

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**Análisis del Sistema de Protección para la Línea de
Transmisión Central Térmica Iquitos - Centro de
Repartición 60 KV y Sub Estaciones 60/10 KV**

TESIS

**Para optar el Título Profesional de
INGENIERO ELECTRICISTA**

ABEL JACOBO ARMIJO VIDAL

Promoción 1981-I

**Lima - Perú
1987**

A FLAVIA Y DESIDERIO,

mis padres, fuentes inagotables
de amor, cariño, estímulos y
ejemplos

A MIS HERMANOS,

por el apoyo que
de ellos recibí

INDICE

	Pág.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I : GENERALIDADES	
1.1 Ubicación	3
1.2 Características atmosféricas	3
1.3 Sistema Eléctrico	4
1.4 Etapas de implementación	6
1.5 Equipo de Operación y Maniobra	7
1.6 Salidas en 10 KV	8
1.7 Sistema de Protección	9
CAPITULO II : METODOS DE PROTECCION UTILIZADOS	
2.1 Protección de Sobrecorriente	14
2.2 Protección Direccional de Sobrecorriente a Tierra	18
2.3 Protección contra puesta a tierra del sistema 10 KV	22
2.4 Protección Diferencial	25
2.4.1 Características del Relé Diferencial	28
2.4.2 Exigencias con respecto a los transformadores de corriente principales	32
2.4.3 Transformadores intermedios de corriente	33
2.5 Protección Térmica	35
2.6 Protección con Relé de Recierre	37
2.7 Sistema de Rechazo de carga Tensión-Frecuencia	43

	Pág.
2.8 Protección contra inversión de potencia	44
CAPITULO III : ANALISIS DE FALLAS DEL SISTEMA	
3.1 Introduccion	46
3.2 Determinación de las Redes de Secuencia	46
3.2.1 Cálculo de valores de base	48
3.2.2 Cálculo de valores unitarios	49
3.3 Cálculo de Fallas - Primera Etapa	56
3.3.1 Condiciones de Máxima Generación	56
3.3.2 Condiciones de Mínima Generación	80
3.4 Cálculo de Fallas - Segunda y Tercera Etapas	105
CAPITULO IV : CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS RELES DE PROTECCION	
4.1 Generalidades	120
4.2 Relé de Sobrecorriente a tiempo inverso (50/51, 50/51N)	121
4.3 Relé de Sobrecorriente a tiempo definido (51N)	122
4.4 Relé Direccional de Sobrecorriente a tierra (67N)	123
4.5 Relé de Puesta a tierra (64)	124
4.6 Relé Diferencial (87)	125
4.7 Relé Térmico (49)	125
4.8 Relé de Recierre (79)	126
4.9 Sistema de Rechazo de carga Tensión-Frecuencia (27/81)	127
4.10 Relé de Potencia inversa (32)	128

	Pág.
CAPITULO V : CALIBRACION DE RELES DE PROTECCION	
5.1 Calibración de Relés de Sobrecorriente	140
5.1.1 Calibración de Relés de Sobrecorriente de Fase : Primera Etapa	141
5.1.2 Calibración de Relés de Sobrecorriente de Fase : Segunda Etapa	148
5.1.3 Calibración de Relés de Sobrecorriente de Fase : Tercera Etapa	156
5.1.4 Calibración de Relés de Sobrecorriente a Tierra : Primera Etapa	166
5.1.5 Calibración de Relés de Sobrecorriente a Tierra : Segunda Etapa	169
5.1.6 Calibración de Relés de Sobrecorriente a Tierra : Tercera Etapa	172
5.2 Calibración del Relé Direccional de Sobrecorriente a Tierra (67N)	175
5.3 Calibración del Relé de Puesta a Tierra (64)	180
5.4 Calibración del Relé Diferencial (87)	180
5.5 Calibración del Relé Térmico (49)	184
5.6 Calibración del Relé de Recierre (79)	185
5.7 Calibración del Sistema de Rechazo de carga Tensión-Frecuencia (27/81)	186
5.8 Calibración del Relé de potencia inversa (32)	187
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	188
BIBLIOGRAFIA	191
ANEXOS	
PLANOS	

INTRODUCCION

El presente trabajo tiene por finalidad desarrollar un análisis del sistema de protección empleado en las instalaciones correspondientes a la Línea de Transmisión "Central Térmica Iquitos - Centro de Repartición 60 KV", y Subestaciones 60/10 KV, que permita determinar la calibración de los relés de protección. Estas instalaciones están comprendidas en las obras de electrificación de las ciudades de Iquitos y Pucallpa desarrolladas por ELECTROPERU.

Para tal efecto, en el primer capítulo se describe al sistema eléctrico en estudio, así como al sistema de protección involucrado.

En el segundo capítulo se presenta una descripción teórica referente a cada método de protección utilizado en la protección del sistema eléctrico.

En el tercer capítulo, haciendo uso de la teoría de componentes simétricas, evaluamos los valores de tensión y corrientes de falla para cada barra del sistema, para la primera, segunda y tercera etapa de implementación y, para condiciones de máxima y mínima generación.

En el cuarto capítulo se presentan detalladamente las características técnicas de los relés de protección así como sus esquemas eléctricos respectivos.

Finalmente, en base a los resultados obtenidos en el capítulo III, en el quinto capítulo se calculan los valores de calibración de los relés de protección.

Agradezco la colaboración brindada por el Ing. Hugo Loureiro M. en la ejecución del presente trabajo. De igual forma hago extensivo mi agradecimiento a mis compañeros de labor de la firma BROWN BOVERI IND. CANEPA TABINI, quienes de uno u otro modo apoyaron la culminación del presente tema de tesis.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 UBICACION

El área de influencia del Sistema Eléctrico en estudio se localiza en la ciudad de Iquitos, provincia de Maynas, departamento de Loreto, República del Perú.

1.2 CARACTERISTICAS ATMOSFERICAS

Las características atmosféricas de la zona son las siguientes:

- Temperatura Ambiente

. Promedio Anual	25.5°C
. Máxima Diaria	34.6 a 37.5°C
. Mínima Diaria	14 a 18.5°C

- Precipitación Pluviométrica (mm)

. Máxima Diaria	247
. Promedio Máximo Anual	127

- Velocidad del Viento (m/seg)
 - . Máxima Absoluta 20
 - . Máxima Promedio 10

- Tormenta
 - . Máximo número de veces ocurrido en un año 28

- Contaminación

El área involucrada presenta un ambiente húmedo y libre de contaminación salina.

1.3 SISTEMA ELECTRICO

La línea de Transmisión Central Térmica Iquitos-Centro de Repartición - 60 KV, dará solución definitiva al suministro eléctrico de la zona sur de la ciudad de Iquitos incluyendo la zona rural, contribuyendo de este modo a su desarrollo integral.

El Sistema Eléctrico comprende lo siguiente:

- Línea de Transmisión 60 KV, "Central Térmica Iquitos - Centro de Repartición".
- Subestación de salida "Central Térmica Iquitos" 60/10 KV.
- Subestación de llegada "Centro de Repartición" 60/10 KV.

Las características principales de la Línea de Transmisión son las siguientes:

Longitud	:	5 Km
Tensión nominal	:	60 KV
Número de circuito	:	1
Conductor	:	Aleación de aluminio 350 MCM. (177.3 mm ²)
Estructura	:	Simple terna con poste de fierro.
Aisladores	:	Aislador rígido tipo Line Post, para estructuras de suspensión y algunas de retención. Cadena de cinco (5) aisladores para las estructuras de retención.

En las subestaciones se instalarán transformadores trifásicos - de 14 MVA de potencia nominal y de circulación natural de aceite. Estos transformadores están previstos para instalárseles equipos de ventilación forzada lo cual permitirá incrementar su capacidad en un 25% (17.5 MVA). Cada una de las subestaciones contarán en primera etapa, con un transformador de 14 MVA con reguladores de tensión en vacío. Se ha previsto que cada subestación pueda ampliarse hasta una potencia final de 3 x 14 MVA.

Las características de los transformadores son las siguientes:

Potencia nominal	:	14 MVA ONAN 17.5 MVA ONAF
Relación de transformación	:	60 ± 3 x 2.5% / 10 KV
Grupo de conexión	:	Ynd5
Regulación	:	en vacío.

1.4 ETAPAS DE IMPLEMENTACION

El sistema eléctrico se implementará en tres etapas según se describe a continuación:

a) PRIMERA ETAPA:

La energía suministrada por la Central Térmica a vapor de Iquitos, que se encuentra en operación desde fines de 1984, comprende lo siguiente:

- S.E. Central Térmica Iquitos 60/10 KV, con un transformador de 14/17.5 MVA ONAN/ONAF.
- Línea de Transmisión 60 KV, "Central Térmica Iquitos - Centro de Repartición", con una capacidad de transmisión de 40 MW.
- S.E. Centro de Repartición 60/10 KV, con un transformador de 14/17.5 MVA ONAN/ONAF.

b) SEGUNDA ETAPA:

De acuerdo a la evolución de la demanda, en 1989 se ampliará la capacidad de las subestaciones con un transformador de 14/17.5 MVA, ONAN/ONAF, 60/10 KV.

c) TERCERA ETAPA:

Para el año 1994, se ha previsto ampliar cada subestación con un tercer transformador de iguales características que los anteriores, completándose el equipamiento a 3 x 17.5 MVA, como se aprecia en la figura N°1.1.

1.5 EQUIPO DE OPERACION Y MANIOBRA

a) S.E. Central Térmica

En primera etapa, en el lado de 60 KV, se instalarán un interruptor y su correspondiente seccionador tripolar con cuchillas de puesta a tierra ya que inicialmente no se instalarán barras en 60 KV.

Cuando se complementen las instalaciones de esta subestación, ya sea con transformadores de potencia ú otra salida de línea de transmisión en 60 KV, el equipamiento correspondiente será por cada transformador de potencia, un interruptor y seccionador tripolar de barras; y cada salida de línea estará - conectada a las barras 60 KV, a través de seccionadores tripolares de barras, interruptores y luego seccionadores de línea tripolares con cuchilla para puesta a tierra. Este último equipo es el conectado directamente a los conductores - de la línea.

En el futuro los interruptores de las líneas contarán con recierre automático. En la primera etapa, el recierre automático se efectuará sobre el interruptor del transformador de potencia.

b) S.E. Centro de Repartición

Las llegadas de las líneas 60 KV se conectarán a las barras

de 60 KV de la subestación a través de un seccionador tripolar con cuchillas de puesta a tierra, interruptores y seccionador de barras. Los transformadores estarán conectados a las barras por medio de seccionador de barra e interruptor.

En la primera etapa el equipamiento en 60 KV será similar al de la S.E. Central Térmica. En el lado de 10 KV, todas las salidas se conectan a las barras a través de interruptores - extraíbles de pequeño volumen de aceite.

Las salidas correspondientes al transformador de servicios - auxiliares y transformador de puesta a tierra se conectarán mediante seccionadores-fusibles y los transformadores de medida de tensión, se conectarán a través de fusibles.

1.6 SALIDAS EN 10 KV

a) S.E. Central Térmica

La salida en 10 KV se ha diseñado para conectar los transformadores de la subestación con las celdas (en 10 KV) de la Central SKODA. Esta conexión se efectúan directamente desde los bornes en 10 KV de los transformadores, por medio de cables unipolares, dos por fase y de 500 mm^2 ; que van en canaletas, y por otro lado, se conectan a las barras de 10 KV de la Central a través de un interruptor extraíble instalado en las celdas respectivas. Además, de una de las salidas en -

10 KV, se alimenta al transformador de servicios auxiliares de la subestación. No existen, en la subestación, salidas en 10 KV para distribución a esa tensión.

b) S.E. Centro de Repartición

Esta subestación alimenta tanto a parte del sector urbano (alumbrado público, servicio particular, sector comercial), así como a cierto sector industrial localizado en su área de influencia.

La conexión en 10 KV a los transformadores se realiza mediante un sistema de barras simples, las cuales son alimentadas desde los transformadores de potencia por medio de cables unipolares -dos por fase- de 500 mm^2 y, a través de un interruptor extraíble de pequeño volumen de aceite, instalado en las celdas de llegada.

1.7 SISTEMA DE PROTECCION

La protección a emplearse en este sistema, incluye a la línea y subestaciones, según se puede apreciar en los planos N°01 y 02, conforme se describe a continuación:

a) Línea 60 KV

La línea de transmisión está protegida por un relé de recierre (79) instalado en la S.E. Central Térmica, y por relés -

de sobrecorriente para fallas entre fases y a tierra (50/51 y 50/51 N respectivamente), ubicados en ambas subestaciones.

En el futuro, cuando las instalaciones de ambas subestaciones se complementen con salidas de líneas en 60 KV, cada salida se protegerá de manera similar.

b) Transformadores de Potencia

b.1 S.E. Central Térmica Iquitos

La protección del transformador de potencia se realiza - en base al relé Buchholz, relé de imagen térmica, e indicador de nivel de aceite, incorporados al propio transformador. Además, en el lado de los cables de alimentación 10 KV, que conectan a las barras 10 KV de la Central, existen relés de sobrecorriente fase a fase, a tiempo inverso. En el lado de 60 KV, el transformador cuenta con protección en base a relés de sobrecorriente fase a fase y a tierra, de tiempo inverso.

La protección principal del transformador y del cable de 10 KV la realiza el relé diferencial (87).

En el futuro, cuando se complementen las instalaciones - de la subestación, con más transformadores de potencia, en el lado de 60 KV se tendrá un relé de inversión de potencia (32) por cada uno de los transformadores.

b.2 S.E. Centro de Repartición

La protección de los transformadores de potencia se efectúa en base a relés de las mismas características e iguales cantidades que en la S.E. Central Térmica, con excepción que en el futuro el relé de inversión de potencia - se instalará en el lado de 10 KV de cada uno de los transformadores.

c) Sistema 10 KV (S.E. Centro de Repartición)

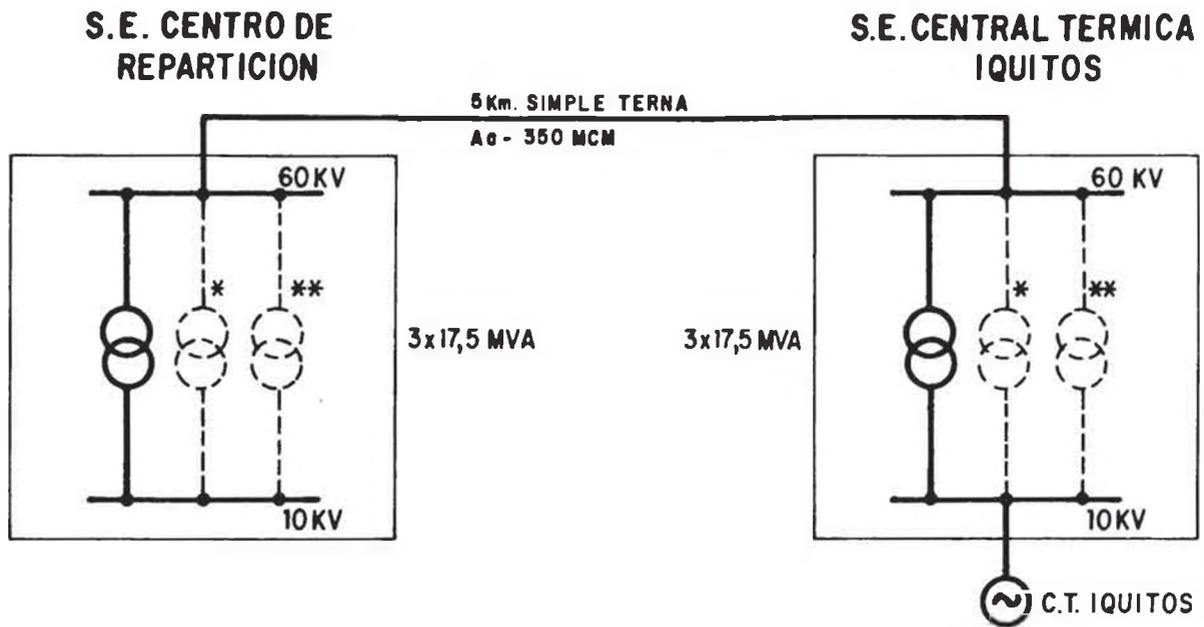
Debido a que la conexión del transformador de potencia en el lado de 10 KV es en triángulo (neutro aislado), cuya característica es la de presentar bajos valores de corriente ante fallas monofásicas, es necesario disponer de un neutro artificial y su conexión posterior a tierra, con el objeto de obtener un sistema adecuado de detección de fallas a tierra.

El sistema de puesta a tierra mencionado, se efectúa a través de una resistencia de puesta a tierra, la cual va unida al neutro de un transformador zig-zag, el que está conectado a las barras de 10 KV.

Así, el sistema de detección de fallas a tierra está conformado por un relé de sobretensión (64), para detección de fallas fase a tierra, por un relé de sobrecorriente a tiempo definido (51 N), que detecta las corrientes a tierra que circulan por el neutro artificial y, por relés direccionales de

puesta a tierra (67 N), que detectan las corrientes a tierra que circulan por los cables de las salidas en 10 KV del sistema de Distribución Primaria.

En el lado de llegada en 10 KV, se cuenta, además con relés de sobrecorriente. En cada salida en 10 KV al Sistema de Distribución Primaria se tendrá como protección, relés de sobrecorriente (instantáneos-temporizados) y, para evitar en lo posible, situaciones de falta de alimentación a usuarios considerados relativamente importantes, debido a casos en que se restrinja el suministro de energía desde la central térmica, se cuenta con un relé de rechazo de carga (27/81), el cual ordenará aperturas selectivas de los interruptores de salidas en 10 KV que sean necesarios.



- * Entrará en funcionamiento en la segunda etapa previsto para el año 1989 .
- ** Entrará en funcionamiento en la tercera etapa previsto para el año 1994 .

Fig. 1.1. Etapas de equipamiento año 1981- 1994

CAPITULO II

METODOS DE PROTECCION UTILIZADOS

En este capítulo desarrollaremos los conceptos básicos referentes a cada método de protección empleado en la protección de la red.

2.1 PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

Los relés de sobrecorriente son empleados para proteger a los e quipos principales contra daños por eventuales fallas entre fases ó a tierra.

Por ser elementos conectados en series su actuación debe coordinarse adecuadamente, por lo que es necesario calcular las corrientes de fallas que puedan fluir en cada rama de la red. Esto implica efectuar un estudio de cortocircuito del sistema.

La información necesaria para efectuar un estudio de ajuste y -coordinación de relés puede resumirse como sigue:

- a. Diagrama unifilar del sistema de potencia, mostrando los dispositivos de protección y sus transformadores de corriente

asociados.

- b. Valores de impedancias en ohms, en valores porcentuales o por unidad, de todos los transformadores de potencia, máquinas rotativas y circuitos alimentadores.
- c. Valores máximos y mínimos de corriente de cortocircuito, que fluirán a través de cada dispositivo de protección.

El ajuste de los relés se determina en primer lugar para obtener el menor tiempo de operación a máximos niveles de falla, luego debe comprobarse si la operación será también satisfactoria para la mínima corriente de falla.

Los relés de fase, destinados a la protección contra fallas entre fases, son ajustados según los valores de corto circuito trifásico. Los relés de tierra, destinados a la protección contra fallas de fase a tierra, son ajustados según los valores de cortocircuito monofásico.

Para una coordinación correcta de relés es aconsejable usar relés con la misma característica de operación, y, como regla general, debe asegurarse que el relé más alejado de la fuente generadora tenga un tiempo de actuación mínimo.

El intervalo de tiempo entre dos relés adyacentes depende de los siguientes factores.

1. Tiempo de interrupción de la falla

2. Tiempo de desborde del relé
3. Error en transformadores de corriente
4. Error del relé
5. Margen de seguridad

El tiempo de interrupción de la falla es aquel que emplea el interruptor en eliminarla.

El tiempo de desborde del relé corresponde a la sobreactuación que experimenta el relé accionado debido a alguna forma de energía almacenada. Por ejemplo, en un relé de inducción existe energía cinética almacenada en el movimiento del disco; en relés estáticos puede almacenarse energía en los capacitores. Aunque los relés son diseñados para minimizar y absolver estas energías, es necesario tomar ciertas consideraciones.

El error del relé considera los efectos de temperatura ambiente, frecuencia, y desviaciones respecto a las curvas de operación.

El error producido en los transformadores de corriente considera los errores de relación y fase debido a la corriente de excitación requerida para magnetizar su núcleo.

Luego de las consideraciones anteriores se adiciona un tiempo - extra o margen de seguridad para asegurar una operación satisfactoria de los relés involucrados.

Según los datos técnicos de los equipos empleados obtenemos:

TABLA Nº 2.1 TIEMPO DE DESCONEXION DE INTERRUPTORES AUTOMATICOS TRIPOLARES

Marca	Modelo	Tensión nominal	Corriente nominal	Tiempo de Desconexión
SACE	RM 12-25	6/12 KV	400/630 A.	0.065"
	RM 12-35		400/630/800 A.	
	RM 12-50		630/800 A.	
	RM17.5-25	10/17.5 KV	400/630 A.	0.065"
	RM17.5-35		400/630/800 A.	
	RM17.5-50		630/800 A.	
	RM 24-25	15/24 KV	400/630 A.	0.065"
	RM 24-35		400/630/800 A.	
	RM 24-50		630/800 A.	
	RG 36-50	30/36 KV	800/1250/1600 A.	0.070"
	RG 36-75			
	RG 36-100			
RG 36-150	30/36 KV	800/1250/1600 A.	0.090"	
BROWN BOVERT	ELF 72.5	72.5 KV	3150 A.	0.085"
	ELF 100	100 KV	3150 A.	0.085"
	ELF 123	123 KV	3150 A.	0.085"
	ELF 145	145 KV	3150 A.	0.085"

- Tiempo de interrupción de falla = 0.085 seg.
- Tiempo de desborde del relé = 0.02 seg.

Considerando un margen de seguridad igual a 0.1 seg. tendremos un intervalo de tiempo fijo:

$$\Delta t = 0.085 + 0.02 + 0.1 = 0.205 \text{ seg.}$$

El error correspondiente al relé según catálogo, es de 10% t, - (donde t = tiempo de operación nominal del relé más cercano a la falla). A este error del relé añadiremos un 10% para tener en cuenta el error en los transformadores de corriente.

Por lo tanto:

$$\Delta t = 0.205 + 0.2 t, \text{ segundos}$$

Para el presente estudio tomaremos como intervalo de tiempo el valor de 0.40 segundos.

2.2 PROTECCION DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE A TIERRA

Uno de los elementos de protección contra fallas a tierra está constituido por un relé direccional de puesta a tierra (67 N), - por cada salida de línea 10 KV en el sistema de distribución primaria.

Las señales de alimentación al relé son: la tensión residual y la corriente residual. Dicho relé también es sensible al desfasa

saje entre ambos fasores.

La corriente residual es extraída como se muestra en la figura Nº 2.1, puesto que esta corriente puede provenir de cualquier fase, para obtener una respuesta direccional es necesario obtener un voltaje de referencia. Tal voltaje es el voltaje residual del sistema, que es igual a la suma vectorial de los voltajes de fase del sistema.

El voltaje residual lo obtenemos mediante tres transformadores monofásicos de tensión conectados en estrella y con el arrollamiento secundario en conexión delta abierto. El voltaje obtenido en bornes del circuito delta abierto será el vector suma de los voltajes de fase a tierra y por consiguiente el voltaje residual del sistema.

Este voltaje será cero para voltajes de fase balanceados, pero en condiciones de falla monofásica a tierra será igual a tres veces el voltaje de secuencia cero en el punto de falla. En la figura Nº2.2 se muestra el diagrama fasorial de tensiones correspondiente.

Estas cantidades residuales son aplicadas al relé direccional de sobrecorriente a tierra.

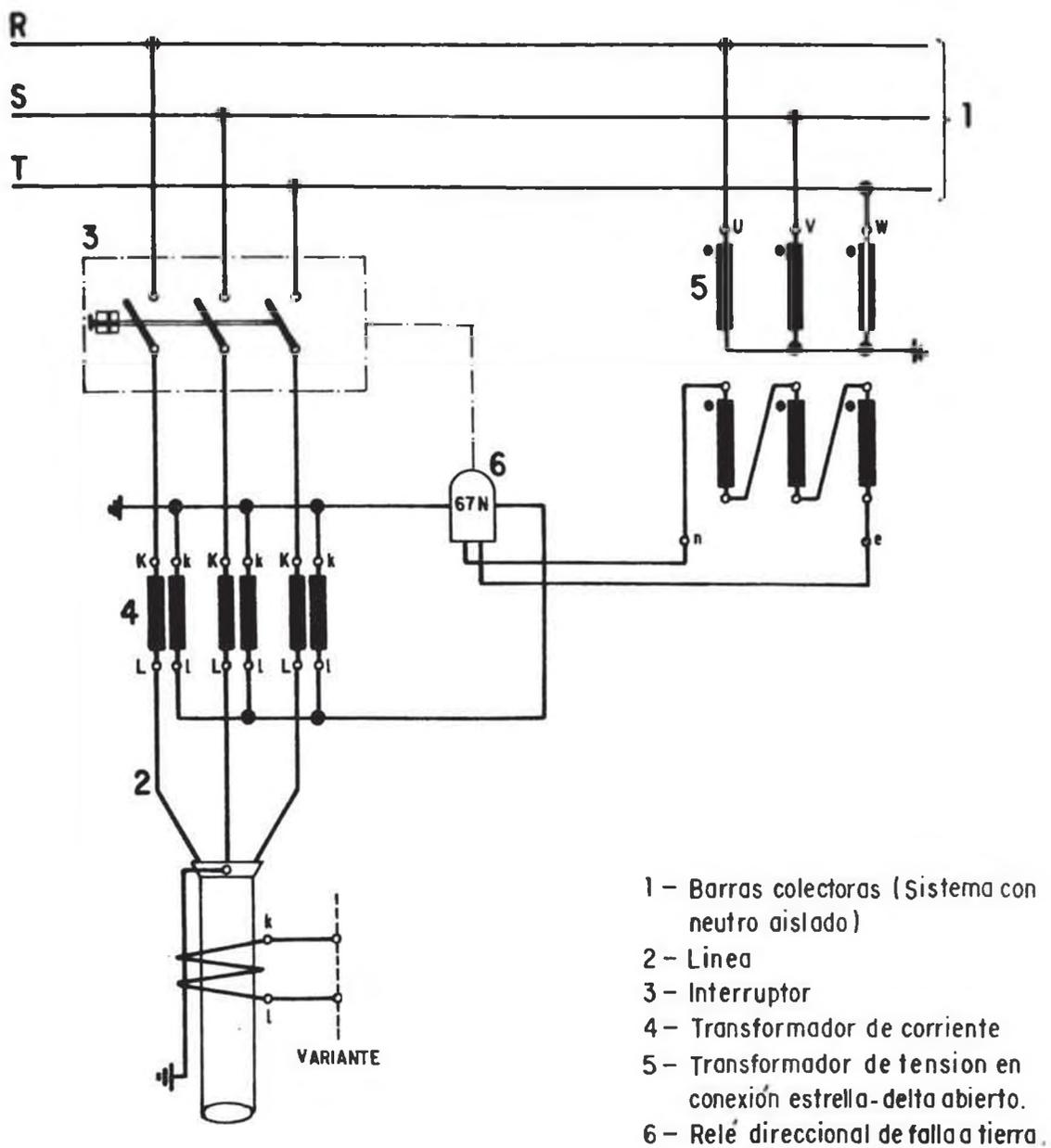


Fig. 2.1 - Conexión del relé direccional de falla a tierra.

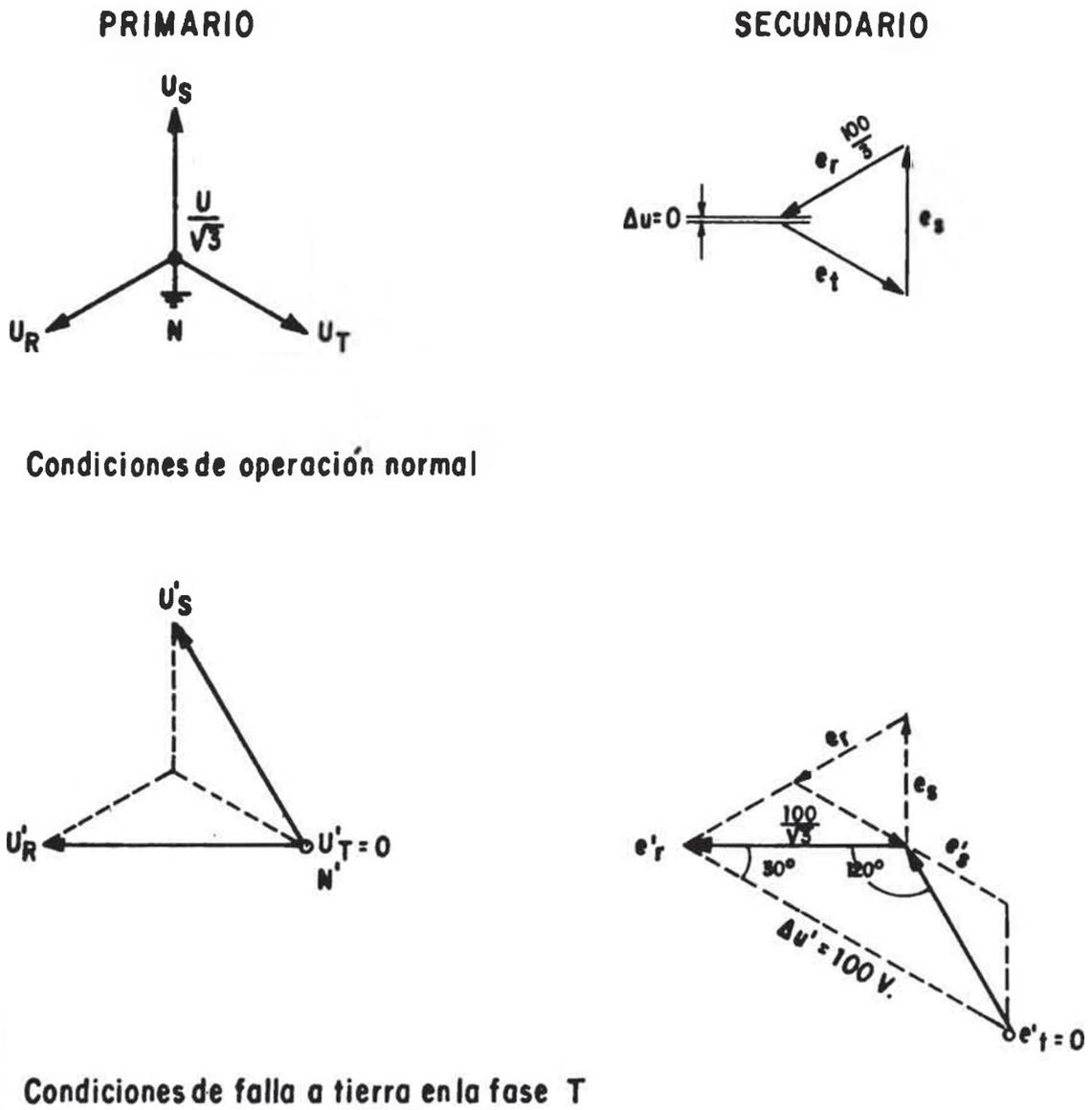


Fig. 2.2. Diagrama fasorial de tensiones de tres transformadores de tensión monofásicos en conexión Estrella - Delta Abierto con punto neutro del lado primario conectado a tierra en una red con neutro aislado.

2.3 PROTECCION CONTRA PUESTA A TIERRA DEL SISTEMA 10 KV

Para la protección contra fallas a tierra en la Subestación Centro de Repartición, cuya configuración eléctrica es trifásica - con neutro aislado, se ha previsto la creación de un "neutro artificial" mediante la instalación de un transformador zig-zag y, adicionalmente, una resistencia a tierra unida a su punto neutro, como se muestra en la figura N° 2.3 (el dimensionado de estos elementos se detalla en el anexo N°1)

Esta conexión permite detectar la corriente homopolar que circula entre el neutro del transformador zig-zag y tierra en caso de fallas a tierra, para lo cual se dispone de un relé de sobre corriente a tierra (51 N), así como limitar las sobretensiones transitorias atribuidas a fallas a tierra.

Adicionalmente, se cuenta con una señal de alarma proveniente de un relé de tensión (64), el cual actúa ante el desbalance de tensiones en casos de falla a tierra. El esquema de protección mayormente utilizado se muestra en la figura N° 2.4.

El transformador de tensión debe tener como tensión nominal la tensión de línea, puesto que las dos fases sanas soportarán este voltaje durante fallas monofásicas.

Bajo condiciones normales, el voltaje en bornes del relé será igual a cero. En condiciones de falla, el voltaje en bornes del relé será $3 V_0$.

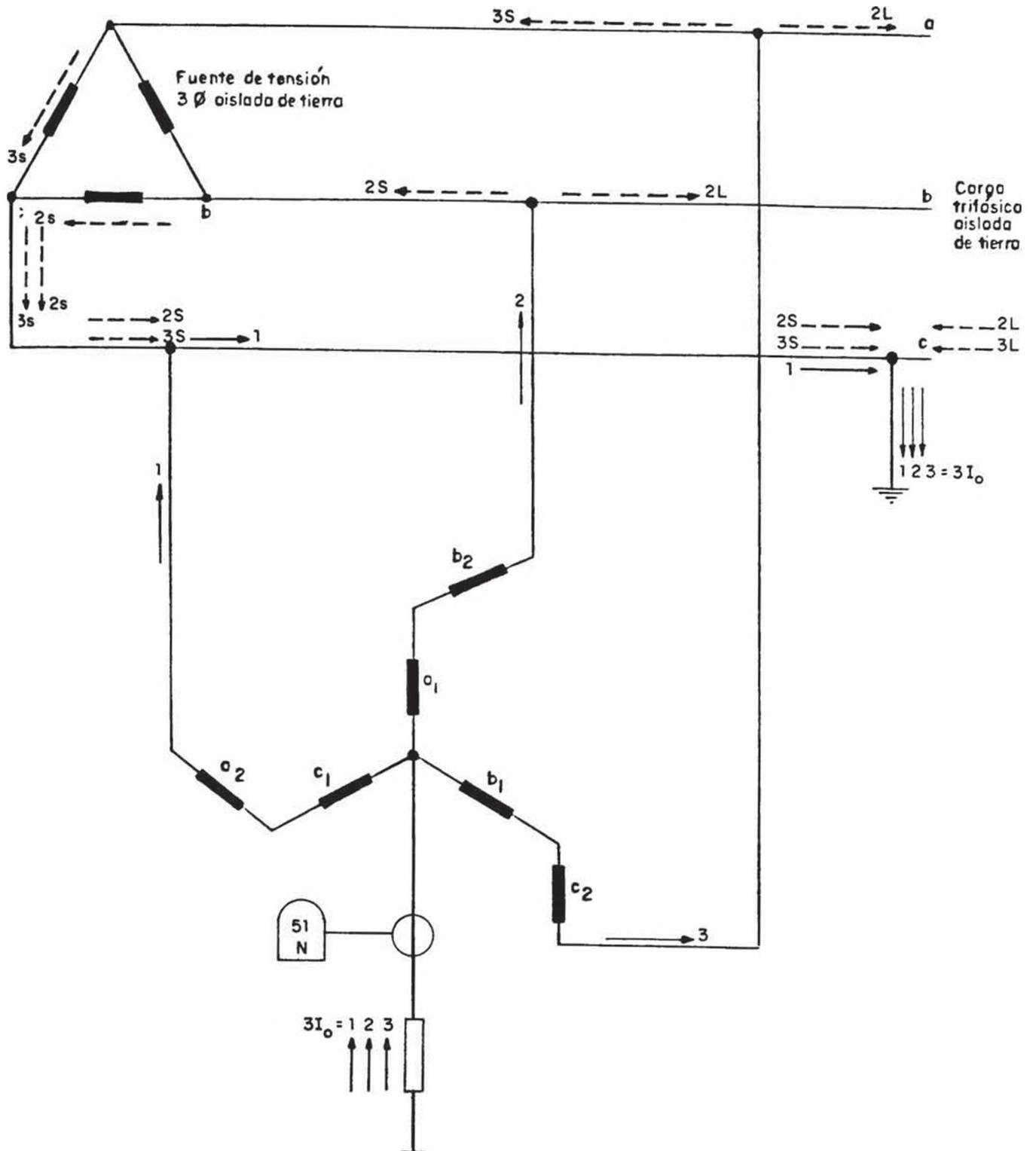
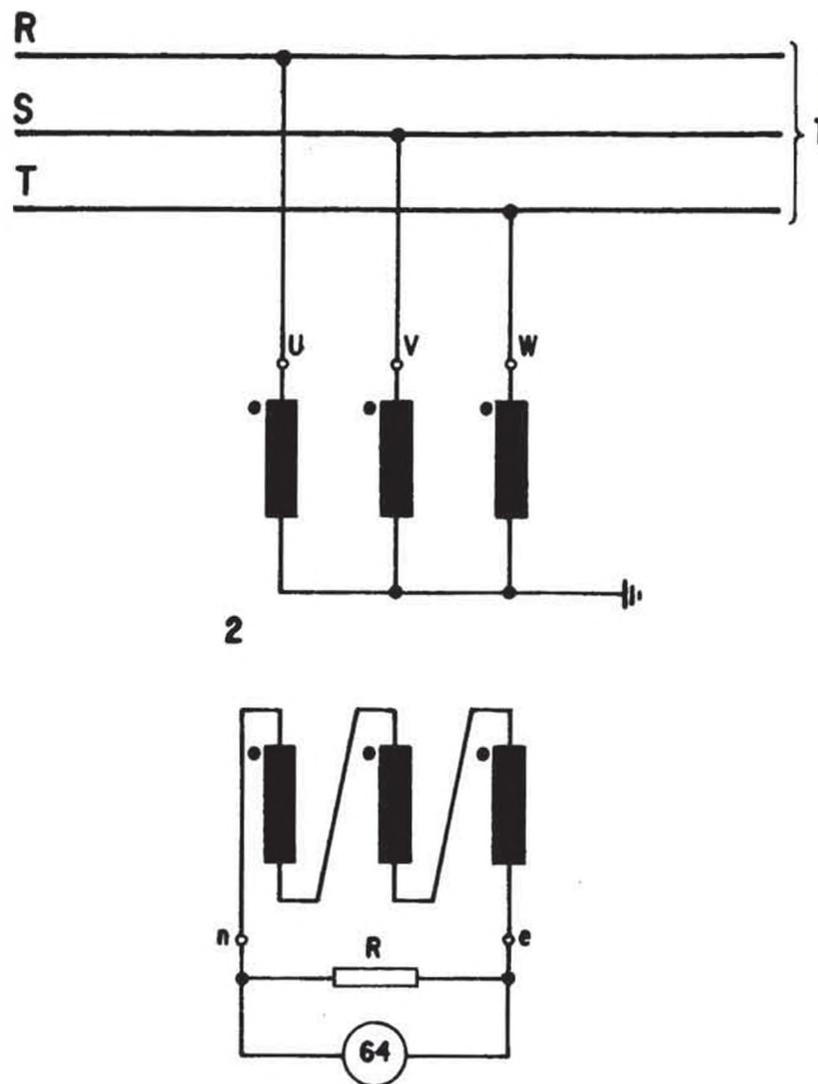


FIG. 2.3 CONEXIONES DE FLUJO DE CORRIENTE EN UN TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA ZIG-ZAG CUANDO OCURRE UNA FALLA DE LINEA A TIERRA EN UN SISTEMA TRIFÁSICO AISLADO



- 1 - Barras colectoras (Sistema con neutro aislado)
- 2 - Transformador de tensión
- R - Resistencia de disipación
- 64 - Relé de sobretensión

Fig. 2.4. Señalización de fallas a tierra en sistema con neutro aislado.

2.4 PROTECCION DIFERENCIAL

El sistema de protección diferencial está destinado a eliminar fallas internas que puedan ocurrir en el transformador de potencia, como por ejemplo, cortocircuitos entre espiras, entre arrollamientos, entre fases, o con respecto a tierra.

La protección diferencial basa su actuación en la comparación de las corrientes que ingresan y salen a través del objeto protegido en un circuito en conexión diferencial. (fig. 2.5)

En servicio normal las corrientes I_1 e I_2 son aproximadamente iguales en módulo y ángulo de fase, de modo que la corriente diferencial $I_{\Delta} = I_1 - I_2$, es aproximadamente cero, y, el relé no opera. En caso de producirse una falla dentro de la zona de protección, se origina una corriente diferencial, $I_{\Delta} = I_1 + I_2$, siendo $I_H \approx 0$, lo cual ocasionará la actuación del relé diferencial.

En caso de fallas ocurridas fuera de la zona de protección, el relé no operará, (aún existiendo asimetría en las corrientes debido a la saturación de los transformadores de corriente), en razón de que en este caso la corriente de retención es alta.

Para aplicar este sistema diferencial en la protección de un transformador, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

a) Relación de Transformación

En un transformador, las corrientes en el lado primario y secundario varían inversamente a los voltajes correspondientes, por lo que los transformadores de corriente deben tener una relación de transformación adecuada, de modo que compense esta diferencia.

b) Corriente de Inserción

Al conectar un transformador se produce un choque de corriente que se reduce luego al valor de la corriente de magnetización del transformador. Esta corriente se presenta solamente en el lado de conexión y por lo tanto actúa en forma de corriente diferencial.

Puesto que se trata de un estado transitorio, los relés diferenciales disponen de elementos de retardo de tiempo a fin de evitar operaciones incorrectas.

Otra manera de superar esta situación se logra incorporando al relé un circuito de filtro de la armónica de segundo orden, que es la de mayor incidencia en la corriente de inserción. Esta componente es aprovechada para bloquear el circuito de disparo del relé durante la conexión del transformador.

Por lo tanto, el relé podrá distinguir entre un choque de corriente de inserción y un cortocircuito en el objeto a proteger.

c) Conexión del Transformador

Si el transformador es de conexión estrella-triángulo, existirá un desfase de 30° entre la corriente primaria y secundaria. Además, la corriente de secuencia cero que fluya en el lado conectado en estrella no producirá corriente de salida en el lado conectado en triángulo.

La corriente de secuencia cero es eliminada del lado conectado en estrella conectando los transformadores de corriente en triángulo. Para compensar el desfase de 30° , los transformadores de corriente ubicados en el lado en triángulo deben conectarse en estrella.

d) Variación de la Relación de Transformación

Si el transformador está previsto de conmutador de tomas, su relación de transformación estará sujeta a variaciones, por lo tanto si los transformadores de corriente son calculados según valores de relación de transformación nominal, una variación en dicha relación creará un desbalance proporcional a la razón de cambio.

En caso de producirse una falla externa a la zona de protección este desbalance reflejará corrientes diferenciales que podrían originar operación del relé.

e) Corriente de Magnetización

Puesto que la corriente de magnetización circula solamente en uno de los arrollamientos del transformador, originará corrientes diferenciales. Puesto que no se trata de una situación anormal, el relé diferencial no debe operar.

2.4.1 CARACTERÍSTICAS DEL RELE DIFERENCIAL

La curva de actuación del relé diferencial se muestra en la figura N° 2.5, donde:

I_n = Corriente nominal del relé

I_H = Corriente de retención

I_{Δ} = Corriente diferencial

g = Ajuste básico

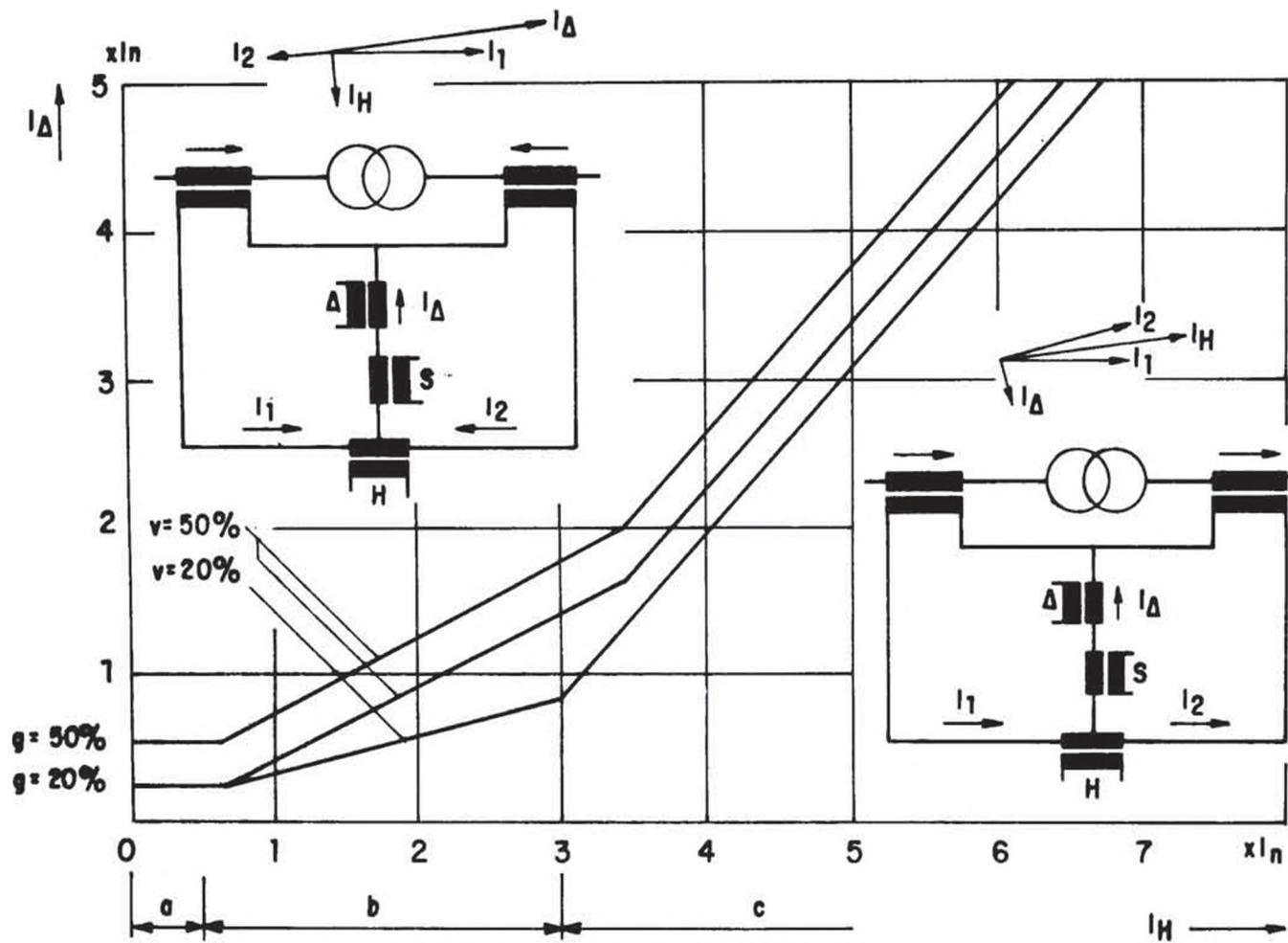
v = Relación de actuación

a = Región independiente de la corriente de retención (comportamiento como relé de sobrecorriente)

b = Región con valor de retención variable

c = Región con valor de retención fijo.

La curva característica es independiente del valor de corriente de retención hasta aproximadamente $I_H = 0.5 I_n$. El valor de actuación corresponde al ajuste básico g , definido como la corriente diferencial más pequeña expresada



- I_N = Corriente nominal del relé en A
- I_H = Corriente de retención
- I_{Δ} = Corriente diferencial
- g = Ajuste de base
- v = Característica de actuación
- Δ = Circuito diferencial (Circuito de disparo)
- H = Circuito de retención
- S = Circuito de bloqueo

Fig.2.5 Característica de operación del relé diferencial

da en porcentaje de la corriente nominal a la que actúa el relé sin corriente de retención, es decir:

$$g = \frac{I_{\Delta}}{I_n} \times 100\% \quad ; \quad \text{Para } I_H = 0$$

Su magnitud puede ser ajustada, determinando así el desplazamiento vertical de la característica de disparo.

Este ajuste básico deberá ser elegido en cada caso a un valor suficientemente alto, de modo que las corrientes diferenciales ocasionadas por repentinas variaciones de carga, y, por otro lado, por la corriente de magnetización del transformador, no originen disparo del relé.

Aproximadamente entre 0.5 y 2.7 hasta $3 I_N$, corresponde entonces a una determinada relación entre la corriente de disparo I_{Δ} y la corriente de retención I_H en el relé. Esta relación, designada como relación de actuación V , es la corriente diferencial, expresada en porcentaje la corriente de retención, a la que actúa el relé, es de cir:

$$V = \frac{I_{\Delta}}{I_H} \times 100\% = \frac{I_1 - I_2}{1/2 (I_1 + I_2)} \times 100\%$$

Siendo I_H un múltiplo de la corriente nominal I_N . El valor de V puede ser ajustado determinando con ello la -

inclinación de la parte b de la característica de disparo. La corriente de disparo en esta zona no depende solamente del ajuste de g sino también de V, y se expresa como sigue:

$$I_{\Delta} = I_N \cdot g + (J_H - 0.5 I_N) \cdot V \quad ; \quad \text{para } J_H = (0.5 \dots 3) I_N$$

El ajuste de V hace que sean inactivas las diferencias eventuales entre ambas corrientes alimentadas, que pueden proceder de las posiciones del transformador y de las diferentes relaciones de transformación de los transformadores de corriente. De esta manera, se alcanza una seguridad mayor contra disparos intempestivos con las corrientes más elevadas de servicio.

Cuando las corrientes sean superiores a $3 I_N$ la curva de disparo presenta una fuerte pendiente hacia arriba en la zona C para un valor ajustado de manera fija de $V = 150\%$.

La corriente de disparo en esta sección corresponde a:

$$I_{\Delta} = I_N \cdot g + 2.5 I_N \cdot V + (J_H - I_N) 1.5 \quad ; \quad \text{para } J_H > 3 I_N$$

A pesar de las diferencias importantes entre las corrientes de medición, debidas a la saturación eventual de los transformadores de corriente, se impide con ello de manera segura cualquier disparo intempestivo del relé cuando dichos transformadores sean atravesados por fuertes co-

rrientes de cortocircuito. Sin embargo, queda garantizado el disparo del relé en el caso de cortocircuitos en la zona de protección, ya que en este caso no existe una corriente de retención suficientemente alta, y la corriente diferencial que se crea presenta un orden de magnitud superior al de la corriente de retención. Esto se aplica tanto para la sección b como para la sección C de la curva de disparo.

2.4.2 EXIGENCIAS CON RESPECTO A LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PRINCIPALES

A pesar de que el relé es bastante insensible a la saturación de los transformadores de intensidad, por razón de sus cualidades de retención, los transformadores de intensidad no deberían llegar a la saturación bajo la carga conectada ni cuando la corriente de cortocircuito llegue a su valor máximo.

La práctica ha demostrado la conveniencia de aplicar en los cálculos un coeficiente de sobreintensidad de 10.

Los transformadores correspondientes son de la clase 5P10, es decir entre 0.33 y $10 \times I_n$, el error de corriente es inferior al 5% y el error de ángulo inferior a 300 minutos.

Como carga del transformador de corriente se deberán con

siderar todas las cargas conectadas, tales como conductores, transformadores de corriente auxiliares y relé diferencial, debiendo referirse el consumo a la corriente nominal del transformador. Básicamente, no se deberá conectar ningún aparato adicional en el circuito del relé diferencial.

En los transformadores de tres arrollamientos, y también en los bloques transformador-generador con salidas a los servicios auxiliares, es preciso evitar las relaciones de transformación que se refieran a potencias muy distintas; en otras palabras, las relaciones de transformación de los núcleos de protección diferencial de todos los transformadores principales deberán basarse sobre la misma potencia, es decir sobre la potencia más elevada.

2.4.3 TRANSFORMADORES INTERMEDIOS DE CORRIENTE

Los transformadores intermedios de corriente son previstos para cumplir las siguientes funciones:

1. Corregir el desfasaje debido a los distintos grupos de conexión entre las corrientes de los lados de y de baja tensión.
2. Asegurar que, para la misma potencia en los dos arrollamientos del transformador, el relé sea alimentado a los dos lados con la misma corriente, y que la co-

corriente que llega al relé, a plena carga del arrollamiento, sea por lo menos igual a 0.7 veces la corriente del relé.

3. Filtrar las corrientes homopolares cuando el neutro del transformador se encuentre conectado a tierra o cuando se trate de autotransformadores. Con este fin se han de prever transformadores intermedios de corriente conectados en estrella-triángulo del lado del transformador cuyo neutro esté puesto a tierra.
4. Se evitará la utilización de transformadores intermedios solamente a uno de los lados. En el caso de una disposición asimétrica, pueden presentarse grandes corrientes diferenciales para corrientes de cortocircuitos de paso, debido al distinto comportamiento transitorio de ambos circuitos de corriente. Dichas corrientes diferenciales podrían ser causa de que entre en acción el relé.

Con la finalidad de mantener la carga de los transformadores intermedios al valor más bajo posible, es preciso que los mismos estén montados cerca del relé.

2.5 PROTECCION TERMICA

La protección contra sobrecargas es proporcionada por un relé - térmico secundario, el cual protege al transformador de potencia contra el calentamiento perjudicial debido a sobrecargas de tiempo prolongado o permanente sobre sus bobinados.

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El relé posee un elemento térmico para protección contra sobrecargas y un elemento de sobrecorriente para protección contra cortocircuitos.

Cuando el ajuste de temperatura es excedido, el relé actúa cerrando sus contactos para activar un circuito de apertura o alarma.

El elemento de sobrecorriente actúa independientemente de la parte térmica cuando se excede un valor de corriente pre-establecido.

CURVA CARACTERISTICA

Cuando un cuerpo homogéneo con una resistencia de transferencia de calor uniforme hacia un medio de menor temperatura a través de su superficie, es calentado gradualmente, su temperatura se eleva según la ley exponencial:

$$\theta - \theta_0 = (\theta_{\infty} - \theta_0) (1 - e^{-t/\tau})$$

donde :

θ = Elevación de temperatura

θ_0 = Diferencia de temperatura inicial

θ_{∞} = Diferencia de temperatura en estado estable

t = Tiempo

τ = Constante de tiempo, (es el tiempo en el cual el cuerpo eleva su temperatura en 63% respecto a su valor inicial θ_0).

Sin carga inicial, es decir $\theta_0 = 0$, obtenemos :

$$\theta = \theta_{\infty} (1 - e^{-t/\tau})$$

Debe tenerse en cuenta que el objeto protegido no es un cuerpo homogéneo y que la disipación de calor generado se transfiere gradualmente. Así, en un transformador de potencia en aceite, las pérdidas en el cobre resultante de la circulación de corriente son prácticamente, uniformemente distribuidas en el volumen total de cobre. En primer lugar es transferido a través del lante del bobinado hacia el aceite.

La razón de la capacidad térmica del arrollamiento de cobre y la resistencia a la transferencia de calor del aislamiento del bobinado es tal que su transferencia de calor generalmente tiene una constante de tiempo de varios minutos.

El calor absorbido por el aceite es transferido a toda la masa del transformador y hacia el medio refrigerante (aire y/o agua). La constante de tiempo de esta segunda transferencia de calor - es del orden de 1-2 horas. Por lo tanto, la curva de elevación de temperatura del cobre del transformador puede componerse como la suma de dos curvas exponenciales con distinto valor de temperatura en estado estable, una de ellas con una constante de tiempo pequeña y la otra con una constante de tiempo grande.

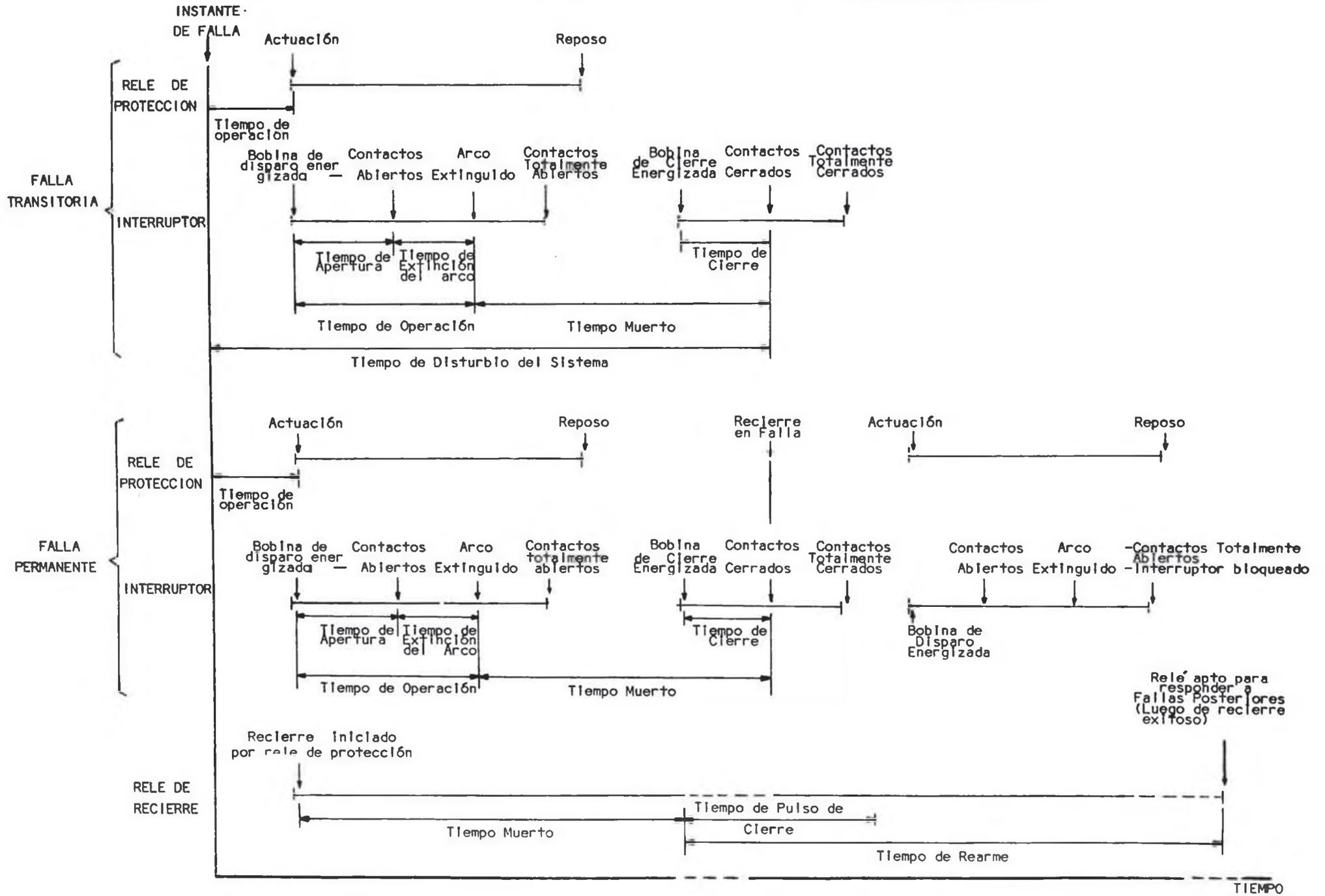
Si se incrementa bruscamente la corriente, el cobre asume rápidamente el valor de estado estable respecto al aceite; la elevación de temperatura del aceite es mucho más lenta. Si se define un límite superior de elevación de temperatura en el cobre, la duración permisible de esta carga es gobernada en primer lugar por la constante de tiempo pequeña de la transferencia entre el cobre y el aceite, pero, para una pequeña sobrecarga es gobernada por la constante de tiempo mayor de la transferencia desde el aceite hacia el refrigerante.

2.6 PROTECCION CON RELE DE RECIERRE

Este elemento de temporización está destinado al recierre, después de un lapso, del interruptor de línea 60KV, luego que éste haya sido abierto por alguna falla en la línea.

Si nuevamente, el interruptor es abierto por los dispositivos -

FIGURA 2.6: SECUENCIA DE EVENTOS DE RECIERRE AUTOMATICO PARA FALLAS TRANSITORIAS Y PERMANENTES



de protección debido a la permanencia de la falla, este relé bloqueará el cierre del interruptor.

La secuencia de eventos en una operación de recierre típica se muestra en la figura N° 2.6, en la cual se presentan dos casos: una operación de recierre con eliminación de la falla (falla - transitoria), y, una operación de recierre sin conseguirse eliminar la falla, seguida por el bloqueo del interruptor (falla - permanente).

Son importantes las siguientes definiciones :

Tiempo de Extinción del Arco:

Es el tiempo entre el instante de separación ~~de~~ los contactos del interruptor y el instante de extinción del arco eléctrico o riginado por la falla.

Tiempo de Impulso de Cierre:

Es el tiempo durante el cual los contactos del relé de recierre permanecerán cerrados.

Relé de Conteo:

Es un relé destinado a registrar el número de operaciones efectuadas por un interruptor, también proporciona señal de alarma y bloqueo al término del número permitido de operaciones bajo - condiciones de falla.

Tiempo Muerto (Relé de recierre):

Es el tiempo entre la energización del relé de recierre y la actuación de sus contactos los cuales energizarán al circuito de cierre del interruptor.

Tiempo Muerto (Interruptor):

Es el tiempo entre la extinción del arco eléctrico y el cierre de contactos del interruptor.

Tiempo de De-ionización:

Es el tiempo siguiente a la extinción del arco eléctrico, necesario para asegurar la dispersión del aire ionizado antes de reenergizar la línea.

Bloqueo:

Es una característica del relé de recierre según la cual impide el recierre automático luego de una operación de apertura del interruptor.

Recierre Múltiple:

Es una secuencia de más de una operación de recierre sobre una falla dada, antes de que ocurra el bloqueo del interruptor.

Recierre de una Operación:

Es una secuencia de una sola operación de recierre; el interrupu

tor será bloqueado luego de la segunda operación de apertura.

Tiempo de Apertura:

Es el tiempo entre la energización de la bobina de apertura del interruptor y el instante de separación de los contactos.

Tiempo de Operación (Interruptor):

Es el tiempo desde la energización de la bobina de apertura del interruptor hasta que el arco sea extinguido.

Tiempo de Operación (Protección):

Es el tiempo que emplea el relé de protección (generalmente relés de sobrecorriente o distancia), desde el momento en que detecta la falla hasta la actuación de sus contactos de disparo. En caso de usar un relé auxiliar de disparo debe considerarse - su respectivo tiempo de operación.

Tiempo de Rearme:

Es el tiempo siguiente a una operación de cierre exitosa, (medida desde el instante en que el relé cierra sus contactos), el - cual debe transcurrir antes de iniciarse una nueva secuencia de recierre en el caso de una falla posterior.

La elección del tiempo muerto y tiempo de rearme es de importanta fundamental en cualquier relé de recierre automático.

El tiempo de rearme debe ser suficientemente grande para permitir la operación de los relés de protección cuando el interruptor es cerrado sobre una falla permanente.

Número de Operaciones de Recierre

No existen reglas claras para definir el número de operaciones de recierre para un caso específico, pero debe tenerse en cuenta los siguientes factores:

- Limitaciones del Interruptor

Debe considerarse la capacidad del interruptor para efectuar varias operaciones de apertura y cierre en secuencia rápida, y el efecto de estas operaciones sobre el período de mantenimiento.

Generalmente se efectúa mantenimiento del interruptor luego de 5 a 20 operaciones de apertura, dependiendo del nivel de falla.

Puesto que el 80% de fallas son de naturaleza transitoria, la tendencia es usar relés de recierre de una sola operación, a la vez que se logra mayor período de mantenimiento del interruptor.

- Condiciones del Sistema

Si de acuerdo a datos estadísticos de un sistema particular, se observa un porcentaje moderado de fallas semi-per

manentes, puede justificarse un relé de recierre de operación múltiple. Este es el caso de sistemas que atraviesan zonas boscosas, donde la falla, originada por caída de ramas de árboles, puede ser eliminada por acción del fuego.

2.7 SISTEMA DE RECHAZO DE CARGA, TENSION - FRECUENCIA

Este sistema actúa con el objeto de evitar en lo posible, fallas durante la operación que originen innecesariamente la falta de suministro a usuarios considerados particularmente importantes, mandando aperturar selectivamente los interruptores de salida - pre-seleccionados de acuerdo a un orden pre-establecido.

El sistema de rechazo de carga está constituido básicamente por la combinación de un relé de mínima tensión, un relé de mínima frecuencia, contactores temporizados y contactores auxiliares. Cuando por alguna falla en el sistema, la tensión (o la frecuencia) medida en las barras de 10 KV desciende por debajo de un valor prefijado; y, luego de un tiempo de espera ajustable, se activa el mecanismo que ocasiona la apertura de los interruptores seleccionados en primer lugar. Si la falla persiste y, después de un tiempo de espera también ajustable, se activa el mecanismo que ocasiona la apertura de los interruptores seleccionados en segundo lugar y así, hasta la apertura de los interruptores seleccionados en tercer lugar. El esquema funcional se muestra en el Plano N° 06.

2.8 PROTECCION CONTRA INVERSION DE POTENCIA

Los relés que responden al sentido de flujo de potencia basan su funcionamiento en la ecuación de torque siguiente :

$$M = K.U.I \cos (\phi - \phi_M)$$

donde :

K = Una constante del relé

U = Voltaje aplicado

I = Corriente

ϕ_M = Diferencia de fase entre el voltaje y corriente al cual el torque es máximo (ángulo de medida del relé)

ϕ = Diferencia de fase instantánea entre el voltaje y corriente.

La capacidad de los relés para distinguir el flujo de corriente en una dirección o la otra se efectúa mediante el reconocimiento de las diferencias en el ángulo de fase entre la tensión y la corriente, y, del ángulo del par máximo.

Estos relés se utilizan generalmente para la protección contra condiciones distintas de los cortocircuitos. Se conectan para polarizarse por una tensión de un circuito, y se seleccionan las conexiones de corriente y las características del relé de manera que el par máximo tenga lugar cuando se conduzca la carga de factor de potencia unitario por el circuito.

Se dispone de relés de potencia que tienen corrientes mínimas de puesta en trabajo ajustables. Estos pueden calibrarse ya sea en función de los amperes mínimos de puesta en trabajo a la tensión

nominal o de los watts mínimos de puesta en trabajo.

Los relés de potencia tienen generalmente características de acción retardada para evitar el funcionamiento no deseado durante inversiones de potencia transitorias, tales como ondas de potencia en la sincronización de generadores o inversiones de potencia cuando hay cortocircuitos. Esta acción retardada puede ser una característica de tiempo inverso inherente del mismo relé, o puede proporcionarse por un relé separado de acción retardada.

CAPITULO III

ANALISIS DE FALLAS DEL SISTEMA

3.1 INTRODUCCION

En este capítulo calcularemos los valores de corrientes de falla para máximos y mínimos niveles de generación, para la primera, segunda y tercera etapa de implementación del sistema.

Se analizarán los siguientes casos:

- Falla Trifásica
- Falla Monofásica
- Falla Bifásica; y,
- Falla Bifásica a Tierra

3.2 DETERMINACION DE LAS REDES DE SECUENCIA

Los valores característicos de los elementos componentes del sistema eléctrico son los siguientes:

- Generadores

De la Tabla Nº 3.15 obtenemos:

G1 : 12.5 MVA, 10.5 kV

$$X''_1 = 14.5\%, \quad X''_2 = 14.5\%, \quad X''_0 = 6\%$$

G2 : 12.5 MVA, 10.5 kV

$$X''_1 = 14.5\%, \quad X''_2 = 14.5\%, \quad X''_0 = 6\%$$

G3 : 6 MVA, 10 kV

$$X''_1 = 9\%, \quad X''_2 = 9\%, \quad X''_0 = 4\%$$

- Transformadores

T1, T2 : 14/17.5 MVA, 60/10 kV

$$Ynd5, \quad X = 8.9\%$$

- Reactor Zig-Zag

57.7 KVA, 10 kV

$$X = 6.25 \text{ ohms/fase}$$

- Línea de Transmisión (L1)

Conductor : ALDREY, 350 MCM

Longitud : 5 Km.

Disposición : Vertical

Separación : 2 m.

- Cable Subterráneo (C1, C2)

Tipo : NKY, 12 kV

Sección : 500 mm²

Conexión : 2 cables unipolares por fase

Resistencia : r = 0.044 Ohm/Km

Reactancia : X = 0.206 Ohm/Km

Longitud : C1 = 175 m.

C2 = 20 m.

3.2.1 CALCULO DE VALORES DE BASE

De acuerdo a los niveles de tensión del sistema, y, tomando como potencia de base 17.5 MVA, correspondiente a la potencia nominal de los transformadores, calculamos las corrientes e impedancias de base respectivas, según la relación:

$$N_B = \sqrt{3} V_B \times I_B \times 10^3$$

ZONA	J	JJ
N_B (MVA)	17.5	17.5
V_B (KV)	10	60
Z_B (OHMS)	5.714	205.71
I_B (A.)	1010.36	168.4

3.2.2 CALCULO DE VALORES UNITARIOS

- Generadores

$$G1 : X_1 = j (0.145) \left(\frac{17.5 \text{ MVA}}{12.5 \text{ MVA}} \right) \left(\frac{10.5 \text{ KV}}{10 \text{ KV}} \right)^2 = j0.224 \text{ p.u.}$$

$$X_2 = j (0.145) \left(\frac{17.5 \text{ MVA}}{12.5 \text{ MVA}} \right) \left(\frac{10.5 \text{ KV}}{10 \text{ KV}} \right)^2 = j0.224 \text{ p.u.}$$

$$X_0 = j (0.06) \left(\frac{17.5 \text{ MVA}}{12.5 \text{ MVA}} \right) \left(\frac{10.5 \text{ KV}}{10 \text{ KV}} \right)^2 = j0.093 \text{ p.u.}$$

$$G2 : X_1 = j0.224 \text{ p.u.}$$

$$X_2 = j0.224 \text{ p.u.}$$

$$X_0 = j0.093 \text{ p.u.}$$

$$G3 : X_1 = X_2 = j (0.09) \left(\frac{17.5 \text{ MVA}}{6 \text{ MVA}} \right) = 0.26 \text{ p.u.}$$

$$X_0 = j (0.04) \left(\frac{17.5 \text{ MVA}}{6 \text{ MVA}} \right) = 0.12 \text{ p.u.}$$

- Transformadores

$$T1, T2 : X_1 = X_2 = X_0 = j0.089 \text{ p.u.}$$

- Reactor Zig-Zag

$$z_{0 \text{ p.u.}} = \frac{X_0}{Z_{B_I}} = \frac{j6.25}{5.714} = j1.09 \text{ p.u.}$$

- Resistencia de Puesta a Tierra (Rn)

$$r_n = \frac{R_n}{Z_{B_I}} = \frac{577 \text{ ohm}}{5.714 \text{ ohm}} = 101.0 \text{ p.u.}$$

- Línea de Transmisión

$$Z_1 = Z_2 = r_L + j X_L = r_L + j2\pi fL$$

- Resistencia

$$r_{L_{50^\circ\text{C}}} = r_{L_{50^\circ\text{C}}} [1 + \alpha (T_2 - T_1)]$$

$$r_{L_{50^\circ\text{C}}} = 0.189 [1 + 0.0036 (50 - 20)] = 0.2093 \frac{\text{Ohm}}{\text{Km}}$$

$$r_{L_{50^\circ\text{C}}} = 0.2093 \frac{\text{Ohm}}{\text{Km}} \times 5 \text{ Km} = 1.046 \text{ Ohm}$$

$$r_{L_{\text{p.u.}}} = \frac{1.046}{205.71} = 0.00508 \text{ p.u.}$$

- Reactancia Inductiva

$$X_L = 2\pi fL, \quad L = 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{D}{r'}\right) \text{ H/mt.}$$

$$D = \sqrt[3]{2 \times 2 \times 4} = 2.52 \text{ m... (Distancia media geométrica)}$$

$$r' = e^{-1/4} r, \quad \text{donde } r = \text{radio del conductor}$$

$$r' = 0.7788 \times 0.862 = 0.6713 \text{ cm.}$$

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{252}{0.6713}\right) = 1.1856 \times 10^{-6}$$

$$X_L = 4.469 \times 10^{-4} \frac{\text{Ohm}}{\text{m}} \times 5,000 \text{ m.} = 2.235 \text{ Ohm}$$

$$X_{L_{p.u.}} = \frac{2.235}{205.71} = 0.0109 \text{ p.u.}$$

Por lo tanto:

$$Z_1 = Z_2 = 0.00508 + j0.0109 \text{ p.u.} \cong j0.0109 \text{ p.u.}$$

IMPEDANCIA DE SECUENCIA HOMOPOLAR

$$Z_0 = R_0 + jX_0, \quad R_0 = R_L + \frac{3}{8} u_0 \cdot w$$

$$X_0 = w \cdot \frac{u_0}{2\pi} \left(3 \ln \frac{f}{\sqrt[3]{rD^2}} + \frac{\mu_L}{4\pi} \right)$$

donde:

$$\delta = \sqrt{\frac{1.85}{u_0 \cdot \frac{1}{\rho} \cdot w}}$$

Donde δ es la penetración de la corriente en la tierra, y nos indica la profundidad a la que se supone pasa la corriente de retorno para que tenga igual efecto que el de la corriente de retorno distribuida por la sección te rrestre. Hallaremos δ a partir de los datos dados en la Tabla N°3.1.

TABLA N° 3.1

Naturaleza del Terreno según:	Terreno de aluvión		Caliza porosa	Cuarzo, caliza dura		granito	
VDE 0228 y CCIF	marga	Arcilla	pedra arenisca esquisto arcilloso			Esquisto (arcilloso)	
VDE 0141	Terreno pantanoso	-	Terreno barroso, arcilloso y cultivable	Arena húmeda	Guljo húmedo	Guljo o arena secos	Terreno pedregoso
ρ ($\Omega \cdot m$)	30	50	100	200	500	1000	3000
$\sigma = \frac{1}{\rho}$ $\mu s/cm$	333	200	100	50	20	10	3.33

Tomando: $\rho = 100 \text{ } \Omega\text{-m.}$

$$d = \frac{1.85}{\sqrt{4 \times 10^{-7} \frac{\text{H}}{\text{m}} \times \left(\frac{1}{100 \text{ } \Omega\text{-m.}}\right) (2\pi \times 60)}}$$

$$d = 849.97 \simeq 850 \text{ m.}$$

Luego:

$$X_0 = (2\pi \times 60) \times \frac{4\pi \times 10^{-7}}{2\pi} \left[3 \ln \frac{850 \times 10^2}{\sqrt{0.862 \times 252}} + \frac{1}{4(1)} \right]$$

$$X_0 = 0.00217 \text{ } \Omega\text{/m.}$$

$$R_0 = 0.2093 \times 10^{-3} + \frac{3}{8} (4\pi \times 10^{-7}) \times 2\pi \times 60 = 3.87 \times 10^{-4} \frac{\text{ohm}}{\text{m.}}$$

$$\therefore Z_0 = 0.000387 + 0.00217 \frac{\text{ohm}}{\text{m.}}$$

$$Z_0 = 2.2042 \angle 79.89^\circ \text{ ohm/Km} \times 5 \text{ Km} = 11.0210 \angle 79.89^\circ \text{ ohm}$$

$$Z_{0 \text{ p.u.}} = \frac{11.0210 \angle 79.89^\circ}{205.714} = 0.0536 \angle 79.89^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_{0 \text{ p.u.}} = 0.0094 + j0.0527 \text{ p.u.}$$

- Cables subterráneos

Para: $C_1 = 175 \text{ m.}$

$$r_1 \text{ p.u.} = \frac{r/2}{Z_{B_I}} = \frac{0.044}{2 \times 5.714} \times 0.175 = 0.00067 \text{ p.u.}$$

$$x_1 = \frac{X/2}{Z_{B_I}} = \frac{0.206}{2 \times 5.714} \times 0.175 = 0.00315 \text{ p.u.}$$

$$\therefore Z_1 = Z_2 = 0.00067 + j0.00315 \text{ p.u.}$$

Cálculo de Z_0 :

Depende de la constitución del cable, el terreno, los con ductos y las estructuras metálicas, quienes absorben las corrientes neutras. Son de importancia la forma del ca ble, así como la naturaleza del forro exterior y de la armadura.

En general se puede asumir $X_0 = 4 X_1$, $r_0 = r_1$, por

lo tanto:

$$X_0 = 0.0126 \text{ p.u.}$$

$$r_0 = 0.00067 \text{ p.u.}$$

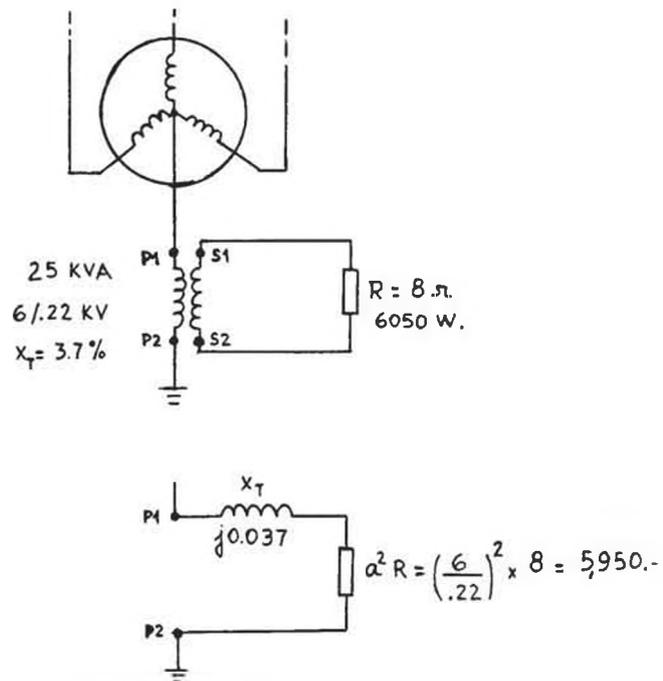
Para: $C_2 = 20 \text{ m.}$, despreciamos los valores de impe - dancia por no ser significativos.

Puesta a tierra de los Generadores-S.E.C.T. Iquitos

Se efectúa a través de un transformador de 25 KVA y una resistencia de 8 ohms.

$$X_T = j0.037 \times \left(\frac{17.5}{0.025}\right) \left(\frac{6}{10}\right)^2 = 9.32 \text{ p.u.}$$

Reflejando al primario del transformador:



$$r_{\text{p.u.}} = \frac{5950.4}{5.714} = 1041.37 \text{ p.u.}$$

Puesta a tierra en la S.E. Centro de Repartición

Se efectúa mediante un transformador ZIG-ZAG y una resistencia de 577 ohms.

La impedancia total será :

$$Z_0 = Z_{ZIG-ZAG} + 3 R_n$$

$$Z_0 = j1.09 + 3(101) \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = 303 + j1.09 = 303 \underline{0.21^\circ} \text{ p.u.}$$

3.3 CALCULO DE FALLAS - PRIMERA ETAPA

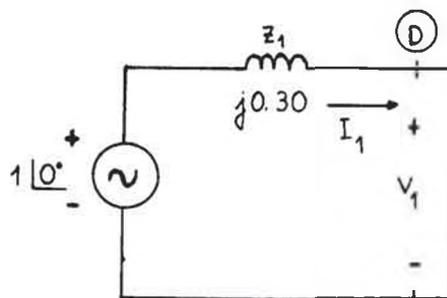
En primer lugar calcularemos el circuito equivalente Thévenin visto desde las barras A, B, C, y D, a partir de las redes de secuencia mostradas en el plano N° 03, cuyos resultados se muestran en la Tabla N° 3.2 para condiciones de máxima generación y, en la Tabla N° 3.3 para condiciones de mínima generación (considerando que sólo un Turbogenerador está en servicio).

La Tabla N° 3.14 resume las fórmulas necesarias para calcular los valores de tensiones y corrientes de falla.

3.3.1 CONDICIONES DE MAXIMA GENERACION

a) Falla trifásica en Barra "D" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de Secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.30} = 3.33 \angle -90^\circ$$

$$I_2 = I_0 = 0 \text{ (condición de falla trifásica)}$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = V_0 = 0 \text{ (condición de falla trifásica)}$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 3.33 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 3364.50 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 3.33 \angle 150^\circ \text{ p.u.} = 3364.50 \angle 150^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 3.33 \angle 30^\circ \text{ p.u.} = 3364.50 \angle 30^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{\text{fase}}} = \frac{10}{\sqrt{3}}$ KV)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0$$

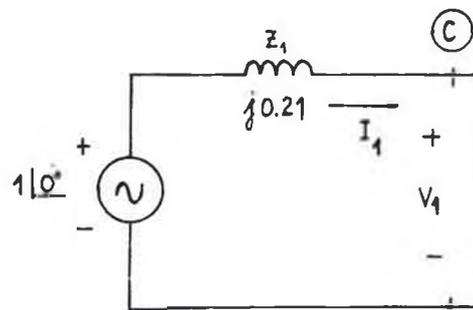
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0$$

b) Falla trifásica en Barra "C" - 60KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.21} = 4.76 \angle -90^\circ$$

$$I_2 = I_0 = 0 \text{ (condición de falla trifásica)}$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = V_0 = 0 \quad (\text{condición de falla trifásica})$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 4.76 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 801.58 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 4.76 \angle 150^\circ \text{ p.u.} = 801.58 \angle 150^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 4.76 \angle 30^\circ \text{ p.u.} = 801.58 \angle 30^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \quad \text{A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{FASE}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0$$

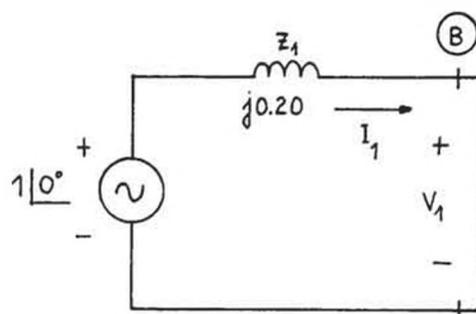
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0$$

- c) Falla trifásica en Barra "B" - 60KV

- Circuito Equivalente



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.20} = 5 \angle -90^\circ$$

$$I_2 = I_0 = 0 \text{ (Condición de falla trifásica)}$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = V_0 = 0 \text{ (Condición de falla trifásica)}$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 5 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 842 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 5 \angle 150^\circ \text{ p.u.} = 842 \angle 150^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 5 \angle 30^\circ \text{ p.u.} = 842 \angle 30^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{\text{fase}}} = \frac{60}{\sqrt{3}}$ KV)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0$$

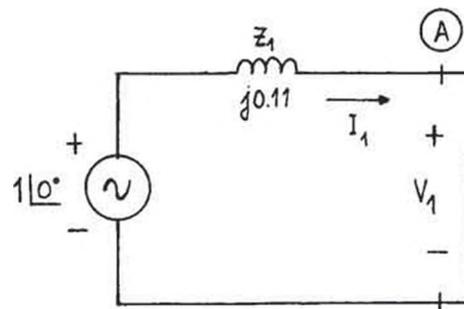
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0$$

d) Falla trifásica en Barra "A" - 10KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.11} = 9.09 \angle -90^\circ$$

$$I_2 = I_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla trifásica})$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = V_0 \quad (\text{Condición de falla trifásica})$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 9.09 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 9184 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 9.09 \angle 150^\circ \text{ p.u.} = 9184 \angle 150^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 9.09 \angle 30^\circ \text{ p.u.} = 9184 \angle 30^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{\text{fase}}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0$$

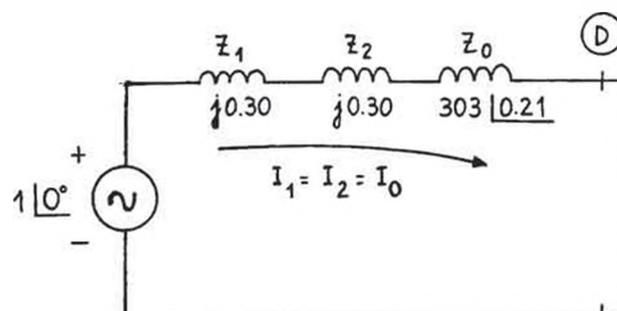
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0$$

- e) Falla monofásica en Barra "D" - 10KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.30 + j0.30 + 303 \angle 0.21} = 3.3 \times 10^{-3} \angle -0.32$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = 1 \angle 0^\circ - (j0.30)(0.0033 \angle -0.32) = 0.999 \angle -0.06$$

$$V_2 = -(j0.30)(0.0033 \angle -0.32) = 0.0009 \angle -90.33$$

$$V_0 = -(303 \angle 0.21)(0.0033 \angle -0.32) = -0.999$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0.0099 \angle -0.32 \text{ p.u.} = 10 \angle -0.32 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0.0099 \angle -0.32 \text{ p.u.} = 10 \angle -0.32 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

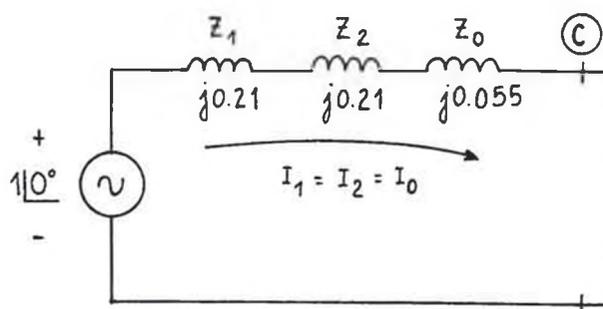
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 1.7305 \angle 210^\circ \text{ p.u.} = 10 \angle 210^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 1.7335 \angle 150^\circ \text{ p.u.} = 10 \angle 150^\circ \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 2.9999 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 17.3 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

f) Falla monofásica en Barra "C" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1\angle 0^\circ}{j0.21 + j0.21 + j0.055} = 2.11 \angle -90^\circ$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = 1\angle 0^\circ - (j0.21)(2.11 \angle -90^\circ) = 0.56$$

$$V_2 = - (j0.21)(2.11 \angle -90^\circ) = -0.44$$

$$V_0 = - (j0.055)(-j2.11) = -0.12$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 6.31 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 1062.60 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 6.31 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 1062.60 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: $(V_{B_{\text{fase}}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV})$

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

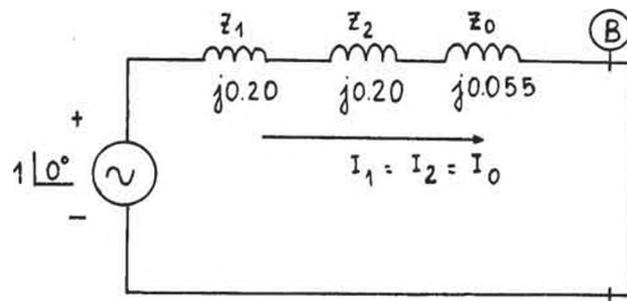
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0.88 \angle -101.74 \text{ p.u.} = 30.48 \angle -101.74 \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0.88 \angle 101.74 \text{ p.u.} = 30.48 \angle 101.74 \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0.358 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 12.40 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

g) Falla monofásica en Barra "B" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.20 + j0.20 + j0.055} = 2.20 \angle -90^\circ$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = 1 \angle 0^\circ - (j0.20) (2.20 \angle -90^\circ) = 0.56$$

$$V_2 = - (j0.20) (2.20 \angle -90^\circ) = -0.44$$

$$V_0 = - (j0.055) (2.20 \angle -90^\circ) = -0.12$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 6.6 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 1,111.44 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 6.6 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 1,111.44 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

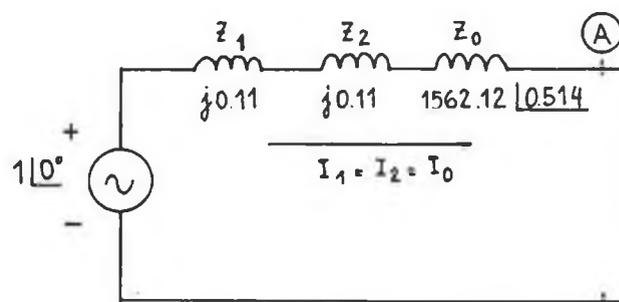
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0.88 \angle -101.74 \text{ p.u.} = 30.48 \angle -101.74 \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0.88 \angle 101.74 \text{ p.u.} = 30.48 \angle 101.74 \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0.358 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 12.40 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

- h) Falla monofásica en Barra "A" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de Secuencia:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.11 + j0.11 + 1562.12 \angle 0.514} = 0.00064 \angle -0.52$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = 1 \angle 0^\circ - (j0.11) (0.00064 \angle -0.52) = 1.0 \angle -0.004$$

$$V_2 = - (j0.11) (0.00064 \angle -0.52) = -0.00007 \angle 89.48$$

$$V_0 = - (1562.12 \angle 0.514) (0.00064 \angle -0.52) = -0.9998 \angle -0.006$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0.00192 \angle -0.52 \text{ p.u.} = 1.94 \angle -0.52 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0.00192 \angle -0.52 \text{ p.u.} = 1.94 \angle -0.52 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: $(V_{B_{\text{fase}}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV})$

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

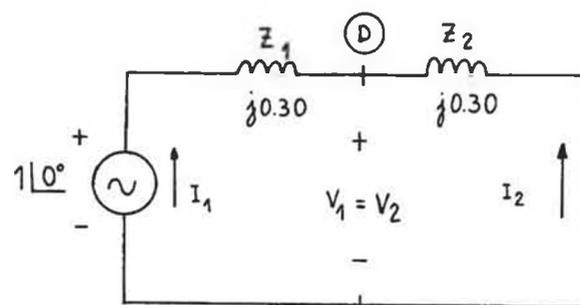
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 1.732 \angle -150^\circ \text{ p.u.} = 10 \angle -150^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 1.732 \angle 149.99^\circ \text{ p.u.} = 10 \angle 150^\circ \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 2.99 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 17.26 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

i) Falla bifásica en Barra "D" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = -I_2 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.30 + j0.30} = 1.67 \angle -90^\circ$$

$$I_0 = 0 \text{ (condición de falla bifásica)}$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = 1 \angle 0^\circ - (1.67 \angle -90^\circ) (j0.30) = 0.5$$

$$V_0 = 0$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 2.89 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 2920 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 2.89 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 2920 \angle 0^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 5.77 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

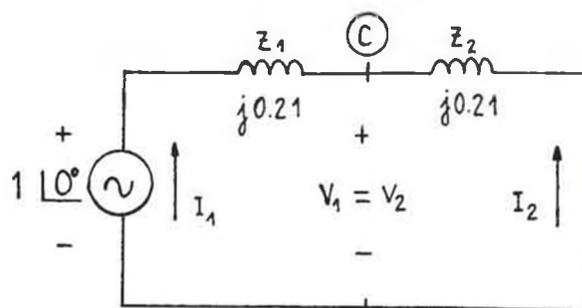
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 2.89 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 2.89 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

j) Falla bifásica en Barra "C" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = -I_2 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.21 + j0.21} = 2.38 \angle -90^\circ$$

$$I_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla Bifásica}).$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = 1 \angle 0^\circ - (2.38 \angle -90^\circ) (j0.21) = 0.5$$

$$V_0 = 0$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 4.12 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 694.19 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 4.12 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 694.19 \angle 0^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: $(V_{B_{\text{fase}}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV})$

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 34.64 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

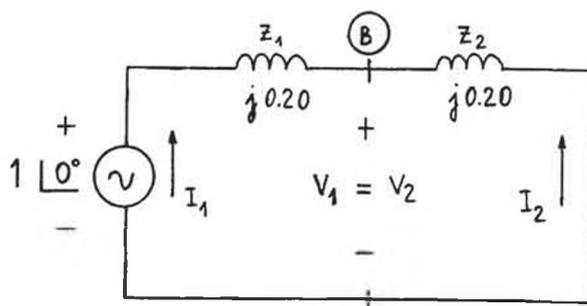
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 17.32 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 17.32 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

k) Falla Bifásica en Barra "B" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = -I_2 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.20 + j0.20} = 2.5 \angle -90^\circ$$

$$I_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla Bifásica}).$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = 1 \angle 0^\circ - (2.5 \angle -90^\circ)(j0.20) = 0.5$$

$$V_0 = 0$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \quad \text{A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 4.33 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 729.19 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 4.33 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 729.19 \angle 0^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \quad \text{A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 34.64 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

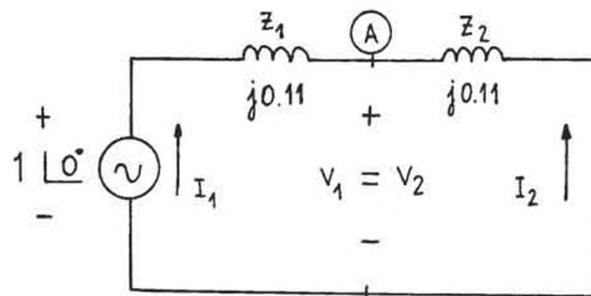
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 17.32 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 17.32 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \quad \text{KV}$$

1) Falla Bifásica en Barra "A" - 10 KV

- Circuito Equivalente



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = -I_2 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.11 + j0.11} = 4.54 \angle -90^\circ$$

$$I_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla Bifásica})$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = 1 \angle 0^\circ - (4.54 \angle -90^\circ)(j0.11) = 0.5$$

$$V_0 = 0$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 7.87 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 7954 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = aI_1 + a^2I_2 + I_0 = 7.87 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 7954 \angle 0^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{\text{fase}}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 5.77 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

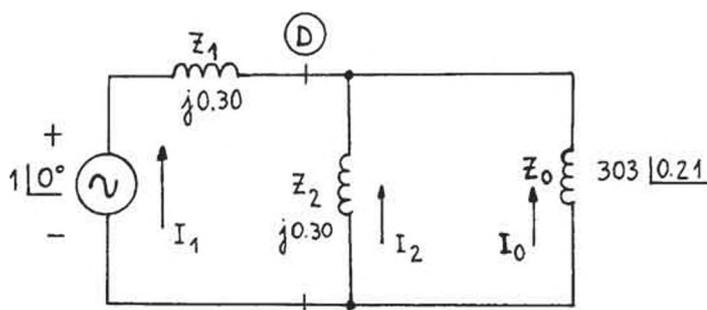
$$V_S = a^2V_1 + aV_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 2.89 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = aV_1 + a^2V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 2.89 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

11) Falla Bifásica a tierra en Barra "D" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes y Tensiones de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.30 + \frac{(j0.30)(303 \angle 0.21)}{(j0.30 + 303 \angle 0.21)}} = 1.66 \angle -89.98$$

$$V_1 = V_2 = V_0 = 1 \angle 0^\circ - (j0.3)(1.66 \angle -89.98^\circ) = 0.499 \angle -0.03^\circ$$

$$I_2 = -\frac{V_2}{Z_2} = -\frac{0.499 \angle -0.03^\circ}{j0.30} = 1.66 \angle 89.97^\circ$$

$$I_0 = \frac{-V_0}{Z_0} = -\frac{0.499 \angle -0.03^\circ}{303 \angle 0.21^\circ} = 0.0016 \angle 179.76^\circ$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 2.8892 \angle 179.99^\circ \text{ p.u.} = 2919 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 2.8842 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 2914 \angle 0^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0.0049 \angle 179.76^\circ \text{ p.u.} = 4.95 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1.4999 \angle -0.03^\circ \text{ p.u.} = 8.66 \angle -0.03^\circ \text{ KV}$$

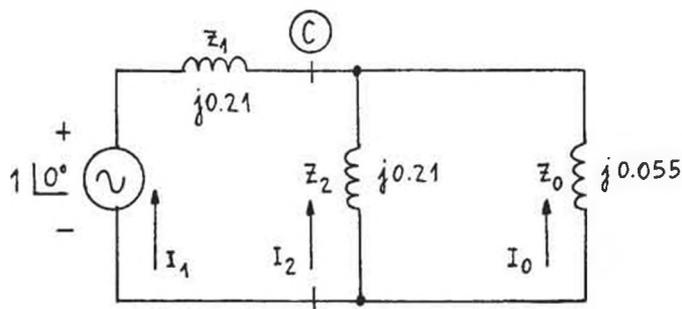
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 1.4999 \angle -0.03^\circ \text{ p.u.} = 8.66 \angle -0.03^\circ \text{ KV}$$

m) Falla Bifásica a tierra en Barra "C" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes y tensiones de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.21 + \frac{(j0.21)(j0.055)}{(j0.21 + j0.055)}} = 3.94 \angle -90^\circ$$

$$V_1 = V_2 = V_0 = 1 \angle 0^\circ - (j0.21)(3.94 \angle -90^\circ) = 0.1726$$

$$I_2 = -\frac{V_2}{Z_2} = \frac{-0.1726}{0.21 \angle 90^\circ} = 0.82 \angle 90^\circ$$

$$I_0 = \frac{-V_0}{Z_0} = \frac{-0.1726}{0.055 \angle 90^\circ} = 3.138 \angle 90^\circ$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = \text{A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 6.25 \angle 131.26 \text{ p.u.} = 1052.5 \angle 131.26 \text{ A.}$$

$$I_T = aI_1 + a^2I_2 + I_0 = 6.25 \underline{48.73} \text{ p.u.} = 1052.5 \underline{48.73} \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 9.39 \underline{90^\circ} \text{ p.u.} = 1581.27 \underline{90^\circ} \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: $(V_{B_{\text{fase}}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV})$

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0.5178 \underline{0^\circ} \text{ p.u.} = 17.94 \underline{0^\circ} \text{ KV}$$

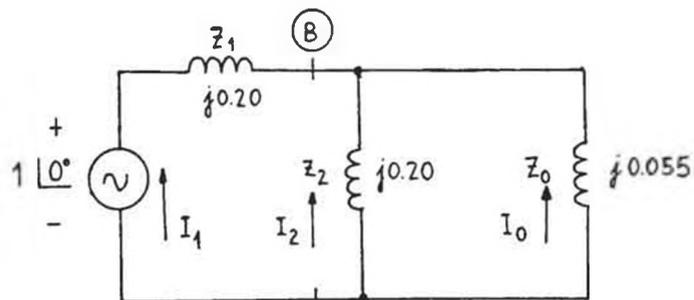
$$V_S = a^2V_1 + aV_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

$$V_T = aV_1 + a^2V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0.5178 \underline{0^\circ} \text{ p.u.} = 17.94 \underline{0^\circ} \text{ KV}$$

n) Falla Bifásica a tierra en Barra "B" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes y tensiones de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.20 + \frac{(j0.20)(j0.055)}{(j0.20 + j0.055)}} = 4.1129 \angle -90^\circ$$

$$V_1 = V_2 = V_0 = 1 \angle 0^\circ - (j0.20) (4.11 \angle -90^\circ) = 0.177$$

$$I_2 = -\frac{V_2}{Z_2} = \frac{-0.177}{0.20 \angle 90^\circ} = 0.887 \angle 90^\circ$$

$$I_0 = \frac{-V_0}{Z_0} = \frac{-0.177}{0.055 \angle 90^\circ} = 3.218 \angle 90^\circ$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 6.48 \angle 131.87^\circ \text{ p.u.} = 1091.23 \angle 131.87^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 6.48 \angle 131.87^\circ \text{ p.u.} = 1091.23 \angle 131.87^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 9.66 \angle 90^\circ \text{ p.u.} = 1627 \angle 90^\circ \text{ A.}$$

- Tensiones de falla ($V_{B_{fase}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0.531 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 18.39 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

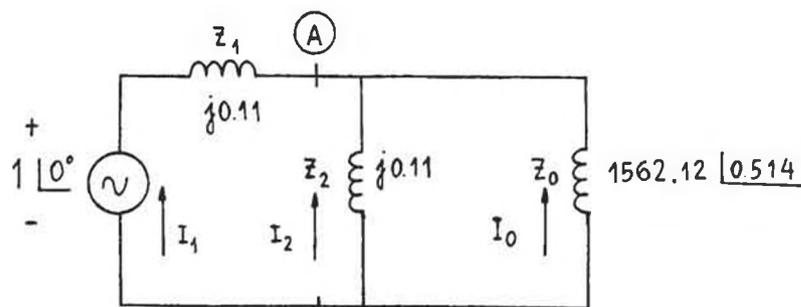
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0.531 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 18.39 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

o) Falla Bifásica a tierra en Barra "A" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes y tensiones de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.11 + \frac{(j0.11)(1562.12 \angle 0.514)}{(j0.11 + 1562.12 \angle 0.514)}} = 4.5455 \angle -89.99$$

$$V_1 = V_2 = V_0 = 1 \angle 0^\circ - (j0.11)(4.5455 \angle -89.99) = 0.5 \angle -0.0020$$

$$I_2 = -\frac{V_2}{Z_2} = \frac{-0.5 \angle -0.0020}{j0.11} = 4.5455 \angle 89.99$$

$$I_0 = -\frac{V_0}{Z_0} = \frac{-0.5 \angle -0.0020}{1562.12 \angle 0.514} = -0.00032 \angle -0.516$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \quad \text{p.u.} = \quad \text{A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 7.8741 \angle 179.99 \text{ p.u.} = 7951.53 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = aI_1 + a^2I_2 + I_0 = 7.8719 \underline{0.000021} \text{ p.u.} = 7951.53 \underline{0^\circ} \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = -0.00096 \underline{-0.516} \text{ p.u.} = 0.97 \underline{-0.52} \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{\text{fase}}} = \frac{10}{\sqrt{3}}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1.5 \underline{-0.0020} \text{ p.u.} = 8.66 \underline{0^\circ} \text{ KV}$$

$$V_S = a^2V_1 + aV_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

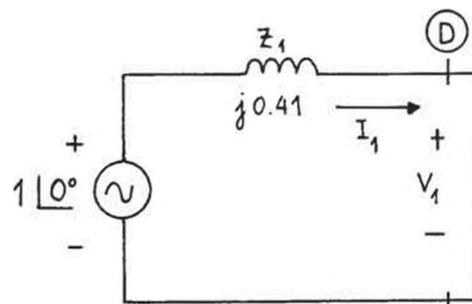
$$V_T = aV_1 + a^2V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 1.5 \underline{-0.0020} \text{ p.u.} = 8.66 \underline{0^\circ} \text{ KV}$$

3.3.2 CONDICIONES DE MINIMA GENERACION

a) Falla Trifásica en Barra "D" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.41} = 2.44 \angle -90^\circ$$

$$I_2 = I_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla trifásica})$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = V_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla trifásica})$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 2.44 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 2465.28 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 2.44 \angle 150^\circ \text{ p.u.} = 2465.28 \angle 150^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 2.44 \angle 30^\circ \text{ p.u.} = 2465.28 \angle 30^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0$$

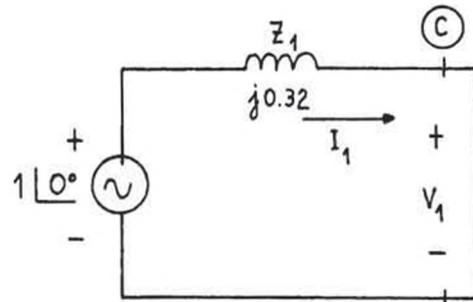
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0$$

b) Falla Trifásica en Barra "C" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.32} = 3.13 \angle -90^\circ$$

$$I_2 = I_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla trifásica})$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = V_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla trifásica})$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 3.13 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 527.09 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 3.13 \angle 150^\circ \text{ p.u.} = 527.09 \angle 150^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 3.13 \angle 30^\circ \text{ p.u.} = 527.09 \angle 30^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{\text{fase}}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0$$

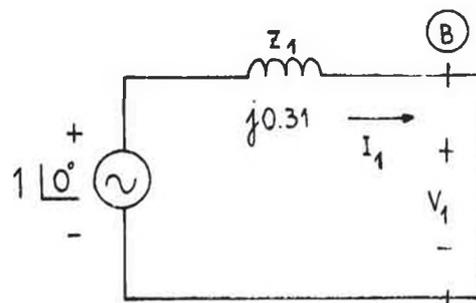
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0$$

c) Falla trifásica en Barra "B" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.31} = 3.23 \angle -90^\circ$$

$$I_2 = I_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla trifásica})$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = V_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla trifásica})$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 3.23 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 543.93 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 3.23 \angle 150^\circ \text{ p.u.} = 543.93 \angle 150^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 3.23 \angle 30^\circ \text{ p.u.} = 543.93 \angle 30^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \quad \text{A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{\text{fase}}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0$$

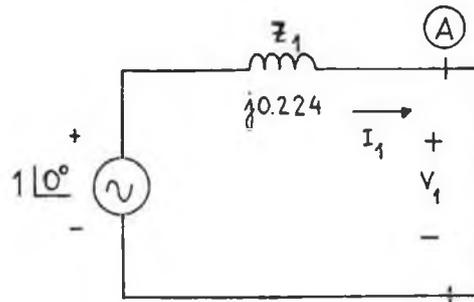
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0$$

d) Falla trifásica en Barra "A" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.224} = 4.46 \angle -90^\circ$$

$$I_2 = I_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla trifásica})$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = V_0 = 0 \quad (\text{Condición de falla trifásica})$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 4.46 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 4506.21 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 4.46 \angle 150^\circ \text{ p.u.} = 4506.21 \angle 150^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 4.46 \angle 30^\circ \text{ p.u.} = 4506.21 \angle 30^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \quad \text{A.}$$

- Tensiones de falla: $(V_{B_{\text{fase}}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV})$

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0$$

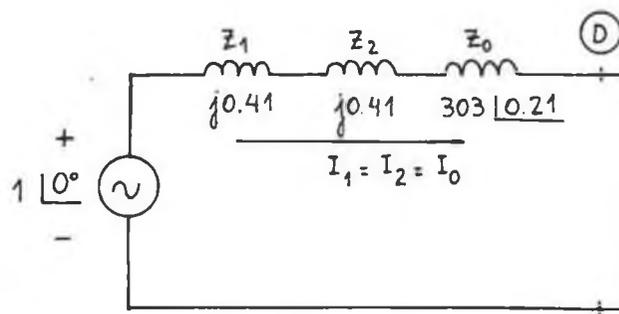
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0$$

e) Falla Monofásica en Barra "D" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.41 + j0.41 + 303 \angle 0.21} = 0.0033 \angle -0.36$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = 1 \angle 0^\circ - (j0.41) (0.0033 \angle -0.36) = 0.999 \angle -0.08 \text{ p.u.}$$

$$V_2 = - (j0.41)(0.0033 \angle -0.36) = 0.0013 \angle -90.37 \text{ p.u.}$$

$$V_0 = - (303 \angle 0.21) (0.0033 \angle -0.360) = 0.999 \angle -180.16 \text{ p.u.}$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0.0099 \angle -0.36 \text{ p.u.} = 10 \angle -0.36 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0.0099 \angle -0.36 \text{ p.u.} = 10 \angle -0.36 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

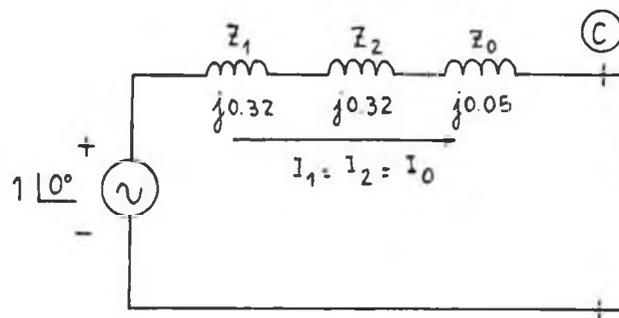
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 1.73 \angle 210^\circ \text{ p.u.} = 10 \angle 210^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 1.734 \angle 150^\circ \text{ p.u.} = 10 \angle 150^\circ \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 2.999 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 17.3 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

f) Falla Monofásica en Barra "C" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.32 + j0.32 + j0.05} = 1.45 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = 1 \angle 0^\circ - j0.32 \times 1.45 \angle -90^\circ = 0.54 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_2 = -j0.32 \times 1.45 \angle -90^\circ = 0.46 \angle 180^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_0 = -j0.05 \times 1.45 \angle -90^\circ = 0.07 \angle 180^\circ \text{ p.u.}$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 4.35 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 732.54 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_T = aI_1 + a^2I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 4.35 \underline{-90^\circ} \text{ p.u.} = 732.54 \underline{-90^\circ} \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: $(V_{B_{\text{fase}}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV})$

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

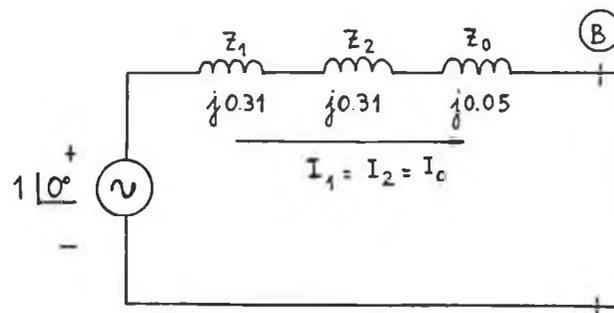
$$V_S = a^2V_1 + aV_2 + V_0 = 0.88 \underline{-97.21} \text{ p.u.} = 30.48 \underline{-97^\circ} \text{ KV}$$

$$V_T = aV_1 + a^2V_2 + V_0 = 0.88 \underline{97.21} \text{ p.u.} = 30.48 \underline{97^\circ} \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0.22 \underline{180^\circ} \text{ p.u.} = 7.62 \underline{180^\circ} \text{ KV}$$

g) Falla Monofásica en Barra "B" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.31 + j0.31 + j0.05} = 1.49 \angle -90^\circ \text{ pu.}$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = 1 \angle 0^\circ - j0.31 \times 1.49 \angle -90^\circ = 0.54 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_2 = -j0.31 \times 1.49 \angle -90^\circ = 0.46 \angle 180^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_0 = -j0.05 \times 1.49 \angle -90^\circ = 0.07 \angle 180^\circ \text{ p.u.}$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 4.47 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 752.75 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 4.47 \angle -90^\circ \text{ p.u.} = 752.75 \angle -90^\circ \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

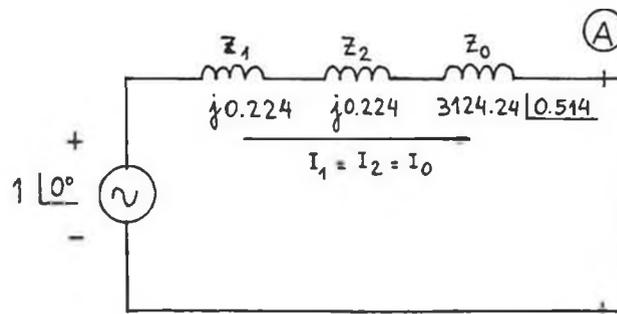
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0.88 \angle 262.79^\circ \text{ p.u.} = 30.48 \angle -97^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = aV_1 + a^2V_2 + V_0 = 0.88 \underline{97.21} \text{ p.u.} = 30.48 \underline{97} \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0.22 \underline{180^\circ} \text{ p.u.} = 7.62 \underline{180^\circ} \text{ KV}$$

h) Falla Monofásica en Barra "A" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1 \underline{0^\circ}}{j0.224 + j0.224 + 3124.24 \underline{0.514}}$$

$$I_1 = I_2 = I_0 = 0.00032 \underline{-0.52} \text{ p.u.}$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = 1 \underline{0^\circ} - j0.224 \times j0.00032 \underline{-0.52} = 1 \underline{0^\circ} \text{ pu.}$$

$$V_2 = -j0.224 \times j0.00032 \underline{-0.52} = 0$$

$$V_0 = -0.00032 \underline{-0.52} \times 3124.24 \underline{0.514} = -1 \underline{0^\circ} \text{ pu.}$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0.00096 \underline{-0.52} \text{ pu.} = 0.97 \underline{-0.52} \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 0 \text{ pu.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 0 \text{ pu.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0.00096 \underline{-0.52} \text{ pu.} = 0.97 \underline{-0.52} \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0 \text{ pu.} = 0 \text{ KV}$$

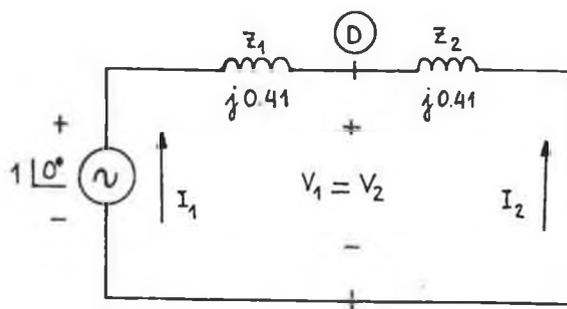
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 1.73 \underline{-149.9} \text{ pu.} = 9.99 \underline{-150^\circ} \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 1.73 \underline{149.9} \text{ pu.} = 9.99 \underline{150^\circ} \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 3 \underline{180^\circ} \text{ pu.} = 17.32 \underline{180^\circ} \text{ KV}$$

i) Falla Bifásica en Barra "D" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = -I_2 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.41 + j0.41} = 1.22 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_0 = 0 \text{ (Condición de falla Bifásica)}$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = j0.41 \times 1.22 \angle -90^\circ = 0.5 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_0 = 0$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 2.12 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 2,141.96 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 2.12 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 2,141.96 \angle 0^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 5.77 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

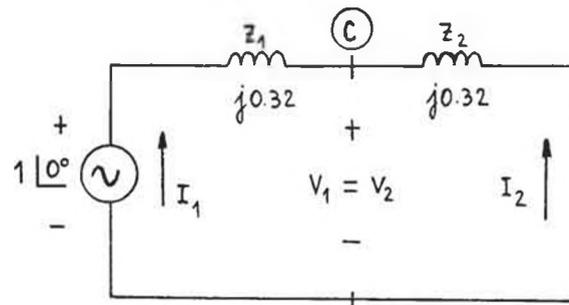
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 2.89 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 2.89 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

j) Falla Bifásica en Barra "C" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de secuencia:

$$I_1 = -I_2 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.32 + j0.32} = 1.56 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_0 = 0 \text{ (Condición de falla Bifásica)}$$

- Tensiones de secuencia:

$$V_1 = V_2 = j0.32 \times 1.56 \angle -90^\circ = 0.5 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_0 = 0$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 2.7 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 454.68 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = aI_1 + a^2I_2 + I_0 = 2.7 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 454.68 \angle 0^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: $(V_{B_{\text{fase}}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV})$

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 34.64 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

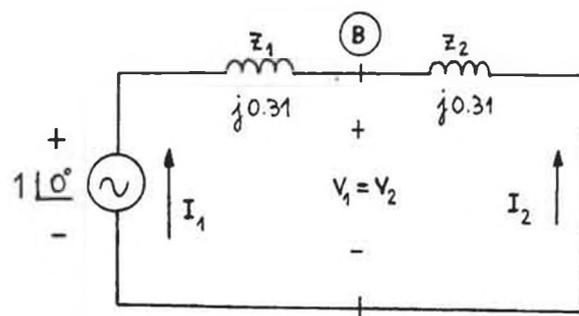
$$V_S = a^2V_1 + aV_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 17.32 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = aV_1 + a^2V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 17.32 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

k) Falla Bifásica en Barra "B" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes de Secuencia :

$$I_1 = -I_2 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.31 + j0.31} = 1.61 \angle -90^\circ$$

$$I_0 = 0 \text{ (Condición de Falla Bifásica).}$$

- Tensiones de Secuencia :

$$V_1 = V_2 = j0.31 \times 1.61 \angle -90^\circ = 0.5 \angle 0^\circ \text{ pu.}$$

$$V_0 = 0$$

- Corriente de Falla : ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 2.79 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 470 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 2.79 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 470 \angle 0^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de Falla : ($V_{B_{fase}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 34.64 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

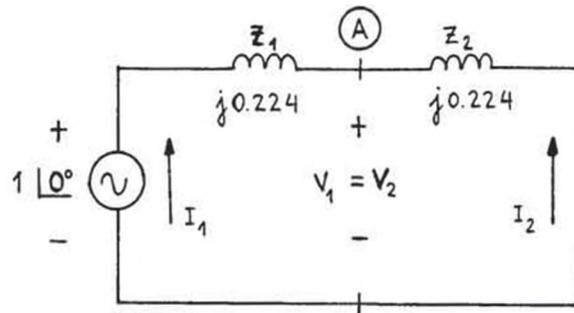
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 17.32 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 17.32 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

1) Falla Bifásica en Barra "A" - 10 KV

- Circuito Equivalente :



- Corrientes de Secuencia :

$$I_1 = -I_2 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.224 + j0.224} = 2.23 \angle -90^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_0 = 0 \quad (\text{Condición de Falla Bifásica}).$$

- Tensiones de Secuencia :

$$V_1 = V_2 = j0.224 \times 2.23 \angle -90^\circ = 0.5 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_0 = 0$$

- Corrientes de Falla : ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 3.87 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 3910 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = aI_1 + a^2I_2 + I_0 = 3.87 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 3910 \angle 0^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ A.}$$

- Tensiones de Falla : $(V_{B_{\text{fase}}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV})$

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 5.77 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

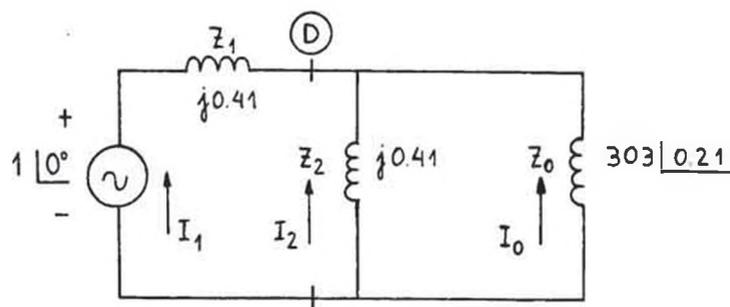
$$V_S = a^2V_1 + aV_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 2.89 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_T = aV_1 + a^2V_2 + V_0 = 0.5 \angle 180^\circ \text{ p.u.} = 2.89 \angle 180^\circ \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

11) Falla Bifásica a Tierra en Barra "D" - 10 KV

- Circuito Equivalente :



- Corrientes y Tensiones de Secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.41 + \frac{(j0.41)(303 \angle 0.21)}{j0.41 + 303 \angle 0.21}} = 1.2195 \angle -89.97^\circ$$

$$V_1 = V_2 = V_0 = 1 \angle 0^\circ - (1.2195 \angle -89.97^\circ)(j0.41) = 0.4999 \angle -0.04^\circ$$

$$I_2 = -\frac{V_2}{Z_2} = -\frac{0.499 \angle -0.04}{j0.41} = 1.2195 \angle 89.96$$

$$I_0 = -\frac{V_0}{Z_0} = \frac{-0.499 \angle -0.04}{303 \angle 0.21} = 0.0016 \angle 179.75$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \text{ pu.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 2.1147 \angle 179.99 \text{ pu.} = 2137 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 2.1097 \angle 0^\circ \text{ pu.} = 2132 \angle 0^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0.0049 \angle 179.75 \text{ pu.} = 4.95 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1.499 \angle -0.04 \text{ pu.} = 8.66 \angle -0.04 \text{ KV}$$

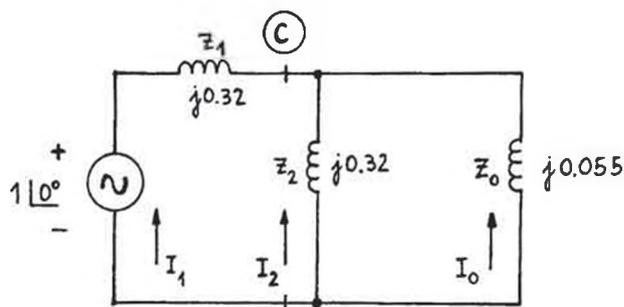
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0 \text{ pu.} = 0 \text{ KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0 \text{ pu.} = 0 \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 1.499 \angle -0.04 \text{ pu.} = 8.66 \angle -0.04 \text{ KV}$$

m) Falla Bifásica a tierra en Barra "C" - 60 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes y Tensiones de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.32 + \frac{j0.32 \times j0.055}{j0.32 + j0.055}} = 2.75 \angle -90^\circ$$

$$V_1 = V_2 = V_0 = 1 \angle 0^\circ - (2.75 \angle -90^\circ) (0.32 \angle 90^\circ) = 0.12 \angle 0^\circ$$

$$I_2 = -\frac{V_2}{Z_2} = \frac{-0.12 \angle 0^\circ}{0.32 \angle 90^\circ} = 0.38 \angle 90^\circ$$

$$I_0 = -\frac{V_0}{Z_0} = \frac{-0.12 \angle 0^\circ}{0.055 \angle 90^\circ} = 2.4 \angle 90^\circ$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{60KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \text{ pu.} = 0 \text{ A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 4.5 \angle 127.05 \text{ pu.} = 757.80 \angle 127.05 \text{ A.}$$

$$I_T = aI_1 + a^2I_2 + I_0 = 4.5 \underline{52.95} \text{ p.u.} = 757.80 \underline{52.95} \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 7.18 \underline{90^\circ} \text{ p.u.} = 1209.11 \underline{90^\circ} \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{\text{fase}}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0.36 \underline{0^\circ} \text{ p.u.} = 12.47 \underline{0^\circ} \text{ KV}$$

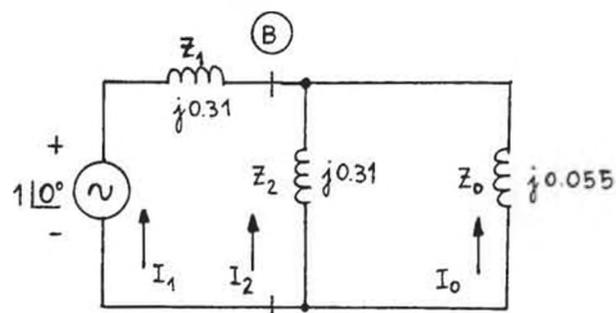
$$V_S = a^2V_1 + aV_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

$$V_T = aV_1 + a^2V_2 + V_0 = 0 \text{ p.u.} = 0 \text{ KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0.36 \underline{0^\circ} \text{ p.u.} = 12.47 \underline{0^\circ} \text{ KV}$$

n) Falla Bifásica a tierra en Barra "B" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes y Tensiones de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.31 + \frac{j0.31 \times j0.055}{j0.31 + j0.055}} = 2.83 \angle -90^\circ$$

$$V_1 = V_2 = V_0 = 1 \angle 0^\circ - 2.83 \angle -90^\circ \times 0.31 \angle 90^\circ = 0.12 \angle 0^\circ$$

$$I_2 = -\frac{V_2}{Z_2} = \frac{-0.12 \angle 0^\circ}{0.31 \angle 90^\circ} = 0.39 \angle 90^\circ$$

$$I_0 = -\frac{V_0}{Z_0} = \frac{-0.12 \angle 0^\circ}{0.055 \angle 90^\circ} = 2.4 \angle 90^\circ$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 168.4 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \quad \text{A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 4.57 \angle 127.62 \quad \text{p.u.} = 769.59 \angle 127.62 \quad \text{A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 4.57 \angle 52.38 \quad \text{p.u.} = 769.59 \angle 52.38 \quad \text{A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 7.24 \angle 90^\circ \quad \text{p.u.} = 1219.22 \angle 90^\circ \quad \text{A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{fase}} = \frac{60}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 0.36 \angle 0^\circ \quad \text{p.u.} = 12.47 \angle 0^\circ \quad \text{KV}$$

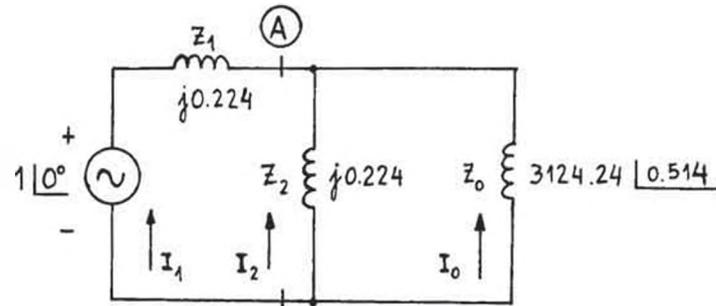
$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \quad \text{KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \quad \text{KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 0.36 \angle 0^\circ \quad \text{p.u.} = 12.47 \angle 0^\circ \quad \text{KV}$$

o) Falla Bifásica a tierra en Barra "A" - 10 KV

- Circuito Equivalente:



- Corrientes y Tensiones de secuencia:

$$I_1 = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.224 + \frac{j0.224 \times 3124.24 \angle 0.514}{j0.224 + 3124.24 \angle 0.514}} = 2.23 \angle -89.99 \text{ pu.}$$

$$V_1 = V_2 = V_0 = 1 \angle 0^\circ - 2.23 \angle -89.99^\circ \times 0.224 \angle 90^\circ = 0.5 \angle -0.004$$

$$I_2 = -\frac{V_2}{Z_2} = \frac{-0.5 \angle -0.004}{0.224 \angle 90^\circ} = 2.23 \angle 89.99^\circ$$

$$I_0 = -\frac{V_0}{Z_0} = \frac{-0.5 \angle -0.004}{3124.24 \angle 0.514} = 0.00016 \angle 179.48$$

- Corrientes de falla: ($I_{B_{10KV}} = 1010.36 \text{ A.}$)

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \quad \text{pu.} = 0 \quad \text{A.}$$

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 = 3.86 \angle 179.99 \quad \text{pu.} = 3906.48 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 = 3.86 \angle 2 \times 10^{-5} \quad \text{pu.} = 3905.84 \angle 0^\circ \text{ A.}$$

$$I_n = I_R + I_S + I_T = 0.00047 \angle 179.48 \quad \text{pu.} = 0.483 \angle 180^\circ \text{ A.}$$

- Tensiones de falla: ($V_{B_{\text{fase}}} = \frac{10}{\sqrt{3}} \text{ KV}$)

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 = 1.5 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 8.66 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 + V_0 = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \quad \text{KV}$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 + V_0 = 0 \quad \text{p.u.} = 0 \quad \text{KV}$$

$$V_n = V_R + V_S + V_T = 1.5 \angle 0^\circ \text{ p.u.} = 8.66 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

Las Tablas 3.4 y 3.5 muestran los valores de corrientes y tensiones de falla obtenidos.

3.4 CALCULO DE FALLAS - SEGUNDA Y TERCERA ETAPAS DE IMPLEMENTACION.

A partir de las redes de secuencia mostradas en los planos Nº 04 y 05, evaluamos, análogamente a la primera etapa, los valores de corrientes y tensiones de cortocircuito en cada Barra del sistema, cuyos resultados se muestran en las Tablas Nº 3.8 , 3.9 y 3.12, 3.13.

TABLA N° 3.2

CIRCUITOS EQUIVALENTE THEVENIN 1ª ETAPA - MAXIMA GENERACION. (2 x 12.5 MVA).

SECUENCIA	BARRA "D"	BARRA "C"	BARRA "B"	BARRA "A"
POSITIVA				
NEGATIVA				
CERO				

TABLA Nº 3.3

CIRCUITOS EQUIVALENTE THEVENIN 1ª ETAPA - MINJMA GENERACION. (1 x 12.5 MVA)

SECUENCIA	BARRA "D"	BARRA "C"	BARRA "B"	BARRA "A"
POSITIVA				
NEGATIVA				
CERO				

TABLA Nº 3.4 : CORRIENTES Y TENSIONES DE CORTOCIRCUITO
1a ETAPA - MAXIMA GENERACION

TIPO DE FALLA	UBICACION	CORRIENTE (A)				TENSION (KV)			
		R	S	T	N	R	S	T	RESIDUAL
TRIFASICA	Barra "D" - 10 KV	3,364	3,364	3,364	0	0	0	0	0
	Barra "C" - 60 KV	801	801	801	0	0	0	0	0
	Barra "B" - 60 KV	842	842	842	0	0	0	0	0
	Barra "A" - 10 KV	9,184	9,184	9,184	0	0	0	0	0
MONOFASICA	Barra "D" - 10 KV	10	0	0	10	0	10	10	17.3
	Barra "C" - 60 KV	1,062	0	0	1,062	0	30.5	30.5	12.4
	Barra "B" - 60 KV	1,111	0	0	1,111	0	30.5	30.5	12.4
	Barra "A" - 10 KV	1.94	0	0	1.94	0	10	10	17.3
BIFASICA	Barra "D" - 10 KV	0	2,920	2,920	0	5.77	2.89	2.89	0
	Barra "C" - 60 KV	0	694	694	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "B" - 60 KV	0	729	729	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "A" - 10 KV	0	7,954	7,954	0	5.77	2.89	2.89	0
BIFASICA A TIERRA	Barra "D" - 10 KV	0	2,919	2,914	4.95	8.66	0	0	8.66
	Barra "C" - 60 KV	0	1,052	1,052	1,581	17.9	0	0	17.9
	Barra "B" - 60 KV	0	1,091	1,091	1,627	18.4	0	0	18.4
	Barra "A" - 10 KV	0	7,951	7,951	0.97	8.66	0	0	8.66

TABLA Nº 3.5 : CORRIENTES Y TENSIONES DE CORTO CIRCUITO
1a ETAPA - MINIMA GENERACION

TIPO DE FALLA	UBICACION	CORRIENTE (AMP.)				TENSION (KV)			
		R	S	T	N	R	S	T	RESIDUAL
TRIFASICA	Barra "D" - 10 KV	2,465	2,465	2,465	0	0	0	0	0
	Barra "C" - 60 KV	527	527	527	0	0	0	0	0
	Barra "B" - 60 KV	544	544	544	0	0	0	0	0
	Barra "A" - 10 KV	4,506	4,506	4,506	0	0	0	0	0
MONOFASICA	Barra "D" - 10 KV	10	0	0	10	0	10	10	17.3
	Barra "C" - 60 KV	732	0	0	732	0	30.5	30.5	7.62
	Barra "B" - 60 KV	752	0	0	752	0	30.5	30.5	7.62
	Barra "A" - 10 KV	0.97	0	0	0.97	0	10	10	17.3
BIFASICA	Barra "D" - 10 KV	0	2,142	2,142	0	5.77	2.89	2.89	0
	Barra "C" - 60 KV	0	455	455	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "B" - 60 KV	0	470	470	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "A" - 10 KV	0	3,910	3,910	0	5.77	2.89	2.89	0
BIFASICA A TIERRA	Barra "D" - 10 KV	0	2,137	2,132	4.95	8.66	0	0	8.66
	Barra "C" - 60 KV	0	758	758	1,209	12.5	0	0	12.5
	Barra "B" - 60 KV	0	770	770	1,219	12.5	0	0	12.5
	Barra "A" - 10 KV	0	3,906.5	3,906	0.5	8.66	0	0	8.66

TABLA Nº 3.6
 CIRCUITOS EQUIVALENTE THEVENIN 2ª ETAPA - MAXIMA GENERACION. (2 x 12.5 MVA + 2 x 6 MVA).

SECUENCIA	BARRA "D"	BARRA "C"	BARRA "B"	BARRA "A"
POSITIVA				
NEGATIVA				
CERO				

TABLA N° 3.7
 CIRCUITOS EQUIVALENTE THEVENIN 2ª ETAPA - MINIMA GENERACION. (2 x 12.5 MVA).

SECUENCIA	BARRA "D"	BARRA "C"	BARRA "B"	BARRA "A"
POSITIVA				
NEGATIVA				
CERO				

TABLA Nº 3.8 : CORRIENTES Y TENSIONES DE CORTOCIRCUITO
2a ETAPA - MAXIMA GENERACION

TIPO DE FALLA	UBICACION	CORRIENTE (AMP.)				VOLTAJE (KV)			
		R	S	T	N	R	S	T	RESIDUAL
TRIFASICA	Barra "D" - 10 KV	6,310	6,310	6,310	0	0	0	0	0
	Barra "C" - 60 KV	1,456	1,456	1,456	0	0	0	0	0
	Barra "B" - 60 KV	1,608	1,608	1,608	0	0	0	0	0
	Barra "A" - 10 KV	16,783	16,783	16,783	0	0	0	0	0
MONOFASICA	Barra "D" - 10 KV	10	0	0	10	0	10	10	17.30
	Barra "C" - 60 Kv	1,926	0	0	1,926	0	30.6	30.6	12.3
	Barra "B" - 60 KV	2,101	0	0	2,101	0	30.7	30.7	13.4
	Barra "A" - 10 KV	3.88	0	0	3.88	0	10	10	17.3
BIFASICA	Barra "D" - 10 Kv	0	5,465	5,465	0	5.77	2.89	2.89	0
	Barra "C" - 60 KV	0	1,262	1,262	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "B" - 60 KV	0	1,393	1,393	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "A" - 10 KV	0	14,535	14,535	0	5.77	2.89	2.89	0
BIFASICA A TIERRA	Barra "D" - 10 KV	0	5,468	5,463	4.95	8.66	0	0	8.66
	Barra "C" - 60 KV	0	1,901	1,901	2,844	18.14	0	0	18.14
	Barra "B" - 60 KV	0	2,058	2,058	3,030	19.32	0	0	19.32
	Barra "A" - 10 KV	0	14,536	14,534	1.94	8.66	0	0	8.66

TABLA Nº 3.9 : CORRIENTES Y TENSIONES DE CORTOCIRCUITO
2a ETAPA-CONDICIONES DE MINIMA GENERACION

TIPO DE FALLA	UBICACION	CORRIENTE (AMP.)				VOLTAJE (KV)			
		R	S	T	N	R	S	T	RESIDUAL
TRIFASICA	Barra "D" - 10 KV	4,811	4,811	4,811	0	0	0	0	0
	Barra "C" - 60 KV	991	991	991	0	0	0	0	0
	Barra "B" - 60 KV	1,052	1,052	1,052	0	0	0	0	0
	Barra "A" - 10 KV	9,184	9,184	9,184	0	0	0	0	0
MONOFASICA	Barra "D" - 10 KV	10	0	0	10	0	10	10	17.3
	Barra "C" - 60 KV	1,362	0	0	1,362	0	30.3	30.3	8.68
	Barra "B" - 60 KV	1,439	0	0	1,439	0	30.3	30.3	9.18
	Barra "A" - 10 KV	1.94	0	0	1.94	0	10	10	17.3
BIFASICA	Barra "D" - 10 KV	0	4,166	4,166	0	5.77	2.89	2.89	0
	Barra "C" - 60 KV	0	858	858	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "B" - 60 KV	0	912	912	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "A" - 10 KV	0	7,954	7,954	0	5.77	2.89	2.89	0
BIFASICA A TIERRA	Barra "D" - 10 KV	0	4,169	4,164 A.	4.95	8.66	0	0	8.66
	Barra "C" - 60 KV	0	1,386	1,386	2,178	13.88	0	0	13.88
	Barra "B" - 60 KV	0	1,458	1,458	2,276	14.51	0	0	14.51
	Barra "A" - 10 KV	0	7,955	7,954	0.91	8.66	0	0	8.66

TABLA Nº 3.10
 CIRCUITOS EQUIVALENTE THEVENIN 3ª ETAPA - MAXIMA GENERACION (3 x 12.5 MVA + 3 x 6 MVA)

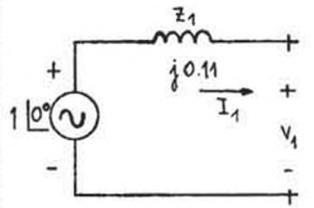
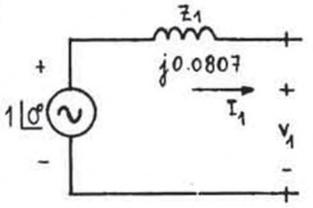
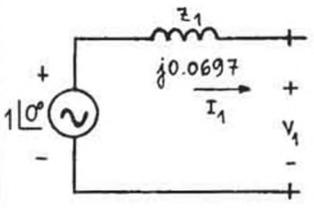
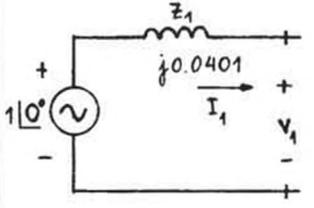
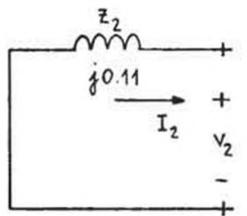
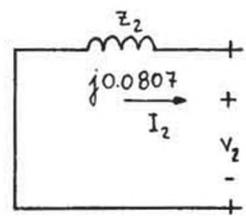
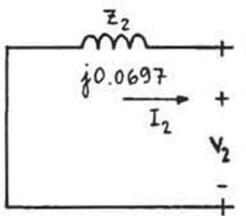
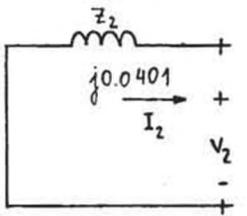
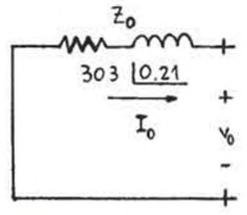
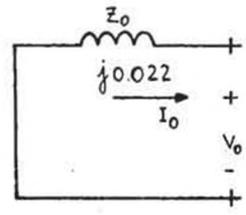
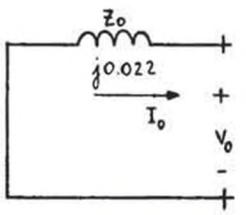
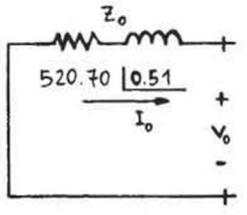
SECUENCIA	BARRA "D"	BARRA "C"	BARRA "B"	BARRA "A"
POSITIVA				
NEGATIVA				
CERO				

TABLA N° 3.11
 CIRCUITOS EQUIVALENTE THERVENIN 3ª ETAPA - MINIMA GENERACION. (3 x 12.5 MVA)

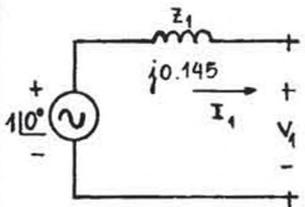
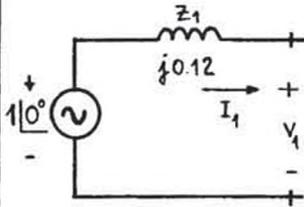
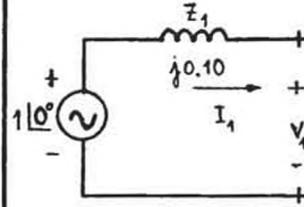
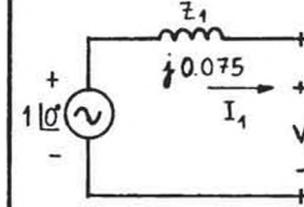
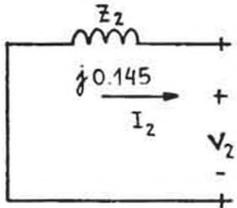
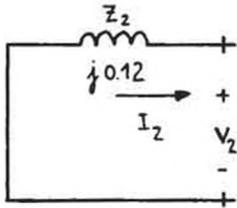
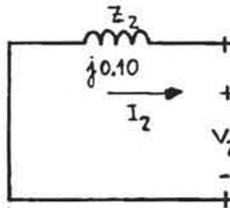
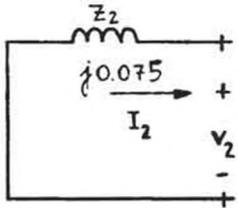
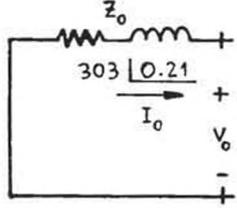
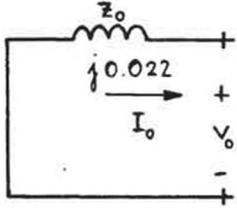
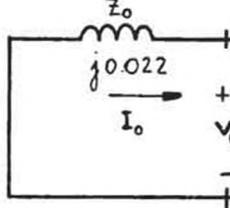
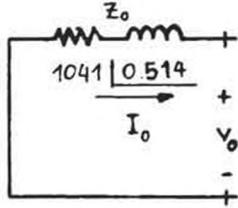
SECUENCIA	BARRA "D"	BARRA "C"	BARRA "B"	BARRA "A"
POSITIVA				
NEGATIVA				
CERO				

TABLA Nº 3.12: CORRIENTES Y TENSIONES DE CORTOCIRCUITO
3a ETAPA-CONDICIONES DE MAXIMA GENERACION

TIPO DE FALLA	UBICACION	CORRIENTE (AMP.)				VOLTAJE (KV)			
		R	S	T	N	R	S	T	RESIDUAL
TRIFASICA (R-S-T)	Barra "D" - 10 KV	9,185	9,185	9,185	0	0	0	0	0
	Barra "C" - 60 KV	2,086	2,086	2,086	0	0	0	0	0
	Barra "B" - 60 KV	2,416	2,416	2,416	0	0	0	0	0
	Barra "A" - 10 KV	25,196	25,196	25,196	0	0	0	0	0
MONOFASICA (R-N)	Barra "D" - 10 KV	10	0	0	10	0	10	10	17.3
	Barra "C" - 60 KV	2,754	0	0	2,754	0	30.5	30.5	12.4
	Barra "B" - 60 KV	3,130	0	0	3,130	0	31	31	14.2
	Barra "A" - 10 KV	5.82	0	0	5.82	0	10	10	17.3
BIFASICA (S-T)	Barra "D" - 10 KV	0	7,954	7,954	0	5.77	2.89	2.89	0
	Barra "C" - 60 KV	0	1,807	1,807	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "B" - 60 KV	0	2,092	2,092	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "A" - 10 KV	0	21,820	21,820	0	5.77	2.89	2.89	0
BIFASICA A TIERRA (S-T-N)	Barra "D" - 10 KV	0	7,957	7,952	4.95	8.66	0	0	8.66
	Barra "C" - 60 KV	0	2,714	2,714	4,051	18.3	0	0	18.3
	Barra "B" - 60 KV	0	3,052	3,052	4,443	20.1	0	0	20.1
	Barra "A" - 10 KV	0	21,821	21,820	4.62	8.66	0	0	8.66

TABLA Nº 3.13: CORRIENTES Y TENSIONES DE CORTOCIRCUITO
3a ETAPA-CONDICIONES DE MINIMA GENERACION

TIPO DE FALLA	UBICACION	CORRIENTE (AMP.)				VOLTAJE (KV)			
		R	S	T	N	R	S	T	RESIDUAL
TRIFASICA	Barra "D" - 10 KV	6,968	6,968	6,968	0	0	0	0	0
	Barra "C" - 60 KV	1,403	1,403	1,403	0	0	0	0	0
	Barra "B" - 60 KV	1,684	1,684	1,684	0	0	0	0	0
	Barra "A" - 10 KV	13,472	13,472	13,472	0	0	0	0	0
MONOFASICA	Barra "D" - 10 KV	10	0	0	10	0	10	10	17.3
	Barra "C" - 60 KV	1,928	0	0	1,928	0	30.3	30.3	8.73
	Barra "B" - 60 KV	2,276	0	0	2,276	0	30.4	30.4	10.3
	Barra "A" - 10 KV	2.83	0	0	2.83	0	10	10	17.3
BIFASICA	Barra "D" - 10 KV	0	6,034	6,034	0	5.77	2.89	2.89	0
	Barra "C" - 60 KV	0	1,215	1,215	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "B" - 60 KV	0	1,458	1,458	0	34.6	17.3	17.3	0
	Barra "A" - 10 KV	0	11,666	11,666	0	5.77	2.89	2.89	0
BIFASICA A TIERRA	Barra "D" - 10 KV	0	6,037	6,032	4.95	8.66	0	0	8.66
	Barra "C" - 60 KV	0	1,962	1,962	3,080	13.94	0	0	13.94
	Barra "B" - 60 KV	0	2,281	2,281	3,508	15.88	0	0	15.88
	Barra "A" - 10 KV	0	11,667	11,666	1.41	8.66	0	0	8.66

TABLA Nº 3.14
 FORMULAS PARA ANALISIS DE FALLAS

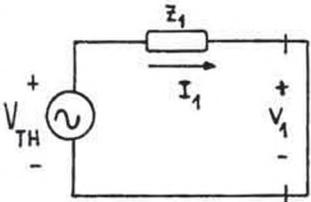
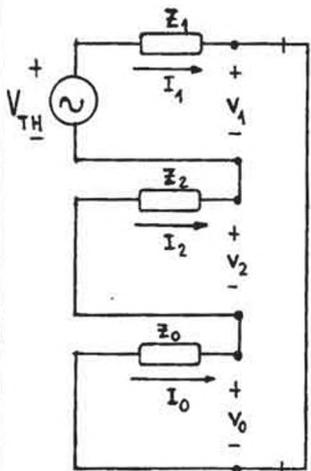
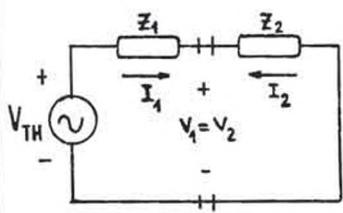
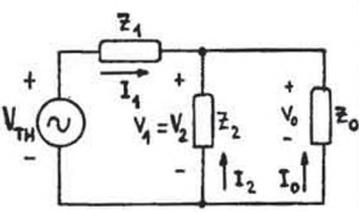
TIPO DE FALLA	CONDI- CIONES	CIRCUITO EQUIVALENTE	COMPONENTES SIMETRICAS	
			CORRIENTES	TENSIONES
TRIFASICA (R-S-T)	$V_R = 0$ $V_S = 0$ $V_T = 0$		$I_1 = \frac{V_{TH}}{Z_1}$ $I_2 = 0$ $I_0 = 0$	$V_1 = 0$ $V_2 = 0$ $V_0 = 0$
MONOFASICA (R - G)	$V_R = 0$ $I_S = I_T = 0$		$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{V_{TH}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$	$V_1 = V_{TH} - I_1 \cdot Z_1$ $V_2 = -I_2 \cdot Z_2$ $V_0 = -I_0 \cdot Z_0$
BIFASICA (S-T)	$V_S = V_T$ $I_R = 0$ $I_S = -I_T$		$I_1 = -I_2 = \frac{V_{TH}}{Z_1 + Z_2}$ $I_0 = 0$	$V_1 = V_{TH} - I_1 \cdot Z_1$ $V_2 = -I_2 \cdot Z_2$ $V_0 = 0$
BIFASICA A TIERRA (S-T-G)	$V_S = 0$ $V_T = 0$ $I_R = 0$		$I_1 = \frac{V_{TH}}{Z_1 + \frac{Z_2 \cdot Z_0}{Z_2 + Z_0}}$ $I_2 = \frac{-V_2}{Z_2}$ $I_0 = \frac{-V_0}{Z_0}$ $I_1 + I_2 + I_0 = 0$	$V_1 = V_2 = V_0$ $V_{TH} - I_1 \cdot Z_1 =$ $-I_2 Z_2 = -I_0 Z_0$

TABLA Nº 3.15: REACTANCIAS DE MAQUINAS SINCRONAS DE ALTA TENSION

Tipo de Generador	Turbogenerador	Generador de polos salientes			
		Con arrollamiento amortiguador		Sin arrollamiento amortiguador	
		Alta Velocidad	Baja Velocidad	Alta Velocidad	Baja Velocidad
Reactancia subtransitoria (saturado) x''_d (%)	9...32	14...32	15...25	22...35	25...40
Reactancia transitoria (saturado) x'_d (%)	14...45	20...32	22...36	22...35	25...40
Reactancia síncrona (saturado) x_d (%)	120...300	80...140	75...125	80...140	75...125
Reactancia de secuencia Negativa x_2 (%)	9...32	14...25	15...27	36...63	35...60
Reactancia de secuencia Cero x_0 (%)	2...20	3...20	3...22	4...24	4...30

Resistencia del Generador: $R_G = 0.07 x''_d$ para $S_{NG} < 100$ MVA

$R_G = 0.05 x''_d$ para $S_{NG} \geq 100$ MVA

CAPITULO IV

CARACTERÍSTICAS DE LOS RELES Y CALIBRACIONES

4.1 GENERALIDADES

Los relés de protección son del tipo electromecánicos, parte ac
tiva extraíble, para conexión eléctrica posterior, a prueba de
polvo, para ser montados en tablero, de caja rectangular y con cu
bierta removible con ventana transparente.

Los relés, en principio, son de un tipo que permiten ser extraí
dos a través de contactos deslizantes desde la parte frontal de
los tableros, siendo automáticamente cortocircuitadas las conexio
nes correspondientes a los secundarios de los transformadores de
corriente. Están provistos de un botón indicador de operación
de reposición manual.

Los relés operan bajo las siguientes características de alimen
tación de los transformadores de medida y mando.

- Tensión nominal de medida : 100 Vc. a

- Corriente nominal : 5 A.
- Tensión auxiliar : 110 Vcc.

Los relés son marca BROWN BOVERI de procedencia Suiza, cuyas características se detallan a continuación.

4.2 RELE DE SOBRECORRIENTE A TIEMPO INVERSO (50/51, 50/51 N)

- Aplicación : Detección de cortocircuitos monofásicos, Bifásicos y Trifásicos.
- Tipo : ICM 22p.
- Curva característica tiempo vs. corriente : Muy inversa.
- Rango de ajuste de corriente : 2.5, 3, 4, 5, 6, 8, 10 A.
- Consumo a la intensidad de trabajo (60 HZ) : 4.1 - 5.6 VA.
- Frecuencia Nominal : 60 HZ.
- Intensidad Permanente admisible : 2 x Intensidad Ajustada.
- Resistencia a los cortocircuitos
 - Térmicos (1 seg.) : 100 x Intensidad ajustada
 - Dinámicos : 500 x Intensidad ajustada

Elemento de Temporización

- Error máximo de Intensidad de respuesta : $\pm 4\%$
- Temporización : Según característica tiempo/intensidad, fig. 4.1

- Error Máximo : Hasta $2 \times I$: $\pm 10\%$
De 2 a $4 \times I$: $\pm 7\%$
De 4 a $20 \times I$: $\pm 5\%$
- Tiempo de desborde : 0.02 seg. máx.

Dispositivo de desenganche instantáneo a la intensidad Límite

- Regulación : 3 a $10 \times I$ y Bloqueable.
- Error Máximo : $\pm 10\%$
- Tiempo propio a partir de $2 \times$ valor ajustado : 0.03 seg. aproximadamente, además del tiempo del contactor de señalización.

Contactor de desenganche con bobina de tensión

- Tensión auxiliar : 110 Vcc.
- Consumo Nominal : Con tensión continua 2w aprox.
con tensión alterna 5VA. aprox.
- Tiempo propio : 0.03 seg. aprox.

Datos Generales

- Tensión de ensayo : 2000v, 1 min.
- Esquema electrico : Fig. 4.2

4.3 RELE DE SOBRECORRIENTE A TIEMPO DEFINIDO (51 N)

- Aplicación : Detección de fallas monofásicas mediante la medición de las corrientes de tierra en el neutro artificial del lado 10 KV. de la S.E. Centro de Repartición.

- Tipo : ISM 21
- Corriente Nominal (I_n) : 0.5/1 A.
- Frecuencia Nominal : 60 HZ.
- Rango de ajuste : 1 - 2 x I_n
- Tolerancia en corriente de disparo : $\pm 5\%$
- Corriente permanente permisible : 2 x I_n
- Resistencia a los cortocircuitos
 - Térmico (1 seg.) : 100 x I_n
 - Dinámico : 100 x I_n
- Intensidad de disparo instantánea
 - Rango de ajuste : 3 - 6 x I_n y bloqueable
 - Tolerancia : $\pm 10\%$
 - Tiempo de operación : 0.04 seg.
- Ajuste de tiempo de retardo
 - 60 HZ. : 0.2 - 8 seg.
 - Tolerancia : ± 0.05 seg.
- Tiempo de desborde a
 - 1 x I_n : aprox. 0.3 seg.
 - 2 x I_n : 0 seg.
- Consumo a corriente nominal : 12 VA.
- Tensión de ensayo : 2000 V., 1 min.
- Esquema eléctrico : Fig. 4.3

4.4 RELE DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE A TIERRA (67 N)

- Aplicación : Detección de fallas a tierra en líneas de alta tensión, cuyo sistema es aislado o puesto a tierra a través de resistencias o reactancias.

- Tipo : PM 2 gn 0/90
- Corriente Nominal (I_n) : 1 A.
- Tensión Nominal (U_n) : 100 V.
- Frecuencia Nominal : 60 HZ.
- Rango de ajuste en ambas direcciones como porcentaje de $P_n = I_n \times U_n$: 1 a 5%
- Angulo de medida : 0° o 90°
- Consumo de la bobina de corriente a intensidad nominal (solo durante falla a tierra) : 2.5 a 3.2 VA.
- Consumo de la bobina de tensión a voltaje nominal (solo durante falla a tierra) : 10 a 15 VA.
- Corriente permisible por 1 seg. : $50 \times I_n$
- Tensión auxiliar : 110 V_{cc}
- Esquema eléctrico : Fig. 4.4

4.5 RELE DE PUESTA A TIERRA (64)

- Aplicación : Detección de la puesta a tierra del sistema 10 KV, S.E. Centro de Repartición, mediante la medición de la suma de tensiones.
- Tipo : UM 3 x
- Tensión Nominal (U_n) : 40 V.
- Frecuencia Nominal : 60 HZ.
- Rango de ajuste : $1 - 2 \times U_n$
- Voltaje permanente permisible como un múltiplo del valor mínimo de ajuste.
 - Para D.C. : 5x
 - Para A.C. : 3x

- Tiempo de operación
 - a $1.3 \times U$ ajuste : 0.013 seg.
 - a $3 \times U$ ajuste : 0.05 seg.
- Consumo en VA ϕ W
 - a mínimo U ajuste : 1
 - a máximo U ajuste : 4
- Esquema eléctrico : Fig. 4.5

4.6 RELE DIFERENCIAL(87)

- Aplicación : Protección contra cortocircuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos en los arrollamientos de los transformadores de potencia.
- Tipo : D 202
- Corriente nominal (I_n) : 5 A.
- Frecuencia nominal : 60 HZ.
- Ajuste básico (g) : 20 - 30 - 40 - 50%
- Relación de respuesta (V) : 20 - 30 - 40 - 50%
- Consumo
 - en servicio normal : 0.1 VA
 - en caso de defecto : 0.3 VA.
- Tiempo de respuesta : 20 - 50 ms.
- Tiempo de reposición : 40 - 50 ms.
- Esquema eléctrico : Fig. 4.6

4.7 RELE TERMICO (49)

- Aplicación : Protección contra sobrecargas de los transformadores de potencia.
- Tipo : STf.
- Corriente nominal : 5 A.

- Frecuencia Nominal : 60 HZ.
- Rango de ajuste de corriente para temperatura en estado estable $\Delta t = 60^{\circ}\text{C}$ (correspondiente a 100%) : 4 - 5 A.
- Constante de tiempo : 80 minutos.
- Rango de temperatura de disparo : 0 - 120°C
- Corriente de disparo instantánea : 3 - 10 x $I_{60^{\circ}}$ o bloqueable.
- Resistencia a cortocircuitos < 0.3 seg. : 40 x I_E
- Retardo posterior a un disparo térmico, (antes de poder volver a actuar). : 1 - 20 minutos, dependiendo de la constante de tiempo del relé, carga inicial y magnitud de la sobrecarga.
- Consumo ($\text{Cos } \phi = 1$), a 5 A. : 9 VA.
- Esquema eléctrico : Fig. 4.7

4.8 RELE DE RECIERRE (79)

- Aplicación : Realizar recierres automáticos, trifásicos de una sola operación, trabajando conjuntamente con relés de sobrecorriente o de distancia.
- Tipo : CW 3
- Rango de ajuste de tiempo muerto : 0.1 - 0.5 seg.
- Rango de ajuste del tiempo de bloqueo posterior a una operación manual o de recierre : 1 - 5 seg.

- Consumo
 - en servicio normal : 0W.
 - durante recierre : aprox. 36 W.
- Exactitud de los temporizadores : $\pm 5\%$ del valor máximo del rango seleccionado.
- Esquema eléctrico : Fig. 4.8

4.9 SISTEMA DE RECHAZO DE CARGA TENSION-FRECUENCIA (27/81)

- Aplicación : Desconexión en forma selectiva de las salidas en 10 KV si la tensión o frecuencia disminuyen de de bajo de ciertos límites.

Relé de Frecuencia (81)

- Tipo : FM 2 - 110
- Frecuencia Nominal : 60 HZ.
- Tensión Nominal : 100 V.
- Rango de ajuste de frecuencia de disparo : ± 1 a $\pm 5\%$
- Rango de ajuste de tiempo : 0.5 - 2 seg.
- Exactitud del valor de ajuste : $\pm 0.4\%$
- Consumo en operación normal (60 HZ) : 13 VA.
- Tensión auxiliar : 110 V_{CC}
- Esquema eléctrico : Fig. 4.9

Relé de Tensión (27)

- Tipo : PUM 2g 90
- Tensión nominal : 100 V.
- Frecuencia Nominal : 60 HZ.
- Rango de ajuste : 30 - 100 V.
- Esquema Eléctrico : Fig. 4.9

4.10 RELE DE POTENCIA INVERSA (32)

- Aplicación : Prevenir el flujo de potencia activa en dirección opuesta a la de servicio.
- Tipo : PM 22g0
- Rango de disparo como porcentaje de la potencia nominal del relé : 1 - 5%
- Corriente Nominal : 5 A.
- Tensión Nominal : 100 V.
- Consumo de la bobina de intensidad : 3 VA.
- Consumo de la bobina de tensión : 10 - 15 VA.
- Esquema eléctrico : Fig. 4.10

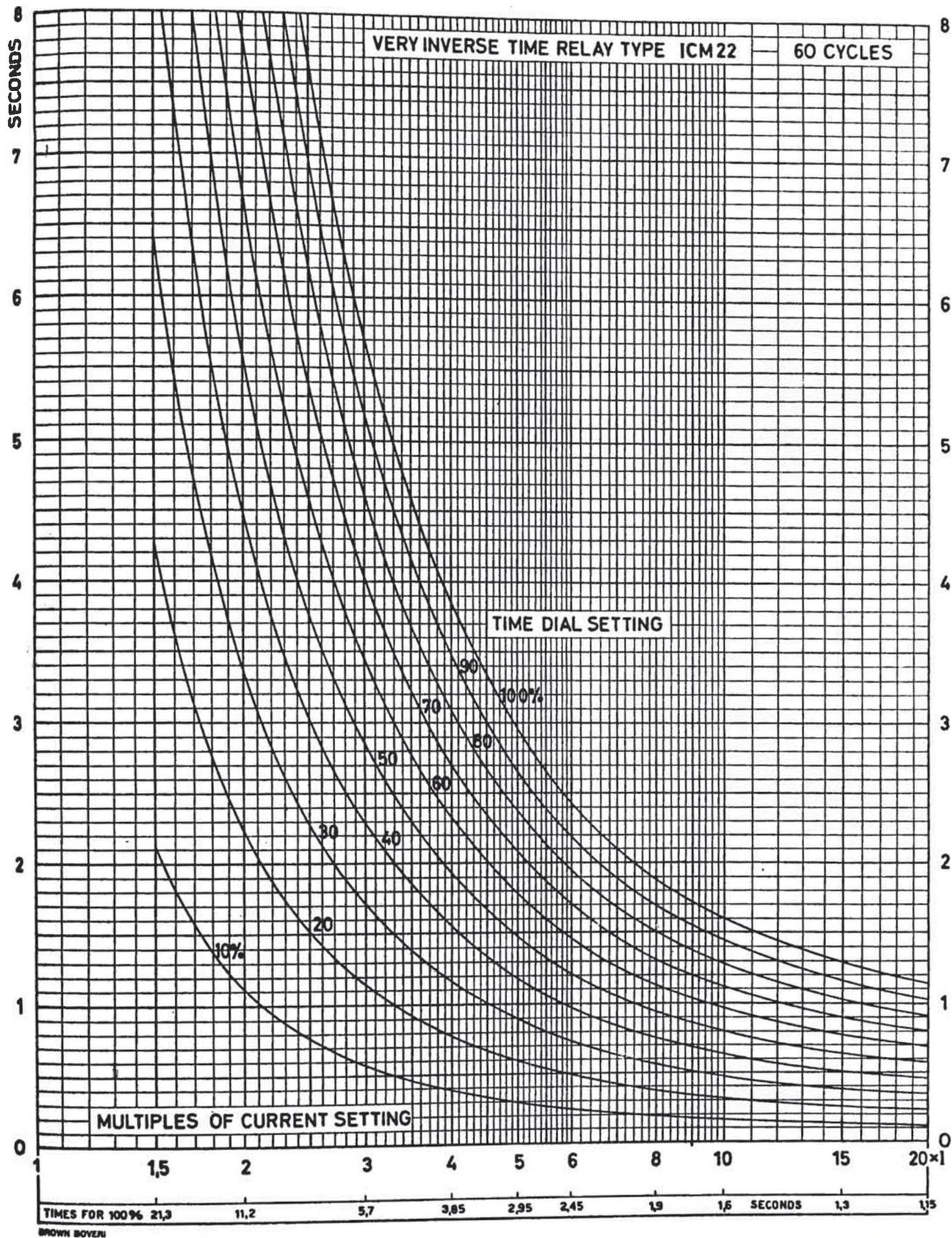
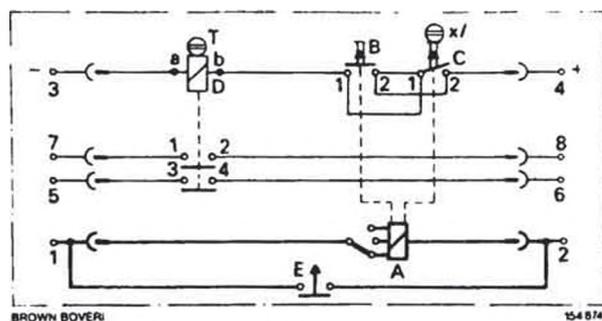
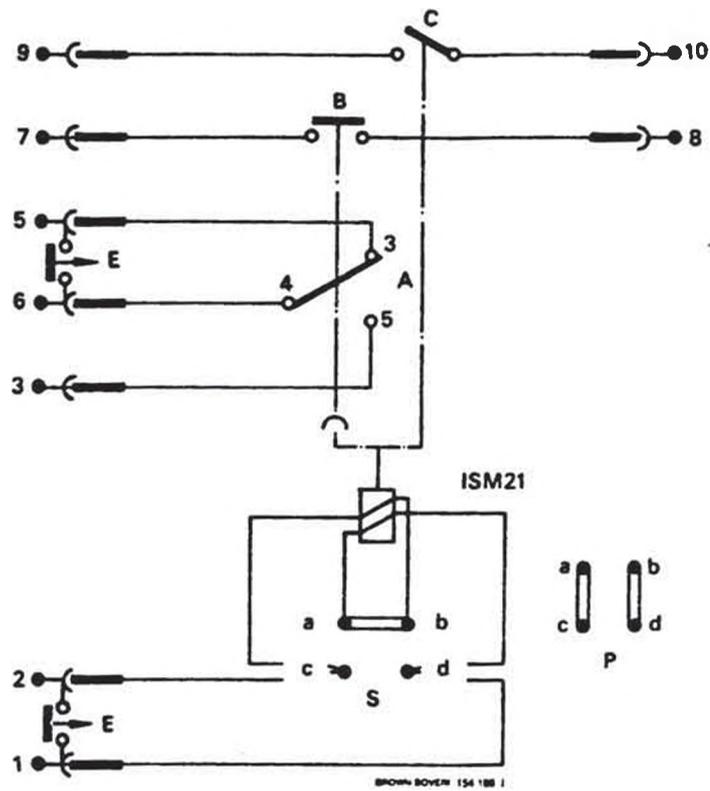


Fig. 4.1 Curvas de operación Tiempo vs. Intensidad del Relé tipo ICM22



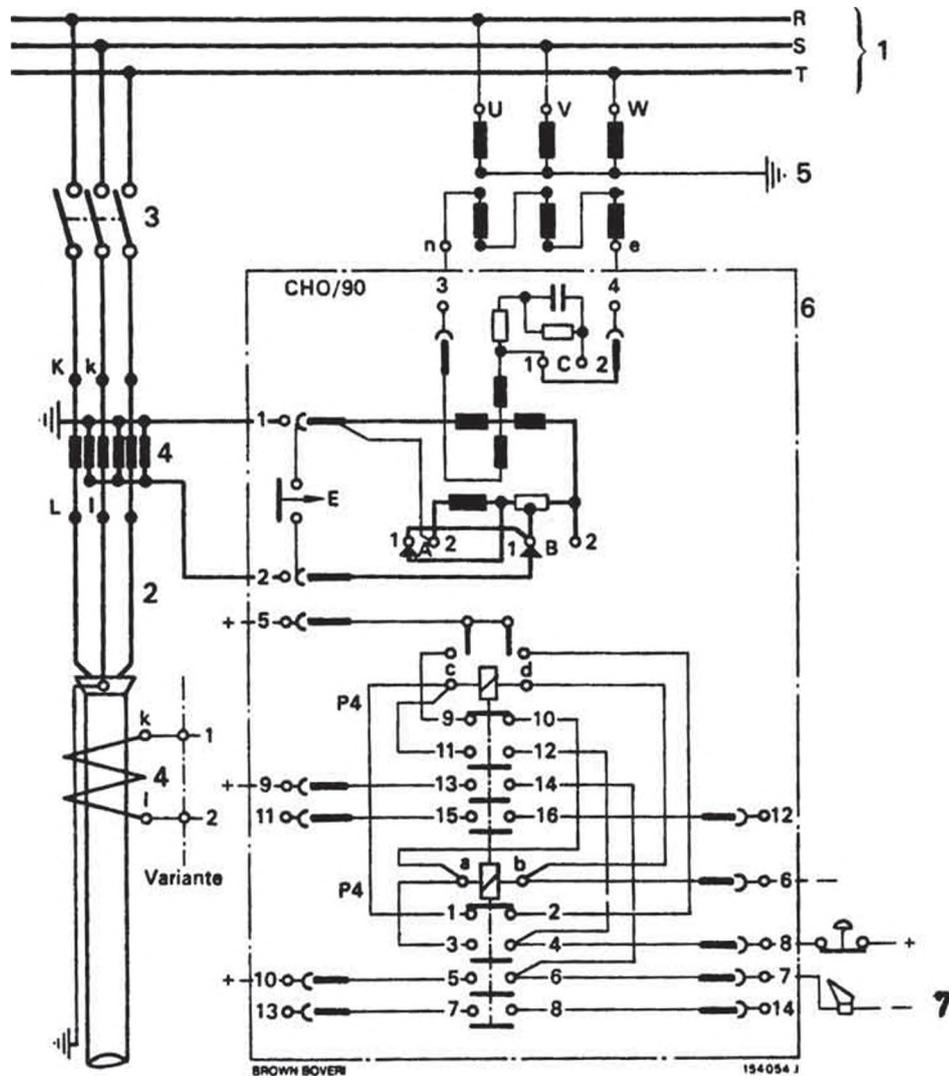
- A** = Bobina de intensidad
B = contacto de temporización del relé
C = contacto de intensidad límite
D = contactor de desenganche
E = cortocircuitador
T = Botón de señalización del contactor de desenganche
xI = Botón de señalización del desenganche a la intensidad límite

Fig. 4.2 Esquema eléctrico del relé tipo ICM22



- A = Contacto conmutable de disparo
- B = Contacto auxiliar de disparo
- C = Contacto de arranque
- E = Contacto de cortocircuito
- S = Bobinas en serie
- P = Bobinas en paralelo

Fig. 4.3 Esquema eléctrico del Relé tipo ISM21



- 1 = Barras Colectoras
- 2 = Línea
- 3 = Interruptor
- 4 = Transformador de corriente
- 5 = Transformador de tensión
- 6 = Relé direccional de falla a tierra tipo PM2gn0/90
- 7 = Señal
- E = Contacto de cortocircuito

Fig. 4.4 Esquema eléctrico del Relé tipo PM2gn0/90

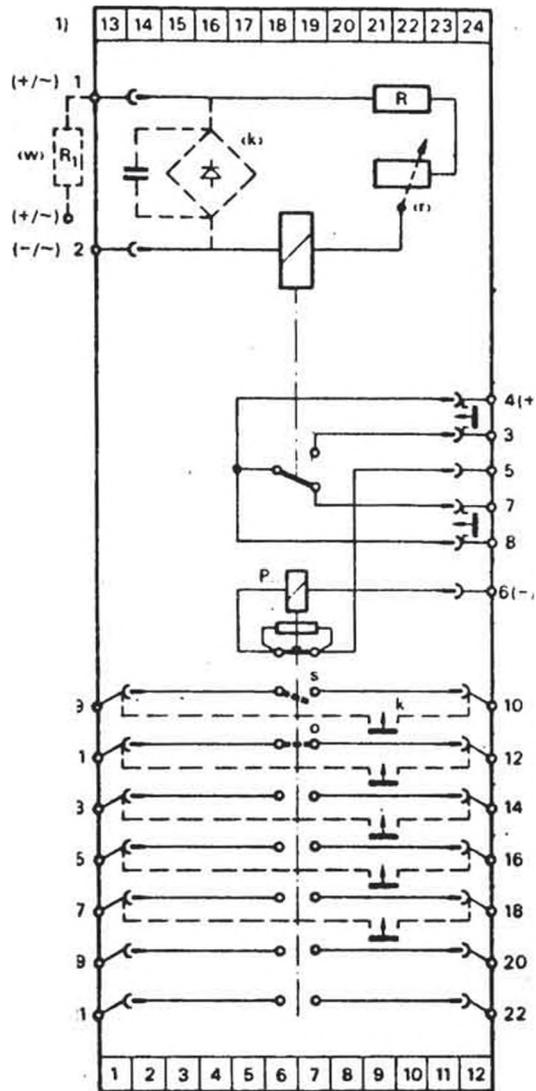
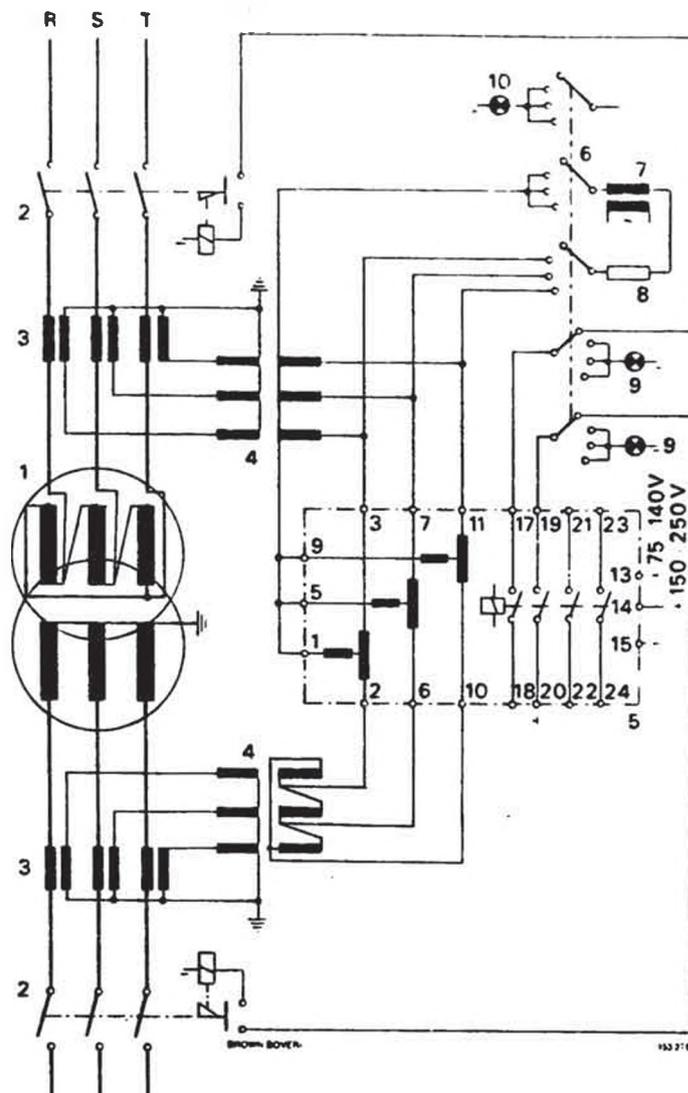
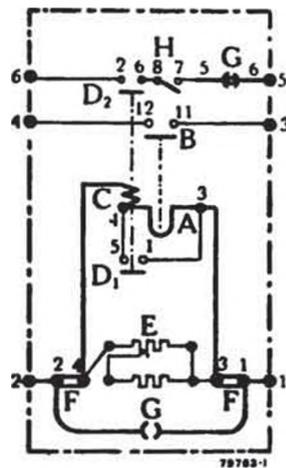


Fig. 4.5 Esquema eléctrico del Relé tipo UM3x



- | | |
|--------------------------------|-----------------------------|
| 1 = Transformador | 6 = Switch de prueba |
| 2 = Interruptor | 7 = Transformador de prueba |
| 3 = Transformador de corriente | 8 = Resistor de prueba |
| 4 = transformador auxiliar | 9 = Lámpara "Apertura" |
| 5 = Relé Diferencial D202 | 10 = Lámpara "Prueba" |

Fig. 4.6 Esquema eléctrico del Relé Diferencial tipo D202



- | | |
|---------------------------------|--------------------------|
| A = Elemento térmico | E = Resistor de ajuste |
| B = Contacto térmico | F = Terminales de prueba |
| C = Bobina de intensidad límite | G = Enchufe |
| D = Contacto instantáneo | H = Contacto de bloqueo |

Fig. 4.7 Esquema eléctrico del Relé Térmico tipo STf

LEYENDA DEL ESQUEMA ELECTRICO DEL RELE DE RECIERRETIPO CW3 (figura 4.8)

- 1 = Relé de Recierre CW3
 - a = contactor de recierre
 - b = contactor de rearme
 - c = contactor de bloqueo
 - ah = contactor auxiliar

- 2 = Selector
 - A = posición sin recierre
 - W = posición con recierre

- 3 = Interruptor
 - 3A = bobina de apertura
 - 3E = bobina de cierre
 - 3dA = enclavamiento de apertura
 - 3dE = enclavamiento de cierre
 - 3dW = enclavamiento de recierre
 - 3h = contacto auxiliar del interruptor

- 4 = Relé de Distancia (eventualmente otros relés de protección)
 - AW = orden de apertura con recierre
 - AD = orden de apertura definitiva

- 5 = Conmutador de control
 - A = orden de apertura
 - E = orden de cierre

- 6 = Contador de operaciones de recierre

- x = Para conmutación del primer escalón a distancia normal
- Δ = Bornes cortocircuitados cuando la parte activa es extraída

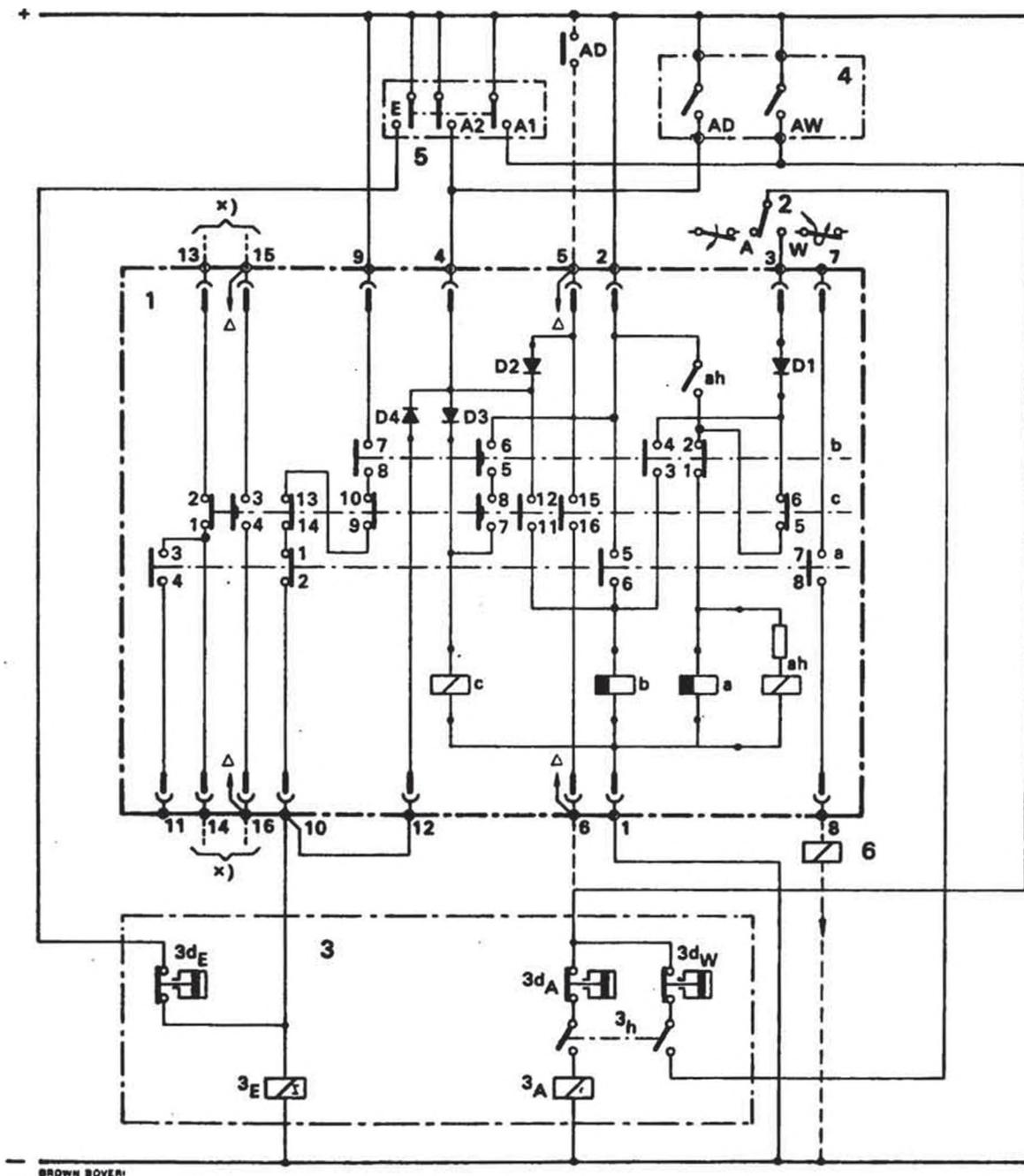
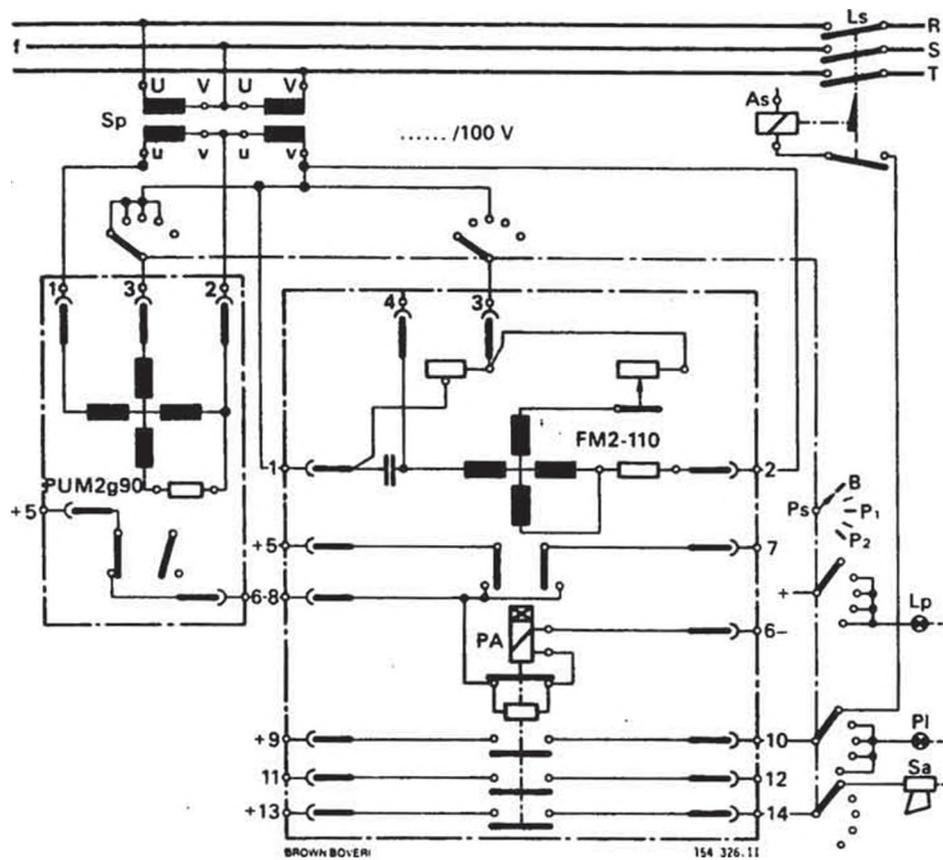
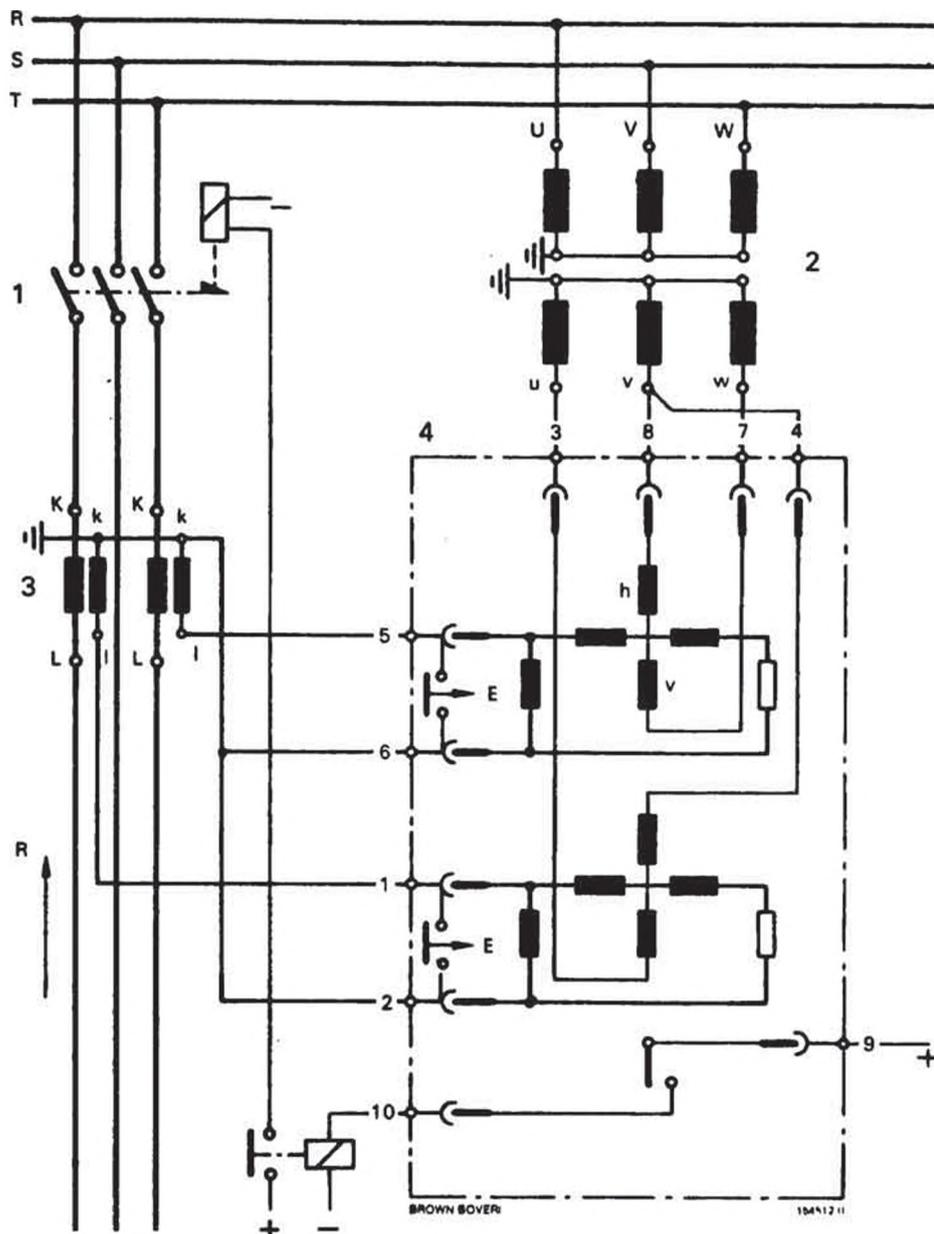


Fig. 4.8 Esquema eléctrico del Relé de Recierre tipo CW3



- f** = Frecuencia del sistema a ser supervisada
Ls = Interruptor
As = bobina de apertura
Pl = Lámpara de prueba
Ps = Conmutador de prueba
B = posición normal
P1, P2 = posiciones de prueba
Lp = Lámpara indicadora
Sp = transformador de tensión
Sa = Señal para indicar desviación de frecuencia

Fig. 4.9 Esquema eléctrico del Sistema de Rechazo de carga Tensión-Frecuencia



- 1 = Interruptor
- 2 = Transformador de tensión
- 3 = Transformador de corriente
- 4 = Relé de potencia PM22g0
- E = Contacto de cortocircuito
- R = Sentido del flujo de potencia activa que ocasiona disparo del relé

Fig. 4.10 Esquema eléctrico del Relé tipo PM22g0

CAPITULO V

CALIBRACION DE RELES DE PROTECCION

5.1 CALIBRACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE

En base a los resultados obtenidos, mostrados en las tablas 3.4, 3.5, 3.8, 3.9, 3.12 y 3.13 efectuaremos el ajuste de los relés de sobrecorriente, bajo los criterios siguientes:

- 1º Los relés de fase (50/51) se ajustarán según valores de cortocircuito trifásico.
- 2º Los relés de tierra (50/51 N) se ajustarán según valores de cortocircuito monofásico.
- 3º El intervalo de tiempo de coordinación entre dos relés adyacentes será de 0.40 segundos.
- 4º Relaciones a emplearse:
 - a) Múltiplo de la corriente de operación (PSM):

$$PSM = \frac{I_{cc}}{I_n \times TC}$$

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- PSM :	$\frac{3364}{5 \times 400/5} = 8.4$	$\frac{2465}{5 \times 400/5} = 6.16$
- $t_{100\%}$:	1.8 seg.	2.35 seg.
- TM :	5%	
- Instantáneo:	$10 \times I_n$	
- Tiempo de operación :	0.09 seg.	0.12 seg.

Calibración Relé 1 : TAP = 5 A
 TM = 5 %
 INST. = $10 \times I_n$

RELE 2 : (Protección de respaldo)

- Tap (I_n) : Para la intensidad nominal del transformador tenemos:

$$\frac{1010.36}{1200/5} = 4.2 \text{ A.}$$

Seleccionamos TAP = 5 A

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- J_{CC10KV} :	3364 A	2465 A

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- PSM :	$\frac{3364}{5 \times 1200/5} = 2.8$	$\frac{2465}{5 \times 1200/5} = 2.05$
- $t_{100\%}$:	6.35 seg.	11.2 seg.
- TM :	$\frac{0.09 + 0.4}{6.35} = 0.077$, seleccionamos TM=8%	
- Instantáneo:	$10 \times I_n$	
- Tiempo de operación :	0.51 seg	0.95 seg

Calibración Relé 2 : TAP = 5 A
 TM = 8 %
 INST. = $10 \times I_n$

RELE 3 : (Segundo respaldo)

- TAP (I_n) : $\frac{168.4}{200/5} = 4.21$, seleccionamos TAP = 5 A

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- $I_{CC_{60KV}}$:	$3364 \times \frac{10}{60} = 561$ A	$2465 \times \frac{10}{60} = 411$ A
- PSM :	$\frac{561}{5 \times 200/5} = 2.81$	$\frac{411}{5 \times 200/5} = 2.06$
- $t_{100\%}$:	6.35 seg.	11.2 seg.

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- TM :	$\frac{0.51 + 0.4}{6.35} = 0.14 = 14\%$	
- Instantáneo:	$10 \times I_n$	
- Tiempo de Operación :	0.89 seg.	1.57 seg.
Calibración Relé 3 :		
	Tap = 5 A	
	TM = 14 %	
	INST. = $10 \times I_n$	

b) Cortocircuito trifásico en barra "C" - 60 KV

Relé 3 : (Protección Principal)

- Tap (I_n) : 5 A

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- J_{cc60KV} :	801 A	527 A
- PSM :	$\frac{801}{5 \times 200/5} = 4.01$	$\frac{527}{5 \times 200/5} = 2.64$
- TM :	14%	
- $t_{100\%}$:	3.85 seg.	7.0 seg.
- Instantáneo :	$10 \times I_n$	
- Tiempo de Operación :	0.54 seg.	0.98 seg.

Relé 5: (protección de Respaldo)

$$\text{- Tap } (I_n) : \frac{168.4}{200/5} = 4.21, \text{ seleccionamos TAP} = 5A$$

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- $I_{CC_{60KV}}$	801 A.	527 A.
- PSM	$\frac{801}{5 \times 200/5} = 4.01$	$\frac{527}{5 \times 200/5} = 2.64$
- $t_{100\%}$	3.85 seg.	7.0 seg.
- TM	$\frac{0.54 + 0.4}{3.85} = 0.24$	= 24%
- Instantáneo	$10 \times I_n$	
- Tiempo de operación	0.92 seg.	1.68 seg.

Calibración Relé 5	:	TAP	=	5 A
		TM	=	24%
		INST.	=	$10 \times I_n$

Relé 6: (Segundo Respaldo)

$$\text{- Tap } (I_n) : \frac{1010.36}{1200/5} = 4.21, \text{ seleccionamos TAP} = 5A$$

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- $I_{CC_{10KV}}$	$801 \times \frac{60}{10} = 4806 A$	$527 \times \frac{60}{10} = 3162 A$

- PSM : $\frac{4806}{5 \times 1200/5} = 4.01$ $\frac{3162}{5 \times 1200/5} = 2.64$
- $t_{100\%}$: 3.85 seg. 7.0 seg.
- TM : $\frac{0.92 + 0.4}{3.85} = 0.343$, seleccionamos TM = 35%
- Instantáneo : $10 \times I_n$
- Tiempo de Operación : 1.35 seg. 2.45 seg.

Calibración Relé 6 : TAP = 5 A.
 TM = 35%
 INST. = $10 \times I_n$

c) Cortocircuito Trifásico en Barra "B" - 60KV

Relé 5: (Protección Principal)

- | | <u>Máxima Generación</u> | <u>Mínima Generación</u> |
|-------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| - I_{CC60KV} : | 842 A | 544 A |
| - Tap (I_n) : | 5 A. | |
| - PSM : | $\frac{842}{5 \times 200/5} = 4.21$ | $\frac{544}{5 \times 200/5} = 2.72$ |
| - TM : | 24% | |
| - $t_{100\%}$: | 3.65 seg. | 6.7 seg. |

- Instantáneo : $10 \times I_n$
- Tiempo de Operación : 0.88 seg. 1.61 seg.

Relé 6: (Protección de Respaldo)

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- $I_{cc_{60KV}}$: $842 \times \frac{60}{10} = 5052 \text{ A}$: $544 \times \frac{60}{10} = 3264 \text{ A}$
- Tap (I_n)	: 5 A.	
- PSM	: $\frac{5052}{5 \times 1200/5} = 4.2$: $\frac{3264}{5 \times 1200/5} = 2.72$
- TM	: 35%	
- $t_{100\%}$: 3.65 seg.	: 6.7 seg.
- Instantáneo	: $10 \times I_n$	
- Tiempo de Operación	: 1.28 seg.	: 2.35 seg.

d) Cortocircuito Trifásico en Barra "A" - 10KV

Relé 6: (Protección Principal)

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- $I_{cc_{10KV}}$: 9184 A.	: 4506 A.
- Tap (I_n)	: 5 A.	

- PSM	:	$\frac{9184}{5 \times 1200/5} = 7.65$	$\frac{4506}{5 \times 1200/5} = 3.76$
- TM	:	35%	
- $t_{100\%}$:	1.95 seg.	4.15 seg.
- Instantáneo	:	$10 \times I_n$	
- Tiempo de Operación	:	0.68 seg.	1.45 seg.

5.1.2 CALIBRACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE DE FASE-SEGUNDA ETAPA

a) Cortocircuito Trifásico en barra "D" - 10 KV

Relé 1: (Protección Principal)

- Tap (I_n) : Para una intensidad nominal de 400 A. por cada salida en 10 KV, tenemos:

$$\text{TAP} = \frac{400}{400/5} = 5 \text{ A.}, \text{ seleccionamos TAP} = 10 \text{ A.}$$

		<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- $J_{cc_{10KV}}$:	6310 A.	4811 A.
- PSM	:	$\frac{6310}{10 \times 400/5} = 7.9$	$\frac{4811}{10 \times 400/5} = 6$
- $t_{100\%}$:	1.9 seg.	2.45 seg.
- TM	:	5 %	

- Valor Instantáneo: $10 \times I_n$

- Tiempo de Operación : 0.10 seg. 0.12 seg.

Calibración Relé 1 : TAP = 10 A.
 TM = 5 %
 INST. = $10 \times I_n$

Relé 2: (Protección de Respaldo)

- Tap (I_n) : Para la corriente nominal de cada transformador, tenemos:

$$\frac{1010.36}{1200/5} = 4.2, \text{ escogemos TAP} = 5 \text{ A.}$$

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- I_{CC10KV} :	$\frac{6310}{2} = 3155$	$\frac{4811}{2} = 2405.5$
- PSM :	$\frac{3155}{5 \cdot x \ 1200/5} = 2.6$	$\frac{2405.5}{5 \cdot x \ 1200/5} = 2$
- $t_{100\%}$:	7.15 seg.	11.2 seg.
- TM :	$\frac{0.10 + 0.4}{7.15} = 0.07$	= 7 %
- Instantáneo :	$10 \times I_n$	
- Tiempo de Operación :	0.50 seg.	0.78 seg.

Calibración Relé 2 : TAP = 5 A.
 TM = 7%
 INST. = $10 \times I_n$

Relé 3: (Segundo Respaldo)

- Tap (I_n) : $\frac{168.4}{200/5} = 4.21$, escogemos TAP = 5 A.

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- $I_{CC_{60KV}}$: $3155 \times \frac{10}{60} = 526$	$2405.5 \times \frac{10}{60} = 400$

- PSM	: $\frac{526}{5 \times 200/5} = 2.6$	$\frac{400}{5 \times 200/5} = 2$
-------	--------------------------------------	----------------------------------

- $t_{100\%}$: 7.15 seg.	11.2 seg.
---------------	-------------	-----------

- TM	: $\frac{0.50 + 0.4}{7.15} = 0.13 = 13\%$	
------	---	--

- Instantáneo : $10 \times I_n$

- Tiempo de Operación	: 0.93 seg.	1.45 seg.
-----------------------	-------------	-----------

Calibración Relé 3 : TAP = 5 A.
 TM = 13%
 INST. = $10 \times I_n$

b) Cortocircuito Trifásico en barra "C" - 60KV

Relé 3: (Protección Principal)

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- J_{cc60KV} :	1456 A.	991 A
- Tap del Relé (I_n) :	5 A.	
- PSM :	$\frac{1456}{5 \times 200/5} = 7.3$	$\frac{991}{5 \times 200/5} = 4.96$
- $t_{100\%}$:	2 seg.	2.95 seg.
- TM :	13%	
- Instantáneo:	$10 \times I_n$	
- Tiempo de Operación :	0.26 seg.	0.38 seg.

Relé 4: (Protección de Respaldo)

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- J_{cc60KV} :	1456 A.	991 A.
- Tap del Relé (I_n) :	$\frac{2 \times 168.4}{600/5} = 2.81$, escogemos TAP = 3 A.	
- PSM :	$\frac{1456}{3 \times 600/5} = 4.04$	$\frac{991}{3 \times 600/5} = 2.75$

- $t_{100\%}$: 3.85 seg. 6.5 seg
 - TM : $\frac{0.26 + 0.4}{3.85} = 0.17 = 17\%$
 - Instantáneo: $10 \times I_n$
 - Tiempo de Operación : 0.65 seg. 1.10 seg.
- Calibración Relé 4 : TAP = 3 A.
TM = 17%
INST. = $10 \times I_n$

Relé 5: (Segundo Respaldo)

- | | <u>Máxima Generación</u> | <u>Mínima Generación</u> |
|----------------------------|---|--|
| - $I_{cc_{60KV}}$: | $\left(\frac{1}{2}\right)1456 \text{ A} = 728 \text{ A}$ | $\left(\frac{1}{2}\right)991 \text{ A} = 495.50 \text{ A}$ |
| - Tap del Relé (I_n) : | $\frac{168.4}{200/5} = 4.21$, escogemos TAP = 5 A. | |
| - PSM : | $\frac{728}{5 \times 200/5} = 3.64$ | $\frac{495.50}{5 \times 200/5} = 2.48$ |
| - $t_{100\%}$: | 4.3 seg | 7.7 seg |
| - TM : | $\frac{0.65 + 0.4}{4.3} = 0.244$, seleccionamos TM = 25% | |
| - Instantáneo: | $10 \times I_n$ | |
| - Tiempo de Operación : | 1.07 seg. | 1.92 seg. |

- Tap del Relé (I_n) : 5 A.
- PSM : $\frac{804}{5 \times 200/5} = 4.02$ $\frac{526}{5 \times 200/5} = 2.63$
- $t_{100\%}$: 3.85 seg. 7.15 seg.
- TM : 25%
- Instantáneo: $10 \times I_n$
- Tiempo de Operación : 0.96 seg. 1.79 seg.

Relé 6: (Segundo Respaldo)

- | | <u>Máxima Generación</u> | <u>Mínima Generación</u> |
|----------------------------|--|---|
| - I_{CC10KV} : | $804 \times \frac{60}{10} = 4824 \text{ A}$ | $526 \times \frac{60}{10} = 3156 \text{ A}$ |
| - Tap del Relé (I_n) : | $\frac{1010.36}{1200/5} = 4.21$, escogemos TAP = 5 A. | |
| - PSM : | $\frac{4824}{5 \times 1200/5} = 4.02$ | $\frac{3156}{5 \times 1200/5} = 2.63$ |
| - $t_{100\%}$: | 3.85 seg. | 7 seg |
| - TM : | $\frac{0.96 + 0.4}{3.85} = 0.35 = 35\%$ | |
| - Instantáneo: | $10 \times I_n$ | |
| - Tiempo de Operación : | 1.34 seg. | 2.45 seg. |

$$\text{- TM} \quad : \quad \frac{0.37 + 0.4}{7.4} = 0.10 = 10\%$$

$$\text{- Instantáneo:} \quad 10 \times I_n$$

$$\text{- Tiempo de Operación} \quad : \quad 0.74 \text{ seg.} \quad 1.20 \text{ seg.}$$

$$\begin{aligned} \text{Calibración Relé 3 :} \quad \text{TAP} &= 5 \text{ A.} \\ \text{TM} &= 10\% \\ \text{INST.} &= 10 \times I_n \end{aligned}$$

b) Cortocircuito Trifásico en barra "C" - 60 KV

Relé 3: (Protección Principal)

$$\text{- Tap (I}_n\text{)} \quad : \quad 5 \text{ A}$$

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
$\text{- } I_{cc_{60KV}}$	2086 A.	1403 A.

$$\text{- PSM} \quad : \quad \frac{2086}{5 \times 200/5} = 10.43 \quad \frac{1403}{5 \times 200/5} = 7.02$$

$$\text{- } t_{100\%} \quad : \quad 1.55 \text{ seg.} \quad 2.1 \text{ seg}$$

$$\text{- TM} \quad : \quad 10\%$$

$$\text{- Instantáneo:} \quad 10 \times I_n$$

$$\text{- Tiempo de Operación} \quad : \quad 0 \text{ seg.} \quad 0.21 \text{ seg.}$$

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- I_{CC60KV} :	2416 A.	1684 A.
- PSM :	$\frac{2416}{5 \times 600/5} = 4.03$	$\frac{1684}{5 \times 600/5} = 2.81$
- $t_{100\%}$:	3.85 seg.	6.35 seg.
- TM :	12%	
- Instantáneo:	$10 \times I_n$	
- Tiempo de Operación :	0.46 seg.	0.76 seg.

Relé 5: (Protección de Respaldo)

- Tap (I_n) :	5 A	
	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- I_{CC60KV} :	$\frac{1}{3} \times 2416 = 805$	$\frac{1}{3} \times 1684 = 561$
- PSM :	$\frac{805}{5 \times 200/5} = 4.03$	$\frac{561}{5 \times 200/5} = 2.81$
- $t_{100\%}$:	3.85 seg.	6.35 seg.
- TM :	$\frac{0.46 + 0.4}{3.85} =$	0.22 = 22%
- Instantáneo:	$10 \times I_n$	

- Tiempo de Operación : 0.85 seg. 1.40 seg.

Calibración Relé 5 : TAP = 5 A.
 TM = 22%
 INST. = $10 \times I_n$

Relé 6: (Segundo Respaldo)

- Tap (I_n) : 5 A

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- $I_{CC_{10KV}}$:	$805 \times \frac{60}{10} = 4830 \text{ A}$	$561 \times \frac{60}{10} = 3366 \text{ A}$
- PSM :	$\frac{4830}{5 \times 1200/5} = 4.03$	$\frac{3366}{5 \times 1200/5} = 2.81$
- $t_{100\%}$:	3.85 seg.	6.35 seg.
- TM :	$\frac{0.85 + 0.4}{3.85} = 0.33$	= 33%
- Instantáneo:	$10 \times I_n$	
- Tiempo de Operación :	1.27 seg.	2.10 seg.

Calibración Relé 6 : TAP = 5 A.
 TM = 33%

d) Cortocircuito Trifásico en barra "A" - 10 KV

Relé 6: (Protección Principal)

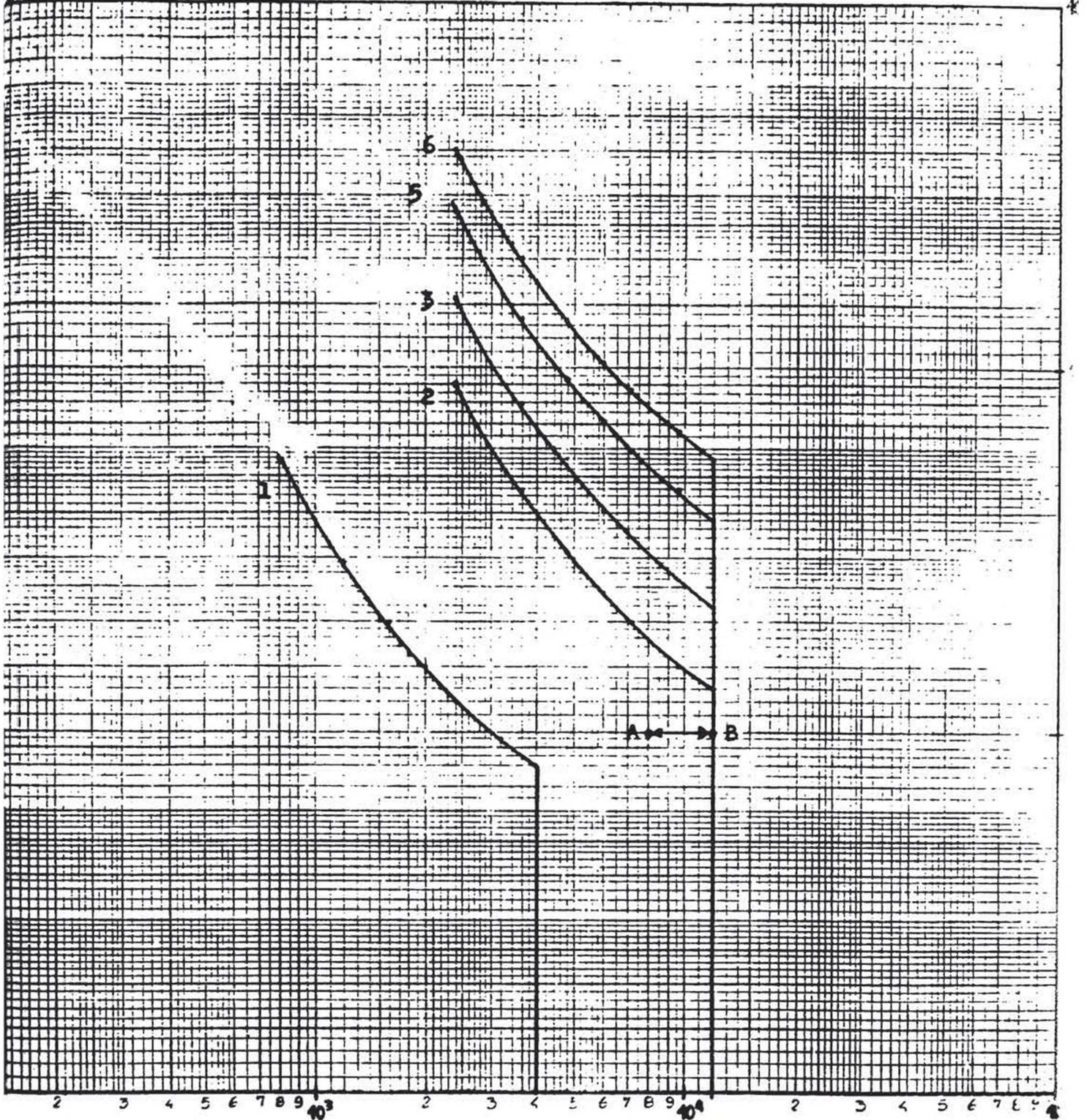
- Tap (I_n) : 5 A

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- $I_{CC_{10KV}}$:	25,196 A.	13,472 A.
- PSM :	$\frac{25,196}{5 \times 1200/5} = 21$	$\frac{13,472}{5 \times 1200/5} = 11.23$
- $t_{100\%}$:	1.1 seg	1.5 seg
- TM :	33%	
- Instantáneo:	$0 \times I_n$	
- Tiempo de Operación :	0 seg	0 seg

TABLA Nº 5.1: CALIBRACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE DE FASE

RELE	1a ETAPA			2a ETAPA			3a ETAPA		
	TAP(A.)	TM	INST.	TAP(A.)	TM	INST.	TAP(A.)	TM	INST.
1	5	5%	$10 \times I_n$	10	5%	$10 \times I_n$	10	5%	$10 \times I_n$
2	5	8%	$10 \times I_n$	5	7%	$10 \times I_n$	5	5%	$10 \times I_n$
3	5	14%	$10 \times I_n$	5	13%	$10 \times I_n$	5	10%	$10 \times I_n$
4	-	-	-	3	17%	$10 \times I_n$	5	12%	$10 \times I_n$
5	5	24%	$10 \times I_n$	5	25%	$10 \times I_n$	5	22%	$10 \times I_n$
6	5	35%	$10 \times I_n$	5	35%	$10 \times I_n$	5	33%	$10 \times I_n$

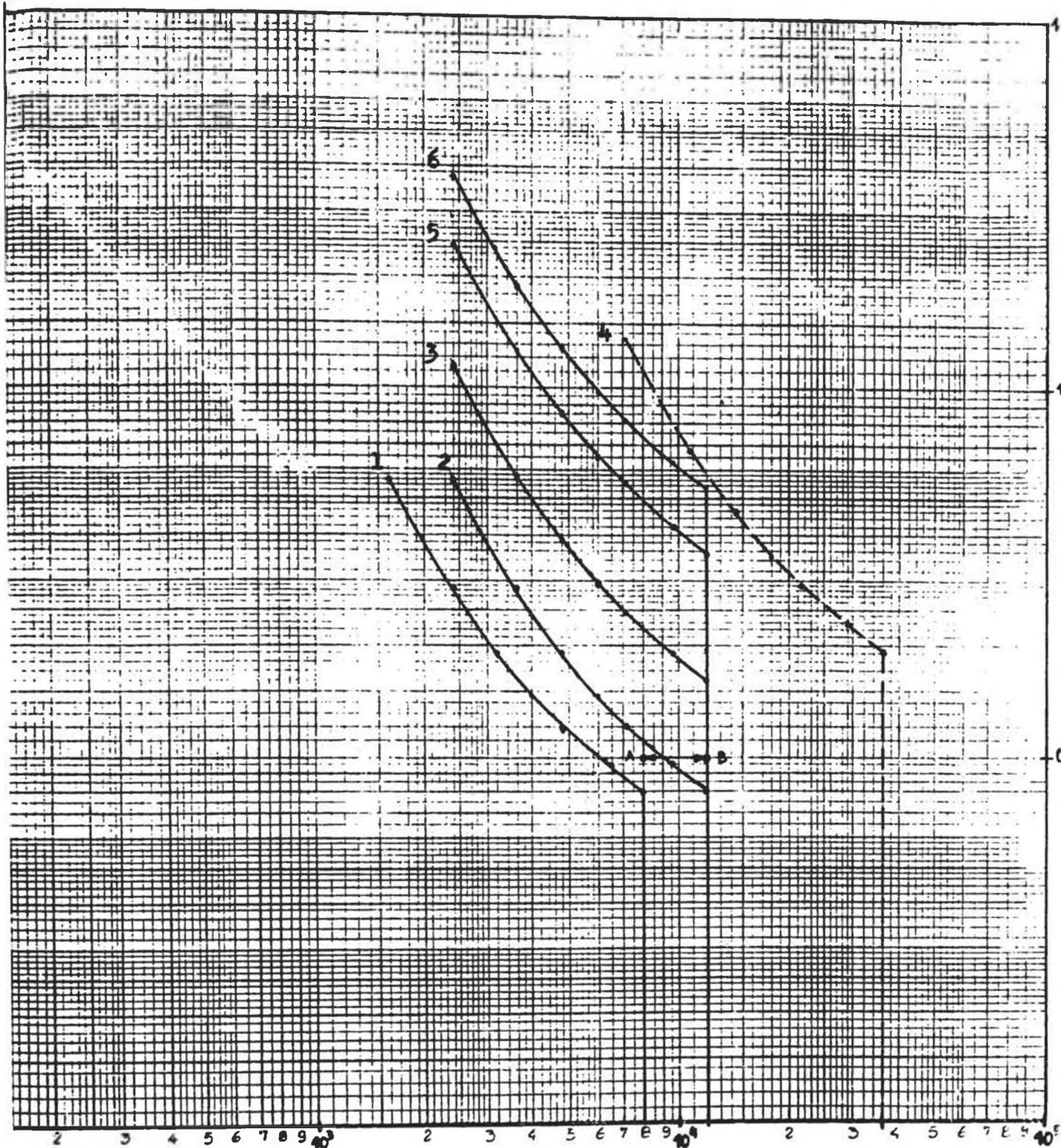
tiempo en segundos



CORRIENTE EN AMPERIOS, A 10 KV.

Fig. 5.1 CURVAS DE OPERACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE DE FASE - PRIMERA ETAPA

tempo en
segundos



CORRIENTE EN AMPERIOS , A 10 KV

Fig. 5.2 CURVAS DE OPERACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE DE FASE - TERCERA ETAPA

5.1.4 CALIBRACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE A TIERRA - PRIMERA ETAPA

a) Cortocircuito Monofásico en barra "D" - 10 KV

Relé de Sobrecorriente a Tiempo Definido (51 N) (Protección de Respaldo)

- Tipo	:	ISM 21
- $I_{1\phi}$:	10 A.
- Tap (I_n)	:	0.5 A.
- PSM	:	$\frac{10}{0.5 \times 20/1} = 1$
- Ajuste de Tiempo	:	0.4 seg.
- Ajuste de Corriente	:	$1 \times I_n$
- Ajuste Instantáneo	:	$3 \times I_n$
- Tiempo de Operación	:	0.4 seg.

El tiempo de operación es elegido considerando como protección principal al relé direccional de sobrecorriente a tierra cuya actuación es instantánea.

Calibración Relé ISM 21:	I_n	=	0.5 A.
	TAP	=	$1 \times I_n$
	t	=	0.4 seg.
	INST.	=	$3 \times I_n$

- PSM	:	$\frac{1062}{2.5 \times 200/5} = 10.6$	$\frac{732}{2.5 \times 200/5} = 7.32$
- $t_{100\%}$:	1.55 seg.	2 seg
- TM	:	$\frac{0.4}{1.55} = 0.26$	= 26%
- Instantáneo:	:	∞	
- Tiempo de Operación	:	0.4 seg	0.52 seg.

Calibración Relé 5	:	TAP	=	2.5 A.
		TM	=	26%
		INST.	=	∞

c) Cortocircuito Monofásico en barra "B" - 60 KV

Relé 5: (Protección Principal)

		<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- $I_{cc_{60KV}}$:	1,111 A	752 A
- Tap (I_n)	:	2.5 A	
- PSM	:	$\frac{1111}{2.5 \times 200/5} = 11.11$	$\frac{752}{2.5 \times 200/5} = 7.52$
- $t_{100\%}$:	1.5 seg	2.0 seg
- TM	:	26%	
- Instantáneo:	:	∞	
- Tiempo de Operación	:	0.39 seg.	0.52 seg.

5.1.5 CALIBRACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE A TIERRA - SEGUNDA ETAPA

a) Cortocircuito Monofásico en barra "D" - 10 KV

Relé de Sobrecorriente a Tiempo Definido (51 N) (Protección de Respaldo)

Puesto que la magnitud de la corriente de falla monofásica no varía, el ajuste del relé permanece inalterable.

b) Cortocircuito Monofásico en barra "C" - 60 KV

Relé 3: (Protección Principal)

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- I_{CC60KV} :	1926 A.	1362 A.
- Tap (I_n) :	5 A	
- PSM :	$\frac{1,926}{5 \times 200/5} = 9.5$	$\frac{1,362}{5 \times 200/5} = 6.8$
- $t_{100\%}$:	1.65 seg.	2.15 seg.
- TM :	10%	
- Instantáneo:	$5 \times I_n$	
- Tiempo de Operación :	0 seg	0 seg

c) Cortocircuito Monofásico en barra "B" - 60 KVRelé 4: (Protección Principal)

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- I_{cc60KV} :	2101 A.	1439 A.
- Tap (I_n) :	2.5 A	
- PSM :	$\frac{2,101}{2.5 \times 600/5} = 7$	$\frac{1,439}{2.5 \times 600/5} = 4.8$
- $t_{100\%}$:	2.1 seg	3.1 seg
- TM :	17%	
- Instantáneo:	∞	
- Tiempo de Operación :	0.36 seg.	0.53 seg.

Relé 5: (Protección de Respaldo)

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- I_{cc60KV} :	$\frac{1}{2} \times 2101 = 1051$ A	$\frac{1}{2} \times 1439 = 720$ A.
- Tap (I_n) :	5 A	
- PSM :	$\frac{1,051}{5 \times 200/5} = 5.26$	$\frac{720}{5 \times 200/5} = 3.6$
- $t_{100\%}$:	2.8 seg	4.4 seg

$$- TM : \frac{0.36 + 0.4}{2.8} = 0.27 = 27\%$$

$$- \text{Instantáneo: } \infty$$

$$- \text{Tiempo de Operación : } 0.76 \text{ seg. } \quad 1.2 \text{ seg}$$

$$\begin{aligned} \text{Calibración Relé 5 : } \quad TAP &= 5 \text{ A.} \\ &TM = 27\% \\ &INST. = \infty \end{aligned}$$

5.1.6 CALIBRACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE A TIERRA - TERCERA ETAPA

a) Cortocircuito Monofásico en barra "D" - 10 KV

Relé de Sobrecorriente a Tiempo Definido (51 N) (Protección de Respaldo)

El ajuste de este relé permanece inalterable.

b) Cortocircuito Monofásico en barra "C" - 60 KV

Relé 3: (Protección Principal)

	<u>Máxima Generación</u>	<u>Mínima Generación</u>
- I_{CC60KV} :	2754 A.	1928 A.
- Tap (I_n) :	5 A	

TABLA Nº 5.2: CALIBRACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE A TIERRA

RELE	1a ETAPA			2a ETAPA			3 a ETAPA		
	TAP(A.)	TM	INST.	TAP(A.)	TM	INST.	TAP(A.)	TM	INST.
1									
2									
3	2.5A.	10%	$5 \times I_n$	5A.	10%	$5 \times I_n$	5A.	10%	$5 \times I_n$
4	-	-	-	5A.	17%	∞	5A.	12%	∞
5	2.5A.	26%	∞	5A.	27%	∞	5A.	26%	∞
6									

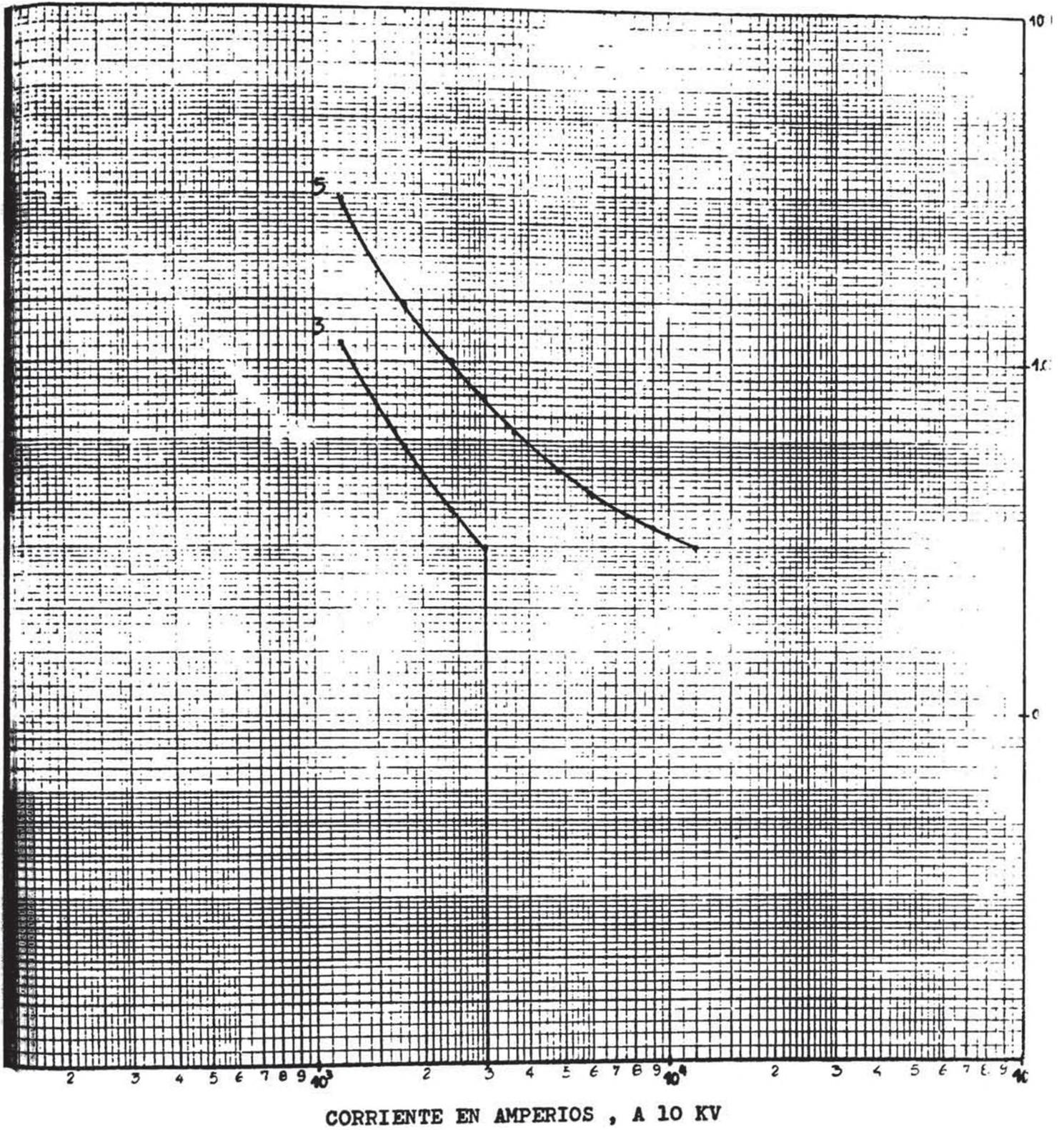
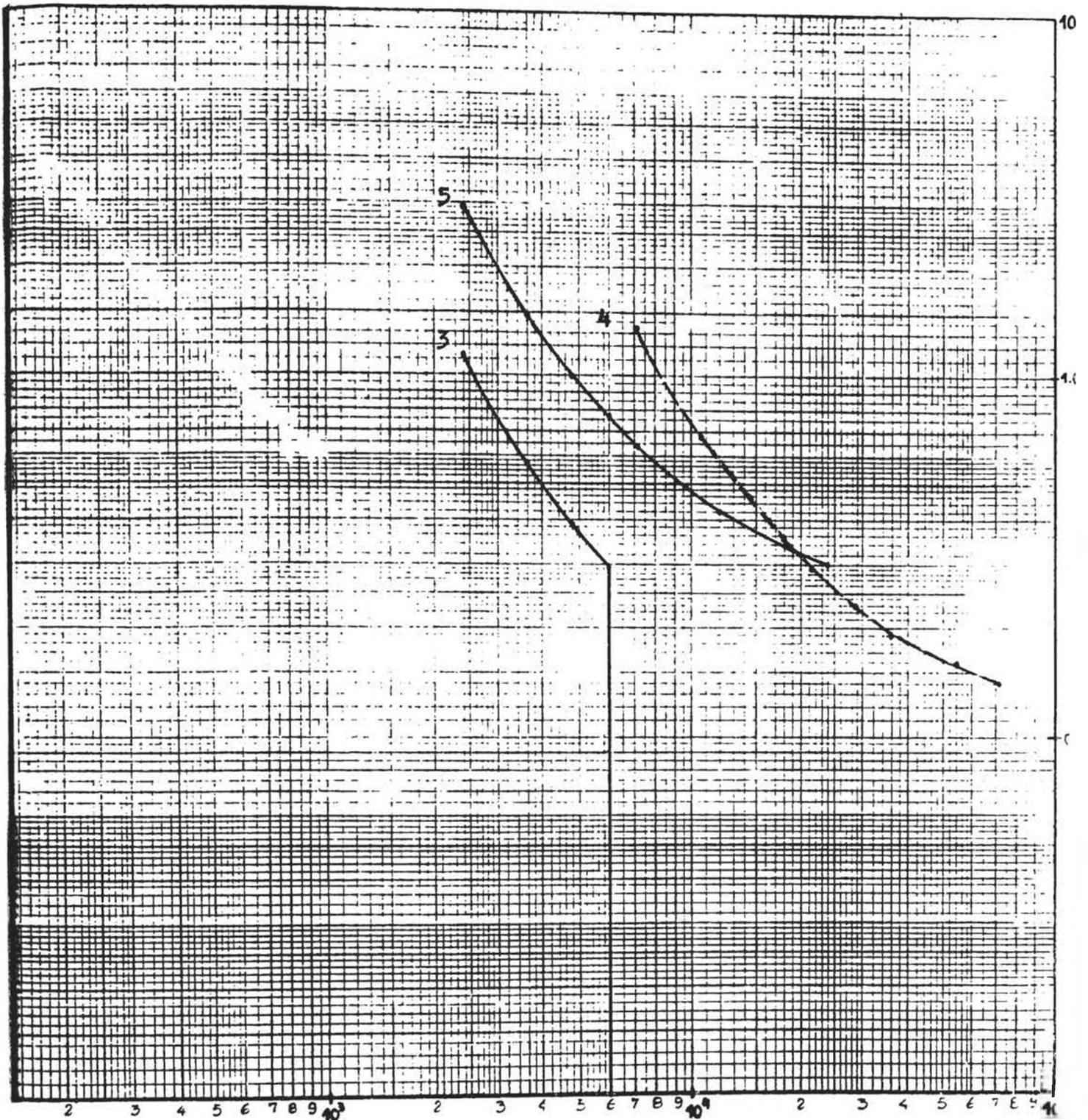


Fig. 5.3 CURVAS DE OPERACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE A TIERRA - PRIMERA ETAPA



CORRIENTE EN AMPERIOS , A 10 KV

Fig. 5.4 CURVAS DE OPERACION DE RELES DE SOBRECORRIENTE A TIERRA - TERCERA ETAPA

to del voltaje del punto neutro debe operar la protección. En redes con líneas aéreas es permitido un desplazamiento de 30-50% de modo de prever posibles resistencias de falla. A desplazamiento mínimo la corriente total de falla a tierra es reducida al mismo valor porcentual.

Los transformadores de tensión producen un voltaje secundario de 100 V. en caso de una falla a tierra franca.

Ajustando el ángulo de medida del relé a 0° , y la potencia de disparo a 5% de 100 VA, la mínima corriente de disparo a 40% del voltaje nominal del relé será : $\frac{5 \text{ VA}}{40 \text{ V}} = 0.125 \text{ A.}$

Esta corriente secundaria corresponde a una intensidad primaria de $0.125 \times \frac{20}{1} = 2.5 \text{ A.}$, y, para una falla a tierra franca será : $2.5 \times \frac{100}{40} = 6.25 \text{ A.}$

Puesto que la corriente de falla a tierra franca es de 10 A. satisfacemos el valor mínimo de operación calculado.

- CALIBRACION : Angulo de Medida = 0°
% P_n = 5%

- COORDINACION : Su tiempo de operación es instantáneo. Tiene como respaldo al relé de sobrecorriente a tierra (51 N), cuyo tiempo de operación debe estar adecuadamente coordinado con este relé.

5.3 CALIBRACION DE RELE DE PUESTA A TIERRA (64)

- Ubicación : Barra 10 KV - S.E. Centro de Reparación.
- Tipo : UM 3x
- Tensión Nominal (U_n) : 40 V.
- Rango de Ajuste : 1 - 2 x U_n
- Transformador de Tensión : $\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{3}$ KV

Los valores de tensión residual para fallas monofásicas o bifásicas a tierra son 17.3 y 8.66 KV respectivamente. Ajustando el valor de operación del relé para el menor voltaje residual, tendremos :

$$\text{- Voltaje Secundario} : \frac{8660}{100 \sqrt{3}} = 50 \text{ V.}$$

$$\text{- Múltiplo de la Tensión Nominal} : \frac{50}{40} = 1.25$$

$$\text{Calibración Relé 64} : 1.25 \times U_n$$

- COORDINACION : Este relé no operará ningún interruptor, dando solo señalización y alarma.

5.4 CALIBRACION DEL RELE DIFERENCIAL (87)

- Tipo : D 202
- Corriente Nominal (I_n) : 5 A.
- Ajuste de Base "g" : 20, 30, 40, 50%
- Relación de Actuación "v" : 20, 30, 40, 50%

Las magnitudes que es necesario ajustar en los relés diferenciales son :

- Valor Mínimo de Operación (g)
- Porcentaje de Polarización (v)

a) Valor Mínimo de Operación (g)

Este valor evita la actuación del relé debido a la circulación de la corriente de magnetización, la cual es del orden del 2 a 5% de la corriente nominal. También considera errores en los transformadores de corriente, error en la medida del relé, así como la presencia de transitorios.

Si el valor máximo de corriente de excitación es 5% y, el error de medida del relé 5%, podemos ajustar el valor de "g" a 20%.

b) Porcentaje de Polarización (v)

Este valor es afectado por los siguientes factores:

- Presencia de Tomas o gradines.
- Error de los transformadores de corriente.
- Error de los relés.
- Presencia de transitorios.

El porcentaje de polarización necesario para compensar la presencia de tomas o gradines se calcula según:

$$P \% = \frac{2 (K - 1)}{(K + 1)} \times 100 \%$$

$$\text{donde } K = \frac{U_1}{U_n}, \quad \text{o} \quad K = \frac{U_2}{U_n}$$

Siendo U_1 , U_2 los valores máximo y mínimo respectivamente correspondiente a las posiciones del conmutador de tensión.

$$\text{Por tanto : } K = \frac{60 + 3 \times 2.5 \%}{60} = \frac{64.5}{60} = 1.075$$

$$K = \frac{60 - 3 \times 2.5 \%}{60} = \frac{55.5}{60} = 0.9250$$

$$\text{Luego : } P = \frac{2 (1.075 - 1)}{(1.075 + 1)} \times 100\% = 7.2\%$$

$$P = \frac{2 (0.925 - 1)}{(0.925 + 1)} \times 100\% = 7.8\%$$

Considerando 5% de polarización debido a error en transformadores de corriente, 5% por error de relés, y 5% por presencia de transitorios podemos ajustar la polarización en un 30%, - sin embargo con el fin de darle mayor estabilidad en caso de fallas externas que puedan originar transitorios puede tomarse 40%.

$$\text{Calibración : } g = 20\%$$

$$v = 40\%$$

c) Cálculo de los Transformadores de Corriente Intermedios

C.1 En el lado 60 KV tenemos :

$$U_1 \text{ máx} = 64.5 \text{ KV}$$

$$U_1 \text{ mín} = 55.5 \text{ KV}$$

$$U = \sqrt{U_{\text{máx}} \cdot U_{\text{mín}}} = \sqrt{64.5 \times 55.5} = 59.8 \text{ KV}$$

Para 14 MVA, la corriente secundaria es :

$$I_{1\text{BT}} = \frac{14000}{\sqrt{3} \times 59.8} \times \frac{5}{200} = 3.38 \text{ A.}$$

Para 17.5 MVA, la corriente secundaria es :

$$I_{1\text{BT}} = \frac{17500}{\sqrt{3} \times 59.8} \times \frac{5}{200} = 4.22 \text{ A.}$$

Por lo tanto, los transformadores de corriente intermedios en conexión Yd5 serán de las siguientes características:

- Relación de Transformación : 4.22 - 3.38/2.89 A.
- Potencia : 5 VA.
- Clase de Precisión : 5P20

C.2 En el lado 10 KV, la corriente secundaria es :

Para 14 MVA

$$I_{2BT} = \frac{14000}{\sqrt{3} \times 10} \times \frac{5}{1200} = 3.37 \text{ A.}$$

Para 17.5 MVA

$$I_{2BT} = \frac{17500}{\sqrt{3} \times 10} \times \frac{5}{1200} = 4.21 \text{ A.}$$

Luego, los transformadores de corriente intermedios en conexión Yy0 serán de las siguientes características :

- Relación de Transformación : 4.21 - 3.37/5 A.
- Potencia : 5 VA.
- Clase de Precisión : 5 P20.

El esquema eléctrico desarrollado del sistema de protección diferencial se aprecia en la figura 4.6.

5.5 CALIBRACION DEL RELE TERMICO (49)

- Tipo : STf
- Rango de Corriente para Temperatura en estado estable $\Delta t = 60^{\circ}\text{C}$ (correspondiente a 100%). : 4 - 5 A.
- Rango de Temperatura de disparo : 0 - 120°C
- T.C. : 200/5 A.

Caso Nº1: Transformador 14 MVA - ONAN

- Corriente Nominal : $\frac{14000}{\sqrt{3} \times 60} = 134.7 \text{ A.}$

- T.C. (lado 60 KV) : 200/5 A.
- Corriente Secundaria : $\frac{134.7}{200/5} = 3.36$ A.

El relé permite una regulación del reóstato de ajuste de 4 a 5 A, por lo que es necesario utilizar un transformador de corriente-auxiliar de relación 3.25/4 A. Por lo tanto el ajuste del reóstato será :

$$J_E = \frac{3.36}{3.25/4} = 4.14 \text{ A.}$$

- Ajuste del Elemento Instantáneo de Sobrecorriente : ∞

Caso N°2: Transformador 17.5 MVA - ONAF

- Corriente Nominal : $\frac{17500}{\sqrt{3} \times 60} = 168.4$ A.
- T.C. (lado 60 KV) : 200/5 A.
- Corriente Secundaria : $\frac{168.4}{200/5} = 4.2$ A.

En este caso no es necesario utilizar un transformador de corriente auxiliar y el reóstato de ajuste deberá ser calibrado a

$$J_E = 4.2 \text{ A.}$$

- Ajuste del Elemento Instantáneo : ∞

5.6 CALIBRACION DEL RELE DE RECJERRE (79)

- Tipo : CW3
- Rango de Ajuste del tiempo muerto : 0.1 - 0.5 seg.

- Rango de Ajuste del tiempo de rearme posterior a una operación manual o de recierre : 1 - 5 seg.

Teniendo en cuenta el tiempo de apertura del interruptor en 60 KV de aproximadamente 0.1 seg., adoptaremos como ajuste de tiempo muerto : 0.2 seg.

Seleccionamos el valor de 5 segundos como tiempo de rearme.

- CALIBRACION : Tiempo Muerto : 0.2 seg.
Tiempo de Rearme : 5 seg.
- COORDINACION : Puesto que es un relé auxiliar no requiere de ninguna coordinación.

5.7 CALIBRACION DEL SISTEMA DE RECHAZO DE CARGA TENSION - FRECUENCIA (27/81)

Como anteriormente se indicó, este sistema esta compuesto por un relé de tensión, un relé de frecuencia, contactores temporizados y contactores auxiliares. A continuación procederemos a efectuar el ajuste de cada uno de estos elementos.

a) Calibración del Relé de Frecuencia (81)

- Tipo : FM 2 - 110
- Frecuencia Nominal : 60 HZ
- Tensión Nominal : 100 V.
- Rango de ajuste de Frecuencia de disparo : ± 1 a ± 5 %
- Rango de Tiempo : 0.5 - 2 seg.

Calibración :

- Porcentaje de Reducción de Frecuencia : 3 %
- Ajuste de Tiempo (Primer Escalón) : 1 seg.

b) Calibración del Relé de Tensión (27)

- Tipo : PUM2g 90
- Tensión Nominal : 100 V.
- Frecuencia Nominal : 60 HZ.
- Rango de Ajuste : 30 - 100 V.

Calibración :

- Tensión de Actuación : 80 V.

c) Calibración de los Contactores Temporizados

- Contactor d 1 A, (segundo escalón) : 3 seg.
- Contactor d 2 A, (tercer escalón) : 5 seg.

5.8 CALIBRACION DEL RELE DE POTENCIA INVERSA (32)

- Tipo : PM 22 go
- Rango de disparo como porcentaje de la potencia nominal del relé : 1 - 5 %

Siendo un relé de actuación instantánea, seleccionamos como valor de calibración $\% P_n = 5 \%$.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. En condiciones de mínima generación el tiempo de actuación de los relés de sobrecorriente es mayor respecto al tiempo de actuación para máxima generación, sin embargo, estas no son las condiciones más desfavorables para los equipos protegidos puesto que las corrientes de falla disminuyen apreciablemente su valor.
2. Es posible apreciar de la tabla de resultados de corrientes de falla, que la magnitud de corriente de falla monofásica de 10 A. en la barra 10 KV. de la S.E Centro de Repartición no varía conforme se va implementando el sistema, esto se explica por la poca influencia de las impedancias de secuencia positiva y negativa respecto a la de secuencia cero, la cual es establecida principalmente por el valor de la resistencia ubicada en el punto neutro del transformador de puesta a tierra.
3. Debe tenerse presente que cuando se realicen cambios apreciables en la configuración de la Red Eléctrica, los ajustes de los relés deben recalcularse. Así, es necesario recalibrar los relés de so

breacorriente conforme se va implementando el sistema tal como se indica en las tablas 5.1 y 5.2 de manera de mantener el intervalo de coordinación deseado de 0.4 segundos.

4. La corriente de conexión de un transformador o "Corriente Inrush" se estima entre 8 a 12 veces la intensidad nominal del transformador y el tiempo de duración en 0.1 segundos; teniendo presente esta premisa podemos comprobar que la magnitud de dicha corriente en el lado de A.T. variará entre los siguientes rangos :

$$8 \times I_n = 8 \times 168.4 = 1347 \text{ A.}$$

$$12 \times I_n = 12 \times 168.4 = 2021 \text{ A.}$$

Refiriendo estos valores al lado 10 KV :

$$8 \times I_n = 8082 \text{ A.}$$

$$12 \times I_n = 12126 \text{ A.}$$

Para $t = 0.1$ seg. podemos apreciar a partir de las curvas de operación de los relés, mostrados en las figuras 5.1 y 5.2 (tramo A-B), que tales magnitudes se sitúan por debajo de la curva de operación del relé 3, por lo que no causará la operación de dicho relé.

5. Las curvas de operación de los relés de fase mostradas en las figuras 5.1, 5.2; permiten apreciar la coordinación de actuación de los mismos. El eje de abscisas corresponde a valores de co-

rriente de falla referidos al lado 10 KV.

Es posible apreciar el desplazamiento horizontal, hacia la derecha, que presenta la curva del relé 4, esto se debe a la mayor - relación de transformación de corriente (3 veces mayor) respecto a los relés 3 y 5, lo cual determina una corriente primaria incrementada en igual proporción.

BIBLIOGRAFIA

1. Copias del curso Protección de Sistemas de Potencia dictado por el Ing. Víctor Ortega P., año 1981.
2. "Protective Relays Application Guide".
Autor : General Electric Company.
3. "Applied Protective Relaying".
Autor : Westinghouse Electric Corporation.
4. "Manual de Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica".
Autor : Brown Boveri.
5. Relays and Protection Systems CH-ES 60 E.
Autor : Brown Boveri.
6. "El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores".
Autor : C. Russell Mason.

7. "IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems".
IEEE Std. 142 - 1972

8. "High Resistance Grounding".
Autor : Baldwin Bridger, JR.

9. Directional Earth-Fault Relay Type PM2gn0/90
Installation and operating instructions.
CH-ES 81-51.3 E
Autor : Brown Boveri.