figuras 1-22 y 1-23.

FIG. 1-21  
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TOTAL ASIMETRICA

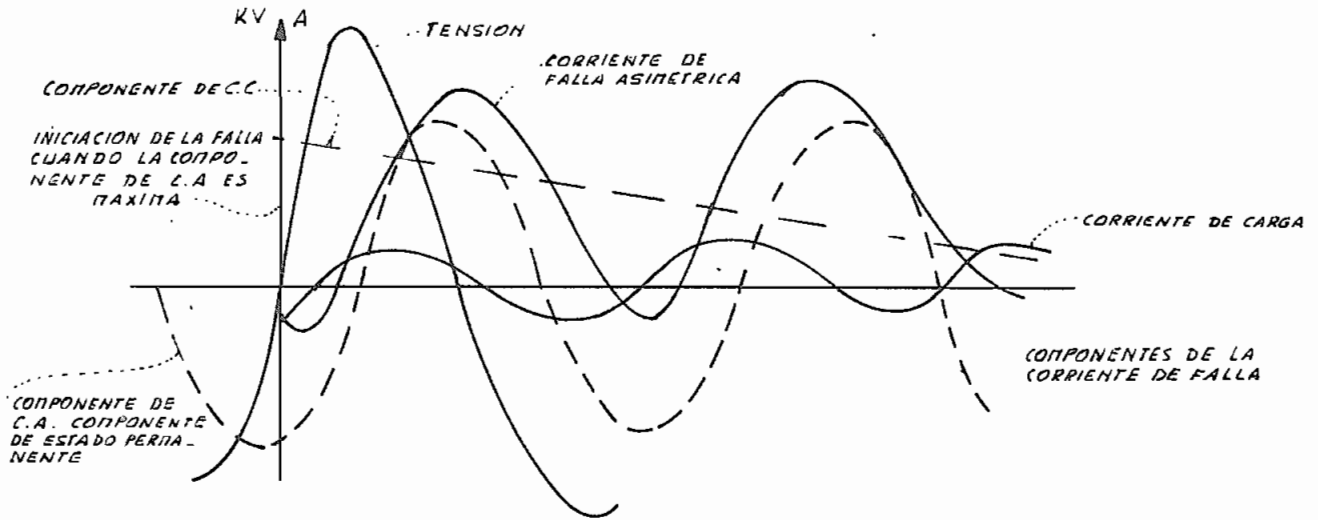
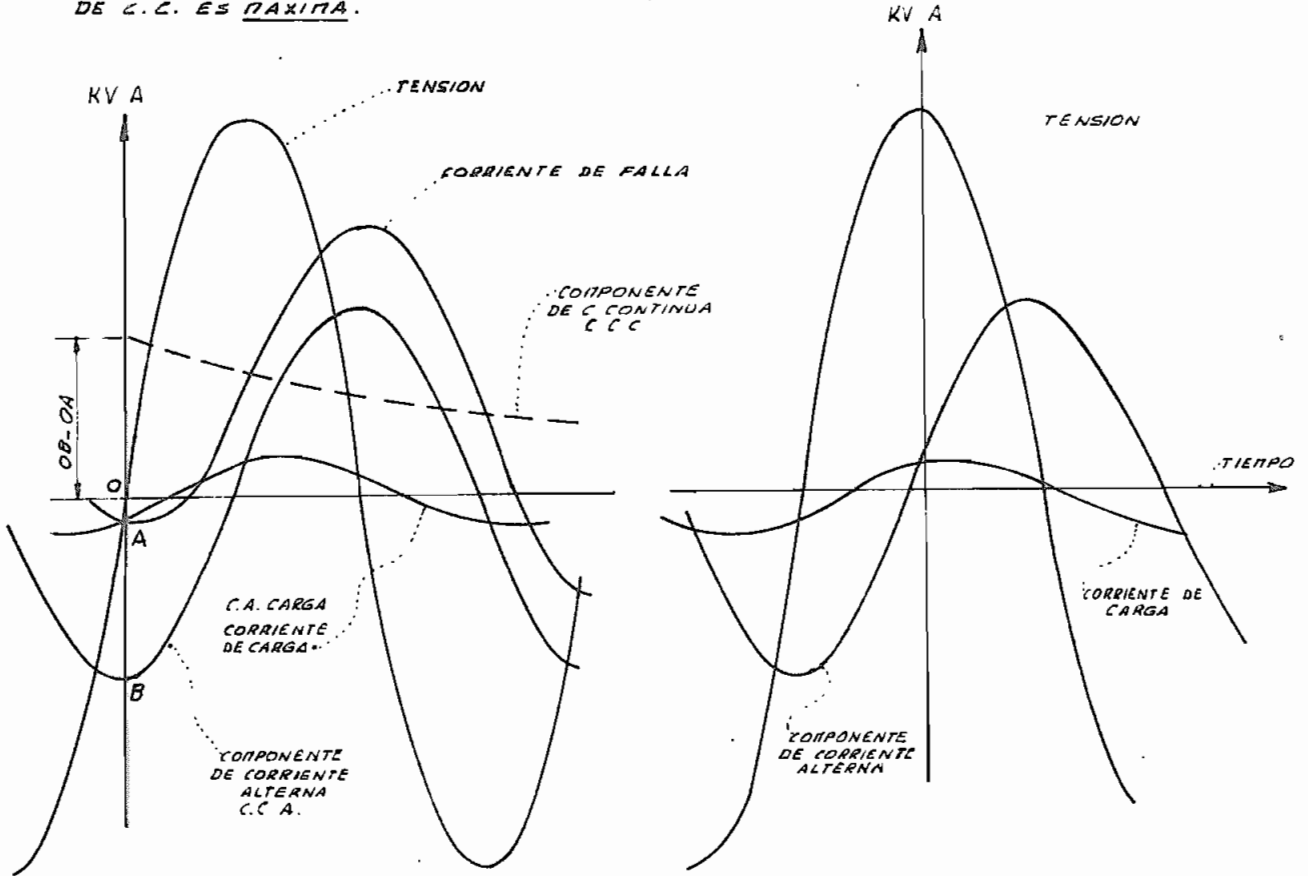


FIG. 1.22 Y 1.23

VARIACION DE LA CORRIENTE DE FALLA SEGUN EL MOMENTO AL CUAL OCURRE LA FALLA OCURRE CUANDO LA ONDA DE TENSION ES CERO, SIENDO LA COMPONENTE DE C.A. MAXIMA. CONSECUENCIA: LA COMPONENTE DE C.C. ES MAXIMA.  
 LA FALLA OCURRE CUANDO LA COMPONENTE DE C.A. Y LA CORRIENTE DE CARGA SON IGUALES. CONSECUENCIA: NO SE TIENE COMPONENTE DE CORRIENTE CONTINUA.



La figura 1-24 indica el efecto de la relación  $X/R$  sobre la asimetría de la corriente de falla. Las relaciones de las corrientes son de valores medios cuadráticos después de medio ciclo de iniciada la falla.

El punto exacto de iniciación de la falla no puede determinarse con exactitud. Puesto además que los aparatos de protección deben operar sea durante el período transitorio o subtransitorio, estos deben estar diseñados para interrumpir la máxima corriente asimétrica posible.

Respecto a la asimetría decimos que la relación  $I_{asimétrica}/I_{simétrica}$  varía con la relación  $X/R$ . Según la figura 1-24 se tiene una gran corriente asimétrica cuando  $X/R$  aumenta hacia el infinito, circuito inductivo puro en donde  $R$  es cero o casi cero.

#### 1.2. EFECTOS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.-

Cuando se invierte dinero en la compra de aparatos de protección contra cortocircuitos se está pagando por un equipo cuya finalidad es la de que opere satisfactoriamente cuando se lo necesite para despejar una falla de una instalación o de un sistema. La operación de este equipo será requerida unas contadas veces durante la vida útil del mismo. Por lo tanto si estos aparatos fallan en su cometido todo el dinero gastado en equipo de protección se habrá desperdiciado.

El ingeniero encargado de protección la mayoría de las veces no recibe el apoyo y la comprensión para desarrollar un buen diseño del mismo y más para la inversión de

FIG. 1-24  
 RELACION  $X'/R$  Y SU EFECTO SOBRE LA  
 ASINETRIA EN LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO  
 TOTAL

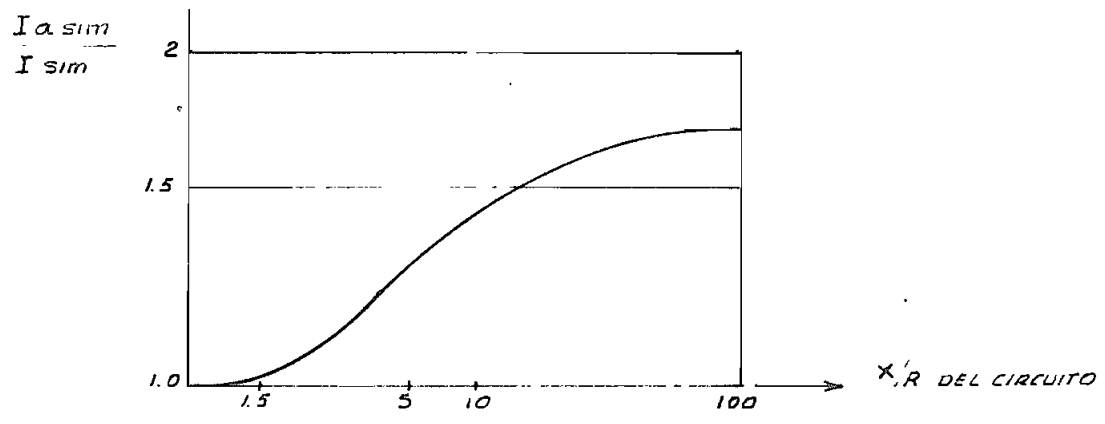
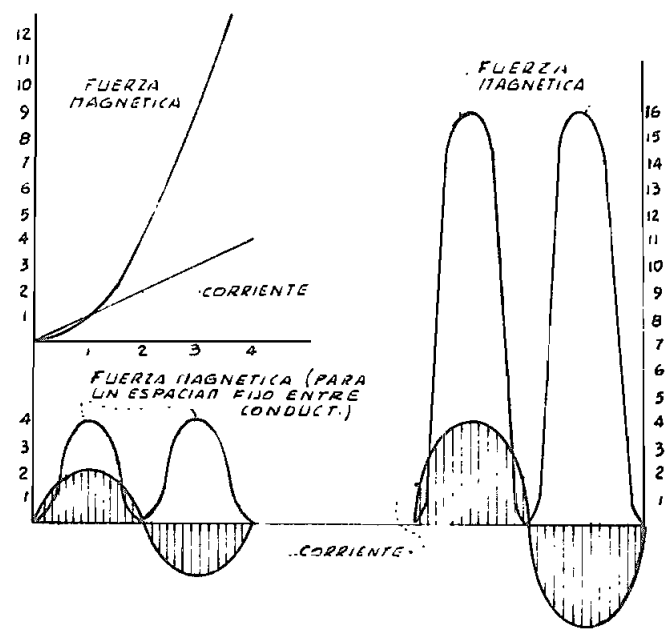


FIG. 1-25  
 ESFUERZOS DINAMICOS DE LA CORRIENTE  
 DE CORTOCIRCUITO



dinero que le permitirá adquirir un buen equipo. Esto sucede porque a-menudo es difícil ver la necesidad de una - adecuada capacidad de interrupción proveniente de dos influencias:

a) Muchas empresas eléctricas e instalaciones - particulares nunca han experimentado los perjudiciales resultados de una falla por causa de una inadecuada capacidad de interrupción ya que los cortocircuitos no son de - ocurrencia diaria especialmente las averías de gran volumen.

b) Carencia de publicidad absoluta y suficiente sobre los cortocircuitos. En efecto, producida una falla la confusión es muy grande a igual que el ansia por reparar prontamente los daños. Con esta situación es imposible llenar y llevar buenos registros de las fallas ocurridas indicando que pasó, analizando las posibles causas, - consecuencias etc. Inclusive algunas personas por evadir responsabilidades por tal o cual cortocircuito ocurrido - no dan la suficiente información y facilidades que permitan encontrar las causas de las fallas y peor que se puedan implantar mejoras al sistema.

#### 1.2.1. SEGURIDAD DE UNA ADECUADA PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS

Pueden darse algunas sugerencias respecto al modo - de asegurarse que un sistema tiene una correcta protección:

a) Determinar lo más exactamente posible los valores de las corrientes de cortocircuito. Hasta que no se obtengan estos valores no se puede estar seguro que la - protección existente o la que se planea son adecuadas.

Los procedimientos de cálculos se explicarán en numerales posteriores.

b) Instalar equipo de protección con la adecuada capacidad de interrupción .

c) Preveer el crecimiento de la carga futura. Podría suceder que el equipo de protección existente se halle adecuado para las condiciones presentes más no para tal o --cual etapas futuras debido al aumento de carga y al consiguiente incremento de las corrientes de cortocircuito así como las capacidades de interrupción.

Una de las causas más comunes por las cuales son inseguras las instalaciones antiguas es justamente por no haber considerado y estudiado el aumento del valor de la corriente de falla y su efecto en las mismas. Deben pué s comprobarse los esfuerzos de las corrientes de falla sobre las instalaciones ya que estos aumentan con el cuadra do de la magnitud de la corriente. Ver figura 1-25.

d) No ser complacientes. El que hasta hoy no se haya --tenido problemas serios con un sistema de protección no quiere decir que se está inmune a los cortocircuitos. Conforme más se envejece el sistema más débil se vuelve la instalación y mayor es la posibilidad de las fallas.

e) Usar soluciones basadas en buen juicio y en un detenido estudio de las condiciones del problema. Encontrando los puntos débiles del circuito para darles la protección y reforzamiento necesarios antes de que ocurra una avería.

Tener un sistema de fuerza seguro a bajo costo de mantenimiento y con una gran calidad de servicio implica.

un eficiente equipo de protección desde la planta generadora hasta el motor o carga más lejanos de la central.

Pasando a estudiar los efectos principales de las corrientes de cortocircuito estos se clasifican en:

- esfuerzos dinámicos
- esfuerzos térmicos

### 1.2.2. ESFUERZOS DINAMICOS.-

Las fuerzas electromagnéticas entre los conductores son una función directa de las corrientes que fluyen a través de los mismos siendo a la vez función inversa de la distancia entre estos.

La fuerza instantánea entre dos conductores largos, rectos, paralelos y circulares se calcula en la siguiente forma:

$$F = 5,4 \frac{i_1 \times i_2}{d} 10^{-7} \frac{\text{lbs}}{\text{pie}}$$

$i_1$  = corriente instantánea en el conductor 1, en amperios.

$i_2$  = corriente instantánea conductor 2, en amperios.

$d$  = distancia entre conductores en pulgadas.

Si las corrientes fluyen en la misma dirección la fuerza será de atracción entre los conductores. Si el flujo es en sentido contrario la fuerza será de repulsión.


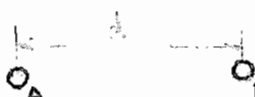



La máxima fuerza en los conductores que están atravezados por corriente alterna depende del punto en la onda de tensión al cual la falla ocurre y en la disposición de los mismos.

Algunas fórmulas han sido desarrolladas para calcular las fuerzas instantáneas máximas posibles en conductores bajo diferentes condiciones el valor I de la corriente en la tabla 1-1 es el medio cuadrático inicial en amperios, de la componente de corriente alterna (componente alterna simétrica de la corriente de cortocircuito). El efecto de la componente transitoria se halla también computado en la columna correspondiente a la fuerza máxima magnética instantánea.

Tabla 1-1

VALORES DE LAS FUERZAS MAXIMAS ELECTROMAGNETICAS INSTANTANEAS ENTRE CONDUCTORES FORMANDO BARRAS PARA CORRIENTE ALTERNNA

Tipo de falla	Espaciamiento entre condtrs.	Fuerza magnética instantánea máxima en libras /pie.
Monofásica Simétrica		$F_1 = \frac{10.8 \times I^2}{10^7 \times d}$
Monofásica Asimétrica		$F_2 = \frac{43.2 \times I^2}{10^7 \times d} = 4 \cdot F_1$
Trifásica Asimétrica		$F_3 = \frac{37.4 \times I^2}{10^7 \times d}$ $F_4 = \frac{34.9 \times I^2}{10^7 \times d}$ $F_5 = \frac{37.4 \times I^2}{10^7 \times d}$

Los conductores sometidos a las fuerzas indicadas en la tabla 1-1, aisladores de soporte y estructuras constituyen sistemas dinámicos y representan por lo mismo una masa, una elasticidad y un amortiguamiento. Tales sistemas tienen fuerzas resonantes.

Las deflecciones de los conductores, aisladores y estructuras bajo las condiciones de cortocircuito dependen de:

- Las magnitudes de las fuerzas magnéticas
- Relación frecuencia de la corriente/frecuencia natural del sistema dinámico.
- Duración y variación de las fuerzas magnéticas
- Amortiguamiento (s) presente en el sistema

Los esfuerzos sobre estos elementos están relacionados directamente con las deflecciones. Generalmente estos no pueden ser determinados exactamente en base de la fuerza magnética que se aplicaría a un sistema estático. Los esfuerzos actuantes sobre un conductor que lleva corriente están uniformemente distribuidos a lo largo de este; por lo tanto el conductor debe ser analizado como una viga uniformemente cargada. Fórmulas, explicaciones adicionales y cálculos al respecto se encuentran en el manual ALCOA ALUMINUM BUS CONDUCTOR HANDBOOK, publicado por la fábrica americana Aluminum Company of America, Pittsburgh, Pa. 1957.

### 1.2.3. CALENTAMIENTO PRODUCIDO POR LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

El tiempo durante el cual fluye una corriente de corto circuito es relativamente corto y para fines de cálculo se puede considerar que no ocurre ninguna pérdida de calor sea por convección o por radiación.

La elevación de temperatura está fijada por el calor específico del material, el tamaño del conductor y la entrada de calor. El calor específico varía en relación directa con la temperatura, por lo mismo es difícil determinar exactamente la elevación de esta en un conductor bajo condiciones de cortocircuito partiendo solamente de consideraciones teóricas.

Las siguientes fórmulas se las considera suficientemente útiles para casos prácticos. Se asume que ningún calor se pierde desde el conductor; el aumento de resistencia por el incremento de la temperatura se considera también en estas ecuaciones.

$$I = 0,144 \times 10^6 \times A \sqrt{\frac{1}{t} \log_{10} \frac{\theta_2 + 228}{\theta_1 + 228}}$$

para el aluminio con una conductividad mínima del 61% IACS, grado EC (metal conductor eléctrico).

$$I = 0,220 \times 10^6 \times A \sqrt{\frac{1}{t} \log_{10} \frac{\theta_2 + 234}{\theta_1 + 234}}$$

para el cobre con conductividad del 99% IACS.

A = área del conductor en pulgadas cuadradas

I = valor RMS de la corriente en el estado permanente

t = tiempo en segundos

$\theta_1$  = temperatura inicial en grados centesimales

$\theta_2$  = temperatura final en grados centesimales

### 1.3. MEDIOS PARA REDUCIR Y CONTROLAR LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.-

Decíamos anteriormente que se considera segura una instalación para soportar un cortocircuito cuando su capa-

idad de interrupción y las resistencias mecánicas y térmicas del aparato y de la instalación son capaces de soportar las condiciones más desfavorables que exijan las corrientes de falla.

El problema puede verse desde estos puntos de vista:

- disminuir el tiempo requerido para interrumpir la corriente de falla antes de que se produzca algún daño.
- Reducir o subdividir la potencia o la corriente de falla para así reducir también la magnitud de los esfuerzos provocados por esta.

Con una adecuada comprensión de los medios de control de las corrientes de falla y un completo análisis económico de los mismos se puede encontrar la mejor solución del problema. Estos medios son:

- 1.3.1. Adoptar una tensión de servicio más alta.
- 1.3.2. Interrupción rápida del cortocircuito.
- 1.3.3. Añadir impedancias en el circuito.
- 1.3.4. En la subestación de distribución instalar dos o tres transformadores en lugar de uno, con barras del tipo seccionadas.

1.3.1. ADOPTAR UNA TENSION DE SERVICIO MAS ALTA.--

La reactancia  $X_1$  a una tensión  $E_1$  puede reducirse o transferirse a una nueva tensión  $E_2$  mediante la siguiente igualdad:

$$\frac{X_2}{X_1} = \left(\frac{E_2}{E_1}\right)^2$$

Es decir que si la reactancia  $X_1$  a tensión  $E_1$  deseo transferirla a un sistema con tensión  $E_2$  la nueva reactancia -

será: 
$$X_2 = X_1 \left( E_2/E_1 \right)^2$$

La ventaja de este medio de control es que se reduce la componente alterna de la corriente de corto-circuito debido al aumento de la reactancia, reduciéndose también los valores inicial de la corriente de falla (corriente de choque), la corriente simétrica de ruptura y la corriente de cortocircuito de estado permanente.

### 1.3.2. APERTURA RAPIDA DEL CIRCUITO.-

Es uno de los medios de defensa contra los efectos excesivos del corto-circuito por medio del cual se abre o se interrumpe el circuito en el menor tiempo posible tratando así de que no se alcance un daño muy grande por la corriente de falla. Se lo puede lograr por medio de fusibles de fuerza, reconectadores y disyuntores. En el capítulo siguiente se hará una explicación de cada uno de estos aparatos.

Con tiempos más bajos de circulación de la corriente de cortocircuito los esfuerzos dinámicos y térmicos serán también menores que a un tiempo mayor.

Conviene explicar algo acerca del tiempo total de despeje de los disyuntores y de los reconectadores automáticos. El tiempo de disparo de los disyuntores de distribución según las Normas NEMA oscila entre los 2 y los 8 ciclos; estos valores se han fijado en base a la habilidad para despejar en aquellos tiempos magnitudes de falla del 100% de sus capacidades de interrupción de corrientes asimétricas. El significado de lo que es velocidad de disparo

se explica en el gráfico 1-26.

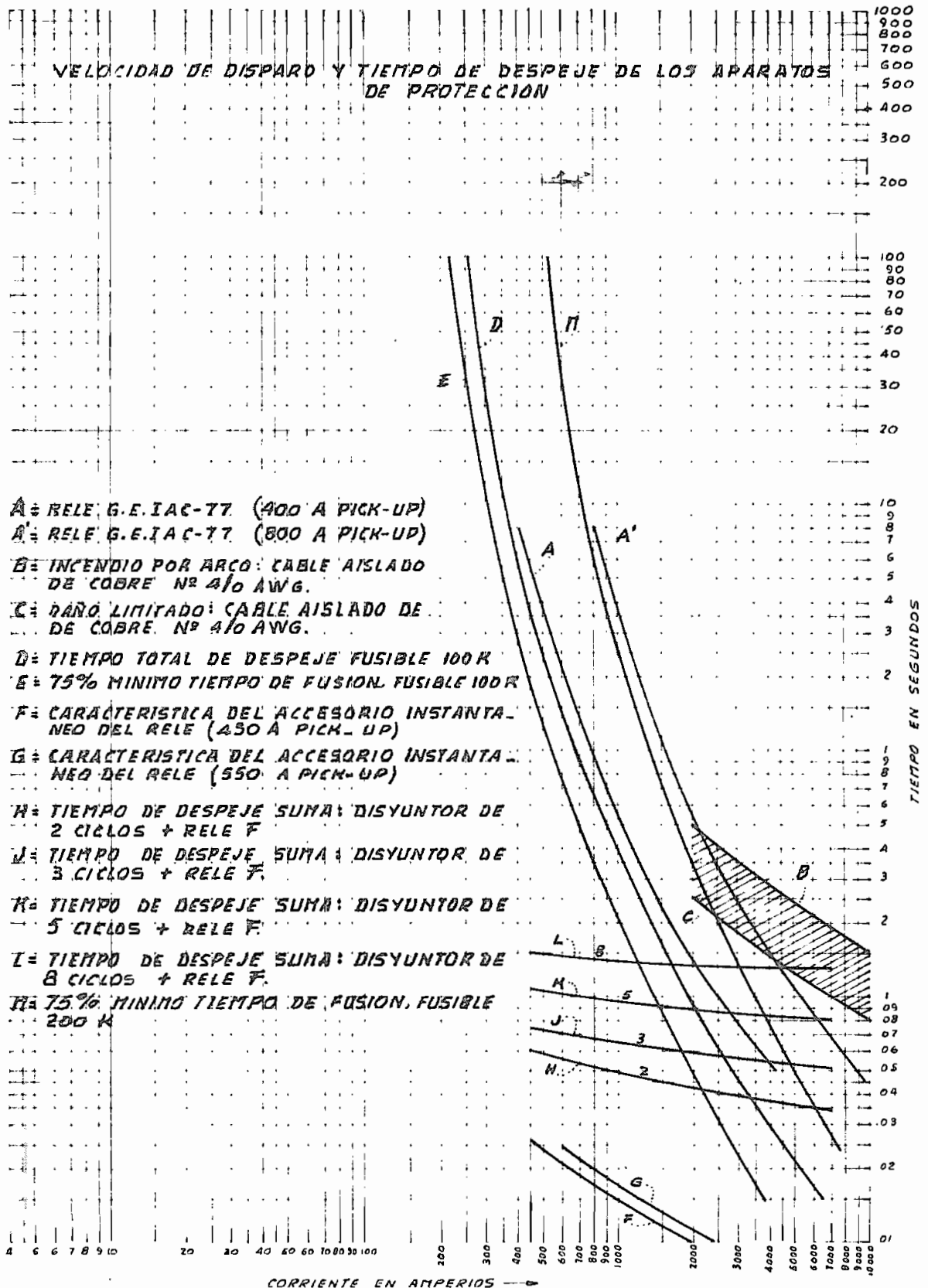
La figura 1-26 explica el incendio por arco y el daño limitado de un cable de cobre aislado número 4/0 AWG, trenzado, comparado con el tiempo total de despeje de disyuntores de 8, 5, 3 y 2 ciclos.

Vemos que este cable puede ser protegido contra daño mediante un disyuntor de 8 ciclos (mas el tiempo normal del relé sin retardo intencional) hasta unos 4500 amperios. La protección contra incendio sería hasta un valor considerablemente mayor.

Usando un disyuntor de 5 ciclos, pueden ser despejados 10.000 amperios antes de que se dañe el conductor. Con un disyuntor rápido de 2 ciclos puede despejarse una corriente de 15.000 a 20.000 amperios.

Se observa además en esta figura, la relación entre la velocidad de despeje y la protección de los fusibles. Ejemplo Si ocurre una falla transitoria en una ramal protegido por un fusible, es necesario que esta sea despejada por un disyuntor o un reconectador a fin de evitar el daño o la explosión del fusible. Despejado el arco producido al interrumpir el flujo de corriente el disyuntor o el reconectador cierran el circuito y restablecen el servicio. Vemos que un elemento fusible 100K (curva E) coordinado con un relé General Electric tipo IAC-77 con una corriente de recuperación (pick up) de 400 amperios (curva A) estará protegido contra quemazón durante fallas transitorias por un disyuntor de 8 ciclos (curva L) siempre que la corriente de falla en el fusible no exceda los

FIG. 1-26



FUENTE DE INFORMACION:  
 "DISTRIBUTION SHORT-CIRCUIT CONTROL" G.G. AUER GENERAL ELECTRIC  
 COMPANY PLANNING & DEVELOPMENT SECTION 1957

1.150 amperios. Con un disyuntor de 2 ciclos (curva H) el mismo elemento fusible estará protegido contra explosión hasta una corriente de 2.000 amperios.

Instalando un elemento fusible de mayor capacidad, por ejemplo un 200K (curva M) y coordinándole con el mismo relé pero con una corriente de recuperación de 800 amperios soportará hasta 6.000 amperios con un disyuntor de 2 ciclos o hasta 2.900 amperios con un disyuntor de 8 ciclos.

### 1.3.3. AÑADIENDO IMPEDANCIA AL CIRCUITO.-REACTORES.-

Puede lograrse un incremento en la impedancia aumentando la resistencia o la reactancia o ambas a la vez. En la práctica más eficaz resulta aumentar la reactancia instalando bobinas de inducción o reactores limitadores de las corrientes de cortocircuito.

La instalación de estas reactancias puede lograrse de las siguientes formas:

- a) Añadiendo impedancia al transformador de fuerza de la subestación en su diseño original.
- b) Insertando una reactancia (reactores) en determinados puntos del sistema.
- c) Insertando una reactancia en el neutro del transformador de la subestación (en la conexión del neutro).

Cada uno de estos métodos tiene sus ventajas y desventajas que las veremos a continuación.



a) Impedancia adicional añadida al transformador de la subestación en su diseño original:

Los transformadores de fuerza tienen su rango de impedancias estandar basadas en los niveles básicos de aislamiento de los bobinados de alta y baja tensión y en sus potencias nominales con tolerancias de  $\pm 7,5\%$  para los transformadores de dos bobinados y  $\pm 10\%$  para los auto transformadores, transformadores de tres bobinados y transformadores no estandar. Deseando que un transformador tenga una impedancia mayor que la normal, o con una tolerancia menor que la normal, este se denomina "especial" lo cual implica un costo mayor. De allí la necesidad de un análisis económico para determinar el valor de la subestación en base del aumento de la impedancia del transformador. Además no debe sólo considerarse costos del equipo sino también los costos de operación los cuales implican la regulación y pérdidas.

Las pérdidas y la caída de tensión en un transformador de alta impedancia pueden ser apreciables en contraste con las pérdidas ocasionadas por un transformador ordinario y un reactor instalado para cada alimentador. Esto es, las pérdidas  $I \times I \times X$  en el transformador de fuerza estarán basadas en el valor de la corriente de carga; en el segundo caso las mismas pérdidas estarán fijadas por el valor de la corriente de cada alimentador. En una subestación con dos primarios la diferencia será de 2 a 1 favoreciendo así la instalación de un reactor en cada alimentador.

b) Reactores:

Son generalmente bobinas con núcleo de aire con el ob

jeto de no disminuir la reactancia por los efectos de saturación que se tendría con un núcleo de hierro. Los reactores para uso industrial son generalmente de tipo cerrado. Si son para instalación a la intemperie conviene calcular las separaciones respectivas entre estos y otros aparatos de la instalación a fin de evitar daños por excesivos esfuerzos mecánicos durante un cortocircuito.

#### Pérdidas en los reactores:

Las pérdidas en estos aparatos son un factor de consideración. La disipación de pérdidas internas presenta un problema de diseño térmico para mantener la temperatura dentro de los valores límites permitidos. Estas pérdidas son proporcionales a  $I \times I \times R$ . Teniéndose en el sistema sólo corriente de carga, el reactor requiere una potencia reactiva de excitación en kilovars proporcional a  $I \times I \times X$ . Esto hace pensar en la conveniencia de instalar reactores en puntos de sincronización de barras o en puntos de interconexión con el fin de que estén atravesados por corrientes no muy altas consiguiéndose así pequeñas pérdidas y una elevación de temperatura no muy grande.

#### Cáida de tensión en los reactores:

Instalando un reactor en un circuito se está insertando una reactancia casi pura en el mismo. Con corrientes de carga de bajo factor de potencia la caída de tensión en el reactor se subtrae o se suma aritméticamente a la tensión de servicio. Un factor de potencia 1 en una corriente, produce una caída de tensión perpendicular a la tensión de servicio. Figura 1-27.

Vemos que la caída de tensión es IX proporcional a la corriente; el valor de esta caída establece un límite en la magnitud permisible de la reactancia; para los reactores de alimentadores primarios está en el orden del 3 al 5% mientras que para los reactores de sincronización de barras alcanza algunas veces valores del orden del 7,5 % y aún del 10% de caída de tensión.

Reactores de alimentadores primarios.-Ventaja de su instalación en pequeños circuitos:

Es preferible instalar varios reactores en circuitos de intensidades pequeñas antes que uno grande en un circuito de amperaje alto. Ver figura 1-28.

La instalación de 3 reactores de 800 amperios es preferible a instalar un reactor equivalente de 2.400 amperios. Supongamos una corriente posible de cortocircuito de 60 KA simétricos, trifásica, 4,16 KV proveniente de la barra de alimentación. Utilizando un reactor limitador de corriente deseamos bajar la corriente de cortocircuito a un valor de 20 KA, por lo tanto el valor de la reactancia será el indicado en la figura 1-28.

Comparemos la utilización de uno o de tres reactores:

- a) Un reactor trifásico de 2.400 amperios
- b) Tres reactores trifásicos de 800 amperios cada uno.

Caso	Pérdida de potencia Reactiva: $I \times I \times X$	Pérdida de potencia Reactiva total KVAR	Caída de tensión por fase
a	$2.400^2 \times 0,08 \times 10^{-3}$ = 461	$3 \times 461 = 1383$	192
b	51,2	460,8	64

FIG. 1.27

EFFECTO DEL FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA SOBRE LA CAIDA DE TENSION EN LOS REACTORES

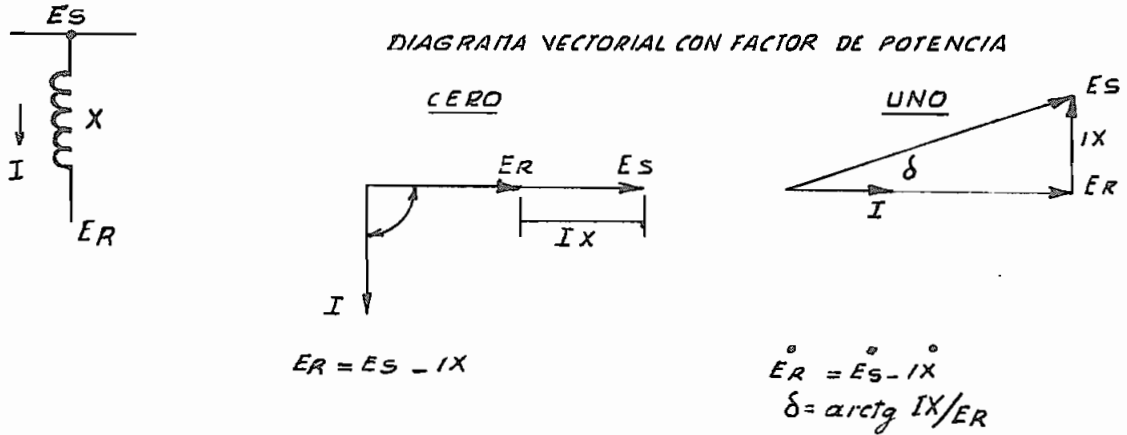


FIG. 1.28

DETERMINACION DE UN REACTOR DE ALIMENTADOR PRIMARIO

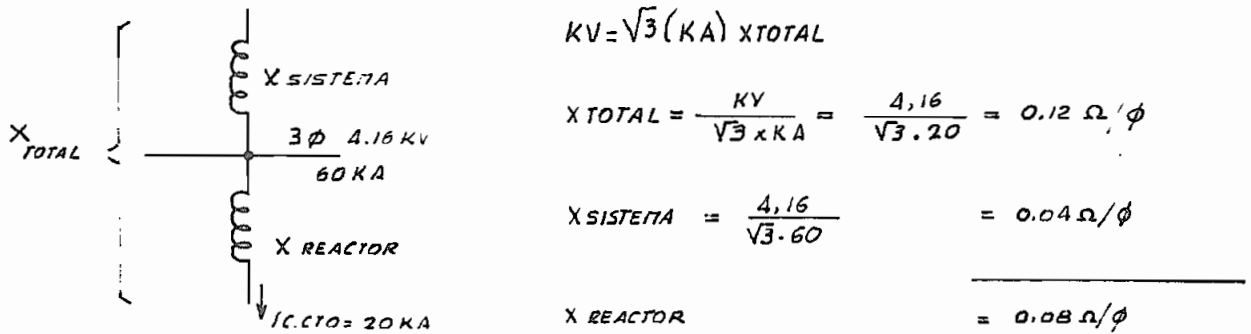
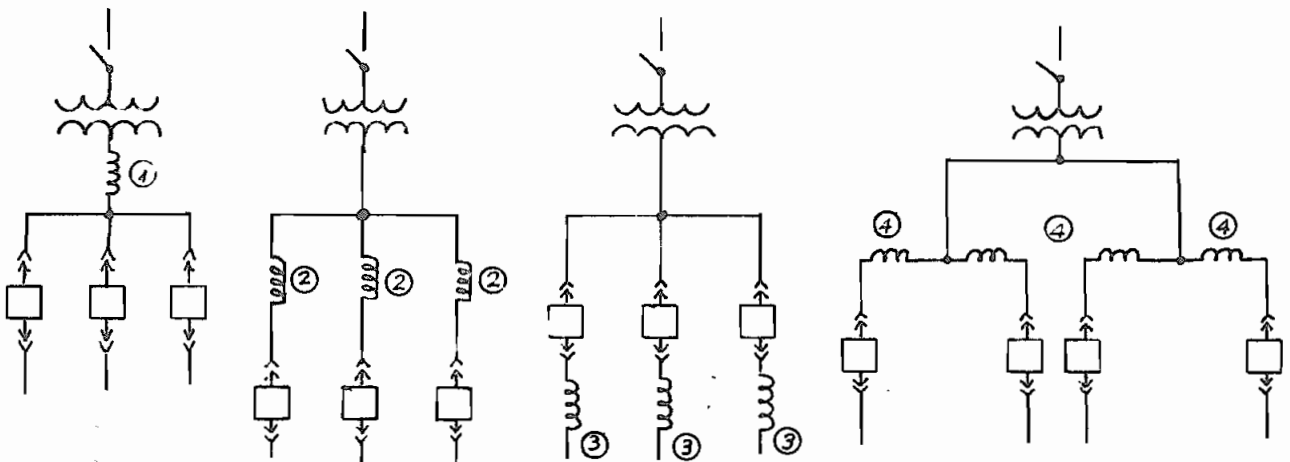


FIG. 1.29

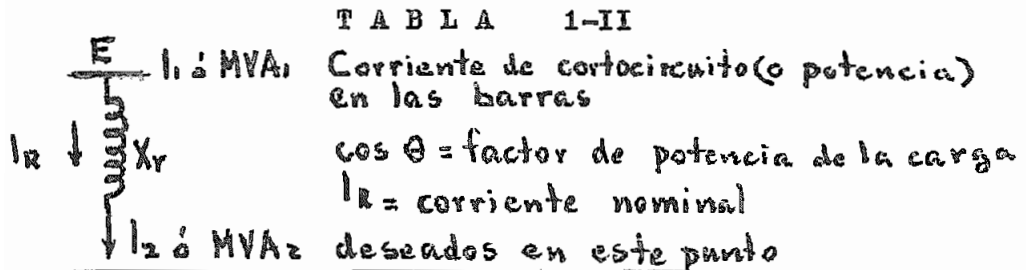
INSTALACION DE REACTORES EN LA SUBESTACION



- 1) REACTOR DE BARRA COMÚN PARA TODOS LOS ALIMENTADORES
- 2) REACTOR INDIVIDUAL POR CADA ALIMENTADOR; INSTALACION EN EL LADO DE ALIMENTACION DEL DISYUNTOR.
- 3) REACTOR INDIVIDUAL POR CADA ALIMENTADOR; INSTALACION EN EL LADO DE CARGA DEL DISYUNTOR
- 4) REACTOR TIPO DUPLE O DOBLE POR CADA DOS ALIMENTADORES

Son obvias las ventajas del caso b especialmente en lo que se refiere a pérdidas y a caída de tensión, factores muy importantes en el diseño de un circuito y de un sistema en general.

Los reactores se definen en ohmios por fase o  $RVD\%$  (caída de tensión reactiva, continúa en %) a una determinada potencia, tensión y frecuencia. El cálculo de circuitos involucrando reactores se realiza en igual forma que para un circuito ordinario. Relaciones útiles para la aplicación de reactores se dan en la tabla número 1-II.



Sistema	Sistema en Voltamperios	Sistema en pu
<b>Cantidades y Unidades</b>		
Tensión $E$	Tensión Línea-Línea KV Kilovoltios L-L	pu de la tensión base pu de la tensión base KV
Corriente $I$	Amperios	pu de la corriente base
Impedancia	Ohmios por fase	pu de la impedancia base
<b>Relaciones Trifásicas</b>		
Reactancia del reactor	$\frac{E}{\sqrt{3}} \left( \frac{1}{I_R} - \frac{1}{I} \right)$ KV <sup>2</sup> (1/MVA <sub>2</sub> - 1/MVA)	$E(1/I_R - 1/I)$ MVA base (1 - MVA <sub>2</sub> / MVA <sub>1</sub> )
Caída de tensión Reactiva	$I_R (X_R)$ voltios	$I_R \times X_R$
Caída de tens. Aprox. del Ccto.	RVD sen $\theta$ voltios/fase	RVD sen $\theta$
Capacidad $3 \phi$	$\sqrt{3} \times E \times I_R \times 10^{-3}$ KVA	$E \times I_R$ (KVA <sub>S</sub> )
Capacidad $3 \phi$ del reactor	$3 \times I_R^2 \times X_R \times 10^{-3}$ KVA	$I_R^2 \times X_R$ (KVA <sub>B</sub> )

### Instalación de Reactores de Fase en la Subestación:

Es una de las aplicaciones para limitar las corrientes de cortocircuito trifásicas y de línea a tierra en los sistemas de distribución. Los varios tipos de diseño en la subestación se indican en la figura 1-29.

#### Reactor de Barra (Figura 1-29.1):

El reactor de este tipo controla la corriente de cortocircuito total y reduce la capacidad requerida de interrupción de los disyuntores de cada alimentador. Necesidades que debe cumplir este reactor son:

- Debe ser térmicamente capaz de conducir la corriente total de carga de la subestación.
- Conviene para su utilización el que se justifiquen económicamente las pérdidas de operación que se tiene en este así como el costo adicional por regulación de tensión requerido para compensar la caída de tensión que se presenta.

#### Reactor Individual por cada Alimentador, instalade en el lado de Alimentación (Figura 1-29.2):

Esta disposición permite usar reactores de menor capacidad, es decir de un costo y pérdidas menores; además -- producida una falla la caída de tensión no se reflejará -- muy seriamente en los alimentadores adyacentes.

Una desventaja que puede anotarse es que las fallas en las barras se hacen más vulnerables.

#### Reactor Individual por cada Alimentador, Instalado en el lado de Carga del Disyuntor (Figura 1-29.3):

Esta parece ser la solución más aceptable desde el punto de vista de las necesidades de espacio, pérdidas, regulación de tensión y calidad de servicio.

**Reactor Doble o Duplex (Figura 1-29.4):**

Se los usa en subestaciones para fines de control de las corrientes de cortocircuito cuando estas tienen alimentadores en múltiplos de dos conectados en paralelo. Estos reactores tienen dos bobinados enrollados en diferentes sentidos y montados sobre el mismo eje, lo cual provee de un acoplamiento inductivo mutuo.

Con corrientes de carga balanceadas normalmente y -- fluyendo en sentidos opuestos en flujo resultante tiende a anularse, por lo mismo la reactancia normal para cada alimentador o desde el punto medio del reactor se disminuye considerablemente. En otras palabras con este tipo de reactor se tiene un acoplamiento inductivo reactivo elevado para dar una reactancia neta muy baja en condiciones normales y de alto valor para las condiciones de falla en cualquier alimentador.

Una ventaja que se tiene al usar estos reactores es que se obtiene una reducción en la caída de tensión para corrientes normales de carga. Ejemplo: Supongamos un sistema de 6,3 KV, trifásico, en donde se requiere limitar la corriente de cortocircuito de 20 KA a 10 KA:

$$\begin{aligned} &KV = \sqrt{3} \quad KA \times X \text{ total} \\ X \text{ total} &= KV / \sqrt{3} \quad KA = 6,3 / \sqrt{3} \times 10 = 0,364 \quad \Omega \\ X \text{ sistema} &= KV / \sqrt{3} \quad KA = 6,3 / \sqrt{3} \times 20 = 0,182 \quad \Omega \\ \hline X \text{ reactor} &= 0,182 \quad \Omega \end{aligned}$$

Con un reactor convencional la reactancia de 0,182 impedirá el flujo de la corriente normal de carga en un cierto grado y provocará una caída de tensión proporcional. Por el contrario usando un reactor tipo duplex de 0,182 ohmios por bobinado, la reactancia de cortocircuito (asumiendo un factor de acoplamiento de 0,5) tendrá una reactancia  $X_t$  para la corriente normal de carga de:

$$X_t = 0,182 (1 - 0,5) = 0,091 \text{ ohmios.}$$

Vemos entonces que existe una relación 2/1 entre la reactancia vista por la corriente de falla fluyendo en un bobinado de un reactor ordinario y la reactancia vista por las corrientes balanceadas de carga fluyendo a través de los dos bobinados de un reactor duplex. La caída de tensión en este último será el 50% de la producida en el primero; esto es importante en los alimentadores donde la caída de tensión es el punto de consideración clave.

Reactores de Neutro:

La siguiente información proviene del artículo: "Distribution Systems Short Circuit Control" escrito por G.G. Auer.- General Electric Company.- Planning & Development Section.- 1.957.

Los registros de operación de las empresas de electricidad de los EE.UU de N.A. para el año de 1.957 indican que en los sistemas de distribución a cuatro hilos con múltiples puntos de puestas a tierra, un 80 a un 90% de las fallas ocurridas se inician como fallas línea-tierra. Además donde los transformadores de fuerza son de conexión delta-estrella con



neutro a tierra la magnitud de la corriente de falla línea-tierra puede ser más alta que la corriente de cortocircuito trifásica para averías producidas cerca de la subestación.

La introducción de una impedancia en el neutro de un transformador de fuerza para limitar las corrientes de falla a tierra parece ser más favorable aunque no se tenga limitación para las fallas trifásicas o línea-línea. Para este caso la regulación de tensión y las pérdidas no son apreciablemente altas debido a que la corriente normal que fluye por el neutro consiste solamente de corrientes debidas a desbalances en las cargas del circuito y a ciertas armónicas.

Desventajas que pueden anotarse son: que durante una falla línea tierra el flujo de corriente a través de la impedancia añadida al transformador conectado en estrella, causa que el neutro eléctrico cambie de su posición normal elevando la tensión fase neutro en las fases sanas. El desplazamiento es proporcional a la impedancia insertada en la conexión del neutro del transformador y a las constantes de la línea. Esta magnitud de la sobretensión afecta a la selección de los pararrayos que deben ser instalados.

Vemos que con este método no se afecta mucho a la regulación de la tensión aunque por otro lado estos reactores pueden ser causa de sobretensiones en las fases sanas de un sistema en estrella con neutro puesto a tierra durante fallas línea tierra.

Estas características se expresan en términos de la resistencia de secuencia cero  $R_0$ , de la reactancia de secuen

cia cero  $X_0$  y de la reactancia de secuencia positiva  $X_1$  del sistema incluyendo la impedancia de puesta a tierra. Con estas constantes puede determinarse las tensiones a tierra de las fases no averiadas durante una falla línea a tierra.

Un sistema teniendo un valor  $X_0/X_1 \leq 3$  y  $R_0/X_1 \leq 1$  se lo llama efectivamente puesto a tierra y la corriente de falla línea tierra será un 60% o más de la corriente de falla trifásica. A pesar de que este grado de impedancia de puesta a tierra no puede limitar la corriente de cortocircuito a un valor seguro como sería deseado, especialmente si el disyuntor es lento, limita la sobretensión en las fases sanas y permite el usar pararrayos con una capacidad del 80% de la tensión línea-línea del sistema. Esto proveerá de un mejor margen de protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas. Conforme el valor  $X_0/X_1$  aumenta, digamos a 10, la corriente línea tierra se reduce a un 25% de la corriente de cortocircuito trifásica, correspondiendo entonces pararrayos iguales a la tensión línea-línea. Cuando se excede a 10 se presentan problemas de saturación en los transformadores a igual que sobretensiones transitorias debido a la resonancia del reactor con la capacitancia línea tierra.

En los sistemas industriales de distribución con tensiones bajas los principales objetivos que se persiguen al limitar las corrientes de falla línea tierra son:

- reducir o impedir el incendio de los cables o de la maquinaria en rotación y

- disminuir los esfuerzos mecánicos en los circuitos y aparatos por los cuales circula la corriente de falla.

1.3.4. INSTALACION DE DOS O MAS TRANSFORMADORES EN LA SUBESTACION.-

Especialmente en zonas de alta densidad de carga con viene estudiar en el diseño de la subestación la posibilidad de instalar dos o mas transformadores con las barras secundarias divididas en lugar de tener un solo transforma dor de alimentación. Ver figura 1-30.

Un disyuntor de interconexión de barras secundarias se usa para conectar entre si las barras, sea para emergen cia o por operación. Normalmente está abierto y bloqueado con uno de los disyuntores A o B en tal forma que si se - dispara uno de ellos, C se cierra automáticamente. Esta - disposición previene el que se tenga la corriente total de cortocircuito proveniente de los dos transformadores en - las barras secundarias permitiéndose así el uso de disyun- tores de una capacidad menor.

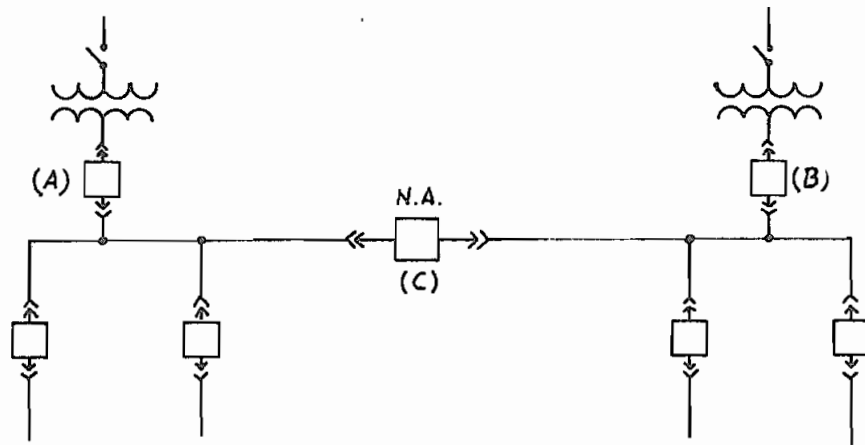
1.3.5. COSTOS RELATIVOS DE LOS DIFERENTES METODOS DE CONTROL DE - LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.-

Estos se indican en la tabla 1-III, donde la corrien te se la ha limitado a 4.000 amperios; los resultados de - esta evaluación son ilustrativos y se los expresa en dóla- res o en porcentajes para subestaciones de 10 y 16 MVA.

El costo básico de la subestación incluye el transfor mador, tableros de control, instalaciones de los alimenta- dores y un 10% en más o en menos según el caso por utiliza- ción de reguladores de tensión y reactores.

FIG. 1-30

INSTALACION DE DOS 0.77A TRANSFORMADORES  
EN LA SUBESTACION



Este estudio comparativo supone que el valor de la corriente de cortocircuito se la ha reducido a 4.000 amperios. Fuente de información para este cuadro: Control de las corrientes de cortocircuito en los sistemas de distribución- ("Distribution Systems Short Circuit Control") por G.G. - Auer, General Electric Company, Planning & Development Section, 1.957.

Se observa que el método de dividir las barras secundarias es el más caro entre todos. Esto es verdad desde - el punto de vista del control de la corriente de falla; sin embargo, se requiere también una evaluación de los benefi- cios tales como la posibilidad de instalar grandes poten-- cias en la subestación a reducidos costos unitarios por - KVA, flexibilidad de operación, integridad del servicio etc.

Conviene indicar que antes de introducir medios limitadores de las corrientes de cortocircuito estos deben ser comparados técnica y económicamente con el equipo adecuado de protección (disyuntores o reconectadores) que permita - hacer frente a la potencia de cortocircuito sin necesidad de introducir medios limitadores de la corriente. Es así como unas veces podrá convenir uno u otro procedimiento. Por otro lado no hay que olvidar la construcción de equipo de protección cada vez más eficiente y rápido que permite hacer frente a cualquier valor de corriente de falla.

=====

C A P I T U L O    S E G U N D O

TIPOS DE CORTOCIRCUITOS EN LOS SISTEMAS

DE DISTRIBUCION

CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA

2.1. CORTOCIRCUITOS COMUNES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.-

Las clases o tipos de falla que pueden ocurrir dependen del sistema de distribución en si. En los sistemas trifásico, bifásicos, y monofásicos se pueden tener las siguientes fallas:

- Línea-tierra
- Línea-línea
- Doble línea-tierra

Para los sistemas trifásicos se añade un tipo más de falla que es la trifásica.

2.1.1. FALLA LINEA-TIERRA (FIGURA 2-1).-

Ocurre cuando un conductor cae a tierra o hace contacto con el hilo neutro. Posibles puntos de falla a lo largo de un sistema se indican en la figura 2-1. Es una de las averías más frecuentes en las líneas aéreas provocadas por los arcos provenientes de las descargas atmosféricas. Es la falla que determina el mínimo nivel de corriente de cor

tocircuito. En los sistemas con neutro aislado la puesta a tierra de una línea produce una corriente de falla menor que la que corresponde a un sistema con neutro conectado a tierra.

2.1.2. FALLA DOBLE LINEA-TIERRA (FIGURA 2-2).-

Se presenta cuando dos conductores caen al suelo y se conectan a través de la tierra. También cuando dos líneas hacen contacto con el neutro de un sistema trifásico o bifásico con neutro puesto a tierra.

2.1.3. FALLA LINEA-LINEA ( FIGURA 2-3).-

Ocurre cuando dos conductores de un sistema bifásico o trifásico se hallan cortocircuitados. Esto puede suceder en sistemas trifásicos con conexión delta o estrella o en un ramal bifásico.

Esta falla determina la máxima corriente de cortocircuito en un sistema bifásico y una corriente de valor intermedio en un sistema trifásico.

2.1.4. FALLA TRIFASICA (FIGURA 2-4).-

Es el resultado de una falla monofásica generalmente no revisada la cual se desarrolló a trifásica debida a los arcos o por daños en el aislamiento. De las fallas anotadas es la menos frecuente.

Condiciones que favorecen este tipo de cortocircuito son: descargas atmosféricas contorneando los tres conducto

CORTOCIRCUITOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

FIG. 2-1

FALLAS LINEA-TIERRA

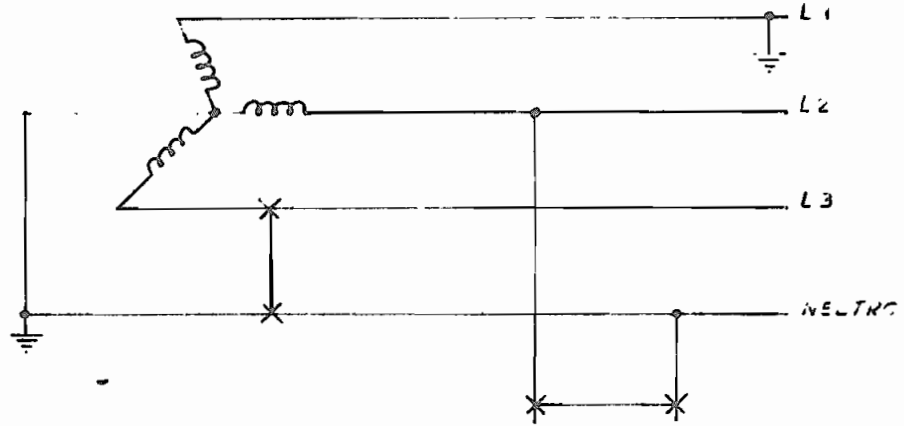


FIG. 2-2

FALLAS DOBLE LINEA-TIERRA

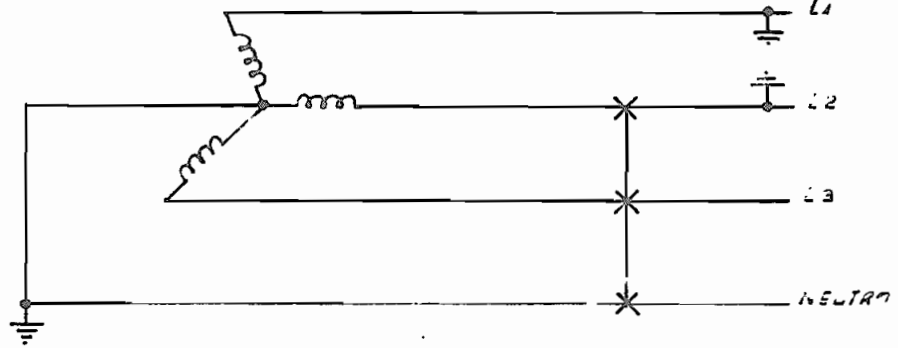


FIG. 2-3

FALLAS LINEA-LINEA

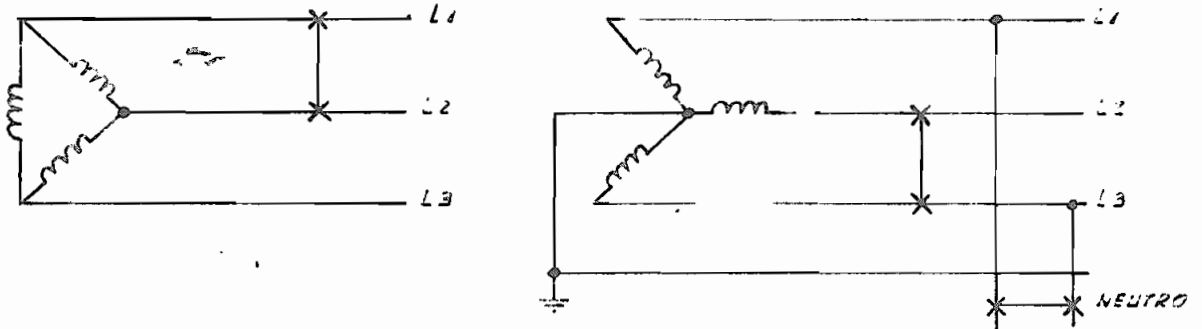
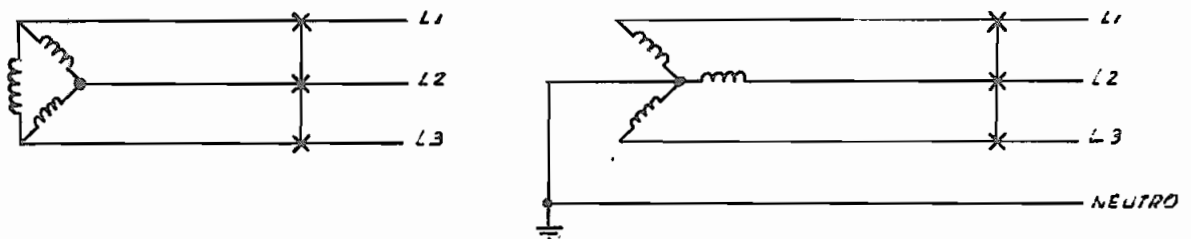


FIG. 2-4

FALLAS TRIFASICAS





a) Máxima Corriente de Cortocircuito:

Se asume para esta condición que todas las plantas generadoras a máxima potencia están operando conectadas entre sí o que la energía proviene de un sistema fuertemente integrado; que la falla es sólida ( cobre con cobre, aluminio con aluminio) y que la resistencia en el punto de falla es nula.

Esta corriente debe calcularse para cada punto de seccionamiento incluyendo las barras de la subestación.

b) Mínima Corriente de Cortocircuito:

Se asume que al momento de ocurrir la falla línea-tierra el mínimo número de generadores están operando conjuntamente y además se supone la presencia de alguna resistencia en el punto del cortocircuito ( valor promedio de 40 ohmios ). Algunas empresas de electricidad adoptan este valor de resistencia en el punto de la falla para sus sistemas con tensiones 12,47 , 13,2 y 13,8 K.V.; en los circuitos de tensiones nominales más bajas se asume que un 60 % a un 70 % de la falla línea - tierra calculada es la mínima corriente de cortocircuito.

Esta corriente debe calcularse para cada punto de seccionamiento incluyendo la subestación y los extremos de los circuitos laterales más largos que se derivan de los alimentadores o de los ramales principales de la subestación.

Los fusibles seccionadores, los reconectores y los disyuntores se los coordina en base a las máximas corrientes de cortocircuito para establecer su adecuada capacidad de interrupción. Por otro lado las mínimas corrientes de falla son

necesarias para verificar y asegurarse que los reconectadores, disyuntores y fusibles operarán adecuadamente dentro de sus zonas de protección establecidas.

### 2.2.2. MÉTODOS DE CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA.-

De acuerdo con la bibliografía que ha sido posible encontrar explicaré tres procedimientos de cálculo de las corrientes de cortocircuito en los sistemas de distribución, a los cuales les denominaré:

- a) Método por Componentes Simétricas.
- b) Método General Electric.
- c) Método Line Material.

Agrego además unas notas sobre la obtención de fallas mediante el uso del analizador de redes. Respecto al uso de las Componentes Simétricas no haré una explicación detallada de su teoría puesto que ya se la hace en la Tesis Complementaria a la presente y que se refiere al Cálculo de las Corrientes de Falla en el Sistema de Transmisión y Subtransmisión de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A.

#### a) Método de Cálculo por Componentes Simétricas:

De la teoría de las Componentes Simétricas se han deducido tres tipos de impedancias de un sistema. Siendo estas las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero. Se necesita la primera para una falla trifásica, ambas para una falla línea-línea y todas para una falla línea-tierra.

Impedancia de secuencia positiva:

Es idéntica en apariencia a la del sistema eléctrico. Las resistencias y las reactan-

cias son valores dados o se los calcula. Toda máquina sincrónica es fuente de fuerza electromotriz. La tensión en el punto de falla disminuye.

**Impedancias de secuencia negativa:**

Son similares a las de secuencia positiva; se tiene el mismo número de ramales en el sistema que para el caso de secuencia positiva. No hay fuentes de fuerza electromotriz excepto una ficticia en el punto de falla.

**Impedancias de secuencia cero:**

No hay voltajes internos. Las impedancias son muy diferentes con las impedancias de secuencia positiva y negativa. Tratándose de generadores, transformadores y líneas hay que tomar en cuenta los tipos de conexiones y la disposición de los conductores.

Los efectos de las impedancias de secuencia positiva se relacionan con la potencia de sincronización en los estudios de estabilidad. Las necesidades de excitación para las máquinas sincrónicas están determinadas por estas impedancias.

El calentamiento y el torque de los bobinados de amortiguación dependen en cambio de las impedancias de secuencia negativa.

Los relés de tierra y las aplicaciones de puestas a tierra están relacionadas con la impedancia de secuencia cero.

**Definición de las secuencias de un sistema trifásico:**

Según se anotó antes estas son las de secuencia positiva, negativa

y cero.

Secuencia positiva: (Figura 2-5).-

Está compuesta por tres vectores, desfasados  $120^\circ$  entre si, y de igual magnitud; con una secuencia de rotación a, b y c. El sistema es balanceado.

En base al vector unidad u operador "a" siendo:

$$a = 1 \angle 120^\circ = \xi^{j120^\circ} = \xi^{2\pi/3} = -0,5 + j 0,866 \text{ tenemos que}$$

$$Ea1 = Ea1$$

$$Eb1 = Ea1 \times a^2$$

$$Ec1 = Ea1 \times a$$

Siendo el sistema balanceado:

$$Ea1 + Eb1 + Ec1 = 0$$

$$Ea1 + a^2 Ea1 + a Ea1 = 0$$

$$Ea1 (1 + a^2 + a) = 0 \text{ donde } (1 + a^2 + a) = 0$$

Secuencia negativa: (Figura 2-6).-

Está formada por tres vectores de igual magnitud desfasados entre si  $120^\circ$ ; el sistema es balanceado y la secuencia de rotación es a, c y b.

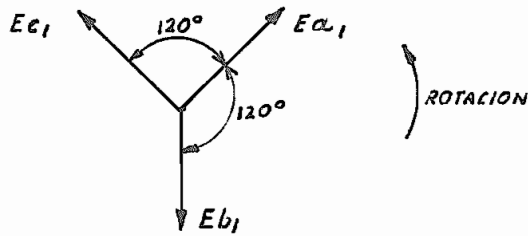
$$\begin{aligned} \text{Igualmente:} \quad & Ea2 = Ea2 \\ & Eb2 = a.Ea2 \\ & Ec2 = a^2.Ea2 \end{aligned}$$

Secuencia Cero: (Figura 2-7).-

Tiene tres vectores iguales y coincidentes, en donde  $Ea0 = Eb0 = Ec0$ .

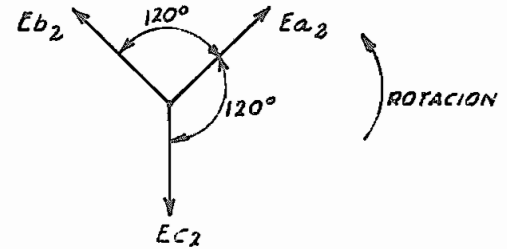
Según se anotó anteriormente un sistema desbalanceado

**FIG. 2.5**  
VECTORES DE SECUENCIA POSITIVA



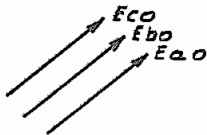
EN BASE AL VECTOR UNIDAD Y OPERADOR "a" SIENDO:  
 $\alpha = \angle 120^\circ = E^{j120^\circ} = E^{j2\pi/3} = -0.5 + j0.866$

**FIG. 2.6**  
VECTORES DE SECUENCIA NEGATIVA

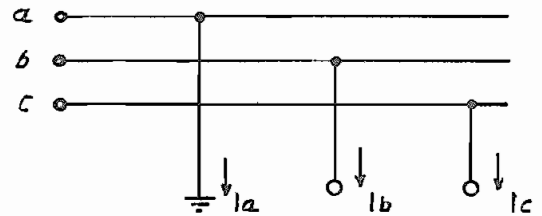


IGUALMENTE:  
 $E_{a2} = E_{a1}^2$   
 $E_{b2} = a \cdot E_{a2}$   
 $E_{c2} = a^2 \cdot E_{a2}$

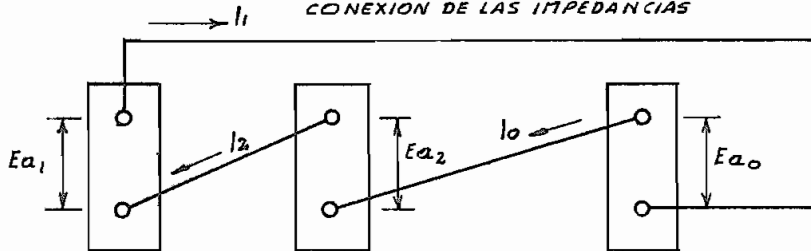
**FIG. 2.7**  
VECTORES DE SECUENCIA CERO  
 TIENE TRES VECTORES IGUALES Y COINCIDENTES, EN DONDE  $E_{c0} = E_{b0} = E_{a0}$



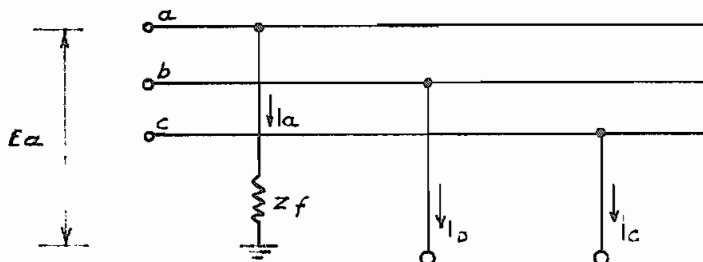
**FIG. 2.8**  
CORTOCIRCUITO LINEA-TIERRA



**FIG. 2.9**  
CORTOCIRCUITO LINEA-TIERRA  
 CONEXION DE LAS IMPEDANCIAS



**FIG. 2.10**  
CORTOCIRCUITO LINEA-TIERRA  
 CON IMPEDANCIA EN EL PUNTO DE FALLA



trifásico de tensiones o de corrientes puede ser descompuesto en tres juegos de vectores balanceados, formando las secuencias positiva, negativa y cero, las cuales al sumarse vectorialmente equivalen al sistema inicial. No se profundiza la teoría sobre esta materia en la presente tesis, - tan sólo se obtendrán las ecuaciones correspondientes para cada tipo de falla partiendo de las ecuaciones fundamentales.

**Ecuaciones de Transformación:**

Partiendo de la condición de que:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \text{ es } = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

$$I_b = I_{b0} + I_{b1} + I_{b2} \text{ es } = I_{a0} + a^2 \cdot I_{a1} + a I_{a2}$$

$$I_c = I_{c0} + I_{c1} + I_{c2} \text{ es } = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 \cdot I_{a2}$$

o también en forma de matriz:

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{pmatrix}$$

se obtiene entonces que:

$$I_{a0} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad I_{a1} = \frac{I_a + a I_b + a^2 I_c}{3} \quad I_{a2} = \frac{I_a + a^2 I_b + a I_c}{3}$$

Expresadas estas ecuaciones en forma de matriz se tiene:

$$\begin{pmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix}$$

Las mismas ecuaciones y matrices se obtienen al tratarse de tensiones. Para ello tan sólo se hace el cambio literal.

de  $I \times E$  con sus respectivos subíndices.

**Cortocircuito Línea-Tierra:**

**Primer Caso: Sin impedancia en el punto de falla (Fig.2-8)**

Supongamos se tiene las fases a, b y c en las cuales "a" se pone en contacto con tierra.

**Consideraciones:**

- estando la fase "a" a tierra se tiene  $E_a = 0$

$$I_b = I_c = 0$$

$$E_a = E_{a0} + E_{a1} + E_{a2} = 0$$

Los valores secuenciales de corrientes serán:

$$I_{a0} = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) = \frac{I_a}{3} \text{ puesto que } I_b = I_c = 0$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3} (I_a + aI_b + a^2 I_c) = \frac{I_a}{3} \quad " \quad " \quad " \quad "$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} (I_a + a^2 I_b + aI_c) = \frac{I_a}{3} \quad " \quad " \quad " \quad "$$

La Conexión de las impedancias se indica en la figura 2-9.

**Segundo Caso: Con impedancia en el punto de falla (fig. 2-10)**

**Consideraciones:**

$$E_a = I_a z_f$$

$$I_b = I_c = 0$$

$$I_0 = I_1 = I_2 = I_a/3$$

$$E_a = E_{a0} + E_{a1} + E_{a2} = I_a \cdot Z_f = 3I_1 \cdot Z_f$$

$$E_a = I_1 (3Z_f) = Z_f (I_1 + I_2 + I_0)$$

La Conexión de las impedancias se indican en las figuras 2-11 y 2-12.

FIG. 2.12  
 CORTOCIRCUITO LINEA-TIERRA  
 CONEXION DE LAS IMPEDANCIAS

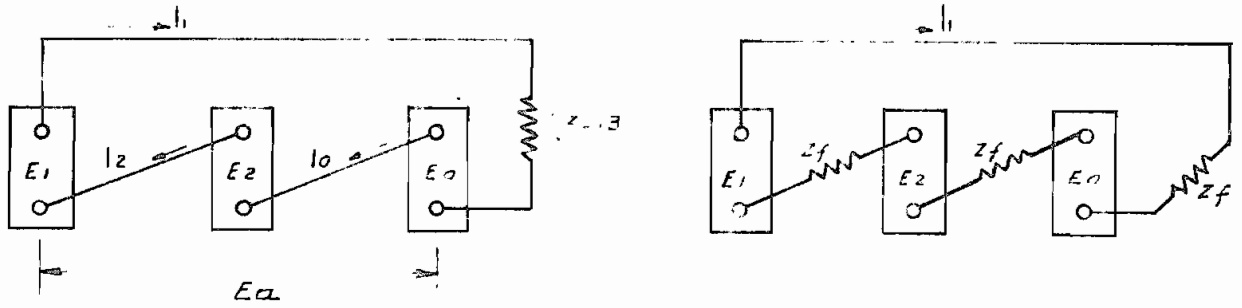


FIG. 2.13  
 CORTOCIRCUITO DOBLE LINEA-TIERRA  
 SIN IMPEDANCIA EN EL PUNTO DE FALLA

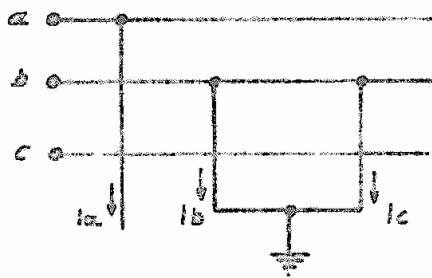


FIG. 2.14  
 CORTOCIRCUITO DOBLE LINEA-TIERRA  
 CONEXION DE LAS IMPEDANCIAS

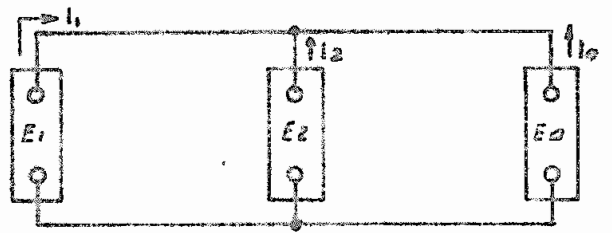


FIG. 2.15  
 CORTOCIRCUITO DOBLE LINEA-TIERRA  
 CON IMPEDANCIA EN EL PUNTO DE FALLA

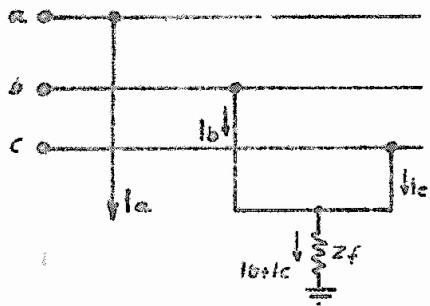
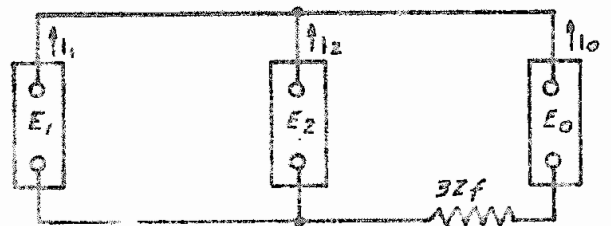


FIG. 2.16  
 CORTOCIRCUITO DOBLE LINEA-TIERRA CON IMPEDANCIA  
 EN EL PUNTO DE FALLA  
 CONEXION DE LAS IMPEDANCIAS





**Cortocircuito Doble Línea-Tierra:**

**Primer Caso: Sin impedancia en el punto de falla (Fig. 2-13)**

**Consideraciones:**

$$E_b = E_c = 0$$

$$I_a = 0 = I_0 + I_1 + I_2$$

**Ecuaciones de las tensiones:**

$$E_0 = 1/3 (E_a + E_b + E_c) = E_a/3$$

$$E_1 = 1/3 (E_a + aE_b + a^2E_c) = E_a/3$$

$$E_2 = 1/3 (E_a + a^2E_b + aE_c) = E_a/3$$

**luego:**

$$E_a = 3E_1 = 3E_2 = 3E_0$$

La Conexión de las impedancias se indica en la figura 2-14.

**Segundo Caso: Con impedancia en el punto de falla (Fig. 2-15)**

**Consideraciones:**

$$I_a = 0$$

$$E_b = E_c = Z_f (I_b + I_c)$$

$$E_0 = 1/3 (E_a + E_b + E_c)$$

$$E_0 = 1/3 (E_a + 2E_b)$$

$$E_1 = 1/3 (E_a + a^2E_b + aE_c) = 1/3 \left[ E_a + (a^2 + a) E_b \right]$$

$$E_2 = 1/3 (E_a + aE_b + a^2E_c) = 1/3 \left[ E_a + (a + a^2) E_b \right]$$

$$E_1 = E_2$$

$$E_0 = E_1 = E_a/3 + 2E_b/3 = E_a/3 + E_b/3 = E_b = Z_f (I_b + I_c)$$

$$I_0 = (I_a + I_b + I_c) / 3 = 1/3 (I_b + I_c)$$

$$I_b = I_0 + a^2 I_1 + a I_2$$

$$I_c = I_0 + a I_1 + a^2 I_2$$

$$I_b + I_c = 2I_o + (a + a^2)I_1 + (a + a^2)I_2$$

$$I_b + I_c = 2I_o - I_1 - I_2 = I_o - (I_1 + I_2)$$

$$E_o - E_1 = Z_f [2I_o - (I_1 + I_2)] = Z_f(2I_o + I_o) = Z_f(3I_o)$$

La conexión de las impedancias se indican en la figura 2-16.

Falla Línea-Línea:

Primer Caso: Sin impedancia en el punto de falla.-Fig.2-17

Consideraciones:

$$I_a = 0$$

$$I_b = -I_c$$

$$E_b = E_c$$

$$I_o = 1/3 (I_a + I_b + I_c) = 1/3 (0 + I_b - I_b) = 0$$

$$I_1 = 1/3 (I_a + aI_b + a^2I_c) = 1/3 (-a + a^2)I_c$$

$$I_2 = 1/3 (I_c + a^2I_b + aI_c) = 1/3 (-a^2 + a) I_c = -I_1$$

Escribiendo en forma de matriz se tiene:

$$\begin{bmatrix} I_o \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ -I_a \\ I_c \end{bmatrix}$$

Puesto que  $I_o = 0$   $E_o = 0$  por lo mismo para el calculo de esta falla no interviene la impedancia de secuencia cero.

$$E_1 = 1/3 (E_a + aE_b + a^2E_c) = 1/3 [E_a + (a + a^2) E_c]$$

$$E_2 = 1/3 (E_a + a^2E_b + aE_c) = 1/3 [E_a + (a + a^2) E_c]$$

$$E_1 = E_2 = 1/3 (E_a - E_c)$$

La conexión en las impedancias se indica en la figura 2-18.

Segundo Caso: Con impedancia en el punto de falla. Fig. 2-19 y 2-20.

Consideraciones:

$$I_a = 0 \qquad I_b = -I_c \qquad E_b = E_c - I_c \cdot Z_f$$

$$I_o = 1/3 (I_a + I_b + I_c) = 1/3 (0 + I_b - I_b) = 0$$

$$I_1 = 1/3 (I_a + aI_b + a^2I_c) = 1/3 (-a + a^2)I_c$$

$$\text{Luego } I_c = \frac{3 \cdot I_1}{a^2 - a}$$

$$I_2 = 1/3 (I_a + a^2I_b + aI_c) = 1/3 (-a^2 + a)I_c$$

$$\text{Luego } I_1 = -I_2$$

$$E_b = E_c - \frac{3I_1}{a^2 - a} Z_f \quad \therefore \quad E_b - E_c = (-3/a^2 - a)I_1 \cdot Z_f$$

$$E_o = 0$$

$$E_1 = 1/3 (E_a + aE_b + a^2E_c) = 1/3 (aE_c - 3I_1/a - 1 \cdot Z_f + a^2E_c)$$

$$E_2 = 1/3 (E_a + a^2E_b + aE_c)$$

$$E_1 - E_2 = 1/3 (E_a + aE_b + a^2E_c) - 1/3 (E_a + a^2E_b + aE_c)$$

$$E_1 - E_2 = 1/3 [(a - a^2)E_b - (a - a^2)E_c] = 1/3 (a - a^2) (E_b - E_c)$$

$$E_1 - E_2 = 1/3 (a - a^2) (3/a^2 - a) I_1 \cdot Z_f = I_1 \cdot Z_f$$

$$E_1 = I_1 \cdot Z_f + E_2.$$

La conexión de las impedancias se indica en la figura 2-21.

Apreciaciones sobre este método de cálculo:

- 1) El método de componentes simétricas es una herramienta matemática para el cálculo de condiciones de desbalance (cortocircuitos o corrientes de carga) en un sistema polifásico.
- 2) Característica importante de este método según se ha visto es la que substituye para cada grupo de vectores desbalanceados (corriente, tensión o reactancia) tres grupos de vectores equilibrados que son vectorialmente equivalentes, facilitando así la solución de los problemas al considerar un sistema equilibrado.

FIG. 2-17  
 FALLA LINEA-LINEA  
 SIN IMPEDANCIA EN EL PUNTO  
 DE FALLA

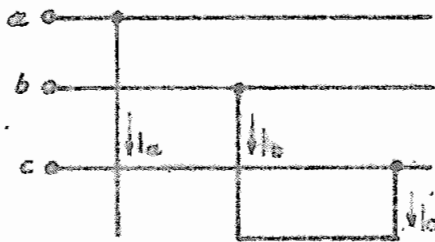


FIG. 2-18  
 FALLA LINEA-LINEA  
 CONEXION DE LAS IMPEDANCIAS

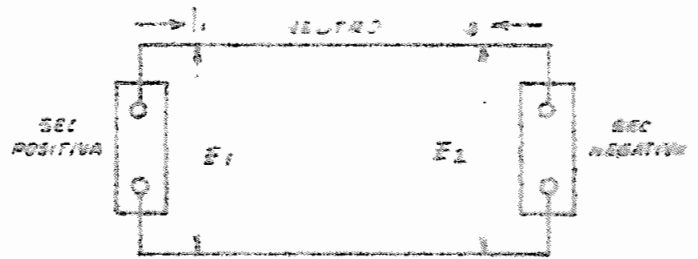


FIG. 2-19 Y 2-20  
 FALLA LINEA-LINEA CON IMPEDANCIA EN EL PUNTO DE FALLA

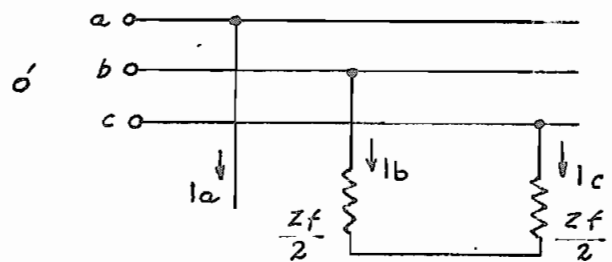
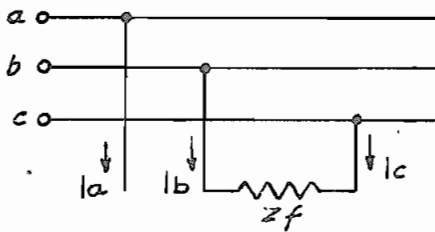


FIG. 2-21

FALLA LINEA-LINEA CON IMPEDANCIA EN EL  
 PUNTO DE FALLA: CONEXION DE LAS IMPEDANCIAS

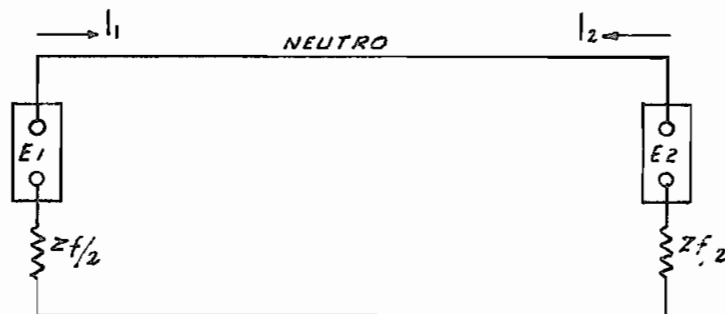
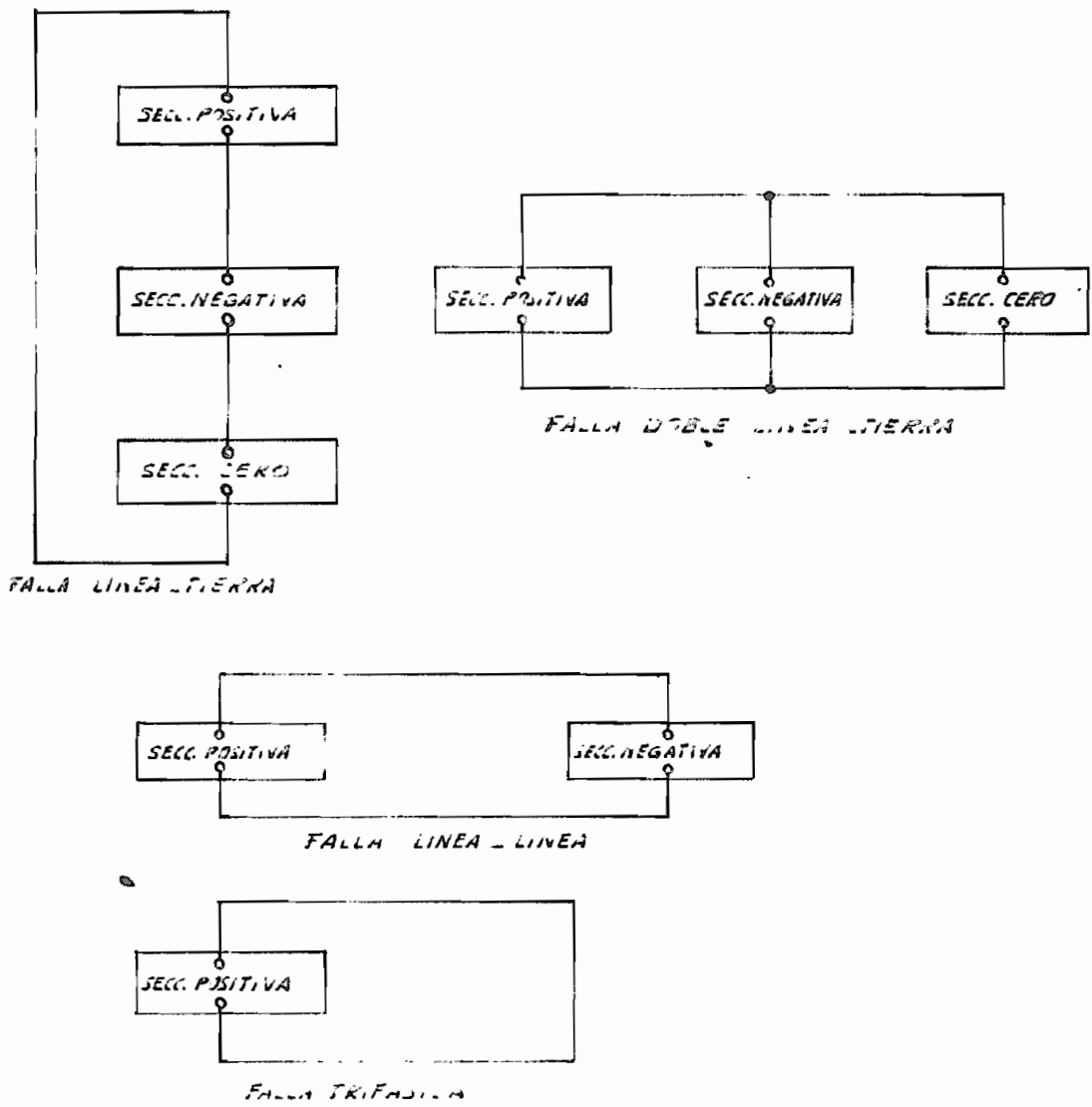


FIG. 2.22

CONEXION DE LAS IMPEDANCIAS SECUENCIALES SEGUN EL TIPO DE FALLA



- 3) Los procedimientos de cálculo que se indican a continuación (General Electric y Line Material) se basan en mayor o en menor grado en la teoría de las componentes simétricas.
- 4) Este método como se ve además de permitir el cálculo de las corrientes de falla facilita también el calcular las corrientes de carga bajo condiciones de desbalance.

-----

b) Método de Cálculo General Electric:

Este método cubre el cálculo de los siguientes tipos de cortocircuito:

- Falla línea-tierra
- Falla trifásica
- Falla línea-línea

**Símbolos:**

Para el uso de las diferentes ecuaciones conviene el identificar los siguientes símbolos y notaciones:

$R_s$  = resistencia equivalente de la fuente, por fase referida a la tensión en el lado de carga de la subestación, valor en ohmios.

$X_s$  = reactancia equivalente de la fuente, incluye desde la fuente hasta la entrada a la subestación, por fase, referida a la tensión en el lado de la carga; valor en ohmios.

$Z_s$  = impedancia equivalente de la fuente, en ohmios por fase, referida la tensión en el lado de la carga.

$R_t$  = resistencia del transformador de fuerza en ohmios, por fase, referida la tensión en el lado de la carga.

$X_t$  = reactancia del transformador de fuerza en ohmios por fase, referida a la tensión en el lado de la carga.

$Z_t$  = impedancia del transformador de fuerza en ohmios por fase, referida a la tensión en el lado de la carga.

$R_l$  = resistencia de la línea de distribución, en ohmios por fase; sistema con múltiples puntos de puesta a tierra.

$X_1$  = reactancia de la línea de distribución, en ohmios por fase, sistema con múltiples puntos de puesta a tierra.

$Z$  = impedancia total de la línea de distribución, fuente y subestación, en ohmios por fase.

$X_1, X_2, X_0$  = reactancias individuales de las máquinas, en ohmios por fase a la tensión de carga.

$X_m$  = reactancia resultante de todas las máquinas operando en paralelo, en ohmios.

$n$  = número de máquinas.

$I_s (L-L)$  = corriente de cortocircuito línea-línea, - en el lado de alimentación de la subestación en amperios.

$I_{3s}$  = corriente de cortocircuito trifásica en el lado de alimentación de la subestación, en amperios.

$I_l$  = corriente de cortocircuito en el lado de la carga.

$E_s (L-L)$  = tensión línea-línea en voltios, en el lado de alimentación de la subestación.

$E_l$  = tensión línea-neutro en el lado de carga de la subestación, en voltios.

$KVA_l$  = potencia aparente individual por máquina.

$KVA_t$  = potencia aparente total de las máquinas.

Valor de la corriente de cortocircuito:

La corriente de falla que se tiene en un punto es:

$$I_{cc} = E_l / \text{impedancia hasta el punto de falla.}$$

Impedancias:

Las impedancias más importantes que entran en consideración son:

- Impedancia de la fuente (incluye desde la fuente hasta la entrada a la subestación)
- Impedancia de la subestación
- Impedancia de la línea de distribución.

**Corriente de Cortocircuito Línea-Tierra:**

**Impedancia de la fuente:**

Conviene hacer en este caso la distinción entre un sistema eléctrico grande y uno pequeño.

**Sistema grande:**

- Si la corriente de cortocircuito línea-línea:  $I_s$  (L-L) en el lado de alimentación de la subestación se tiene como dato entonces:

$$(1) \quad Z_s = E_l^2 / I_s (L-L) \cdot E_s (L-L) \quad \text{ohmios}$$

Puede asumirse  $R_s = 0$  o tomar una conveniente relación entre  $R_s$  y  $X_s$ .

- Si la corriente de cortocircuito trifásica:  $I_{3s}$  en el lado de alimentación de la subestación se conoce:

$$(1a) \quad Z_s = (2/\sqrt{3}) \cdot E_l^2 / I_{3s} \cdot E_s (L-L)$$

- Si la impedancia de secuencia positiva  $Z_1$  en el lado de alimentación, en ohmios, se conoce:

$$(1b) \quad Z_s = 2Z_1 (E_l / E_s L-L)^2$$

**Sistema pequeño:**

La reactancia de una máquina individual a la tensión de carga es:

$$(2) \quad X_1 = X_1\% \cdot E_l^2 / 3 / KVA_1 (100.000) \quad \text{ohmios}$$

Para la máxima corriente de cortocircuito se usa la reactancia transitoria de eje directo.  $X_2$  y  $X_0$  pueden encontrarse en forma similar. Entonces el inverso de la reactancia resultante total será:

$$(3) \quad 1/X_m = 1/X_1 + 1/X_2 + 1/X_0$$



Si todas las n máquinas son iguales se tiene:

$$(3a) \quad X_m = X_1/n$$

n será máximo para la máxima corriente de cortocircuito o sea cuando todos los generadores están en operación.

Se determina luego la reactancia de secuencia negativa usando las ecuaciones 2 y 3. Entonces:

$$(4) \quad X_s = \frac{X_m(\text{transitoria}) + X_m(\text{secuencia negativa})}{3}$$

donde  $X_m$  está dada en ohmios.

Generalmente las plantas generadoras están lejos de los centros de carga, por lo mismo debe considerarse las resistencias, reactancias e impedancias de las líneas de transmisión. Estos valores se calculan en base a los calibres de los conductores, espaciamientos, material y longitud de la línea.

Las magnitudes de las impedancias son fáciles de encontrar sirviéndose de tablas o realizando los cálculos respectivos. Encontrados los valores de resistencia y reactancia hay que convertir estos valores, separadamente a la tensión de distribución, multiplicándolos por el factor:

$$\frac{E_1^2}{E_s(L-L)^2}$$

Impedancia del transformador de la subestación:

$$(5) \quad Z_t = \frac{Z\% \cdot 10 \cdot KV(L-L)^2}{KVA \cdot 3\phi}$$

Aproximadamente:  $0,98 \cdot Z_t = X_t$   
 $0,20 \cdot Z_t = R_t$

Impedancia de la línea de distribución:

Usese las tablas r respectivas de acuerdo a los calibres de los conductores, material y longitud de la misma.

Se procede entonces a calcular las respectivas corrientes de falla según las siguientes ecuaciones:

Falla Línea-Tierra en el lado de alimentación de la Subestación:

Se anota que las siguientes ecuaciones se aplican sólo para bancos de transformadores con la conexión delta estrella:

Falla Línea-Tierra:

$$(6) \quad I_s = \frac{E_l}{E_s(L-L)} \quad I_l$$

Falla Línea-Tierra en el lado de carga de la Subestación:

Falla Línea-Tierra:

$$(7) \quad I_{L-N} = \frac{e}{\sqrt{3} (2Z_1 + Z_t + Z_s)}$$

donde:

$Z_s$ =impedancia de la fuente, por fase, referida a la tensión en el lado de carga.

$Z_t$ =idem, pero del transformador

$Z_1$ =impedancia de secuencia positiva

$e$  =tensión línea-línea en KV en base de la carga.

Corriente de Cortocircuito Trifásica:

Impedancia de la fuente:

Sistemas Grandes.-

a.- Teniéndose de dato la corriente de falla trifásica en el lado de alimentación se aplica la siguiente ecuación:

$$(8) \quad Z_s = \frac{E\sqrt{3}}{I_{3s} \cdot E_s(L-L)}$$

b.- Si se conoce la corriente de falla línea-línea en el lado de alimentación  $Z_s$  será:

$$(9) \quad Z_s = \frac{3 E I^2}{2 I_s(L-L) \cdot E_s(L-L)}$$

c.- Si se conoce la impedancia de secuencia positiva en ohmios en el lado de alimentación:

$$(10) \quad Z_s = \left( \frac{E I}{E_s(L-L)} \right)^2 3 Z_1$$

Sistemas Pequeños.-

Se usa solamente la reactancia transitoria de eje directo y se aplica las ecuaciones 2,3 y 3a. La número 4 no se usa puesto que no se hallan presentes las impedancias de secuencia negativa ni cero para este tipo de falla.-La impedancia del transformador de la subestación se calcula como en la ecuación 5.

Para la impedancia de la línea de distribución se puede usar las tablas respectivas o calcular la resistencia y la reactancia de la misma.

Falla Trifásica en el lado de alimentación de la Subestación:  
(Conexión Delta-estrella solamente):

$$(11) \quad I_s = \frac{E\sqrt{3}}{E_s(L-L)} I_L$$

Falla Trifásica en el lado de carga de la Subestación:

$$(12) \quad I_{3\phi} = \frac{e}{\sqrt{3} (Z_1 + Z_t + Z_s)} = \frac{e}{\sqrt{3} Z_{total}}$$

donde:

e= tensión línea-línea en KV en el lado de carga.

Z<sub>1</sub>= impedancia de la línea

Z<sub>t</sub>= impedancia del transformador

Z<sub>s</sub>= impedancia de la fuente.

Corriente de Cortocircuito Línea-Línea:

Impedancia de la Fuente:

a.-Sistemas Grandes:

-Si se conoce la corriente de falla línea-línea en el lado de alimentación de la subestación:

$$(13) \quad Z_s = \frac{E_1^2 \sqrt{3}}{I_s(L-L) \cdot E_s(L-L)}$$

-Conociéndose la corriente de falla trifásica en el lado de alimentación:

$$(14) \quad Z_s = \frac{2 \cdot E_1^2}{I_{3s} \cdot E_s(L-L)}$$

-Si el dato es la impedancia de secuencia positiva en el lado de alimentación:

$$(15) \quad Z_s = 2\sqrt{3} Z_1 \left( \frac{E_1}{E_{sL-L}} \right)^2$$

b.-Sistemas Pequeños:

Para los valores de  $X_1$  y  $X_2$  se usa las ecuaciones 2  
3 o 3a.

$$(16) \quad X_s = \frac{X_m(\text{transitoria}) + X_m(\text{Sec.Negativa})}{\sqrt{3}}$$

Para cualquier línea de enlace se usa  $2\sqrt{3}$  veces el valor de la impedancia de secuencia positiva y se la convierte a la tensión en el lado de la carga usando el factor:

$$(E_l/E_{sL-L})^2$$

Existiendo un transformador en la línea de enlace se multiplica la impedancia calculada en la ecuación 5 por el factor  $2\sqrt{3}$

Para la impedancia del transformador de la Subestación:

$$(17) \quad Z_t \text{ ohmios} = \frac{Z_t \% \cdot E_l^2 \cdot 2}{(KVA/fase) 100.000 \sqrt{3}}$$

Impedancias de las Líneas:

Para las corrientes de secuencia positiva y negativa se multiplica las impedancias por el factor  $2\sqrt{3}$ , entonces:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$I_l = E_l / Z \quad \text{excepto para los sistemas}$$

alimentados por plantas pequeñas, los valores de falla línea-línea serán usualmente  $\sqrt{3}/2$  veces el valor respectivo de la corriente de cortocircuito trifásica.

Falla Línea-Línea en el lado de alimentación de la Subestación:  
Conexión Delta-Estrella únicamente:

$$(18) \quad I_s = \frac{2 E_l}{E_s(L-L)} I_l.$$

Apreciaciones sobre el Método de Cálculo General Electric:

Este método permite calcular según se ha visto tres tipos de fallas:

- Línea-Tierra
- Trifásica
- Línea-Línea

1) Datos que se requieren conocer previamente son:

-Las siguientes corrientes de cortocircuito en el lado de alimentación de la subestación:

- $-I_s(L-L)$  =falla línea-línea
- $-I_{3s}$  =falla trifásica

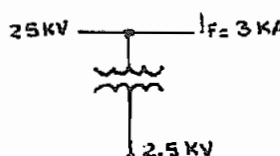
-La impedancia de secuencia positiva en el lado de alimentación.

2) Falla Línea-Tierra:

Al tratarse de la impedancia de la fuente  $Z_s$ , ecuaciones 1 y 1a, se refiere a un valor aparente de impedancia que incluye a los elementos del sistema comprendidos entre la fuente y la entrada a la subestación, referida a la tensión en el lado de la carga. En efecto supongamos por ejemplo que en las barras de 25 KV de una subestación se tiene una corriente de falla trifásica de 3.000 amperios como dato entonces:

La impedancia

$Z_s$  según 1a será:



$$Z_s = \frac{2}{\sqrt{3}} \left( \frac{E_1^2}{I_{3s} \cdot E_s L - L^2} \right)$$

$$Z_s = \frac{2}{\sqrt{3}} \left( \frac{2.500/\sqrt{3}}{3.000 \times 2.500} \right) = 0,0321 \text{ ohmios}$$

referida al lado de 2,5 KV, para una falla línea-tierra en una subestación con una relación de transformación de 25/2,5 KV.

Zs para el cálculo de una falla trifásica será:

$$Z_s = \frac{E_1^2 \cdot \sqrt{3}}{I_{3s} \cdot E_s(L-L)}$$
$$Z_s = \frac{(2.500/\sqrt{3})^2 \sqrt{3}}{3.000 \times 25.000} = 0,04825 \text{ ohmios}$$

también referida al lado de 2,5 KV.

Zs para el cálculo de una falla línea-línea será:

$$Z_s = \frac{2 E_1^2}{I_{3s} \times E_s(L-L)}$$
$$Z_s = \frac{2(2.500/\sqrt{3})^2}{3.000 \times 25.000} = 0,1 \text{ ohmios}$$

En estos valores está ya incluida la impedancia combinada de todo el sistema desde el generador o generadores hasta la entrada a la subestación referida a la tensión en el lado de carga, en este ejemplo 2,5 KV.

3) En la ecuación número 7, para la falla línea-tierra en el lado de carga de la subestación, se considera que la impedancia de secuencia positiva es igual a la de secuencia negativa. A su vez que las impedancias de secuencia cero del transformador y del sistema son iguales a sus respectivas impedancias de secuencia positiva lo cual según otros autores es diferente, dependiendo de la conexión de los bobinados del transformador y del tipo de circuito con los calibres de los conductores respecto a las líneas.

4) En general el método según mi apreciación personal es algo obscuro y confuso puesto que no hay una clara explicación para usar tal o cual ecuación o factor. A su vez por ejemplo no determina hasta que potencia se considera que

un sistema es pequeño.

5) Respecto al empleo de este método sugeriría hacerlo simultáneamente con otro más detallado y calro a fin de comparar resultados y asegurar su grado de exactitud.

6) Como factor limitante de empleo de este método es el que se aplica sólo a circuitos radiales que parten de la subestación de distribución, es decir, se asume que hay una sola fuente aportando a la corriente de cortocircuito; por lo mismo no se lo puede usar para sistemas mallados. A su vez algunas ecuaciones se refieren solamente cuando el transformador de fuerza tiene la conexión delta-estrella.

-----

c) Método de Cálculo Line Material:

Este método es indicado por la conocida casa de fabricación de productos eléctricos de los Estados Unidos de -- Norteamérica, Line Material, la misma que en la actualidad es parte de la firma Mc-Graw Edison.

Usando los valores por unidad (p.u) del sistema mas -- ciertas consideraciones de simplificación se obtiene un método efectivo, rápido y útil sobre el cálculo de las corrientes de cortocircuito en los sistemas de distribución.

Sistema Expresado En Valores por Unidad (pu):

Las impedancias de los transformadores sean estos de fuerza o de distribución están normalmente dadas en porcentajes de las potencias en KVA de cada transformador.



Las resistencias, las reactancias e impedancias de los conductores se expresan generalmente en ohmios. Estos valores se los calcula o vienen dados en tablas.

Mediante los valores en pu es posible expresar las impedancias bajo una misma base común. Todas las potencias pueden ser definidas si se establece como base una potencia tal en KVA; así por ejemplo:

$$(1) \quad \begin{array}{l} 1,0 \text{ pu potencia aparente en KVA} = 100\% \text{ KVA} \\ 1,0 \text{ pu tensión en kilovoltios} = 100\% \text{ KV} \end{array}$$

Valores importantes para el cálculo de falla son: los amperios y los ohmios base. Se los calcula en base a las siguientes ecuaciones:

$$(2) \quad I \text{ base} = \text{amperios base} = \frac{\text{KVA base}}{\sqrt{3} \text{ KV base}}$$

$$(3) \quad Z \text{ base} = \text{ohmios base} = \frac{(\text{KV base})^2 \cdot 10^3}{\text{KVA base}}$$

Ejemplos: un sistema delta con los siguientes valores base:

$$\text{KVA base} = 10.000$$

$$\text{KV base} = 6,3$$

$$I \text{ base} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 918 \text{ A}$$

$$Z \text{ base} = \frac{(6,3)^2 \times 10^3}{10.000} = 3,96 \text{ ohmios}$$

Para expresar ohmios en valores pu (por unidad) referidos a una potencia base en KVA se tiene:

$$(4) \quad Z_u = \frac{Z_a}{Z_b}$$

donde;

$Z_u$  = ohmios en pu  
 $Z_a$  = valor real en ohmios  
 $Z_b$  = valor base en ohmios

Es decir para expresar la impedancia en ohmios en un valor por unidad basta dividir este valor para el valor base en ohmios.

La impedancia de un transformador se la expresa en pu referida a su potencia en KVA dividiendo esta impedancia para 100.

Deseando a su vez cambiar la impedancia referida de una potencia base a otra se usa la siguiente ecuación:

$$(5) \frac{Z_{ux}}{Z_{uy}} = \frac{KVAX}{KVAY} \therefore Z_{ux} = \frac{KVAX}{KVAY} Z_{uy}$$

$Z_{ux}$  = impedancia en pu para la base KVAX  
 $Z_{uy}$  = impedancia en pu para la base KVAY

Estas ecuaciones son válidas siempre que la tensión sea la misma. Sucede generalmente que la impedancia de un transformador referida al lado primario debe ser transferida al lado secundario o viceversa; para estos casos se aplican las ecuaciones 6 y 7 :

$$(6) Z_{12} = Z_2 (V_1/V_2)^2 \quad (7) Z_{21} = Z_1 (V_2/V_1)^2$$

$Z_{12}$  = impedancia  $Z_2$  del secundario referida al primario.

Z21 = impedancia Z1 del primario referida al secundario.

V1 = tensión primaria línea-línea

V2 = tensión secundaria línea-línea

Obtenidas las impedancias Z12 o Z21 en ohmios se las convierte en valores pu usando la ecuación 4.

El valor en pu de una impedancia dada sea en el primario o en el secundario de un transformador se mantiene la misma; ejemplo:

Transformador 46/23 KV 10.000 KVA

Impedancia Z1 = 10 ohmios

$$Z \text{ base primaria} = \frac{(\text{KV base})^2 10^3}{\text{KVA base}} = \frac{46^2 \times 10^3}{10.000} = 211,6 \text{ ohmios}$$

$$Z_{pu} \text{ primaria} = \frac{10}{Z_{base p.}} = \frac{10}{211,6} = 0,0474 \text{ pu}$$

La impedancia de 10 ohmios referida al lado secundario será:

$$Z \text{ base secundaria} = \frac{(23)^2 10^3}{10} = \frac{529}{10} = 52,9 \text{ ohmios}$$

$$Z_{pu} \text{ secundaria} = \frac{Z_{21}}{Z \text{ base s.}} \quad \text{donde: } Z_{21} = Z_1 \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2 = 10 \left(\frac{23}{46}\right)^2 = 10/4$$

$$Z_{pu} \text{ secundaria} = \frac{10/4}{52,9} = 0,0474 \text{ pu}$$

Una vez expresadas las impedancias en valores pu se las puede sumar y restar aritméticamente.

**Impedancia de las líneas de transmisión y de distribución:**

Estas líneas contribuyen con impedancias de secuencia positiva, negativa y cero. Las dos primeras son de igual valor, la tercera, varía según el tipo de línea.

**Impedancia de los transformadores:**

Las impedancias de secuencia positiva y negativa son también iguales. El que un transformador contribuya con su impedancia de secuencia cero depende del tipo de conexión de sus bobinados.

Este método de cálculo acompaña una tabla para determinar las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de los transformadores de dos y tres devanados. Incluye también un juego de tablas de impedancias para cables de líneas aéreas, basadas en una distancia equivalente de 4,69 pies (1,43 metros); resistividad del suelo de 100 metros-ohmios. Anota que desviaciones de estos valores, no muy excesivas, no introducen un error considerable, especialmente al tratarse de líneas con calibres pequeños. Se dan también factores de corrección para otras distancias equivalentes de conductores.

**Consideraciones varias:**

Lo conveniente de este método se debe a las consideraciones de simplificación adoptadas; estas limitan los tipos de sistemas en los cuales pueden ser usadas las ecuaciones. Otras aumentan la simplicidad pero reducen la exactitud; no obstante, a estas se las considera en un punto intermedio -

entre la extrema simplicidad y la gran exactitud con el objeto de obtener resultados confiables. Entre estas consideraciones se tiene:

- Frecuencia del sistema: 60 ciclos por segundo
- Los alimentadores de distribución son radiales partiendo desde una sola subestación. No hay por lo mismo otra fuente de alimentación.
- Impedancias: Todas se hallan referidas a una misma potencia base en KVA y están expresadas en valores pu. Para los transformadores se toma en cuenta sólo las reactancias.
- Resistencia de la tierra: Para el cálculo de la mínima corriente de falla a tierra se considera una resistencia del suelo de 40 ohmios (valor promedio recomendado). Esto permite cálculos de fallas con una razonable exactitud dentro de las tolerancias aceptadas en la mayoría de los sistemas de distribución.
- Alimentación al sistema: Al sistema se lo considera suficientemente grande en capacidad para asumir que la tensión se mantiene constante en la lado de alta del transformador de la subestación.

En algunos casos esta consideración puede conducir a errores, pues la alimentación podría hacerse a través de una línea de transmisión larga pero de limitada capacidad o provenir esta alimentación de una planta generadora pequeña. En cualquier caso la corriente real de falla podría ser menor que la calculada por las ecuaciones, por un lado esto podría ser una ventaja para seleccionar un aparato con la adecuada capacidad de interrupción más por otro lado podría estarse seleccionando un aparato demasiado grande como para sentir una pequeña co—

corriente de cortocircuito.

Cuando esta consideración de capacidad infinita en el lado de la fuente de alimentación no es práctica ni válida y si se conoce con exactitud la corriente de cortocircuito trifásica en el lado primario de la subestación se usa la ecuación que se indica a continuación; esta establece la corriente de cortocircuito trifásica base tal como se requiere en la ecuación número 10 en el lado secundario del transformador la cual está alimentada por un generador de capacidad finita:

$$I_{3\phi} \text{ base} = I_p (E_p/E_s) Z_{1t} \quad \text{donde:}$$

- $I_{3\phi} \text{ base}$  = corriente trifásica base en el lado secundario del transformador de fuerza.
- $I_p$  = corriente de falla trifásica, conocida, en el primario del transformador.
- $E_p$  = tensión primaria del transformador, línea-línea, en voltios.
- $E_s$  = Idem  $E_p$ , pero secundaria.
- $Z_{1t}$  = impedancia de secuencia positiva del transformador (valor de placa).

Obtenido el valor  $I_{3\phi} \text{ base}$ , según se indicó, este debe substituir al término  $KVA/\sqrt{3KV}$  en la ecuación número 10 que se indica luego.

Ecuaciones:

a) Corriente de falla línea-tierra:

Esta ecuación determina el mínimo nivel de falla en un sistema de distribución.

$$(8) \ I_{\phi-T} = \frac{\text{KVA base} \sqrt{3}}{\text{KV base}} = \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$I_{\phi-T}$  = corriente de cortocircuito línea-tierra

KVA base = potencia base

KV base = tensión base línea-línea

Z1 = Impedancia de secuencia positiva en pu

Z2 = impedancia de secuencia negativa en pu

Z0 = impedancia de secuencia cero en pu

b) Corriente de cortocircuito línea-línea:

Esta ecuación determina el valor máximo de falla en un sistema bifásico y un nivel intermedio en un sistema trifásico.

$$(9) \ I_{\phi\phi} = \frac{\text{KVA base}}{\text{KV base}} \cdot \frac{1}{Z_1 + Z_2} = \frac{\text{KVA base}}{\text{KV base} \cdot 2Z_1}$$

$I_{\phi\phi}$  = corriente de falla línea-línea, en amperios

KVA base = potencia base en KVA

KV base = tensión base línea-línea en KV

Z1 = impedancia de secuencia positiva en pu

c) Corriente de falla trifásica:

Esta ecuación nos da la máxima condición de falla en un sistema trifásico.

$$(10) \ I_{3\phi} = \frac{\text{KVA base}}{\sqrt{3} \text{ KV base}} \cdot \frac{1}{Z_1}$$

De aquí se puede obtener la relación siguiente:

De aquí se puede obtener la siguiente relación:

$$\frac{I_{3\phi}}{I_{\phi\phi}} = \frac{KVA \text{ base}}{\sqrt{3} \text{ KV base}} = \frac{1}{Z_1} \frac{KV \text{ base}}{KVA \text{ base}} \frac{2 Z_1}{1} = \frac{2}{\sqrt{3}}$$

es decir:  $I_{3\phi} \times 0,866 = I_{\phi\phi}$  ó  
 $I_{3\phi} = (2/\sqrt{3}) \cdot I_{\phi\phi}$

Procedimiento básico para el cálculo:

- 1) Se dibuja un diagrama eléctrico unifilar del sistema a estudiarse.
  - a) Marcar los puntos en los cuales se van a calcular las corrientes de falla.
  - b) Marcar los calibres y material de los conductores, longitudes de los conductores de fase y del neutro.
  - c) Marcar las distancias entre los puntos en donde se van a calcular los cortocircuitos.
  
- 2) Calcular la impedancia base y la corriente base.
  - a) Fijar la potencia base del sistema en KVA.
  - b) Calcular Z base según la ecuación 3, en ohmios.
  - c) Calcular la corriente fase-tierra base, en amperios según la ecuación 8.
  - d) Calcular la corriente trifásica base, en amperios según la ecuación 10.
  
- 3) Establecer la impedancia del transformador de fuerza.
  - a) Usar la impedancia en por ciento de la placa del transformador.
  - b) Expresar esta impedancia en pu según la potencia base en KVA adoptada para el estudio.



- c) Ver las tablas respectivas si se necesita la impedancia de secuencia cero.
- 4) Expresar las impedancias de las líneas en pu.
    - a) Usar las tablas respectivas para los valores de resistencia y reactancia en ohmios.
    - b) Usar el factor de corrección si se tiene otro valor de espaciamiento entre los conductores.
    - c) Expresar la impedancia en valores pu por kilómetro o por milla de acuerdo a la ecuación 4.
    - d) Multiplicar el valor o los valores de c) por la distancia total del conductor, o mejor dicho su longitud sea en kilómetros o en millas según el caso.
  - 5) Suma aritmética de las impedancias.
    - a) Tabular y totalizar el valor de la impedancia de secuencia positiva.
    - b) Idem a) pero con la impedancia de secuencia negativa.
    - c) Idem a) pero para la impedancia de secuencia cero.
    - d) Resolver los totales en un solo valor de impedancia según se requiera para un tipo tal de falla.
  - 6) Calcular las corrientes de falla.
    - a) Se usa la ecuación 8, para la corriente de falla línea-tierra:
      - añadir 40 ohmios de resistencia en pu a la impedancia total de la ecuación 8.
      - recalcular la corriente de cortocircuito línea-tierra para obtener el valor de la mínima corriente de falla.
      - Marcar los valores máximos y mínimos de falla para cada punto.

- b) Usar la ecuación 9 para obtener la corriente de falla fase-fase.
- c) Usar la ecuación 10 para obtener la corriente de falla trifásica.

Apreciaciones personales sobre el método de cálculo Line Material:

- 1) Resulta fácil su aplicación dada la sencillez del método, por medio del cual se puede obtener las siguientes fallas: trifásica, línea-tierra y línea-línea.
- 2) Siendo muchos los factores que entran en consideración para obtener las corrientes de cortocircuito, las consideraciones simplificadoras que se adoptan en este método no hacen perder mayor exactitud a los resultados. Estas consideraciones son por ejemplo las que se consideran que la tensión y la frecuencia de alimentación a la subestación se mantienen constantes; es decir se tiene una fuente de capacidad infinita en las barras de la subestación. A su vez asume las impedancias de los transformadores de fuerza como reactancias puras. Sin embargo si se desea se puede considerar dividida la impedancia en sus componentes resistiva y reactiva.

Otra consideración se refiere al cálculo de la mínima corriente de falla a tierra en donde se asume un valor de resistencia del suelo de 40 ohmios (valor usual promedio) que permite obtener un resultado de razonable exactitud dentro de las tolerancias adoptadas por la mayoría de las empresas de electricidad.

- 3) Si se tiene de dato la corriente de cortocircuito trifásica en el lado de alimentación de la subestación se puede hacer uso de ella para calcular las fallas trifásica

y línea-tierra en el lado de carga de la subestación. Para este caso se considera una fuente de capacidad finita en el lado de alimentación de la subestación.

4) Este método hace una utilización más clara de los conceptos sobre las Componentes Simétricas y por lo mismo de las impedancias secuenciales para los diversos tipos de falla. No incluye el cálculo de la falla doble línea-tierra ya que esta generalmente no representa la condición de falla máxima o mínima.

5) A igual que el sistema de cálculo propuesto por la casa General Electric, este se reduce también a circuitos del tipo radial partiendo desde la subestación de distribución. No se lo puede usar para redes malladas.

---

#### OBTENCIÓN DE LAS FALLAS UTILIZANDO ANALIZADORES Y COMPUTADORES.

En realidad el usar un analizador de redes para obtener las corrientes de falla de un sistema es servirse de una herramienta de cálculo junto con los conceptos de componentes simétricas.

1) Descripción general del analizador:

Se dice que el analizador de redes a corriente continua es un computador por analogía en el cual se puede representar todo o parte de un sistema eléctrico. Es así como los transformadores de distribución, las cargas y los circuitos de alta tensión como los de baja de los representa

por valores de resistencias que son ajustados en reóstatos. Una malla de estos internonectados entre sí y estos con las barras positiva y negativa del analizador dan el equivalente del circuito o del sistema real.

Aparatos de medición tales como un voltímetro y un amperímetro se hallan localizados convenientemente en tal forma que es posible tomar lecturas en los diversos puntos del sistema bajo estudio.

## 2) Representación del sistema.

- a) Los reóstatos que representan los transformadores de distribución son los terminales de entrada y se los conecta a la barra positiva del analizador; los reóstatos que representan las cargas son los terminales de salida y se los conecta a la barra negativa. Se consiguen así nudos en donde hay barras auxiliares que permiten realizar las conexiones y las mediciones que se deseen.

El albrado de los diversos reóstatos entre sí se realiza siguiendo los diagramas de conexión de las impedancias secuenciales según se explicó anteriormente en la teoría de componentes simétricas.

### b) Ajuste de los reóstatos:

Una vez realizadas las conexiones de las impedancias secuenciales se deben ajustar los reóstatos a sus valores respectivos de representación. Un método que sugiere la casa Westinghouse en el libro *Transmission and Distribution Reference Book*, Edición 1959, Capítulo 5, página 175 es el siguiente:

I.-Calcular la impedancia en ohmios de los transformadores en por ciento ; en efecto:

$$Z\% = (Z \text{ ohmios} / Z \text{ base ohmios}) \times 100 \quad \text{donde:}$$

$$Z \text{ base ohmios} = \frac{KV}{\sqrt{3} I} \cdot 10^3 = \text{voltios/amperios}$$

$$Z\% = \frac{Z \text{ ohmios}}{10^3 KV / \sqrt{3} I} \cdot 100 = \frac{Z \text{ ohmios} \cdot \sqrt{3} I \cdot 100}{10^3 KV}$$

$$\text{pero: } I = \frac{KVA}{\sqrt{3} KV}$$

$$Z\% = \frac{Z \text{ ohmios} \cdot \sqrt{3}}{10 KV} \cdot \frac{KVA}{\sqrt{3} KV} = \frac{Z \text{ ohmios} \cdot KVA}{10 KV^2}$$

$$Z \text{ ohmios} = \frac{Z\% \cdot KV \cdot 10}{KVA} = \text{impedancia en ohmios}$$

donde :  $Z\%$  = impedancia en porciento

KV tensión línea-línea

KVA = potencia aparente del transformador

Ejemplo: un transformador de fuerza de 5.000 KVA, con 10% de impedancia tiene una impedancia en ohmios de:

$$Z \text{ ohmios} = \frac{10 \cdot 10 \cdot 6,3^2}{5.000} = 0,793 \text{ ohmios a } 6,3 \text{ KV}$$

Es necesario a su vez el usar un multiplicador para poder representar todos los elementos del circuito real en el analizador. Este depende del valor de las resistencias de cada reóstato. Si se usa por ejemplo un multiplicador de 1/10 la impedancia antes calculada se representará en el analizador por una resistencia de 0.0793 ohmios.

2) En caso que el multiplicador usado no diera valores de resistencia dentro del margen de los reóstatos se puede combinar estos en serie, en paralelo o en forma mixta. También se puede adoptar otro factor para todos los valores de impedancia.

3) Se calcula un voltaje de cortocircuito adecuado para excitar el analizador entre las barras positiva y negativa. Debe cuidarse además el no sobrepasar el voltaje o el amperaje máximos del reóstato. El más crítico de los reóstatos será al que le corresponde la mayor carga.

El multiplicador que relaciona los amperios del analizador con los amperios reales se obtiene en la siguiente forma:

$$\frac{I_{\text{ sistema }}}{I_{\text{ analizr }}} = \frac{E_{\text{ sistema }} / Z_{\text{ sistema }}}{E_{\text{ anlzdr. }} / E_{\text{ analizr. }}} =$$

$$\frac{E_{\text{ sistema }} \times R_{\text{ analizador }}}{E_{\text{ analizador }} \times Z_{\text{ sistema }}} = I_{\text{ sistema }} / I_{\text{ analizador }}$$

Ejemplo: para 210 voltios de E sistema y 21 voltios en el analizador se tiene:

$$I_{\text{ sistema }} / I_{\text{ analizador }} = 210 / 21 = 10$$

4) Conviene reajustar nuevamente todos los valores en los reóstatos ya que existen variaciones inevitables en la red de la cual se está alimentando al analizador las cuales hacen que no se tengan los valores exactos en los reóstatos.

5) Se procede entonces al estudio en el que uno se halla empuñado: corrientes de falla, flujo de carga, condiciones de emergencia etc..

(3) Estudios que pueden realizarse con el analizador de redes a corriente continua son:

- flujos de carga en condiciones normales y de emergencia
- estudio de las corrientes de falla
- estudios relacionados con el crecimiento de la carga

(4) Obtención de las corrientes de cortocircuito:

Se logra luego de conectar las diversas resistencias de acuerdo al tipo de falla que se desea obtener. Para esto se conectan los circuitos secuenciales según se indicó en el método de cálculo por componentes simétricas. Se provoca el cortocircuito aplicando a la barra de generación o de la fuente de excitación, en el circuito de impedancia positiva, una tensión unitaria en pu ( por unidad) a igual con el que se ajusta a cada reóstato de los circuitos secuenciales. Las lecturas que se obtengan de tensión, corriente, o potencia estarán también dadas en valores por unidad, los cuales si se desea obtenerlos en unidades reales hay que multiplicarlos por los valores base del estudio.

El analizador de redes a corriente continua ha servido y sirve a un sinnúmero de Empresas de Electricidad e Instituciones varias en todo el mundo para realizar todos los estudios que se detallaron anteriormente.

Con el adelanto de la técnica vienen más problemas y por lo mismo se deben buscar las soluciones y los medios de solución más exactos posibles. Es así como para estudios de sistemas más grandes y complejos, incluyendo generación, transmisión con altas tensiones, subtransmisión y distribución se inventó el analizador de redes a corriente alterna y posteriormente los computadores propiamente dichos.

Con el analizador de redes a corriente alterna ya es posible representar las capacidades de las líneas de transmisión y los efectos de inducción que existen entre líneas una cerca a la otra. Es posible leer en estos aparatos magnitudes tales como; tensiones, corrientes, potencia, factor de potencia, potencia reactiva, en los diversos puntos.

Por lo general este analizador a corriente alterna recibe la alimentación de un grupo motor - generador a 220 voltios, 440 ciclos por segundo, controlando su tensión mediante un regulador electrónico y una excitatriz también electrónica con el objeto de tener respuestas rápidas y una regulación exacta.

Con este analizador es posible realizar los siguientes tipos de estudios:

- Regulación de la tensión para determinar las tensiones en los diversos puntos del sistema.
- Control de carga y distribución de la corriente , sea para fines de diseño, operación o emergencia.
- Estudio de las corrientes de falla para fines de protección y dimensionamiento del equipo respectivo.
- Estudios de estabilidad permanente y transitoria para determinar el límite de potencia en los sistemas de transmisión.

Respecto a los usos y aplicaciones de los actuales computadores por analogía y digitales diremos que son múltiples - los mismos que no vendría al caso el hacer una explicación de cada uno de ellos dada la extensión del tema que se desarrolla en los capítulos siguientes.

-----  
-----



C A P I T U L O      T E R C E R O

EQUIPO DE PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS.-

CLASIFICACION.-CARACTERISTICAS FUNDAMENTALES.-FACTORES DE SELECCION Y DE LOCALIZACION.-

3.1. CLASIFICACION.-

Para el presente estudio en el campo de distribución consideraremos dos grandes subdivisiones de estos aparatos

- a) Aparatos no automáticos de seccionamiento y protección : Cortacircuitos y suiches.
- b) Aparatos automáticos de seccionamiento y protección  
Fusibles seccionadores , Seccionalizadores , Reconectadores automáticos y los disyuntores con los Relés.

Se utiliza estos aparatos sea para realizar un control manual o automático de los circuitos y del equipo con ellos asociado protegiéndolos contra sobrecarga y contra cortocircuito.

3.1.1 CONTACTOCIRCUITOS Y SUICHES.-

(I) Cortacircuitos en aire:

- a) Suiche de apertura en aire
- b) Rompecarga
- c) Suiche desconectador

(2) Cortacircuitos en aceite.

Son usados para interrumpir o cortar la continuidad de operación de un circuito. Los cortacircuitos en aire como su nombre lo indica abren sus contactos teniendo al aire como medio circundante. Los cortacircuitos en aceite abren sus contactos en aceite, siendo estos utilizados en tensiones más altas o en circuitos con grandes corrientes.

Suiche de Apertura en Aire:

Este aparato tiene cuchillas y contactos estacionarios equipados con cuernos que facilitan la extensión del arco. Estos últimos son pinzas alargadas de metal entre las cuales se forma el arco como consecuencia de la apertura del circuito conductor de corriente. Conforme se abre el circuito los cuernos se separan entre si progresivamente provocando un alargamiento tal del arco hasta que este se extingue.

Se los instala en las estructuras de la subestación o sobre crucetas en los postes y pueden ser operados desde el suelo por medio de los ganchos de las pertigas aisladas o por medio de un sistema de articulaciones móviles mediante una manija de operación instalada al pie de la estructura, abriendo una o más fases a la vez.

b) Rompecargas:

Estos aparatos abren los circuitos realizando la operación dentro de un tubo de fibra el cual a igual que en los pararrayos tipo expulsión desprenden un gas que ayuda a confinar y a extinguir el arco. Los rompecargas evitan el daño o la posibilidad de avería al equipo adyacente por efecto de los arcos.

La parte más importante de estos aparatos es la sección extinguidora del arco, la cual se haya formada por un par de contactos, uno estacionario y otro móvil, y de un acoplamiento que opera con el tubo de fibra, cuya labor es la de seguir y confinar al arco entre este y la pared del tubo. El arco se extiende por la acción de los gases deionizantes de la fibra y de la resina acrílica.

Este tipo de cortacircuito así como el primero se operan con carga.

c) Suiches o Cortacircuitos Desconectores:

Se diferencian de los cortacircuitos en aire y de los rompegargas en que estos no tienen aditamentos extinguidores del arco y por lo mismo no se los puede operar con carga, es decir operan con el circuito deenergizado pero con tensión.

(2) Suiches en Aceite:

Tienen sus cuchillas y contactos instalados dentro de un tanque lleno de aceite. Se los opera generalmente mediante una manija localizada en un costado exterior del tanque o

por control remoto.

### 3.1.2. FUSIBLES DES CONECTADORES.-

#### 3.1.2.1. RAZONES PARA SU USO EN DISTRIBUCION:

- a) Proteger al equipo eléctrico contra sobre-cargas las -  
cuales provocan excesivos calentamientos y la pérdida o  
daño del equipo.
- b) Aislar tramos averiados del circuito como consecuencia  
de cortocircuitos o corrientes de falla a tierra, de tal  
manera que se interrumpa el servicio solo a la zona dañada  
afectando así al mínimo número de clientes.
- c) Remover cortocircuitos y corrientes de falla a tierra -  
existentes en puntos donde el equipo de protección loca-  
lizado en o cerca de la subestación fallaría en su operación  
dentro de los límites de tiempo deseados debido al bajo va-  
lor de estas corrientes de falla.

Los elementos fusibles instalados dentro del fusible  
desconectador deben ser del calibre adecuado de tal manera  
que funcionen según lo previsto cuando ocurra una falla y lo  
suficientemente robustos para soportar la corriente total  
normal de carga de circuito.

#### 3.1.2.2. CURVAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS FUSIBLES:

Las características de cada elemento fusible se indi-  
can mediante las curvas de tiempo versus corriente. Es así  
como para cada elemento fusible se tiene:

- Curva de mínimo tiempo de fusión
- Curva de máximo tiempo de despeje

Curva de mínimo tiempo de fusión.- Fig. 3-1

Se la obtiene aplicando varios valores de corriente al elemento fusible especificado e instalado dentro del fusible seccionador, a una tensión entre terminales más baja que la de operación. Determinándose entonces el tiempo necesario para fundir el elemento a una corriente determinada.

Se dibuja luego a escala logarítmica un juego de curvas para cada valor de corriente y tiempo. Puesto que cada curva es dibujada para mínimo tiempo de fusión para cada corriente, cualquier variación será de valor positivo. Ver figura 3-1.

Curva de máximo tiempo de despeje.-Fig. 3-2

Otro juego de curvas se obtiene para varias corrientes correspondiendo a un determinado elemento fusible, a plena tensión de trabajo aplicada entre los terminales de la caja portafusible.

La tensión de recuperación a través de los terminales del elemento fusible fundido puntea a estos con un arco el cual persiste hasta que la onda de corriente alcanza en el ciclo el valor cero. El calor del arco hace que la fibra del tubo portafusible genere un gas a presión que sale del mismo hacia la cola del elemento fusible.

El tiempo requerido para esta operación se lo determina "tiempo de arco" y es inversamente proporcional a la cantidad de corriente.

El juego de curvas dibujadas para tales valores de amperios y segundos dan el tiempo total de despeje. Siendo estas dibujadas para máximo tiempo para cada corriente, cualquier variación será negativa.

Tiempo de Fusión:

Es el tiempo requerido por la corriente para fundir al elemento fusible.

Tiempo de Arco:

Es el tiempo transcurrido desde la fusión del elemento fusible hasta la interrupción del circuito.

Tiempo de Despeje:

Es el tiempo total medido desde la iniciación de la condición especificada de sobre-corriente hasta la interrupción del circuito a tensión nominal. Por lo mismo:  
Tiempo de despeje = Tiempo de fusión + Tiempo de arco

### 3.1.2.3. FACTORES PARA LA LOCALIZACION DE LOS FUSIBLES.-

Los objetivos que se persiguen al usar fusibles son los de conseguir integridad y continuidad del servicio conjuntamente con los de dar protección a la vida y a la propiedad; por lo mismo los factores de localización son:

- Número de consumidores:

Incrementando la longitud del circuito el número de consumidores aumenta con el consiguiente incremento de la posibilidad de interrupciones el cual es proporcional al tamaño del circuito.

- Subdivisión del circuito:

Subdividiendo el circuito en un número de secciones - tal cada una adecuadamente protegida por fusibles, presenta una tendencia a disminuir las interrupciones al consumidor. Si estas interrupciones varían directamente con la longitud del circuito, la selección de los sitios para instalar fusibles sería bien simplificada. Mas la cuestión es que intervienen otros factores adicionales cada uno con su respectiva influencia; estos son: árboles, vientos, densidad de tráfico, espaciamiento entre conductores, tipo de circuito, tipo de clientes servidos, etc.

Instalando varios fusibles a lo largo del circuito - por un lado se está defendiendo a la continuidad del servicio para el mayor número de clientes, mas por otro lado, se dificulta el encontrar cual es el fusible averiado una vez que se ha presentado la falla. Esto se ratifica más al tener por ejemplo en esa zona una falla permanente y la presencia de varias fallas del tipo temporal las cuales operan algunos de los fusibles, dificultando más la eficiencia del patrullaje y la pronta restauración del servicio, lo cual podría haber sido obviado teniendo uno o pocos fusibles en lugar de varios.





En contraste con el problema de selectividad el cual considera los valores máximos de las corrientes de falla, la duración de las condiciones de cortocircuito en el sistema de distribución considera el valor mínimo posible de falla para que operen en debida forma los aparatos de protección.

Conforma se acerca a los extremos de la zona protegida por el fusible, es necesario comprobar que las corrientes de falla en estos puntos operen al fusible o fusibles en un tiempo no máximo a un determinado número de segundos.- Algunas Empresas de Electricidad toman como valor máximo tres segundos, aunque en la práctica por falta de exactitud en las corrientes de falla se puede exceder este valor; no obstante debe tomarse algún valor de referencia para el diseño viendo que con un tamaño tal de fusible se está protegiendo al equipo y a las líneas. Con fines prácticos una corriente de falla mínima igual a tres veces la corriente de diseño del fusible dará una rápida comprobación de este tiempo límite de tres segundos para fusibles de hasta 50 amperios, y aproximadamente un poco más del triple para fusibles de mayor calibre que 50 amperios.

Es interesante también indicar, la relación que existe entre el elemento fusible y la capacidad de la caja portafusible. Cuando el elemento fusible se ha instalado en la caja portafusible adecuada por su calibre, la capacidad de conducción de carga es menor que la del mismo fusible en una caja portafusible mayor. Esto se debe a que los contactos de la caja añaden algo de calor a la sección del elemento fusible reduciendo por lo mismo su capacidad nominal; esto es de importancia especialmente cuando la corriente normal de carga se acerca a la capacidad nominal del elemento fusible.

Una derivación (ramal) cerca de una subestación, partiendo de un alimentador, conviene que tenga fusibles al comienzo de la misma, para proteger al circuito.

Se aconseja generalmente considerar la instalación de fusibles para cada ramal principal del circuito cerca de la subestación. Esta conviene particularmente si cada ramal principal tiene aproximadamente la misma longitud de exposición y la misma importancia relativa como serían el número y clase de consumidores servidos. Estos fusibles deben estar coordinados con el equipo próximo de protección hacia el lado de alimentación tal como un reconectador o un disyuntor en las barras del circuito o con los fusibles de alta tensión del transformador de la subestación.

Una adecuada coordinación de los fusibles anotados en o cerca de la iniciación de cada ramal principal no siempre es posible. Ejemplo: Existiría una condición inadecuada cuando los fusibles en el ramal que coordinados con los fusibles de fuerza del transformador son demasiados pequeños para resistir la corriente normal de carga del ramal. Requiriéndose por lo mismo que se muevan los fusibles en el ramal hasta un punto tal donde puedan soportar la corriente de régimen continuo. Se tendría una condición inadecuada cuando un reconectador abra el circuito total antes de que se funda el fusible del ramal; en este caso no tendría ningun valor la localización del fusible.

Las mejores condiciones cuando los fusibles están protegidos por un reconectador son cuando cada fusible del tamaño adecuado no se funden antes de que abra el reconectador en su ciclo de disparo instantáneo y que a la vez

sean sensibles en tal forma que se fundan antes que el re~~co~~nectador abra el circuito en su ciclo de tiempo retardado - durante una falla permanente.

Datos que permiten una adecuada selección del fusible desconectador son: Tipo del sistema, relación  $X/R$ , máxima corriente de cortocircuito, tensión del sistema y corriente de carga normal. Estos determinan tres importantes caracte~~r~~ísticas del elemento fusible: Corriente de régimen contínuo, tensión y la capacidad de interrupción.

Las capacidades de interrupción son los valores máximos medios cuadráticos (RMS) simétricos o asimétricos de la corriente que el fusible seccionador interrumpirá a la tensión nominal (ASA C.37.42-1962), para los fusibles superiores a los 600 voltios.

La corriente simétrica de falla será en definitiva igual a  $E/Z$ . Para determinar la asimétrica, se considera la componente de corriente contínuo la cual se suma al valor - simétrico mediante la aplicación de un factor: Este es 1,2 para circuitos con tensiones menores a los 15 KV y con un - valor  $X/R$  de 4 o menos. Un factor de 1,6 se usa para todos los demás circuitos.

### 3,1.2.5. ELEMENTOS FUSIBLES CLASE EEI-NEMA.-

Hace algún tiempo era posible la intercambiabilidad mecánica de las diversas marcas de los elementos fusibles no así la eléctrica debido a las diferencias entre las características tiempo-corriente entre uno y otro fabricante.

Un comité conjunto del Instituto Eléctrico Edison (EEI) y la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos de los EE. UU. de Norte América (NEMA) estudió este problema - dando como resultado una clasificación de elementos fusibles que son producidos con similares características por todos los fabricantes. Las capacidades escogidas referentes a los elementos fusibles son agrupadas en tres categorías:

- a) Capacidades preferidas: 6, 10, 15, 25, 45, 65, 100, 140, y 200. amperios.
  
- b) Capacidades no preferidas: 8, 12, 20, 30, 50 y 80 amps.

Para cumplir necesidades especiales de protección en líneas primarias con fusibles de pequeña capacidad se han diseñado los elementos fusibles con capacidades menores a los 6 amperios. Estos proveen de protección contra sobrecarga y evitan operaciones innecesarias durante la presencia de corrientes súbitas fuertes asociadas con el arranque de motores y descargas atmosféricas; las capacidades de estos fusibles son: 1, 2, 3 y 5 amperios.

Se especifican entonces dos tipos de elementos fusibles para llenar las diferentes necesidades de operación. Las dos varían en la velocidad de operación teniendo sus curvas idénticos puntos a los 600 y a los 300 segundos para elementos de la misma capacidad. Estos tipos son: Tipo "K" (rápido) y tipo "T" (lento).

Los elementos fusibles son clasificados en base a un amperaje mínimo de fusión en 5 minutos (300 segundos) teniendo un promedio del 200% de la capacidad del elemento, para unidades menores a los 100 amperios. Para los elementos so-

bre los 100 amperios con un amperaje mínimo de fusión en dos minutos (600 segundos) con un promedio del 230% de su capacidad nominal.

Conviene anotar que al usar una combinación de elementos fusibles tipo "K" y "T" se puede estar limitando el alcance de una correcta coordinación en un sistema tal,

### 3.1.2.6 REGLAS BASICAS PARA UNA CORRECTA APLICACION DE LOS FUSIBLES

- a) El máximo tiempo de despeje del fusible "protector" no debe exceder al 75% del tiempo mínimo de fusión del elemento protegido. Esta regla asegura que el fusible protector interrumpa y despeje la falla antes que el fusible protegido sea dañado. El 75% indicado hace una compensación por efectos debidos a sobrecargas, temperatura ambiente y calor de fusión.
- b) La corriente de carga en el punto de aplicación no debe exceder a la corriente de régimen continuo del elemento fusible. Con una corriente excesiva el fusible se sobrecalienta, se rompe o podría en el peor de los casos producir una innecesaria interrupción del circuito.
- c) El fusible seccionador al estar instalado en un sitio tal del circuito debe estar diseñado para una tensión mayor del mismo o por lo menos igual.
- d) La capacidad de interrupción debe ser lo suficientemente alta para que interrumpa eficientemente el circuito con la máxima corriente de cortocircuito permanente en ese punto de aplicación.
- e) Con sugerencias aproximadas de utilización de los fusibles se anota que los fusibles tipo "T" son apropiados -

para zonas de gran exposición, por ejemplo, en distribución rural y los del tipo "K" para líneas relativamente cortas y mas bien del tipo urbano. De un modo general se dice que un elemento fusible tipo "K" da una adecuada protección a las líneas contra el incendio de las mismas y una mejor coordinación con los fusibles internos de los transformadores autoprotegidos. Influye también desde luego las curvas características tiempo-corriente de los otros aparatos con los cuales se desea realizar coordinación. Los elementos fusibles tipo "K" permiten una mayor protección a los circuitos secundarios donde se ha conectado o mejor dicho se sirve con transformadores del tipo convencional.

Por otro lado los elementos fusible tipo "F" proporcionan mayores beneficios donde se usa la coordinación - de disyuntores, reconectores y fusibles para prevenir la suspensión del servicio por efecto de las fallas temporales. Estos fusibles también presentan una mejor resistencia a las corrientes súbitas por efecto de las descargas atmosféricas.

#### 3.1.2.8 VENTAJAS DE LOS FUSIBLES SECCIONADORES

- a) Usados conjuntamente con los reconectores pueden desempeñar el mismo papel que los seccionadores pero a un costo mucho menor.
- b) El costo de estos aparatos así como su mantenimiento son cada vez más atractivos para su utilización.
- c) Se asegura una mejor y más eficiente coordinación cuando se instalan fusibles del tamaño adecuado y preferentemente de la misma marca. Así mismo ocurrida una falla

permanente y destruidos uno o más fusibles debe tenerse cuidado que al ser estos reemplazados se instalen los --nuevos de la misma capacidad y tipo que los anteriores. De otro modo se daña la coordinación que se tenía.

### 3.1.2.9 CLASIFICACION DE LOS FUSIBLES SECCIONADORES

- a) Tipo cerrado
- b) Tipo abierto
- c) Tipo eslabón fusible abierto
- d) Tipo repetidor
- e) En líquido
- f) En arena

Los cuatro primeros se usan exclusivamente en líneas aéreas de distribución. Los dos últimos en redes subterráneas y en instalaciones interiores.

Material descriptivo sobre cada tipo de fusible se tiene en la literatura técnica proveniente de los respectivos fabricantes.

### 3.1.3 RECONECTADORES

Son aparatos de protección que a diferencia de los fusibles seccionadores pueden distinguir el tipo de falla ocurrida (permanente o transitoria) probando la línea automáticamente mediante operaciones sucesivas prefijadas hasta al final dejar abierto o cerrado completamente el circuito al cual está sirviendo según la clase de avería producida.

Vemos que estos aparatos dan a las fallas temporales un cierto número de oportunidades para que sean despejadas

su causa o causas o que operen los fusibles con los cuales se hallan coordinados. Si esto no ocurre el reconectador re conoce que la falla es del tipo permanente y abre definitivamente sus contactos aislando en esta forma al circuito averiado.

### 3.1.3.1. DISEÑO

Son diseñados para interrumpir simultáneamente una fa lla trifásica o monofásica. Hay reconectadores monofásicos y trifásicos a control hidráulico y los últimos que pueden ser también a control electrónico.

A igual forma que las curvas tiempo-corriente de los elementos fusibles se tiene las curvas de operación de los reconectadores las cuales hacen el posible se coordine estos aparatos con los fusibles, con otros reconectadores, se gcionalizadores y los disyuntores con los relés. Ver figura 3-3.

### 3.1.3.2 ESPECIFICACIONES

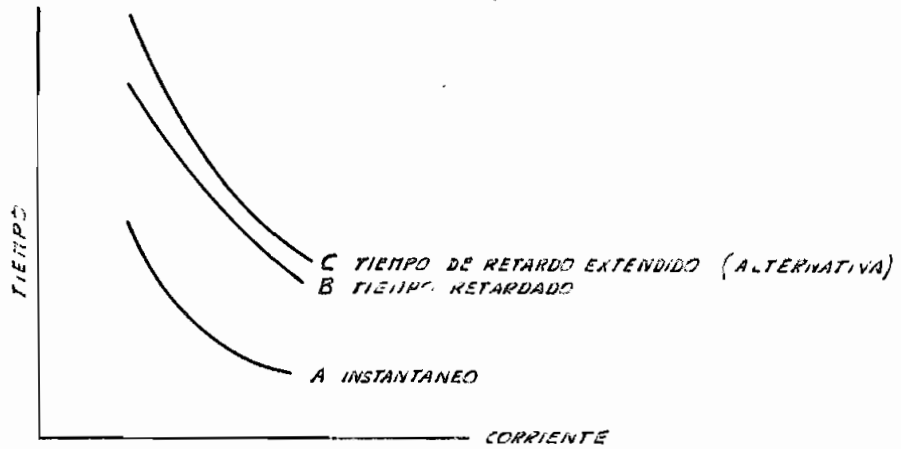
Para especificar un reconectador conviene indicar los siguientes puntos:

- a- Tensión Nominal
- b- Tensión Máxima de Diseño
- c- Nivel Básico de Aislamiento
- d- Frecuencia
- e- Corriente de Régimen Permanente
- f- Mínima corriente de Interrupción
- g- Valor RMS de la corriente de falla a interrumpir
- h- Número de Fases
- i- Tiempo de Interrupción
- j- Altura sobre el nivel del mar
- k- Clase Fuerza o Distribución.



FIG. 3-3

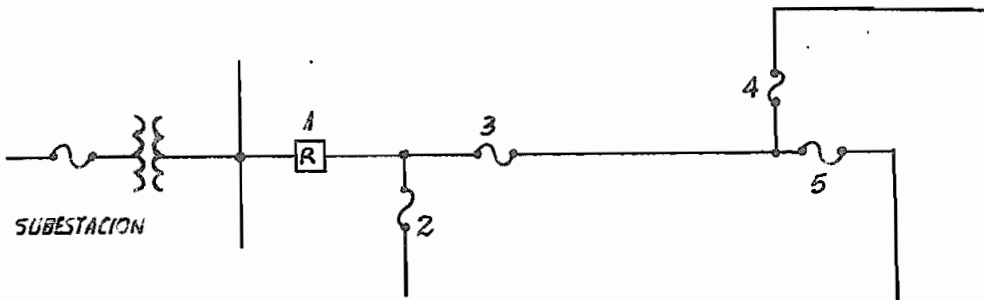
CARACTERISTICAS DE DISPARO PARA RECONECTADORES AUTOMATICOS CONVENCIONALES



LA CURVA A REPRESENTA LA CARACTERISTICA DE DISPARO INSTANTANEA CON RESPECTO AL TIEMPO Y A LA CORRIENTE; LA PRIMERA Y LA SEGUNDA APERTURAS DE UN RECONECTADOR CONVENCIONAL. LA CURVA B REPRESENTA A LOS DISPAROS DE APERTURA NUMEROS 3 Y 4. SIGUIENDO AL CUARTO DISPARO CON TIEMPO RETARDADO EL RECONECTADOR ABRIRIA SUS CONTACTOS Y PODRA SER PUESTO EN OPERACION MANUALMENTE UNA VEZ QUE SE HAYA DESPEJADO LA CAUSA O LAS CAUSAS DE LA FALLA PERMANENTE

FIG. 3-4

INSTALACION COMBINADA DE RECONECTADOR Y FUSIBLES



### 3.1.3.3. FACTORES DE SELECCION.-

Para la selección de los reconectores se requiere prácticamente de la misma información que para los fusibles:

- Tipo de sistema
- Valor  $K/R$  en el punto de aplicación
- Tensión
- Corriente de carga
- Máxima corriente de falla

Estos factores determinan la tensión, corriente de régimen permanente y capacidad de interrupción del aparato. Al seleccionar el nivel mínimo de disparo de un reconector se debe considerar la posibilidad de que se presenten corrientes súbitas. Los aparatos con capacidad de intercambiar sus bobinas de disparo tienen un nivel mínimo de operación generalmente igual al 200% de la capacidad de corriente de régimen permanente. En los reconectores a control electrónico el mínimo nivel de disparo está determinado por las componentes constructivas de estos aparatos. Para los aparatos equipados con instrumentos sensitivos de fallas a tierra se debe calcular las mínimas corrientes de este tipo en el punto de aplicación.

Factores adicionales de selección son: El escoger unidades monofásicas o trifásicas, crecimiento de la carga, tipo de montaje, ciclo de operación, compatibilidad con otros aparatos asociados de protección.

### 3.1.3.4. SECUENCIAS DE OPERACION DE LOS RECONECTADORES.-

Se hacen presentes muchas preguntas sobre los méritos

de cada secuencia de operación. La respuesta a cada interrogación depende de las condiciones del circuito, determinadas por las protecciones que se tengan en la subestación, nivel isocerónico y otros aparatos de protección que vayan a ser usados conjuntamente con el reconectador.

Las secuencias posibles de operación son:

- 2 Operaciones instantáneas + dos operaciones retardadas
- 3 Operaciones instantáneas + una operación retardada
- 1 Operación instantánea + tres operaciones retardadas
- 4 Operaciones retardadas
- 4 Operaciones instantáneas

Las secuencias más comunmente usadas son las tres primeras, de ellas anotaremos que:

Dos operaciones instantáneas + dos operaciones retardadas:

Es la secuencia de operación más popular. Se la considera adecuada para obtener un alto grado de protección contra las fallas temporales y permanentes.

Tres operaciones instantáneas + una operación retardada:

Se tiene ventaja con esta secuencia cuando los fusibles de alta tensión del transformador de fuerza de la subestación están limitados a un cierto valor debido a determinadas consideraciones de protección en la zona de subtransmisión.

Esta secuencia reduce el tiempo de calentamiento del fusible durante el despeje de fallas permanentes, eliminando o reduciendo así la posibilidad de fallas innecesarias de los -

fusibles de alta tensión, especialmente cuando estos son de baja capacidad.

Una operación instantánea + tres operaciones retardadas:

Esta secuencia presenta mejor coordinación con un seccionalizador para fundir o mejor dicho hacer fundir los fusibles del transformador porque el seccionalizador cuenta - solamente dos veces. A su vez el seccionalizador tiene una mejor capacidad para soportar corrientes súbitas. Con dos o más reconectadores entre el punto de falla permanente y - la fuente el número de operaciones requeridas por el reconectador protegido para abrir la unidad más cercana a la - falla se reduce.

### 3.1.3.5. APLICACION.-

Las cuatro sugerencias siguientes aseguran una operación satisfactoria del reconectador en el punto de instalación en el circuito:

- 1.- La capacidad de interrupción del reconectador debe ser igual o mayor que la máxima corriente de falla en ese punto.
- 2.- La corriente de régimen permanente debe ser igual o mayor que la máxima corriente de carga.
- 3.- El nivel mínimo de disparo debe permitir sentir al reconectador la corriente de falla a lo largo de la zona deseada de protección en la línea.
- 4.- Las curvas tiempo-corriente deben coordinarse con aquellas de los aparatos de protección situados a ambos - lados del reconectador.

3.1.3.6. CONSIDERACIONES SOBRE LA APLICACION DE RECONECTADORES INFLUENCIADAS POR LAS CARACTERISTICAS DEL SISTEMA.-

- 1) Si se instala un reconectador con el conocimiento de que va a soportar una corriente de carga algo mayor que la nominal se debe consultar al fabricante.
- 2) Algunas empresas instalan reconectadores con una capacidad doble o más de la carga inicial del circuito con el objeto de permitir el crecimiento de la misma. La corriente mínima de disparo, el doble de esta corriente nominal, puede traer dificultades con las corrientes de reconexión conforme la corriente de carga aumenta acercándose a la capacidad nominal del aparato.
- 3) Para determinar la capacidad de interrupción del reconectador debe calcularse la máxima corriente de falla posible en el punto de aplicación.
- 4) Debe prestarse atención a las corrientes que podrían hacer que no dispare el reconectador cuando el circuito se halle modificado por condiciones de emergencia.
- 5) Si la capacidad de interrupción es adecuada puede usarse reconectadores en las subestaciones de distribución en lugar de los disyuntores en aceite o en aire.
- 6) Se usan reconectadores trifásicos cuando se desea abrir las tres fases al mismo tiempo. También para disparar bajo la presencia de fallas a tierra dando así mayor protección a los sistemas en estrella al abrir simultáneamente las tres fases. Debe cuidarse además que el ajuste para fallas a tierra no esté muy bajo de tal manera que no se abra el reconectador por un desbalance en las fases producido por la operación de fusibles o de reconectadores monofásicos.

### 3.1.4 SECCIONALIZADORES.

#### 3.1.4.1 SECCIONALIZADORES .-OPERACION

Son aparatos de protección que a manera de los suiches en aceite aislan las secciones averiadas del sistema operando asociadamente con los reconectores y fusibles. No interrumpen corrientes de cortocircuito sino cuentan las operaciones del reconector durante las condiciones y presencia del cortocircuito, para abrir sus contactos durante la apertura del reconector, es decir, cuando no hay flujo de corriente.

Estos aparatos son capaces de interrumpir corrientes de carga hasta las correspondientes a su capacidad nominal. Se los instala por lo general en la iniciación de los circuitos ramales o derivaciones.

Una vez que han operado los seccionalizadores abriendo el circuito se les vuelve a operación usando pértigas aisladas mediante las cuales se cierra los contactos.

Hay seccionalizadores del tipo monofásico y trifásico controlados sea hidráulicamente o electrónicamente.

#### 3.1.4.2 APLICACION

- 1) El reconector protector, situado en el lado de alimentación del seccionalizador debe ser capaz de sentir la mínima corriente de falla en los extremos de la zona de protección del seccionalizador a fin de que exista una coordinación adecuada entre estos.
- 2) La mínima corriente de cortocircuito debe ser mayor que la mínima corriente de operación del seccionalizador.
- 3) Estos aparatos deben ser usados en serie con los reconectores y los fusibles mas no entre dos reconectores. Ver Figura 3.4.

### 3.1.4.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS POR EL USO DE SECCIONALIZADORES

#### Ventajas:

- 1) Usados como sustituto de los fusibles se eliminan el problema y la posibilidad de equivocación en el recambio de los elementos fusibles quemados.
- 2) Pueden interrumpir circuitos con carga hasta un 150% aproximadamente de su capacidad nominal.
- 3) Usados en reemplazo de los reconectores tienen un costo inicial menor así como el mantenimiento.

#### Desventajas:

- 1) Comparados con los fusibles seccionadores tienen un precio inicial mayor a igual que el de mantenimiento.
- 2) Hasta hace algunos años se han experimentado más fallas en los reconectores que en los fusibles.

### 3.1.5 DISYUNTORES

Son aparatos de protección bien útiles, de una flexibilidad adecuada. Excedida la capacidad de interrupción posible con los reconectores se debe emplear a los disyuntores. A pesar de su costo que es más elevado se tiene la ventaja de que desempeña más funciones que los fusibles seccionadores o que los reconectores. A su vez estos son los únicos aparatos de protección que son usados en altas tensiones en donde la capacidad de interrupción es elevada.

Los disyuntores son usados en las líneas de transmisión, en ciertos transformadores de subestaciones, en alimentadores primarios y en los grandes bancos de condensadores. En baja tensión se los utiliza en los circuitos de distribución industriales, comerciales y residenciales.

### 3.1.5.1 CLASIFICACION

Brevemente diremos que los disyuntores para alta ten  
sión se clasifican en:

- a) Disyuntores en baño de aceite
- b) Disyuntores en reducido volumen de aceite
- c) Disyuntores Neumáticos
- d) Disyuntores de Expansión
- e) Disyuntores en Exafluoruro de Azufre.

#### a) Disyuntores en baño de aceite:

Usan al aceite como medio extinguidor del arco pudiendo tenerse disyuntores con " contactos libres" para pequeñas capacidades de interrupción y con " cámaras de extinsión " para capacidades mayores. En el primer caso se tiene una refrigeración un tanto defectuosa ya que el arco no se halla en contacto con el aceite sino que se mantiene en una burbuja gaseosa. Con las cámaras de extinsión el arco da lugar a que se forme un gas intenso, a la vez que corrientes de aceite que se lanzan contra el arco favoreciendo su enfriamiento y extinsión.

#### b) Disyuntores en reducido volumen de aceite:

Son de inventiva europea y de un costo y peso menores que el interruptor normal en aceite de igual capacidad. Por ejemplo un disyuntor marca "Oerlikon" para 150 KV 1500 MVA necesita 12.000 Kg de aceite en los tres polos. El de reducido volumen de aceite requiere tan sólo de 240 Kg ( 2% del peso de aceite del primero ).

Se hallan provistos de cámaras de extinsión las cuales tienen un efecto elástico proporcional al valor de la corriente que interrumpen. Se los fabrica sea para instalación exterior o interior.



Ventajas de su uso son las siguientes:

- 1) La capacidad de ruptura es prácticamente independiente de la frecuencia del circuito.
- 2) Se puede interrumpir corrientes inductivas de bajo valor.
- 3) Se tiene menores sobretensiones producidas por la desconexión de líneas al vacío.
- 4) Ciertos modelos son más rápidos en operar que los disyuntores normales en aceite.
- 5) El reenganche también es rápido para tensiones que van desde los 10 kilovoltios hasta los 230 KV.

c) Disyuntor neumático:

En este tipo de disyuntor la extinción del arco se produce por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado. La presión del aire comprimido oscila entre los 8 y los 13 Kg/cm cuadrado.

Ventajas de su uso son que el mantenimiento es barato, el desgaste de los contactos es mínimo y el desmontaje es sencillo.

Se construyen disyuntores de una y de dos cámaras.- Los primeros hasta tensiones de 30 KV y corrientes nominales de hasta 400 amperios. Para tensiones mayores y amperajes altos se tiene doble cámara de ruptura. En este caso y para tensiones superiores a los 46 KV conviene instalarlos en la intemperie.

Teniendo acopladas dos cámaras de extinción el poder de ruptura en función de la tensión de servicio aumenta en más de un 50% con relación al de un disyuntor con una sola cámara. Estas se acoplan en serie colocando en paralelo con cada cámara una resistencia de material cerámico y de valor variable.

Estos disyuntores llevan silenciadores cuyo papel es el de enfriar los gases calientes que salen de las cámaras de extinción a la vez que amortiguar el ruido provocado por el escape de los mismos.

d) Interruptores en exafluoruro de azufre:

Este gas es excepcionalmente dieléctrico pero también posee un alto grado de electronegatividad (capacidad de absorber electrones). Se los usa actualmente para sistemas con tensiones que van desde los 35 KV hasta los 500 KV.

Las instalaciones y los disyuntores de este tipo son más complejos que los disyuntores neumáticos; por lo mismo los costos de instalación y de mantenimiento son mayores.

3.1.5.2 ESPECIFICACIONES GENERALES DE LOS DISYUNTORES.

Los disyuntores se especifican de acuerdo a los siguientes puntos:

- tensión nominal
- máxima tensión de diseño
- nivel de aislamiento
- corriente de régimen permanente
- capacidad de interrupción: MVA trifásicos y en amperios valor RMS.
- tiempo normal de interrupción en ciclos.
- tiempo de recierre.
- número de polos.
- tipo de disyuntor
- características del lugar de operación.

3.1.5.3 LIMITES PARA LA CORRECTA APLICACION DE DISYUNTORES

Hay cuatro límites de los cuales no se debe rebasar si se desea realizar una correcta aplicación de un disyuntor:

a) Tensión de Operación:

No se debe exceder al valor indicado por el fabricante.

b) Capacidad de Interrupcion:

No debe excederse a ninguna tensión. Este límite tiene significado cuando la tensión de operación está entre la máxima tensión de diseño del aparato y la mínima tensión de operación. Con un voltaje menor que el mínimo de operación nominal dado por el fabricante los MVA de interrupción serán menores que los nominales.

c) Máximo Amperaje de Interrupción:

No debe ser excedido a pesar de que el producto de esta corriente por la tensión y por la raíz cuadrada de tres sea menor que los MVA de interrupción. Este valor es importante cuando la capacidad de cortocircuito entra en consideración con una tensión menor que la mínima de operación con los MVA nominales.

d) Corriente Momentánea:

No debe excederse a ninguna tensión de operación.- Los disyuntores modernos generalmente tienen una capacidad momentánea de interrupción igual a 1,6 veces o más la máxima corriente de interrupción valor RMS.

Según se tenga o no la contribución a la falla de la corriente aportada por motores debemos comprobar la capacidad momentánea de interrupción o simplemente la de interrupción respectivamente.

Comprobación de la Capacidad Momentánea de Interrupción:

Se debe calcular el valor de la corriente de falla en el primer medio ciclo, es decir, cuando es máxima; para esto se debe considerar todas las fuentes alimentando a la falla: generadores, motores de inducción, sincrónicos e interconexiones con otros sistemas si los hay. Se trabajará en los dia-

gramas con los valores subtransitorios. A su vez debe incluirse la componente de corriente continua usando para ello los respectivos factores según se indica en la tabla 3-2.

**Comprobación de la Capacidad de Interrupción:**

Mientras menor es el tiempo para que se abran los contactos del disyuntor mayor es la corriente por interrumpirse. Por esto la máxima capacidad de interrupción se le aplica al disyuntor cuando los relés están ajustados para operación instantánea. Por ello en los cálculos de las corrientes de cortocircuito se asume que los relés operan instantáneamente para determinar la capacidad de interrupción.

TABLA 3-2

REACTANCIAS DE MAQUINAS Y FACTORES DE MULTIPLICACION USADOS EN LOS CALCULOS DE LAS CORRIENTES DE FALLA.

Tipo de Equipo	Tipo de reactancia			Factor de Multipli-	
	Generador Sincrónico	Motor Sincrónico	Motor de Inducción	cación para val. Sim. ≠ Caso Genral.	Espal. (1)
<b>CAPACIDAD DE INTERRUPTOR.-</b>					
Disyuntores de					
Fuerza de:					
8 ciclos	S.Tr.	Tr.	-D.	1,0	1,1
5 "	S.Tr.	Tr.	-D.	1,1	1,2
3 "	S.Tr.	Tr.	-D.	1,2	1,3
2 "	S.Tr.	Tr.	-D.	1,4	1,5
<b>CAPACIDAD MOMENTANEA.</b>					
Disyuntores de					
Fuerza	S.Tr.	S.Tr.	S.Tr.	1,6(2)	1,5(2)

El valor simétrico calculado al cual el factor es aplicado debe estar en amperios RMS, MVA o kVA dependiendo en que magnitud y unidad se expresa.

- 1) Usese el factor de caso especial sólo si la capacidad simétrica calculada excede los 500 MVA y si el circuito está alimentado principalmente de los generadores o enteramente a través de reactores. En otro caso úsese el factor de caso general.
- 2) Usese el factor de caso especial si la tensión es menor o igual a 5 KV y si no hay alimentación directa de los generadores a través de reactores.

La Tabla 3-2 antes indicada proviene del Folleto titulado: Industrial Power Systema Data Book de la casa General Electric, Sección .124 página 2, Fecha Diciembre 4 de 1961.

-----

### 3.1.6 RELES DE PROTECCION PARA LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

#### 3.1.6.1 DEFINICION

Un relé es un aparato que hace sonar una alarma o energiza la bobina de disparo de un disyuntor con el objeto de despejar o aislar del sistema un aparato o una línea averiada. Esto sucede una vez que el relé ha sido activado por una magnitud derivada de la línea. Ejemplo: un relé puede ser activado por la presión de gas en el tanque de un transformador o por un determinado valor de corriente o de tensión en una línea.

Los relés de protección en los sistemas de fuerza - previenen o limitan el daño al equipo y a las instalaciones. Estos aparatos asumen la mayor parte de la responsa-

bilidad de mantener al sistema eléctrico en operación. En otras palabras un relé tiene por objeto el detectar una línea o un aparato defectuoso o una condición del sistema que puede ser peligrosa o indeseable o a su vez iniciar una interrupción correcta o dar una adecuada prevención o aviso de esta situación.

### 3.1.6.2 MAGNITUDES QUE HACEN OPERAR LOS RELES

Algunas de las magnitudes usadas para que un relé opere son :

- a) Corriente del sistema, una armónica o una componente secuencial de aquella corriente.
- b) Tensión del sistema, una armónica o una componente secuencial de la misma o la frecuencia de aquella tensión.
- c) Varias magnitudes no eléctricas tales como la temperatura del aparato protegido, presión de una gas etc..

Como medios discriminantes se usan el tiempo y la dirección del flujo de potencia.

### 3.1.6.3 UNIDADES BASICAS DE CONSTRUCCION DE LOS RELES

Algunas de las unidades básicas de construcción son:

- a) Disco de inducción
  - b) Cilindro de inducción
  - c) Disco basculante
  - d) Embolo
  - e) Unidad polarizada a corriente continua
  - f) Balancín
- } Tipo de inducción magnética

Siendo muy extensa la explicación sobre relés no haréun estudio detallado de los mismos sino tan solo de los

más usados en sistemas de distribución.

Cabe añadir además que hay varias construcciones de unidades, diríamos del tipo mixto las cuales hacen que se tenga en la actualidad cientos de tipos de relés.

#### 3.1.6.4 OPERACION DE LOS RELES

Los relés de protección captan la información que - estos necesitan para localizar o avisar una falla, a través de los transformadores de tensión o de intensidad en forma de tensiones o de corrientes. Estos transformadores de medida están localizados en determinados puntos del sistema o del circuito que se desea controlar. Esta información es - transmitida en forma de un impulso de disparo al disyuntor asociado el mismo que al abrir sus contactos aísla la sección averiada.

La operación de estos relés debe ser preseleccionada a fin de que todo el sistema opere coordinadamente. Se requiere por lo mismo de estos aparatos ciertas cualidades como son: sensibilidad, selectividad, y rapidez. Cada relé a su vez tiene unas curvas características de operación de las cuales nos servimos para realizar un trabajo de protección.

#### 3.1.6.5 RELES DE PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS Y FALLA A TIERRA

Los alimentadores de distribución están protegidos comunmente por relés de cortocircuito de fase con accesorios de disparo instantáneo y con relés de falla a tierra. Estos deben estar coordinados adecuadamente con los reanectadores, fusibles y disyuntores.

La figura 3.5 ilustra un circuito simplificado de un relé de sobrecorriente. Ocurrida una falla sea esta un cortocircuito o una sobrecarga se tiene una circulación de corriente bien alta la cual hace que se cierren los contactos del relé energizando por lo mismo una bobina de disparo del disyuntor; se abren los contactos del disyuntor interrumpiendo la circulación de corriente.

En muchos casos los relés de sobreintensidad son también usados en las líneas de transmisión y más aún en las de subtransmisión las cuales están alimentando a las subestaciones de distribución. Ver figura 3.8. Puede ser que en estas líneas se tengan fuentes de alimentación a la falla desde ambos extremos de las mismas. Cuando el valor de estas corrientes de fallas son elevados se instalan relés de sobrecorriente con control de disparo direccional, de tal manera que operen cuando la corriente fluya hacia el interior de la sección protegida de línea.

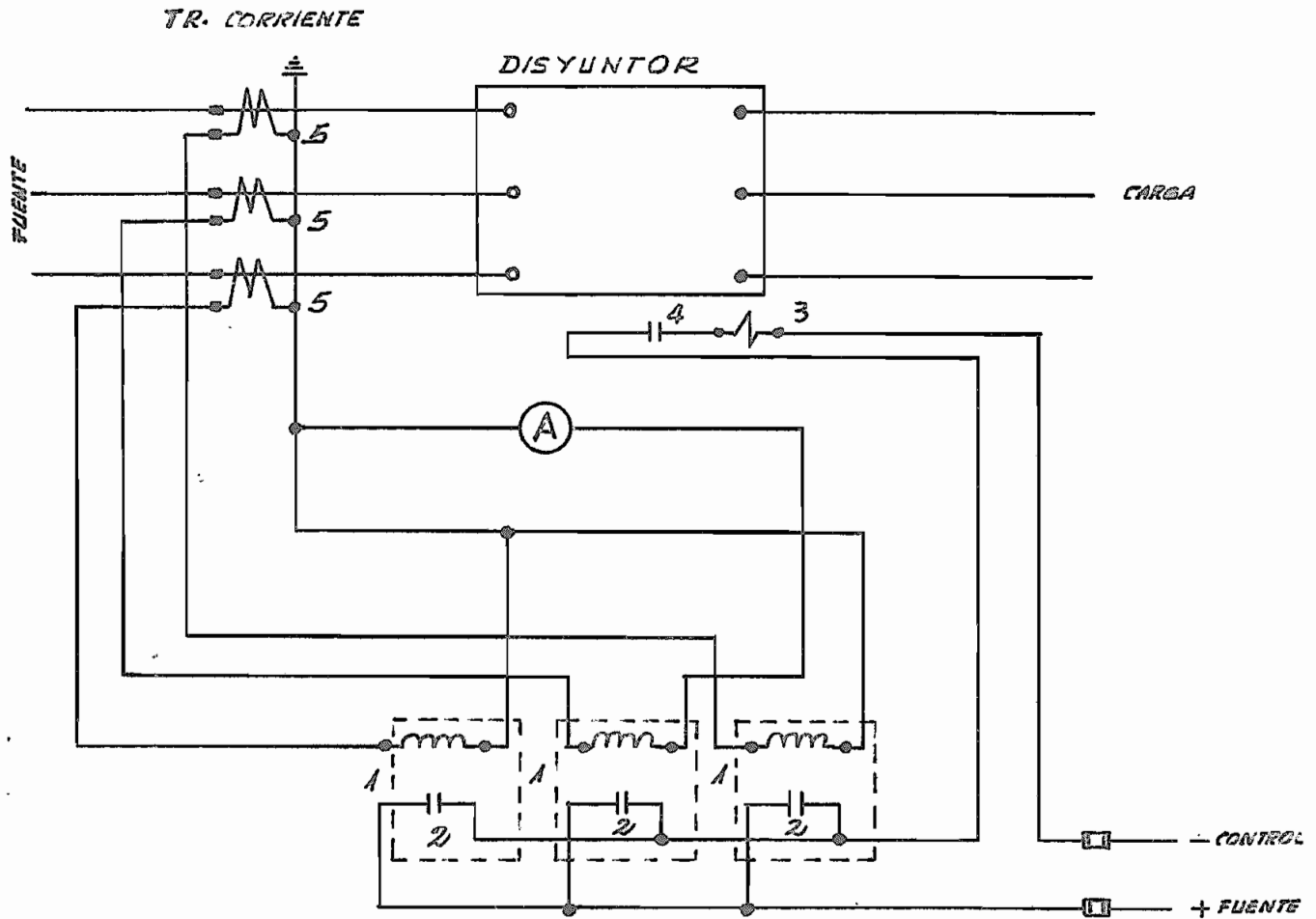
El propósito de las unidades direccionales R y S en la figura 3.8 con los respectivos disyuntores es el de disminuir el número de fallas vistas por estas obteniéndose como resultado una reducción del tiempo requerido para disparar los disyuntores así como una ganancia en el disparo selectivo.

En la figura 3.10 se indica una característica típica de una unidad direccional. El contacto de esta se cierra sobre una área desde los 120 grados (aquí la corriente adelanta a la tensión) hasta los 60 grados (aquí la corriente atrasa a la tensión). La unidad direccional "A" es energizada por la corriente en la fase A y la tensión de la línea BC. Las unidades de fase B y C están energizadas por tensiones y corrientes diferentes.



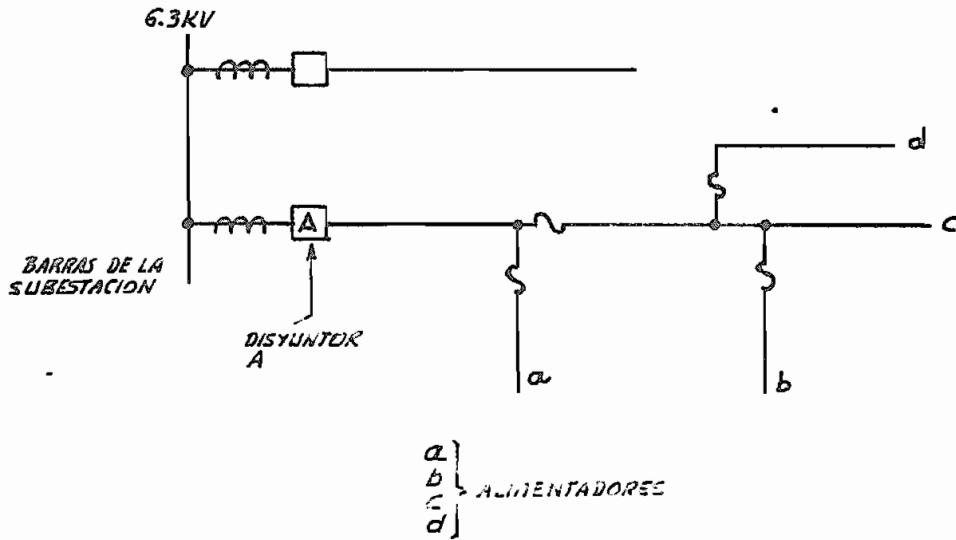
FIG. 3.5

DISYUNTOR CONTROLADO POR RELES DE SOBRECORRIENTE

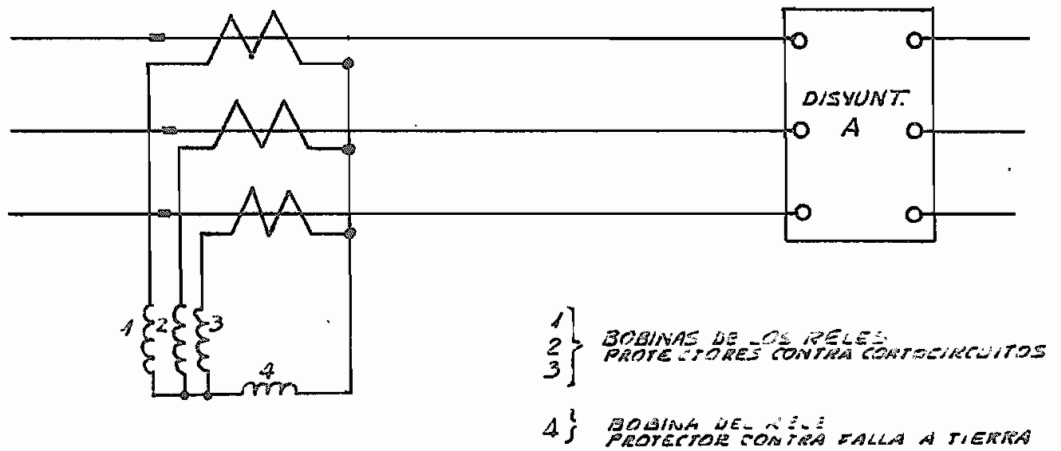


- 1 RELE DE SOBRECORRIENTE
- 2 CONTACTOS DEL RELE
- 3 BOBINA DE DESPARO DEL DISYUNTOR
- 4 SUICHE AUXILIAR DEL DISYUNTOR
- 5 TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

**FIG. 3-6**  
**CIRCUITOS DE DISTRIBUCION PROTEGIDOS POR RELES-DISYUNTORES Y FUSIBLES**



**FIG 3-7**  
**CONEXIONES DE LOS RELES DEL DISYUNTOR A DE LA FIG. 3-6**



**FIG. 3-8**  
**RELES DE SOBREINTENSIDAD CON UNIDADES DIRECCIONALES**

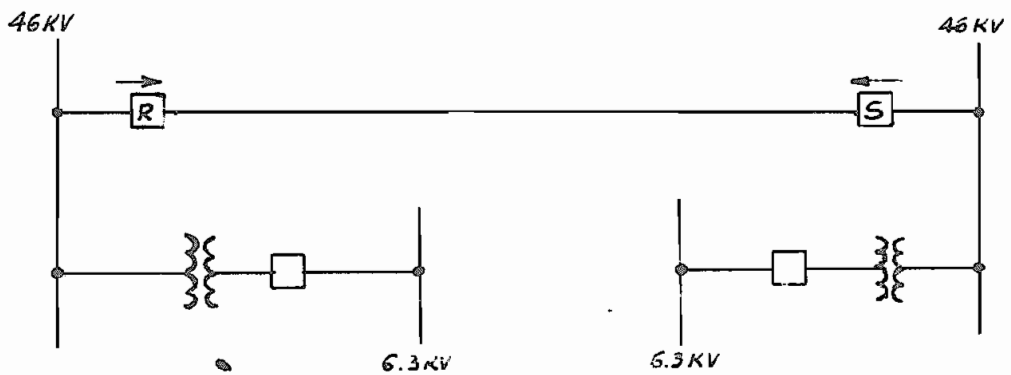
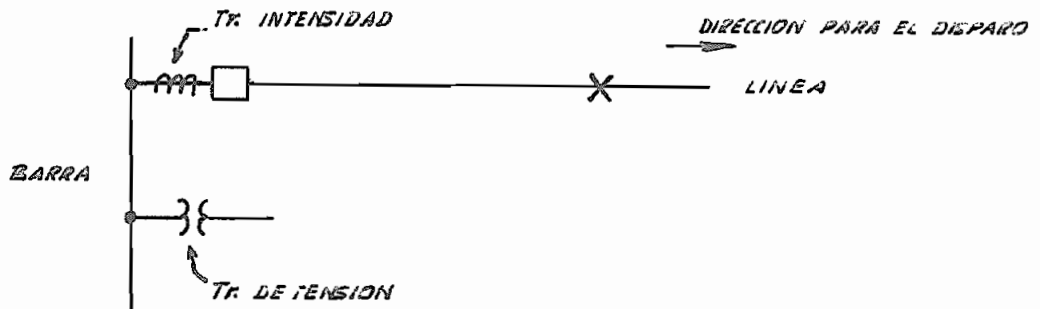


FIG. 3-9

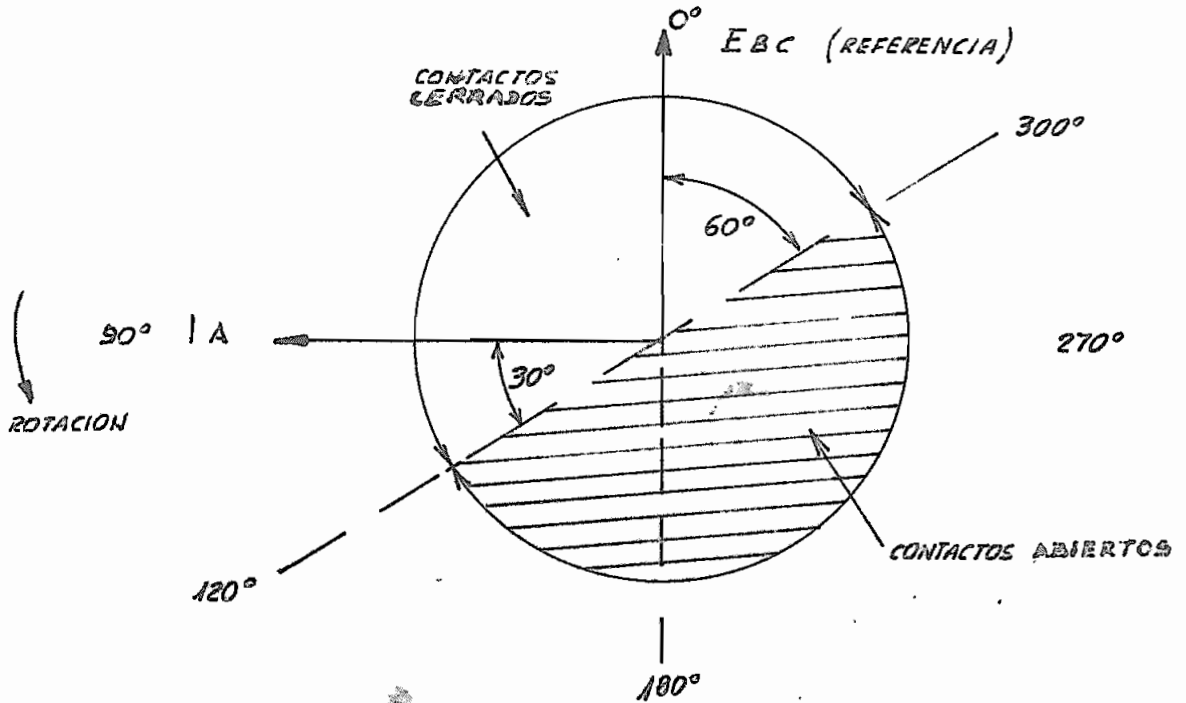
UNIDAD DIRECCIONAL EN LA FASE "A"



FLUJO DE POTENCIA A  $\cos \varphi = 1$  EN LA DIRECCION DE DISPARO

FIG. 3-10

CARACTERISTICA DE OPERACION DE LA UNIDAD DIRECCIONAL A  $\cos \varphi = 1$



EL RELE DIRECCIONAL EN EL EJEMPLO RESPONDE A LA POSICION RELATIVA DE FASE ENTRE LA CORRIENTE Y LA TENSION DE REFERENCIA. EN ESTE CASO OPERARA CUANDO LA CORRIENTE DE FALLA FLUYA EN LA DIRECCION DESEADA.

Las cantidades o valores indicados en la figura 3.10 son para la condición de factor de potencia 1, con circulación de potencia en la dirección de disparo. Cuando ocurre una falla en la línea la corriente de falla atrasará a la posición con factor de potencia 1 un ángulo en el orden de los 60 grados; en esta posición de atraso se está cerca del ángulo de máximo torque para la unidad direccional lo cual provoca que se cierren sus contactos permitiendo a la vez que la unidad de sobrecorriente empiece a cerrarse. En esta forma se protege contra fallas del tipo trifásico y fase-fase.

#### 3.1.6.6 RELÉS DIRECCIONALES DE FALLA A TIERRA

Un relé está conectado en el neutro de los transformadores de intensidad en tal forma que para la condición de corrientes balanceadas no habrá ninguna corriente pasando por su bobina. Figura 3.11. Medios de sensibilización direccional son los de reaccionar con la corriente de valor  $3I_0$ , tres veces la corrientes de secuencia cero y con tres veces la tensión de secuencia cero,  $3V_0$ , desde las barras según se indica en la figura 3.12.

#### Conexiones de la Unidad Direccional de Tierra:

Los contactos se cierran cuando el valor  $3I_0$  cae dentro de la zona marcada "Contactos Cerrados". Figura 3.12.- Para una falla a tierra esta tensión residual actúa como una fuente de polarización proveyendo de una línea base de referencia para determinar si la falla está dentro o fuera de la dirección de disparo; la tensión y la corriente residuales son cero durante las condiciones balanceadas del sistema, puesto que los relés no operan para corrientes equili-

FIG. 3-11  
RELES DIRECCIONALES DE SOBRECORRIENTE A TIERRA

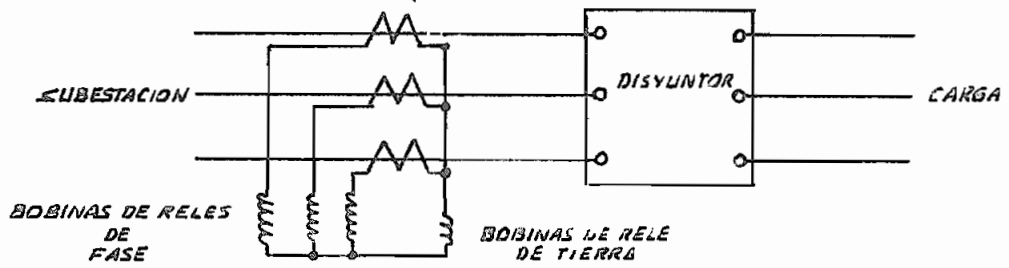
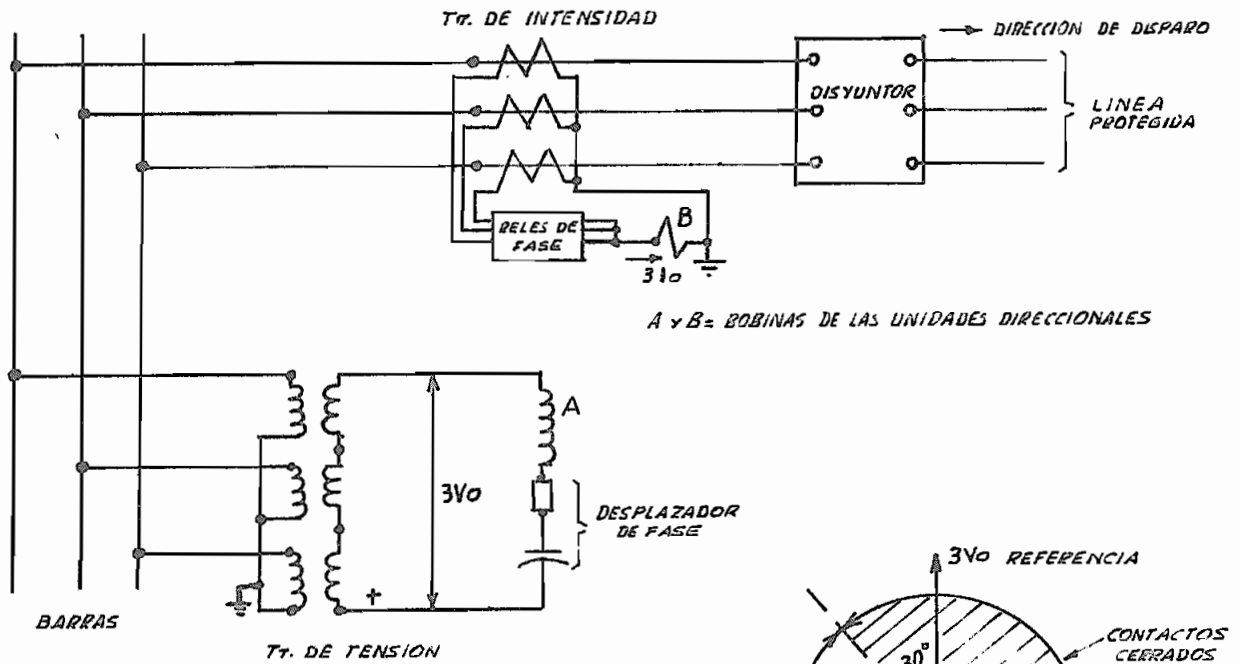


FIG. 3-12  
CONEXIONES DE LA UNIDAD DIRECCIONAL DE TIERRA



LOS CONTACTOS SE CIERRAN CUANDO 3-10  
CAE DENTRO DE LA ZONA MARCADA DE  
"CONTACTOS CERRADOS"

CONTACTOS  
ABIERTOS

bradas. Estos pueden ser ajustados para disparar a magnitudes de fallas más bajas que las que se ajustan para los relés de fase. Por esta razón el complemento normal de la instalación consiste en usar relés de fase y de tierra.

### 3.1.6.7 LIMITACION DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE.-

Una limitación o inconveniente de estos relés (sean instantáneos o con tiempo retardado) es que son inherentemente no selectivos; es decir pueden detectar condiciones de sobrecorriente no sólo de su zona de protección sino de una adyacente. Sin embargo, en un caso práctico esta selectividad entre relés de sobrecorriente protegiendo diferentes elementos del sistema puede obtenerse, en base a la sensibilidad o al tiempo de operación ( o ambos ) - dependiendo de las curvas características de operación - de cada relé. A su vez, los relés direccionales se los usa amenudo con los de sobrecorriente para conseguir y asegurar la selectividad.

Otro inconveniente sobre estos relés es que están afectados por las variaciones de las magnitudes de las corrientes de falla provocadas por cambios en operación del sistema y por su configuración. - Su uso se limita en la actualidad a circuitos de baja tensión o de baja potencia donde el aspecto económico es un factor determinante. Su aplicación en circuitos de alta tensión modernos se reduce a protección de retaguardia antes que a protección primaria.

---

C A P I T U L O            C U A R T O

COORDINACION DE LOS APARATOS DE PROTECCION CONTRA

SOBRECORRIENTE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION;-

PROTECCION DE TRANSFORMADORES, CONDUCTORES Y BANCOS DE  
CONDENSADORES.--

4.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y SU SOLUCION.

En un sistema eléctrico de distribución pueden ocurrir fallas temporales y permanentes siendo las dos indeseables bajo todo punto de vista según se estudió en el Capítulo Primero de esta tesis. Las fallas temporales hay que despejarlas a la brevedad posible; las del tipo permanente deben ser restringidas a la longitud más pequeña posible del circuito.-

**Solución:**

La protección antes indicada se obtiene mediante la "COORDINACION" del equipo respectivo lo cual significa - hacer la selección y empleo del mismo para conseguir los fines deseados o sea despejar al mínimo tiempo las fallas temporales y aislar las fallas permanentes con el mínimo

de consumidores afectados. Con la coordinación bien planeada se logra ocurrida una falla permanente el aparato protector opere y despeje antes que el aparato protegido con el objeto de aislar la falla y permitir que la corriente normal de carga continúe circulando en las zonas sanas del circuito.

#### 4.2 COORDINACION Y SU SIGNIFICADO.-ELEMENTOS DE COORDINACION.

Se dice que los aparatos de protección estudiados en el capítulo anterior están coordinados en un circuito cuando una vez ocurrida una falla permanente, la única sección que se desconecta por acción de estos aparatos al mínimo tiempo es la más cercana al punto de la avería después del aparato protector.

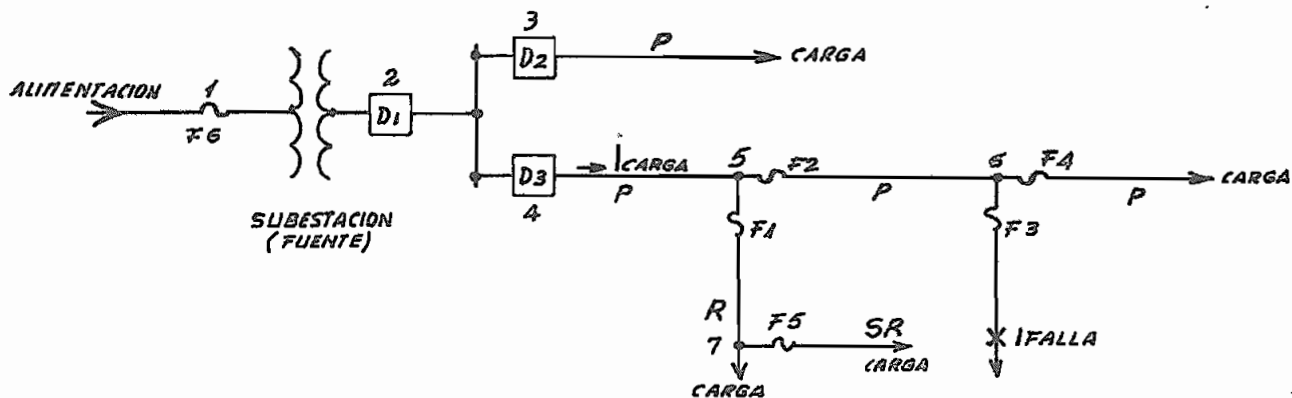
Elementos de Coordinación: Figura 4.1

Los elementos que forman parte o de los cuales nos servimos para realizar un trabajo de coordinación son:

- a) Los puntos donde se ubican los aparatos de protección se denominan "puntos de coordinación", los mismos que se establecen por lo general en la subestación, en los alimentadores, ramales y subramales hasta los fusibles de alta tensión de los transformadores de distribución.
- b) El equipo de protección y sus accesorios ubicados en los puntos de coordinación.
- c) Fuente de alimentación a la falla: que en nuestro caso se refiere a la subestación de distribución de la cual parten los alimentadores en forma radial.

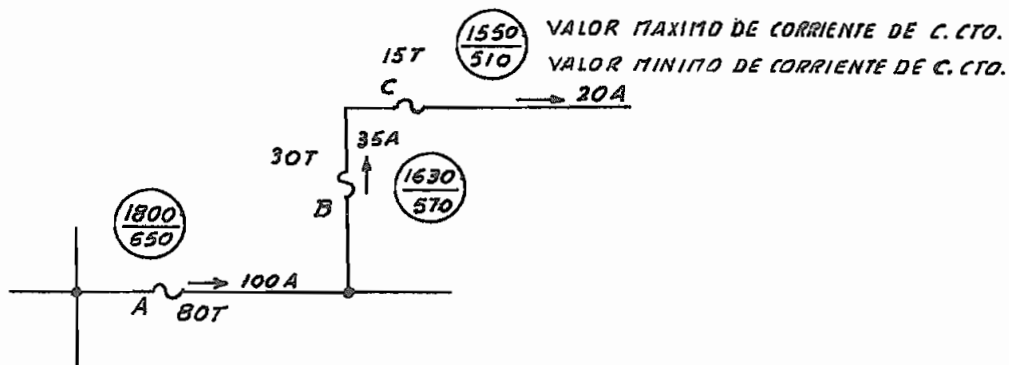


FIG. 4-1  
ELEMENTOS DE COORDINACION



ELEMENTOS DE COORDINACION:  
 1-2-3-4-5-6-7 = PUNTOS DE COORDINACION  
 F1 a F6 = FUSIBLES } EQUIPO DE PROTECCION  
 D1 a D3 = DISYUNTORES }  
 P = PRIMARIO  
 R = RAMAL  
 SR = SUBRAMAL

FIG. 4-2  
COORDINACION DE ELEMENTOS FUSIBLES



- d) Circuitos diversos: primarios ,ramales, subramales.
- e) Corrientes: corriente o corrientes de régimen permanente. Corrientes de falla máxima y mínima determinadas previamente para cada punto de coordinación.
- f) Aparato protector: se denomina al aparato que está más cerca al punto de falla hacia el lado de la fuente de alimentación.
- g) Aparato protegido: es aquel más cercano al aparato protector, también en el lado de alimentación.

#### Principios de Coordinación:

- a) El aparato protector debe despejar una falla transitoria o permanente antes que el aparato protegido.
- b) Las interrupciones provocadas por las fallas permanentes deben ser restringidas a la sección más pequeña del sistema durante el tiempo más corto.

### 4.3

#### PRINCIPIOS DE PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.-

- a) Consideraciones básicas sobre protección de circuitos:

- La protección de los circuitos de distribución contempla dos consideraciones básicas:

- Diseñar y mantener los circuitos de tal manera que se tenga en ellos el mínimo número de fallas.
- Disminuir al máximo los efectos producidos por las fallas.

b) Protección contra fallas temporales:

La mejor forma de hacerles frente es por medio de aperturas y recierres automáticos de la línea. Se tiene la condición más óptima cuando todo el circuito alimentador está protegido por equipo automático de recierre sean estos disyuntadores con relés o reconectadores automáticos. Si el apa--rato de protección en la subestación no alcanza a cubrir - hasta los extremos del circuito este debe ser complementado por reconectadores instalados en puntos convenientes.

c) Protección contra fallas del tipo permanente:

Cuando ocurre una falla permanente se requiere que la sección o secciones averiadas de la línea sean automáticamente desconectadas del resto de la misma de tal manera - que el mínimo de consumidores sean afectados por la interrupción. Esta operación puede lograrse con el uso de fusibles desconectadores en serie, reconectadores con seccionalizadores en serie, o reconectadores-seccionalizadores y fusibles en serie, siendo este último caso el más caro.

d) Protección combinada contra fallas permanentes y temporales:

En una línea genrelamente se tiene los dos tipos de fallas, permanentes y temporales, por los mismo el proble--ma de protección se reduce a la selección del tipo o ti--pos de los aparatos más adecuados sobre un determinado a--limentador, ramal o subramal.

e) Casos especiales de protección:

De gran importancia en el área de distribución es el diseño de la protección contra fallas en los alimentadores que sirven a consumidores importantes, donde ciertas precauciones deben ser tomadas contra las fallas momentáneas y permanentes debido a los efectos perjudiciales de estas. Para estos casos se presentan las siguientes sugerencias:

- a) Acortar los alimentadores de distribución para reducir su exposición a posibles fallas y accidentes.
  - b) Seleccionar los alimentadores o alimentador que tenga el mejor registro de operación.
  - c) Seleccionar la tensión más óptima de alimentación para la carga del consumidor.
  - d) Instalar reconectores tras la carga más crítica para aislar las averías en circuitos de menor importancia previniendo así el disparo de un disyuntor general el cual afectaría a toda la instalación.
  - e) Usar cables aislados aéreos en los sitios de peligro.
  - f) Aumentar los espaciamientos entre las fases y entre estas y tierra cuando sean necesarios.
  - g) Seccionar el alimentador, ramal o subramal en puntos convenientes.
-

4.4

COORDINACION DE ELEMENTOS FUSIBLES

Hay tres métodos que permiten coordinar los elementos fusibles entre si ; en orden de importancia estos son: usando las curvas tiempo-corriente , usando las tablas de coordinación y un tercero experimental basado en la observación de comportamiento de los tipos de fusibles.

4.4.1

MÉTODO USANDO LAS CURVAS TIEMPO-CORRIENTE

Este método permite coordinar elementos fusibles del mismo tipo o de dos tipos combinados. Veamos un ejemplo según la figura 4.2.

Se tiene como datos las corrientes mínima y máxima de falla , y las de carga para cada punto de coordinación , se supone además que se utiliza sólo fusibles tipo T (lentos).

- 1- De acuerdo con las características de los fusibles para 20 amperios de carga normal en el ramal C nos sirve un fusible 15T el cual tiene un tiempo de despeje máximo de 0,021 segundos para 1550 amperios de falla máxima en el punto de coordinación C. En este caso el mínimo tiempo de fusión no nos interesa puesto que C es el último punto de coordinación.
  
- 2- Para soportar 35 amperios de régimen continuo, estar coordinado con el fusible 15T y soportar una corriente de falla de 1630 amperios máximos no nos conviene un fusible 20T puesto que este soporta sólo hasta 30 amperios. El inmediato superior es el 25T que puede soportar hasta 38 amperios con un mínimo tiempo de fusión de

de 0,016 segundos, pero este tampoco se ajusta a nuestras necesidades ya que se funde más pronto que el último fusible. Pasamos entonces al siguiente calibre de fusible o sea al 30T con un mínimo tiempo de fusión de 0,028 segundos.

La relación máximo tiempo de despeje sobre mínimo tiempo de fusión para los elementos fusibles 15T y 30T es  $0,021/0,028 = 0,75$  o sea estamos dentro del límite para obtener coordinación.

3- El siguiente fusible para el ramal A sería un 80T que puede soportar una corriente de régimen continuo de 105 amperios e interrumpir una corriente de falla de 1800 amperios el cual coordina también con el fusible anterior o sea el 30T. La relación máximo tiempo de despeje sobre mínimo tiempo de fusión es  $0,044/0,120 = 0,37$  para la combinación de fusibles 80T-30T .

Los resultados de la coordinación entre todos los fusibles se tabulan a continuación:

Localización del Fusible Protegido	Protegido Fusible	Protector Fusible	I. Falla Amps.	C. Carg. Amps.	MT sgds.	CT/MT %
C	15T	-	1550	20	-	-
B	25T	15T	1630	35	0,016	131
B	30T	15T	1630	35	0,030	75
A	80T	30T	1800	100	0,120	37

Notas: no coordina el fusible 25T con el 15T

MT = mínimo tiempo de fusión en segundos

CT = máximo tiempo de despeje en segundos.

#### 4.4.2 METODO MEDIANTE EL USO DE LAS TABLAS DE COORDINACION.

Para este método se requiere que los elementos fusibles trabajen dentro de su capacidad de corriente de régimen continuo y que sean usados en la caja portafusible correspondiente.

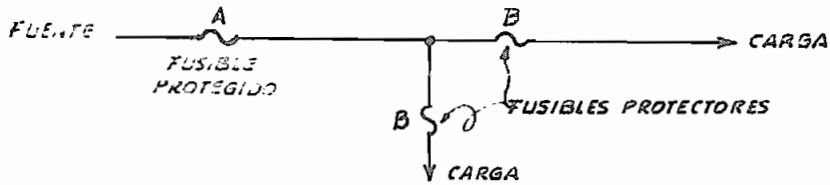
Las tablas de coordinación son publicadas por los diversos fabricantes de equipo eléctrico de protección en sistemas de distribución. Ejemplo las tablas publicadas por la casa Line Material, Sección 240-30 páginas 3 y 4, 15 marzo de 1962, del Catálogo "Aparatos". Estas dan para un mismo tipo de fusibles protector y protegido o combinación de tipos la máxima corriente de falla para la cual se asegura una adecuada coordinación.

Volviendo al ejemplo anterior vemos que en la tabla de coordinación la combinación 15T con 30T y 30T con 80T si se ajustan a las condiciones del circuito de acuerdo con los valores de las corrientes de falla. Estas tablas se basan en curvas de máximo tiempo de despeje para los fusibles protectores y en 75% de las curvas de mínimo tiempo de fusión para los fusibles protegidos. Ver la figura 4.3. y la tabla 4.1.

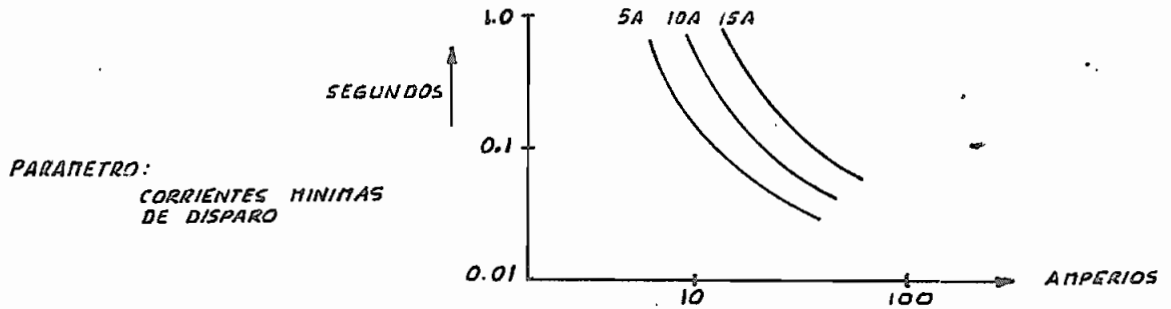
#### 4.4.3 METODO EXPERIMENTAL

Este se ha determinado en forma aproximada para la coordinación de fusibles IEEE-NEMA del mismo tipo. Resulta útil cuando las corrientes de carga y de falla disminuyen con bastante linealidad conforme los puntos de coordinación se alejan de la subestación.

**FIG. 4-3**  
**COORDINACION DE FUSIBLES. UBICACION DE LOS ELEMENTOS PROTECTORES Y PROTEGIDOS**

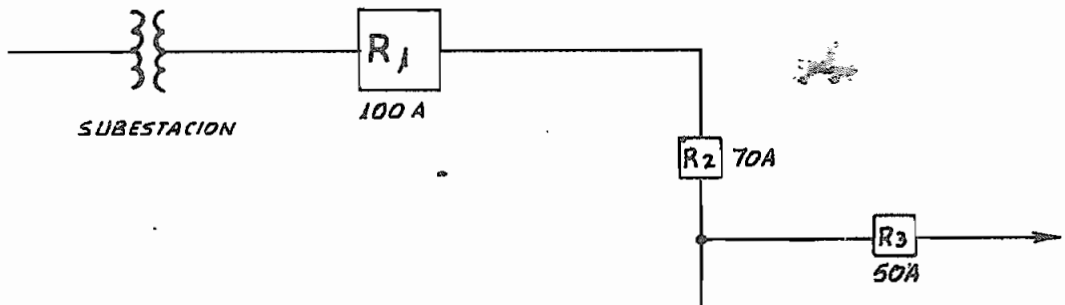


**FIG. 4-4**  
**CURVAS DE DISPARO DE LOS RECONECTADORES**  
 LAS CURVAS DE LOS RECONECTADORES SE DESPLAZAN HACIA LA DERECHA CONFORME LAS CAPACIDADES DE DISPARO MINIMO AUMENTAN



CANBIANDO LAS SECUENCIAS DE UN MISMO RECONECTADOR LAS CURVAS SE DESPLAZAN HACIA ABAJO O HACIA ARRIBA DE SU POSICION INICIAL

**FIG. 4-5**  
**COORDINACION DE RECONECTADORES USANDO DIVERSOS TAMAÑOS DE BOBINAS**



AJUSTES PARA DOS OPERACIONES RAPIDAS + DOS RETARDADAS EN TODOS LOS RECONECTADORES



En el segundo grupo están los reconectores de capacidad intermedia y alta controlados hidráulicamente o electrónicamente o que requieren energía de las bobinas serie y de cierre; para este caso se los coordina usando las curvas -- tiempo - corriente y los intervalos de recierre.

La coordinación de reconectores trifásicos en serie no difiere mucho de la de los aparatos monofásicos o de -- estos entre sí. Si los reconectores tienen mecanismos de -- regulación similares sus curvas tiempo-corriente son paralelas lo cual facilita la coordinación. Conforme se aumenta la capacidad de las bobinas las curvas se desplazan hacia -- la derecha según se indica en la figura 4.4.

#### 4.5.1. COORDINACION DE RECONECTADORES OPERADOS POR BOBINAS DE DIS- PARO SERIE.

En orden ascendente de importancia se describen tres métodos de coordinación:

- 1.-Usando tamaños de bobinas de tamaños adyacentes con un mismo tipo de reconector y las mismas secuencias de o peración.
- 2.-Usando los mismos tamaños de bobinas, el mismo tipo de re conectador pero diferentes secuencias de operación.
- 3.-Cambiano los tamaños de las bobinas, secuencias de opera ción y tipos de los reconectores.

Estos tres métodos se basan en los siguientes principios referentes a las curvas tiempo-corriente de dos reconectores operando en serie:

- A.-Cuando sus curvas operan con una separación menor a la de

dos ciclos (0,033 segundos) ocurrirá casi simultáneamente la operación rápida de ambos aparatos.

B.-Cuando las curvas operan con una separación entre los dos y los doce ciclos ( 0,033 segundos y 0,198 segundos ) se puede tener una operación simultánea de los dos reconec\_tadores.

C.-Curvas con una separación mayor a los doce ciclos (0,198 segundos) hará que no haya operación simultánea de los re-conectores.

Ejemplos de Coordinación:

Primer método: Usando diversos tamaños de bobinas.-Figs.4.5 y 4.6.

Consideremos una falla de 1000 amperios:

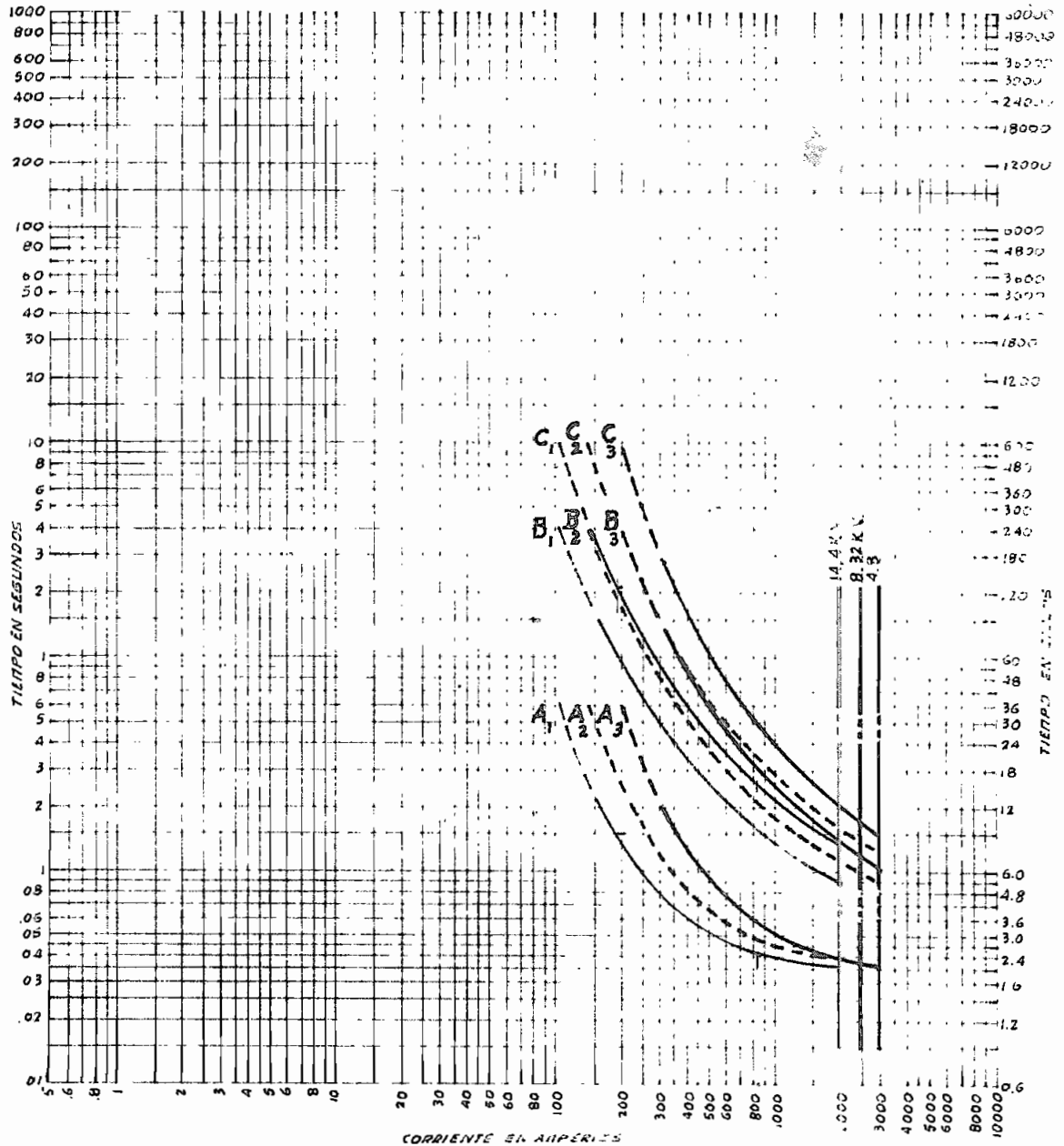
Las curvas de característica rápida tienen una separación menos a los dos ciclos, luego este cortocircuito en el lado de carga del reconectador de 50 amperios provocará que todos los aparatos -- realicen su operación rápida simultáneamente.

Para el ciclo retardado y los mismos 100 amperios de falla, la separación entre las curvas es de de las unidades de 50 y 70 amperios es de 3 ciclos y de 7 entre entre las curvas de los reconectadores de 70 y 100 amperios, por lo mismo se puede pre\_sentar en este caso una operación simultánea.

Para una falla de 500 amperios:

La separación entre las curvas de secuencia retardada de las unidades de 50 y 70 amperios es de 13,7 ciclos y de 28,8 ciclos entre las de 70 y

FIG. A-6



CURVAS TIEMPO - CORRIENTE DE LOS RECONECTADORES

A<sub>1</sub> - B<sub>1</sub> - C<sub>1</sub> = CURVAS DEL RECONECTADOR DE 50 A.

A<sub>2</sub> - B<sub>2</sub> - C<sub>2</sub> = CURVAS DEL RECONECTADOR DE 70 A.

A<sub>3</sub> - B<sub>3</sub> - C<sub>3</sub> = CURVAS DEL RECONECTADOR DE 100 A.

100 amperios. Por los mismo este valor de falla asegura una coordinación positiva entre los reconectadores, a pesar de que se presentaría una operación en "cascada limitada" debido a que las curvas de operación rápida no están lo suficientemente separadas. "Cascada limitada" indica que en este caso R3 ( más lejano a la subestación) realiza su operación rápida siguiéndole luego R1 antes que la unidad R3 sea capaz de abrir el circuito definitivamente. Es decir para una falla de 500 amperios en el lado de carga del reconectador de 50 amperios, todos los aparatos actuarían en su ciclo rápido casi simultáneamente; para la operación retardada, actuaría primero la unidad protectora de 50 amperios R3 abriendo antes que la de 70 y la de 100 amperios. R3 abre primero para una falla permanente y permitiría que las unidades de 70 y de 100 amperios reconecten nuevamente y continúen manteniendo el servicio a excepción de la zona protegida por R3.

Segundo método: Seleccionando las secuencias de operación.

Ver figura 4.7.

Se aplica este método cuando cargas grandes muy cercanas a la subestación requieren una protección con reconectadores. Teniéndose a la vez que interrumpir fuertes corrientes de falla. En la figura 4.7 todos los reconectadores son de 80 amperios, sin embargo la unidad protegida se la ha graduado para la secuencia 1A3C mientras que las unidades protectoras se las ha ajustado para 2A2B.

Para una falla en el punto F:

Los reconectadores harán una operación rápida simultáneamente debido a que todos tienen

el mismo nivel mínimo de disparo. Luego las unidades protectoras R2 y R3 realizan su segunda operación rápida antes de que R1 realice su primera operación retardada. Si la falla es permanente la unidad protectora R2 abre permanentemente el circuito antes de que R1 opere en su curva C que es más lenta que la curva B.

Una falla en un ramal provoca una ligera interrupción en las cargas conectadas a lo largo del alimentador. Abriría sólo durante una falla permanente en el punto K en el primario de la subestación, (circuito principal antes de la derivación).

Tercer Método: Combinando tamaños de bobinas, secuencias de operación y tipo de reconectador: ver figura 4.8.

Este es el mejor método y el más recomendado siempre que sea posible aplicarlo. Este simplifica la coordinación con fusibles en el lado de carga del reconectador protector. Permite que los niveles mínimos de disparo sean ajustados más estrechamente a las condiciones de carga y que se mantenga protección al alimentador entre las unidades protectoras y protegidas.

En la figura 4.8 para una mejor coordinación con los fusibles en el lado de carga de R2, R3 y R4; estos deberían operar en las secuencias 2A2B o 2A2C. R1 podría ser ajustado para 1A3B o 1A3C o todas las cuatro operaciones retardadas para evitar una operación en cascada limitada. Además con los ajustes 1A3B o 1A3C se ofrece mayor protección contra fallas temporales de gran magnitud en el alimentador principal.

Usando en este ejemplo el método secuencial, los reconectadores indicados en la figura 4,8 no serían de mucha utilidad práctica. Instalando por otro lado tres reconectadores de 140 amperios, monofásicos, en los ramales, reducirían las posibilidades de coordinación con los fusibles. Usando la misma secuencia se haría que R1 opere sin necesidad durante las fallas ocurridas en el lado de carga de los fusibles.

4.5.2. COORDINACIÓN DE RECONECTADORES OPERADOS POR BOBINAS DE DISPARO SERIE Y DE CIERRE.

Puede realizarse en los aparatos monofásicos o trifásicos de capacidad intermedia y alta. El método se basa en realizar una combinación de tamaños de bobinas, y de secuencias de operación con las restricciones de separación entre curvas indicadas anteriormente con la excepción de que la posibilidad de operación instantánea simultánea es remota cuando las curvas están separadas por más de 8 ciclos. Se debe anotar también que en los reconectadores de este tipo los intervalos de recierre, de 30 a 120 ciclos, son otras variables que deben ser consideradas en los estudios de coordinación.

**Disparo para fallas a tierra:**

Es posible tener esta operación en los reconectadores de este grupo. Si se emplea este disparo debe ponerse atención en la coordinación de aparatos monofásicos y trifásicos. En efecto el ajuste de disparo mínimo a tierra de la unidad protegida debe ser mayor que la máxima corriente de carga en el reconector protector monofásico más grande; en esta forma se asegura

que un reconectador protector al abrir permanentemente el circuito no active la bobina de disparo para fallas a tierra de la unidad protegida y provoque la apertura de las tres fases de este aparato.

El mecanismo de disparo a tierra debe estar ajustado para tener iguales o menores operaciones rápidas que las secuencias de operación de las fases debido a que el reconectador podría contar fallas monofásicas en la curva más rápida de disparo de las fases.

#### 4.5.3 ACCESORIOS PARA LOS RECONECTADORES TRIFÁSICOS Y SUS FUNCIONES

Respecto a los accesorios para los reconectadores, estos son diversos para cada tipo o clase de aparato. En especial para los reconectadores trifásicos Clase Fuerza II y III (comprendidos entre los 1500 y 12000 amperios, y tensiones de 4,8 8,32 y 14,4 KV) algunos de los cuales son usados generalmente usados en las subestaciones de distribución.

La variedad de accesorios ha aumentado en la relación de la demanda y el uso de los reconectadores. El material descriptivo correspondiente se encuentra en los catálogos y boletines informativos de los fabricantes de equipo eléctrico de protección. Así por ejemplo entre estos accesorios se tienen: transformador trifásico de intensidad, mecanismo solenoide para fallas a tierra, mecanismo solenoide de disparo, mecanismo solenoide de bloqueo, mecanismo solenoide de apertura, mecanismo solenoide de cierre, suiches auxiliares, suiche indicador de apertura, solenoide de cierre a corriente continua etc..

FIG. 4-7

COORDINACION DE RECONECTADORES SELECCIONANDO LAS SECUENCIAS DE OPERACION Y USANDO IDENTICOS APARATOS.

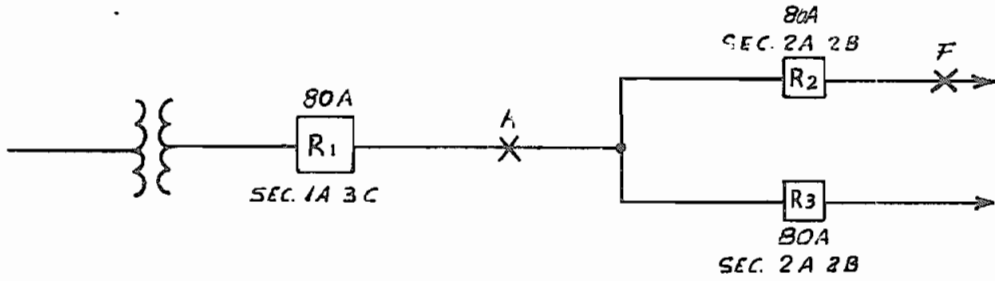
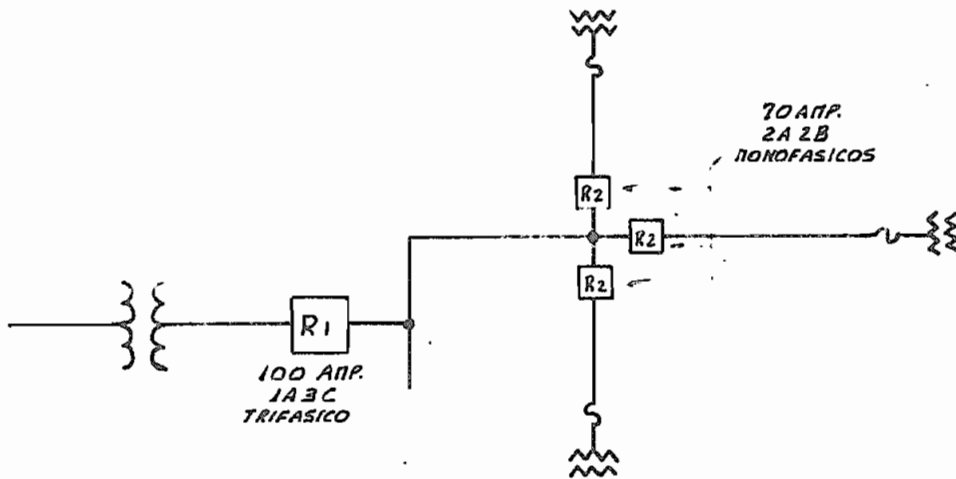


FIG. 4-B

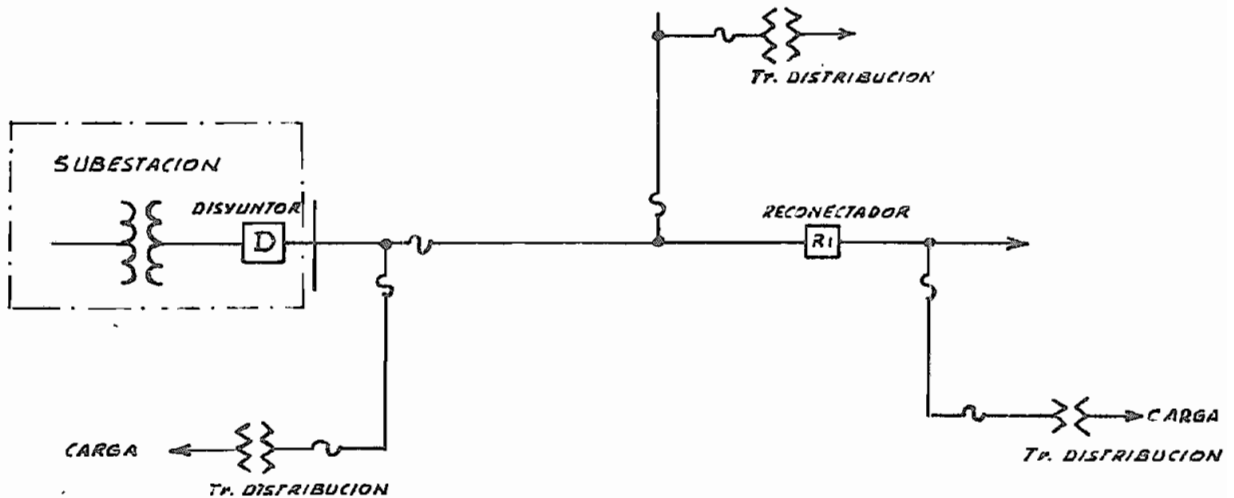
COORDINACION DE RECONECTADORES SELECCIONANDO TAMAÑOS DE BOBINAS SECUENCIAS DE OPERACION Y TIPOS DE RECONECTADORES



$R_1$ : 100 AMP, 1A 3C ( 1 OPERACION RAPIDA + 3 RETARDADAS )  
 $R_2$ : 70 AMP, 2A 2B ( 2 OPERACIONES RAPIDAS + 2 RETARDADAS )

FIG. 4-9

COORDINACION DE DISYUNTOR CON RECONECTADOR





4.5.4 MERITOS RELATIVOS DE LAS DIVERSAS SECUENCIAS DE OPERACION DE LOS RECONECTADORES

Siendo como son importantes para la coordinación las diversas secuencias de los reconectores conviene el explicar los méritos relativos que se tiene con una u otra de estas:

a) Dos rápidas más<sup>2</sup>retardadas: 2X2B ó 2A2B :

Es excelente para la coordinación con fusibles y con los relés de los disyuntores de retaguardia. Buena para coordinar con los seccionalizadores. A su vez permiten que el reconector pueda soportar golpes de corrientes.

Como desventajas se anota que no conviene para la coordinación serie reconector-seccionalizador-fusible.

Es la secuencia más comunmente usada. Se dice además que esta despeja el 90% de las fallas durante la operación instantánea, el 5% durante la tercera operación cuando despeja el fusible protector y el 5% restante por la apertura durante una falla permanente. Como vemos los ventajoso de esta secuencia es que se acerca a la teoría de que hay más fallas del tipo transitorio que permanente.

Respecto a la desventaja anotada al tener la instalación serie reconector-seccionalizador-fusible, se indica que el segundo aparato contaría al despeje del fusible como una tercera operación del sistema lo cual no es conveniente. Se recomienda entonces el instalarlos en este orden reconector-fusible-seccionalizador, estando ajustado el último para tres cuentas.

b) Dos rápidas mas dos retardadas: 2X2B ó 2A2C

Como ventajas tenemos que el rango de coordinación con los fusibles es mayor que la que se cónsigue con la secuencia anterior. Es buena también para soportar golpes de corriente. Con esta secuencia existe la posibilidad de operación en cascada limitada. Una desventaja de esta secuencia es que el tiempo total de operación es mayor que la anterior.

La operación de cascada limitada puede ocurrir cuando dos reconectores de tamaño adyacente están coordinados en serie y cada uno está calibrado para dos operaciones rápidas mas dos retardadas.

c) Dos rápidas mas dos retardadas: 2X2D ó 2A2D:

Son buenas para la coordinación con fusibles y para soportar los golpes de corriente. Hay la posibilidad de operación en cascada limitada cuando los reconectores están coordinados en serie.

d) Secuencias 1X3B, 1A3B, 1X3C, 1A3C, 1X3D, 1A3D : Una rápida mas tres retardadas:

Es excelente para la coordinación serie reconector-seccionalizador-fusible. Además el tiempo de despeje para fallas temporales es corto. Permite soportar bien los golpes de corriente. Aquí el fusible se funde y despeja la falla en la primera operación retardada, estando el seccionalizador ajustado para tres cuentas.

e) Cuatro operaciones rápidas:

Es una adecuada secuencia para coordinar con los dis-

yuntores en aceite de retaguardia. Tiene en cambio el inconveniente de que no permite la coordinación con fusibles, ya que estos no tendrían el tiempo adecuado para fundirse durante todas las operaciones rápidas salvo el caso de acumulación de calor.

f) Cuatro operaciones retardadas:

Es adecuada para la coordinación serie reconectador-reconectador sin la posibilidad de operación en cascada limitada. En este caso el reconectador protector debe estar ajustado para la secuencia más rápida.

No hay posibilidad de coordinación con los fusibles puesto que estos se funden y despejan la falla durante la primera operación del reconectador.

#### 4.6

#### COORDINACION DE DISYUNTOR CON RECONECTADOR

Este problema se presenta por lo general en o cerca de la subestación en donde el disyuntor es el aparato de retaguardia. En las subestaciones donde la potencia de cortocircuito en las barras alimentadoras es superior a los 200 ó 250 MVA, los circuitos alimentadores son generalmente protegidos por disyuntores y relés de sobrecorriente. Ver figura 4.9.

Los relés de cada alimentador deben estar calibrados en tal forma que puedan proteger al circuito hasta un punto más allá del primer reconectador en el alimentador principal, pero con el suficiente tiempo de retardo para ser selectivos con el reconectador durante cualquiera o todas las operaciones de este.

Un factor importante para obtener esta selectividad es el tiempo de reposición de los relés de sobrecorriente. Si uno de estos empiezan a operar una vez ocurrida una falla más allá del reconectador, figura 4.9, no tiene tiempo para reponerse completamente después de que el reconectador ha disparado y antes de que este recierre, el relé puede avanzar lentamente hacia la posición de disparo durante las operaciones sucesivas del reconectador. Es decir, no es suficiente hacer que el tiempo del relé sea ligeramente superior al del reconectador.

Una buena regla práctica que sugiere la General Electric es la de que se tendrá una posible carencia de selectividad si el tiempo de operación del relé para cualquier corriente es menor que el doble del correspondiente a la operación retardada del reconectador.

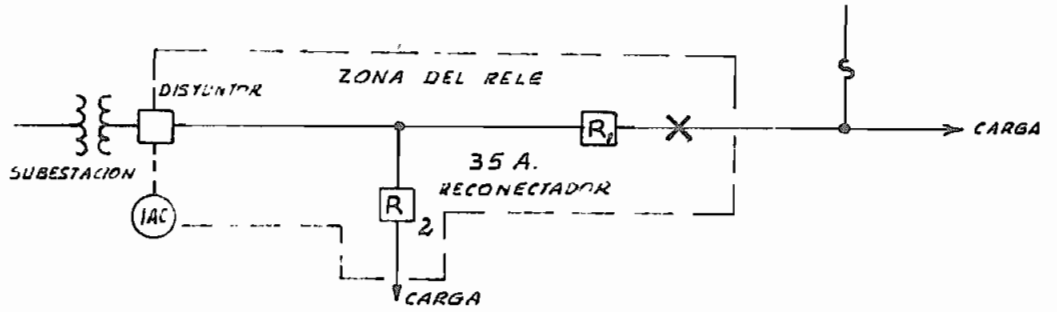
Ejemplo: Tenemos la figura 4.10, referente a la coordinación de un relé con un reconectador. La fuente de información proviene del folleto de la General Electric N° GET-1751A, titulado: "Manual de Aplicación sobre protección contra cortocircuitos en los Sistemas de Distribución".

Las curvas tiempo-corriente A y B de la figura 4.10' son las de operación instantánea y a tiempo retardado de un reconectador de 35 amperios nominales. La curva C es la de un relé General Electric tipo IAC de característica muy inversa, con regulación 1 en el disco de ajuste de tiempo y en una derivación de 4 amperios, 160 amperios en el primario del transformador de intensidad con una relación 200 a 5.



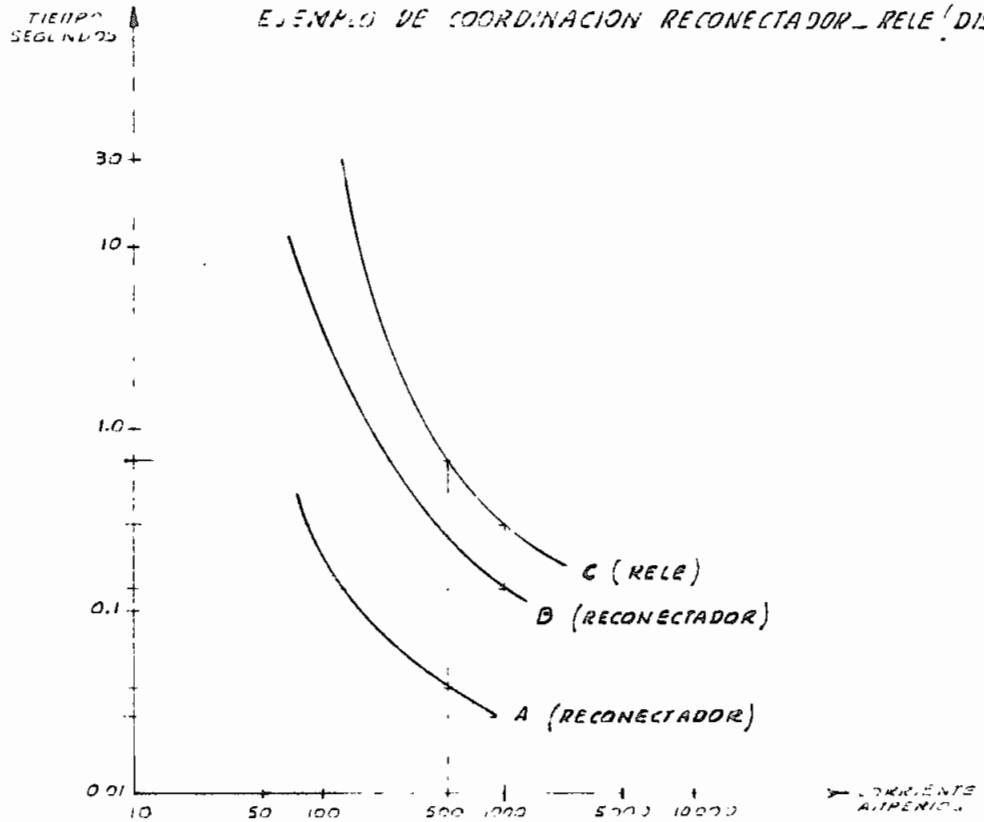
FIG. 4-10

EJEMPLO DE COORDINACION DE UN DISYUNTOR Y UN RECONECTADOR



F. S. 4-10'

EJEMPLO DE COORDINACION RECONECTADOR-RELE (DISYUNTOR)



- A — CURVA DE APERTURA RAPIDA DEL RECONECTADOR
- B — CURVA DE APERTURA RETARDADA DEL RECONECTADOR
- C — CURVA CARACTERISTICA DEL RELE IAC

Primer disparo instantáneo			% desplazamiento del Relé
<u>Tiempo Op.Inst.del Reconnectador</u>	=	<u>0,036</u>	= 0,056 + 5,6
Tiempo de operación del relé		0,65	
Apertura del Reconnectador ( 1seg)	1/6	= 0,167	-16,7

Primera Operación de Tiempo Retardado:

<u>Tiempo Op.Retard.del Reconnectador</u>	=	<u>0,25</u>	= 0,385 +38,5
Tiempo de operación del relé		0,65	
Apertura del Reconnectador ( 1seg)	1/6	= 0,167	-16,7

Segunda Operación de Tiempo Retardado:

<u>0,25</u>	= 0,385	+38,5
0,65		

Desplazamiento neto del relé:

60,3 + =(38,5 + 38,5 +-16,7) del total hacia la posición de operación. Es decir que el relé en su desplazamiento carece aproximadamente de un 40% de su total cierre sus contactos y opere al disyuntor:  $0,4 \times$  Tiempo de Operación del relé =  $0,4 \times 0,65$  segundos = 0,26 segundos. -Un margen de 0,15 a 0,20 segundos es generalmente considerado deseable a fin de compensar los errores por publicación de las curvas y errores en las lecturas. En nuestro ejemplo se dice que si hay selectividad de operación.

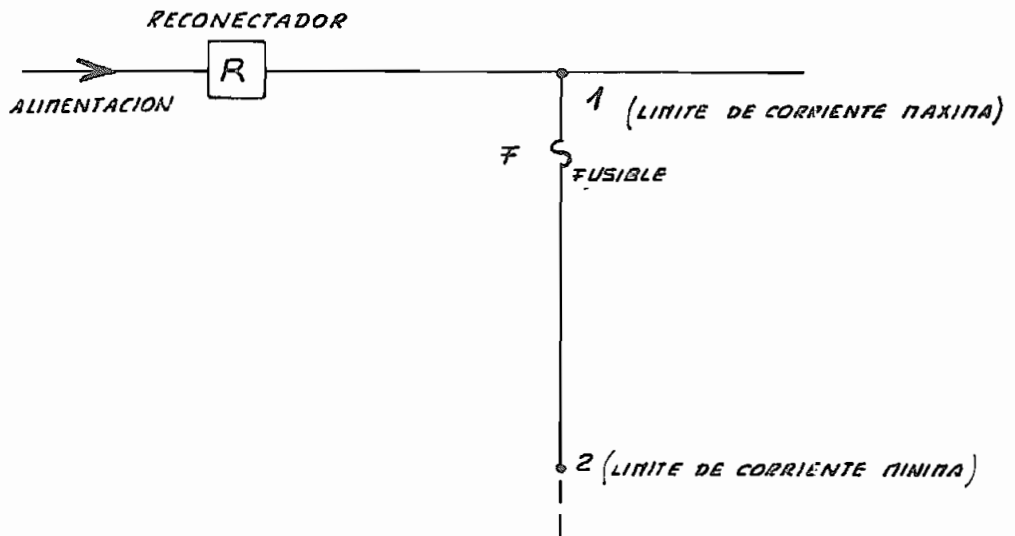
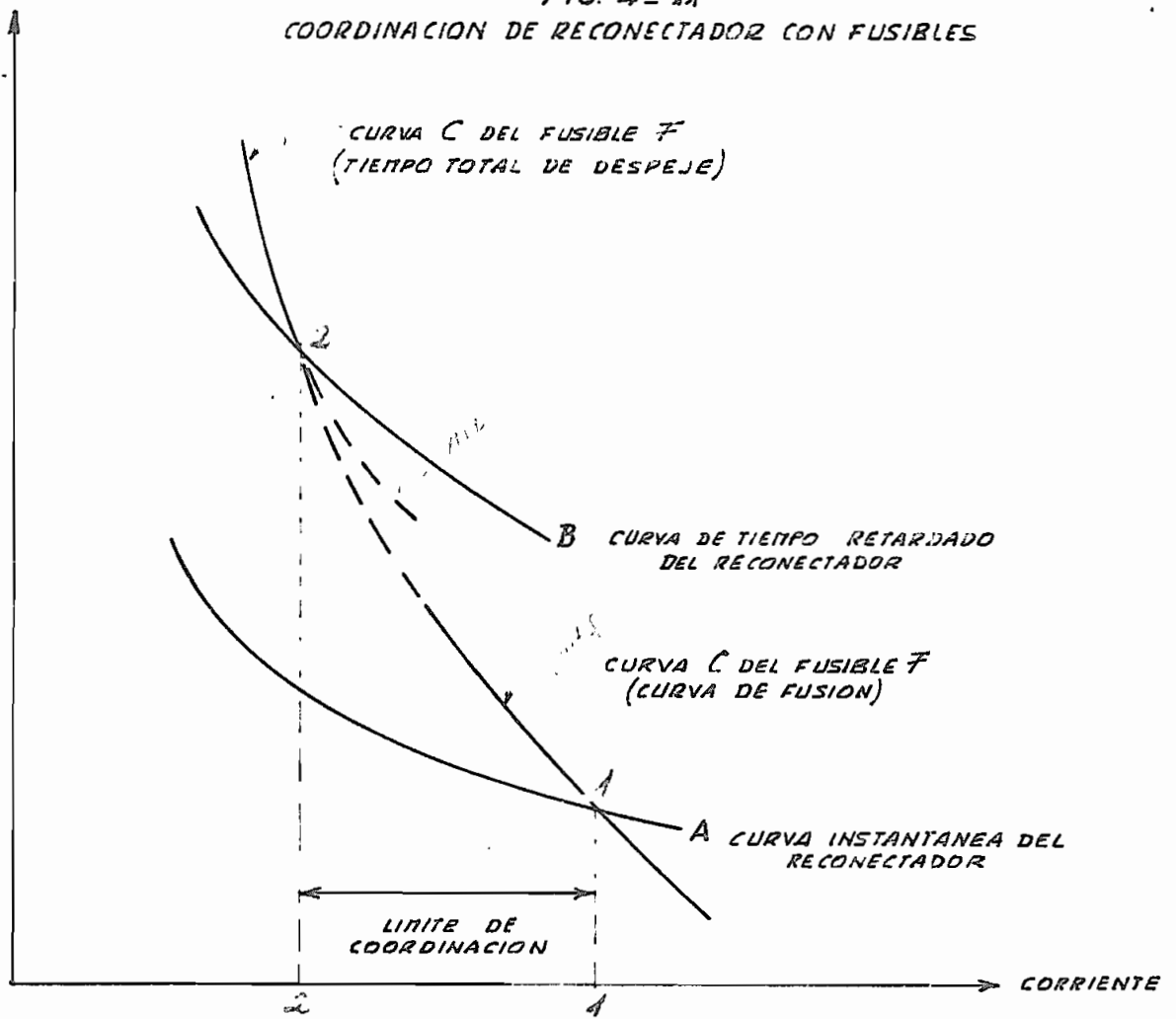
#### 4.7

#### COORDINACION DE RECONNECTADORES CON FUSIBLES

Esta coordinación, con los fusibles en el lado de carga del reconnector se realiza mediante las curvas tiempo-corriente y las tablas de coordinación correspondientes.

TIEMPO

FIG. 4-1A  
COORDINACION DE RECONECTADOR CON FUSIBLES





En la figura 4.11 se han sobrepuesto las características tiempo-corriente de un fusible con las curvas típicas de un reconectador. La curva C del fusible está constituida por dos partes: la porción superior, representando el tiempo total de despeje y la inferior, la curva de fusión del fusible. La intersección de estas curvas con las curvas A (instantánea) y B (retardada) del reconectador definen los límites entre los cuales se puede lograr una coordinación.

Este procedimiento anotado, sería correcto al asumir ciertas consideraciones de simplificación como son el calentamiento y el enfriamiento alternados que sufre el fusible conforme el reconectador realiza sus secuencias de operación, efectos que en este caso no se los tomaría en cuenta. Se concluye entonces que en un trabajo de coordinación hay que introducir correcciones a las curvas de los fusibles. En la figura 4.13 se observa el calentamiento y el enfriamiento que tiene el fusible durante la operación del reconectador.

Supongamos que el fusible va a estar protegido por dos aperuras rápidas del reconectador; por lo mismo es necesario comparar la entrada de calor al fusible y ver que no se dañe térmicamente durante estas operaciones. La figura 4.14 - presenta la coordinación fusible -reconectador considerando los ajustes de las curvas por los efectos de calentamiento y enfriamiento. Los nuevos límites obtenidos en este caso son a' y b'.

La coordinación se establece, haciendo la corrección en la siguiente forma; ver figuras 4.14 y 5.15: El fusible F debe estar protegido contra quemazones o a ser dañado térmi-

FIG. 4-12  
COORDINACION RECONECTADOR - FUSIBLE SIN CORRECCION

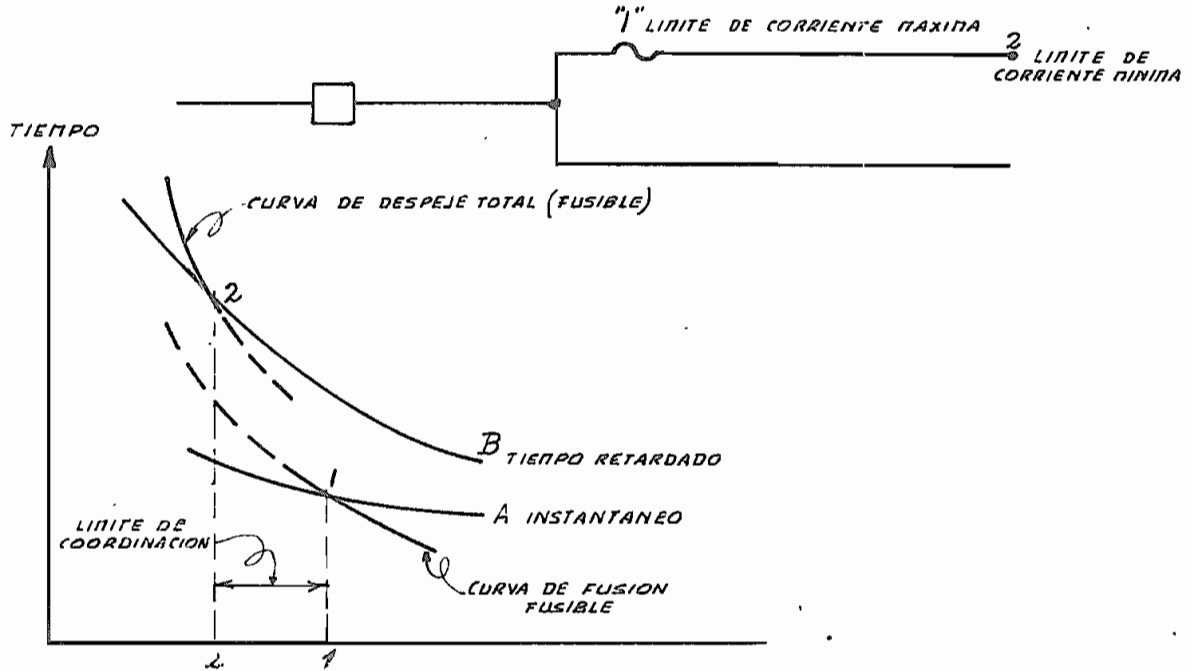


FIG. 4-14  
COORDINACION RECONECTADOR - FUSIBLE CON CORRECCION TERMICA

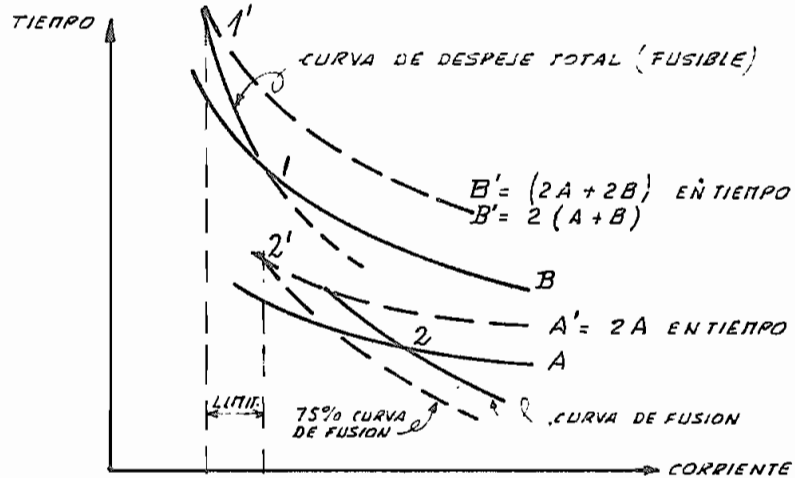


FIG. 4-15  
EJEMPLO DE COORDINACION RECONECTADOR - FUSIBLES

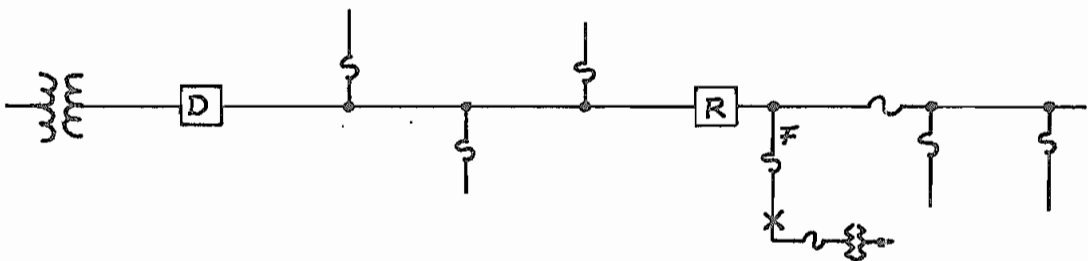
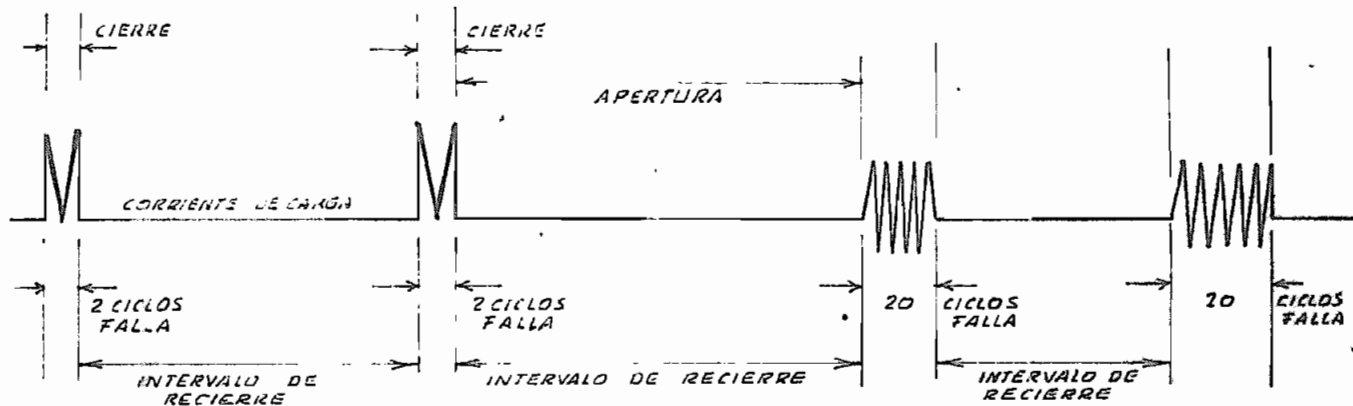
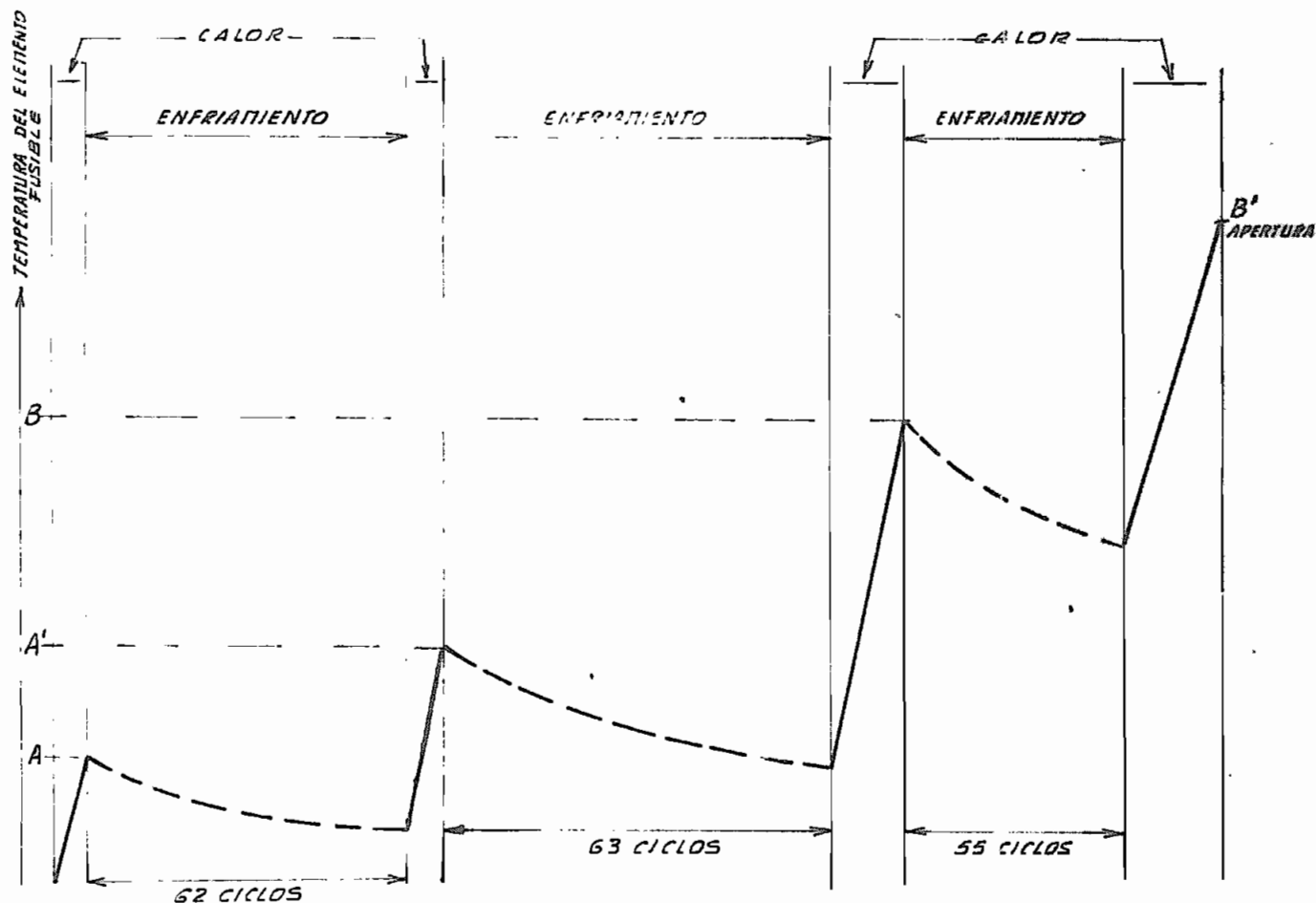


FIG. 4.13  
 ENFRIAMIENTO Y CALENTAMIENTO DEL FUSIBLE POR EFECTO DE LAS OPERACIONES DEL RECONECTOR



CORRIENTE A TRAVES DEL FUSIBLE

camente durante las dos operaciones instantáneas de reconectador en el caso de falla temporal en el punto X. Si la máxima corriente de cortocircuito calculada en el sitio del fusible no excede la magnitud  $b'$ , este se hallará resguardado durante las fallas transitorias. Para cualquier valor de cortocircuito menor que  $b'$  pero mayor que  $a'$  el reconectador disparará en su curva rápida una o dos veces para despejar la falla antes de que se funda el fusible.

Para una falla permanente en el punto X, el fusible F debe quemarse antes de que el reconectador abra el circuito. Si la mínima corriente de cortocircuito al final del ramal es mayor que el valor límite  $a'$  el fusible se quemará antes de que el reconectador opere en su curva de tiempo retardado.

Las tablas de coordinación de fusibles con reconectadores se las consigue de los fabricantes de equipo de protección.

#### 4.7.1 CORRECCION DE LAS CURVAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS FUSIBLES

Se la efectúa en los fusibles que están sometidos a calentamientos y enfriamientos sucesivos por efecto de su instalación en serie con los reconectadores. La corrección se realiza haciendo uso de una ecuación que ha sido experimentada en pruebas de laboratorio y usada sin ninguna dificultad por unos cinco años en la mayoría de las empresas de electricidad de los Estados Unidos de Norte América. Esta calcula un tiempo adicional que debe añadirse a la dada por el fabricante:

$$\text{Tiempo de Corrección} = \frac{I_{300} \times T_d}{I_p} \quad \text{donde:}$$

$I_{300}$  = corriente en amperios a los 300 segundos en la curva dada por el fabricante, la cual va a ser corregida.

$I_p$  = curva en amperios en el punto P, en la curva dada por el fabricante, la cual va a ser corregida.

$T_d$  = tiempo total en segundos desde la apertura hasta el cierre del reconectador ( período de enfriamiento del fusible).

La corrección puede corresponder sea a la curva de fusión o a la curva de máximo tiempo de despeje según el caso :

- a) Cuando el reconectador opera antes que el fusible sea dañado ( el reconectador protege al fusible); aquí la corrección se realiza en la curva de fusión.
- b) Cuando el fusible opera para despejar la falla antes que el reconectador abra el circuito ( el fusible protege al reconectador); aquí la corrección se efectúa en la curva de despeje total.

Es aconsejable el tomar una factor de seguridad debido a las condiciones de manufactura, operación entre los diferentes fusibles, reconectadores y variaciones en las corrientes de carga y en la temperatura ambiente. Esto se hace comparando la curva de disparo rápido del reconectador sobre la gama de corrientes de falla comunes a ambos aparatos, con la curva equivalente a los  $3/4$  ó  $75\%$  de la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible. Para obtener coordinación la curva  $3/4$  del fusible debe estar sobre la curva de operación rápida del reconectador.

FIG. 4-13

TEMPERATURA DE LA SECCION FUSIBLE

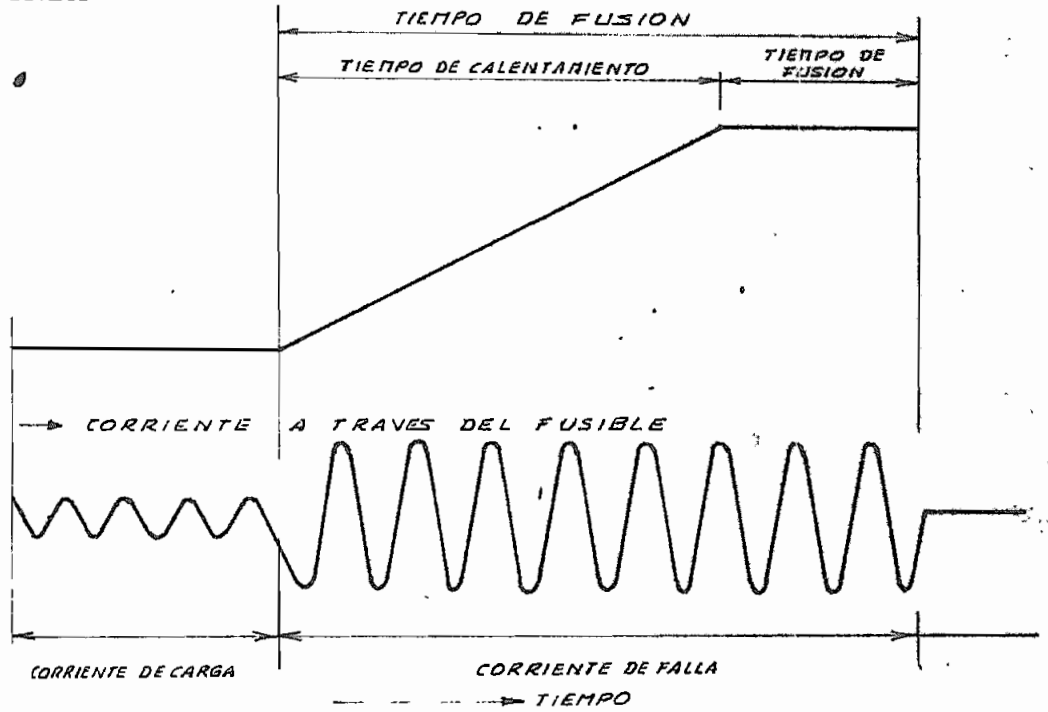
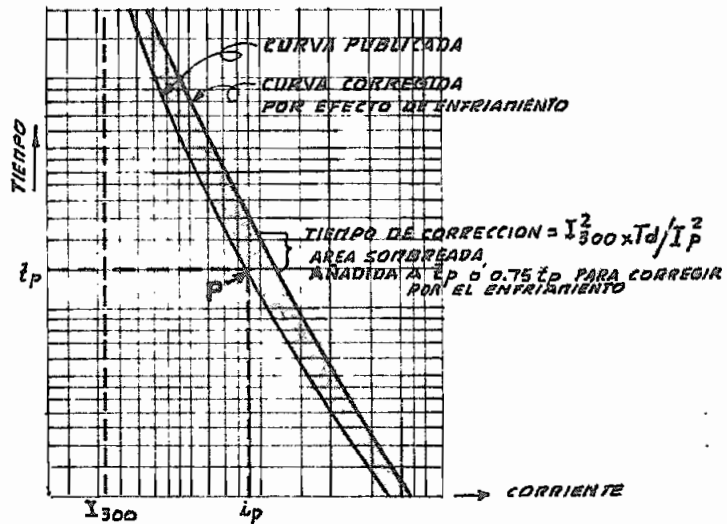


FIG. 4-16  
CURVA TIEMPO CORRIENTE DE UN FUSIBLE COMPENSADA POR EL EFECTO DE ENFRIAMIENTO POR LA APERTURA DEL RECONECTADOR



Para la operación de tiempo retardado del reanectador la curva de despeje total del fusible debe estar algo más baja que la curva del reanectador. El margen del 25% puede no ser necesario en este caso, especialmente si el reanectador tiene algunos disparos con tiempo retardado antes de que abra definitivamente el circuito.

#### 4.7.2 RECOMENDACIONES DE LA CASA LINE MATERIAL

La fábrica americana Line Material recomienda dos guías para el uso de fusibles como aparatos protectores de los reanectadores, es decir cuando estos se encuentran en el lado de carga del reanectador:

- 1.-Para todos los valores posibles de corrientes de cortocircuito en la sección protegida por el fusible, la curva de mínimo tiempo de fusión de este debe ser mayor que el tiempo de despeje correspondiente a la operación rápida del reanectador multiplicada por un factor tal acorde con el tipo de material del fusible y con el número de operaciones rápidas del reanectador y uel intervalo de recierre entre estas operaciones. Estos factores se tabulan a continuación según se trate de fusibles instalados en el lado de carga del reanectador o en el lado de alimentación de este.

Se observa que mientras más corto es el tiempo del intervalo de recierre, menor es el tiempo que el fusible tiene para enfriarse, existiendo una relación inversa entre el tiempo de recierre y el factor a aplicarse cuando el reanectador está ajustado para dos operaciones rápidas mas dos lentas. .

2.-Para todos los valores posibles de corrientes de falla en la zona protegida por el elemento fusible el máximo tiempo de despeje, de este no debe ser mayor que el máximo tiempo de despeje retardado del reconectador con la condición de que su secuencia sea ajustada para dos o más operaciones retardadas.

Tabla 4. II

Factores de Multiplicación "K" para fusibles de estaño:

a) Fusibles en el lado de carga del reconectador.-

Los factores multiplican a los valores de tiempo de las curvas rápidas del reconectador. La intersección de esta curva rectificadada con la de mínimo tiempo de fusión del fusible determina la máxima corriente de coordinación.

Tiempo de recierre en 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) Fusibles en el lado de alimentación del reconectador.-

Los factores multiplican los valores de tiempo de las curvas retardadas del reconectador; la intersección de estas curvas con la curva de mínimo tiempo de fusión determina en este caso la máxima corriente de coordinación.



Tiempo de recierre ciclos	2 Op.Rápidas + 2 Retardads.	1 Op.Rápida + 3 Retardadas.	4 Operaciones 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	1,70	1,8	1,9
240	1,40	1,4	1,45
600	1,35	1,35	1,35

Los valores de la columna promedio en la primera parte de esta tabla se aplican cuando se han dibujado las curvas - rápidas con valores promedios.-Los valores de la columna máxima se aplican cuando las curvas del reconectador se han dibujado usando los valores máximos.

Los fusibles localizados en el lado de alimentación del reconectador se refieren generalmente a los fusibles de fuerza del transformador, los cuales protegen al sistema contra una falla interna en el transformador o para proteger al transformador contra una falla en las barras secundarias. Los fusibles en el lado de alta tensión del transformador deben estar coordinados con el reconectador en tal forma que no interrumpan el circuito para cualquier falla en el lado de carga del reconectador. Por lo mismo todas las operaciones del reconectador deben ser más veloces que la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible.

Ejemplos prácticos de coordinación de fusibles con un reconectador los veremos en el capítulo próximo.

Respecto a la correcta aplicación de los seccionalizadores debe tenerse cuidado de no excederse de sus capacidades momentáneas y de corto tiempo. Esto puede comprobarse siguiendo el siguiente procedimiento:

- a) Establecer la curva cumulativa tiempo-corriente del apgrato protegido. Esta debe incluir sólo las operaciones anteriores a la apertura del seccionalizador.
- b) Se dibuja esta curva sobre las coordenadas en las que están detalladas las capacidades de tiempo corto del seccionalizador.
- c) Para tener una adecuada instalación del seccionalizador no se debe exceder al valor de corriente de falla que se lee en el punto de intersección de la curva cumulativa del reconectador y la de tiempo corto del seccionalizador.

Un ejemplo simple de coordinación de un reconectador con varios seccionalizadores se indica en la figura 4.17.

#### 4.9

#### COORDINACION RECONECTADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE

Conviene explicar esta coordinación triple en base a las dos secuencias de operación más comunmente usadas en los reconectadores, es decir : una rápida mas tres retardadas y dos rápidas mas dos retardadas.

Con una operación rápida mas tres retardadas:

En este caso el seccionalizador debe estar ajustado para tres cuentas .Con el ajuste indicado del reconectador se trata de despejar las fallas temporales durante la operación rápida de este. Durante la primera operación del re-

FIG. 4-17

SECCIONALIZADORES INSTALADOS EN RAMALES DE LINEA Y COORDINADOS CON UN RECONECTADOR  
 A, B Y C SECCIONALIZADORES DE 50 AMPERIOS CON UNA MINIMA CORRIENTE DE OPERACION DE 80 AMPERIOS. RECONECTADOR R, DE 40 AMPERIOS CON UNA CORRIENTE DE DISPARO DE 80 AMP.

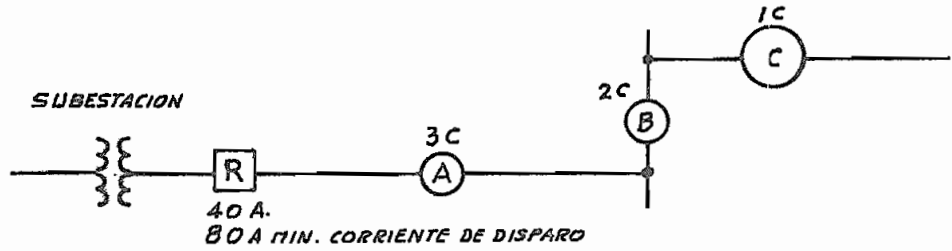


FIG. 4-18

COORDINACION RECONECTADOR - SECCIONALIZADOR - FUSIBLE

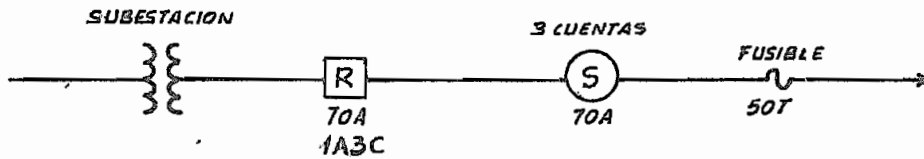
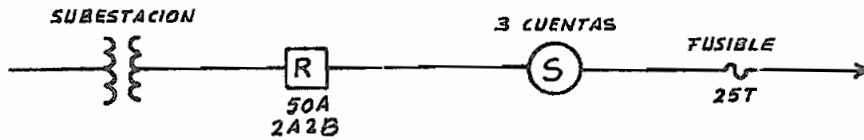


FIG. 4-19

COORDINACION RECONECTADOR (SECUENCIA 2A2B), SECCIONALIZADOR - FUSIBLE



- 1.-Usando un fusible que se funda menor que la corriente de de disparo mínima del reconectador.
- 2.-Instalando un fusible y un seccionalizador ajustado para dos cuentas en serie después que el reconectador.
- 3.-Usando dos seccionalizadores en serie después del reconectador ajustados respectivamente para tres y dos cuentas.

El primer método limita la zona de comando del reconec tador. A su vez hace que el fusible se funda e interrumpa el servicio para todo tipo de falla que se presente más allá de este; evita suspensiones innecesarias entre el seccionali zador y el fusible pero en cambio se gasta más en reponer los fusible quemados.

Con el segundo método el reconectador comanda sobre - todo el circuito. Aquí el seccionalizador opera después de las dos primeras aperturas del reconectador, deja sin ser vicio a la zona, pero ha protegido contra quemazón al fusible. Se repone el reconectador para un nuevo ciclo, se enfría el fusible pero se requiere que una cuadrilla de linieros cie rren los contactos del seccionalizador y se vuelva el ser vicio a la zona interrumpida.

El tercer método representa un disparo después de ocu rrida una falla permanente. \_\_\_\_\_

4.10

PROTECCION DE MATERIAL Y EQUIPO ELECTRICO DE DISTRIBUCION.  
CONDUCTORES-TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION-BANCOS DE CON-  
DENSADORES ESTATICOS.

#### 4.10.1 PROTECCION DE CONDUCTORES

El comportamiento de los conductores sometidos a esfuerzos eléctricos depende de la duración y magnitud de la corriente de falla, calibre y tipo de cable. Los conductores aislados ofrecen por lo general la mayor probabilidad de incendio ya que el arco se establecerá en donde el aislamiento es más débil; por su concentración, el calor ablanda al cable más rápidamente que si se tratara de un conductor desnudo ya que en este último el arco tiende a desplazarse por acción del viento.

El arco que se presenta en los cables debe ser despejado antes que este ablande al material y haga cambiar sus propiedades mecánicas. Es aquí que entra en consideración la velocidad en el despeje de los aparatos de protección, tal como se indica en la figura 4.20. Los fabricantes de conductores publican las respectivas curvas de ablandamiento de cables aislados y no aislados, sean estos de cobre, aluminio, ACSR u otro material. Para establecer protección de estos cables las curvas de operación de los aparatos respectivos deben ser más rápidas que las curvas de daño de los conductores, si esto no es posible, especialmente en conductores cargados, será preferible el sacrificar o desperdiciar algo de la coordinación, ajustando al reconectador para un número mayor de operaciones rápidas.

Siendo el material y el tema mismo de la tesis tan extenso no es posible el profundizar más este interesante problema. Por lo menos se expresan algunas ideas al respecto y se plantea la dificultad.

FIG. 4.20

CURVAS RAPIDAS TÍPICAS DE DESPEJE DE LOS RECONECTADORES  
COMPARADAS CON LAS CURVAS DE INCENDIO DE CABLES  
DE COBRE AISLADO

FUENTE DE INFORMACION:

CONDUCTOR BURNDOWN  
CHARACTERISTICS HT ZANZOW  
LINE MATERIAL INDUSTRIES  
XI-1957

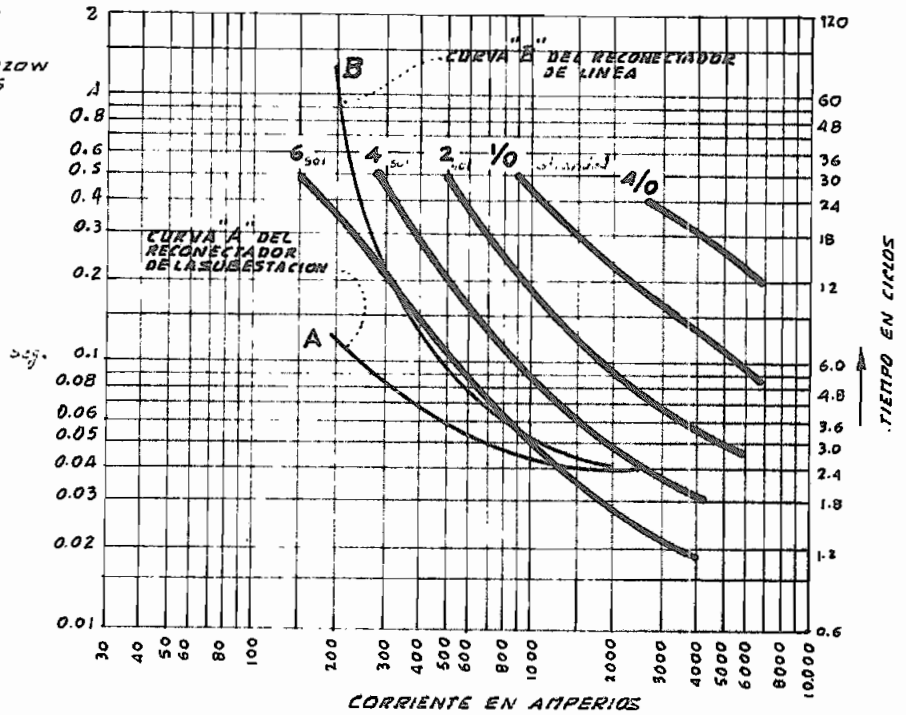
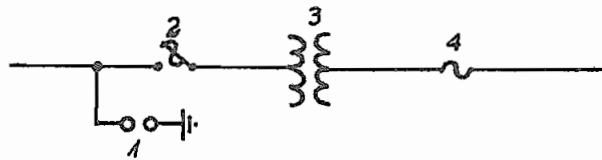


FIG. 4.21

CONEXION TÍPICA DE UN TRANSFORMADOR DE  
DISTRIBUCION A LA LINEA



- 1 - PARARRAYOS
- 2 - FUSIBLES SECCIONADORES
- 3 - Tr. PROTEGIDO
- 4 - FUSIBLES SECUNDARIOS

#### 4.10.2 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Los transformadores de distribución están conectados a los alimentadores primarios, subalimentadores o ramales de estos a través de fusibles primarios o fusibles seccionadores según se indica en la figura 4.24.

Ocurrida una falla en el transformador o en su circuito secundario se quemar los fusibles primarios o los secundarios; en el primer caso queda aislado el transformador del resto del sistema. Esta acción evita la interrupción de servicio a otras cargas conectadas a ese circuito de alta tensión pero corta el mismo a todos los clientes servidos de ese transformador averiado. Los fusibles seccionadores se los puede abrir también, sin carga, a fin de realizar inspecciones o servicio de mantenimiento de los transformadores.

A un transformador se le puede proteger sea contra sobrecarga o contra cortocircuito siendo la última la más utilizada, recomendándose usar un fusible cuya corriente mínima de fusión sea algo así como el doble de la nominal del transformador. Se debe además considerar que los transformadores conectados a líneas aéreas pueden sufrir el paso de fuertes corrientes o sobretensiones provenientes de los disturbios atmosféricos; se soluciona entonces este problema al instalar pararrayos antes de los fusibles seccionadores primarios a fin de que las corrientes o las sobretensiones se drenen a tierra a través de los pararrayos. y que no pasen por el conjunto fusibles-transformador.

Las diversas empresas de electricidad tienen sus propias

teorías o modalidades de protección de sus transformadores las mismas que se basan en las tensiones de distribución, tamaño y número de fases de los mismos, tipo de conexión del sistema y de los transformadores así como también en las experiencias obtenidas en la explotación misma del sistema. Así por ejemplo algunas empresas americanas tienen el siguiente sistema basado en las tensiones de las líneas:

1 amperio/KVA	para líneas hasta de	2,4 KV
0,5 amperios/KVA	" " "	4,8 KV
0,33 "	" " "	6,9 KV

esto lo aplican para los fusibles que se queman con el 150% de su capacidad nominal en 300 segundos.

A su vez los fabricantes de fusibles para alta tensión publican tablas en donde es fácil encontrar el tamaño adecuado de fusible para tal o cual transformador sea este del tipo convencional o CSP, monofásico o trifásico. Estas tablas se basan en la corriente a plena carga del transformador y en un factor tal determinado experimentalmente, dependiente de la capacidad térmica del transformador, velocidad de fusión del elemento fusible y en la coordinación misma. Depende también de la capacidad para soportar corrientes de cortocircuito de cada transformador la misma que se fija en las normas de diseño tal como la NEMA TA1-1954, Sección TR1-2.036.

#### 4.10.3 PROTECCION A BANCOS DE CONDENSADORES ESTATICOS

Puesto que un condensador es un aparato estático y representa una carga constante cuando opera a tensión nominal



la coordinación de sus fusibles de protección con otros fusibles de la línea no presenta ninguna dificultad.

Los bancos de condensadores incluyen varias unidades montadas sobre crucetas o estructuras metálicas conectados al sistema en grupos monofásicos o trifásicos. Producida una falla en un condensador este debe ser desconectado inmediatamente de la línea y del banco previniendo que este cause daño a otros condensadores adyacentes y al resto del equipo circundante.

La selección de los tamaños de los fusibles para proteger al sistema contra fallas internas en los condensadores es función de algunas variables tales como:

- 1- Tensión y Potencia del Banco de Condensadores.
- 2- Conexión usada en el banco: Y con neutro a tierra, Y con neutro aislado, delta.
- 3- Capacidad de cada unidad del banco: 25,50 ó 100 KVAR.
- 4- Corriente de cortocircuito del sistema en el punto de aplicación del banco.
- 5- Capacidad de bancos adyacentes conectados en paralelo.

En adición a lo expuesto en el párrafo anterior se debe cumplir los requerimientos siguientes:

- a) El elemento fusible debe ser capaz de soportar hasta un 135% la nominal del banco al cual protege, me refiero a la corriente.
- b) Las corrientes transitorias que se presentan mientras se opera el banco u otros bancos en paralelo no deben dañar al fusible.
- c) La corriente de falla del sistema en el punto de aplica

cación del banco no debe exceder los siguientes valores:

4	Kiloamperios	Asimétricos	para	unidades	de	25	KVAR
5	"	"	"	"	"	50	KVAR
6	"	"	"	"	"	100	KVAR

En el pasado el procedimiento general para determinar el tamaño de los fusibles era el basarse en las curvas - tiempo-corriente de ruptura del tanque del condensador - como límites, seleccionando un fusible cuya curva total de despeje se encuentre debajo de la primera separada por una distancia adecuada.

Las Normas NEMA establecieron tres grupos de curvas correspondiendo a condensadores estáticos de 25, 50 y 100 KVAR con el objeto de unificar la producción y la protección de los mismos. Las curvas indican la probabilidad de ruptura del tanque en porcentaje y la característica de máximo tiempo de despeje del elemento fusible.

En estas curvas las cuatro zonas establecidas indican el grado de seguridad posible que se le da al condensador al usar tal o cual fusible. Las características de - despeje del fusible y la máxima corriente de cortocircuito en el banco establecen la zona de protección. Estas son:

- a) Zona Segura: Implica un daño no mayor en el condensador para la mayoría de las aplicaciones. El daño consiste en ligeros esponjamientos del tanque.
- b) Zona 1: Para aplicación en lugares donde la ruptura - del tanque y el derrame del líquido no representa peligro.

- c) Zona 2: Apropriada para lugares seleccionados después de una cuidadosa consideración de las posibles consecuencias asociadas con rupturas violentas del tanque.
- d) Zona 3: Insegura para la mayoría de las aplicaciones debido a la fuerte explosión del tanque y sus consecuencias.

Se encuentran también Tablas de Fusibles para la - Protección de Bancos de Condensadores, las mismas que toman en consideración los enunciados anteriores. Para su utilización se necesita saber la tensión del banco, tipo de conexión y tipo de fusible ( K ó T ). El fusible tipo K tiene ciertas ventajas sobre el tipo T para altos valores de corrientes así como para rápidos despejes de pequeñas corrientes de falla.

Conviene indicar además que adicionalmente a los fusibles que protegen al grupo de condensadores se instala uno adicional, individual, el cual es muy conveniente para aislar prontamente al condensador averiado e identificarlo del resto, evitando a la vez posibles daños que podría este ocasionar a las unidades adyacentes,

-----

C A P I T U L O     Q U I N T O

SUGERENCIAS PARA EL MANTENIMIENTO DE EQUIPO ELECTRICO

DE PROTECCION CONTRA SOBREINTENSIDADES

5.1. SUICHES.-

En general, lo indispensable para todo equipo es mantenerlo limpio, seco, bien ajustadas todas sus partes componentes y libre de fricción.

El mantenimiento de suiches puede dividirse en dos secciones:

- a) Mantenimiento de partes móviles
- b) Cuidado de los elementos conductores de corriente,

5.1.1. MANTENIMIENTO DE PARTES MOVILES.-

Las sugerencias que plantearé en este capítulo referentes al mantenimiento de equipo eléctrico las haré en forma general ya que para particularizar el de cada aparato sería necesario tener las respectivas instrucciones del fabricante.

En relación a suiches estos deben estar alineados perfectamente. Las superficies de rodamiento deben mantenerse lubricadas en debida forma con el fin de que el aparato pueda abrirse y cerrarse libremente. Excepción de esta sugerencia sería para los nuevos modelos de suiches que son del tipo autolubricados.

Parte esencial del montaje del aparato es el alineamiento de tal manera que futuros ajustes sean de fácil realización.

### 5.1.2. CUIDADO DE LOS ELEMENTOS CONDUCTORES DE CORRIENTE.--

Las conexiones deben mantenerse ajustadas y exentas de corrosión, especialmente en los cables trenzados de cobre. Los contactos deben estar en buenas condiciones para evitar excesivas elevaciones de temperatura. Los modelos nuevos de estos aparatos tienen contactos del tipo de autolimpieza.

Los suiches interruptores bajo carga requieren por lo general más mantenimiento que los del tipo ordinario operables sin carga, debido a que su construcción siendo más compleja, -- dispone de más elementos y accesorios requiriendo por lo mismo más cuidado. Especial atención debe darse a los contactos; se los debe reemplazar cuando estos han sufrido daños por efectos de los arcos. Cosa igual con los elementos de interrupción a fin de asegurar sus condiciones de operación.

### 5.1.3. INSPECCIONES REGULARES.--

Anualmente: Se deben operar y controlar los alineamientos y movimiento adecuado de las partes correspondientes. La limpieza y lubricación de los contactos debe hacerse cada año, así -- como el ajuste de las conexiones eléctricas y mecánicas.

### 5.2. FUSIBLES SECCIONADORES.--

Las condiciones para que un fusible realice bien su trabajo en el momento preciso dependen no sólo de la exactitud -- con la que ha sido fabricado, la adecuada utilización del mismo

sino también de la atención que este recibe durante el tiempo de instalación y a lo largo de toda su vida.

Llegado el momento que debe operar el fusible si esta no sucede debidamente, los daños que pueden provocarse al personal, al equipo y a las instalaciones son enormes y costosos.

#### 5.2.1 REVISIONES

- a) Se debe comprobar visualmente que el fusible está trabado con seguridad y bien sujeto en la posición cerrado.
- b) Suponiendo que en una zona trifásica se ha fundido un elemento fusible de los tres mientras que los restantes lo han hecho parcialmente, se aconseja cambiar los tres elementos fusibles ese momento, asegurándose que sean del calibre y del tipo correctos.
- c) Debe darse especial cuidado a los fusibles individuales y de grupo de un banco de condensadores ya que en estos elementos estáticos se almacena energía en valores relativamente elevados.

En general la frecuencia de las inspecciones dependerá de las condiciones del ambiente y de la instalación.

#### 5.2.2 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LAS INSPECCIONES

- a) Asegurarse que el fusible o fusibles están bien desconectados de todas las fuentes posibles de alimentación.
- b) Se evitan los flameos y contorneos en las partes aislantes limpiando de polvo, ácidos u otro tipo de asentamiento extraño sobre la porcelana. Existiendo partes aislantes con resquebrajaduras o cortes estas deben ser cambiadas cuanto antes.

- c) Revisar las superficies de contacto contra picados o quemados.
- d) Examinar exterior e interiormente el tubo portafusible el elemento fusible y el montaje del conjunto. Cualquier componente con signo de deterioro debe ser reemplazado.
- e) Comprobar que los pernos, tuercas, rodela, tornillos, terminales se hallen en su lugar y en correctas condiciones.

### 5.3 RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES

La importancia del mantenimiento se enfatiza cuando se trata de aparatos que como los fusibles, reconectadores y seccionalizadores deben operar en condiciones anormales del circuito o del sistema.

#### 5.3.1 FRECUENCIA DEL MANTENIMIENTO

La frecuencia de inspección y mantenimiento incluido el reemplazo del aceite y de los contactos varían con el servicio y las condiciones locales, tipo de aparato, modelo, Como guía cada aparato debe inspeccionarse y cambiarse de aceite anualmente, debido a que estos aparatos "respiran". Esta operación puede hacerse también en base al número de operaciones o después de haber interrumpido un tal valor de corriente de falla.

El nivel de aceite debe comprobarse semanalmente así como señales de haberse alcanzado temperaturas en algunos de los elementos o partes del aparato.

Habiendo operado un reconectador o un seccionalizador a causa de un cortocircuito estos deben ser revisados lo -

más pronto posible.

Se recomiendan como revisiones mensuales el hacer ope  
rar manualmente al aparato durante un ciclo completo, compro  
bando el desempeño del contador de operaciones, palanca de  
control, indicador de posición entre otros.

La Westinghouse recomienda el siguiente plan de inspec-  
ciones acorde con las capacidades de los reconectores:

- 35 amperios y más : una vez por año como mínimo.
- 25 amperios y menos: una vez cada dos años.

Este plan tiene también relación con el sitio en el -  
cual está instalado el aparato; así por ejemplo se tendrá -  
prioridad sobre un reconector de una subestación que so-  
bre uno de un circuito rural.

### 5.3.2 MANTENIMIENTO QUE SE REALIZA EN EL SITIO DE OPERACION

Se refiere al cambio de aceite, limpieza del aparato, re  
paración y cambio de pequeñas piezas. Para ello se los des-  
conectará de la línea e inspeccionará sobre la plataforma  
del camión de mantenimiento.

Este tipo de trabajo tiene dos inconvenientes: uno el  
que se lo realiza bajo condiciones climáticas que pueden  
ser malas, ambientes talvés sucios, con polvo, contaminados  
y el otro, consecuencia del primero, es que todas estas con-  
diciones pueden atentar contra la calidad del trabajo.

### 5.3.3 MANTENIMIENTO EN EL TALLER DE REPARACION

Se procede retirando el aparato del sitio de la insta  
lación, reemplazándole por otro similar, si es posible, con el



objeto de revisarle al primero en el taller. Naturalmente este método es más caro que el primero, pero asegura una me jo r ca li da d de ma nt en im ie nto.

#### 5.3.4. REPUESTOS.-

La existencia de los adecuados repuestos en la cantidad correcta y segura es otro asunto importante relacionado con el mantenimiento. Las cantidades dependerán del número de unidades de que se dispone, fragilidad de las piezas y - posibilidad de daño de las mismas, facilidad de adquisición en el mercado. Ejemplo para un reconectador Westinghouse - tipo 250 GR se recomienda las siguientes cantidades:

15 a 20 juegos de contactos

3 a 5 juegos de bushings

20 a 25 placas de cuña

#### 5.3.5. PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO GENERAL.-

a) Inspección visual:

Contador de operaciones, bushings rotos.

b) Inspección y limpieza internos:

Remove los depósitos de carbón, limpiar las piezas con aceite nuevo.

c) Comprobar las placas del tanque y sus empaques.

d) Comprobar los contactos, reemplazarlos si están reducidos a  $1/16''$ .

e) Comprobar las secuencias de operación, operando a mano los contactos.

f) Rellenar el tanque con aceite nuevo. Para ello la temperatura del aceite nuevo debe ser igual a la temperatura del tanque a fin de evitar condensación de la humedad.

g) Realizar las pruebas eléctricas según recomiende el fabricante.

- h) Anotar la lectura obtenida en el contador de operaciones antes de su reinstalación.

Deberá evitarse en todo momento las existencias de medios deteriorantes tales como el aceite carbonizado, humedad en el aceite o su oxidación, (esto último es más importante en los transformadores).

### 5.3.6. PRUEBAS ELECTRICAS (FIG. 5-1)

- a) Conexionado para una prueba eléctrica de un reconectador monofásico a tensión nominal:

Se Comprobará:

- 1- Mecanismo de operación
- 2- Regulación hidráulica
- 3- Habilidad de extinción del arco.

Deseando comprobar dos reconectadores para fines de 2 coordinación se instalará en serie en el circuito a estos, encontrándose el aparato protegido más cerca a la fuente de alimentación.

El reactor puede ser un carrete con 400 pies a 200 - pies (60 a 130 m) de alambre aislado. Antes de la prueba - el reconectador a examinarse debe ser operado manualmente e entre 5 y 6 veces para expeler cualquier aire que esté atrado en el amortiguador; lógicamente esta prueba se hace - con aceite llenado en el tanque del aparato.

- b) Prueba a tensión reducida: Fig. 5-2.-

Se la puede realizar para comprobar nuevos aparatos o

FIG. 5-1

CONEXIONADO PARA UNA PRUEBA ELECTRICA DE UN RECONECTADOR MONOFASICO A TENSION NOMINAL

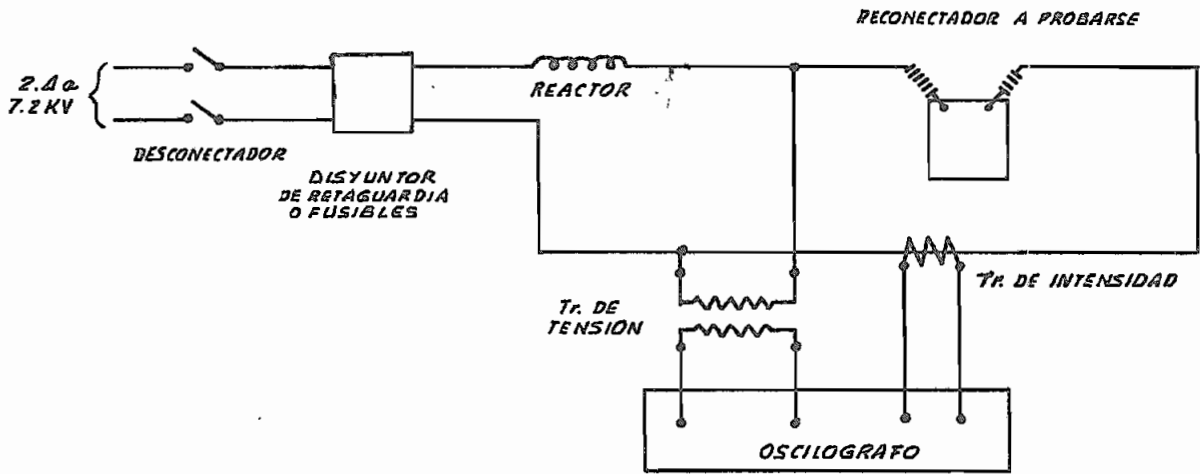
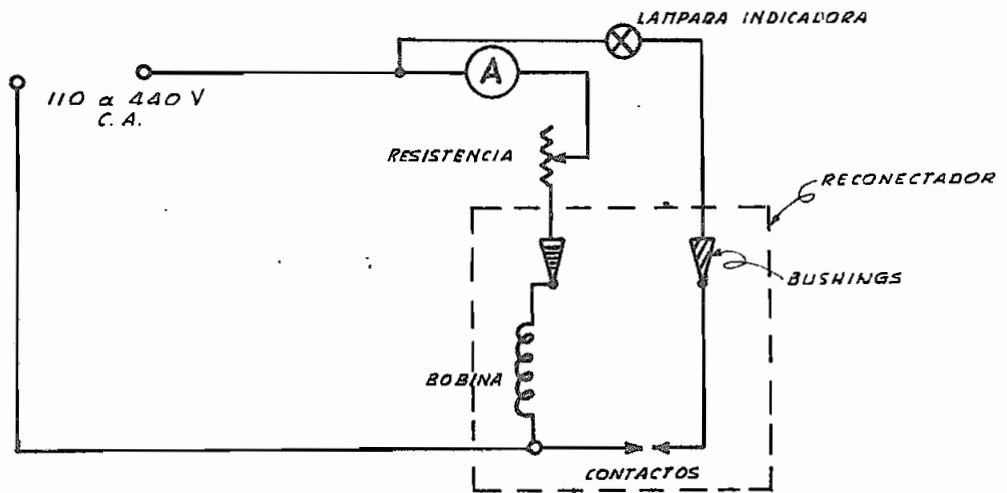


FIG. 5-2

CONEXIONADO PARA UNA PRUEBA ELECTRICA DE UN RECONECTADOR MONOFASICO A TENSION REDUCIDA



uno antiguo al cual se le desea revisar el número de operaciones antes de la apertura final del circuito. También para comprobar las mínimas corrientes de operación y de disparo del reconectador siempre que se pueda variar el valor de estas.

5.3.7. EL ACEITE DE LOS RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES + PRUEBAS DEL MISMO.-

Fuente: Mantenimiento de Restauradores, H.R. Rowe, División Internacional.- Line Material Industries.- U.S.A.

Respecto al aceite conviene anotar que los fabricantes recomiendan que no se filtre (usando filtros de papel o el filtro prensa) el aceite usado para introducirlo nuevamente en el tanque sino que se utilice un aceite nuevo y de la debida calidad y especificaciones. En caso contrario el aceite reusado se deteriorará más rápidamente pues poseerá una mejor afinidad que antes por el agua ya que cualquier humedad entrará más facilmente por condensación o por respiración del aparato.

Decidiéndose por usar aceite rehabilitado debe realizarse la filtración usando tierras Fuller. Luego debe realizarse la Prueba de Tensión Internacional, es decir la que nos indica presencia de elementos contaminantes; una tensión baja es señal de que hay muchos contaminantes.

Otra prueba que puede realizarse es la de Emulsión, la cual da una medida de que tan rápidamente se asentará el agua separándose del aceite. Un número alto en la prueba indica que hay una mayor afinidad por el agua.

Luego se hará una Prueba Dieléctrica con corriente al terna, prueba relativa ya que indica la rigidez dieléctrica del aceite en el momento de la misma mas no cuanto tiempo permanecerá el aceite en esas condiciones.

La viscosidad y el índice de viscosidad del aceite - son de gran importancia ya que el aceite no sirve sólo de medio aislante sino también es parte del sistema de regulación de tiempo del aparato. El primero indica cuan grueso es el aceite y la facilidad que tiene para moverse en un - sistema hidráulico. El segundo es una indicación de como cambia el grosor del aceite con las variaciones de temperatura.

Respecto a la inspección y mantenimiento de los seccionalizadores deberá estudiarse las condiciones de cada - sistema para determinar la necesidad o el período de mantenimiento; puesto que los seccionalizadores no interrumpen corrientes de cortocircuito no hay posibilidad de la formación de carbón o de compuestos de carbón en el aceite como producto de su combustión. Sin embargo el calentamiento y el enfriamiento del tanque del seccionalizador provocan - la "Respiración" del mismo lo cual puede resultar en un aumento de humedad.

#### 5.4. DISYUNTORES.--

Su mantenimiento es muy importante y necesario para obtener un buen servicio y un adecuado rendimiento, de aquí se desprende la necesidad de la programación de mantenimiento de los disyuntors. Objetivos deseables al preparar - estos programas de mantenimiento son:

- a) Mantener el costo de mantenimiento al mínimo.
- b) Obtener la máxima vida operacional útil de cada disyuntor.
- c) Disminuir al máximo los inconvenientes que se presenten al interrumpir el servicio total o parcial por motivos de mantenimiento.
- d) El punto de equilibrio entre estos enunciados hará que se tenga la máxima integridad y calidad de servicio.

Factores dignos de ser considerados para el planeamiento de mantenimiento y que ayudan a determinar cuando un disyuntor debe ser inspeccionado son:

- a) Tiempo transcurrido desde la última inspección
- b) Número de operaciones de interrupción y prueba
- c) Sitio y severidad de los cortocircuitos
- d) Condiciones del aceite
- e) Tipo y clase de medio ambiente que rodea al aparato
- f) Inspecciones preliminares de carácter externo.

Registros de Mantenimiento de Disyuntores, Seccionadores y Reconectores:

Son indispensables para obtener un buen mantenimiento de cualquier equipo eléctrico. El formato de cada hoja de mantenimiento para cada aparato depende de las sugerencias del fabricante y de las experiencias de la propia empresa interesada.

Adjunto al registro de mantenimiento conviene tener los dibujos pertinentes de cada aparato, los manuales de instrucción, identificación adecuada de la unidad.

Para detallar el mantenimiento en cada hoja de registro se recomienda el subdividir al aparato según sus elementos; así por ejemplo para los disyuntores tendremos:

- mecanismo de operación
- bushings
- material aislante
- contactos
- sistema mecánico
- aceite
- 

Para los reconectores se puede detallar en esta forma:

- aceite
- contactos
- empaques
- contador de operaciones

La casa Westinghouse sugiere para los reconectores el siguiente formato de hoja de registro de mantenimiento:

Registro de Mantenimiento Reconector en Aceite			Tamaño Bobina	Fecha de Instalación
Marca	Tipo		Serie	Localización
Fecha	Lectura del Contador	Razones para la revisión	Aceite Contactos	Empaque Operación

Conjuntamente con el mantenimiento del disyuntor se debe incluir el de los transformadores de intensidad tomándose en cuenta los siguientes puntos:

- condición del aislamiento
- presencia de humedad
- ajustes
- conexionado

## 5.5 MANTENIMIENTO DE LOS RELES

El correcto mantenimiento de los relés asegura la - coordinación del circuito ya que estos aparatos están -- listos para actuar en la forma prevista una vez que se ha presentado la falla en el sistema o en el circuito.

Las revisiones de caracter general deberían realizarse como mínimo una vez al año. Estas pueden ser simplemente visuales o involucrando pruebas eléctricas. En el caso de inspección visual se refiere a un examen de la cubertura y de la tapa de vidrio del relé, así como sus bornes de conexiones. Interiormente evitar la presencia de tornillos - flojos o piezas sueltas. Conviene a la vez que se retire cualquier tipo de polvo o suciedad usando para ello jeringuillas de mano, o cepillos magnéticos para quitar partículas metálicas.

Los rulinanes deben estar limpios y lubricados según las instrucciones del fabricante. Se deben cambiar los contactos según las instrucciones pertinentes y luego de la respectiva calibración. Se recomienda por ejemplo el que se opere manualmente los contactos por lo menos una vez al año a fin de evitar daños por inmovilidad peremne de estos elementos.

Las pruebas eléctricas deben ser realizadas por el personal adecuado, conocedor de lo que hace y usando el equipo normalizado para esta clase de trabajo. Pueden incluir pruebas de aislamiento, calibraciones, ajustes de tiempo y de corriente, pruebas de disparo, polaridad etc..



Respecto a la frecuencia de las revisiones cada Empresa de electricidad establece su respectiva política. Algunas han adoptado el siguiente plan para efectuar las pruebas de los relés, equipo asociado y el mantenimiento en general:

- equipo de distribución, cada cuatro años
- equipo de subtransmisión, cada dos años
- equipo de transmisión, cada año
- relés, disyuntores, reconectores, cada cuatro años
- equipo de estación, cada seis años.

En general se piensa en el menor número de pruebas y de mantenimiento con el máximo rendimiento del equipo y del material, tratando a la vez de ocasionar el mínimo de interrupciones de servicio. Si se obliga una interrupción esta debe ser planeada con anterioridad avisando a los clientes que van a ser afectados por la misma.

En particular para la Empresa Eléctrica "Quito" S.A se requiere respecto al mantenimiento de los aparatos de protección y del equipo en general el estudiar y planificar sobre los siguientes puntos:

- a) Adquisición de modernos equipos que faciliten un buen trabajo de mantenimiento preventivo.
- b) Entrenamiento adecuado del personal hasta tener un grupo o grupos especializados en esta clase de trabajo.
- c) Normalización de los procedimientos para efectuar pruebas de aparatos de protección y de equipo eléctrico en general.

- d) Normalización de los registros de mantenimiento acordes con la sección del sistema del cual se trate.
- e) Reglamentación para efectuar interrupciones del servicio por motivos de mantenimiento o por emergencia.
- f) Reglamentación para patrullajes a los alimentadores, cargas importantes, etc.
- g) Horarios adecuados para patrullaje a los circuitos más importantes o expuestos a daños más frecuentes, a igual que para los circuitos que sirven a clientes del tipo corriente.

Conforme pasa el tiempo todos los clientes por grandes o pequeños que estos sean exigen una mejor calidad y continuidad del servicio. Esto repercute en el planeamiento, construcción, operación y mantenimiento del sistema. Se vislumbra la necesidad de tener personal cada vez más preparado; en especial para mantenimiento el entrenar personal que realice su trabajo en "líneas calientes" o con tensión contando para esto con la adecuada capacitación, supervisión y equipo.

-----  
-----

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

APLICACION.- CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA Y COORDINA-  
CION DE EQUIPO DE PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES A UNA -  
AREA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA -

" QUITO " S.A.

6.1 INTRODUCCION.-

Me parece adecuado elaborar como aplicación práctica de la teoría expuesta en los capítulos anteriores el cálculo de las corrientes de cortocircuito trifásicas, fase-fase y fase-tierra, así como la coordinación de los diversos aparatos de protección en los primarios "A y C" de la subestación de distribución urbana número 14, propiedad de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A.

Razones que he tenido para escoger esta subestación - con sus primarios "A" y "C" son las de que esta subestación alimenta con el primero a zonas típicamente residenciales - como son las de La Colina y Pata de Guápulo principalmente y con el segundo a una zona que podría llamarse mixta, residencial-industrial, de El Batán y Bella Vista. En el primer caso la coordinación es más simple pues se tiene fusibles seccionadores y el disyuntor del primario en la subestación. Para el segundo caso entran en consideración fusi-

bles seccionadores, un reconectador y el disyuntor respectivo en la subestación los cuales hacen más interesante el problema.

Limito este estudio práctico a los dos primarios indicados ya que para los demás circuitos de esta subestación y otras subestaciones el procedimiento por ser el mismo sería repetitivo. Además en la actualidad se está introduciendo cambios en la configuración de los primarios de esta subestación como consecuencia de la puesta en servicio de la subestación No. 16 en la zona de El Batancito de esta ciudad.

A la presente la coordinación es insuficiente en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica "Quito" S. A. Una falla en un primario o en un ramal del mismo muchas veces hace operar al disyuntor de la subestación quedando por lo mismo sin servicio una gran cantidad de consumidores con los respectivos inconvenientes como son las quejas de los clientes, el desprestigio y la pérdida para la Empresa. Todo esto se evitaría con una adecuada ubicación de los elementos de protección, coordinados entre si de tal manera que presentada una falla, esta sea despejada en el menor tiempo posible y con la mínima molestia para los clientes. Conviene además indicar que las inversiones en equipo de protección, su mantenimiento y operación son justificables para la finalidad que se persigue; estas afirmaciones las demostraré luego.

6.2 CONDICIONES ADOPTADAS PARA EL CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.- JUSTIFICACION DE LAS MISMAS.-

El procedimiento de cálculo que sigo es el indicado por la Casa Line Material, el cual es simple y de una exactitud aceptable.

6.2.1 FRECUENCIA.- TENSION.-

La frecuencia es de 60 ciclos por segundo, y la tensión es de 6,3 kilovoltios entre fases.

6.2.2 CONFIGURACION DE LOS CIRCUITOS.-

Los circuitos que parten de la subestación son radiales teniéndose por lo mismo un solo punto de alimentación a la - falla.

6.2.3 IMPEDANCIAS.-

Todas las impedancias están referidas a las mismas bases adoptadas que son las de 5.000 KVA de potencia y 6.300 voltios. Estos valores son los nominales del transformador de fuerza de la subestación con refrigeración no forzada.

Para las líneas de distribución se consideran los valores de resistencia y de reactancia respectivos.

Para el transformador de fuerza se considera sólo la - reactancia ya que el de resistencia puede ser despreciado sin introducirse un error considerable en los cálculos. Para la

conexión de los bobinados de este transformador que es Delta-Estrella con neutro puesto a tierra, la impedancia de secuencia cero se la ha tomado igual al 85% de la de secuencia positiva, obteniéndose por lo mismo una corriente de cortocircuito fase-tierra mayor que si se tomara la impedancia de secuencia positiva igual a la de secuencia cero.

#### 6.2.4 ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES.-

Se ha tomado del plano No. 6-I de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A., el cual fue la base para la construcción de los primarios de la subestación. Se obtiene de este una distancia media geométrica de 2,1 pies equivalente a 64 centímetros.

#### 6.2.5 RESISTENCIA DE TIERRA EN EL PUNTO DE FALLA.-

Al calcular las fallas mínimas fase-tierra, se ha tomado el valor standard americano promedio de 40 ohmios de resistencia de tierra, la misma que se la reduce a un valor por unidad (pu) dividiéndola para la impedancia base de 7,94 ohmios. Este valor puede variar en un amplio rango lo cual hace también cambiar los resultados. La cifra de 40 ohmios adoptada es promedio standard, lo que permite obtener un valor de falla de razonable exactitud dentro de las tolerancias permitidas en los sistemas de distribución.

#### 6.2.6 INFLUENCIA DEL SISTEMA.-

Dada la capacidad actual y la inmediata futura del Sistema de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A., es justificable considerar que las barras de la subestación se tiene un

sistema de capacidad infinita. Por lo mismo las impedancias que entran en juego son: las del transformador de fuerza y las de las líneas de distribución hasta el punto de falla. Esta consideración requiere aparatos de protección algo sobredimensionados dando una mayor seguridad al circuito y permitiendo a la vez un margen de crecimiento a la carga sin variar la capacidad de los aparatos de protección.

Explicación del problema: Para el cálculo de fallas en los primarios de la subestación se presentan dos posibilidades:

- (A) Tomar en cuenta en este caso el valor de la impedancia del sistema mediante la corriente de falla trifásica (dato conocido) obtenida en el lado de alta tensión del transformador de fuerza de la subestación.

Ejemplo: Falla trifásica en las barras de 6.300 - voltios (lado de baja tensión).

Cálculo la impedancia equivalente del sistema, desde la subestación hacia las plantas; esta sumada con la del transformador de la subestación me da la impedancia total hasta las barras de 6.300 voltios. Puedo entonces calcular la corriente de falla trifásica en estas barras, referida a la tensión de 46.000 voltios (lado de alta tensión) la cual se la transfiere finalmente a la tensión de 6.300 voltios mediante la relación de tensiones de la subestación.

(B) Considero un sistema de capacidad infinita en las barras de la subestación. Por lo mismo no utilizo el valor de la falla trifásica obtenida en el lado de alta tensión de la subestación.

Veamos la comparación de estas dos posibilidades haciendo el cálculo de la corriente de falla trifásica en las barras de baja tensión ( 6.300 voltios ) de la subestación: ver la figura 6.1.

Posibilidad A :

$$a) \text{ Impedancia del Sistema} = Z_s = \frac{E_n}{I_f 46 \ 3 \ \phi} \quad \text{donde:}$$

$Z_s$  = impedancia vista desde las barras de 46 KV en la subestación hasta las plantas generadoras, en ohmios.

$E_n$  = tensión fase-neutro en el lado de 46 KV , en voltios.

$I_f 46 \ 3\phi$  = corriente de falla trifásica en el lado de alta tensión del transformador, en amperios.

$$Z_s = \frac{46.000/\sqrt{3}}{2.500} = 10,65 \text{ ohmios} \quad \text{a } 46 \text{ KV}$$

b) Impedancia del transformador en ohmios:

$$Z \text{ ohmios Tr} = \frac{Z\% \times \text{KV}^2 \times 10}{\text{KVA base}} = \frac{7 \times 46^2 \times 10}{5.000} = 29,6 \text{ ohmios} \quad \text{a } 46 \text{ KV}$$

c) Impedancia total hasta las barras de 6.3 KV referida a la tensión de 46 KV:

$$Z \text{ total} = Z \text{ sistema} + Z \text{ transformador} \quad \text{referidas a } 46 \text{ KV}$$

$$Z \text{ total} = 10,65 + 29,6 = 40,25 \text{ ohmios a } 46 \text{ KV}$$



FIG. 6-1

POTENCIAS Y CORRIENTES DE FALLA EN LA SUBESTACION N° 1A DE LA EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

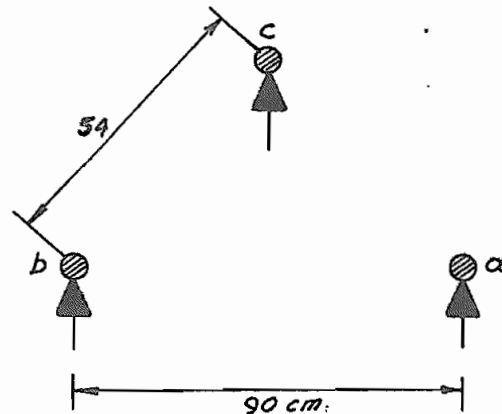


		CONDICION DE GENERACION					
		MAXIMA		MINIMA			
		FALLA TRIFASICA	FALLA FASE TIERRA	FALLA FASE FASE			
		LADO DE 46KV 6.3KV	LADO DE 46KV 6.3KV	LADO DE 46KV	LADO DE 6.3KV		
MVA		198.78	79.70	203.04	76.62	48.58	27.50
I (A)		2500	7300	2555	7020	610	2520

FUENTE DE INFORMACION: TESIS DE GRADUACION DEL SR. ING. GERARDO SANCHEZ O. ESCUELA POLITECNICA NACIONAL - 1.967  
VALORES OBTENIDOS EN EL ANALIZADOR DE REDES.

FIG. 6-2

DISPOSICION DE LOS CONDUCTORES DE UN PRIMARIO TRIFASICO



d) Corriente de falla trifásica en el lado de 6.3 KV del transformador referida a 46 KV :

$$I \text{ falla } 3\phi \text{ B.Tensión referida a 46 KV} = \frac{46000 \sqrt{3}}{40,25} = 660 \text{ amps.}$$

e) Corriente de falla trifásica en el lado de 6,3 KV del transformador referida a la tensión de 6,3 KV =

$$\begin{aligned} I \text{ falla } 3\phi \text{ B.Tensión referida a 6,3 KV} &= 660 \times E_p/E_s \\ &= 660 \times 46/6,3 = \underline{4.815 \text{ A.}} \end{aligned}$$

Calculemos la misma falla según la posibilidad "B":

POSIBILIDAD "B":

Corriente de falla trifásica en las barras de 6,3 KV del transformador de la subestación:

$$\begin{aligned} I \text{ falla } 3\phi \text{ B.Tensión referida a 6,3 KV} &= \frac{1}{Z_{Tr}} \cdot E_{\text{base } 3\phi \text{ 6,3 KV}} \\ &= \frac{1}{0,07} \frac{5.000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \\ &= 14,3 \times 460 = \underline{6.580 \text{ Amps.}} \end{aligned}$$

Como vemos en el segundo caso la corriente de falla en este punto es mayor con respecto a la primera en un 37% puesto que:

$$4.815 \times 1,37 = 6.580 \text{ amperios}$$

Para la posibilidad "A", deseando obtener la corriente de falla en cualquier punto debe incluirse la impedancia del sistema, la del transformador, mas la de la línea existente hasta ese punto.

Para la posibilidad "B", se considera sólo la impedancia del transformador mas la de la línea hasta ese punto de falla.

Siendo la impedancia total menor en la segunda posibilidad, lógicamente la corriente de falla es mayor que en la primera. Esto favorece desde un punto de vista ya que permite tener aparatos de protección un tanto más dimensionados que los realmente necesarios, facilitando un crecimiento adecuado de la carga y de la potencia de cortocircuito dado el caso de un incremento de capacidad en la subestación o en el sistema de generación.

Además para este cálculo se considera que la tensión es invariable en la subestación y en los diversos puntos de falla, lo cual no es exacto. Considerando su variación la corriente de falla aumentaría en cada punto, ya que la corriente de falla base sería también mayor:  $I_{3\phi} = \frac{kVA}{\sqrt{3} \cdot V}$

Esto en cierto modo viene a equilibrar las dos posibilidades de cálculo bajo las siguientes consideraciones: en la primera involucrando la impedancia del sistema, la del transformador de fuerza y la de la línea hasta la falla. para este caso se consideraría las caídas de tensión y variación de la misma en cada punto.

En la segunda posibilidad se involucra la impedancia del transformador de la subestación mas la de la línea - hasta el punto de falla, manteniéndose la tensión invariable a lo largo de todo el sistema.

6.3 CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO

6.3.1 LINEA AEREA DE DISTRIBUCION.-CONDUCTORES DESNUDOS DE COBRE

a) La disposición de los conductores se indica en la figura 6.2.

b) Tipo de conductor:

Cobre desnudo, semiduro, 7 hilos, calibre 1/0 AWG, conductividad del 97,3 %, 50° C, 60 ciclos / segundo:

c) Distancia media geométrica: (GMD):

$$GMD = (d_{ab} \cdot d_{bc} \cdot d_{ca})^{1/3} = (90 \cdot 54 \cdot 54)^{1/3} = 64 \text{ cm.} = 2,1^{\text{ft}} = 25,15''$$

d) Resistencia y Reactancia Unitarias:

$$R_a = 0,607 \Omega/\text{milla} = 0,378 \Omega/\text{km}$$

$$X_a = 0,2794 \log_{10} \frac{1}{GMR} = 0,546 \Omega/\text{milla} = 0,340 \Omega/\text{km}$$

$$X_{d \ 1,1'} = 0,2794 \log_{10} GMD' = 0,090 \Omega/\text{milla} = 0,056 \Omega/\text{km}$$

$$X_{\text{total}} = 0,2794 \log_{10} \frac{GMD}{GMR} = X_a + X_d = 0,636 \Omega/\text{milla} \\ = 0,396 \Omega/\text{Km.}$$

e) Impedancia de secuencia positiva:

Consideremos una longitud de línea de 420 metros:

$$Z_1 = 0,42 \text{ Km} ( 0,378 + j 0,396 ) \text{ ohmios/Km} = \\ = 0,159 + j 0,166 \text{ ohmios}$$

f) Impedancia de secuencia negativa:

El valor es el mismo que el de secuencia positiva. En este ejemplo para los mismos 420 metros tendremos:

$$Z_2 = Z_1 = 0,159 + j 0,166 \text{ ohmios}$$

g) Impedancia de secuencia cero:

Para el presente trabajo se tiene línea trifásica, un circuito, sin neutro, (el neutro del transformador está sacado al exterior y puesto sólidamente a tierra en la subestación). Consideremos una línea de cobre semiduro, 7 hilos, calibre 1/0 AWG, = 100 ohmios-metro.

$Z_0 = (R_a + R_e) + j (X_a + X_e - 2X_d)$  ecuación para uso con tablas

$$Z_0 = R_a + 0,286 + j 0,8382 \log_{10} ( D_e / GMR_3 \text{ cond.} )$$

$R_a$  = resistencia a la corriente alterna del conductor =  $0,607 \Omega$ /milla

$R_e = 0,00477 \cdot f = 0,286 \Omega$ /milla a 60 ciclos/segundo

$X_a = 0,004657 \cdot f \cdot \log_{10} ( 1 / GMR ) = 0,2794 \log_{10} ( 1 / GMR )$  para  
60 C/s =  $0,546 \Omega$ /milla

$X_e = 0,8382 \log_{10} D_e$  a 60 c/s =  $2,89 \Omega$ /milla

$X_d = 0,090 \Omega$ /milla =  $0,2794 \log_{10} ( GMD )$  a 60 c/s

$D_e = 2160 \sqrt{P/f}$  = profundidad equivalente del retorno de la corriente por el suelo; donde  $P = 100$  f = 60 c/s.

Por lo mismo reemplazando estos valores se obtiene:

$$Z_0 = ( 0,607 + 0,286 ) + j ( 0,546 + 2,89 - 2 \times 0,090 ) \Omega/\text{milla}$$

$$Z_0 = 0,893 + j 3,258 \text{ ohms por milla}$$

$$Z_0 = 0,556 + j 2,03 \text{ ohms por kilómetro}$$

h) Para una longitud de línea de 420 metros se tendrá:

$$Z_0 = ( 0,556 + j 2,03 ) \times 0,42 = 0,234 + j 0,853 \text{ ohms}$$

i) Para expresar en valores por unidad (pu) debo dividir estos valores de impedancia en ohms para la impedancia base en ohms o sea:

$$Z_1 \text{ pu} = ( 0,159 + j 0,166 ) / 7,94 = 0,0201 + j 0,0209 \text{ para } 420\text{m}$$

$$Z_2 \text{ pu} = ( 0,159 + j 0,166 ) / 7,94 = 0,0201 + j 0,0209 \text{ "}$$

$$Z_0 \text{ pu} = ( 0,234 + j 0,853 ) / 7,94 = 0,0295 + j 0,1075 \text{ "}$$

El valor Z base proviene de la ecuación  $Z_{base} = \frac{10^3 \times KV^2}{KVA \text{ base}}$

$$Z_{base} = \frac{10^3 \times 6,3^2}{5000} = 7,94 \text{ ohms base.}$$

El valor  $GMR_3$  cond. expresado en una de las ecuaciones arriba, proviene de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{GMR}_3 \text{ Cond.} &= \left( \text{GMR}^3 \text{ cond. } d_{ab}^2 \cdot d_{bc}^2 \cdot d_{ac}^2 \right)^{1/9} \\ &= \left( \text{GMR} \text{ cond. } \text{GMR}^2 \text{ gr. de } 3\text{ad} \right)^{1/3} \text{ donde} \end{aligned}$$

$$\text{GMR}_{\text{gr de } 3\text{ad}} = \left( d_{ab} \cdot d_{bc} \cdot d_{ca} \right)^{1/3} = 64 \text{ cm} = 25,15" \text{ en nuestro caso}$$

$$\text{GMR}_3 \text{ cond.} = \left( 0,142 \times 25,15^2 \right)^{1/3} = \left( 89,5 \right)^{1/3} = 4,47"$$

$$\text{por lo mismo } Z_0 = R_a + 0,286 + j 0,8582 \log_{10} \frac{2800 \times 12}{4,47}$$

$$Z_0 = 0,607 + 0,286 + j 0,8392 \log_{10} \frac{2800 \cdot 12}{4,47}$$

$$Z_0 = 0,893 + j 3,256 \text{ ohmios / milla semejante al valor obtenido anteriormente.}$$

Los valores de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero para los dos primarios de la subestación N° 14 se los ha tabulado para los diversos tramos de circuito, los mismos que se anotan en el numeral 6.3.5 de este capítulo.

### 6.3.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN .-EJEMPLO.

Calculemos la impedancia de un cable armado tripolar aislamiento de papel impregnado en aceite, funda de plomo y cubierta exterior de PVC, aislamiento para 8 KV, tipo cinturón calibre N° 2/0 AWG, sistema con neutro puesto a tierra.

#### a) Resistencia a la corriente alterna:

La pérdida en la camisa para cables tripolares es generalmente despreciable - excepto para los calibres muy grandes donde este valor os-

cila entre el 3 y 5%. Cuando es necesario calcular la resistencia considerando esta pérdida se tiene:

$$r_a = r_c + \Delta r = r_c + \frac{44.160 \times S_1^2}{r_s (r_o + r_i)^2} \cdot 10^{-6} \quad \text{ohmios/fase/milla}$$

$S_1$  = distancia entre el centro efectivo de cada conductor y el centro del cable.

$r_s$  = resistencia de la camisa de plomo

Para conductores redondos  $S_1 = 1/\sqrt{3} (d + 2T)$

Para conductores "sector shaped"  $S_1 = 1/\sqrt{3} (0,84.d + 2T)$

$d$  = diámetro del conductor desnudo, sólido de área equivalente

$T$  = espesor del aislamiento del conductor de fase

La explicación gráfica del cable se tiene en la figura 6.3.

Continuando con los cálculos se tiene:

$$S_1 = 1/\sqrt{3} (0,418 + 2 \times 0,105) = 0,363''$$

$$r_o = 0,832'' \quad r_i = r_o - e = 0,732''$$

$$r_s = \frac{0,2}{(r_o + r_i) (r_o - r_i)} = \frac{0,2}{1,564 \times 0,100} = 1,28$$

$r_s = 1,28$  ohmios/fase/milla ( en las tablas se tiene 1,43)

$$r_a = r_c + \frac{44.160 \times S_1^2}{r_s (r_o + r_i)^2} \cdot 10^{-6} \quad \text{ohmios/fase/milla.}$$

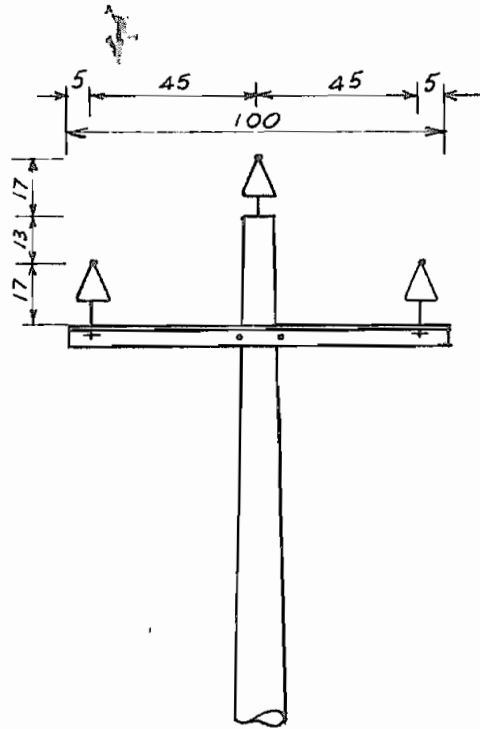
$$r_a = r_c + 0,002 = 0,481 + 0,002 = 0,483 \text{ ohmios/fase/milla} \\ = 0,495 \text{ en la tabla.}$$

b) Reactancia del Cable :

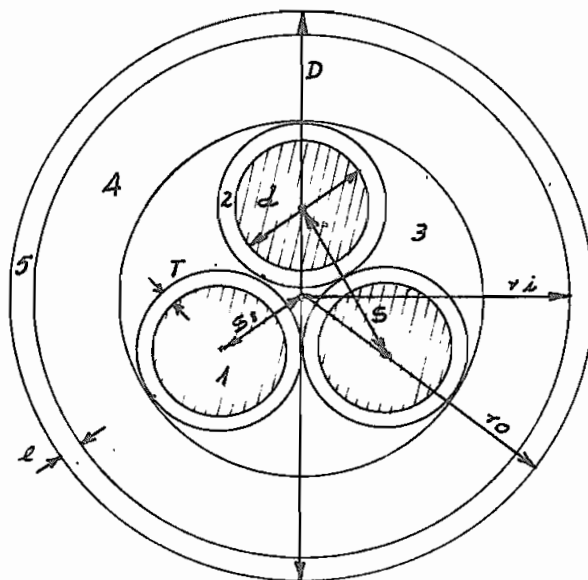
$$X = 0.004657 \times f \times \log_{10} S/\text{GMD cond.} = 0,2794 \log_{10} S/\text{GMD cond.}$$

$S = \text{GMD} =$  distancia media geométrica entre los tres conductores.

**FIG. 6-I**  
**ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES**



**FIG. 6-3**  
**DISPOSICION CONSTRUCTIVA DE UN CABLE ARTADO TRIPOLAR**



- 1 = CONDUCTOR
- 2 = AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR
- 3 = RELLENO DE YUTE
- 4 = CUBIERTA DE PVC
- 5 = CANISA DE PLOMO



$GMD_{3c} = S =$  distancia media geométrica entre los tres conductores. =  $(S_{ab} \times S_{bc} \times S_{ca})^{1/3}$

$$X_a = 0,2794 \cdot (f/60) \cdot \log_{10} \frac{12''}{GMR_{1c}}$$

$$X_d = 0,2794 \cdot (f/60) \cdot \log_{10} \frac{GMD_{3c}}{12''} \quad \text{o también :}$$

$$X_a + X_d = 0,2794 \cdot (f/60) \cdot \log_{10} \frac{GMD_{3c}}{GMR_{1c}} = X_1 = X_2$$

$$S = d + 2T = 0,418 + 2(0,105) = 0,418 + 0,210 = 0,628$$

$$X_1 = X_2 = 0,2794 \cdot \log_{10} \frac{0,628}{0,151} = 0,2794 \log_{10} 4,16 = 0,1735 \text{ ohmios/fase/milla} \quad (0,156 \text{ en la tabla})$$

c) Impedancia de Secuencia Cero:

$$Z_{oc} = r_c + 0,00477 \cdot f + j 0,0139 \cdot f \cdot \log_{10} \frac{D_e}{GMR_c} \quad \text{Ohm/fase/milla}$$

$$= r_c + r_e + j (x_a + x_e - 2x_d) \quad "$$

$$= 0,495 + 0,286 + j 0,834 \cdot \log_{10} \frac{2.800 \times 12}{GMR_c}$$

$$GMR_c = 0,151'' \quad S = d + 2T = 0,418 + 2(0,105) = 0,628''$$

$$GMR_c = (0,151'' \times 0,628''^2)^{1/3} = 0,391''$$

$$Z_{oc} = 0,495 + 0,286 + j 0,834 \log_{10} 33600 / 0,391$$

$$Z_{oc} = 0,781 + j 0,834 \times 4,935 = \underline{0,781 + j 4,13} \quad \text{este valor}$$

es la impedancia de secuencia cero de los tres conductores en paralelo sin retorno por la camisa de plomo; el retorno se efectúa por tierra.

Impedancia de secuencia cero de la camisa, con retorno por tierra, sin considerar los conductores en grupo: =  $Z_{os}$ .

En general:  $Z_{os} = N_s \cdot r_s + 0,00477 \cdot f + j 0,01397 \cdot f \cdot \log_{10} \frac{D_e}{GMR_s}$

Para tres cables monofásicos:  $Z_{os} = r_s + r_e + j(x_s + x_e - 2x_d)$

Para nuestro caso que es cable tripolar tenemos: (calibre 2/0 )

$$\begin{aligned} Z_{os} &= 3r_s + r_e + j(3x_s + x_e) \\ &= 3 \times 1,280 + 0,286 + j 0,838 \log_{10} \frac{33600}{0,782} \\ &= 3,84 + 0,286 + j 3,88 = \underline{4,126 + j 3,88} \end{aligned}$$

La impedancia mútua entre los conductores y la camisa, con regreso de la corriente por tierra es:  $Z_{om} =$

$$Z_{om} = 0,00477 \cdot f + j 0,01397 \cdot f \cdot \log_{10} \frac{D_e}{GMD_{camisa-cond.}} \text{ oh/f/malla}$$

$$Z_{om} = r_e + j(3x_s + x_e) \text{ para un cable trifásico}$$

$$Z_{om} = r_e + j(x_e + x_s - 2x_d) \text{ para un cable monofásico.}$$

para el ejemplo de un cable 2/0 AWG tendremos:

$$\begin{aligned} Z_{om} &= 0,286 + j(3 \times 0,004657 \cdot f \cdot \log_{10} \frac{24}{r_o + r_i} + 0,01397 f \log_{10} D_e) \\ &= 0,286 + j(0,838 \log_{10} \frac{2800 \times 12}{GMR_s = GMD_{camisa-cond.}}) \end{aligned}$$

$$GMR_s = GMD_{camisa-cond.} = (r_o + r_c)/2 = 1,564/2 = 0,782''$$

$$\begin{aligned} Z_{om} &= 0,286 + j(0,838 \log_{10} 33600/0,782) \\ &= 0,286 + j 4,634 \times 0,838 = \underline{0,286 + j 3,88} \end{aligned}$$

Las ecuaciones indicadas se representan esquemáticamente según la figura 6.4.

Para el cable 2/0 AWG ,tripolar,8KV,tipo cinturón,tendremos en general el circuito indicado según la figura 6.4.

Para hallar la impedancia de secuencia cero del cable armado tripolar N<sup>o</sup> 2/0AWG, aislado para 8 KV, suponemos que casi todo el retorno de corriente se efectúa por la camisa de plomo; es decir se suprime el ramal de impedancia mutua de la figura 6.4. Tenemos en este caso el circuito equivalente indicado en la figura 6.5.

De acuerdo a la figura 6.5 tenemos:

$$Z_o \text{ total} = Z_{oc} - Z_{om} + Z_{os} - Z_{om} = Z_{oc} + Z_{os} - 2Z_{om}$$

$$2Z_{om} = 0,572 + j 7,76$$

$$Z_{oc} + Z_{os} = 4,907 + j 8,01$$

$$\underline{Z_{ototal} = 4,335 + j 0,25}$$

En los valores dados por las tablas se obtiene:

$$\underline{Z_o \text{ total} = 4,79 + j 0,273}$$

### 6.3.3 IMPEDANCIAS DEL TRANSFORMADOR DE FUERZA DE LA SUBESTACION

Puesto que los valores adoptados, base, son los de la placa del transformador, la reactancia de secuencia positiva será también la de placa, despreciando la resistencia, o sea - j 0,07 pu, valor que es igual al de secuencia negativa.

Según se indicó anteriormente la reactancia de secuencia cero se la tomó siguiendo la indicación de la casa Line Material o sea la de adoptar un valor igual al 85% de la reactancia de secuencia positiva. La Casa Westinghouse recomienda para este caso de conexión del ~~de~~ estrella con neutro puesto a tierra, el que se iguale los tres valores de reactancias, o sea :

$X_1 = X_2 = X_0$ .-Es decir que para una falla fase-tierra el valor de la corriente será algo menor según la Westinghouse que el obtenido según Line Material.

6.3.4 SUBESTACION DE DISTRIBUCION N° 14 y sus PRIMARIOS "A" Y "C"  
DESCRIPCION.

La subestación de distribución N° 14 se halla ubicada en la intersección de las avenidas 6 de Diciembre y Gaspar de Villarroel en el noreste de la ciudad. Esta abastece a una gran área residencial-industrial de La Carolina, Batán, Pata de Guápulo, La Colina y Bella Vista, mediante cuatro circuitos aéreos a 6300 voltios entre fases, teniendo provisión para un quinto alimentador futuro.

Un expreso conecta la subestación 14 con la Central Diesel de La Carolina, el mismo que se halla protegido por un disyuntor de interconexión.

El transformador de fuerza es a prueba de intemperie sumergido en aceite, con cambio automático de tensión bajo carga,  $\pm 10\%$  en 15 escalones en el lado secundario, potencia 5/6,25 MVA OA/FA, tensión 46-6,3 KV, trifásico, conexión delta-estrella con el neutro sacado al exterior y puesto a tierra sólidamente.

El transformado además de sus protecciones internas tiene en el lado de alta tensión un suiche de desconexión y un juego de fusibles de fuerza. En el lado de baja tensión un disyuntor general conecta los bornes de 6,3 KV - del transformador con las barras respectivas de la subestación.

Los disyuntores de cada alimentador primario y el general son de 1000 amperios nominales, 200 kVA, con un tiempo básico de desconexión de 8 ciclos y de reconexión de 50 ciclos, activados por relés de sobrecarga-cortocircuito y de fallas a tierra. Con cada alimentador se tiene además relés de recierre. El Diagrama Eléctrico Unifilar de la Subestación se indica en el plano N° S14-1ED.

El primario "A" avanza por la Avenida 6 de Diciembre hacia el sur y sale con ramales hacia las zonas residenciales oeste y este de la misma según se indica en el plano de circuitos y calibres N° S14-2PA1.-El primario "C" avanza por la avenida 6 de Diciembre hacia el norte de la subestación y entra con ramales a las zonas residenciales- industriales de Bella Vista, y El Batán según se indica en el plano de circuitos y de calibres N°S14--3PC1.

#### 6.3.5 VALORES DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO DE LOS PRIMARIOS "A" Y "C" DE LA SUBESTACION N° 14

En los planos adjuntos N°s S14-4PA2 y S14-5PC2 se ubican los respectivos valores de las impedancias de secuencia positiva, negativa ( igual a la positiva ) y cero expresados en valores por unidad ( pu ), es decir cuando cada impedancia en ohmios la hemos dividido para la impedancia base de 7,94 ohmios.

Conviene aclarar que estos valores de impedancia para los primarios "A" y "C" se refieren a la configuración de los mismos antes de que se los modifique por la entrada en servicio de la Subestación N° 16.-



#### 6.4 CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.-

El método de cálculo que he adoptado para el estudio de las fallas es el de la Casa Americana LINE MATERIAL. Para mayor claridad en el cálculo de cada tipo de falla acompaño unos ejemplos para la obtención de las fallas - trifásica, fase-tierra mínima y fase-fase.

##### 6.4.1 EJEMPLO DE CALCULO DE FALLA TRIFASICA;

Respecto al primario "A" en el plano N° S14-4PA2 se tiene el punto de coordinación F1(31). Sirviéndonos de este plano de impedancias el valor de la de secuencia positiva es en pu:

$$\begin{aligned} Z_{1pu} &= Z \text{ línea pu} + Z \text{ pu del transformador=} \\ &= 0,00386 + j 0,0011 + j 0,07 = \\ &= 0,00386 + j 0,0711 = Z_1 \text{ total pu} \end{aligned}$$

$$\text{Corriente base Trifásica en amperios} = I_{\text{base } 3\phi} =$$

$$I_{\text{base } 3\phi} = \frac{\text{KVA base}}{\sqrt{3} \text{ KV base}} = \frac{5.000}{\sqrt{3} 6,3} = 460 \text{ amperios}$$

I falla trifásica en pu, en el punto de coordinación F1(31) :

$$I_{\text{falla F1(31)pu}} = 1 / Z_1 \text{ total pu} = 14,05 \text{ pu.}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{falla F1(31) amperios}} &= I_{\text{base } 3\phi} \times I_{\text{falla F1(31) pu}} \\ &= 460 \times 14,05 = \underline{\underline{6.460 \text{ amperios}}} \end{aligned}$$

Es decir que la falla trifásica en el punto F1 (31) del primario "A" representa una corriente de 6.460 amperios.

6.4.2 CALCULO DE UNA FALLA FASE-TIERRA.-EJEMPLO.-

Calculemos la mínima corriente de falla en el punto de coordinación F1(31) del Primario "A" de la Subestación N°14. Tenemos que considerar en este caso las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, mas la resistencia de tierra de 40 ohmios en el punto de falla.

Puesto que el valor de la impedancia de secuencia negativa es igual al de secuencia positiva tendremos:

$$\begin{aligned} Z_{total} &= Z1 + Z2 + Z0 + 40 \text{ ohmios de resistencia} \\ &= 2Z1 + Z0 + 40 \text{ ohmios de resistencia} \end{aligned}$$

Para el punto de coordinación F1(31) la impedancia total - hasta este será, desde la subestación:

$$\begin{aligned} 2Z1 &= 2( 0,00386 + j 0,0711 ) \text{ pu} \\ Z0 &= 0,054 + j 0,089 \\ 40 \text{ ohms. en pu} &= \underline{5,03} \\ Z_{total} &= ( 5,072 + j 0,23 ) \text{ pu} \\ &= \text{en valor absoluto} = 5,08 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$I_{falla \text{ m\u00ednima en pu}} = \frac{1}{2Z1 + Z0 + R0g} = \frac{1}{5,08} = 0,197 \text{ pu}$$

$$I_{falla \text{ m\u00ednima en amperios}} = I_{falla \text{ en pu}} \times I_{falla \text{ F-T base}}$$

$$\begin{aligned} \text{La corriente de falla base Fase-Tierra es} &= \frac{KVA \sqrt{3}}{KV} = \\ &= \frac{5000 \times \sqrt{3}}{6300} = 1380 \text{ amperios} \end{aligned}$$

$$\underline{I_{falla \text{ m\u00ednima fase tierra en F1(31)}} = 0,197 \times 1380 = 272 \text{ A.}$$



### 6.4.3 CALCULO DE UNA FALLA ENTRE FASES .-EJEMPLO.

Consideremos el mismo punto de coordinación F1(31) en el primario "A" de la Subestación N° 14. La corriente de cortocircuito entre fases en los sistemas de distribución tiene un valor intermedio entre la corriente de falla trifásica como valor máximo y la corriente de falla a tierra como valor mínimo.

La corriente de falla entre fases se relaciona según vimos en el Capítulo 2 , numeral 2.2.2, literal c, página 85 con la falla trifásica en la siguiente forma:

$$\begin{aligned} I_{3\phi \text{ falla}} &= (2/\sqrt{3}) I_{\text{falla Fase-Fase}} \\ I_{\text{falla Fases-Fase}} &= (\sqrt{3}/2) I_{3\phi \text{ falla}} \\ &= 0,866x I_{3\phi \text{ falla}} \end{aligned}$$

Por lo mismo la corriente de falla fase-fase en el punto de coordinación F1(31) del primario "A" de la Subestación N° 14 será :

$$\begin{aligned} I_{\text{falla fase-fase}} &= 0,866 x 6460 \text{ amperios} \\ &= \underline{5520 \text{ amperios}} \end{aligned}$$

### 6.4.4 CUADROS RESUMENES DE LAS CORRIENTES DE FALLA EN LOS PRIMARIOS "A" y "C" de la SUBESTACION N° 14.-

Para facilitar el trabajo de coordinación he elaborado los cuadros números 6-1PA y 6-2PC en los que se indican las fallas para cada punto de coordinación en amperios y en MVA. Para los puntos extremos de circuitos ramales, puesto que no se necesita saber la máxima corriente de falla se ha obtenido sólo la mínima corriente de falla fase-tierra. Los valores de corriente de falla entre fases se han tabulado para los -

CUADRO 61PA

SUBESTACION DE DISTRIBUCION N° 14.- PRIMARIO "A" 14  
CUADRO RESUMEN DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Falla N°	TRIFASICA		Fase-FASE		FASE-TIERRA	
	Amperios	MVA	Amperios	MVA	Amperios	LVA
F1(31)	6.460	70,4	5.520	60,1	271,5	2,96
F2(31)	6.080	66,2	5.270	57,2	271,0	2,95
F3(31)	5.105	55,8	4.430	48,4	267,5	2,92
F4(31)	3.955	43,1	3.430	37,5	263,0	2,87
F5(31)	3.590	39,2	3.130	34,2	261,0	2,85
F6(31)	3.870	42,3	3.360	36,7	260,0	2,84
F7(31)	3.150	34,4	2.740	29,9	258,0	2,82
F8(1)					260,0	2,84
F9(1)					256,0	2,79
F10(1)					243,0	2,65
F11(1)					250,0	2,75
F12(1)					249,0	2,72
F13(1)					246,0	2,68

Notación :

F1(31) indica el punto de coordinación en el cual se ha calculado los tres tipos de fallas: trifásica, fase-fase y fase-tierra.

F13(1) indica el punto de coordinación N° 13 en el cual se ha encontrado la falla fase-tierra.

CUADRO 62 PC

SUBESTACION DE DISTRIBUCION N° 14.-PRIMARIO "C" 14  
CUADRO RESUMEN DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

FALLA N°	TRIFASICA		FASE-FASE		FASE-TIERRA	
	AMPERIOS	MVA	AMPERIOS	MVA	AMPERIOS	MVA
F1(31)	4.885	53,15	4.225	46,1	268,5	2,93
F2(31)	3.800	41,5	3.290	36,0	264,5	2,89
F3(31)	3.190	34,9	2.760	30,1	261,0	2,85
F4(31)	2.770	30,3	2.400	26,15	256,0	2,79
F5(31)	2.060	22,5	1.785	19,5	249,0	2,72
F6(31)	1.447	15,75	1.250	13,65	233,5	2,54
F7(31)	1.864	20,20	1.615	18,6	242,0	2,64
F8(1)					237,0	2,59
F9(1)					240,0	2,61
F10(1)					253,0	2,76
F11(1)					214,5	2,34
F12(1)					226,0	2,46
F13(1)					223,0	2,44
F14(31)	2.745	29,85	2.370	25,9	255,0	2,77
F15(31)	2.170	23,65	1.880	20,5	247,5	2,70
F16(31)	2.615	28,45	2.260	24,6	251,5	2,74

**Notación:**

F1(31) indica el punto de coordinación N=1 en el cual se ha calculado los tres tipos de fallas trifásica, fase-fase y fase-tierra.

F13(1) indica el punto de coordinación N°13 en el cual se ha calculado la falla fase-tierra.

puntos en donde previamente se han obtenido las corrientes de falla máxima ( trifásica ).

En los planos números S14-6PA3 y S14-7PC3 se ubican los valores de falla máxima y mínima o mínima según el caso para cada punto de coordinación así como el equipo de protección propuesto.

6.5. COORDINACION DE LOS APARATOS DE PROTECCION EN LOS PRIMARIOS "A" Y "C" DE LA SUBESTACION N° 14.

En general al diseñar los esquemas de protección coordinados que propongo, he procurado considerar aspectos tan importantes como son:

a) Selectividad.-

Tratando al máximo posible el que sólo la zona averiada quede sin servicio o al menos el circuito ramal correspondiente, evitando así los inconvenientes de suspensión a todos los clientes servidos por el primario. En algunos casos la protección obtenida ha sido sólo parcial según veremos más adelante.

b) Simplicidad y economía.-

Procuro tener un esquema simple y económico, de fácil montaje, operación y mantenimiento.

c) Equipo existente.-

Respecto al equipo existente de protección estimo es adecuado por economía el mantener los mismos disyuntores y relés de la subestación, tan sólo cambiando los ajustes de estos últimos según explicaré luego.

Disyuntores:

Las características de los disyuntores son las siguientes:

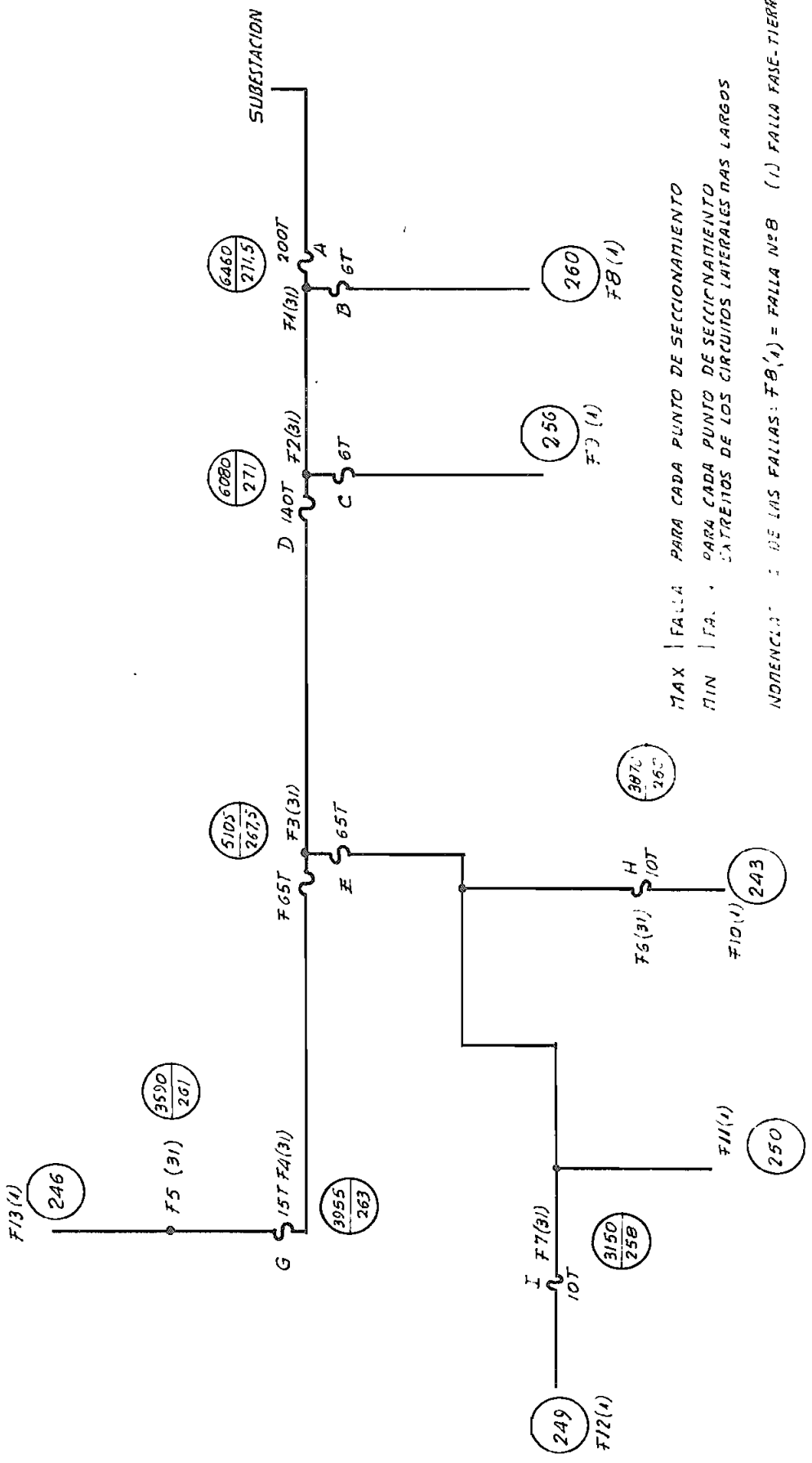
Marca: Siemens , Tipo H623b106K , tipo interior, interruptor

SUBESTACION DE DISTRIBUCION N° 14

PRIMARIO A-14

UBICACION DE LAS CORRIENTES DE FALLA MAXIMA Y MINIMA Y DEL EQUIPO DE PROTECCION

PLANO N° S14 - 6 PA3

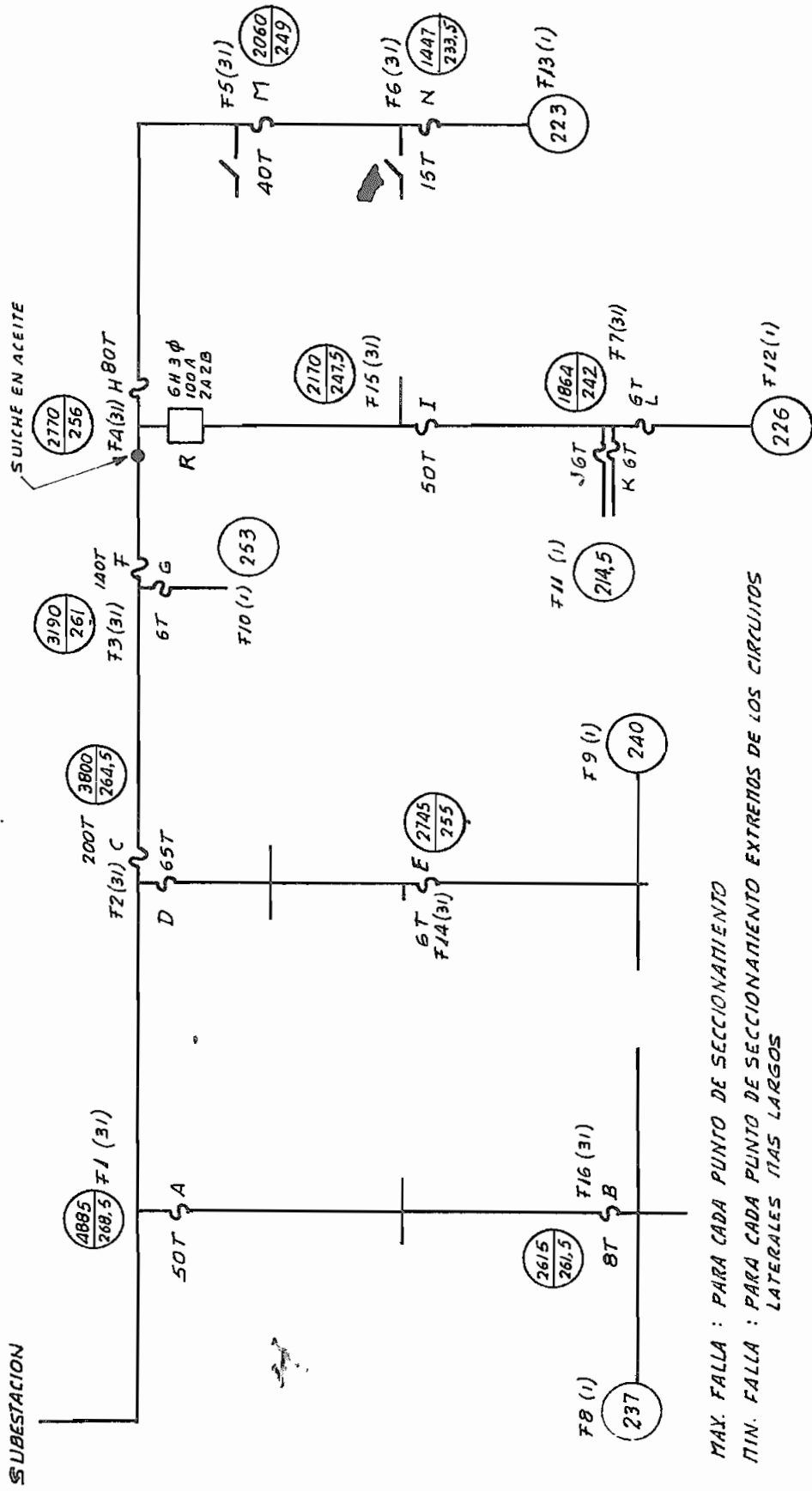


MAX | FALLA PARA CADA PUNTO DE SECCIONAMIENTO  
 MIN | FA. PARA CADA PUNTO DE SECCIONAMIENTO  
 EXTREMOS DE LOS CIRCUITOS LATERALES MAS LARGOS

NOTACION : DE LAS FALLAS: F<sub>0</sub>(A) = FALLA N°B (1) FALLA FASE-TIERRA

SUBESTACION DE DISTRIBUCION N° 14  
PRIMARIO C-1A

UBICACION DE LAS CORRIENTES DE FALLA MAXIMA Y MINIMA Y DEL CAMPO DE PROTECCION  
PLANO N° S14 - 7 P C 3



MAX. FALLA : PARA CADA PUNTO DE SECCIONAMIENTO

MIN. FALLA : PARA CADA PUNTO DE SECCIONAMIENTO EXTREMOS DE LOS CIRCUITOS  
LATERALES MAS LARGOS

NOTENCILLATURA DE LAS FALLAS: F1 (3I) = FALLA N° 1 ; (3I) = FALLA TRIFASICA + FALLA FASE-TIERRA

de expansión de accionamiento neumático sin carga de aceite  
Tensión de Serie 10 KV, 1000 amperios nominales, 200 MVA de  
interrupción, Tensión Nominal 6 KV, Capacidad de Apertura Ins-  
tantánea 30 Kiloamperios, 60 ciclos por segundo, tiempo básico  
de desconexión de 8 ciclos.

**Relés de Protección:**

**1-Para el Disyuntor General:**

Cortocircuito y Sobrecarga : Relé Siemens tipo R3Ast50

Ajustes Actuales: Sobrecarga:  $1.I_n = 5$  amperios en el secundario del transformador de corriente.

Cortocircuito:  $3.I_n = 15$  amperios en el secundarios del transformador de corriente.

Tiempo: 1 segundo, en el dial respectivo.

Relé contra fallas a tierra: Westinghouse tipo C09

Ajustes Actuales: Dial de tiempo = 1 segundo

Valor Tap = 1,0 ; disparo instantáneo = 8

Los ajustes que se proponen son los mismos, sin ninguna alteración en los valores arriba indicados.

**2-Para los Disyuntores de los Primarios:**

Cortocircuito y Sobrecarga: Relé Siemens tipo R3Ast50

Ajustes Actuales: Sobrecarga:  $0,5 I_n = 1,25$  amperios en el secundario del transformador de corriente.

(primario "A") Cortocircuito:  $2,4 I_n = 12$  amperios.

Tiempo: 0,5 segundo, en el dial respectivo.

Relé contra fallas a tierra: Westinghouse tipo C09

Ajustes Actuales: Dial de Tiempo: 1 segundo

Valor Tap = 0,5 ; disparo instantáneo = 4

Ajustes Propuestos: Sobrecarga= lo mismo = 0,5 In = 1,25 amps  
Cortocircuito: que en tiempo opere en 0,02 segundos( el relé ).  
Falla a Tierra: los mismos valores o sean  
Dial de Tiempo= 1 ; Valor Tap = 0,5 ,disparo instantáneo = 4.

Para el Primario "C" se tiene:

Cortocircuito y Sobrecarga:Relé Siemens tipo R3Ast50

Ajustes Actuales: Sobrecarga: 0,6 In = 1,5 amperios.

Cortocircuito: 2,4 In = 12 amperios

Tiempo : 0,5 segundos en el dial respectivo.

Relé contra fallas a tierra: Westinghouse tipo C09

Ajustes Actuales: Dial de Tiempo :0,5 segundos

Valor Tap = 0,5 ; disparo instantáneo= 4

Ajustes Propuestos :Sobrecarga : lo mismo

Cortocircuito: que en tiempo opere el relé en 0,02 segundos.

Falla a Tierra: lo mismo.

#### 6.5.1 PROTECCION DEL PRIMARIO "A".-

a) Equipo propuesto:

Se usan fusibles IEEE-NEMA tipo "T" o "lentos" de capacidades preferidas y adyacentes en lo posible ya que sus características de operación permiten tener un mayor rango de coordinación con el disyuntor de la subestación, ya que la intersección de las curvas de mínimo tiempo de fusión con el de operación del relé R3Ast50 mas el del disyuntor se realiza a un valor mayor de corriente que con fusibles IEEE-NEMA tipo "K" o Rápidos. Sus ubicaciones se indican en el plano N° S14-6PA3 .



CUADRO N° 6-IIPA

SUBESTACION DE DISTRIBUCION N° 14.- PRIMARIO "A" 14

COORDINACION DE FUSIBLES.-

Localización	Tamaño y tipo del Fusible.	Falla 3ø sim.	Tercera Máx. Tiempo	Mín. Tiempo	% CT II / MT I	
Fus. Protegdo.	Protector II	Máx. Amperios	Amps.	Despeje Sg	Fusión Sg.	
H	10T	-----	13	0,013	0,01	-----
I	10T	-----	13	0,013	0,01	-----
G	15T	-----	20	0,013	0,01	-----
E	65T	10T (H) 10T (I)	13	0,043	0,022	0,013/0,022=59%
F	65T	10T (I)	13	0,060	0,032	0,013/0,032=59%
F	65T	15T (G)	20	0,042	0,022	0,013/0,022=59%
D	140T	65T (E) 65T (F)	41	0,11	0,068	0,030/0,068=44%
A	200T	140T (D)	40	0,11	0,068	0,030/0,068=44%
B	6T	-----	81	0,16	0,120	0,080/0,120=66,8%
C	6T	-----	6	0,013	0,01	-----
		-----	7	0,013	0,01	-----

Siendo además la mayoría de los clientes servidos desde este primario, del tipo residencial, no se justifica al menos por el momento el utilizar aparatos de protección más caros y sofisticados.

Cargas importantes como la del Hotel "Quito", tiene la posibilidad de alimentarse desde otra subestación o por medio de sus propias fuentes de emergencia.

Fundidos cualquiera de los grupos de fusibles propuestos se tiene la ventaja de que se identifica fácilmente el circuito averiado lo cual favorece para un rápido restablecimiento del servicio.

b) Calibres de los Elementos Fusibles y su Coordinación:

Los calibres de los diversos grupos de fusibles se los ha determinado y coordinado mediante las tablas de coordinación y usando las máximas corrientes de falla de cada punto. Para todos ellos se busca que el tiempo de despeje del elemento protector ( más cercano a la falla ) sea menor o igual al 75% del tiempo de fusión del elemento protegido. Esta relación hace que opere primero el fusible más cercano a la falla, Las características de operación y sus calibres se indican en la tabla N° 6-IIIPA.

c) Coordinación de los Fusibles con el Disyuntor del Primario "A-14":

Los grupos de fusibles A-D-E y F coordinan parcialmente con el relé en su nuevo ajuste propuesto y el disyuntor A-14 según se indica en la tabla N° 6-IIIPA y el Plano N° S14-SPA. Los demás fusibles dados sus calibre y el ajuste del relé - hacen que no se coordinen entre si, o sea que los grupos de fusibles B-C-G-H e I se funden sea para fallas temporales o permanentes antes que el relé y su disyuntor asociado.

CUADRO 6-III PA

PORCENTAJE DE COORDINACION DE LOS FUSIBLES CON EL DISYUNTOR  
"A" 14.-FALLAS TRIFASICAS

<u>Porcentaje de Coordinación para Fallas Trifásicas</u>			
Grupo	Con el ajuste actual	Con el ajuste propuesto del	
Fusibles	del Relé R3Ast50	Relé R3Ast50	
A	$\frac{4550}{6460} = 70,5\%$	$\frac{4700}{6460} = 72,8\%$	
D	$\frac{2800}{6080} = 46\%$	$\frac{2900}{6080} = 47,6\%$	
E y F	$\frac{1280}{5105} = 25,1\%$	$\frac{1320}{5105} = 25,9\%$	

CUADRO 6-IV PA

COORDINACION PARA FALLAS A TIERRA EN EL PRIMARIO "A" 14

Punto	Ifalla Amps.	Tiempo de Operación Relé + Disyuntor	Aparato de Protección que Opera
A	272	0,213 seg.	Relés con el Disyuntor
B	272	0,213 " +	Se queman fusibles B
C	271	0,208 " +	Se queman fusibles C
D	271	0,208 "	Relés con el Disyuntor
E	268	0,203 "	Relés con el Disyuntor
F	268	0,203 "	Relés con el Disyuntor
G	263	0,198 " +	Se queman fusibles G
H	260	0,193 " +	Se queman fusibles H
I	258	0,188 " +	Se queman fusibles I

+ para fallas en el extremo del ramal se queman estos fusibles.

d) Respecto a las fallas a tierra se ha conseguido también que haya coordinación entre el relé y el disyuntor A-14 y los fusibles A-D-E y F. Si la falla persiste estos se quedan obligadamente a igual que los grupos de fusibles B-C G-H e I.-Las características y resultados de la coordinación se indican en la tabla 6-IVPA y en el plano N° S14-9PA5

-----

#### 6.5.2. PROTECCION DEL PRIMARIO "C".-

##### a) Equipo Propuesto:

Similarmente y por las mismas razones que para el primario "A" se usan fusibles tipo "T" o lentos.

Para cargas especiales como es la de "All American Cables" se usa un reconectador trifásico en la iniciación del ramal respectivo, justificándose su utilización por el tipo de carga y la zona boscosa por donde avanza la línea. Se propone sin embargo el usar un reconectador de menor amperaje y al actual pasarlo al ramal que a partir del Estadio Olímpico "Atahualpa" avanza hacia la zona industrial de El Batán.

El suiche en aceite existente en este primario, puede ser transferido a otro sitio ( ramal o subramal ) ya que en el sitio actual y con el equipo propuesto no prestaría un servicio adecuado al primario.

##### b) Calibres de los Elementos Fusibles y su Coordinación:

Se los determina y coordina mediante las corrientes de falla máxima y usando las tablas de coordinación a igual que en el numeral 6.5.1.b.-Las características de operación y sus calibres se indican en la tabla N° 6-VPC.

lizar inspecciones en el mismo una vez que se haya alcanzado un número tal de operaciones, lo cual consecuentemente requiere una suspensión del servicio correspondiente a ese aparato.

6.7 CONCLUSIONES.-SUGERENCIAS

6.7.1. CONCLUSIONES GENERALES.-

Puntos de vista generales que deseo exponer respecto a la Empresa Eléctrica "Quito" S.A. deben ser considerados como una crítica sincera la cual busca contribuir en algo al mejoramiento técnico de esta institución.

Conviene insistir y pensar en las tres fases del programa que persigue obtener un servicio de alta calidad, las mismas que ya fueron explicadas en el literal A.2.2 del presente estudio.

Hace falta en la Empresa una tecnificación en la fase de Reporte. Hasta el momento no se dispone de datos estadísticos completos y centralizados sobre fallas e interrupciones. En base a él se puede realizar un análisis detenido de cada circuito e introducir mejoras en el mismo y en el diseño y construcción de circuitos futuros. Me permito adjuntar un ejemplo de Registro de Fallas e Interrupciones, el cual talvés con errores, puede ser la base para mantener un adecuado sistema de estadística, control y análisis de las fallas ocurridas en el sistema de distribución.

Las fases siguientes del programa: Análisis y Evaluación-Acción bien planificadas y llevadas a cabo harán que el servicio sea más eficiente para bien de los consumidores y de la Empresa mismo.

B.-Respecto a protección y coordinación contra sobrecorrientes se debe actualizar todos los parámetros del sistema, desde los generadores hasta las redes de baja tensión. Asegurándose a la vez de las corrientes de carga normales y en condiciones de emergencia, de las de falla. Los estudios deberían realizarse cada cierto tiempo, 4 ó 5 años, período durante el cual es muy posible que se presente un rediseño de los circuitos por cambio de conductores, longitud, carga o talvés un aumento de capacidad en la subestación etc.

C.-Al mismo tiempo que se emprenda un plan total de protección y coordinación contra sobrecorrientes del sistema, conviene efectuar otra también importante, cual es el de coordinación contra sobretensiones. Ambos requieren de nuestra atención en relación directa con el crecimiento y complejidad que va tomando el sistema.

D.-Es necesario determinar si conviene o no establecer planes separados de protección, con sus esquemas, para las instalaciones urbanas y rurales, tipos de clientes en esas zonas. Para todos estos estudios se necesita un equipo de personas dedicadas exclusivamente a los mismos, el cual debe estar ligado con todos los departamentos y secciones técnicas de la Empresa.

E.-Es importante anotar que el planeamiento que se haga debe ser el que nos dirija a un sistema lo más flexible posible, entendiéndose por "flexible" un sistema bien ensamblado en todas sus partes, que se desarrolle con libertad y esté listo a abastecerse de las nuevas iniciativas, técnicas e inventos, listo siempre a servir al cliente en la mejor forma y en el lugar que él desee. Para todo ello la Empresa debe estar bien informada y conectada con organizaciones e ins

tituciones afines nacionales y extanjeras y mantener a todo su potencial humano eficientemente preparado a lo largo del tiempo.

6.7.2. CONCLUSIONES SOBRE EL ESTUDIO DE APLICACION REALIZADO.-

A.-Es imprescindible en los puntos de coordinación donde se produzca la quemazón de los fusibles por causa de una falla que los elementos de reemplazo sean del calibre y tipo adecuados y no de los que se tenga disponibles en ese momento ya que esta instalación dificultaría o anularía la coordinación.

B.-Antes de llevar a cabo el esquema propuesto de protección es necesario actualizar las corrientes de falla debido a las modificaciones que se introdujeron últimamente en los primarios de la subestación N° 14 y en la subestación misma debido a la puesta en servicio de la vecina subestación N° 16.

C.- El estudio realizado se ha inclinado más hacia la utilización de equipo de protección americano dada su mayor facilidad de adquisición y aplicación en nuestro medio.

D.-Finalmente hago presente mis anhelos porque esta Tesis sirva de guía para la realización de futuros estudios de protección en nuestros sistemas de distribución.-

=====

Libros:

- 1.1.-Allgemeine Elektrizitäts Gesellschaft."Manual AEG para instalaciones eléctricas de alumbrado y fuerza motriz"..-7a Edición.-1956.
- 1.2.-Aluminum Company of America (ALCOA).-"ALCOA Aluminum Bus Conductor Handbook".-Pittsburgh,Pa.USA.1957
- 1.3.-Dawes.L.Chester.-"Tratado de Electricidad".-Tomo II 2a Edición.-Editorial Gustavo Gili S.A.-Barcelona - 1959.
- 1.4.-Dover A.T.-"Theory and Practice of AC Currents".-Pitman & Sons Ltd.-Londres.-3a Edición.-1960.
- 1.5.-General Electric Company.-"Electric Utility Systems and Practices".-2a Edición.-Publicación N°GEZ-2587-A Schenectady New York.-USA.-1967.
- 1.6.-Knowlton Archer.-"Manual Standard del Ingeniero Electricista.-Editorial Labor S.A.-Barcelona.-1962.
- 1.7.-Kurtz B.Edwin.-"The Lineman's and Cableman's Handbook" McGraw Hill Book Co.-IV Edición.-USA.-1964.
- 1.8.-Mason Russell C.-"the Art and Science of Protective Relaying".-John Wiley & Sons Inc.-USA.-VI Edición/67.
- 1.9.-Miembros del Massachusetts Institute of Technology.-"Circuitos Eléctricos".-Compañía Editorial Continental S.A.-México.-1959.
- 1.10.-Neale R.E.-"Manual Whittaker de Ingeniería Eléctrica" Editorial Dossat S.A.-Madrid.-7a Edición.-1952.
- 1.11.-Pender Harold,Del Mar William.-"Electrical Engineer's Handbook.-Electric Power".-IV Edición.-John Wiley & Sons Inc.-1958.
- 1.12.-Ing.Sánchez Gerardo.-"Estudio de Fallas en el Sistema de Transmisión y Subtransmisión de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A.-Escuela Politécnica Nacional.-Tesis - de Grado.-1967.



- 1.13.-Skilling Hugh.-"Electric Engineering Circuits".-John Wiley & Sons Inc.-USA.-2a Edición.-1966.
- 1.14.-Tipton & Kalmbach Inc.-Empresa Eléctrica "quito" S.A. "Instrucciones de Operación y Mantenimiento para el Sistema de Distribución de quito".-Primera Etapa.-Denver Colorado.-USA.-1961.
- 1.15.-Wagner C.F. and Evans R.D.-"Symmetrical Components".-McGraw Hill Book Co.-New York USA.-1963.
- 1.16.-Westinghouse Electric Corporation.-"Electriccal Transmission and Distribution Reference Book".-East Pittsburgh,Pennsylvania USA.-1950.
- 1.17.-Westinghouse Electric Corporation.-"Electric Utility Enginnering Reference Book".-Volume III.-Distribution Systems.-East Pittsburgh,Pennsylvania USA.-1959.
- 1.18.-Westinghouse Electric Corporation.-"Maintenance Hints" Publicación N HB-6001-N.-Pittsburgh,Pa. USA.-
- 1.19.-Westinghouse Electric Corporation.-"Distribution Apparatus handbook".-Publicación N° B-8268.-Trafford Pa. USA.
- 1.20.-Westinghouse Electric Corporation.-"Applied Protective Relaying".-Newark New Jersey.-USA.-V Edición 1964.
- 1.21.-Zoppetti Gaudencio Júdez.-"Estaciones Transformadoras" 2a Edición.-Editorial Gustavo Gili S.A.Barcelona 1964.

Boletines e Informes Técnicos.-

- 2.1.- Auer G.G.-"Distribution Systems Control".-General Electric Co.-Pág.1-15.-1957.
- 2.2.- Edison Electric Institute.-"Automatic Oil Circuit Reclosers Application Guide".-Publicación 6052.Pág,1-18./60.
- 2.3.- General Electric Co.-Overcurrent Protection for Distribution Systems".-Boletín N° GET-1751A.pág 1-70.-1966.
- 2.4.- General Electric Co.-Industrial Power Systems Data Book".-Secciones .1-.12 y .15.-1961.

- 2.5.- Hutchinson Ch.-"Coordination of Distribution Systems Protection".-Ebasco Services Inc.New York.-Pág 1-10.-XII 1948.
- 2.6.- Jedrziwski A.-"Exciting Trends in Electrical Distribution".-Penn State University.-Pág 11.
- 2.7.- Jedrziwski A.-"Distribution Systems Planning!" Penn State University.-Pág 1-10.-Mayo 1965.
- 2.8.- Line Material Ind."Distribution Protection and Apparatus Coordination!"-Publicación 5.00.-
- 2.9.- Line Material Ind.-" Substation Application of Reclosers".-Pub.58139.-9-1958.
- 2.10- Line Material Ind.-"Recloser Sequence and Coordination".-Pub. 55057.- Mayo 1955.
- 2.11- Line Material Ind.-Conductor Burndown Characteristics".-Pub 59089.-1957.
- 2.12- Rural Electrification Administration.-"Guide for Making a Sectionalizing Study on Rural Electric Systems".-Publicación 61-2.-Marzo 1958.
- 2.13- S & C Electric Co.-"selecting SMD Fuse Units".- Power Fuses.-Data Bulletin N° 265.-Pág 1-11.
- 2.14- Siemens Shuckertwerke AG.-"A new overload and - shortcircuit protection R3Ast50".-Pub.SSW-444/247.
- 2.15 West Penn Power Co.-"Fuse Correlation for Primary Distribution Circuits".-Pág 1-15.-1967.
- 2.16- Westinghouse Electric Corp.-"Protective Relaying en Electrical Power Systems".-Pág 1-27.-Enero/58.
- 2.17- Westinghouse Electric Corp.-"Type AC Automatic Reclosing Relay".-Pub IL-41-661C.-X-1958.
- 2.18- Westinghouse Electric Corp.-"Type CO overcurrent Relay".-Pub.IL-41-101E.-1959.
- 2.19- Westinghouse Electric Corp.-"Fuse Links Application Data".-Pub 38-665.-1964.

CUADRO N° 6-VP3

SUBSTANCION DE DISTRIBUCION N° 14.-PRIMARIO "C" 14  
COORDINACION DE FUSIBLES.-

Localización	Tamaño y Tipo de Fusible	Falla 3Ø sim. I	cargará. Amps.	Despeje Sg	Tiempo Min. Fusión Sg.	% CT <sub>II</sub> /CT <sub>I</sub>
N	15T	-----	23	0,022	0,01	-----
M	40T	15T (M)	23	0,1	0,01	0,023/0,064=36
H	80T	40T (H)	32	0,16	0,029	0,055/0,1 =55
J	6T	-----	9	0,013	0,01	-----
K	6T	-----	9	0,013	0,01	-----
L	6T	-----	2	0,013	0,01	-----
I	50T	6T (K)	9	0,10	0,01	0,013/0,055=23,6
		6T (L)	2	0,10	0,01	
F	140T	80T (H)	72	0,32	0,064	0,10/0,22 =45,5
G	6T	-----	6	0,013	0,01	-----
C	200T	140T (F)	90	0,6	0,175	0,25/0,42 =59,4
C	200T	6T (G)	6	0,6	0,01	0,013/0,42 =31,0
D	65T	6T (M)	3	0,075	0,01	0,013/0,04 =32,5
A	50T	8T (B)	10	0,058	0,01	0,013/0,03 =43,3

c) **Coordinación de los Fusibles con el Disyuntor del Primario C-14:**

Hay coordinación parcial con el nuevo ajuste propuesto del relé R3Ast50 del disyuntor C-14 y los fusibles A-C-D - F y H según se observa en la tabla 6-VIPC y en el plano N° S14-10PC. No hay coordinación dado el calibre de los mismos con los grupos B-E-G-I-J-K-L-M-y N.

d) **Coordinación del Reconectador R con los Grupos de Fusibles "I" en el Lado de Carga:**

Se obtiene coordinación parcial considerando que se mantiene fija su posición actual, con un ajuste de dos operaciones rápidas mas dos lentas (2A2B) con un intervalo de recierre de 90 segundos. Esto se indica en el plano N° S14-11PC.

Según se indicó anteriormente dada la corriente actual de carga en el ramal del reconectador que es de sólo 18 amperios el tamaño del reconectador es exagerado pues es de 100 amperios nominales; en su reemplazo se instalaría otro de 50 amperios, trasladándole al primero al ramal que va hacia El Batán.

**Máxima Corriente de Coordinación:**

Con el ajuste indicado 2A2B y con un intervalo de recierre de 90 segundos, siguiendo el procedimiento standard de coordinación, se debe multiplicar la curva A por un factor 1,30 a fin de que la nueva curva A x 1,3 al interceptarse con la curva 75% MF 50T ( Curva 75% del tiempo de fusión del fusible 50T en el sitio I ) nos de la corriente de máxima - coordinación que viene a ser 1900 amperios ( menor que la - corriente de falla máxima simétrica en ese punto que es de 2770 amperios ).

**Mínima Corriente de Coordinación:**

Este valor se obtiene al interceptar la curva retardada

CUADRO 6-VIPC

PORCENTAJE DE COORDINACION DE LOS FUSIBLES CON EL DISYUNTOR  
"C" 14.-FALLAS TRIFASICAS

Grupo de Fusibles	Porcentaje de Coordinación para Fallas trifásicas Con el ajuste actual del Relé R3Ast50	Con el ajuste propuesto del relés R3Ast50
A	no se tiene	960/4885 = 19,65%
C	4500/3800 = 116,0%	4600/3800= 121%
D	1150/3800 = 30,2%	1200/3800= 31,6%
F	2800/3190 + 87,8%	2900/3190= 91%
H	1495/2770 = 54,0%	1600/2770= 57,8%

CUADRO 6-VIIPC

COORDINACION PARA FALLAS A PIERRA EN EL PRIMARIO "C" 14

Punto	Ifalla	Tiempo de Operación	Aparato de Protección que Opera
	Amps.	Relé + Disyuntor	
A	269	0,218 seg.	Relés con el Disyuntor
B	252	0,228 " +	Se queman fusibles B
C	265	0,215 "	Relés con el Disyuntor
D	265	0,215 "	Relés con el Disyuntor
E	255	0,223 " +	Se queman fusibles E
F	261	0,212 "	Relés con el Disyuntor
G	261	0,212 " +	Relés con el Disyuntor
H	256	0,222 "	Relés con el Disyuntor
I	247,5	0,228 "	
J-K	242	0,233 "	Opera el Reconnectador
L	242	0,233 "	
M	249	0,227 "	Relés con el Disyuntor
N	234	0,233 " +	Se queman fusibles N

+ para fallas en el extremo del ramal se queman estos fusibles.

B del reconectador con la curva de tiempo de despeje total del fusible 50T (CT50T) o sea a los 1150 amperios. Por lo mismo el rango de corriente dentro del cual hay coordinación con los fusibles en el lado de carga del reconectador está entre los 1150 amperios y los 1900. Para cualquier corriente de falla temporal entre estos valores, el reconectador estará protegiendo a los fusibles indicados. Si la falla es permanente el reconectador permitirá que los fusibles se fundan o en último caso este abrirá todo el ramal. Por otro lado conviene indicar que usando fusibles de menos calibre en el punto de coordinación I, digamos un 30T, se baja el nivel de coordinación.

e) Coordinación del Reconectador con los Grupos de Fusibles F, en el lado de Alimentación de este:

Con el ajuste 2A2B y con el intervalo de recierre de 90 segundos se tiene un factor de 1,85 el cual se aplica a la curva retardada B del reconectador para obtener otra, la 1,85B la cual se intercepta a los 2990 amperios con la curva de tiempo de fusión del fusible 140T (MT140T), lo que indica que si se tiene coordinación entre estos equipos según se observa en el plano N°S14-11PC.

f) Para fallas a tierra se ha logrado coordinación entre el relé C09 del disyuntor C14 y los grupos de fusibles A-C-D-F-H y L. Igualmente entre el reconectador R y los grupos de fusibles I-J-K y L.-Los demás fusibles sea para fallas temporales o permanentes se queman antes de que opere el relé con el disyuntor del primario. Esta coordinación se indica en la tabla 6-VIIPC y en el plano N° S14-1 2PC.

6.5.3 COORDINACION DEL DISYUNTOR GENERAL S14 Y LOS DISYUNTORES DE DOS PRIMARIOS.-

Con los ajustes actuales de los relés del disyuntor - general: 1In ( sobrecarga ) ,15 amperios ( cortocircuito ) tiempo : 1 segundo en el dial de tiempo y para fallas a -- tierra de: disparo instantáneo 8 , Valor tap 1,0 y tiempo 1 segundo y los propuestos en los relés de los disyuntores A14 y C14 si hay coordinación entre ellos,ya que siempre el tiempo de operación del primero será mayor que el de los relés con los disyuntores de los primarios.Queda entonces como paso final el analizar si se tiene o no coordinación entre los fusibles de fuerza del transformador de la subestación y el disyuntor general.

6.5.4 COORDINACION DE LOS FUSIBLES DE FUERZA Y EL DISYUNTOR GENERAL

Esta coordinación se detalla en el plano N° S14-13PC. Los elementos fusibles considerados son los existentes o sea de 100 amperios en portafusibles tipo DBA-5 de Westinghouse. Sus curvas características la de fusión 100E MF y de despeje 100E CT se tomaron del libro Transmission and Distribution Reference Books , Volumen N° 3 Distribution Systems, 1959, Capítulo 10 página 395.

Vemos en el plano S14-13PC que si hay coordinación entre los fusibles de fuerza y el disyuntor general pues se alcanza hasta los 900 amperios ( corriente referida al primario del transformador o de  $900 \times 46/6,3 = 6570$  amperios referidos al secundario del mismo).

Para la falla trifásica en el lado de alta tensión (46 kilovoltios) del transformador de fuerza de la subestación cuyo valor es 2500 amperios,obtenida en el analizador de redes de la Empresa y para máxima generación,se quemarán pri-

mero los fusibles de fuerza antes que operen el relé y el disyuntor general de la subestación.

6.6. COSTO Y JUSTIFICACION ECONOMICA DEL EQUIPO PROPUESTO.

a) Costo del Equipo:

Incluye sólo el de los fusibles seccionadores y de los elementos fusibles, tanto del primario "A" como del "C" :

Equipo requerido	Primario A	Primario C	Costo en U.S \$ Unitario	U.S \$ Total
Portafusible de 50 A	15	30	14,10	634,50
Portafusible de 100 A	12	12	17,00	408,00
Fusibles 6T	6	15	0,45	9,45
" 8T	-	3	0,45	1,35
" 10T	6	-	0,45	2,70
" 15T	3	3	0,45	2,70
" 40T	-	3	0,55	1,65
" 50T	-	6	0,55	3,30
" 65T	6	3	0,94	8,46
" 80T	-	3	0,94	2,82
" 140T	3	3	1,10	6,60
" 200T	3	3	1,20	7,20
	27	42	Total US\$	1.088,73
			Sucres	\$19.793,11

El valor obtenido es el C&P según notas de pedido. El total se refiere a 23 puntos de coordinación entre los dos primarios.

b) Costo de Instalación:

Estimo con algo de exceso un tiempo de instalación por juego, de tres unidades, completas, en 1,25 horas o sea un total de:



23 puntos x 1,25 horas/punto = 28,75 horas = 29 horas

29 horas / 8 horas laborables por día = 3,62 días = 4

Una cuadrilla de Red Aérea para fines de presupuestos le cuesta a la Empresa Eléctrica "Quito" S.A. \$/ 1.600 por día o sea en nuestro caso:se'

1.600 x 4 = \$/ 6.400,00

Por lo mismo la obbra total representa un costo de :

Equipo..... \$/ 19.795,00

Mano de Obra. \$/ 6.400,00

Total \$/ 26.195,11

Siendo 23 los puntos de coordinación donde se instalarán fusibles seccionadores.el costo por punto de coordinación será:

\$ 26.195,11 / 23 = \$/ 1.158,83 por punto.

c) Costo de la Suspensión de Servicio de Energía Eléctrica:

Sin el equipo propuesto una falla permanente en un punto del primario donde no existen fusibles seccionadores hace que se quede sin servicio todo el primario debido a la - apertura del disyuntor respectivo en la subestación.Esto re presenta una pérdida para la Empresa,la misma que está en - relación directa con el tiempo de la suspensión.

La valoración de una suspensión en la Empresa Eléctrica "Quito" S.A. se reduce a encontrar el número de kWh que no se venden durante el tiempo que dura la suspensión,el - mismo que se multiplica por un valor unitario de \$/ 0,50/kwh. Para este cálculo se asume un factor de potencia de 0,8.

$$\text{Costo} = N^{\text{a}} \text{ horas} \times ( I_{\text{promedio}} \times E_{\text{promedio}} \times \sqrt{3} \times 0,8 ) \times 0,5 \times 10^{-3}$$

Ejemplo: Supongamos una suspensión de dos horas en donde según lecturas anteriores a esa hora se tienen lecturas promedios de :

Promedios : I = 146,25 amperios      E = 6,281,25 voltios

$$\begin{aligned} \text{Costo} &= 2 ( 146,25 \times 6281,25 \times \sqrt{3} \times 0,8 ) \times 0,5 \times 10^{-3} \\ &= 2 \times 636 = 1272 \text{ sucres} \end{aligned}$$

Al incómodo de esta pérdida por energía no vendida deben agregarse el tiempo que se emplea en encontrar el punto de la falla, en reparar el daño y en restaurar el servicio a todo el circuito, mas la serie de quejas y descontento por parte de los clientes. Supongamos que esta pérdida adicional representa una hora mas de suspensión ; luego el costo final total de la suspensión y de la pérdida será

Costo de la Energía no vendida :	\$ 1.272,00
Costos Varios	<u>    636,00</u>
Total Perdido	<u>\$ 1.908,00</u>

Se concluye de la comparación de costos la ventaja que se tiene al invertir \$ 1.138,00 por punto de coordinación a fin de ahorrarse \$ 1.908,00 - 1.138,00 = 770,00 sucres o sea un 68,5% aproximadamente de la inversión con la ventaja de que se pierde menos energía.

Debe además tomarse en cuenta el que con más disparos del disyuntor por falta de coordinación, este requiere de un mayor mantenimiento puesto que los fabricantes indican rea-