

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

"ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE
LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR S.A., AL INTEGRARSE
AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO".

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION: POTENCIA

PRESENTADA POR:

CARLOS JUNBO CALDERON

GUAYAQUIL - ECUADOR

1987

AGRADECIMIENTO

Al ING. JORGE CHIRIBOGA VASCONEZ,
Director de Tesis, por su ayuda y
colaboración para la realización -
de este trabajo.-

DEDICATORIA

- A DIOS
- A MIS PADRES
- A MIS HERMANOS
- A MIS MAESTROS Y GUIAS

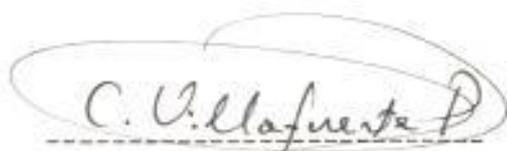
DECLARACION EXPRESA

"LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE; Y, EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA, A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).-



CARLOS JUMBO CALDERON



ING. CARLOS VILLAFUERTE

SUB-DECANO DE LA FACULTAD

INGENIERIA ELECTRICA.



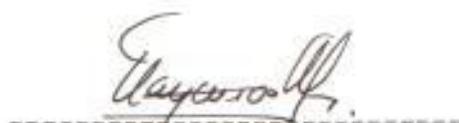
ING. ISABEL CHIRIBOGA V.

DIRECTOR DE TESIS



ING. CRISTOBAL MERA G.

MIEMBRO DEL TRIBUNAL



ING. JOSE LAYANA CH.

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

R E S U M E N

El análisis del comportamiento del sistema de protecciones de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., al integrarse al Sistema Nacional Interconectado requiere del estudio de cortocircuito del sistema y el análisis técnico - económico que permita seleccionar y coordinar los equipos de protección adecuadamente.

En el estudio de cortocircuito se utilizan los parámetros de generadores, transformadores y líneas. El programa "P C C" - (Ref. 1), procesa esta información y proporciona el reporte de cortocircuito en los puntos deseados del sistema.

El proceso selectivo del equipo de protección se encuadra en dos aspectos: técnico y económico. Desde el punto de vista técnico, los equipos deben soportar las nuevas condiciones de operación y coordinarse entre sí para garantizar una operación selectiva de los mismos, en lo económico se procura - minimizar nuevas inversiones en equipo manteniendo los equipos que actualmente prestan servicio y que satisfacen las características técnicas deseadas en la nueva configuración del sistema.

INDICE GENERAL

	<u>PAGS.</u>
RESUMEN -----	VI
INDICE GENERAL -----	VII
INDICE DE FIGURAS -----	XIII
INDICE DE TABLAS -----	XVIII
INTRODUCCION -----	XX
CAPITULO I	
GENERALIDADES -----	21
1.1. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA -----	21
1.1.1. Características físicas -----	21
1.1.1.1. FUENTES DE ENERGIA:-----	21
1.1.1.2. SUBESTACIONES: -----	22
1.1.1.3. LINEAS DE SUBTRANSMISION : -----	24
1.1.1.4. LINEAS DE DISTRIBUCION PRIMARIA: -----	24
1.1.2. Características de carga -----	41
1.1.2.1. MAXIMA DEMANDA: -----	41
1.1.2.2. DEMANDA MINIMA: -----	41
1.1.2.3. DEMANDA PROMEDIO: -----	41
1.1.2.4. FACTOR DE CARGA: -----	41
1.1.2.5. TAZA DE CRECIMIENTO: -----	41

1.2. EXPANSION FUTURA -----	45
1.2.1. Características de carga -----	45
1.2.2. Crecimiento de carga -----	45
1.2.3. Crecimiento físico -----	46
 CAPITULO II	
FALLAS -----	47
2.1. ESTUDIOS PRELIMINARES AL CALCULO DE FALLAS -----	48
2.1.1. Componentes simétricos -----	48
2.1.1.1. RELACIONES ENTRE COMPONENTES SIMETRICOS Y CANTIDADES FASORIALES: -----	49
2.1.2. Cantidades por unidad -----	52
2.1.2.1. SELECCION DE LA BASE PARA LOS VALORES p.u.:-----	54
2.1.2.2. CAMBIO DE FASE PARA LOS VALORES p.u. :	54
2.2. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA -----	55
2.2.1. Impedancias de secuencia de generadores -----	55
2.2.1.1. REACTANCIA SINCRONICA DE EJE DIRECTO x_d : -----	56
2.2.1.2. REACTANCIA TRANSIENTE DE EJE DIRECTO - x'_d :-----	57
2.2.1.3. REACTANCIA SUBTRANSIENTE DE EJE DIREC- TO x''_d : -----	57
2.2.1.4. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA NEGATIVA: ---	58
2.2.1.5. IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO: -----	58

	<u>Pags.</u>
2.2.2. Impedancias de secuencias de transformadores--	62
2.2.2.1. IMPEDANCIAS DE TRANSFORMADORES DE - TRES DEVANADOS: -----	65
2.2.3. Impedancia de líneas -----	68
2.2.3.1. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LINEAS: -----	68
2.2.3.2. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO DE LI NEAS: -----	71
2.3. REDES DE SECUENCIA -----	72
2.3.1. Redes de secuencia positiva y negativa -----	72
2.3.2. Redes de secuencia cero -----	74
2.4. CALCULO DE FALLAS -----	79
2.4.1. Condiciones del estudio de cortocircuito -----	79
2.4.1.1. EQUIVALENTE THEVENING DEL SISTEMA NA CIONAL INTERCONECTADO: -----	80
2.4.2. Método seguido -----	82
2.5. NIVEL DE CORTOCIRCUITO DE LA CONFIGURACION ACTUAL DEL SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL SUR S.A.-----	84
2.6. NIVEL DE CORTOCIRCUITO DE LA INTERCONEXION EMPRESA - ELECTRICA REGIONAL SUR S.A. - INECEL -----	85
 CAPITULO III	
PROTECCION DEL SISTEMA -----	92
3.1. PROTECCION DE GENERADORADORES -----	93

	<u>PAGS.</u>
3.1.1. Fallas asociadas con un generador -----	94
3.1.2. Esquemas para la protección de generadores -----	94
3.1.3. Protección de fallas entre espiras -----	103
3.1.4. Protección de sobrevelocidad -----	104
3.2. PROTECCION DE BARRAS -----	104
3.3. PROTECCION DE TRANSFORMADORES-----	107
3.3.1. Tipos de fallas en el transformador de potencia---	108
3.3.2. Elementos de protección -----	109
3.3.3. Protección de sobrecorriente y respaldo -----	113
3.3.4. Protección del conjunto generador - transformador-	114
3.3.5. Esquemas típicos para la protección de un transfor mador de potencia -----	115
3.4. PROTECCION DE LINEAS -----	116
3.4.1. Técnicas para la protección de líneas -----	116
3.4.1.1. SISTEMAS DE PROTECCION POR RELES PARA FA- LLAS EN LINEAS : -----	119
3.4.1.2. SELECCIONANDO UN SISTEMA DE PROTECCION:--	122
3.4.2. Protección de circuito de distribución-----	123
3.4.2.1. SELECCIONANDO LA CURVA TIEMPO-SOBRECORRIEN TE:-----	123
3.4.2.2. APLICACION DE RELES A ALIMENTADORAS RADIA LES: -----	124
3.4.2.3. APLICACION DE UNIDADES INSTANTANEAS:-----	126
3.4.3. Criterios para relés direccionales-----	129

3.4.4. Protección de circuitos de subtransmisión-----	132
3.4.5. Protección con fusibles-----	133
3.4.5.1. FUSIBLE DE POTENCIA: -----	134
3.5. EQUIPOS COMPLEMENTARIOS DE PROTECCION -----	136
3.5.1. Disyuntor -----	136
3.5.2. Reconectador -----	138
3.5.3. Seccionadores -----	140
CAPITULO IV	
SELECCION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION -----	143
4.1. EQUIPOS DE PROTECCION ACTUALMENTE INSTALADOS -----	143
4.1.1. Protección de generadores -----	143
4.1.2. Protección de barras -----	146
4.1.3. Protección de transformadores -----	146
4.1.4. Protección de líneas -----	149
4.1.4.1. LINEAS DE SUBTRANSMISION: -----	149
4.1.4.2. LINEAS DE DISTRIBUCION: -----	150
4.2. SELECCION DE EQUIPOS DE PROTECCION DE EMPRESA ELECTRI- CA REGIONAL SUR S.A., CONSIDERANDO SU INTEGRACION AL - SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO -----	152
4.2.1. Protección de generadores -----	152
4.2.2. Protección de barras -----	154
4.2.3. Protección de transformadores -----	155
4.2.4. Protección de líneas -----	160

4.3. ANALISIS COMPARATIVO DE EQUIPOS SELECCIONADOS CON EQUIPOS EN OPERACION -----	162
4.4. RECOMENDACIONES TECNICAS -----	167
CAPITULO V	
COORDINACION DE PROTECCIONES -----	168
5.1. ZONIFICACION DEL SISTEMA -----	169
5.2. DIAGRAMAS UNIFILARES -----	171
5.3. CRITERIOS DE COORDINACION -----	180
5.3.1. Principio de escalonamiento tiempo-corriente-----	181
5.3.2. Margen de escalonamiento -----	183
5.3.3. Cálculo de los ajustes de relés de sobrecorriente-	184
5.3.4. Tipos de coordinación -----	186
5.3.5. Modelo de Coordinación -----	188
5.4. RESULTADOS DE LA COORDINACION -----	195
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	215
BIBLIOGRAFIA -----	218

INTRODUCCION

La ejecución del Plan Nacional de Electrificación a cargo de la Dirección Ejecutiva de Ingeniería y Construcciones (DEIC) ha determinado la incorporación de muchos sistemas eléctricos locales o regionales, siendo imperativo de éstos actualizar sus estudios de ingeniería en áreas tales como: cortocircuito, flujo de carga y confiabilidad, con el fin de determinar si sus equipos instalados son funcionales a la nueva configuración del sistema.

Auscultando esta necesidad de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., cuya incorporación al Sistema Nacional Interconectado se materializó en junio de este año, se realizaron estos estudios.

No se pretende que el presente documento sea el órgano rector de los cambios que deban realizarse en el sistema, la decisión final corresponde a sus peroneeros, cuya capacidad profesional y experiencia son incuestionables, no obstante se aspira contribuir modestamente a esta necesidad.

C A P I T U L O I

GENERALIDADES

1.1. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA

El Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., cuya área de influencia son las provincias de Loja y Zamora Chinchipe es de configuración radial, de gran tamaño físico y de poca carga.

1.1.1. Características Físicas

Estructuralmente, este sistema consta de dos centros de generación, ocho subestaciones trifásicas y tres subestaciones monofásicas, redes de subtransmisión y distribución.

1.1.1.1. FUENTES DE ENERGIA:

Actualmente la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., tiene dos centros de generación, el primero es de tipo hidráulico y se sitúa en

San Francisco jurisdicción de la provincia de Zamora Chinchipe y el segundo es de naturaleza térmica y se halla situado en Catamayo provincia de Loja. Las características de estos centros de generación y de sus transformadores de potencia asociados se resumen en tablas N° I y N° II.

TABLA N° I

CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES

Central	Generador	Potencia (KVA)	Voltaje (KV)	Corriente (A)	Velocidad (R.P.M.)	Excitación		Aislamiento		Sec.	F.P.
						Volt. (V)	Cte. (A)	Est.	Rot.		
Catamayo	1-2	1600	13.8	67	720	93.9	161.7	B	B	abc	0.8
	3	1425	13.8	59.7	720	94.0	156	B	F	abc	0.8
	4-5	3250	4.16	452	900	144	100	H	F	abc	0.8
	6-7	3600	13.8	150.6	514	137.7	185.1	F	F	abc	0.8
	8-9-10	3125	4.16	434	900	184	121	H	F	abc	0.8
San Fco.	1-2	750	2.3	188.5	720	105	101	B	B	abc	0.8
	3	1500	2.3	377	1200	105	101	B	B	abc	0.8

1.1.1.2. SUBESTACIONES:

Actualmente están operando las siguientes subestaciones trifásicas: Catamayo, Loja, S.Cayetano, Centro, Gonzanamá, Catacocha, El Empalme y Macará. Las siguientes subestaciones monofá

TABLA Nº 11
CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS DE TRANSFORMADORES DE CENTRALES

CENTRAL	TRANSFORMAD.	POTENCIA (KVA)	CONEXION	RELACION (KV)	BASE PROPIA %		SMVA BASE (P.U.)
					$r_1=r_2=r_0$	$x_1=x_2=x_0$	
CATAMAYO	T4-T5	2.000 OA	$\Delta - Y_{\overline{0}}$	4.16/13.8	0.39	5.51	$r_1=r_2=r_0$ $x_1=x_2=x_0$ 0.0098 0.137%
	T8-T9-T10	3125 OA1FA	$\Delta - Y_{\overline{0}}$	4.16/13.8	0.39	5.63	0.0062 0.0901
	T1-T2	750-OA	$\Delta - Y_{\overline{0}}$	2.3/22	0.38	5.50	0.0253 0.3667
	T3	1500-OA	$\Delta - Y_{\overline{0}}$	2.3/22	0.41	5.85	0.0137 0.1950

T_n = transformador asociado a generador n , siendo $n = 1, 2, \dots, 10$.

sicas: Nambacola, Playas y Velacruz.

Las características de los transformadores de fuerza de las subestaciones se resumen en la tabla N^o III.

1.1.1.3. LINEAS DE SUBTRANSMISION:

El sistema de subtransmisión es aéreo, de tipo radial a niveles de voltaje de 69 y 22 KV. Actualmente se hallan instaladas 170 Km. de líneas a 69 Kv y 138 Km., a 22 Kv distribuídas en el siguiente orden:

(Ver tabla N^o IV y figura N^o N^o 1.1.)

1.1.1.4. LINEAS DE DISTRIBUCION PRIMARIA:

Son de tipo trifásicas y monofásicas a niveles de voltaje de 13.8 - 7.98 y 4.16 KV, según datos proporcionados por la em presa las redes de distribución primara actual mente en operación (junio de 1.985), se mues tran en la tabla V y los diagramas unifilares de los subsistemas de distribución en las figu ras N^o 1.2 hasta la 1.11.-

TABLA N° 111

CARACTERÍSTICAS Y PARAMETROS DE TRANSFORMADORES DE SUBESTACIONES

SUBESTACION	TRANSFORM.	POTENC. (KVA)	CONEXION	RELACION	BASE PROPIA % $r_1=r_2=r_0$ $x_1=x_2=x_0$	5 MVA BASE (PW) $r_1=r_2=r_0$ $x_1=x_2=x_0$
Loja	T1 - T2	5000/6250 ^{ONAN} ONAF	$Y_{\underline{1}} - Y_{\underline{2}}$	67/13.8 KV	0.37	0.0035
Catamayo	T1 - T2	5000/6250 ^{ONAN} ONAF	$Y_{\underline{1}} - Y_{\underline{2}}$	67/13.8 KV	0.37	0.0035
SN.Cayetano	T1	2500 ONAN	Y - Y	22/13.8 KV	0.42	0.0084
* SN.Cayetano	T2	10.000/2500 ^{ONAN} ONAF	$Y_{\underline{1}} - Y_{\underline{2}}$	67/13.8 KV	0.37	0.0074
Centro	T1	1500 AN	$Y_{\underline{1}} - Y_{\underline{2}}$	22/4.16 KV	0.24	0.0080
Gonzanama	T1	800	- Y	66/13.8 KV	0.42	0.0250
+ Cariamanga	T1	800	- Y	66/13.8 KV	0.42	0.0250
Macará	T1	800	- Y	66/13.8 KV	0.42	0.0250
Empalme	T1	1000 AN	- Y	66/13.8 KV	0.41	0.0193
Catacocha	T1	1000 AN	- Y	66/13.8 KV	0.41	0.0193
Nambacola	T1	333 AN		66/7.2 KV	0.53	0.0253
Velacruz	T1	333 AN		66/7.2 KV	0.53	0.0253
Playas	T1	333 AN		66/7.2 KV	0.53	0.0253
° INECEL	T1	40 MVA-OA	$Y_{\underline{1}} \Delta$	138/69/13.8	$Z_p=15.125$ $Z_s=3.875$ $Z_t=27.375$	$Z_p=0.0189$, $Z_s=0.0048$, $Z_t=0.0942$

* Ampliación de S/E San Cayetano para recibir energía del Sistema Nacional Interconectado

+ S/E a construirse en Cariamanga

° A construir INECEL para entregar energía EERSSA. Fuente: Dirección Técnica

TABLA N° IV

LINEAS DE SUBTRANSMISION A 69 KV

L/ST CONSTRUIDAS	CONDUCTOR (AWG)		
	FASE	NEUTRO	LONGITUD (KM)
Empalme-Macarã	3# 2/0	-	30.77
Catacocha-Empalme	2/0	1/0	39.60
Gonzanamã-Cariamanga	2/0	1/0	17.80
Catamayo-Gonzanamã	2/0	1/0	30.03
Catamayo-Catacocha	2/0	1/0	34.50
Loja-Catamayo	3# 4/0	5/16	17.90
TOTAL:			170.60

LINEAS DE SUBTRANSMISION A 22 KV

San Francisco-Loja	3# 1/0	5/16	16.00
San Francisco-Zamora-Yanzatza	3# 2/0	1/0	61.60
Yanzatza-El Panguí	3# 2/0	1/0	40.00
Zanhi-Paquisha	3# 2	4	17.30
San Francisco-El Condor	3# 4	4	2.10
San Cayetano-Centro	3# 2/0		0.80
TOTAL :			137.80

*Línea a 69 KV actualmente operando a 13.8 KV

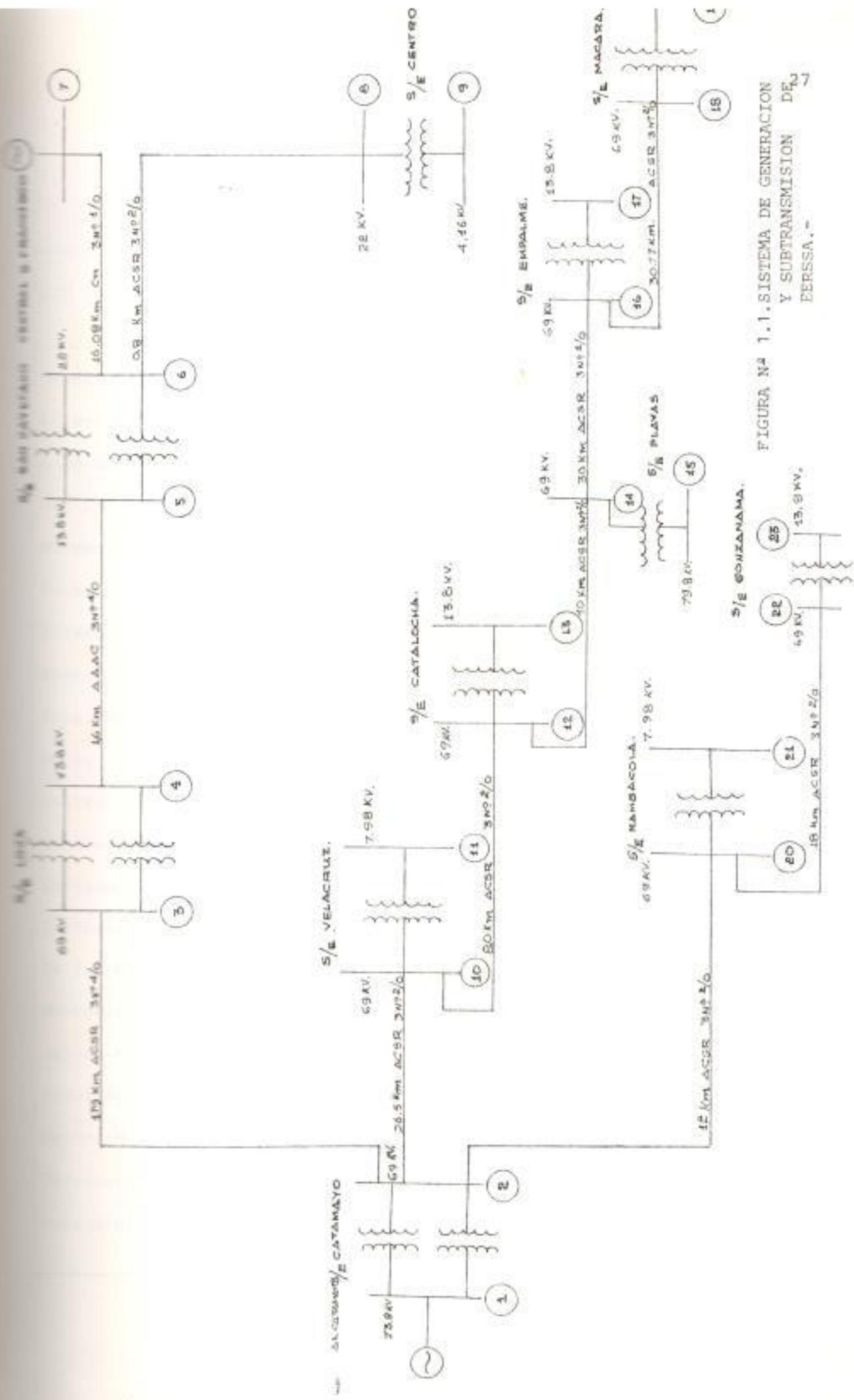


FIGURA Nº 1.1. SISTEMA DE GENERACION Y SUBTRANSMISION DE LA PERSSA. -

TABLA N° V
LINEAS DE DISTRIBUCION PRIMARIA

L/D CONSTRUIDAS	CONDUCTOR (AWG)		(KM)
	FASE	NEUTRO	LONGITUD
TRIFASICAS A 13.8 KV			
Loja-Catamayo	3#2/0	2/0	17.76
Loja-Saraguro	3#4/0	2/0	41.00
Taxiche-Vilcabamba	3#4/0	2	5.92
Motupe-Chuquiribamba	3#2	4	24.50
Eucaliptos-Canal 10 TV	3#2	2	4.50
Catamayo-San Pedro	3#2/0		9.89
Procesadora-Arenal	3#2		5.68
Trapichillo	3#8		0.66
Monterrey	3#2		1.17
Derivación-Catacocha bomba/agua	3#2/0		1.20
Derivación Catacocha-Silas	3#4		0.16
Cariamanga-Lucero-Analuza	3#4/0	2/0	23.18
Cariamanga-Colaizaca-Utuana	3#4/0	2/0	21.00
Celica-Guachanamá-Guachahurco	3#2/0		12.90
Mercadillo-Alamor	3#4	4	5.00
Celica-Pozul	3#2	4	11.70
Pozul-Pindal	3#2	4	7.17
Celica-Mercadillo	3#2	4	9.82
Derivación a Catacocha	3#2/0	2/0	3.05
Malacatus-Colegio Técnico	3#1/0		1.80

Continua.....

Siene.....Tabla V.-

Casa de Máquinas-Saraguro	3#4	4	2.20
Gonzanamã-Quilanga	3#2/0	2	11.17
Celica-Zapotillo	3#2	4	50.00
Macará-Sabiango-Sosoranga	3#4/0	1/0	23.65
Catamayo-Ballesteros	3#2		2.56
Derivación L/T Macará-Sabiango			
Sosoranga	3#4		0.67
Cariamanga-Amaluza	3#2/0	2	15.12
Macará-El Vergel	3#2	2	18.51
Casa de Máquinas-Saraguro	3#4	4	2.19
Empalme-Celica	3#4/0	1/0	15.65
Loja-Tacsiche-Malacatus	3#4/0	1/0	33.00
Interconexión Loja-San Cayetano	3#4/0		1.60
Centro-Sur	3#1/0		4.00
Norte-Hospital	3#1/0		2.50
MONOFASICA A $22/\sqrt{3}$ KV			
Chicaña-San Vicente de Caney	4	4	5.03
El Panguí-Chuchumbietza	2	2	13.62
Derivación a San Francisco	2	2	2.70
Papúsha-Mayaícu	2	4	9.08
Orinayacu-Guaysimi	2	2	7.76
Derivación a la Pita	2	2	1.20
La Sequea-Guadalupe	2		10.00

continua.....

Siene.... Tabla V...

Derivación a Quimbí	2		1.00
Derivación a la quebrada de Cumbarsa	2		2.30
San Ramón-El Condor	4		4.16
MONOFASICAS A $13.8/\sqrt{3}$ KV			
Playas-Lauro-Guerrero	1/0	1/0	12.00
Chivato-La Tinge-Sambí	2		5.40
Derivación a Jimbilla	2	2	4.85
Derivación a Santiago	2	2	3.50
Wilcabamba-Yangana	2	2	12.91
Chuquiribamba-Gualei	2		18.00
Willonaco-Canal 4 TV.	4		0.77
San Pedro-El Cisne	6	6	10.86
Catamaito-El Tambo	2		7.79
Mollepamba-Nambacola	2	2	1.17
Belacruz-Olmedo-Chaguarpamba.	2	2	15.64
La "Y" de Olmedo-La Delicia	2	2	1.02
Carmelo-Cangonamá	2	2	3.5
Sesoranga-Las Delicias	2	2	9.48
Llanitos-Tacamoros	2	2	5.5
Alamor-Chaquinal-Doce de Diciembre	2		9.08
Las Delicias-La Victoria	2	2	7.50
Sesoranga-Nueva Fátima	2		16.50
Alamor-El Límo	2	4	13.94

Continua.....

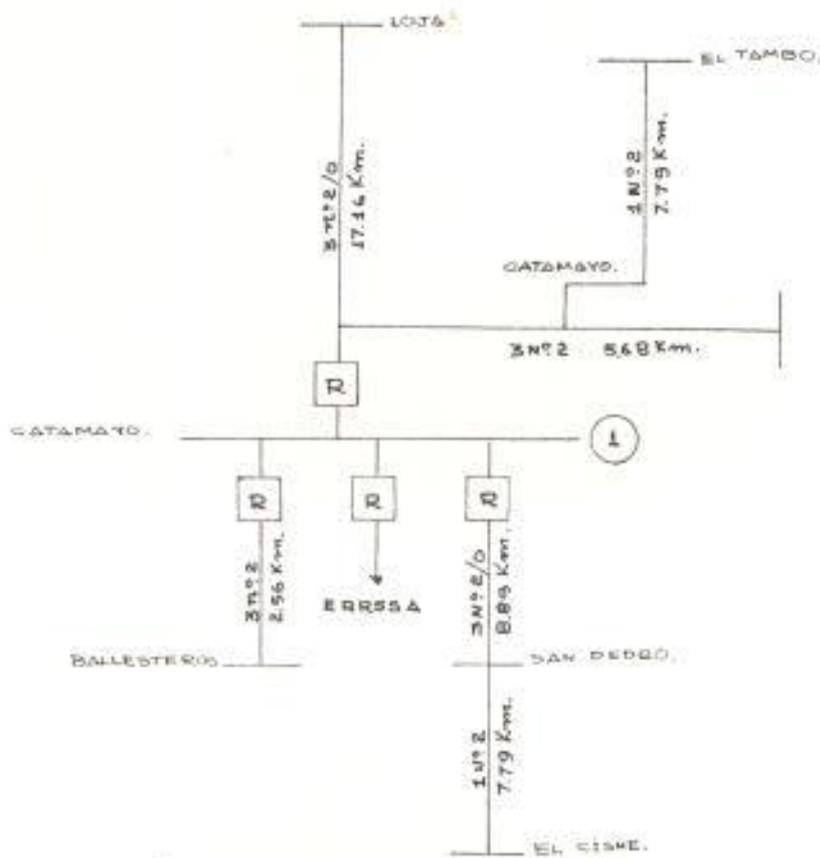
Viene... Tabla V....

Larama-Portachuelo-Numbiaranga-Congonamá	2	2	3.70
Congonamá-Tambo Negro-Santo Cristo	2	2	6.45
Quilanga-Fundochamba-Las Aradas	2	2	8.50
Derivación a Larama Nuevo	2	2	0.15
Wilcabamba-Quinara-Tumiaruma	2	2	12.00
Portachuelo-Tangula	2	2	6.50
La Victoria-Pitayo	2	2	0.50
Derivación a Angosturas-Ciénegas	2		2.37
Derivación a Angosturas-Cariguaraca	2	2	0.96
Alamor-Colorado	2	2	7.44
La Guatara-Pindal de Jujal	2	2	12.93
Saraguro-Tenta-Celen-Selva Alegre	2	2	25.48
Paquisha -Cumbe	2	2	4.70
Quillim-Piñán-Cañaro	2	2	2.66
Namarín-Tuncarta-Tambopamba-Oñacapac	2	2	9.00
Changaimina-Yasapa-Sacapalca	4	4	12.52
Derivación a Pucará	2		0.24
Selva Alegre-Llushapa	2	2	6.50
Cheguarpamba-Buena Vista	2	2	14.62
Buena Vista-Santa Rufina	2	2	11.90
Playas-El Naranjo-Casanga	2	2	8.72
Sanzanamá-Chiriguala-Canchinamaca	1/0	1/0	10.07
Mollepamba-Portete-Matala	2	2	5.33
Sacapalca-Las Huacas-Potrerillos-Pueblo Nuevo	2	2	9.30

Continua.....

Viene.....Tabla V.....

Quilanga-Yuranumi-Derivación a Loana	4	4	4.27
Consacola y Tuno	4	4	1.18
Nambacola-Palton y Guato	4	4	1.30
Piedra Grande y Yunga	2	2	2.11
Changaimina-Pillinuma	4	4	1.70
Derivación Al Naranjo	4	4	0.94
Macará-Mondala	2	2	4.00
Electrificación para Lobushco	2	2	1.45
Tablazo-El Tambo-Mirador de Paquisha	2	2	1.90
Yaramine-Tumbiaruma-Lobuhco	2	2	2.00
Cañi-Gualao	2	2	2.62
Derivación a Lancapa	2	2	0.82
Derivación a Sayo	2	2	1.46
Colorado-Ciano	2	2	7.76
Colorado-Vicentino	2	2	4.37
Tablerumi-Linderos	2	2	0.85
Santarun	2	2	2.94
TRIFASICAS A 4.16 KV			
18 de Noviembre	3#1/0	1/0	1.30
Bolívar	3#1/0	1/0	1.20



R = RECONECTADOR.

FIGURA Nº 1.2. SISTEMA DE DISTRIBUCION DE CATAMAYO

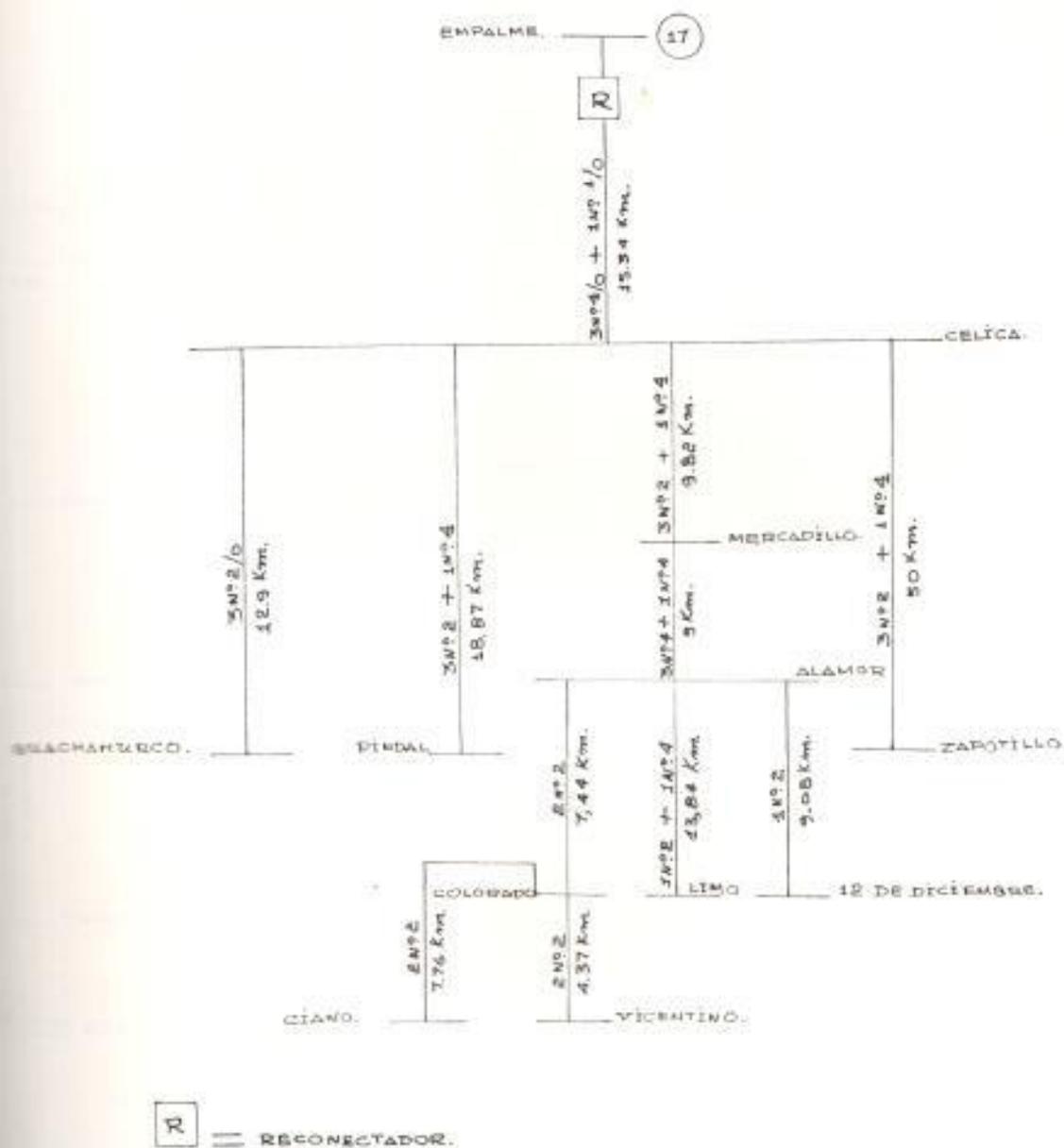


FIGURA N° 1.3. SISTEMA DE DISTRIBUCION DE EL EMPALME

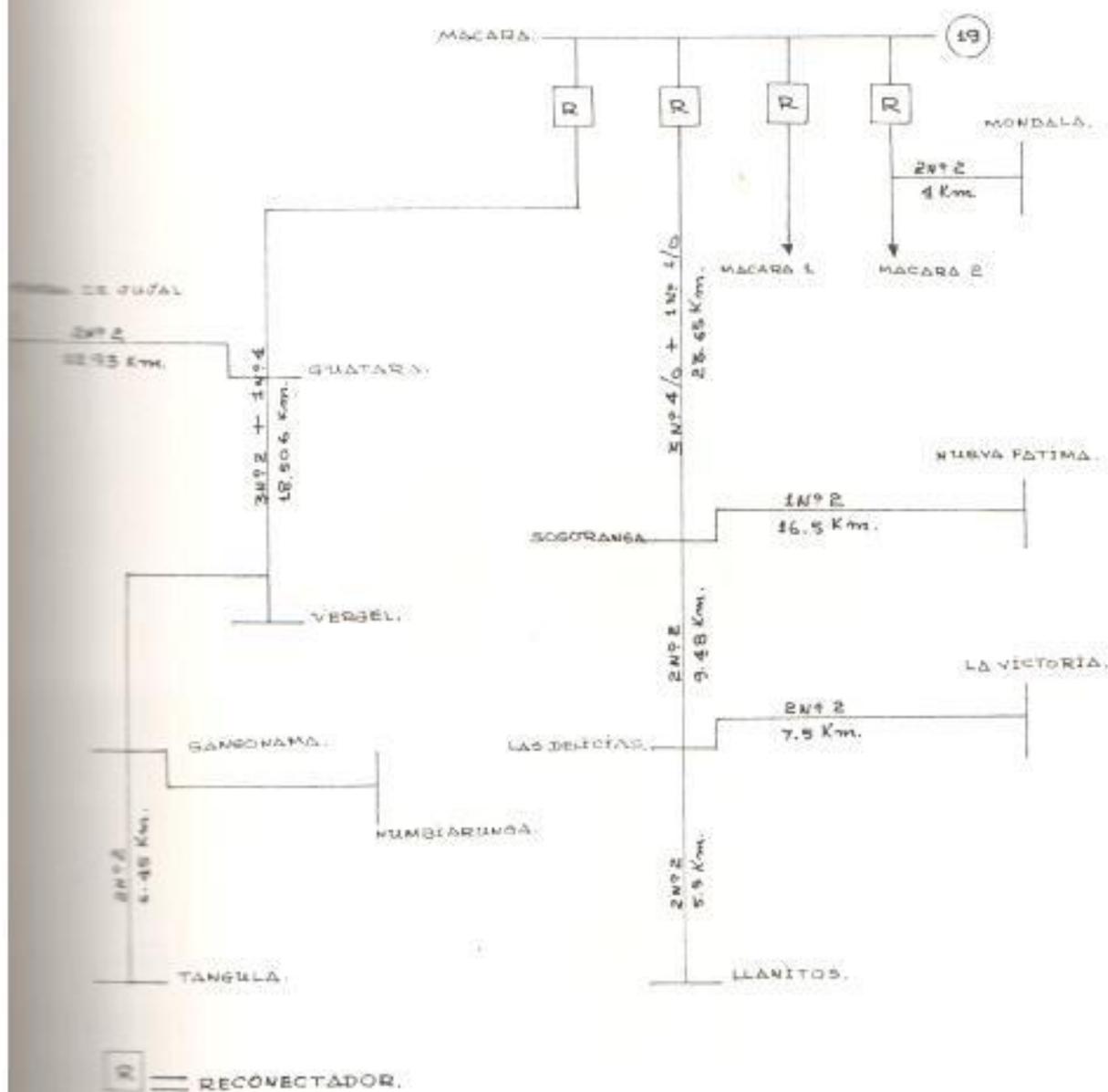


FIGURA Nº 1.4. SISTEMA DE DISTRIBUCION DE MACARA

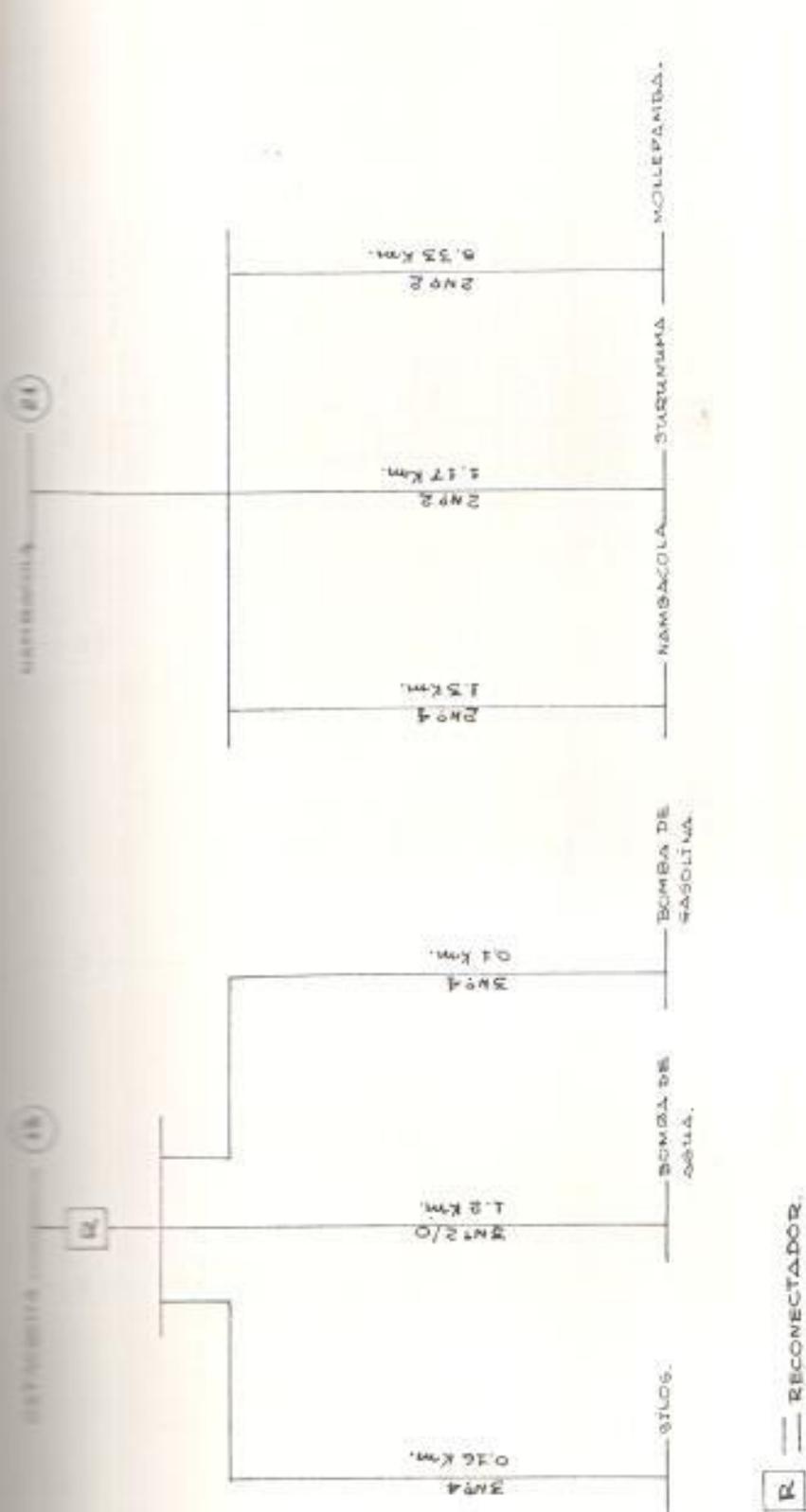


FIGURA N° 1.5. SISTEMA DE DISTRIBUCION DE CATACOCHA

FIGURA N° 1.6. SISTEMA DE DISTRIBUCION DE NAMBACOLA

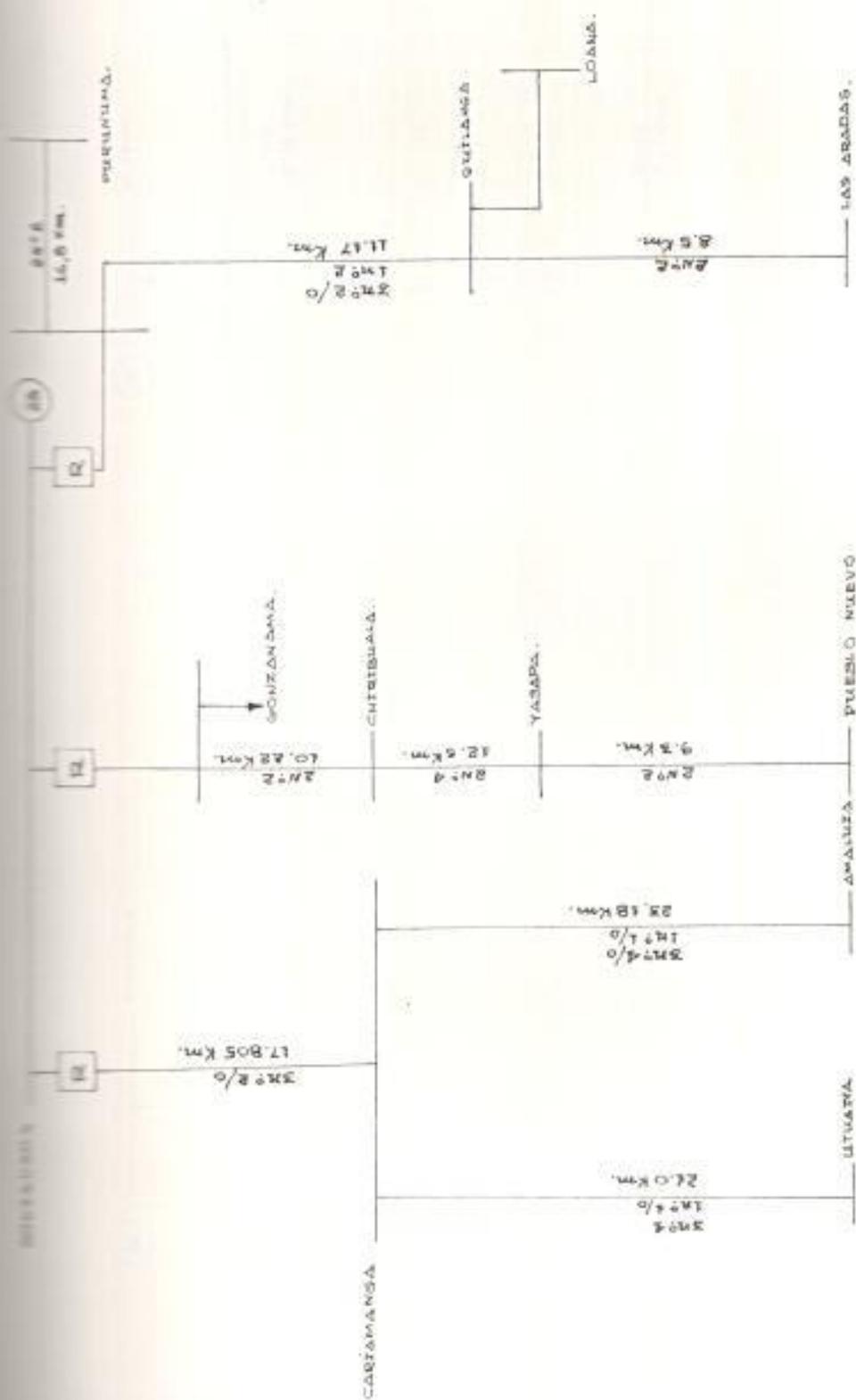


FIGURA N° 1.7. SISTEMA DE DISTRIBUCION DE GONZANAMA - CARIAMANGA

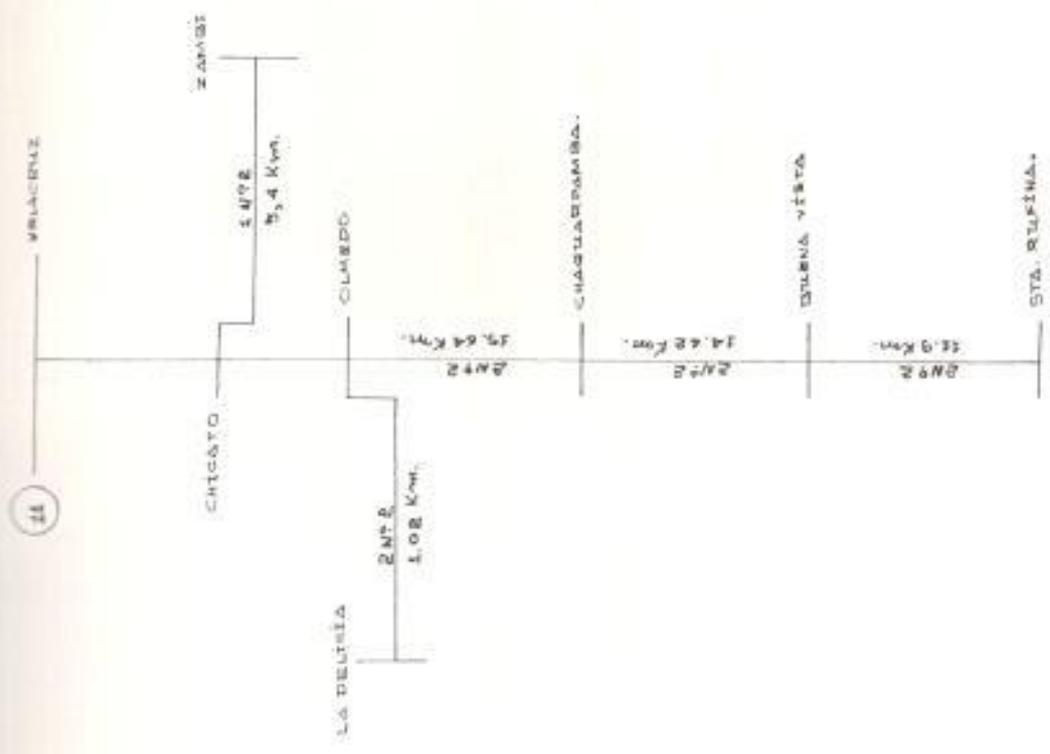


FIGURA No 1.8. SISTEMA DE DISTRIBUCION DE VELACRUZ

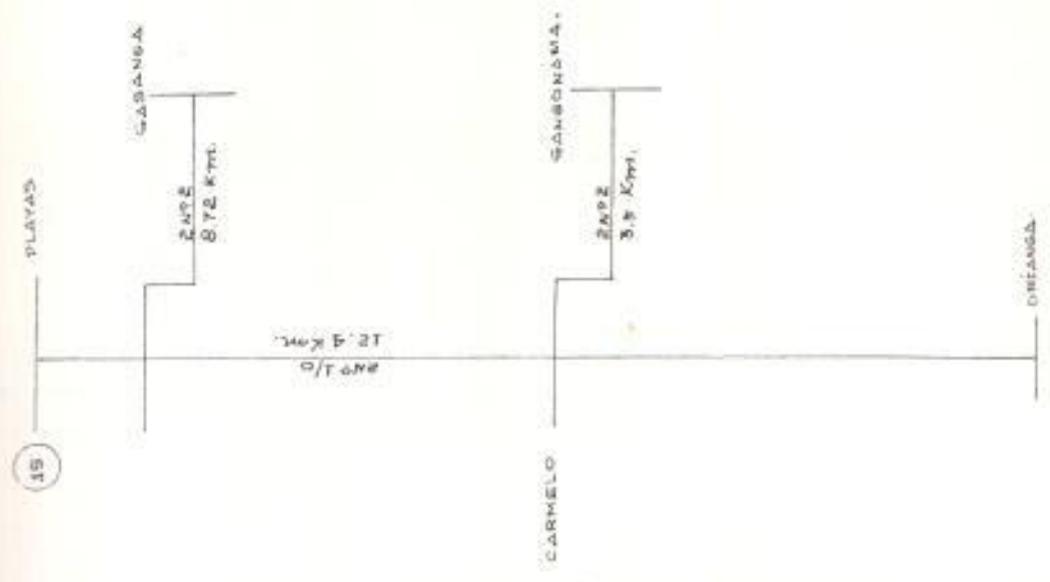


FIGURA No 1.9. SISTEMA DE DISTRIBUCION DE PLAYAS

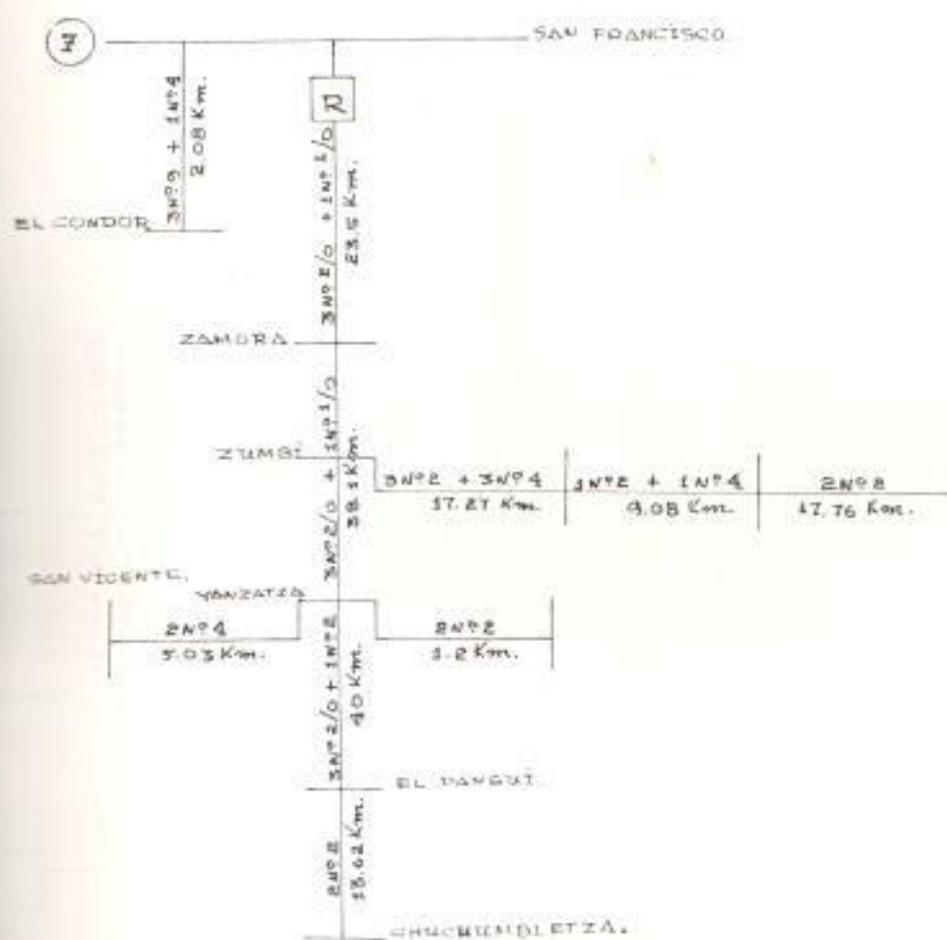


FIGURA N° 1.10.- SISTEMA DE DISTRIBUCION SAN FRANCISCO = ZAMORA

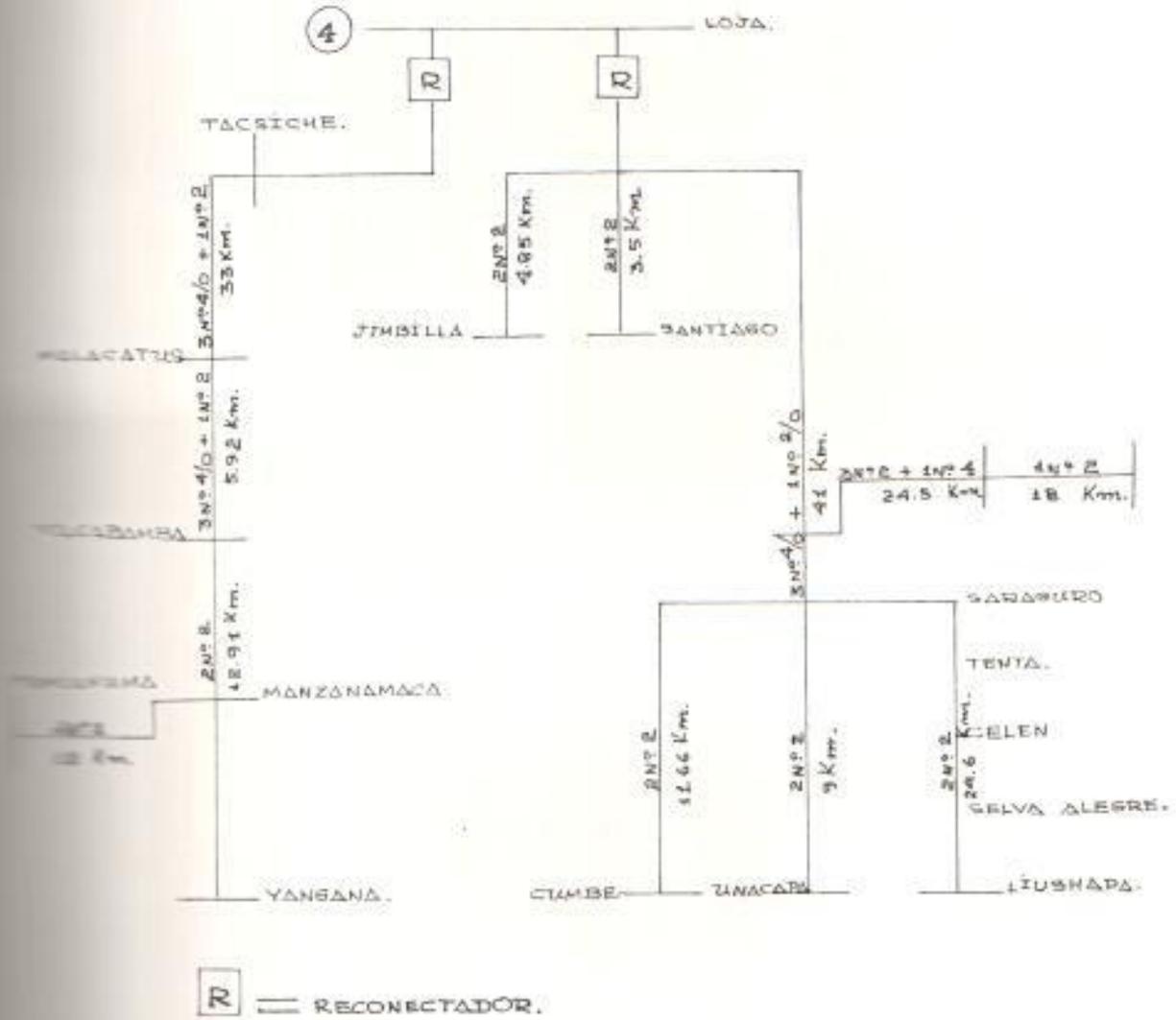


FIGURA N° 1.11.- SISTEMA DE DISTRIBUCION LOJA - SARAGURO - MALACATUS

1.1.2. Características de Carga

El Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional - Sur S.A., es de gran tamaño físico y poca carga, esto se debe a que su área de influencia geográfica es muy extensa con una densidad poblacional muy baja y un desarrollo industrial incipiente.

1.1.2.1. MAXIMA DEMANDA:

La máxima demanda del sistema se aproxima a los 14 MW y se produce a la hora pico (20h00).

1.1.2.2. DEMANDA MINIMA:

Es aproximadamente el 30 % de la demanda máxima y se produce desde las 00h00 y las 04h00. (Ver - tabla N° VI).

1.1.2.3. DEMANDA PROMEDIO:

Corresponde al 50 % de la demanda máxima.

1.1.2.4. FACTOR DE CARGA:

Este ha experimentado un pequeño incremento en el período 84-85, su valor es de 0.52.

1.1.2.5. TAZA DE CRECIMIENTO:

Este sistema es uno de los que mayor crecimiento tiene, observándose que los factores incidentes

TABLA N° VI

DEMANDAS MAXIMAS Y MINIMAS

REFERENCIAS: JUNIO DE 1.985

SUBESTACION	ALIMENTADORA	D E M A N D A (KW)			
		MIN	MAX	MIN ^h	MAX ^h
CATAMAYO	Catamayo	270	900	345	1149
	Malca-San Pedro	45	150	57	192
	Ballesteros	18	60	23	77
	E.E.R.S.S.A.	51	170	65	217
LOJA	Hospital	266	885	340	1130
	Cuarto Centenario	540	1800	690	2298
	Malacatus	129	430	165	549
	Saraguro	131	435	167	555
SAN CAYETANO	Sur	360	1200	460	1132
	Expreso(Norte)	360	1200	460	1132
CENTRO	18 de Noviembre	143	475	183	607
	Bolívar	102	340	130	434
SAN RAMON	Zamora	390	1300	498	1660
GONZANAMA	Cariamanga	138	460	176	587
	Gonzanamá	30	100	38	128
	Quilanga	24	80	31	102

Cont inua.....

Ene.....Tabla N° VI.

NAMBACOLA	Nambacola	14	80	31	102
VELACRUZ	Velacruz	24	80	31	102
PLAYAS	Playas	24	80	31	102
CATACOCCHA	Catacocha	69	230	88	294
MACARA	Macará 1	36	120	46	153
	Macará 2	33	110	42	140
	Vergel	30	100	38	128
	Sosoranga	30	100	38	128
EL EMPALME	El Empalme	195	650	249	830

* Datos proyectados a Junio de 1987, con una tasa del 13 % anual.

no son del tipo económico o demográfico. La política de la empresa de incorporar vastas zonas rurales al sistema ha determinado este crecimiento. En el período 84 - 85, la tasa de crecimiento es del 13 %.

Las características de carga han sido estimadas en base a las estadísticas de generación extraídas de los archivos de la empresa en el período 81 - 85, y sintetizadas en la siguiente tabla. (Ver tabla VII).

TABLA VII

AÑO	CARACTERISTICAS DE CARGA				REFERENCIA : DICIEMBRE		
	D. MAX (MW)	D. MED. (MW)	D. MIN. (MW)	DIA TIP. (KW-H)*	PROMEDIO DEM. MAX.	CRECIM. (%)	FACTOR CARGA
81	9.88	4.79	3.00	115.075	9.04		0.48
82	10.84	5.24	3.13	125.670	9.89	9.72	0.48
83	10.81	5.54	3.02	133.058	9.79	-0.20	0.51
84	12.01	6.16	3.98	147.775	11.27	11.10	0.51
85	13.58	7.01	4.62	168.152	12.90	13.07	0.52

* Día típico se determina a aquel que con mayor frecuencia experimenta demanda máxima.

** Demanda máxima del año 1.983, es menor que la del 82, debido al déficit de generación.

Las características de carga son calculadas con las siguientes ecuaciones:

$$\text{Demanda promedio} = \text{KW-H(Día Típico)}/24 \text{ horas}$$
$$\text{Prom. Dem. Max.} = \text{D max mensual}/30 \text{ días}$$
$$\text{Factor de carga} = \text{D Promedio}/\text{D.máxima.}$$

1.2. EXPANSION FUTURA

Para finales del año 1.987, se ha previsto la integración de la Empresa Eléctrica Regional Sur S.A., al Sistema Nacional de Interconectado, con lo cual, el sistema será capaz de satisfacer cualquier incremento de la demanda.

1.2.1. Características de carga

Las características de carga no experimentarán mayores cambios en vista de que no hay planes de desarrollo industrial a corto o mediano plazo.

1.2.2. Crecimiento de carga

De acuerdo a las obras complementarias a la interconexión con el S.N.I. (Sistema Nacional Interconec-

tado,) programadas para los años 86-87, se prevee la incorporación de vastas zonas rurales que mantendrán la tasa de crecimiento en el orden del 13%.

1.2.3. Crecimiento físico

Paralelo a la interconexión con el Sistema Nacional Interconectado, se ampliará la capacidad de la Subestación San Cayetano en 10.000 KVA, adicionalmente se construirá una subestación en Caríamanga similar a la de Macará. Para fines de interconexión, INECEL construirá una subestación de 138/69 KV de 40 MVA y dos circuitos a 69 KV de 1 y 2.3 Km., respectivamente.

C A P I T U L O I I

FALLAS

Los diseñadores de un sistema de potencia deben anticipar una variedad de situaciones que pueden interferir con la operación normal del sistema. Las condiciones anormales predominantes en los circuitos son fallas en líneas, líneas sobrecargadas y fallas en equipos. Disturbios atmosféricos e interferencia de personas y animales con el sistema son generalmente, las causas fundamentales de estas condiciones.

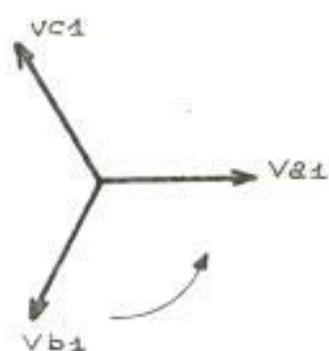
Fallas de líneas pueden ser causadas por fuertes vientos, los cuales rompen los conductores de las fases o une las ramas de árboles a las líneas. Animales trepadores (ardillas, monos, lagartijas), provocan fallas de línea-línea. En sistemas subterráneos, cables removidos por equipo caminero son causas predominantes de fallas. Los pararrayos pueden causar apertura de líneas o inicio de arcos entreconductores. Fallas de equipos pueden ser causados por pararrayos, deterioro de aislamiento, diseño inapropiado, instalación o aplicación.

2.1. ESTUDIOS PRELIMINARES AL CALCULO DE FALLAS

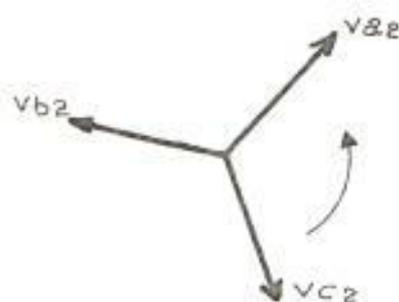
2.1.1. Componentes Simétricos

La utilidad del método de componentes simétricos es su habilidad para resolver problemas de sistemas polifásicos desbalanceados en términos de sistemas balanceados. El método es aplicado a cualquier número de fases.

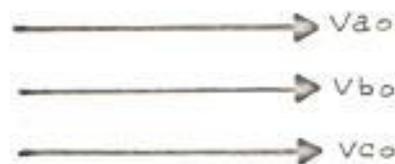
Los sistemas balanceados de fasores usados en análisis de componentes simétricos trifásicos son mostrados en la figura N° 2.1.



a. Secuencia Positiva



b. Secuencia negativa



c. SECUENCIA CERO

FIGURA N^o 2.1. COMPONENTES SIMETRICOS

- a. Componentes de secuencia positiva denotadas por el subíndice 1, consistente de tres fasores de igual magnitud de 120° de separación.
- b. Componentes de secuencia negativa, denotadas por el subíndice 2, consistentes de tres fasores de igual magnitud y 120° de separación y tiene una secuencia de fase opuesta a aquella de los fasores originales.
- c. Componentes de secuencia cero, denotadas por el subíndice 0 consistente de tres fasores de igual magnitud y 360° ó 0° de separación.

2.1.1.1. RELACIONES ENTRE COMPONENTES SIMETRICOS Y CANTIDADES FASORIALES:

Para transformar de componentes simétricas a can

tidades fasoriales, las siguientes relaciones son usadas.

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \\ V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \end{aligned} \quad (2.1)$$

Pero las cantidades del lado derecho de las ecuaciones N^o 2.1., no son todas independientes.

Por ejemplo:

$$\begin{aligned} V_{b1} &= a^2 V_{a1} \\ V_{b2} &= a V_{a2} \\ V_{b0} &= V_{a0} \\ V_{c1} &= a V_{a1} \\ V_{c2} &= a^2 V_{a2} \\ V_{c0} &= V_{a0} \end{aligned}$$

Donde:

$$\begin{aligned} a &= 1 \angle 120^\circ \\ a^2 &= 1 \angle 240^\circ \end{aligned}$$

Sustituyendo estas ecuaciones en las relaciones 2.1., tenemos:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0}$$

o escrito en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Para transformar de cantidades fasoriales a componentes simétricas, las siguientes ecuaciones son usadas:

$$V_{a1} = 1/3 (V_a + aV_b + a^2V_c)$$

$$V_{a2} = 1/3 (V_a + a^2V_b + aV_c)$$

$$V_{a0} = 1/3(V_a + V_b + V_c)$$

Escrito en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

2.1.2. Cantidades por unidad

Los cálculos en sistemas eléctricos de potencia que involucran dos o más niveles de voltaje son simplificados con el método de cálculo pu. Algunas razones para su uso son:

- a. Cuando un elemento de circuito en un sistema eléctrico de potencia de varios niveles de voltaje, tal como una línea de transmisión, el valor ohmico variará con el cuadrado de la relación de niveles de voltaje cuando uno se mueve de un nivel a otro. Expresando las impedancias en pu en la base apropiada se elimina este problema.
- b. Los fabricantes de equipos y maquinarias usualmente especifican las impedancias en % o p.u.
- c. Estudiando el rendimiento de un sistema, la importancia comparativa de los valores de factores tales como voltaje y corriente es mejor apreciada en el sistema p.u. Aquí las corrientes base son frecuentemente relacionadas a condiciones de plena carga.

Un valor de 1.2 p.u., nos indica una sobrecarga del 20%, mientras que una corriente de 100 amperios podría ser

condición de sobrecarga en una parte del circuito y - carga mínima en otra parte del circuito.

Las tensiones, corrientes, KVA y reactancias están - relacionadas entre sí, de tal forma que la elección de valores base para dos cualesquiera determina - los valores base de las otras dos. Si se especifica los valores base de voltaje y potencia (KVA), pueden ser de terminados los valores base de corriente e impedancia - con las siguientes relaciones:

$$I_{\text{base}} = \text{KVA}_{1\phi} \text{ base} / \text{KV}_{\text{LN}} \text{ base} \quad (2.4)$$

$$Z_{\text{base}} = V_{\text{LN}} \text{ base} / I_{\text{base}} = (V_{\text{LN}} \text{ base}) (\text{KV}_{\text{LN}} \text{ base}) / \text{KVA}_{1\phi} \text{ base} \\ \text{base} = (\text{KV}_{\text{LN}} \text{ base})^2 / \text{MVA}_{1\phi} \text{ base} \quad (2.5)$$

Los datos se dan normalmente como KVA totales trifásicos y KV entre líneas. La corriente base y la impedancia base pueden calcularse directamente a partir de los valores trifásicos base.

$$I_{\text{base}} = \text{KVA}_{3\phi} / \sqrt{3} \text{ KV}_{\text{LL}} \text{ base} \quad (2.6)$$

$$Z_{\text{base}} = (\text{KV}_{\text{LL}} \text{ base})^2 / \text{MVA}_{3\phi} \text{ base} \quad (2.7)$$

Para transformar valores reales a p.u., se utilizan - las siguientes ecuaciones:

$$V_{pu} = \frac{V \text{ real}}{V \text{ base}} \quad (2.8)$$

$$I_{pu} = I \text{ real}/I \text{ base} \quad (2.9)$$

$$Z_{pu} = Z \text{ real}/Z \text{ base} \quad (2.10)$$

$$KVA_{pu} = Z \text{ real}/Z \text{ base} \quad (2.11)$$

2.1.2.1. SELECCION DE LA BASE PARA LOS VALORES p.u.:

En la mayoría de los sistemas eléctricos - de potencia, los voltajes nominales en las líneas de transmisión son conocidos, si es tos voltajes son escogidos como voltajes ba se, una elección arbitraria para KVA base fijará la I base, Z base e Y base. Para nues tro estudio se eligió una KVA = 5.000.

2.1.2.2. CAMBIO DE BASE PARA LOS VALORES p.u.:

Dado que todas las impedancias de cualquier sis tema tienen que ser expresadas respecto a la mis ma impedancia base, al hacer los cálculos, es - preciso tener un medio para pasar las impedan-

cías por unidad de una base a otra. Sustituyendo la expresión de la impedancia base dada por la ecuación N° 2.7., en la ecuación N° 2.10., tenemos:

$$Z_{pu \text{ nuevo}} = Z_{pu \text{ dado}} \left(\frac{KV \text{ base dado}}{KV \text{ base nuevo}} \right)^2 \frac{(MVA \text{ base nuevo})}{(MVA \text{ base dado})} \quad (2.12)$$

En base a este criterio procedemos a expresar las impedancias de generadores y transformadores a una base común (Ver tablas II, III, VII, IX y XII).

2.2. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

En el análisis de fallas, las redes de secuencia son derivadas para cada situación particular. La aplicación de estas ideas a sistemas físicos requiere un conocimiento cabal de la impedancia actual a cada una de las redes de secuencia. Esto quiere decir que cada componente del sistema de potencia: líneas, máquinas, transformadores y cargas deben ser analizados para determinar la impedancia de cada uno de ellos al flujo de corrientes de secuencia positiva, negativa y cero.

2.2.1. Impedancias de secuencia de generadores

Nuestra discusión se orientará a las máquinas sincr \acute{o}

nicas de eje directo que es el tipo de máquina al que pertenecen los generadores de EERSSA.

2.2.1.1. REACTANCIA SINCRÓNICA DE EJE DIRECTO x_d :

Si aplicamos corrientes de secuencia positiva a la armadura de una máquina síncrona con el circuito de campo abierto y el devanado de campo rotando a la velocidad síncrona con el eje directo alineado con la FMM como se muestra en la figura N° 2.2. Bajo estas condiciones, los enlaces de flujo de una fase de armadura por amperio de corriente de armadura es la inductancia que multiplicada por la frecuencia angular constituye la reactancia transiente de eje directo x_d .

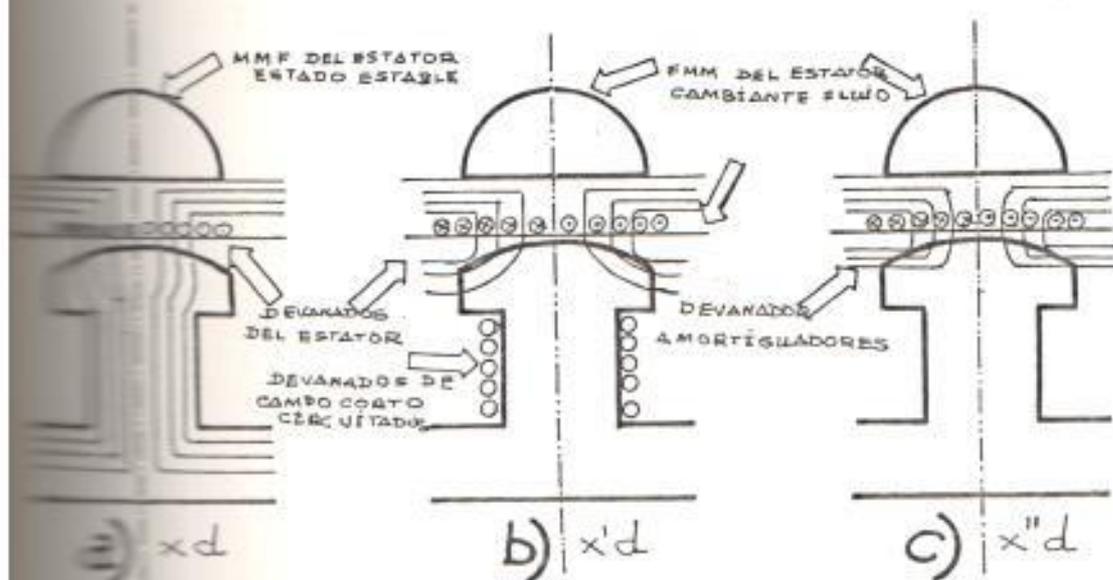


FIGURA N° 2.2. TRAYECTORIAS DE FLUJO SINCRÓNICO,BAJO CONDICIONES TRANSIENTES.-

2.2.1.2. REACTANCIA TRANSIENTE DE EJE DIRECTO $x'd$:

Esta reactancia transiente es determinada bajo la misma condición del rotor para reactancia sin crónica de eje directo, la única diferencia radica en el hecho que ella es medida inmediatamente después de la aplicación súbita del voltaje. El establecimiento súbito de flujo a través del en trehierro es obstaculizado por el establecimiento de una corriente en el devanado de campo ten diendo a mantener los enlaces de flujo de los de vanados de campo en cero. Ver figura N° 2.2.b. El único flujo establecido, es aquel que no se enlaza con el devanado de campo y es pequeño, por lo tanto $x'd = x_d$. En análisis de fallas $x'd = x_1$.

2.2.1.3. REACTANCIA SUBTRANSIENTE DE EJE DIRECTO $x''d$:

La inductancia subtransiente es definida con el campo cortocircuitado y con voltajes de secuencia positiva aplicados subitamente en $t = 0$ al estator, bajo estas condiciones los enlaces de flujo proporcionan la inductancia subtransiente que multiplicada por la frecuencia angular (ω) - nos dan la reactancia subtransiente de eje di recto $x''d$.

2.2.1.4. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA NEGATIVA:

Si voltajes de secuencia negativa son aplicados a los devanados del estator de una máquina sincrónica con los devanados de campo cortocircuitados y el rotor girando a velocidad sincrónica, las corrientes en el estator ven la impedancia de secuencia negativa de la máquina. Kimbark define la impedancia de secuencia negativa igual a la reactancia subtransiente $X_2 = x''_d$.

2.2.1.5. IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO:

Si corrientes de secuencia cero son aplicados al estator no hay una FMM giratoria sino solamente un campo estacionario pulsante. La autoinductancia en este caso es pequeña y no es afectada por el movimiento del rotor. El campo pulsante es opuesto por corrientes inducidas en el circuito del rotor y muy poco flujo es establecido en el entrehierro tal que L_0 y por consiguiente $X_0 \leq 0.6 X''_d$. Valores típicos de reactancias de máquinas sincrónicas son dados en la tabla N° VIII.

(Ver tabla N° VIII, en la siguiente página).

TABLA N° VIII

CONSTANTES TÍPICAS DE MÁQUINAS SINCRÓNICAS

	TURBOGENERADORES			GENERADOR HIDRAULICO CON AMORTIGUADORES.°		
	BAJO	PROMEDIO	ALTO	BAJO	PROMEDIO	ALTO
X_d''	0.95	1.10	1.45	0.60	1.12	1.42
X_d'	0.12	0.23	0.28	0.20	0.37	0.50
X_2	0.07	0.12	0.17	0.13	0.24	0.35
X_0	0.07	0.14	0.21	0.17	0.32	0.40
X_1	0.07	0.12	0.17	0.13	0.24	0.35
X_2	0.01		0.10	0.02		0.21

X_d'' varía de 0.15 a 0.6 X_d' dependiendo del tipo de devanado

Para generadores hidráulicos sin amortizadores X_0 es igual, pero:

$$X_1 = 0.85 X_d'; X_2 = X_d'$$

Referencia: Teoría de máquinas sincrónicas por Kimbark

Con los valores de impedancias de secuencia de máquinas sincrónicas se construye el circuito eléctrico equivalente del generador para las secuencias positiva, negativa y cero.

Por carecer la Empresa Eléctrica Regional Sur S.A., de los parámetros de sus grupos de generación, se estableció relaciones con grupos instalados de igual capacidad y características en Milagro, Babahoyo y Santa Elena, obteniéndose los datos mostrados en la tabla IX, la misma que está en la siguiente página.

Para mayor precisión en los resultados, no depreciamos el valor de las resistencias de los devanados, el cual asumimos con un valor de 0.02 P.U., en base propia (Estos datos han sido obtenidos del libro Transmisión y Distribución de la Westinghouse, página 189, ver tabla N° 4).

TABLA Nº 18

CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS DE GRUPOS DE GENERACIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.

CENTRAL	GRUPOS	CAPACIDAD (KVA)	VOLTAJE (KV)	MVA base propia (P.U.)				5 MVA base (P.U.)					
				$r_1=r_2=r_0$	X_d	$X'd=X_1$	$X''d-x_2$	X_0	$r_1=r_2=r_0$	X_d	X_1	X_2	X_0
C	1-2	1600	13.8	0.02	1.12	0.27	0.15	0.08	0.06	3.5	0.84	0.47	0.25
A	3	1425	13.8	0.02	1.05	0.24	0.15	0.08	0.07	3.68	0.84	0.52	0.28
T	4-5	3250	4.16	0.02	1.00	0.22	0.14	0.08	0.03	1.54	0.33	0.21	0.12
A	6-7	3600	13.8	0.02	0.95	0.22	0.14	0.07	0.03	1.32	0.31	0.19	0.1
M	8-9-10	3125	4.16	0.02	0.90	0.21	0.14	0.07	0.03	1.44	0.34	0.22	0.11
S	1-2*	750	2.3	0.02	1.15	0.32	0.22	0.06	0.13	7.67	2.13	1.47	0.4
N	3*	1500	2.3	0.02	1.05	0.24	0.15	0.08	0.07	3.5	0.8	0.49	0.27

* Se utilizó los valores típicos dados por Kimbark en la tabla Nº VIII.-

2.2.2. Impedancias de secuencias de transformadores

El próximo elemento de impedancia en un Sistema eléctrico de potencia es el transformador de subestación. Un circuito equivalente por unidad para un transformador de dos devanados es mostrado en la figura N° 2.3. Los términos P y S se refieren a los devanados de alta y baja tensión del transformador r_p y r_s son resistencias y X_p y X_s son reactancias de dispersión en los devanados primario y secundario respectivamente, $R_h + e$ es la resistencia causada por histéresis y corrientes de Eddy en el entrehierro y X_m es la reactancia mutua entre los dos devanados. La corriente que fluye a través de $R_h + e$ y X_m es la corriente excitatriz del transformador y es usualmente pequeña en comparación a su corriente de plena carga, por esta razón, la impedancia excitatriz es despreciada y el circuito equivalente se simplifica (Ver figura N°2.3.b). Este circuito es útil para calcular corrientes de falla. El término Z_{ps} es la impedancia de dispersión del transformador, llamada también impedancia de cortocircuito del transformador y puede ser medida aplicando un voltaje a un devanado del transformador con el otro devanado cortocircuitado.

Para cálculo de corrientes de falla en un sistema eléctrico de potencia que involucra transformadores, las impedan

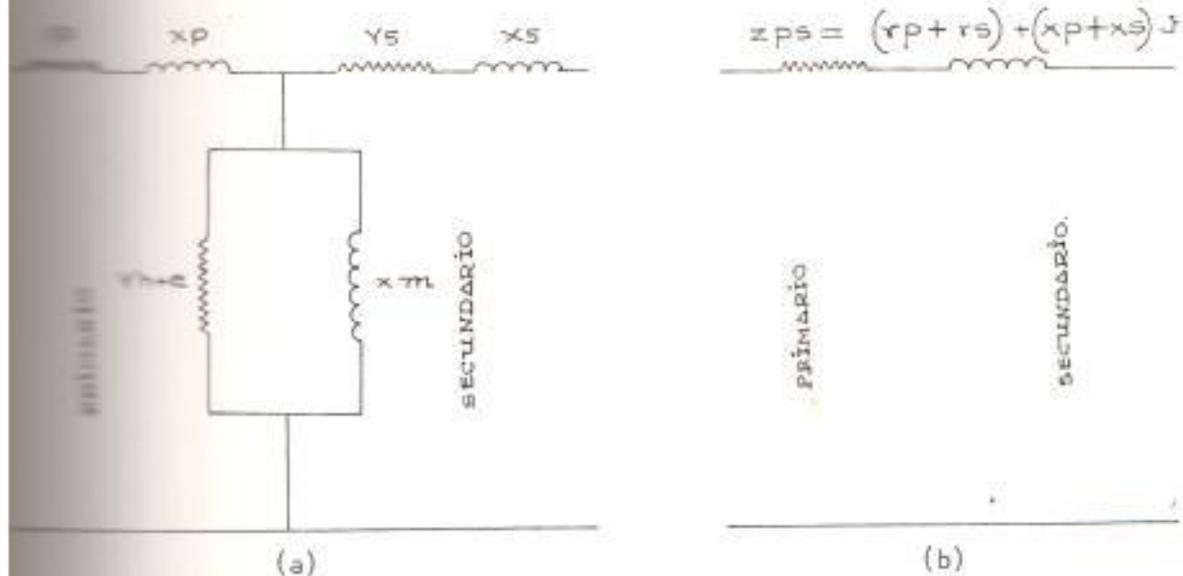
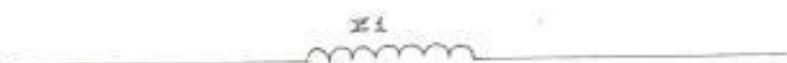


FIGURA N° 2.3. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR

cias de secuencia de los mismos debe ser incluida en la impedancia del sistema. La impedancia de secuencia positiva de un transformador trifásico balanceado o tres transformadores monofásicos idénticos es la impedancia presentada a las corrientes de secuencia positiva. Si un transformador es cortocircuitado en un devanado y energizado por una corriente de secuencia positiva en el otro, el voltaje línea - tierra, en los terminales del generador dividido para la corriente de la fase alimentada, será la impedancia de secuencia positiva. Por tratarse de un elemento pasivo, las impedancias de secuencia positiva y negativa del transformador son iguales $Z_1 = Z_2$. Ver figura N° 2.4., en la página siguiente.



$$Z_1 = Z_2 = Z_{ps}$$

FIGURA N° 2.4.-IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE TRANSFORMADORES.

La impedancia de secuencia cero que presenta un transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos idénticos depende de la conexión del transformador.

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR		CIRCUITO EQUIVALENTE SECUENCIA CERO	VISTA DEL LADO DE CARGA
ORIGEN	CARGA		
			$Z_0 = Z_1$
			$Z_0 = Z_1 + 3Z_L$

FIGURA N° 2.5.- CIRCUITO EQUIVALENTE DE SECUENCIA CERO PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS Y BANCOS TRIFÁSICOS DE TRANSFORMADORES.

La figura N^o 2.5., muestra las dos conexiones que presentan impedancia de secuencia cero.

2.2.2.1. IMPEDANCIAS DE TRANSFORMADORES DE TRES DEVANADOS:

La impedancia de cada arrollamiento de un transformador de tres devanados puede venir dado en $\%$ o P.U., sobre base del valor de régimen de su propio arrollamiento, o pueden realizarse ensayos para determinar las impedancias. En cualquier caso todas las impedancias P.U., en el diagrama de impedancias deben expresarse respecto a los mismos KVAbase.

Pueden medirse tres impedancias por el ensayo normal de cortocircuito.

Z_{ps} = Impedancia de dispersión medida en el primario con el secundario en cortocircuito y el terciario en circuito abierto.

Z_{pt} = Impedancia de dispersión, medida en el primario con el terciario en cortocircuito y el secundario abierto.

Z_{st} = Impedancia de dispersión medida en el secundario con el terciario en cortocircuito y el primario en circuito abierto.

Si las tres impedancias medidas en ohmios se refieren a la tensión de uno de los devanados. La teoría de los transformadores demuestra que las impedancias de cada devanado por separado referidas al mismo devanado, están relacionados con los medidos en la forma siguiente:

$$Z_{ps} = Z_p + Z_s \quad (2.13)$$

$$Z_{pt} = Z_p + Z_t \quad (2.14)$$

$$Z_{st} = Z_s + Z_t \quad (2.15)$$

En los que Z_p , Z_s y Z_t son las impedancias de los devanados primarios, secundarios y terciarios referidos al circuito primario. Si Z_{ps} , Z_{pt} y Z_{st} son las impedancias medidas referidas al circuito primario. Resolviendo las ecuaciones N^o 2.13., 2.14 y 2.15., se tiene:

$$Z_p = 1/2(Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}) \quad (2.16)$$

$$Z_s = 1/2(Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}) \quad (2.17)$$

$$Z_t = 1/2(Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps}) \quad (2.18)$$

Las impedancias de los tres arrollamientos están conectados en estrella para representar el circuito equivalente monofásico del -

transformador de tres devanados despreciando la corriente magnetizante.

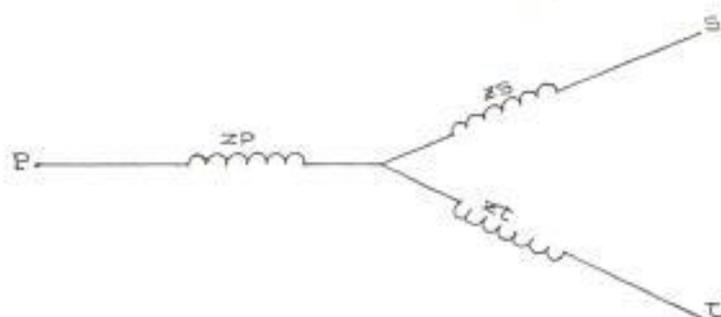


FIGURA N° 2.6.- CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS.

Las impedancias de secuencia positiva y negativa se las determina siguiendo el mismo procedimiento descrito para los transformadores de dos devanados. Las impedancias de secuencia cero igualmente dependen del tipo de conexión del transformador y puede aplicarse el mismo criterio que nos dá la figura N° 2.5. , para determinar el valor de Z_0 .

2.2.3. Impedancia de líneas

Los parámetros del circuito que influyen en el valor de la impedancia de una línea de transmisión son: calibre - material y espaciamiento entre conductores.

2.2.3.1. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LINEAS:

Una línea de transmisión es un elemento pasivo y si presenta transposición en figura N° 2.7., tiene impedancias idénticas al flujo de corrientes en cada una de las fases. Además, la secuencia de fases del voltaje aplicado no difiere en vista de que las caídas de voltaje son las mismas para secuencia positiva y negativa, por consiguiente las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales.

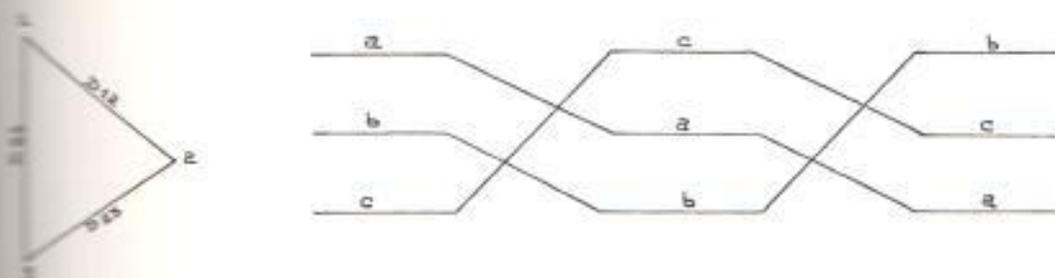


FIGURA N° 2.7.- CICLO DE TRANSPOSICION

$$Z_1 = Z_2 = (R_1 + jX_1)S \quad \Omega/\text{fase} \quad (2.19)$$

Donde:

R_1 = resistencia a corrientes de secuencia positiva de cada fase en Ω / unidad de longitud.

X_1 = reactancia a corrientes de secuencia positiva de cada fase en Ω / unidad de longitud.

S = longitud de línea

La resistencia R_1 es simplemente la resistencia de un conductor o un grupo de conductores por fase. Usualmente viene en tablas como función del tamaño del conductor y de la temperatura.

Para un conductor con retorno por tierra tenemos:

$$X_1 = 0.2794 \log_{10} \text{DMG/RMG} \quad \text{ohmios/milla} \quad (2.20)$$

Donde:

$\text{DMG} = (D_{12} D_{23} D_{31})^{1/3}$ = distancia media geométrica entre conductores y depende del tipo de estructura

tura usada en las líneas de transmisión. En la tabla N° X, se dan las DMG para las estructuras en las L/T de la Empresa Eléctrica - Regional Sur S.A.

RMG es el radio medio geométrico del conductor y viene dada en tablas para diferentes tipos de conductores.

TABLA N° X

DMG DE CONDUCTORES MONTADOS EN ESTRUCTURAS USADAS POR LA EMPRESA
ELECTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.

E S T R U C T U R A			D M G (PIES)		
13.8 KV	22 KV	69 KV	13.8 KV	22 KV	69 KV
SC	AH	SR-25	9.709	8.462	12.595
SRE	BH	SI	9.709	8.462	14.465
S	DRH	S	5.579	8.462	7.938
PA	A-30°	HR	5.379	5.674	8.462
A-30°	S-5°	HS	4.33	5.609	8.462
S-10°	A-60°	A-90°	4.494	4.658	13.218
A-60°			4.986		
A-30°			4.854		
HT			5.576		

2.2.3.2. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO DE LINEAS:

La impedancia de secuencia cero de una línea con retorno por tierra viene dado por la ecuación:

$$Z_0 = (r_a + 0.286) + j 0.364 \ln D_e/D_{aa} \text{ ohm/milla/ fase} \quad (2.21)$$

Donde:

r_a = resistencia del conductor por unidad de longitud.

$$D_{aa} = (DMG)^{2/3} (RMG)^{1/3}$$

D_e = constante física y es función de la resistividad del suelo.

TABLA N° XI

D_e PARA VARIAS RESISTIVIDADES DEL SUELO A 60 Hz

CONDICION DE RETORNO POR TIERRA.	RESISTIVIDAD (ρ)	D_e (pies)
Agua de mar	0.01-1.0	27.9 - 279
Tierra pantanosa	10.0 -100.0	882 -2190
Tierra medio húmeda	100	2790
Tierra seca *	1000	8820
Cantera Pura	10^7	882.000
Piedra arenísea	10^9	8'820.000

*Para cálculos de nuestro estudio se escogieron estos valores.-

En base a los criterios esbozados a partir de 2.2.3., y con el uso de las ecuaciones (2.7), (2.10), (2.19), (2.20) y (2.21), y las tablas N^o VI y VII, procedemos a determinar los parámetros de las líneas de subtransmisión y distribución de la Empresa Eléctrica Regional Sur S.A., sintetizados en la tabla N^o XII.

2.3. REDES DE SECUENCIA

El objeto de obtener los valores de las impedancias de secuencia de un sistema eléctrico de potencia es hacer posible la construcción de las redes de secuencia de todo el sistema.

2.3.1. Redes de secuencia positiva y negativa

Los generadores y motores síncronos trifásicos tienen tensiones internas solamente de secuencia positiva, ya que están proyectados para generar tensiones equilibradas. En razón de que las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales en un sistema simétrico estático, la conversión de una red de secuencia positiva o una red de secuencia negativa se realiza cambiando si es necesario solamente las impedancias que representan máquinas giratorias y omitiendo las F.E.M. Las fuerzas electromotrices -

TABLA XII
CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN
Y DISTRIBUCIÓN

LÍNEA	LONG (MILL)	CANTIDAD	MATERIA	ESTRUCTURA	RMG	DMG	Z ₁ -Z ₂ (P.U)		Z ₀ (P.U)	
							D mín.	D máx.	D mín.	D máx.
ELACRUZ	16.47	2/0	ACSR	SR-25, 31, 5	0,051	11,681	0,012+0,028 j	0,019+0,016 j	0,047+0,048 j	0,002+0,009 j
CETACUCHA	5.28	2/0	ACSR	SR-25, 31, 5	0,051	11,681	0,004+0,009 j	0,005+0,009 j	0,006+0,019 j	0,001+0,004 j
TILVAS	6.28	2/0	ACSR	SR-25, 31, 5	0,051	11,681	0,008+0,006 j	0,006+0,004 j	0,004+0,022 j	0,008+0,022 j
SHOALME	18.40	2/0	ACSR	SR-25, 31, 5	0,051	11,681	0,014+0,019 j	0,017+0,018 j	0,019+0,065 j	0,023+0,065 j
METADA	19.32	2/0	ACSR	SR-25, 31, 5	0,051	11,681	0,014+0,019 j	0,018+0,019 j	0,020+0,065 j	0,024+0,042 j
LOPE	11.12	4/0	ACSR	NR, NR	0,0081	8,462	0,005+0,010 j	0,009+0,019 j	0,010+0,039 j	0,010+0,039 j
RAMBACOLA	7.46	2/0	ACSR	S, S1, NR	0,0091	10,288	0,004+0,007 j	0,007+0,007 j	0,008+0,027 j	0,009+0,027 j
POYANGAMA	11.13	2/0	ACSR	S, S1, NR	0,0091	10,288	0,005+0,011 j	0,007+0,011 j	0,012+0,040 j	0,014+0,040 j
PERUANGAMA	11.06	2/0	ACSR	S, S1, NR	0,0091	10,288	0,006+0,014 j	0,010+0,026 j	0,027+0,078 j	0,033+0,087 j
SAN RAMON	9.94	2/0	CH	AN, BA, D, R	0,0070	8,442	0,007+0,008 j	0,012+0,008 j	0,024+0,034 j	0,029+0,034 j
RAMORA	14.61	2/0	ACSR	Δ30°, 55°	0,0061	5,643	0,007+0,028 j	0,015+0,018 j	0,026+0,075 j	0,031+0,075 j
TAVATEA	23.48	2/0	ACSR	Δ30°, 55°	0,0061	5,643	0,013+0,028 j	0,018+0,027 j	0,020+0,083 j	0,028+0,083 j
EL PANUELO	24.84	2/0	ACSR	Δ30°, 55°	0,0061	5,643	0,014+0,027 j	0,020+0,027 j	0,025+0,090 j	0,033+0,090 j
SHAYETIMO	0.99	4/0	ΔΔΔC	S 5°-510°	0,0067	4,917	0,011+0,077 j	0,012+0,076 j	0,029+0,089 j	0,020+0,084 j
TRILLA	9.53	4/0	ACSR	SC, 3RE	0,0084	9,712	0,011+0,019 j	0,018+0,025 j	0,023+0,083 j	0,022+0,083 j
LOPE	11.04	2/0	ACSR	S, 3RE	0,0081	9,823	0,009+0,022 j	0,019+0,022 j	0,027+0,077 j	0,032+0,077 j
DELIANGA	6.94	2/0	ACSR	3RE-PN-Δ30°	0,0087	9,473	0,022+0,018 j	0,013+0,018 j	0,021+0,077 j	0,025+0,057 j
SAN PEDRO	6.15	2/0	ACSR	3RE-PN-Δ30°	0,0087	9,473	0,014+0,010 j	0,015+0,010 j	0,021+0,064 j	0,021+0,064 j
SOSORANGA	14.70	4/0	ACSR	3RE, SC	0,0084	9,712	0,028+0,032 j	0,026+0,032 j	0,022+0,089 j	0,033+0,089 j
EL VERDEAL	11.50	2	ACSR	3RE-PN-SC	0,0048	8,222	0,022+0,028 j	0,010+0,028 j	0,021+0,049 j	0,037+0,049 j
AMALIA	14.41	4/0	ACSR	3RE, SC	0,0084	9,712	0,048+0,025 j	0,024+0,028 j	0,026+0,084 j	0,032+0,084 j
YTHANA	13.06	4/0	ACSR	3RE, SC	0,0084	9,712	0,033+0,029 j	0,020+0,029 j	0,021+0,089 j	0,030+0,089 j
YOCANGAMA	24.19	4/0	ACSR	Δ30°, 55°	0,0091	7,921	0,028+0,019 j	0,036+0,046 j	0,049+0,152 j	0,047+0,152 j
SERABURO	25.46	4/0	ACSR	3RE, SC	0,0084	9,712	0,029+0,078 j	0,036+0,075 j	0,029+0,233 j	0,027+0,235 j
1	0.62	266	ACSR	S	0,0027	12,398	0,000+0,000 j	0,000+0,000 j	0,004+0,009 j	0,007+0,009 j
2	1.43	266	ACSR	S	0,0027	12,398	0,000+0,000 j	0,000+0,000 j	0,001+0,001 j	0,004+0,004 j
CENTRO	0.50	2/0	ACSR	Δ30°, 55°	0,0061	5,643	0,007+0,043 j	0,004+0,044 j	0,009+0,082 j	0,0035+0,092 j

DMG. EN CADA LÍNEA SE DETERMINÓ PROMEDIANDO LOS DMG DE LOS CONDUCTORES PARA LAS DIFERENTES ESTRUCTURAS USADAS EN CADA UNA DE LAS ALIMENTADORAS.

AQUÍ SOLO SE HAN DETERMINADO LOS PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS TRIFÁSICAS DE LONGITUDES SIN TRONCALES, DATOS NECESARIOS PARA NUESTRO ESTUDIO DE SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN A NIVEL DE SUBESTACIONES.

se suprimen bajo la hipótesis de que las tensiones generadas son equilibradas y en ausencia de tensiones de secuencia negativa inducidas por fuentes exteriores.

Las redes de secuencia positiva y negativa de cada uno de los elementos del sistema: generadores, transformadores - de S/E y líneas se intercalan para obtener las redes de secuencia positiva y negativa del sistema como pueden observarse en las figuras N^o 2.8., 2.9., 2.10., y 2.11.

2.3.2. Redes de secuencia cero

Un sistema trifásico funciona como monofásico en lo que a las corrientes de secuencia se refiere, ya que las corrientes de secuencia cero tienen el mismo valor absoluto e igual fase en cualquier punto en todas las fases del sistema. Por consiguiente, las corrientes de secuencia cero circularán solamente si existe un camino de retorno por el cual pueda completarse el circuito. La referencia para las tensiones de secuencia cero es el potencial de tierra en el cual se especifica. La impedancia de tierra - está incluida en la impedancia de secuencia cero, por lo que las tensiones medidas respecto a la barra de referencia de la red de secuencia cero dan la tensión correcta respecto de tierra.

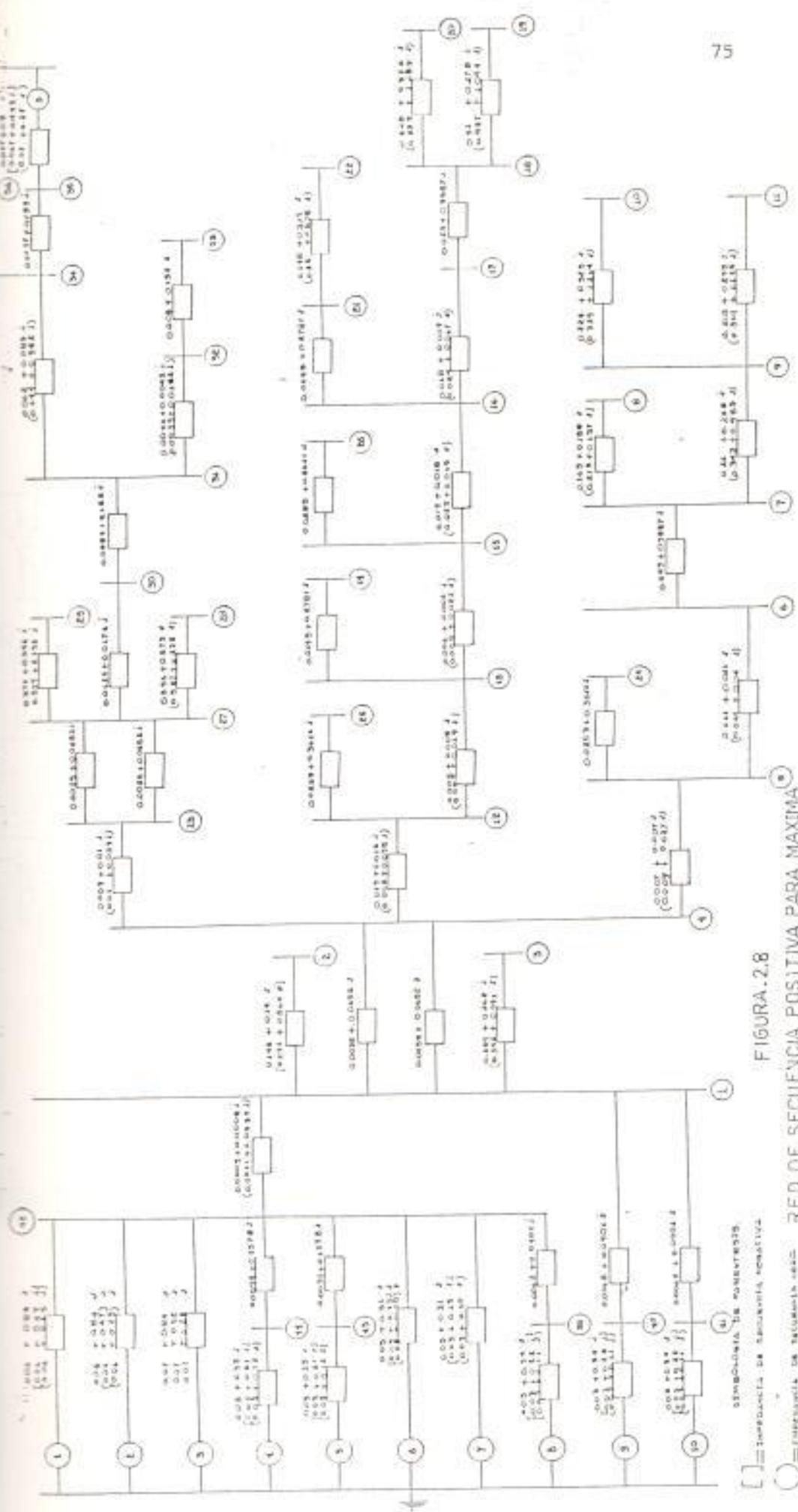


FIGURA.2.8
 RED DE SECUENCIA POSITIVA PARA MAXIMA
 GENERACION DE E.E.R.S.S.A.

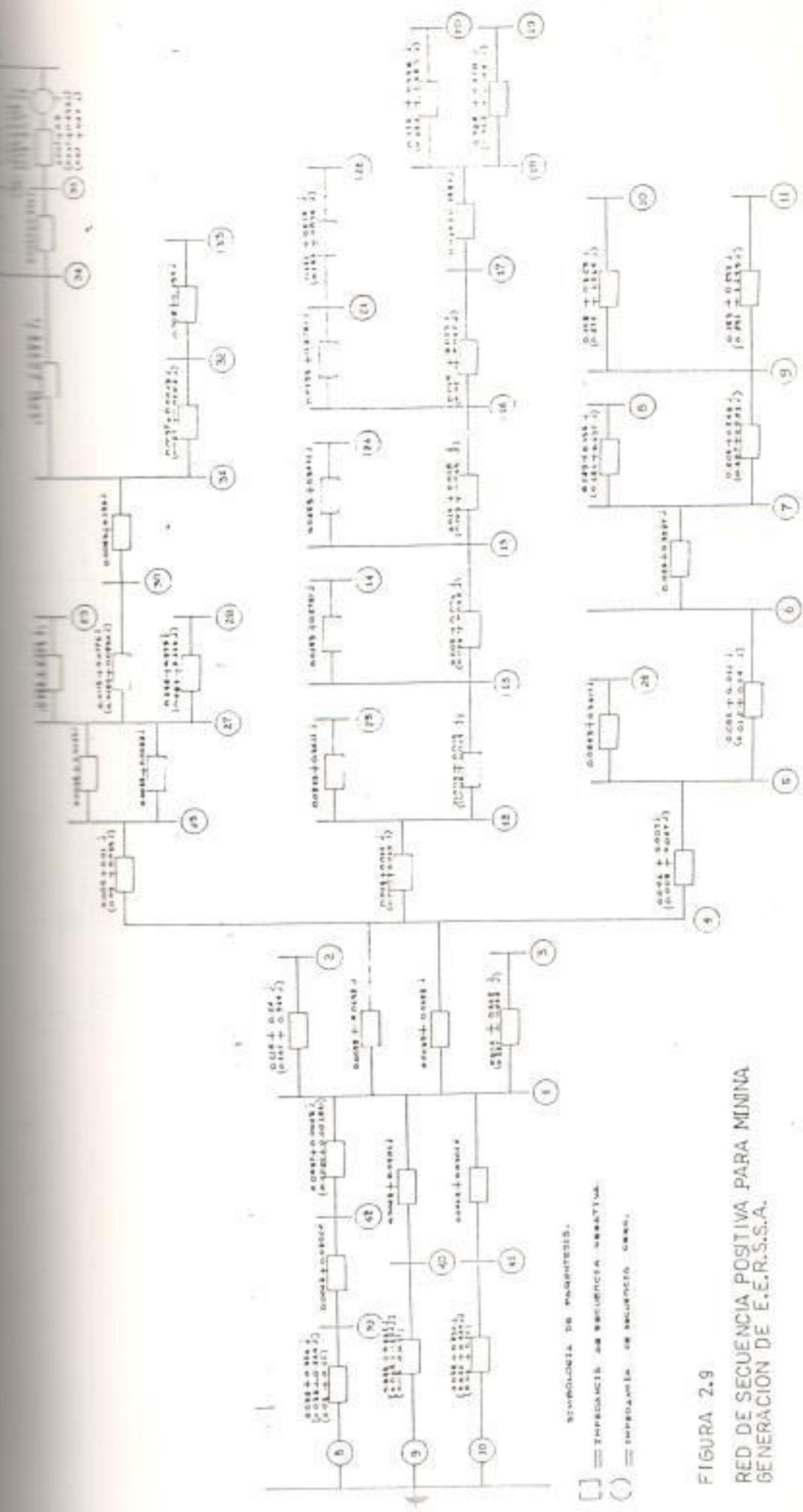


FIGURA 2.9
 RED DE SECUENCIA POSITIVA PARA MININA
 GENERACION DE E.E.R.S.S.A.

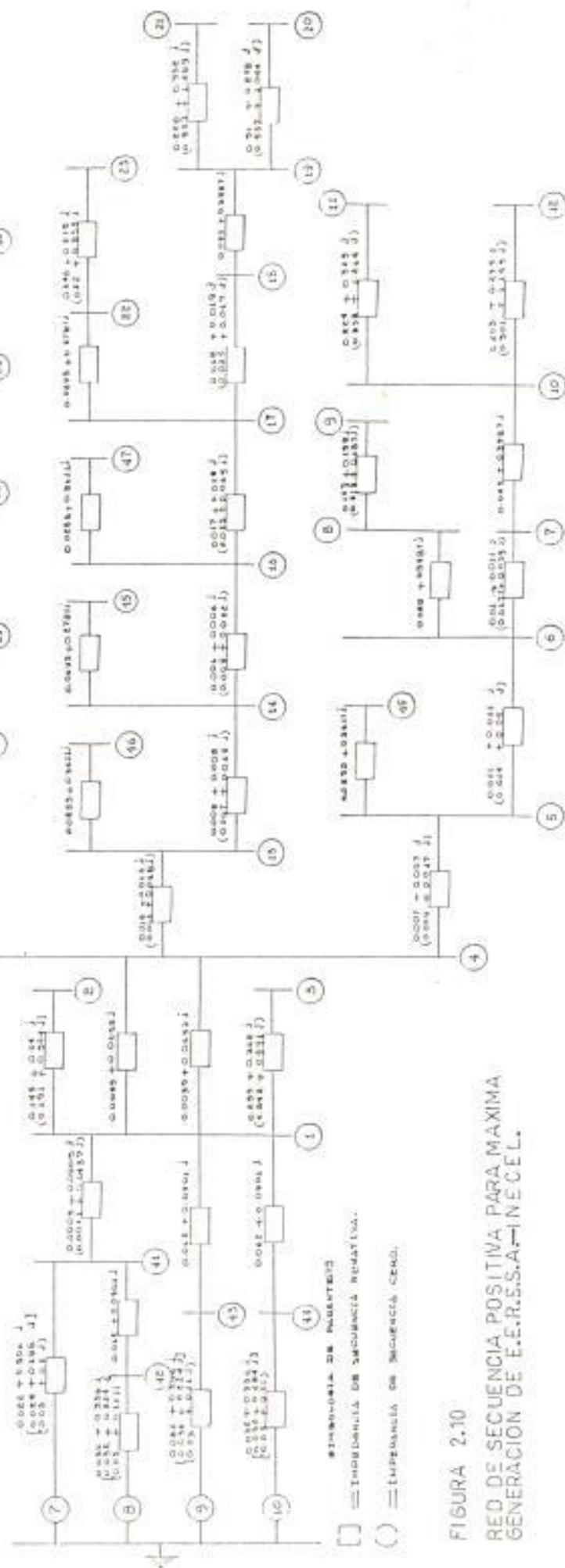


FIGURA 2.10
 RED DE SECUENCIA POSITIVA PARA MAXIMA
 GENERACION DE E.R.S.A. N.E.C.L.

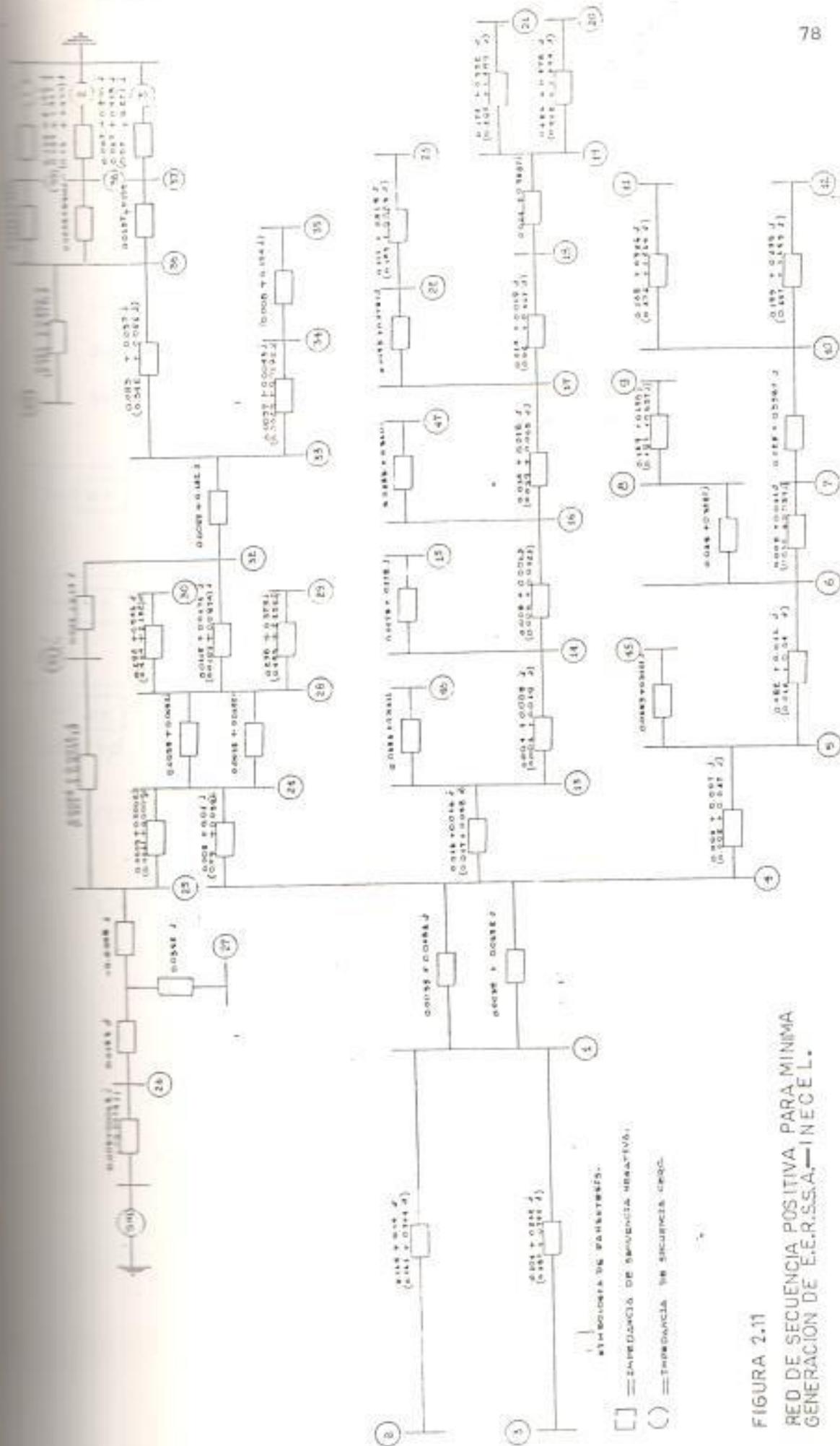


FIGURA 2.11
RED DE SECUENCIA POSITIVA PARA MINIMA
GENERACION DE E.E.R.S.S.A.—INECEL.

2.4. CALCULO DE FALLAS

Las corrientes de falla se determinarán asumiendo cortocircuito trifásico (F3 ϕ), entre fases (F.L-L), una fase a tierra (F.L.T) dos fases a tierra (F.2L-T) para condiciones de máxima y mínima generación.

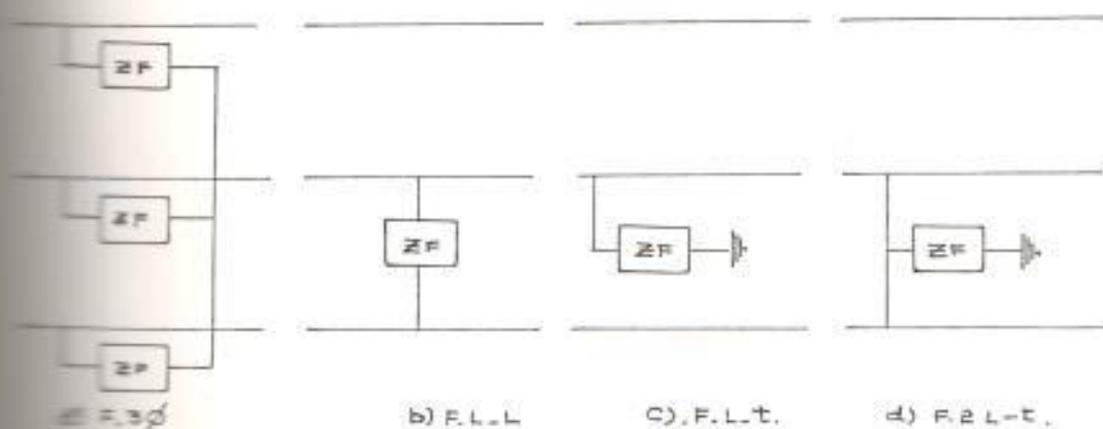


FIGURA N^o 2.12.- FALLAS POSIBLES EN UN SISTEMA DE POTENCIA

2.4.1. Condiciones del estudio de cortocircuito

El estudio de cortocircuito se lo hará a máxima y mínima generación para la configuración actual del sistema y para la interconexión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.- Sistema Nacional Interconectado. Para el primer caso la generación será máxima cuando están en línea los 10 grupos de la central Catamayo y los 3 grupos de la Central San Francisco y será mínima cuando estén en línea los grupos 8-9 y 10 de Catamayo y los 3 grupos de San Francisco.

Para la configuración Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. - INECEL, la condición de máxima generación se asu me con los grupos 7 - 8 - 9 y 10 de Catamayo y los tres grupos de San Francisco. Esta asunci ón se basa en el he cho de que INECEL en el primer año de operaciones solo entregará de 7 a 8 MW en Venta a Empresa Eléctrica Regio nal Sur S.A. En mínima generación solo operarán los 3 grupos de San Francisco con una capacidad de 2.400 KW y la diferencia la suministrará INECEL.

2.4.1.1. EQUIVALENTE THEVENING DEL SISTEMA NACIONAL INTER CONECTADO:

Para nuestro estudio de cortocircuito de la in terconexión de la Empresa Eléctrica Regional - Sur S.A. - INECEL, es necesario conocer el cir cuito equivalente thevening del Sistema Nacio nal Interconectado en el punto de interconexión. Si se conocen las corrientes de falla trifásica y línea a tierra, es posible calcular las imp danc ias de secuencia positiva, negativa y cero con las siguientes ecuaciones:

$$Z_1 = \frac{V_F}{I_{F3\phi}}$$

$$Z_2 = Z_1$$

V_F = voltaje de prefalla en P.U.

$I_{F3\phi}$ = corriente de falla trifásica.

$$Z_0 = 3 \frac{V_F}{I_{F1-t}} = 22,1$$

I_{F1-t} = corriente de falla línea - tierra

De acuerdo con esta información, procedemos a calcular las impedancias del Sistema Nacional Interconectado, con las potencias de cortocircuito en la barra de 138 KV de la S/E - INECEL.

TABLA N° XIII

POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO E IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EN LA BARRA
DE 138 KV. S/E INECEL

BARRA	DEMANDA	MVA _{f3φ}	MVA _{f1φ}	I _{f3φ} (A)	I _{f1-t} (A)	Z ₁ -Z ₂ (P.U)	Z ₀ (P.U)
BT	Máxima	191.9	220.3	803	2.765	0.045	-0.051
	Mínima	138.94	169.2	581	2.124	0.062	-0.074
	Máxima	212	256				

REF.: Dirección de Construcción e Ingeniería de INECEL.-

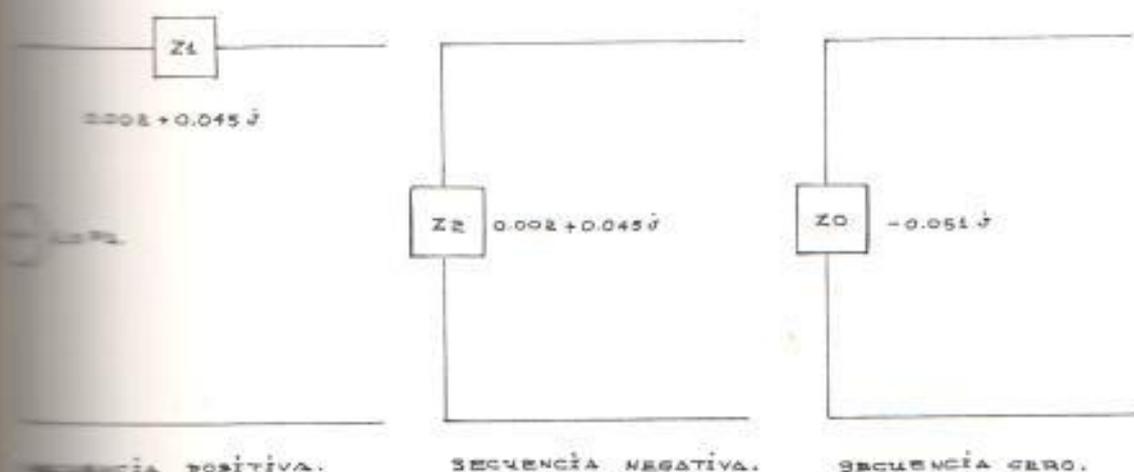


FIGURA N° 2.13.- CIRCUITO ELECTRICO EQUIVALENTE DEL S.N.I.

2.4.2. Método seguido

Para realizar el presente estudio de cortocircuito se siguieron los siguientes pasos:

1. Diagramación de los circuitos del sistema
 - a. Puntos del diagrama donde se van a calcular las corrientes de falla.
 - b. Identificación de los diferentes circuitos.
 - c. Para cada sección de línea se indican el tipo de conductor y la longitud en millas.

2. Cálculo de las impedancias de grupos de generación y transformadores.
3. Determinación de las impedancias de las líneas según el tipo de conductor en ohmios/milla.
4. Determinación de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, de las secciones de línea del sistema en ohmios.
5. Cálculo de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero en los puntos donde se desea conocer las corrientes de falla.
6. Cálculos de corrientes de falla simétricas.

A continuación se presentan las fórmulas utilizadas para encontrar las diferentes corrientes de falla:

- a. Falla trifásica

$$I = \left[\frac{V_f}{Z_1 + Z_f} \right]$$

- b. Falla línea - línea

$$I = \left[\begin{array}{c} + \\ - \end{array} j \frac{\sqrt{3} V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \right]$$

c. Falla línea a tierra

$$I = \frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f}$$

d. Falla doble línea a tierra

$$I = -j 3 V_f \frac{Z_0 + 3Z_f - aZ_2}{Z_1 \cdot Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)}$$

En estas ecuaciones:

I = valor r.m.s. de corriente de falla

V_f = voltaje r.m.s. en el punto de falla

Z_1, Z_2 y Z_0 = impedancia total de secuencia positiva, ne
gativa y cero en el punto de falla.

Z_f = impedancia de falla que varía de 0 a 20 ohmios, pa
ra nuestro caso la asumimos igual a cero.

2.5. NIVEL DE CORTOCIRCUITO DE LA CONFIGURACION ACTUAL DEL SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL SUR S.A.

Para obtener esta información remitirse a los resultados obtenidos para condiciones de máxima y mínima generación - sintetizadas en la tabla XIV.

III. NIVEL DE CORTOCIRCUITO DE LA INTERCONEXION EMPRESA ELECTRI
CA REGIONAL SUR S.A. - INECEL

La tabla N^o XV, sintetiza estos resultados

Nº	Nombre	L-T	2L-T	3º	L-L	L-T	2L-T	3º	L-L	L-T	2L-T	3º	L-L	Local
1	Catamayo 1	5501.57	5305.50	4663.51	4039.47	2238.12	2341.67	1679.97	1454.89	1454.89	2341.67	1679.97	1454.89	5501.57
2	San Pedro	583.05	852.23	880.52	762.62	520.33	674.15	704.92	610.48	610.48	674.15	704.92	610.48	880.52
3	Loja 10	339.84	501.69	517.41	448.11	322.95	446.41	467.67	405.02	405.02	446.41	467.67	405.02	517.41
4	Catamayo 2	643.09	620.74	572.67	496.12	362.07	358.62	285.76	247.48	247.48	358.62	285.76	247.48	643.09
5	Nambacola 1	525.65	522.83	517.06	447.95	321.02	313.04	270.89	234.60	234.60	313.04	270.89	234.60	525.65
6	Gonzanama 1	408.93	434.30	444.87	385.41	243.26	250.57	210.48	182.71	182.71	250.57	210.48	182.71	444.87
7	Gonzanama 2	454.16	458.83	462.61	400.65	403.21	410.92	388.07	336.08	336.08	410.92	388.07	336.08	462.61
8	Quilanga	258.55	309.03	325.02	281.49	242.14	230.89	286.62	248.22	248.22	230.89	286.62	248.22	325.02
9	Cariamanga	204.75	254.83	267.70	231.84	195.50	235.93	243.07	210.50	210.50	235.93	243.07	210.50	267.70
10	Analuza	122.32	169.04	178.62	154.70	120.24	162.07	170.64	147.78	147.78	162.07	170.64	147.78	178.62
11	Utuana	127.11	174.48	184.33	159.64	124.52	166.47	175.43	151.93	151.93	166.47	175.43	151.93	184.33
12	Velacruz 1	434.92	470.64	457.95	396.74	282.96	276.24	254.26	220.19	220.19	276.24	254.26	220.19	470.64
13	Catacocha 1	391.91	433.26	429.23	371.86	264.14	259.45	245.58	212.68	212.68	259.45	245.58	212.68	433.26
14	Catacocha 2	531.87	546.71	544.70	471.77	480.61	475.08	467.57	404.93	404.93	475.08	467.57	404.93	546.71
15	Playas 1	350.73	397.22	398.58	345.37	245.04	242.25	235.77	204.16	204.16	242.25	235.77	204.16	398.58

Continúa.....

16	Española 1	300.71	300.81	307.37	203.61	201.65	207.02	210.57	188.33	307.37
17	Macará 1	212.95	266.65	274.20	237.54	170.26	184.04	189.10	163.77	274.20
18	Macará 2	379.64	404.35	415.01	359.43	348.32	357.08	363.46	314.77	415.07
19	Vergel	167.60	210.27	213.34	184.77	166.59	204.50	210.18	182.02	213.34
20	Sosoranga	167.81	221.65	235.72	204.15	163.28	207.96	272.76	192.67	235.72
21	Empalme 2	471.92	500.03	506.08	432.32	433.14	437.76	441.39	382.17	506.08
22	Celica	233.20	298.49	313.79	271.77	226.57	276.82	295.24	255.69	313.79
23	Loja 20	461.18	493.60	402.41	348.39	329.40	318.64	272.93	236.36	493.60
24	Nambacola 2	869.09				780.92				869.09
25	Velacruz 2	875.82				754.78				875.82
26	Playas 2	835.38				723.25				835.38
27	Loja 30	1936.48	2025.77	1696.80	1469.01	1463.24	1405.48	1213.10	1050.58	2025.77
28	Saraguro	157.71	242.74	254.82	220.68	157.67	238.83	257.04	222.60	257.04
29	Vilcabamba	219.89	660.91	742.77	230.57	163.91	248.80	267.90	232.01	742.77
30	San Cayetano 1	1752.11	1836.80	1471.40	1309.95	1406.75	1370.05	1142.33	989.29	1836.80
31	San Cayetano 2	406.77	598.68	663.64	580.21	384.72	512.84	566.21	490.35	663.64
32	Centro 1	394.81	584.24	645.53	564.40	374.42	500.83	554.59	480.29	645.53

Continúa.....

33	Centro 2	0	1697.57	1960.18	1704.55	0	1545.46	1778.77	1540.46	1960.18
34	San Ramón 4	589.88	619.04	567.75	495.62	553.68	558.86	522.26	452.29	619.04
35	San Ramón 3	4764.36	4724.94	4120.36	3579.79	4588.92	4483.12	3931.73	3404.98	4764.36
36	San Ramón 2	3123.41	3057.34	2620.23	2274.11	3036.59	2944.09	2530.97	2191.88	3123.41
37	San Ramón 1	3123.41	3057.34	2620.23	2274.11	3036.59	2944.09	2530.97	2191.88	3123.41
38	Pangui	88.01	128.53	1129.84	112.75	96.83	126.09	138.66	120.28	138.66
39	Gener 8	7053.43	7140.85	7009.31	6070.54	5157.98	5195.34	4506.13	3902.42	7140.85
40	Gener 9	7045.41	7125.89	6998.21	6060.91	5162.32	5199.55	4511.19	3906.80	7125.89
41	Gener 10	7045.41	7125.89	6998.21	6060.91	5162.32	5199.55	4511.19	3906.80	7125.89
42	Central	5975.27	5845.71	4690.52	4062.88	2232.44	2338.13	1676.57	1451.95	5975.27
43	Gener 5	6806.72	6559.72	5790.07	5014.51					6806.72
44	Gener 4	6806.72	6559.72	5790.07	5014.51					6806.72

16	El Puyo 1	378.83	606.06	636.03	379.88	236.81	133.84	377.00	346.40	406.36	669
17	Empalme 1	277.46	354.24	345.93	299.58	234.43	234.43	294.70	313.90	271.84	370
18	Macarã 1	219.07	287.58	284.68	246.54	193.15	251.99	268.23	232.30	287.58	305
19	Macarã 2	386.26	421.06	428.25	370.87	365.47	392.39	409.36	354.95	428.25	561
20	Vergel	167.98	212.10	213.78	185.14	170.58	217.59	224.32	194.26	213.78	255
21	Sosoranga	168.61	225.67	238.61	206.64	167.02	222.10	239.46	207.38	239.46	293
22	Empalme 2	480.15	522.30	521.79	451.88	449.87	482.70	498.62	431.82	522.30	657
23	Celica	234.94	305.23	318.25	275.61	230.52	298.03	317.77	275.19	318.25	376
24	Loja 20	779.07	917.81	991.49	858.66	628.36	617.78	597.22	517.21	991.49	1477
25	INECEL 2	771.35	919.81	996.11	862.66	632.29	628.21	601.00	520.48	996.11	1494
26	INECEL 1	221.85	523.55	597.67	517.60	250.09	328.99	362.42	313.86	597.67	926
27	INECEL 3	0	2326.15	2686.01	2326.15	0	1681.54	1941.68	1681.54	2686.01	3320
28	Loja 30	2798.95	3003.09	3119.48	2701.55	2400.42	2339.24	2252.25	1950.51	3119.48	4679
29	Saraguro	162.02	259.62	275.55	238.64	164.75	263.78	285.03	246.84	285.03	303
30	Vilcabamba	227.84	365.09	387.49	335.58	171.57	276.02	298.45	258.47	387.49	431

Continua.....

31	San Cayetano 3	746,41	892,96	967,59	837,96	614,69	605,22	591,14	511,94	967,59	1442
32	San Cayetano 1	2751,84	2869,69	2741,93	2374,58	2340,84	2267,60	2094,47	1813,87	2869,69	3702
33	San Cayetano 2	445,75	758,64	841,71	728,94	434,48	680,51	757,05	655,63	841,71	1159
34	Centro 1	431,56	731,62	815,38	706,14	421,43	660,01	736,97	638,24	815,38	1135
35	Centro 2	0	1911,33	2207,02	1911,33	0	1810,18	2090,22	1810,18	2207,02	2896
36	San Ramón 4	655,21	695,38	666,90	577,55	631,82	656,30	632,94	548,14	695,38	1001
37	San Ramón 3	5028,87	4955,79	4427,71	3834,51	4930,33	4827,51	4316,09	3737,84	5028,87	7789
38	San Ramón 2	3248,52	3159,32	2755,23	2386,10	3201,70	3102,15	2705,50	2343,03	3248,52	5123
39	San Ramón 1	3248,52	3159,32	2755,23	2386,10	3201,70	3102,15	2705,50	2343,03	3248,52	5123
40	Pangui	89,46	132,90	134,77	116,71	98,77	131,06	144,77	125,37	144,77	197
41	Central	4402,17	4481,12	3688,12	3194,00					4481,12	4684
42	Generador 8	6759,02	6918,87	6566,00	5686,32					6918,87	10240
43	Generador 9	6765,64	6919,62	6566,00	5695,87					6919,62	10240
44	Generador 10	6765,64	6919,62	6566,00	5695,87					6919,62	10240

CAPITULO III

PROTECCION DEL SISTEMA

En años recientes los sistemas eléctricos de potencia han experimentado progresos extremadamente rápidos lo cual ha hecho posible diseñar y construir sistemas de potencia económicos y confiables capaces de satisfacer el crecimiento en la demanda de energía eléctrica. En esto, la protección de sistemas de potencia juega un rol significativo. El progreso y desarrollo en este campo ha tenido necesariamente que mantener armonía con los avances en el diseño de plantas primarias tales como: Generadores, transformadores, subestaciones de distribución, líneas aéreas y cables subterráneos. De hecho, los progresos en el campo de las protecciones es pre-requisito vital para la operación eficiente y desarrollo continuo de sistemas de generación de potencia.

La protección juega un papel importantísimo al extremo de que sería imposible operar sin ella a un moderno sistema de potencia. La protección es necesaria para remover tan rápido como sea posible cualquier elemento de un sistema de potencia que ha

fallado, cuanto más tiempo la falla permanezca, todo el sistema está expuesto a tres efectos principales llamados:

- a. Pérdida de sincronismo de generadores
- b. Riesgo de daños a planta afectada
- c. Riesgo de daños a otros componentes del sistema

Hay otro efecto no necesariamente dañino al sistema, pero importante desde el punto de vista de los consumidores y es la pérdida de sin cr on is m o de los motores industriales, con las consecuencias que esto conlleva: Pérdidas de producción e interrupción de procesos vitales.

3.2. PROTECCION DE LOS GENERADORES

Los generadores para pequeños sistemas eléctricos son usualmente no unitarios (varios grupos de generación) y de capacidades que varían desde 500 KVA a 30.000 KVA de 2.3 a 13.8 KV. Como en otros aparatos, el grado de protección recomendado para generadores está basado en el costo relativo e importancia de la máquina.

Para grandes máquinas, el costo de protección adicional es fácilmente justificado sobre la base de que mayor sensibilidad a la falla y respuesta rápida puede minimizar los daños por fallas y disminuir considerablemente los costos de operación y mantenimiento.

3.1.1. Fallas asociadas con un Generador

FALLAS DE AISLACION	}	falla fase-fase	
		falla fase - tierra	
		falla entre espiras	
		falla a tierra del campo	
CONDICIONES ANORMALES DE OPERACION	}	Pérdida de excitación	
		Motorización	
		Protección de respaldo	} Corrientes balanceadas Corrientes desbalanceadas
		Sobrevoltajes	
		Sobrecorrientes de excitación de transformadores	
		Sobrecalentamiento	} Bobinas de estator Bobinas de campo
		Excentricidad	
		Vibración	
		Posición del rotor sobre velocidad	

3.1.2. Esquemas para la protección de generadores

De las capacidades comunmente aplicadas y para el propósito de esta guía de protección todas las máquinas de 500 KVA y mayores con voltajes mayores a 4 KV , se consideran máquinas grandes. Máquinas de cual

quier voltaje y de 1.000 KVA y mayores también se consideran grandes. todas las demás se consideran pequeñas.

Cuatro esquemas se presentan como una guía para la selección de relés de protección básica para generadores trifásicos normalmente instalados en un pequño sistema eléctrico de potencia. Otros relés de protección que sensan voltaje, frecuencia y temperatura pueden ser considerados deseables para una situación particular y no deben ser ignorados. Aunque el neutro del generador es considerado de baja resistencia de aterrizamiento, el tipo de reactancia si se usa no debería alterar la aplicación de relés de falla a tierra.

Otros medios para la protección a tierra deben ser considerados.

Las figuras N^o 3.1. y N^o 3.2., ilustran un mínimo nivel y un nivel recomendado de protección por relevadores para pequeños generadores. El dispositivo - 51 V relé de sobrecorriente con voltaje controlado - proporciona protección de respaldo para fallas de fase del sistema y también protege para una falla interna de la máquina cuando opera en paralelo con otras fuentes de potencia. Cuando es necesario

operar con tiempo diferido para seleccionar disparo - con alimentadoras adyacentes, la protección del generador contra fallas internas es obligada. Similarmen- te fallas a tierra del generador no pueden ser despe- jadas rápidamente debido al ajuste de tiempo diferi- do para el relé de tierra 51 G.

El relé diferencial del generador, dispositivo 87 , ilustrado en la figura N° 3.2., es una adición recomen- dada para respuesta instantánea a fallas internas - del generador. El relé diferencial de porcentaje tipo C-A es preferido para la aplicación sobre un relé de sobrecorriente porque es menos susceptible a opera- ción inapropiada de fallas externas debido a la satu- ración de la señal de transformador de corriente (T.C) El relé tipo C-A es a veces más lento en velocidad de operación, pero considerablemente menos costoso - que el relé diferencial estático tipo SA-1.

El relé auxiliar dispositivo 86 proporciona los contac- tos necesarios para disparar la línea, el disyuntor de campo y del neutro si se usa y el primo-motor.

Los generadores sincrónicos no pueden soportar el tipo de falla desbalanceada externa (línea a línea o línea

a tierra) como lo hace con la falla trifásica. Las corrientes de secuencia negativa las cuales fluyen durante las condiciones desbalanceadas inducen corrientes de 120 ciclos en el rotor y elevan la temperatura de este si son sostenidos: Para una protección más sensitiva que la proporcionada por los dispositivos 51 V y 51 G, el relé de secuencia negativa 00Q (dispositivo 46) es recomendado. La característica ajustable de este relé permite ajustarlo al producto $I_2^2 T$ del generador. Basado en la adición del relé de secuencia negativa, la cantidad de relés de sobrecorriente puede ser reducida de tres a uno.

El dispositivo 32 funciona como protección para el primotor más que para el generador. El relé direccional CRN-1 tipo vatímetro detecta flujo de potencia al generador que podría ocurrir sino se suministra vapor a la turbina o si se detiene el flujo de combustible en la turbina a diesel. El dispositivo 32 debe ser considerado como protección de respaldo a los dispositivos mecánicos proporcionados para detectar esta condición. El relé tiene ajuste diferido para ignorar los picos momentáneos de potencia inversa durante la sincronización.

Las figuras N^o 3.3. y N^o 3.4., muestran la mínima protección y la protección recomendada para grandes generadores. Adicionalmente a los dispositivos ya descritos. El dispositivo 40 para protección de pérdida de excitación se considera un requisito mínimo. Esta anomalía determina que los VAR sean proporcionados por las otras fuentes del sistema con las posibles consecuencias de pérdida de sincronismo, caída en el voltaje del sistema y sobrecalentamiento peligroso del rotor de la máquina. El relé tipo KLF detecta la pérdida de excitación por medio de unidades direccionales de impedancia. Estas unidades son normalmente usadas para iniciar una señal de alarma, mientras que la unidad de bajo voltaje puede ser conectada para disparar después de un tiempo diferido.

Otro dispositivo de protección para grandes generadores es el 87 G. Para esta función el relé tipo CWG es conectado en un esquema diferencial y como tal es muy sensitivo a fallas internas a tierra solamente. El dispositivo 87 G es un suplemento para funcionar como respaldo al relé diferencial tipo SA-1 y también opera a través del relé auxiliar 86 para disparar la línea y el breaker de campo y para bloquear el primo - motor.

La opción recomendada para grandes generadores es muestra

da en la figura N° 3.4.

El dispositivo 32 es usado como protección antimotorización como ya se describió y dispositivo 64 para detectar fallas a tierra en el circuito de campo del generador. El relé tipo DGF sensa un voltaje desbalanceado.

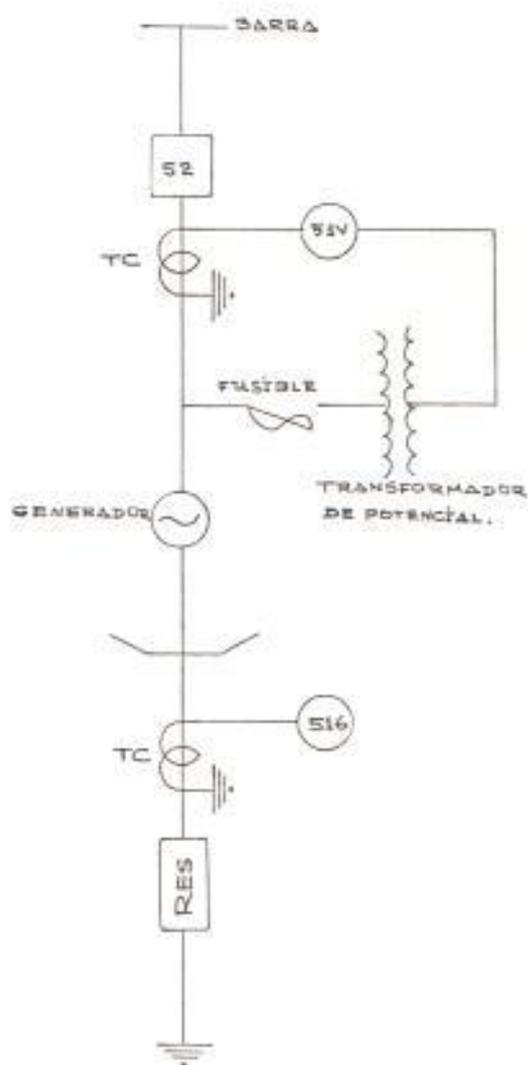
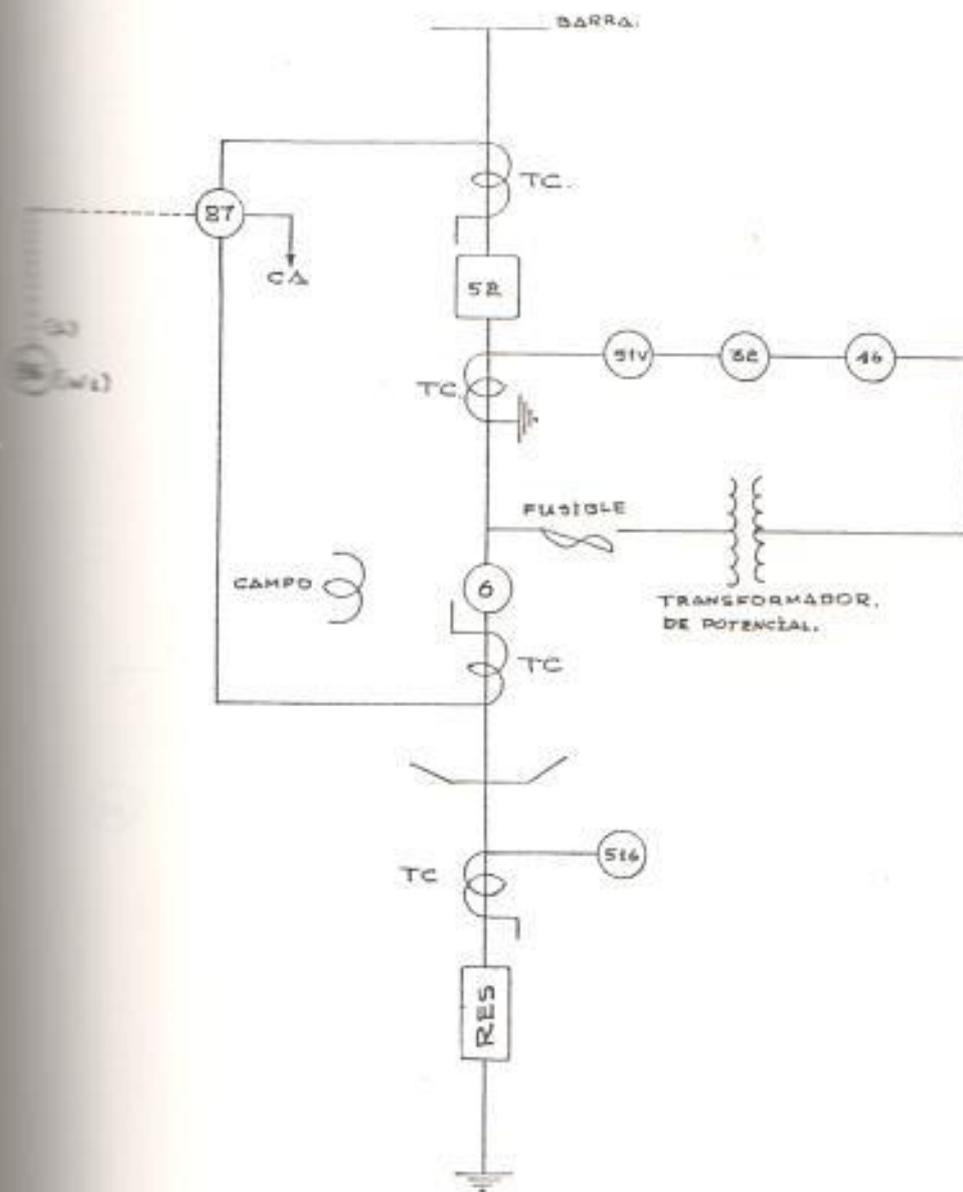


FIGURA N° 3.1.- MINIMA PROTECCION PARA PEQUEÑOS GENERADORES

pequeños generadores } 0 - 500 KVA por abajo de 5 Kv
 } 500-1000 KVA por abajo de 4 Kv

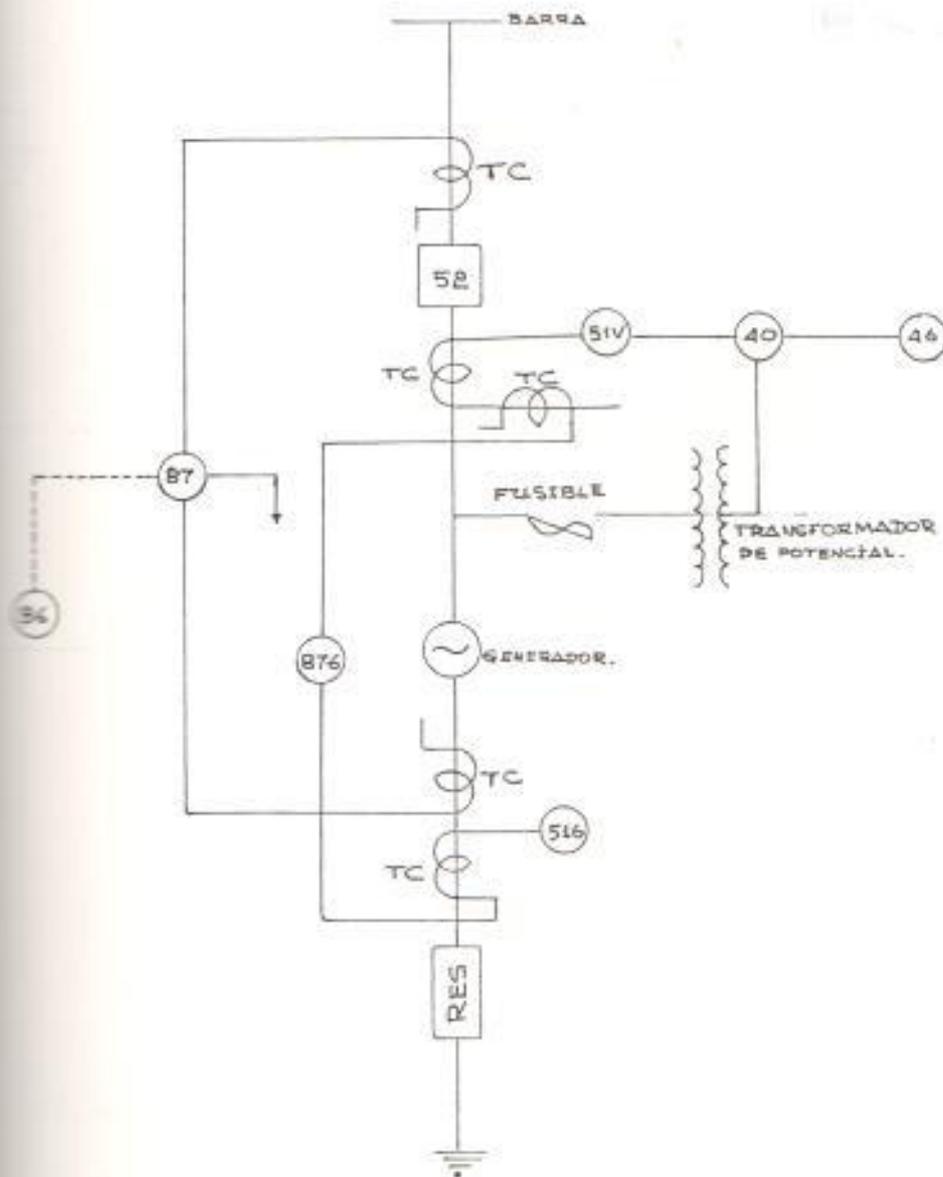


3.2. PROTECCION RECOMENDADA PARA PEQUEÑOS GENERADORES.

El relé es usado para iniciar una señal de alarma en la ocurrencia de la primera tierra para permitir una ordenada paralización. Esta protección es importante porque el desbalance y vibraciones resultantes pueden destruir la máquina.

generadores: {

- 0-500 KVA por arriba de 5 KV
- 500-1000 KVA por arriba de 4 KV
- 1000 KVA por arriba de cualquier voltaje



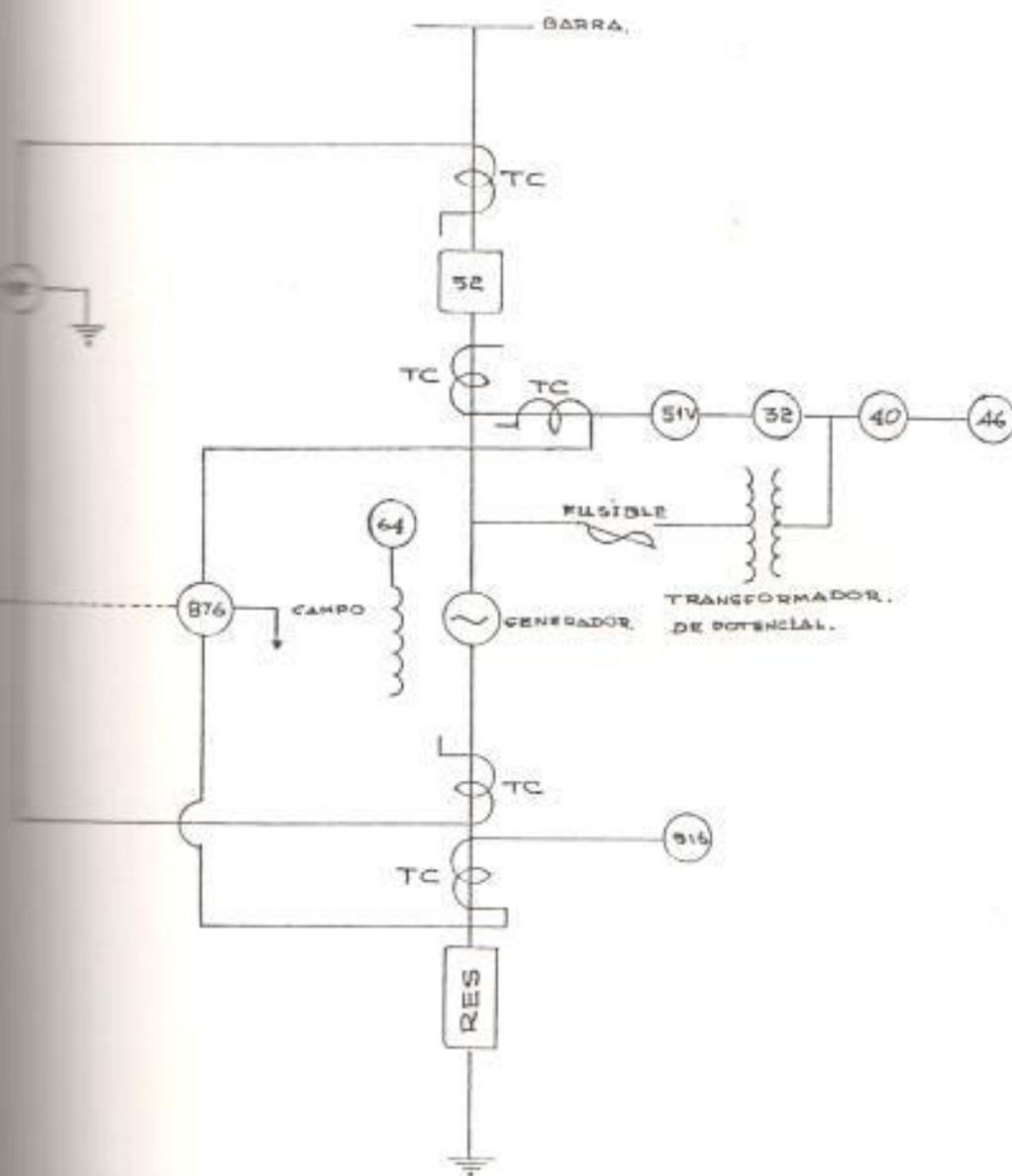


FIGURA N° 3.4.- PROTECCION RECOMENDADA PARA GRANDES GENERADORES

3.1.3. Protección de fallas entre espiras

El método convencional para proporcionar este tipo de protección es llamado partición de fase. Si hay más de dos circuitos por fase, estos son divididos en dos grupos iguales de circuitos paralelos con un TC para cada grupo. Si hay un número impar de circuitos, el número de circuitos en cada uno de los dos grupos no será igual y los T.C., deben tener diferentes corrientes nominales primarias de modo que bajo condiciones normales sus corrientes secundarias sean iguales.

Para justificar su uso, esta protección debe operar cuando una sola espira es cortocircuitada.

3.1.4. Protección de sobrevelocidad

Esta protección es recomendada para todos los primomotores de los generadores.

El elemento de sobrevelocidad debe responder a la velocidad de la máquina por conexión mecánica o eléctrica, si es eléctrica el elemento no debe ser sensible al voltaje de la máquina. Usualmente debe estar ajustado para operar a un 3 - 5 % por arriba de la velocidad de rechazo de carga.

5.2. PROTECCION DE BARRAS

La protección de barras debe ser rápida para evitar daños, especialmente en subestaciones interiores. Debe ser muy estable, es decir no debe tener ninguna tendencia a operar por fallas fuera de la zona de barra protegida - para valores de corriente por arriba de la capacidad de interrupción del disyuntor debido al colapso del sistema que resultaría de innecesaria interrupción de todos los circuitos conectados a una barra. Operación confiable es necesaria porque al fallar el despeje de una falla en la barra podría dañar el equipo, peligros al personal e interrupción del servicio. En vista de que las fallas en barras son muy raras, pruebas periódicas ya sean manuales o automáticas

son necesarias para chequear los ajustes de los relés en fallas internas.

Las estadísticas revelan que la mitad de las fallas de barras ocurren debido a fallas de aislamiento del equipo y sobrevoltajes debido a tormentas eléctricas. Aproximadamente $1/3$ de las fallas son causadas por errores humanos y el 10 % restante por causas diversas. Más de la mitad de las fallas son a tierra.

El hecho de que la aislación de una barra causa la interrupción de todos los circuitos conectados a ella quiere decir que la protección de barras debe ser muy cuidadosamente monitoreada - para evitar operación innecesaria de los relés que la protegen. Los relés para la detección de todo tipo de fallas de barras, hacen uso de las leyes de Kirchof; todas las corrientes que entran y salen del circuito eléctrico (sección de barra) deben sumar rectorialmente cero a menos que haya una falla en la sección de barra.

3.2.1. Protección combinada de transformador de potencia y barra colectora

La figura 3.5. muestra una situación que se encuentra con frecuencia en la que se omite un interruptor entre el banco de transformadores y una barra colectora de baja tensión. Si la barra colectora de baja tensión alimenta sólo circuitos de carga sin ninguna realimentación posible de

fuentes de generación, los TC en todos los circuitos de la carga pueden ponerse en paralelo y puede extenderse la zona de protección del relevador diferencial del transformador para incluir la barra colectora.

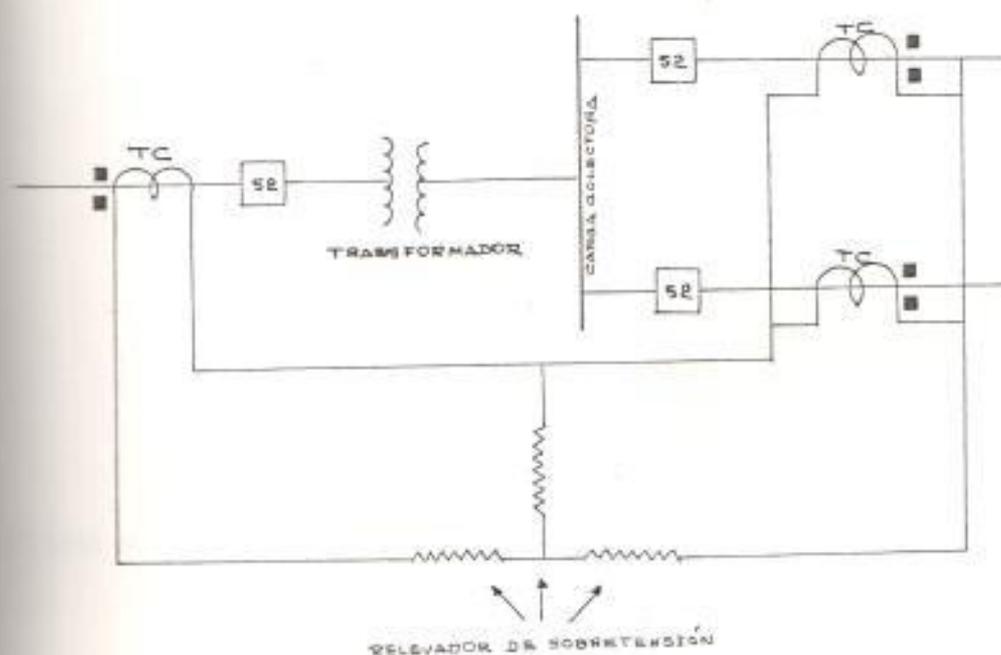


FIGURA N^o 3.5.-PROTECCION COMBINADA DE TRANSFORMADOR Y BARRA COLECTORA CON UN RELE DIFERENCIAL DE PORCENTAJE DE DOS ARROLLAMIENTOS.

La figura N^o 3.6., muestra dos líneas de alta tensión paralelas que alimentan una barra colectora de un transformador de potencia sin interruptor entre este y la barra. Como se puede observar, un relevador diferencial de porcentaje de tres arrollamientos proporcionará buena protección para la barra y el transformador.

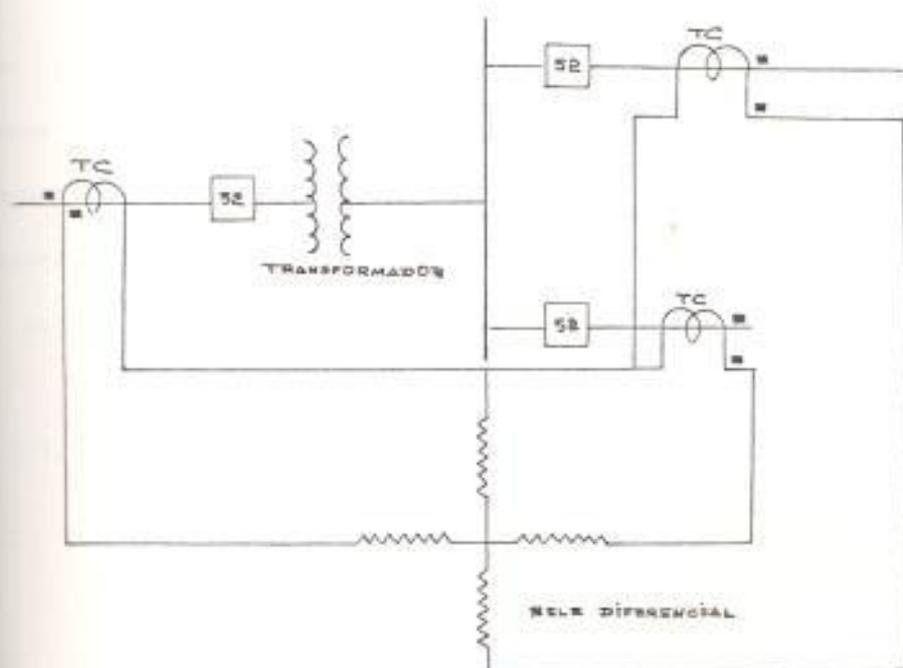


FIGURA N^o 3.6.- PROTECCION COMBINADA DE TRANSFORMADOR Y BARRA COLECTORA CON UN RELEVADOR DE PORCENTAJE DE TRES ARROLLAMIENTOS.

3.3. PROTECCION DE TRANSFORMADORES

El transformador de potencia es uno de los más importantes elementos del sistema eléctrico de potencia, a causa de su construcción relativamente sencilla es una parte del equipo altamente confiable. Esta confiabilidad sin embargo depende del diseño adecuado, cuidado en el montaje, mantenimiento apropiado y la provisión de ciertos equipos de protec

ción.

Los equipos de protección incluyen relés con detector de gases y relés eléctricos. El relé detector de gas es importante porque detecta con prontitud una falla que se desarrolla lentamente permitiendo el disparo de la unidad y su reparación antes de que algo serio ocurra.

3.3.1. Tipos de fallas en el transformador de potencia

Estas se clasifican en dos grupos:

- Fallas externas; y
- Fallas internas.

Externas:

Pueden ser de dos condiciones de operación: Sobrecarga y cortocircuito. Una carga sostenida puede ser detectada por un relé térmico, el cual acciona una alarma que permite resolver el daño o disparar la unidad. Para la condición de cortocircuito los relés de sobrecorriente de tiempo ajustable y los fusibles son usualmente empleados.

Internas: se clasifican en dos grupos: Graves y Leves.

Graves	{	Fallas de fase a tierra y fase a fase en los terminales de alta y baja.
		Fallas fase a tierra de los devanados
		Cortocircuito entre espiras de los devanados
		Falla a tierra de los devanados terciarios o cortocircuito entre espiras en los devanados terciarios.
Leves	{	Malá conexión de los conectores a los bushing
		Falla en el líquido refrigerante que determina una temperatura errónea.
		Calentamiento de los devanados por la condición anterior.

3.3.2. Elementos de protección

Son de dos tipos: relés detectores de gases y relés eléctricos.

- a. Relés detectores de gases, de los cuales estudiaremos dos tipos: Bucholz y Presión Súbita.

Relé Bucholz: Cuando una falla se desarrolla lentamente, calor es producido localmente, el cual comienza a descomponer materiales aislantes sólidos y

líquidos produciendo de este modo gas inflamable. El relé Bucholz opera una alarma cuando una cantidad de gas especificada se ha acumulado. Análisis de los gases recogidos en el relé indican el tipo de problema que los ha causado.

La figura N^o 3.7., muestra tal relé montado dentro del tubo que une al tanque del transformador con el tanque conservador y arreglado para detectar el gas producido en el tanque del transformador. El tubo conservador debe estar ligeramente inclinado para una operación confiable. Cuando el gas se acumula el nivel de aceite cae y con él, la válvula F la misma que opera un switch de mercurio y suena una alarma.

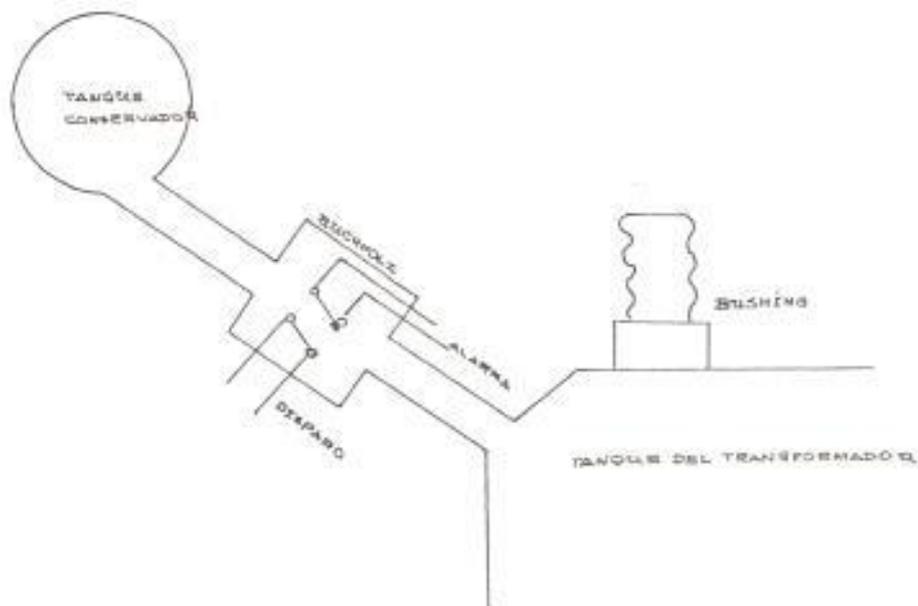


FIGURA N^o 3.7.- PRINCIPIO DEL RELE BUCHHOLZ.

Relé de Presión Súbita: Este relé es montado en el tanque y opera bajo el principio de incremento de presión. Este relé es mostrado en la figura N^o 3.3.7., tiene un diafragma el cual es deflexionado por un diferencial de presión del aceite. El diafragma es comunicado por un hueco el cual iguala la presión en los dos lados del diafragma este dispositivo responde a los incrementos súbitos de presión. La unidad acumuladora de gas en tales transformadores está localizada en el tope de la cúpula. El relé de presión súbita es recomendable aplicarlo a unidades de 5000 KVA y mayores y es más sensitivo que el relé diferencial.



FIGURA N^o 3.3.- PRINCIPIO DEL RELE DE PRESION SUBITA

- b. Relés eléctricos: se estudian aquí dos tipos de relés: Sobrecorriente y diferencial.

Relé de Sobrecorriente: En el caso de pequeños transformadores los relés de sobrecorriente son usados para protección de fallas y sobrecargas. Una característica tiempo-corriente muy inverso (i^2t), es preferible para fallas ligeras y sobrecarga, con una unidad instantánea para fallas severas. Un relé de corriente residual con una unidad instantánea da protección para fallas a tierra.

Relés diferenciales: es práctica común recomendada por los fabricantes dar protección diferencial a unidades de 1000 KVA o mayores.

El relé diferencial deberá operar un reset manual auxiliar que accionará todos los disyuntores de los transformadores. La función del reset manual es minimizar la probabilidad de falla de un disyuntor de un transformador que está siendo recerrado inadvertidamente sometiendo por lo tanto al transformador a posibles daños.

Cuando las líneas de transmisión con relés de alta velocidad terminan en la misma barra que el banco de transformadores, el banco de transformadores también debe tener relés de alta velocidad.

3.3.3. Protección de sobrecorriente y respaldo

Una falla externa a un transformador resulta en una sobrecarga la cual puede causar la falla del transformador si la falla no es despejada rápidamente. El transformador puede ser aislado antes de que sea dañado usando relés de sobrecorriente. En bancos pequeños los relés de sobrecorriente también pueden ser usados para protección contra fallas internas. En grandes bancos ellos pueden proporcionar protección de respaldo para relés direccionales. La protección de sobrecorriente es simple y barata pero su aplicación está limitada por el ajuste insensitivo y la operación diferida para coordinación.

En transformadores de tres devanados, protección terciaria de sobrecorriente debe ser proporcionada. (Ver

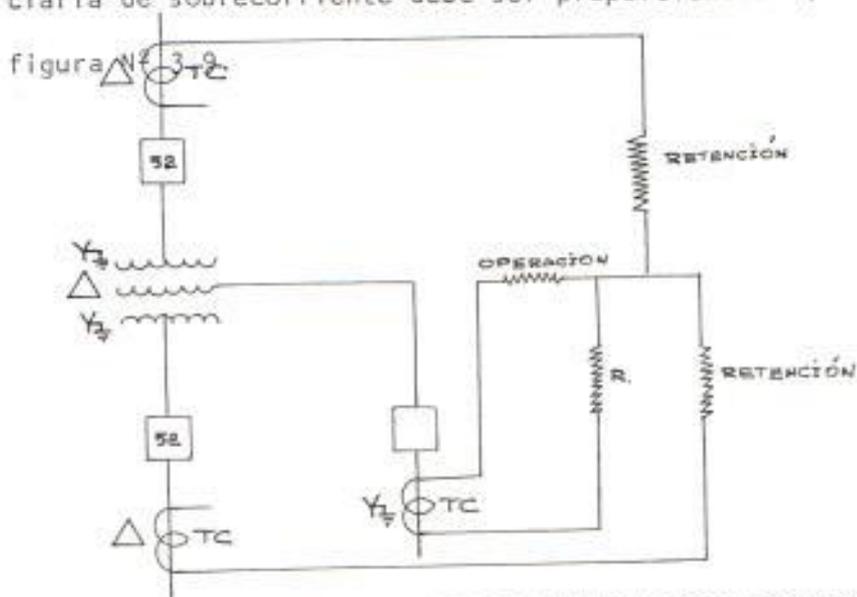


FIGURA N^o 3.9.-PROTECCION TERCARIA DEL TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS.-

3.3.4. Protección del conjunto Generador - Transformador

En el sistema mostrado en la figura N° 3.10., el relé diferencial del transformador es usualmente conectado para incluir tanto al generador como al transformador. Este arreglo proporciona protección adicional y de refuerzo a la máquina rotativa. Transformadores de corriente separados en el neutro del generador - son recomendados para mantener bajo el burden.

En el sistema transformador - generador el transformador puede estar sujeto a una condición de sobrevoltaje - sobre excitación causado por rechazo de carga o cuando las fallas externas son despejadas por el disyuntor del lado de alta. Durante períodos de alta sobre excitación los relés diferenciales del transformador convencional pueden operar. Algunos usuarios sin embargo consideran esta falsa operación una ventaja porque protege de daños al transformador por el sobrevoltaje.

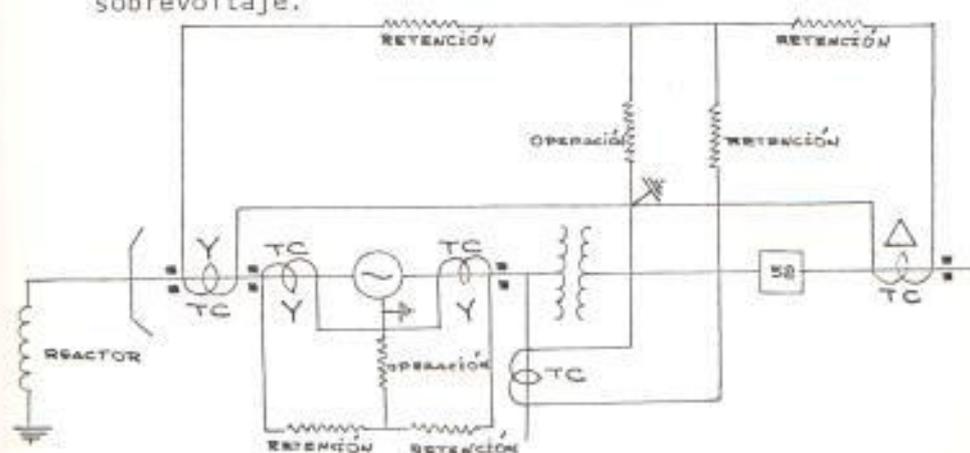


FIGURA N° 3.10.-PROTECCION DIFERENCIAL DE TRANSF.GENERADORES

3.3.5. Esquemas típicos para la protección de un transformador de Potencia

El tipo y alcance de protección para transformadores - usados en sistemas eléctricos de potencia, es un compromiso entre factores tales como la importancia de la unidad, sensibilidad, velocidad y problemas de coordinación Vs. el costo del sistema de protección. Los esquemas - presentados en esta guía representan las aplicaciones - más comunes de transformadores.

Protección térmica: El dispositivo 49 detecta el punto - caliente de los devanados y acciona una alarma para disparar los disyuntores del transformador. En condiciones de alta sobrecarga los relés de sobrecorriente de tiempo (dispositivo 51 en la figura N° 3.11.) operan antes - del relé térmico de sobrecarga.

Protección de sobrecorriente: El esquema en figura N° 3.14., usa relés diferenciales (dispositivo 87 T) como la protección básica. Protección sensitiva de falla a tierra es proporcionada por los dispositivos 50G, 51G y 151 G, protección de respaldo para fallas en barras y protección de sobrecarga en los transformadores es proporcionado por dispositivo 51 en el secundario. Para fallas primarias la protección de respaldo es proporcionada

da por dispositivo 50/51. El relé de presión súbita montado en el transformador (dispositivo 63) proporciona de tección sensitiva de fallas de los devanados de transformadores inmersos en líquidos.

En figura N° 3.12., el fusible es la protección primaria. Los dispositivos 51 y 51N proporcionan protección de barras y respaldo de alimentadoras.

3.4. PROTECCION DE LINEAS

La mayoría de fallas experimentadas en un sistema de potencia ocurren en las líneas que conectan fuentes generadoras con cargas de usuarios. Al tiempo que estos circuitos varían ampliamente en sus características, configuración, longitud e importancia relativa, se hacen sus esquemas de protección.

Las líneas de C.A., se clasifican por la función que desempeñan en el sistema eléctrico de potencia, el cual está relacionado al nivel de voltaje.

- a. Distribución 2.4 - 34.5 KV
- b. Subtransmisión 13.8 - 138 KV
- c. Transmisión 69-765 KV

3.4.1. Técnicas para la protección de líneas

Hay siete técnicas de protección comunmente usadas -

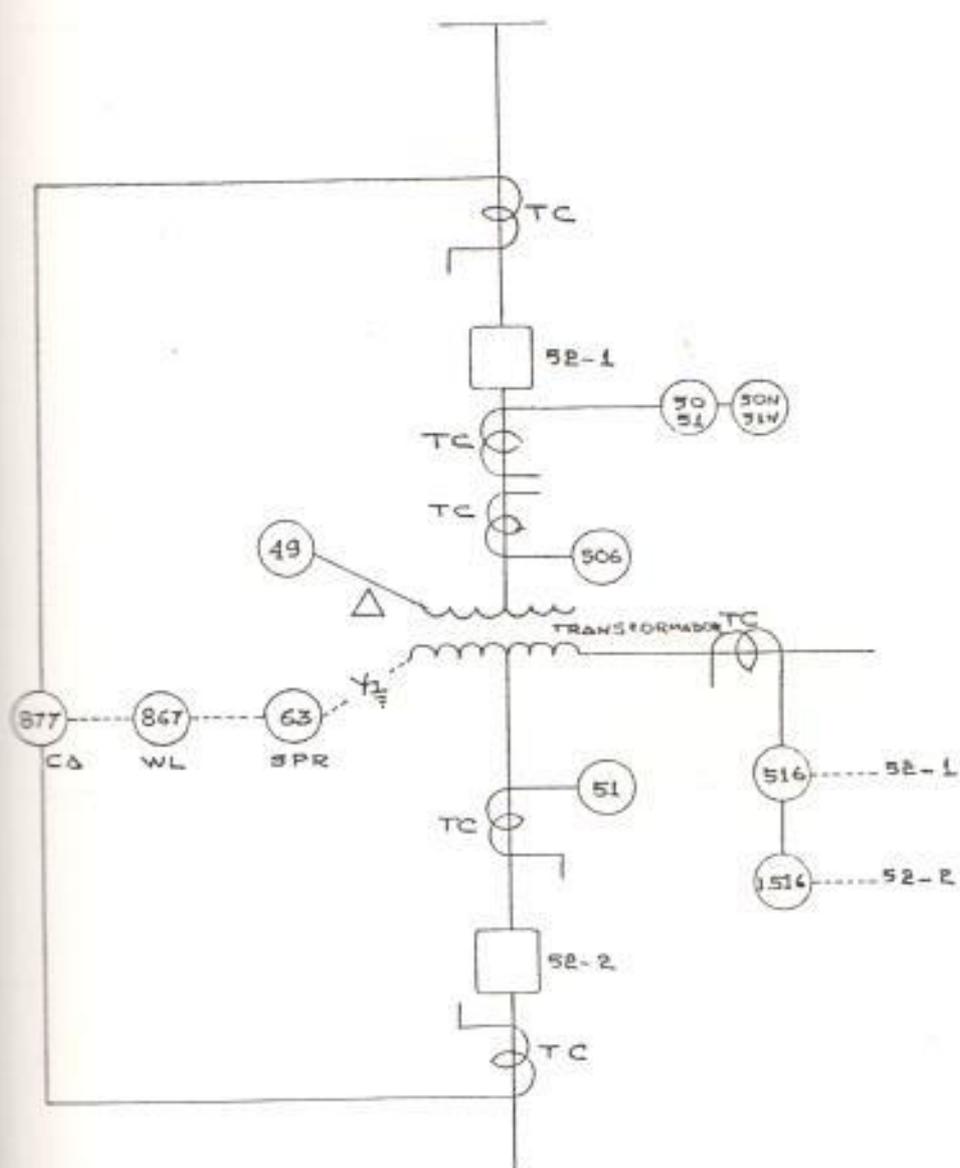


FIGURA Nº 3.11.- PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CON DISYUNTOR.
PRIMARIO.-

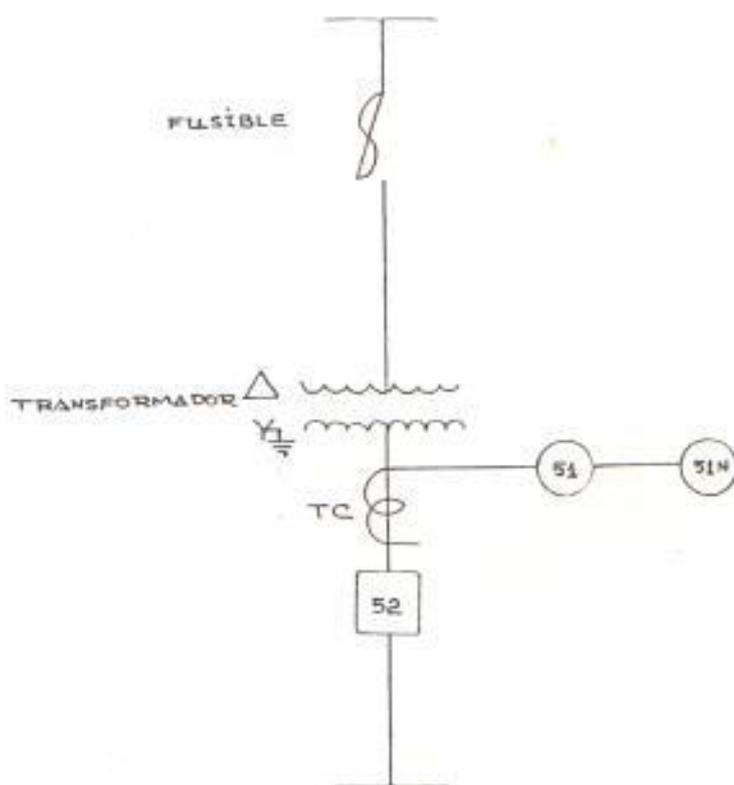


FIGURA Nº 3.12.- PROTECCION DEL TRANSFORMADOR SIN DISYUNTOR
PRIMARIO.-

para fallas en líneas.

- a. Sobrecorriente Instantánea
- b. Sobrecorriente de tiempo
- c. Direccional instantánea y/o tiempo - sobrecorriente
- d. Sobrecorriente con ajuste de tiempo
- e. Distancia - tiempo inverso
- f. Distancia
- g. Relé piloto

3.4.1.1. SISTEMAS DE PROTECCION POR RELES PARA FALLAS EN

LINEAS: Sistemas de relés para protección de fallas en fases son descritas en la tabla - XVI , aquellas para fallas a tierra en tabla XVII. La última columna en cada tabla dá el costo relativo de los sistemas de protección - referidos al relé de sobrecorriente CO.

(Ver tablas N^o XVI y XVII en las siguientes páginas).

TABLA XVI

SISTEMAS DE PROTECCION POR RELEVADORES PARA FALLAS DE FASE

TIPO DE PROTECCION	TIPO BASICO DE RELE	Nº REQ.	COSTO (PU)
Tiempo-Sobrecorriente instantáneo y tiempo sobrecorriente.....	CO	3	1.00
Instantáneo y direccional tiempo-sobrecorriente.....	CO con IIT	3	1.30
Direccional instantáneo de sobrecorriente	CR con IIT	3	2.90
Direccional tiempo sobrecorriente	KRV	3	3.40
Sobrecorriente con ajuste de tiempo.....	CR	3	2.70
Direccional instantáneo y direccional tiempo sobrecorriente	CO-4	3	3.80
Tiempo-inverso - distancia.....	IRV	3	4.10
Distancia	dos KD-10 más dos C.O	3	6.75
	KD10 o KD-5 más SD-2	2	8.30

TABLA N^o XVII

SISTEMAS DE PROTECCION POR RELEVADORES PARA FALLAS A TIERRA

TIPO DE PROTECCION	TIPO BASICO DE RELE	N ^o REQ.	COSTO (PU)
Tiempo-sobrecorriente	CO	1	1.00
Instantáneo y tiempo sobrecorriente.....	CO con IIT	1	1.30
Efecto de sobrecorrien te	CWC ó CWP	1	2.20
Instantáneo y efecto de sobrecorriente	CWC ó CWP con IIT	1	2.50
Direccional tiempo - sobrecorriente.....	CRC ó CRP con IIT	1	2.95
Sobrecorriente instan táneo direccional....	KRC ó KRP	1	3.60
Direccional instantá neo y direccional -			
Tiempo-sobrecorriente	IRC ó IRP	1	4.10
Distancia	SDC-2T más SDG-4T más TD-5	3	27.50

3.4.1.2. SELECCIONANDO UN SISTEMA DE PROTECCION: Varios factores fundamentales influyen en la elección final de la protección aplicada a una línea:

- a. Tipo de circuito: aéreo, subterráneo, circuitos paralelos, etc.
- b. Función e importancia de la línea efecto en continuidad de servicio, rapidez para aislar la falla del resto del sistema.
- c. Coordinación y patrones requeridos: Compatibilidad con equipos en líneas asociadas y el sistema.

A estas consideraciones deben añadirse factores económicos y preferencias de los ingenieros en relés en base a su experiencia y criterios técnicos. Debido a estas consideraciones, no es posible establecer reglas fijas para protección de líneas. Sin embargo se darán aquí procedimientos que ayudarán a la selección apropiada de sistemas de protección para circuitos de subtransmisión y distribución.

3.4.2. Protección de circuitos de distribución

Las líneas desde las subestaciones de distribución son usualmente radiales al área de carga. Para el propósito de aplicación de relés, una alimentadora se considera radial si en una localización particular de un relé, la máxima realimentación (corriente de falla en la dirección de no disparo) es menor del 25 % de la corriente de falla mínima para la cual el relé de protección debe operar.

3.4.2.1. SELECCIONANDO LA CURVA TIEMPO-SOBRECORRIENTE DE UN RELE: Con la unidad disco de inducción, cinco características son usadas en circuitos de distribución:

- a. Tiempo constante C0-6
- b. Moderadamente inverso C0-7
- c. Inverso C0-8
- d. Muy inverso C0-9
- e. Extremadamente inverso C0-11

Estas características son comparadas en la figura N^o 3.13., que encontraremos en la siguiente página.

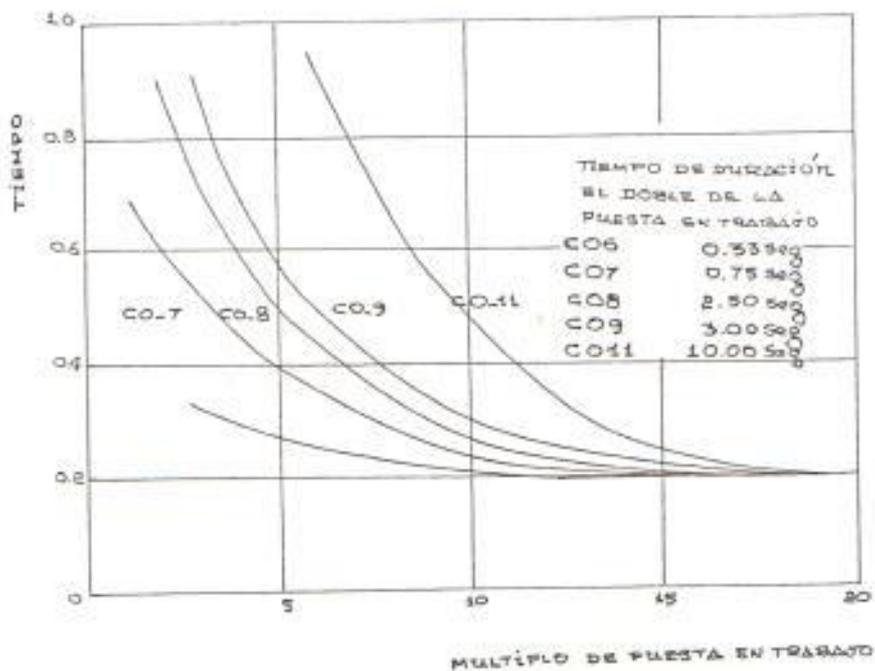


FIGURA N^o 3.13.- CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE

3.4.2.2. APLICACION DE RELES A ALIMENTADORAS RADIALES:

Las alimentadoras radiales pueden ser protegidas por relés de sobrecorriente no direccionales. La figura N^o 3.14., muestra varias secciones de una típica alimentadora radial.

Debido a que la alimentadora es radial, cada sección sólo requiere disyuntor en la fuente o terminal de subestación. Para despejar fallas en (1) y otras fallas a la derecha, sólo el disyuntor en R necesita ser disparado. Para disparar fallas en (2) y (3) y en el área en

tre ellas, el disyuntor en H debe ser disparado del mismo modo para despejar fallas en (4) y (5) y entre ellos, el disyuntor en G debe ser disparado. Ninguno de los relés en la posición de los disyuntores puede distinguir si la falla remota está en la línea protegida en la barra remota o en una línea adyacente. Los relés en H por ejemplo no pueden distinguir entre fallas en (1) y (2) en razón de que la magnitud de la corriente medida será la misma en cualquier caso. La apertura del disyuntor en H para falla en (1) es indeseable porque interrumpiría innecesariamente la carga en R. Dos técnicas están disponibles para resolver este problema; relés de tiempo diferido y relés piloto, sólo estudiaremos los relés de tiempo diferido.

Los relés de tiempo retardan la operación del relé para una falla remota permitiendo a los relés y disyuntores más cercanos a la falla - despejarla si es posible. En el ejemplo mostrado en la figura N^o 3.14., los relés en H retardarán para fallas en (1) o (2). Si la falla está en (1), éste retardo permitirá al

relé y disyuntor operar antes que H. De esta forma, aunque H no abriría para fallas en (1) (a menos que relé R y disyuntor asociado fallaran) operará para una falla en (2). Esta técnica llamada coordinación o selectividad es designada para combinar tiempo mínimo de operación para fallas cercanas con un tiempo diferido para fallas remotas. En el Capítulo V, se tratará en más detalle este tópicó.

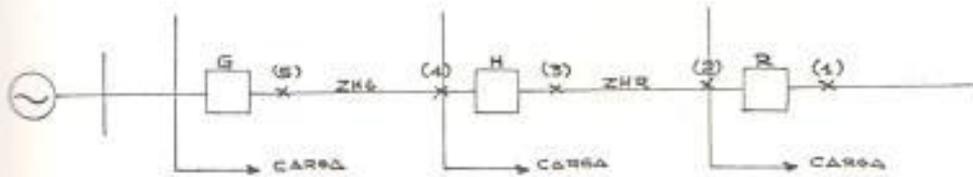


FIGURA N^o 3.14.- ALIMENTADORA RADIAL TÍPICA

3.4.2.3. APLICACION DE UNIDADES INSTANTANEAS:

Añadiendo unidades de disparo instantáneo a relés de tiempo - sobrecorriente se proporciona alta velocidad a la operación de relés para fallas cercanas y puede también permitir rápidos ajustes en los relés en las secciones adyacentes.

Las unidades de disparo instantáneo pueden ser usadas en una alimentadora de distribución si la falla (máxima y/o mínima) está en el orden de 1.1 a 1.3, o más veces la máxima falla lejana. En otras palabras, la unidad instantánea debe operar para cualquier tipo de falla posible, pero debe evitar la descoordinación de las protecciones, no debe operar para fallas remotas. En términos de constantes y ajustes, el alcance o cobertura de las fallas trifásicas en una línea puede ser determinada como sigue:

$$n = (K_s(1-K_i) + 1)/K_i \quad (3.1)$$

donde:

n = longitud por unidad de sección de línea protegida por la unidad instantánea.

K_i = Corriente de puesta en trabajo de unidad instantánea/máxima corriente de falla lejana. (3.2)

$$K_s = \frac{\text{Impedancia de la fuente}}{\text{Impedancia de línea protegida}} \quad (3.3)$$

Con referencia a la figura N^o 3.18., para I_{IT} en la GH

$$K_s = Z_s / Z_{GH}$$

$$I_{\text{ barra remota}} = V / (Z_s + Z_{GH})$$

$$I_{IT} = V / (Z_s + n Z_{GH})$$

$$K_i = I_{IT} / I_{\text{ barra remota}} = (Z_s + Z_{GH}) / (Z_s + n Z_{GH})$$

Resolviendo para n

$$n = (Z_s(1 - K_i) + Z_{GH}) / K_i Z_{GH} = (K_s(1 - K_i) + 1) / K_i$$

Para relés en G en figura N^o 3.14., $K_s = Z_s / Z_{GH}$;
para relés en H; $H_s = (Z_s + Z_{GH}) / Z_{HR}$, etc.

Valores recomendados de K_i son 1.3 para unidades pistón o solenoide con error transiente - (I_{IT}, SC, IT) y 1.1 para unidades cilíndricas - con error transiente despreciable ($KC-2, KC-4, KO, KR, IR$).

Sustituyendo $K_i = 1.3$ en ecuación 3.1;

$$n = (1 - 0.3 K_s) / 1.3$$

Si las impedancias de la fuente y de la línea

fueran iguales ($K_s = 1$), la unidad instantánea protegerá con el 50 % de la línea (cerca de 82 % con $K_i = 1.1$) para tres fases.

El valor mínimo que pueda justificar el uso de una unidad instantánea para la protección de línea es materia de selección. Cuando el costo relativo de añadir las unidades instantáneas a relés CO es bastante bajo, son recomendables aún cuando la cobertura de línea es baja para máximas fallas y cero para mínimas fallas. El arreglo proporciona rápida protección para las más severas fallas cercanas.

- 3.4.2.4. RELES DE FASE Y TIERRA: Un circuito puede ser protegido usando tres relés de fase y uno de tierra. Con tal arreglo, un relé puede ser removido para chequear y darle mantenimiento y el circuito todavía puede ser energizado confiablemente. Sin embargo, si solo dos relés de fase son usados, el circuito debe ser removido de servicio durante pruebas y mantenimiento.

3.4.3. Criterios para relés direccionales

Cuando hay una fuente en más de uno de los ter-

minales de línea, corrientes de carga y falla pueden fluir en cualquier dirección. Los relés que protegen la línea están por lo tanto sujetos a corrientes de falla fluyendo en ambas direcciones. Si relés no direccionales fueran usadas, ellos deberán ser coordinados no sólo con relés en terminales remotos, sino con relés detrás de ellos. En vista de que los relés direccionales operan sólo cuando las corrientes de falla fluyen en la dirección especificada para el disparo, ellos evitan esta coordinación compleja y la posibilidad de comprometer la protección de la línea.

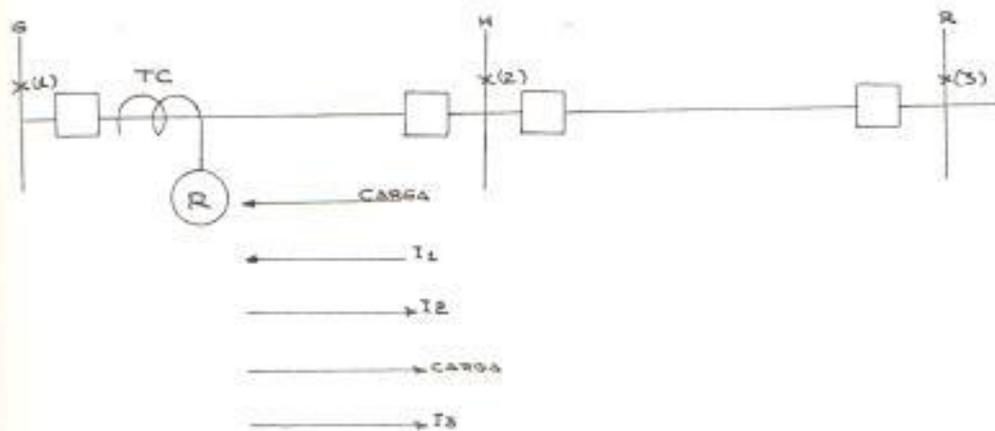


FIGURA N^o 3.15.- CRITERIO PARA REQUERIR UNA UNIDAD DIRECCIONAL EN RELE DE DISYUNTOR "A".

La figura N^o 3.15., muestra una línea, con una fuente en cada terminal. El siguiente procedimiento determina el criterio para una unidad direccional comparando las corrientes que fluyen a través del relé para fallas en cualquier barra.

Para relé tiempo-sobrecorriente, un relé direccional se rá aplicada en G si en figura N^o 3.15:

- a. La máxima corriente de falla I_1 a través del relé pa ra una falla en barra G excede 0.25 veces la corriente mínima de falla I_2 a través del relé para una falla en barra H para la protección de la línea y respaldo remoto más allá de la lí nea HR.

En otras palabras, un relé direccional podría - ser usado cuando:

$$(I_1 \text{ max} / I_2 \text{ min o } I_3 \text{ min}) \geq 0.25$$

- b. La máxima corriente de carga hacia barra G es ma yor que la máxima carga, hacia H. Esta condi- ción permite más sensibilidad de ajustes, la - cual puede o no ser requerida, dependiendo en la corriente a través de G para una falla mínima -

en los terminales de las líneas adyacentes, tal como en barra R. Este caso asume que el relé en G es usado para respaldo remoto de sección HR.

Con estos criterios y los reportes de estudio de cortocircuito, se determina la necesidad de instalar relés direccionales a los disyuntores marcados con una flechita, la misma que señala la dirección de disparo (Ver figura N° 5.2).

Para relés de sobrecorriente instantánea o unidades de disparo instantáneo, un relé direccional podría ser aplicada si la máxima corriente I_1 a través del relé para una falla detrás de él, es igual o mayor que el 90 % del ajuste de puesta en trabajo de la unidad instantánea (IT_{pu}). Para relé G en la figura N° 3.15., un relé direccional instantáneo podría ser usado si $I_1 \text{ max}/IT_{pu} \geq 0.90$ (ó 0.8 para fuente con un ángulo mayor de 60°).

3.4.4. Protección de circuitos de subtransmisión

Los circuitos de subtransmisión pueden ser radiales, anulares con una sola fuente o anillos con dos o más fuentes (dos o más subestaciones de distribución).

Líneas paralelas a subestaciones de distribución constitu-

yen un caso especial con una sola fuente. Los circuitos radiales de subtransmisión son protegidos en la misma forma que circuitos de alimentadoras radiales. En vista de que los circuitos de subtransmisión son trifásicos, circuitos de tres hilos, la protección de falla a tierra es aplicada como en circuitos de distribución aterrizados en el lado de la fuente.

3-4.5. Protección con fusibles

Este elemento de protección tiene mucha aplicación tanto en alta como en baja tensión. Se lo emplea para desconectar la parte de un sistema que ha fallado; de esta manera mantenemos la continuidad del servicio con la seguridad de reconectar la parte del sistema que ha fallado luego de que la falla desaparece puesto que su reconexión tiene que hacerse manualmente.

Desde el punto de vista económico es el más barato y el más sencillo de aplicar, mantener y coordinar conociendo sus características. Los fusibles se localizan generalmente en ramas o subramas de menor importancia relativa para el sistema.

En la figura N^o 3.16., se muestra la conexión para que los fusibles que desconectan fallas permanentes lo ha

gan en la forma más efectiva. Los fusibles 1, 2 y 3 operarán independientemente cuando ocurra una falla permanente en sus respectivas ramas o subramas.



FIGURA N° 3.16.- ESQUEMA DE PROTECCION CON FUSIBLES

Cuando se instalen los fusibles y portafusibles en el sistema eléctrico deberán tener sus valores adecuados como son tensión (V) y corriente nominal (I_n) y capacidad de interrupción, la cual debe ser algo mayor que la capacidad permitida del sistema en el punto que se instala el fusible. Hay infinidad de fusibles dependiendo del nivel de voltaje y corriente nominal, aquí describiremos brevemente los fusibles de potencia.

3.4.5.1. FUSIBLE DE POTENCIA: Es un fusible que consta de un soporte de fusible y una unidad fusible la cual puede o no incluir la unidad de relleno del fusible. Estos fusibles se identifican -

por las siguientes características:

- a. Poder de resistencia dieléctrica BIL a nivel de estaciones, subestaciones y transmisiones de potencia.
- b. Para operaciones primarias en estaciones y subestaciones.
- c. Su construcción mecánica está adaptada - principalmente para montaje en estaciones y subestaciones.
- d. Los voltajes de operación están limitados solo a voltajes de subestaciones y sistemas de subtransmisión.

Los fusibles de potencia que conforman las normas NEMA de alta tensión tienen marcada una E luego del valor nominal del fusible, por ejemplo si el fusible es de 20 Amperios y además es de potencia entonces, será 20E. El valor nominal será igual o mayor que la máxima corriente de carga más un porcentaje que tomará en cuenta los picos emergentes de corta duración.

Los fabricantes de fusibles de potencia, expresan la ca

pacidad de interrupción de estos dispositivos en valores RMS asimétricos en voltaje nominal. Esto se debe a que para grandes corrientes de falla, el fusible - interrumpe la falla en la mitad del primer ciclo.

El fusible de potencia aplicado en el lado primario del transformador en una subestación debe tener características tiempo-corriente, tales que coordinará con el disyuntor del circuito de distribución y el disyuntor del circuito de subtransmisión.

3.5. EQUIPOS COMPLEMENTARIOS DE PROTECCION

El relé reconectador o relé disyuntor conforman un sólo equipo, por lo tanto, ambos deben ser planeados juntos. En párrafos anteriores, estudiamos el principio de operación de los diversos relés.

Aquí describiremos brevemente al disyuntor, reconectador y seccionador, elementos complementarios para la protección de un sistema eléctrico.

3.5.1. Disyuntor

Es un dispositivo capaz de abrir y cerrar un circuito eléctrico, ya sea por medios manuales o automáticos. Abre un circuito en un valor predeterminado de corriente sin dañar-

se, de manera que puede ser cerrado otra vez y funcionar apropiadamente.

La primera consideración para escoger un disyuntor es que pueda ser ajustado para disparar en valores de máximas y mínimas corrientes de falla sin dañarse.

Los disyuntores se clasifican de acuerdo al voltaje de operación. Por arriba de 1500 V se consideran disyuntores de potencia.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE UN DISYUNTOR:

Cuando un disyuntor es aplicado a un sistema eléctrico de potencia, los siguientes valores nominales deben ser considerados:

- Frecuencia
- Voltaje nominal y sobrevoltaje máximo
- Corriente nominal y de corto tiempo
- Capacidad de cortocircuito
- Máxima corriente nominal de interrupción
- Corriente nominal de corto tiempo
- Corriente nominal momentánea
- Capacidad de Interrupción nominal
- Capacidad de recierre.

3.5.2. Reconectador

Es un dispositivo con la inteligencia necesaria para sensar sobrecorrientes, temporizar, e interrumpir la sobrecorriente y recerrar automáticamente para reenergizar la línea.

Si la falla fuera permanente, el reconectador "abrirá" después de un número predeterminado de operaciones - (usualmente 3 ó 4) y así aislará la sección fallada de la parte principal del sistema.

Estudios de sistemas de distribución aérea han establecido que aproximadamente de 80 a 95 % de todas las fallas son temporales en naturaleza y duran solo unos cuantos ciclos a unos cuantos segundos en la mayoría de los casos . El reconectador de circuito con su función de disparo y recierre elimina salidas prolongadas en sistemas de distribución debido a fallas temporales o condiciones transientes de sobrecorriente.

CLASIFICACION DE RECONNECTADORES

Se clasifican en monofásicos o trifásicos, controlados - hidráulica o electrónicamente con medio de interrupción en vacío o en aceite.

Los reconectores pueden ser usados ya sea en un sistema donde sus valores nominales son adecuados para los requerimientos del sistema. Ubicaciones lógicas son:

- a. En subestaciones como dispositivo de protección primario para alimentadoras.
- b. En alimentadoras largas para seccionar alimentadoras y sensar fallas remotas.
- c. En importantes derivaciones de alimentadoras principales para proteger la alimentadora principal de interrupciones y salidas debido a fallas en las derivaciones.

CRITERIOS DE APLICACION

Para una aplicación apropiada de reconectores automáticos de circuitos, seis factores principales deben ser considerados.

- a. Voltaje del sistema
- b. Máxima corriente de falla disponible en el punto de localización del reconector.

- c. Máxima corriente de carga
- d. Mínima corriente de falla dentro de la zona a ser protegida por el reconectador.
- e. Coordinación con otros dispositivos en ambos lados del reconectador; fuente y carga.
- f. Sensor de fallas a tierra.

VALORES NOMINALES DE RECONECTADORES

Los rangos del reconectador incluyen:

Voltaje nominal

Voltaje máximo de diseño

Voltaje de impulso (BIL)

Frecuencia

Corriente continua

Corriente mínima de disparo; y,

Corriente de interrupción.

3-5.3. Seccionadores

A diferencia de los disyuntores y reconectadores, los seccionadores no forman parte del equipo de protección, su función principal es seccionar un circuito en condiciones

de carga o en vacío, con el propósito de realizar la
bores de mantenimiento.

Las características técnicas que deben satisfacer los -
seccionadores son:

- a. Alcanzar bajos calentamientos al paso de la corrien
te nominal.
- b. Soportar térmica y dinámicamente las elevadas corrien
tes de cortocircuito que existen en las redes.
- c. Asegurar un aislamiento pleno a seccionador cerrado y
una coordinación de aislamiento a seccionador -
abierto.
- d. Garantizar una elevada fiabilidad mecánica y un man
tenimiento mínimo.

ELECCION

En la elección deben tomarse en cuenta tres condiciones:

- a. La tensión de servicio debe ser igual o menor a la
tensión nominal.

- b. La intensidad permanente de paso debe ser inferior o igual a la intensidad nominal.

- c. La intensidad de cortocircuito simétrico debe ser inferior o igual al límite térmico.

CAPITULO IV

SELECCION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION

La selección del tipo de protección aplicado a un sistema eléctrico de potencia obedece a criterios técnicos y económicos. En el aspecto técnico, deben observarse normas establecidas que permitan una operación eficiente del sistema y flexibilidad para el futuro. En lo económico debe analizarse la economía inicial y la operación y mantenimiento de los equipos.

4.1. EQUIPOS DE PROTECCION ACTUALMENTE INSTALADOS

4.1.1. Protección de generadores

CENTRAL CATAMAYO:

Generadores N° 1, 2 y 3

- 1 relé de potencia inversa tipo WDG
- 1 relé de sobrevoltaje tipo VAU
- 1 relé de falla a tierra
- 1 relé diferencial tipo CAG
- 3 relés de sobrecorriente tipo COG

- 1 disyuntor de las siguientes características:

$$V_n = 13.8 \text{ KV}, V_{\text{max}} = 27.9 \text{ KV}$$

- 1 interrupción simétrica = 13.46 KA, asimétrica = 19.6 KA

Capacidad de Interrupción = 250 MVA

Tiempo 3 ciclos

Seccionadores tripolares de barras de 400 A - 250 MVA

Generadores N° 4,5 y 8:

- 3 relés diferenciales de porcentaje tipo IJD

- 1 relé de sobrevoltaje tipo IAV

- 3 relés de sobrecorriente con restricción de voltaje
tipo ICJV

- 1 relé de potencia inversa tipo ICW

- 1 proyector de baja frecuencia tipo BASLER

- 1 disyuntor de las siguientes características:

$$V_n = 15 \text{ KV } F = 60 \text{ Hz } I_n = 1200 \text{ A}$$

I ruptura: simétrica = 11.5 KA, Asimétrica = 13.8 KA

Tiempo 5 ciclos

1 seccionador tripolar de barras de 13.8 KV, 600 A

Generadores N° 6 y 7:

- 3 relés de sobrecorriente tipo CDG

- 1 relé diferencial tipo CAG

- 1 relé de falla a tierra tipo CDG

- 2 relés de potencia inversa tipo WDG 18/126 W y 90/630 W

- 1 relé de sobrevoltaje tipo GEC

- 1 disyuntor de las siguientes características:

$V_n = 13.8 \text{ KV}$, $I_n = 400 \text{ A}$

I ruptura: Simétrica = 10.6 KA, asimétrica = 13.1 KA

Capacidad de interrupción = 250 MVA

1 seccionador tripolar de barras de 13.8 KV, 600 Amp.

Generadores N° 9 y 10:

- 3 relés diferenciales STYLE 290B82A09 (Westinghouse)

- 3 relés de sobrecorriente STYLE 1678516 (Westinghouse)

- 1 relé de potencia inversa STYLE 290B038A09 (westinghouse)

- 1 relé de sobrevoltaje STYLE 1875512 A(Westinghouse)

- 1 relé de sobrecorriente de tierra MODEL 121 FCS1B2A

- 1 disyuntor de las siguientes características:

$V_n = 13.8 \text{ KV}$, $I_{\text{nom}} = 1200 \text{ A}$ capacidad de interrupción =
350 MVA

1 seccionador tripolar de 600 A, 15 KV.

CENTRAL SAN FRANCISCO

Generadores N° 1 y 2:

- 1 relé de sobrecorriente tipo RSZ3 temporizado

- 1 relé de sobrevoltaje tipo RZF

- 1 relé auxiliar de sobrevoltaje tipo RUFW

- 1 disyuntor de las siguientes características:

$V_n = 6 \text{ KV}$, $I_n = 400 \text{ A}$, capacidad de interrupción = 250 MVA

1 seccionador de 630 A

Generador N° 3:

- 1 relé de sobrecorriente tipo RSZ3f
- 1 relé de sobrevoltaje tipo RUZd
- 1 disyuntor de las siguientes características:
 $I_n = 630 \text{ A}$, $V_n = 10 \text{ KV}$, 1 interrupción = 20 KA,
 Capacidad de interrupción = 250 MVA.

4.1.2. Protección de barras

No hay protección exclusiva para barras, la protección de respaldo de líneas, transformadores o generadores cumple esta función.

4.1.3. Protección de transformadores

CENTRAL CATAMAYO

Los transformadores asociados a los generadores N°s. 8, 9 y 10, tienen protección diferencial y de sobrecorriente común a éstos.

CENTRAL SAN FRANCISCO

Transformadores N°s. 1 y 2:

- 1 relé de sobrecorriente AEG modelo RSZ3g instantáneo
- 1 disyuntor de las siguientes características:
 $V_n = 6 \text{ KV}$, $I_n = 400 \text{ A}$, capacidad de interrupción = 120 MVA
- 1 seccionador tripolar de barras de 600 A.

Transformador N° 3:

- 1 relé de sobrecorriente AEG modelo RSZ3g instantáneo
- 1 disyuntor de las siguientes características:
 $V_n = 10 \text{ KV}$, $I_n = 630 \text{ A}$, 1 interrupción 20 KA, capacidad
 interrupción = 250 MVA.
- 1 seccionador tripolar de barras de 600 A

SUBESTACION LOJA

Transformadores N° 1 y 2:

- 1 relé de sobrecorriente (SIEMENS) tipo R3AS15e
- 1 relé diferencial (SIEMENS) tipo RT22C
- 1 reconectador de las siguientes características:
 $V_{\text{máximo}} = 15 \text{ KV}$, $BIL = 110 \text{ KV}$, tiempo de interrupción =
 3 ciclos, $I_{\text{nominal}} = 560 \text{ A}$.

Capacidad de interrupción = 100 MVA, $I_{\text{max}} = 8.000 \text{ A}$

Todos los reconectadores que operan a 13.8 KV en E.E.R.S.S.A. tienen iguales características.

- 1 disyuntor de las siguientes características:
 $V_n = 69 \text{ KV}$, $BIL = 350 \text{ KV}$, $I_n = 800 \text{ A}$, capacidad de interrupción = 1500 MVA
- 1 seccionador tripolar de barras a cada lado de los disyuntores.

SUBESTACION CATAMAYO

Transformadores N° 1 y 2:

Equipos de iguales características que en la Subestación Loja.

SUBESTACION SAN CAYETANO

- 1 seccionador fusible de 22 KV, 100A,
- 1 reconectador de las siguientes características:

$V_{\text{máximo}} = 27 \text{ Kv}$

$I_{\text{nominal}} = 800 \text{ A}$

BIL= 150 Kv

Interrupción simétrica = 10 KA

tiempo de interrupción = 3.5 ciclos.

Seccionadores de barra de 200 A.

SUBESTACION CENTRO

- 1 fusible de 22 Kv, 40 A

Seccionadores de barra de 400 A, 22 Kv.

SUBESTACIONES PLAYAS, VELACRUZ, NAMBA COLA

- 1 fusible de potencia 5E

SUBESTACION GONZANAMA, CATACUCHA, EMPALME

- 1 fusible de potencia 10E

SUBESTACION MACARA

- 1 fusible de potencia 7E

4.1.4. Protección de líneas

4.1.4.1. LINEAS DE SUBTRANSMISION:

CATAMAYO-EMPALME:

1 relé de sobrecorriente (SIEMENS) tipo R₃AS15e

CATAMAYO-GONZANAMA:

Igual protección de línea a Catamayo - Empalme

CATAMAYO-LOJA:

1 relé de sobrecorriente (SIEMENS) tipo R₃A₅7eK

Las tres últimas líneas tienen el mismo tipo de disyuntor de los transformadores de Subestaciones Loja y Catamayo.

EMPALME-MACARA:

1 fusible de potencia 7E

INTERCONEXION:CENTRAL CATAMAYO-SUBESTACION CATAMAYO:

1 relé de sobrecorriente y falla a tierra tipo CTU-51

1 disyuntor de las siguientes características:

V_n = 13.8 KV, I_n = 800 A, interrupción simétrica = 10.5KA,
capacidad de interrupción = 250 MVA.

INTERCONEXION SUBESTACION CENTRO-SUBESTACION SAN CA

YETANO:

No tiene protección directa, la protección del transformador de subestación San Cayetano cumple esta función.

SAN FRANCISCO-LOJA:

No tiene protección directa, la protección de transformadores y generadores de la central San Francisco le proporcionan respaldo.

LOJA-ZAMORA:

1 reconectador de características similares al de transformador de San Cayetano.

4.1.4.2. LINEAS DE DISTRIBUCION:

Todas las alimentadoras de distribución a 13.8 Kv y 22 Kv., están protegidas con reconectadores similares a los ya descritos en Subestaciones Loja y San Cayetano, tienen protección de sobrecorriente de fase y sobrecorriente de tierra con características tiempo - corriente inverso (CO-8) con unidad de disparo instantáneo.

La figura N° 4.1., ilustra el diagrama unifilar y su equipo de protección actualmente en operación.

SELECCION DE EQUIPOS DE PROTECCION DE EMPRESA ELECTRICA REGIONAL SUR S.A., CONSIDERANDO SU INTEGRACION AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Esta selección se hará conforme a los criterios técnicos y económicos ya expuestos y tomando en consideración la nueva configuración del sistema que incorpora al SNI, con una subestación de 138/69/13.8 KV de 40 MVA, ampliación de la Subestación San Cayetano e incremento de su capacidad en 10 MVA, la subestación Cariamanga de 1 MVA, así como la salida de servicio de 6 unidades de la Central Catamayo.

Otra consideración que se hace en esta selección es que los equipos actualmente instalados, cuyas características técnicas satisfacen los valores obtenidos en el presente estudio se mantienen con el fin de minimizar nuevas inversiones.

4.2.1. Protección de Generadores

CENTRAL CATAMAYO:

De acuerdo con nuestra guía de protección esbozada en el capítulo III, estos generadores se clasifican como grandes unidades.

La protección recomendada para estas unidades es con

relés: 51 V, 51 G, 40, 46, 86, 87, 87 G, 32, 59

CENTRAL SAN FRANCISCO:

Los generadores N° 1 y 2, pertenecen al grupo de pequeñas unidades, la protección recomendable se da con los siguientes relés: 51 V, 51 G, 87, 32, 46, 59.

El generador N° 3 se protege con los siguientes relés 51 V, 51G, 40, 46, 87, 86, 32, 64, 59.

Los equipos complementarios a los relés: TC, disyuntores y seccionadores se escogen de acuerdo al siguiente procedimiento (sólo se hará con una unidad como ilustración).

GENERADOR N° 7 DE CENTRAL CATAMAYO:

$$I \text{ plena carga} = 3600 \text{ KVA} / \sqrt{3} \times 13.8 \text{ KV} = 150.6 \text{ A}$$

Se escoge un transformador de corriente con relación - 200/5 y un seccionador de 300 A.

Este generador está conectado a la barra 41, las máximas corrientes de falla son: Ifalla simétrica = 4481 A.

$$I_{\text{falla asimétrica}} = 5900 \text{ A}$$

El disyuntor que satisface estas condiciones es de las siguientes características:

$V_n = 13.8 \text{ KV}$, $I_n = 1200 \text{ A}$, I interrupción simétrica = 8.8 KA ,
 I momentánea = 19 KA .

La tabla XVIII sintetiza los equipos que se recomiendan para la protección de los generadores.

4.2.2. Protección de barras

En razón de la poca durabilidad de falla en una barra y específicamente en este sistema que tiene barras con un máximo de 3 circuitos conectados a ella y el costo elevado que tiene la protección diferencial, se omite la protección de barras, la protección de respaldo de alimentadores y transformadores cumple esta función.

TABLA XVIII

PROTECCION RECOMENDADA DE GENERADORES DE E.E.P.S.S.A.

CENTRAL	GENERADOR	PROTECCION	SECCIONADOR.		DISYUNTOR.				TC
			V_n	I_n	V_n	I_n	Interrupción(KA)		
			Kv	A	Kv	A	Sim.	Asim.	
CATANAYO	7	51V,51G,40,46, 86,87,876,32,64	15	400	15	400	115	19	200/5
	8-9-10.	igual que el Gen. N° 7.	15	400	15	1200	115	19	600/5
SAN. FCO.	1-2	51V,51G,87,32, 46,59	6	400	6	400	115	19	200/5
	3	51V,51G,40,46, 87,86,32,64,59	10	630	10	400	120	20	400/5

4.2.3. Protección de Transformadores

Para los transformadores de 5000 KVA y mayores y aquellos asociados a los generadores, se proporcionará protección de sobrecorriente, diferencial y térmica, unidades de menor capacidad sólo tendrán protección de so
brecorrientes con fusibles.

La protección diferencial de transformadores requiere un análisis especial, ya que estos no deben tener una sensitividad marcada a altas corrientes magneti
zantes, la elección de qué relé usar para este pro
pósito no es fácil responder, sin embargo los re
lés CA y CA-26 son usados en subestaciones muy ale
jadas de grandes fuentes de generación.

Para nuestro propósito, usaremos los relés CA-26.

A manera de ilustración seguiremos los pasos necesá-
rios para la selección y aplicación correcta de re
lés diferenciales para el transformador de tres deva-
nados de Subestación INECEL.

1. Selección del tipo de relé:

Elíjase el relé CA-26 con baja sensitividad a las co
rrientes de magnetización.

2. Chequear capacidad térmica del TC(5A)

Se tiene un transformador de 3 devanados 40 MVA

$$I_{\text{plena carga}} = \frac{40.000}{\sqrt{3} \times 138} = \frac{40.000}{\sqrt{3} \times 69} = \frac{40.000}{\sqrt{3} \times 13.8}$$

Usar los siguientes transformadores de corriente

(T.C):

200/5

400/5

2000/5

3. Aplicar regla de conexión

Para nuestro transformador de tres devanados conectado en Y- Δ -Y conectar los TC en Δ -Y- Δ .

La corriente en los secundarios de los relés son:

$$\begin{aligned} \frac{I_{\text{plena carga}}}{RTC} &= \frac{167.4}{40} & \frac{334.7}{80} & \frac{1673.5}{400} \\ &= 4.18 & 4.18 & 4.18 \end{aligned}$$

Donde RTC = Relación de transformación del transformador de corriente.

4. Conectar relés para condiciones de carga balanceada

Las corrientes en los relés son: $\sqrt{3} \cdot 4,18$ $\sqrt{3} \cdot 4,18$ 4.18

5. Seleccionar el tap del relé más próximo a las con

diciones de carga balanceada.

$$\frac{IRH}{IRM} = \frac{\sqrt{3} \times 4,18}{\sqrt{3} \times 4,18} = 1$$

$$\frac{IRM}{IRL} = \frac{\sqrt{3} \times 4,18}{4,18} = \sqrt{3} = 1,73$$

$$\frac{IRH}{IRL} = \frac{\sqrt{3} \times 4,18}{4,18} = \sqrt{3} = 1,73$$

6. Chequear el desajuste M del relé

$$MHM = \frac{\frac{7,24}{7,24} - 1}{1} \times 100 = 0$$

$$MML = \frac{\frac{7,24}{4,18} - 1}{1} \times 100 = 73\%$$

$$MHL = \frac{\frac{7,24}{4,18} - 1}{1} \times 100 = 73\%$$

Estos desajustes están por arriba del límite tolerable (10 %).

Para disminuir las corrientes a los relés, autotransformadores compensadores deben añadirse en los lados de 13,8 y 69 Kv.

La relación de vueltas de estos transformadores es:

$$\frac{4.18}{7.24} \times 100 = 58\%$$

Usar relación de transformación de 3/5

En consecuencia la corriente en los relés es:

$$7.24 \times \frac{60}{100} = 4.34$$

Recalculando los desajustes:

$$MHM = \frac{(4.34/4.34-1)}{1} \times 100 = 0$$

$$MML = \frac{(4.34/4.18 - 1)}{1} \times 100 = 4\%$$

$$MHL = \frac{(4.34/4.18 - 1) \times 100}{1} = 4\%$$

La selección de reconfiguradores debe seguir los siguientes pasos:

Para este propósito, escogemos los transformadores - Nº 1 y 2 (son iguales) de Subestación Loja.

Se escoge el reconfigurador de control electrónico por

ser más flexible, más fácilmente ajustado y probado y más preciso que el de control hidráulico. En vista, de que el reconectador protegerá un transformador trifásico, es deseable usar un reconectador trifásico.

a. El voltaje nominal es 13.8 Kv

b. La corriente pico que permite un incremento del 25 % es

$$I = \frac{5.000}{13.8 \sqrt{3}} \times 1.25 = 261.5$$

El ajuste mínimo de disparo debe ser igual o mayor que este valor.

c. La corriente máxima de falla en esta barra (N^o 28) para $x/R = 6.42$ es 3.119 A

d. La corriente mínima de falla en la zona de protección más remota del reconectador es 1.951 A.

Con estos resultados, el reconectador que satisface estas características $V_{max} = 15.5 \text{ KV}$ $I_{nom} = 560 \text{ A}$

$I_{interrupción} = 8.000 \text{ A}$

Los transformadores de subestaciones de pequeña capacidad son protegidos con fusibles de potencia en el lado de alta, a continuación, se ilustra el procedimiento para se

leccionar los fusibles adecuados.

Transformador de Subestación Centro: Barra 34

a. La corriente pico que permite un incremento del 25 % es

$$I_p = \frac{1.500}{\sqrt{3} \times 22} \times 1.25 = 49.25 \text{ A}$$

b. La máxima corriente asimétrica de falla es 1135 A

c. La capacidad simétrica máxima es 31 MVA.

El fusible que llena estos requisitos es:

$$V_n = 23 \text{ Kv} \quad I_n = 50 \text{ A} \quad I_{\text{asimétrica}} = 10 \text{ KA, MVA}_{\text{asimétrica}} = 238 \text{ MVA.}$$

La tabla XIX, enlista los equipos seleccionados para protección de transformadores.

4.2.4. Protección de líneas

El tipo de protección proporcionada a las líneas es de sobre corriente de fase y sobre corriente de tierra. El procedimiento a seguirse para la selección adecuada de

PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE TERMINACION	VALOR ESTIMADO	VALOR REALIZADO	VALOR RECORRIDO	VALOR RECORRIDO (%)	VALOR RECORRIDO (P.V.)														
INECEL	1	877,51,5/6 63,49	$\frac{200}{5}$	$\frac{400}{5}$	$\frac{2000}{5}$	5/3	138 69	1.600 1.200	41 23	65 37	10.000 2.500									138.00 69.60	
LOVA	1-2	877,67,6/63	$\frac{50}{5}$		$\frac{250}{5}$	5/A	69	800	1,55	20	1.500	8.000	560	15							69.20
SN CAYETANO	1	877,67,6/63	$\frac{250}{5}$				69	1.200	23	37	2.500	8.000	560	15							
SN CAYETANO	2	67,676	$\frac{250}{5}$									8.000	560	15							138.20
CATAMAYO	1-2	877,67,6/63	$\frac{250}{5}$		$\frac{100}{5}$	5/A	69	800	1,255	20	1.500	8.000	560	15							69.20
CENTRO	1	51	$\frac{500}{5}$																		23.20
MACARA	1	51																			23.20
GONZANAMA	1	51																			69.20
CARIAMANNA	1	51																			69.20
CA TACOCHA	1	51																			69.20
EMPALME	1	51																			69.20
AMBAACOLA	1	51																			69.20
VELACRUZ	1	51																			69.20
PLAYAS	1	51																			69.20

LOS TRANSFORMADORES ASOCIADOS A GENERADORES 1, 2 Y 3 DE CENTRAL SAN FRANCISCO Y 8-9-10 DE CENTRAL CATAMAYO TIENEN PROTECCIÓN COMBINADA DE TRANSFORMADOR - GENERADOR.

*67: RELE DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.

los equipos es el mismo que se ha seguido, con la diferencia de utilizar aquí, un incremento del 200 % para el cálculo de corrientes pico, debido a que las alimentadoras, están sujetas a maniobras de seccionamiento y transferencia de carga de una a otra alimentadora.

En la tabla XX, se resume el equipo escogido para protección de líneas.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE EQUIPOS SELECCIONADOS CON EQUIPOS EN OPERACION

Los resultados del estudio de cortocircuito, sintetizados en las tablas nos permitieron calcular las corrientes de falla simétricas y asimétricas, necesarias para estimar las características que deben cumplir los reconectadores disyuntores y seccionadores, esto es: capacidades de interrupción y momentáneas. El estudio nos reveló bajas corrientes de falla lo que se debe principalmente a las pequeñas capacidades de generadores y transformadores y a la lejanía de las principales fuentes de generación (Paute, Catamayo, y San Francisco), observándose que disyuntores, reconectadores y seccionadores en operación, satisfacen plenamente las características técnicas requeridas e inclusive hay una sobredimensión de los mismos que posibilita su aplicación hasta un año horizonte lejano.

TABLA N^o XXI

PROTECCION ACTUAL DE LOS GENERADORES DE E.E.R.S.S.A.

RELE	CENTRAL	C A T A M A Y O			SAN FRANCISCO	
	UNIDAD	7	8	9-10	1-2	3
Diferencial (87)	CAG-34	IJD	CA			
Sobrevoltaje(59)	VAU	IAV	CV-5	RZF	RUZd	
Potencia Inversa(32)	WDG	ICW	CRN-1	---	----	
Relé SEC NEG(46)	---	---	-----	---	----	
Sub.Cte.Fase(51)	CDG-36	IJCV	CO(HILO)	RSZ3g	RbZ3f	
Sub.Cte.Tierra(51G)	CDG-16	IJCV	CV-8	RSZ3g	RSZ3f	
Pérdida Campo (40)	----	---	-----	----	----	

La protección recomendada para los generadores y sintetizada en la tabla XVIII, puede fácilmente compararse con la protección actual de los mismos de la tabla XXI. La protección diferencial de las unidades N^o 1 y N^o 2, pueden omitirse, por ser de pequeña capacidad, empero el generador N^o 3, necesariamente debe tener esta protección. La protección contra motorización de estas 3 unidades puede omitirse siempre que las turbinas tengan esta protección. La protección de corrientes parásitas inducidas en el rotor,

es proporcionada por el relé de secuencia negativa, para el caso de las unidades 1, 2, 3, 7, 8, 9, 10, sólo puede prescindirse de él, si el ajuste de la protección de tierra garantiza su operación para un tiempo menor del consignado a soportar cada unidad, el cual depende de la curva $I^2t=K$, característica de cada unidad, pero esta decisión requiere un estudio serio que debe considerar los tiempos adecuados para una segura coordinación con los demás elementos de protección del sistema.

La carencia de protección contra pérdida de campo que puede observarse en la tabla XXJ, representa un grave riesgo para las unidades en razón de que estas no tienen devanados de amortiguación que puedan conducir las corrientes inducidas en el rotor. La duración del tiempo para alcanzar sobrecalentamientos peligrosos del rotor depende del valor del deslizamiento, y puede ser muy corto, unos dos o tres minutos. Una termocupla podría detectar el punto caliente del rotor y dar una señal de alarma, pero el proceso de tomar una decisión para resolver el problema puede ser tan largo, que la unidad sufriría grandes daños.

Con respecto a la protección de transformadores podemos observar que la protección térmica recomendada con el relé 63 es proporcionada con el relé Buchholz, la protección de sobrecorriente para los transformadores de Catacocha, Empalme, Velacruz, Pla

vas y Nambacola con fusibles 10E y 5E, si cubren su capacidad nominal más el 25 % de incremento súbito de carga que aconsejan las normas para seleccionar el fusible. La característica tiempo-corriente de los relés que protegen a los transformadores, es similar con la de líneas, sin embargo la nueva configuración del sistema, dificulta la coordinación y es necesario corregir este problema para proporcionar un servicio confiable. Los demás dispositivos en operación están en concordancia con los que se recomiendan en este estudio.

La protección de sobrecorriente de fase y tierra recomendada en este estudio para la protección de líneas es satisfecha por los equipos instalados, con excepción de la protección direccional necesaria para facilitar coordinación.

Las líneas de subtransmisión San Francisco - Loja y Subestación San Cayetano - Subestación Centro, no tienen protección propia por lo que una falla en su trayecto hace operar la protección de transformador y generador de San Francisco o la protección del transformador de Subestación San Cayetano, respectivamente. Las consecuencias graves que se derivan de estas posibles fallas son sacar de servicio a los generadores 1, 2, 3 y operar la protección de transformador de Subestación San Cayetano, en el primero y segundo caso, respectivamente.

4. RECOMENDACIONES TECNICAS

1. Proporcionar protección diferencial al generador N° 3 de Central San Francisco.
2. Instalar relés de secuencia negativa en todas las unidades de generación.
3. Proporcionar protección contra pérdida de campo a todas las unidades de generación.
4. Ajustar los valores de corriente de mínimo disparo a los valores indicados en las tablas XXII.
5. Proporcionar protección de sobrecorriente de fase y tierra para la línea de subtransmisión San Francisco - Loja , con reconectador de características similares al de línea San Francisco - Zamora en Central San Francisco.
6. Proporcionar protección de sobrecorriente direccional a los transformadores y líneas como se indica en las tablas N°s. XIX - XX y flechitas de la figura N° 5.2.

CAPITULO V

COORDINACION DE PROTECCIONES

La aplicación correcta de relés de corriente requiere un conocimiento de la corriente de falla que puede fluir en cada parte de la red. En vista de que pruebas a gran escala son normalmente impracticables, un análisis del sistema debe ser realizado.

Los relés dentro de un sistema eléctrico de potencia, pueden ser coordinados usando gráficos o tablas, aunque los gráficos son más útiles para sistemas radiales. Papel semilogarítmico (abscisa logarítmica para corriente y ordenada lineal para tiempo) o log - log pueden ser usados. Papel log - log es preferible cuando dispositivos de diferente tipo incluyendo fusibles son coordinados en un gráfico. La escala de corrientes puede estar en amperios o por unidad. Cualquier diferencia en la relación de los relés debe ser tomada en consideración cuando se determina las corrientes en los relés en diferentes ubicaciones del sistema.

1. ZONIFICACION DEL SISTEMA

La filosofía general de aplicación de relés es dividir - el sistema de potencia en zonas que pueden ser protegidas adecuadamente con la mínima cantidad del sistema desconectado. El sistema de potencia es dividido en zonas de protección para:

1. Generadores
2. Transformadores
3. Barras
4. Circuitos de subtransmisión y distribución

Con el fin de coordinar los relés y fusibles de Empresa Eléctrica Regional Sur S.A., se establecen las siguientes zonas de protección: A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L. El área de influencia de cada uno de estas zonas es:

ZONA A: Central Catamayo, Subestación Catamayo, Línea Catamayo-Loja (Figura N° 5.3).

ZONA B: Líneas Catamayo-Catacocha, Empalme-Macará y Subestaciones rurales correspondientes (figura N° 5.5)

ZONA C: Línea Catamayo - Gonzanamá - Caríamanga y Subestaciones correspondientes (Figura N° 5.6).

ZONA D: Central San Francisco, Líneas San Francisco - Loja, San

Francisco - Loja, San Francisco - Zamora (figura N° 5.4).

ZONA E: Interconexión de Subestaciones San Cayetano y Centro (fig. N° 5.10).

ZONA F: Anillo de interconexión de Subestaciones Inecel, Loja, - San Cayetano (figura N° 5.11).

ZONA G: Anillo de interconexión de subestaciones INECEL, Loja - San Cayetano. (Fig. N° 5.12).

ZONA H: Línea Loja - Catamayo, Subestación Catamayo (Fig. 5.7)

ZONA I: Subestación San Cayetano, Línea Loja - San Francisco (Fig. 5.8).

ZONA J: Alimentadoras a 13.8 Kv. de Subestación San Cayetano.

ZONA K: Alimentadoras a 13.8 Kv de Subestación Loja

ZONA L: Subestación INECEL (Fig. 5.9).

La protección en cada zona se traslapa sobre la zona adyacente para evitar la posibilidad de zonas no protegidas. Este traslapamiento se consigue conectando los relés como se muestra en la figura N° 5.1.

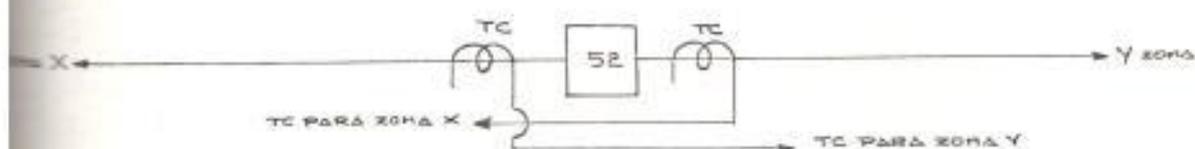


FIGURA N^o 5.1. PRINCIPIO DE SUPERPOSICION DE ZONAS DE PROTECCION

La coordinación entre zonas se tiene en los siguientes casos:

ZONA A se coordina con zonas B, C, D, F, G, H

ZONA F se coordina con zonas H, I, J, K.

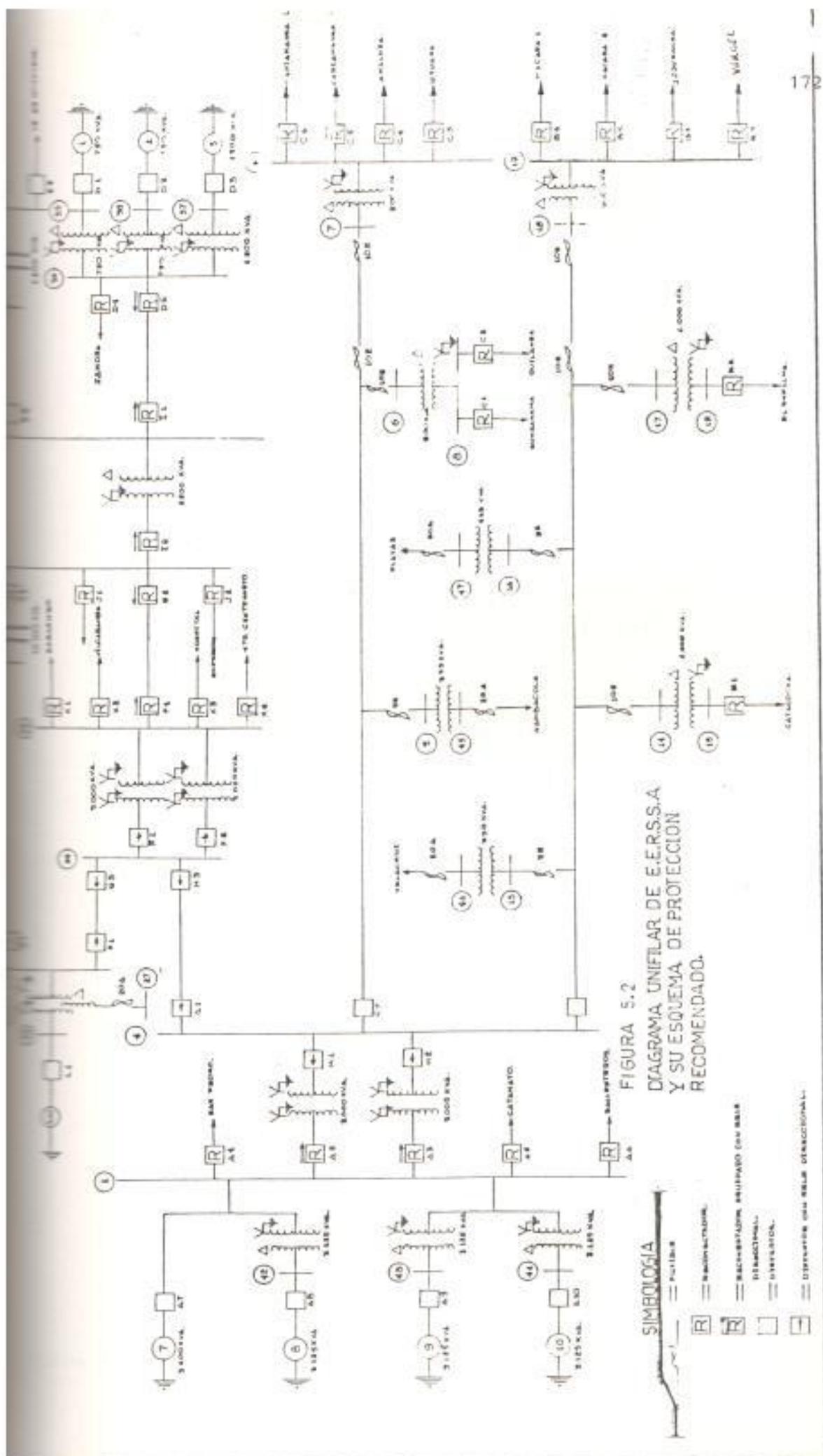
ZONA G se coordina con zonas H, I, J, K.

ZONA I se coordina con zonas D, E.

ZONA L se coordina con zonas F, G.

5.2. DIAGRAMAS UNIFILARES

La configuración del sistema es representada por un simple diagrama unifilar mostrando el área del sistema involucrado en el problema de protección. Este diagrama debe mostrar en detalle la ubicación de los disyuntores transformadores de corriente, reconectadores, fusibles, líneas y derivaciones la ubicación y tamaño de generadores, transformadores de potencia y sus conexiones (Ver figura N^o 5.2).



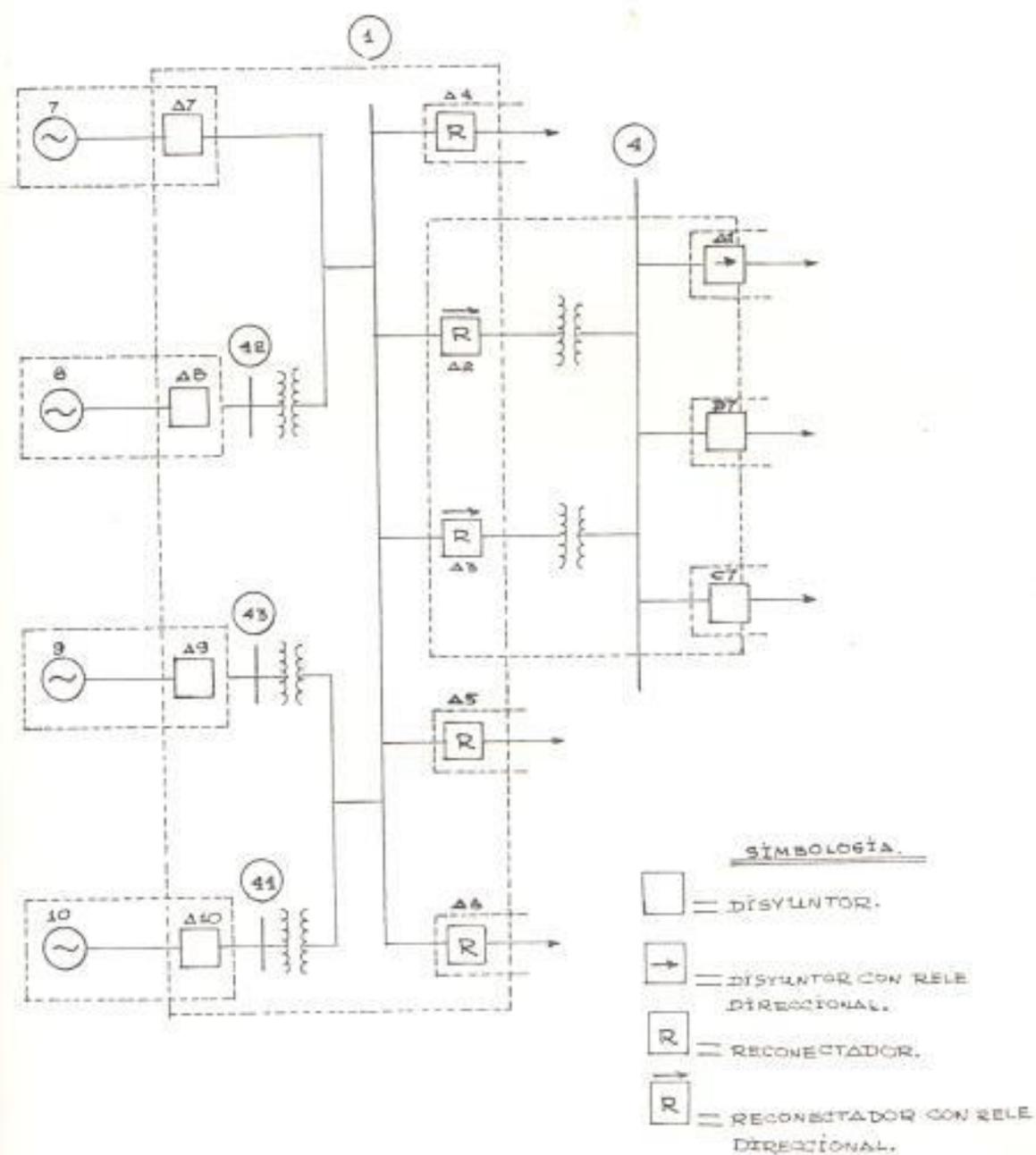


FIGURA N° 5.3.- COORDINACION DE ZONA A CON ZONAS B-C

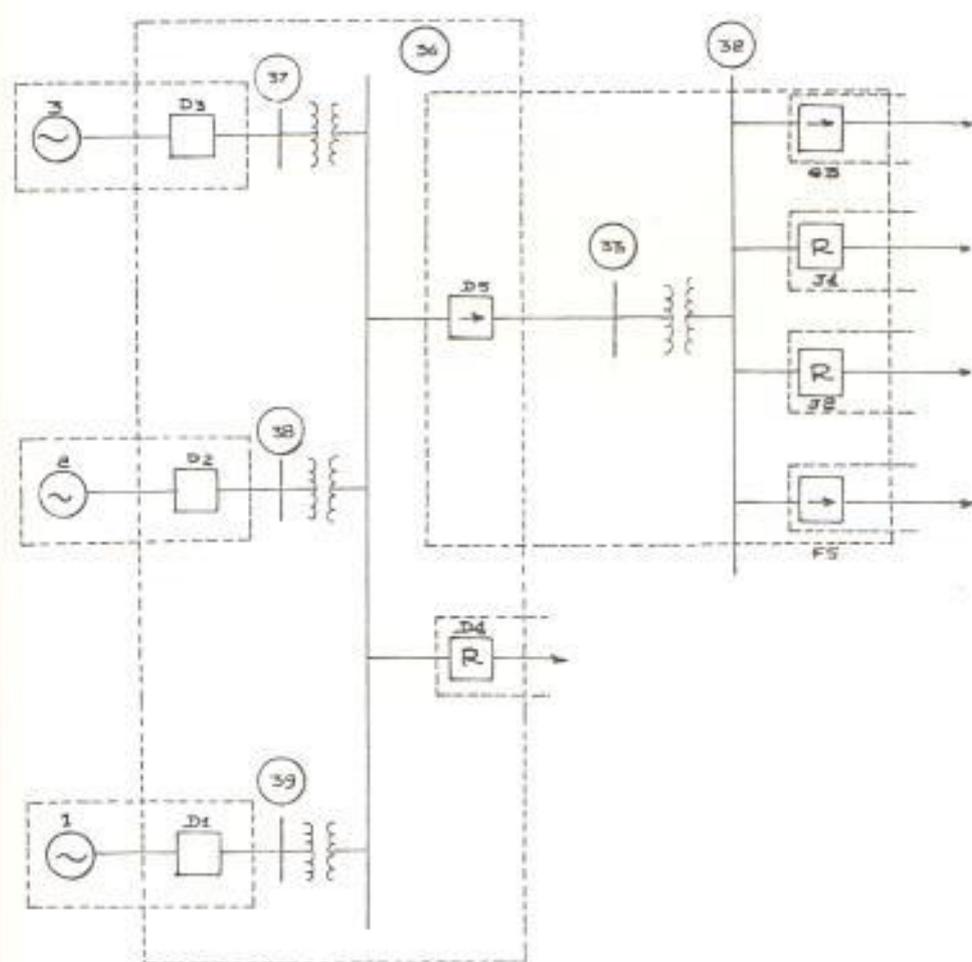


FIGURA N^o 5.4.- COORDINACION DE ZONA D CON ZONAS F - G - I.

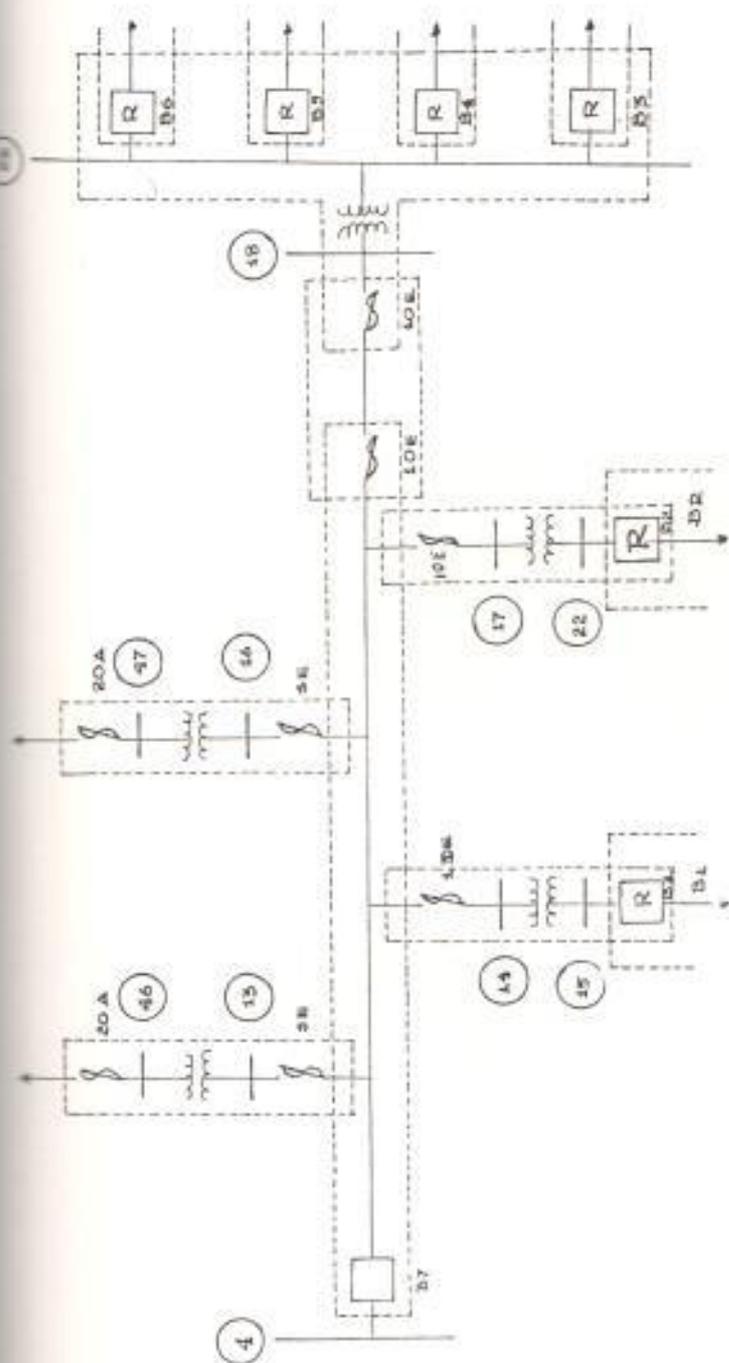


FIGURA Nº 5.5.- COORDINACION DE ZONA B

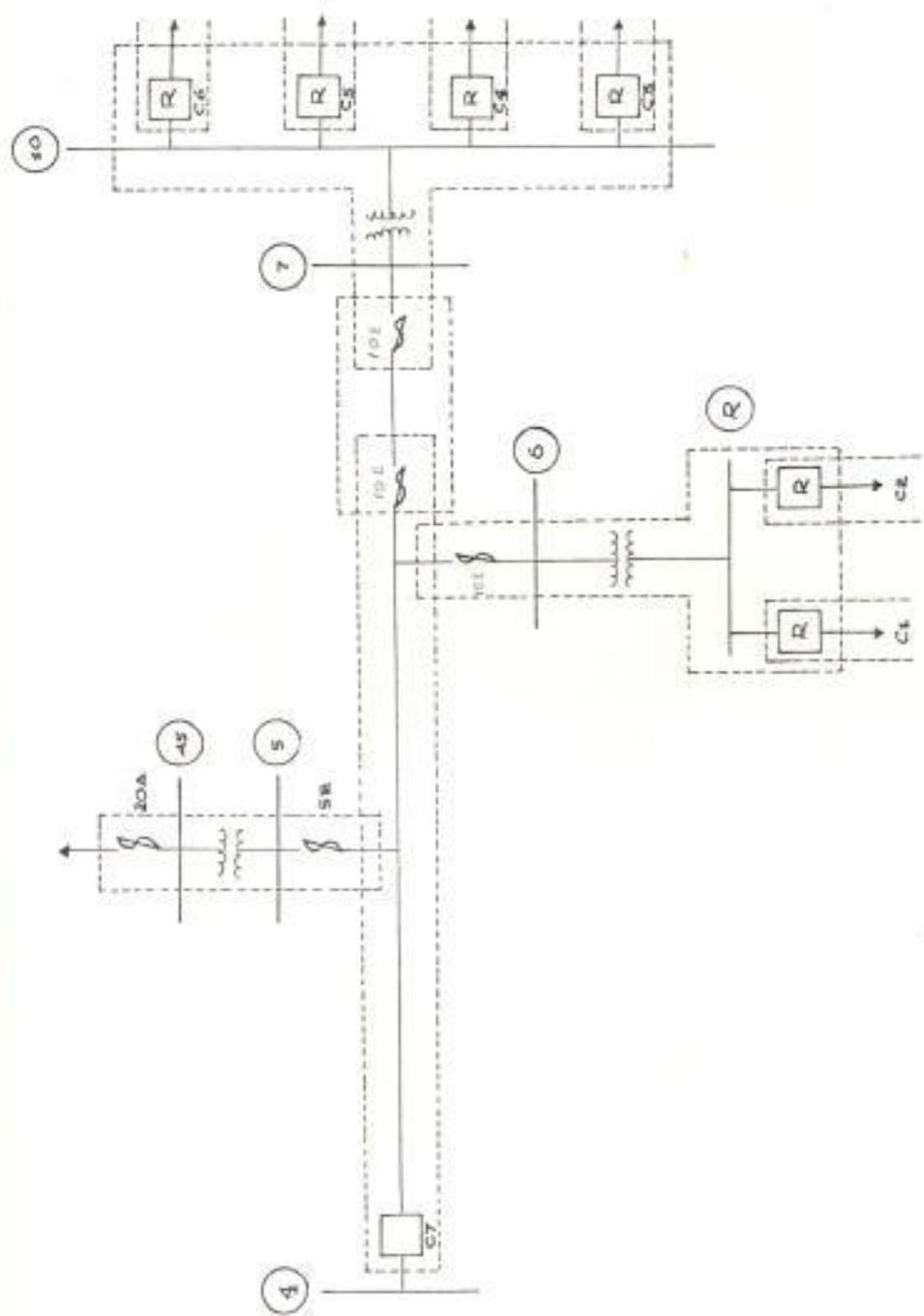


FIGURA N° 5.6.- COORDINACION DE ZONA C

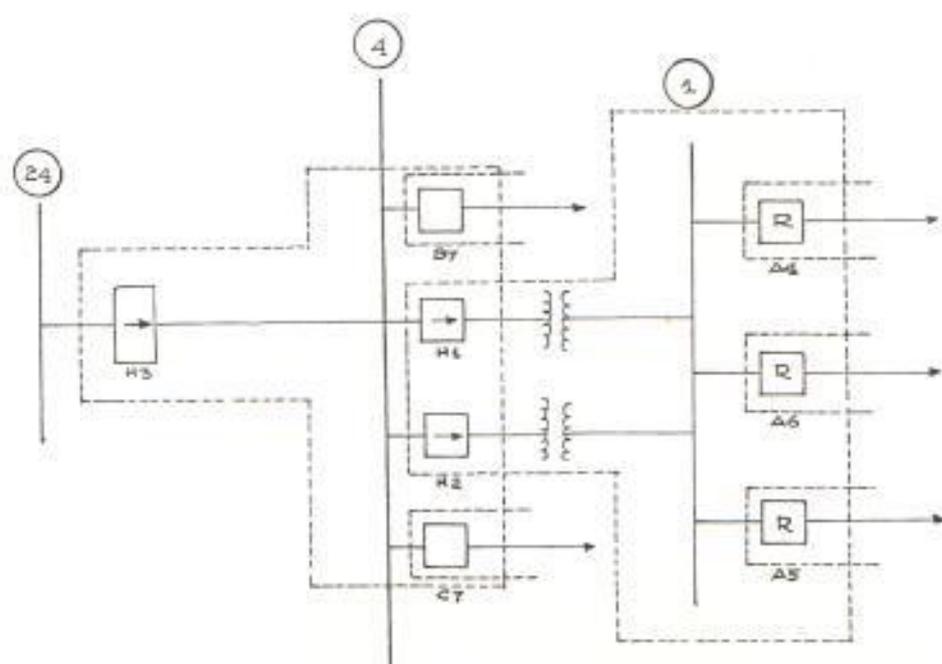


FIGURA Nº 5.7.- COORDINACION DE ZONA H CON ZONAS A - B - C

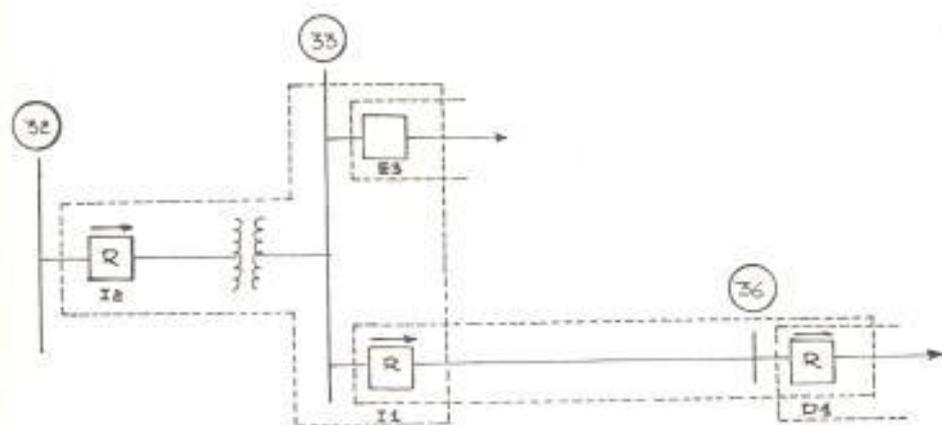


FIGURA Nº 5.8.- COORDINACION DE ZONA I CON ZONAS D-E.

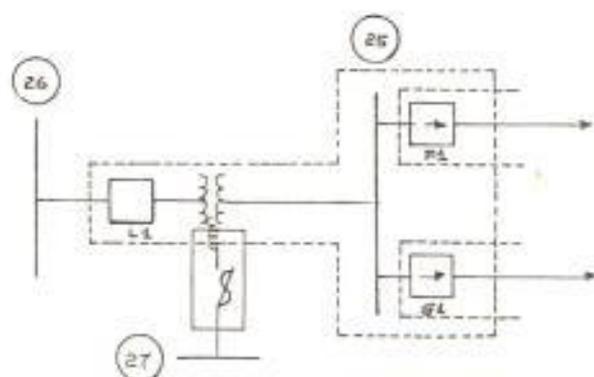


FIGURA N° 5.9.- COORDINACION DE ZONA L CON ZONAS F - G

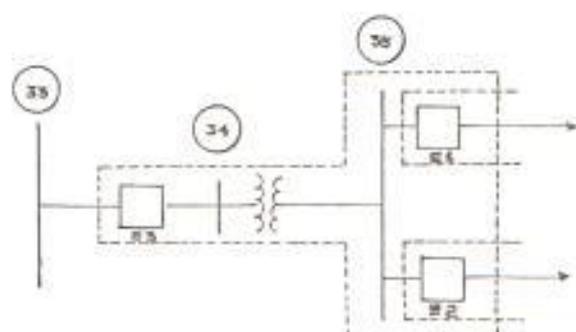


FIGURA N° 5.10.- COORDINACION DE ZONA E.-

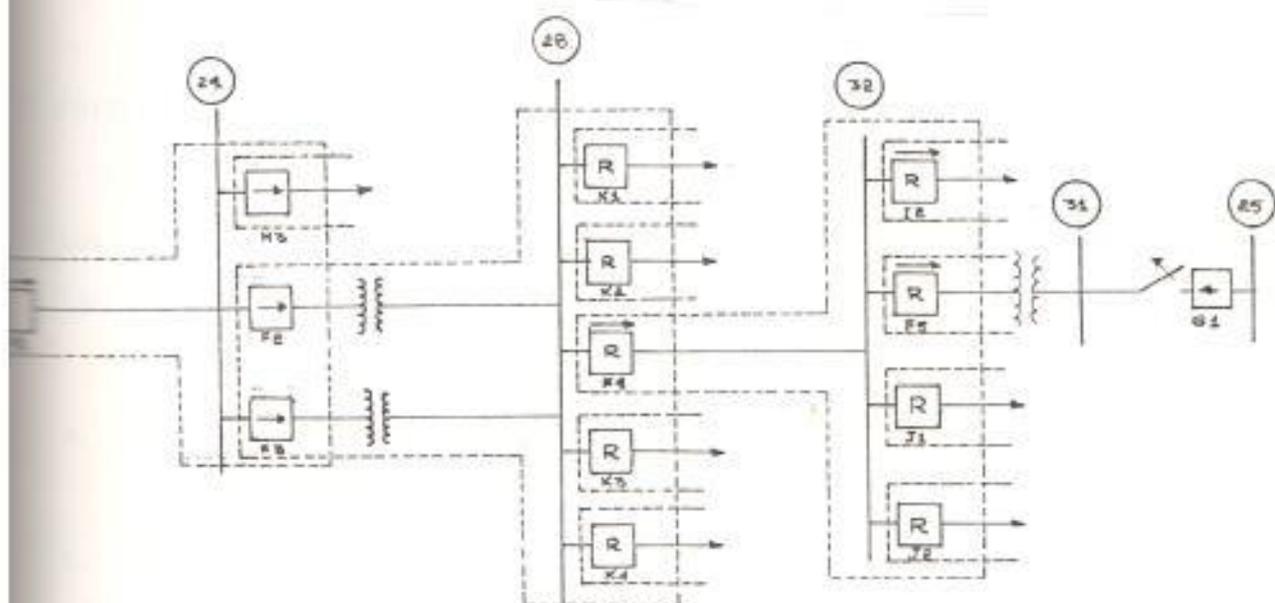


FIGURA Nº 5.11.- COORDINACION DE ZONA F CON ZONAS H - I - J - K

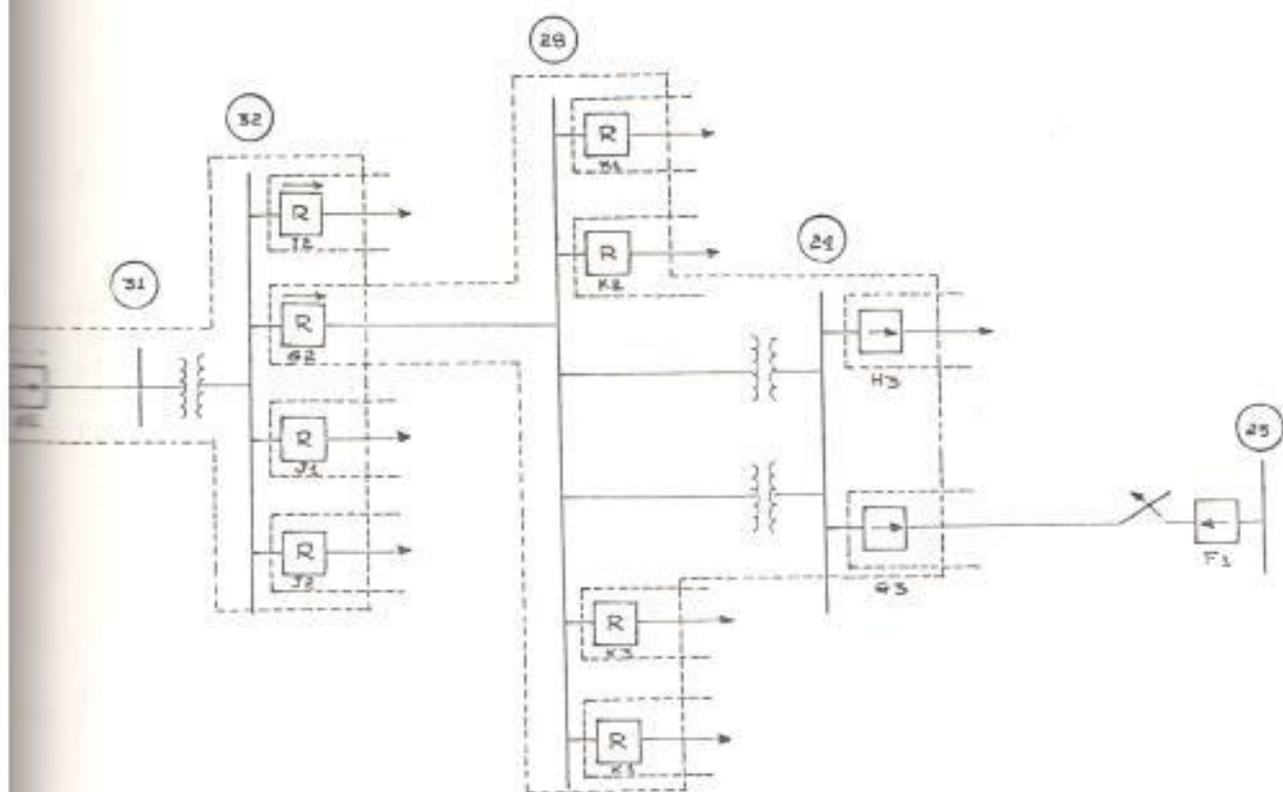


FIGURA Nº 5.12.- COORDINACION DE ZONA G CON ZONAS H - I - J - K.-

13. CRITERIOS DE COORDINACION

Los datos requeridos para un estudio de calibración de re
lés son:

- a. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia.
- b. Impedancia en ohmios, porcentaje (%) o por unidad(p,u) de generadores motores, transformadores y líneas.
- c. Máximas y mínimas corrientes de corto-circuito que se espera fluyan a través de cada dispositivo de protección.
- d. Máxima corriente pico de carga a través de los dispositivos - de protección.
- e. Corrientes de arranque de grandes motores.

Los ajustes de los relés son primero determinados para dar el tiempo de operación más corto en máximos niveles de falla y luego chequeados para ver si la operación es sa
tisfactoria en condiciones de mínima corriente de falla.

Las reglas básicas para correcta coordinación de relés - pueden generalmente ser establecidas como sigue:

- a. Siempre que sea posible, usar relés con la misma caracter

rística de operación en serie uno con otro.

- b. Asegurarse que los relés más alejados de la fuente tienen ajustes iguales o menores que los relés detrás de él, es to es, que la corriente primaria requerida para operar un re lé de protección es siempre igual o menor que la corriente - primaria requerida para operar el relé de respaldo.

5.3.1. Principio de escalonamiento tiempo-corriente

Entre los varios métodos usados para obtener correcta coordinación de relés están aquellos que usan tiempo o so brecorriente o una combinación de ambos. La idea co mún de los tres métodos es dar discriminación correc ta. Es decir cada uno debe escoger y aislar solo - la porción fallada del sistema eléctrico, dejando el resto del sistema inalterado.

DISCRIMINACION POR TIEMPO:

En este método un intervalo de tiempo apropiado es dado pa ra cada uno de los relés que controlan los disyuntores en un sistema eléctrico de potencia para asegurar que el dis yuntor más cercano a la falla abra primero. La principal desventaja de este método de discriminación es que el más largo tiempo de despeje de falla ocurre para fallas en la sección más cercana a la fuente de potencia, donde

el nivel de falla es muy alto.

DISCRIMINACION POR CORRIENTE:

La discriminación por corriente se basa en el hecho de que la corriente de falla varía con la posición de la falla, debido a la diferencia de impedancias entre la fuente y la falla. Sin embargo hay dos puntos prácticos importantes que afectan este método de coordinación:

- a. No es práctico distinguir una falla en dos puntos muy cercanos a un disyuntor del lado de la fuente y del lado de la carga en vista de que la distancia entre estos puntos puede ser de unos cuantos metros, correspondiendo a un cambio en la corriente de falla de aproximadamente el 0.1 %.
- b. La discriminación por corriente solo puede ser aplicada donde haya una apreciable impedancia entre los dos disyuntores involucrados en la coordinación.

DISCRIMINACION POR TIEMPO Y CORRIENTE:

En este tipo de relés, el tiempo de operación es inversamente proporcional al nivel de corriente de falla y la curva característica es una función de ambos ajustes: tiempo y corriente.

Las ventajas de este método de coordinación se podrán observar en nuestros resultados de coordinación resumidos en el literal 5.4.

5.3.2. Margen de escalonamiento

El intervalo de tiempo entre la operación de dos relés adyacentes depende de los siguientes factores:

- a. Tiempo de interrupción de la corriente de falla - del disyuntor;
- b. Tiempo de sobrecarrera del relé;
- c. Errores; y,
- d. Margen final sobre operación completa

TIEMPO DE INTERRUPCION DEL DISYUNTOR:

El disyuntor que interrumpe la falla debe tener completamente interrumpida la corriente antes de que el relé discriminante deja de ser energizado.

SOBRECARRERA:

Es el tiempo en el cual el relé continúa su avance operacional después de ser desenergizado.

ERRORES:

Todos los dispositivos para medición tales como relés y transformadores están sujetos a algún grado de error debido a las corrientes magnetizantes de los transformadores, por lo tanto debe permitirse alguna tolerancia.

MARGEN FINAL:

Es el margen de seguridad permitido para un enganche satisfactorio de los contactos.

TIEMPO RECOMENDADO:

El tiempo total recomendado depende de la velocidad de operación de los disyuntores y el trabajo de los relés. Un tiempo de 0.5 segundos es un margen de escalonamiento normal. Con modernos y rápidos disyuntores y tiempos de sobrecarreras más bajos, 0.4 segundos es un valor razonable, mientras que bajo las mejores condiciones posibles 0.35 segundos puede ser factible. Para nuestro estudio se usa un tiempo de 0.35 a 0.4 segundos.

5.3.3. Cálculo de los ajustes de relés de sobrecorriente

La coordinación correcta de relés de sobrecorriente en un sistema de potencia requiere cálculos y gráficos en papel log - log o los ajustes estimados del relé en términos de tiempo y corriente para asegurar un buen mar

gen de escalonamiento entre los relés en subestaciones adyacentes para proporcionar la discriminación deseada.

RELES DE TIEMPO DEFINIDO:

La selección de ajustes para relés de tiempo definido presenta poca dificultad. Los elementos de sobrecorriente deben ser ajustados por abajo de la corriente de falla en el terminal remoto de la línea dentro de un margen razonable. Los ajustes deben ser lo suficientemente altos para evitar la operación de relés con la máxima carga probable.

RELES DE TIEMPO INVERSO:

Los ajustes de corriente primaria deben estar por arriba de la máxima corriente de carga estimada para permitir algún margen para cargas pico, y por abajo de la corriente mínima de falla. Una vez que estos ajustes de corriente han sido escogidos, los ajustes multiplicadores de tiempo del relé son calculados. El escalonamiento es calculado para valores máximos de corriente de falla, la cual, debido a la forma inversa de la curva característica del relé, asegura que el margen de escalonamiento será correspondientemente incrementado para los valores más bajos de corriente.

Con el propósito de obtener una buena coordinación en nuestro sistema se utilizan relés de este tipo con característica inversa tiempo - corriente para la protección de fase y tierra.

5.3.4. Tipos de coordinación

COORDINACION FUSIBLE - RECONECTADOR:

La coordinación entre un fusible y un reconnector puede ser lograda usando métodos basados sobre curvas tiempo - corriente.

El fusible generalmente protege el sistema de una posible falla interna del transformador o en la barra primaria . Este arreglo es mostrado en la figura N° 5.13.

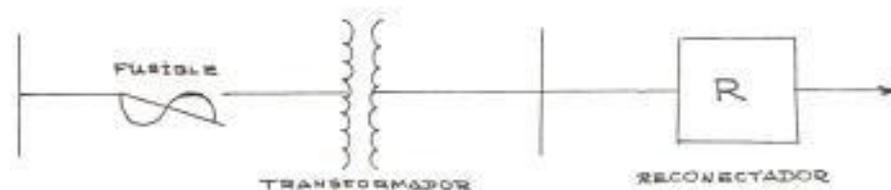


FIGURA N° 5.13.- COORDINACION TIPICA DE FUSIBLE Y RECONECTADOR A TRAVES DE UN BANCO DE TRANSFORMADORES.

El reconnector debe ser escogido para coordinar con el fusible de modo que éste no interrumpa el circuito para ninguna corriente de falla en el lado de carga del reconnector. Las curvas tiempo-corriente pueden ser usadas para coordinar el fusible y el reconnector de la figura N°5.13, siguiendo esta regla. Para máxima corriente de falla en el re

conectador el tiempo mínimo de fusión del fusible de be ser mayor que el tiempo de despeje del reconectado do do.

COORDINACION FUSIBLE - FUSIBLE:

El tiempo de operación de un fusible es una función de la preformación del arco y la formación del arco del elemento - fusible, el cual sigue una ley i^2t . Para lograr una coor dinación apropiada entre dos fusibles en serie, es necesario asegurarse que la curva total i^2t tomada para el fusi ble más pequeño no sea mayor que el tiempo de prefor mación del arco i^2t del fusible mayor. Se ha estableci do por pruebas que una coordinación satisfactoria entre dos fusibles en serie se logra si la relación de co rrientes entre dos fusibles es mayor que dos.

COORDINACION RELE - FUSIBLE:

La característica del relé recomendada para coordinar con fusibles es la muy inversa o extremadamente inversa, la cual sigue una ley i^2t . Donde sea aplicada, es necesario tener presente que para una coordinación satisfactoria entre un relé y un fusible, el ajuste de la corrien te prima ria del relé debe ser aproximadamente tres o más veces la corriente nominal del fusible y que el margen de escalonamiento expresado como cantidad fija - no puede ser menor de 0.35 segundos.

COORDINACION RELE - RECONECTADOR:

Tal como se definió en el Capítulo III, los reconectores son dispositivos de interrupción de un circuito similares a los disyuntores, los cuales incluyen disparo automático y facilidades de recierre. Con el propósito de simplificar la coordinación con relés de protección, el relé de disparo del reconector puede ser equipado con unidades tipo inducción de tiempo - sobrecorriente e instantánea, de este modo los elementos que coordinan con los reconectores miran a éstos como relés. Todos los reconectores de la Empresa Eléctrica Regional Sur S.A., están equipados con unidades tipo inducción de características tiempo - corriente inversas (CO-8) tienen cuatro disparos instantáneos con intervalos de recierre de 1 a 120 seg., tiempo de reposición de 25 a 120 seg. y un mecanismo de bloqueo para 1,2,3 y 4, operaciones del reconector (Referencias 6-7).

5.3.5. Modelo de Coordinación

Con el fin de evitar la repetición innecesaria del procedimiento que se sigue para la coordinación de los elementos de protección se escoge la zona C como modelo. Esta zona comprende la línea Catamayo, Gonzanamá - Cariamanga con dos subestaciones trifásicas y una monofásica (Figura N°5.6). Por razones técnicas detalladas en el literal 5.3.4., los

reconectores deben ser equipados con relés de característica tiempo-corriente extremadamente inversa. La protección en el lado de alta tensión para los transformadores trifásicos es el fusible 10E, el mismo tipo de fusible protege la línea Gonzanamá - Cariamanga. Para la protección de Línea Catamayo - Gonzanamá se usa el relé estático de característica tiempo - corriente, inversa con dos unidades - para la protección de fase y una para la protección de tierra. Las especificaciones técnicas de este relé se dan en referencia 8.

COORDINACION DE FUSIBLE 10E y reconectores C1 y C2:

- Protección de fase:

En este caso, el fusible 10E es el respaldo de relés C1 y C2, la coordinación debe hacerse con la curva de tiempo - mínimo de fusión del fusible 10E cuyos valores de tiempo y corriente son:

TIEMPO(SEG)	8	1.3	0.6	0.38	0.26	0.20	0.16	0.12
CORRIENTE(A)	100	150	200	250	300	350	400	500

La puesta en trabajo de los relés debe ser mayor que la corriente pico de modo que no opere para incrementos súbitos de carga o transferencia de carga de una a otra alimentadora, además debe ser sensible a la mínima corriente de falla en la zona más remota del relé.

Usar transformadores de corriente de relación 50/5

Corriente de puesta en trabajo de relés C1 y C2 = 25 amperios.

$$\text{Selección del tap} = \frac{\text{Corriente de puesta en trabajo}}{\text{Relación de transformador}} = \frac{25}{10} = 2.5$$

El múltiplo de tap para falla crítica (MPt) es:

$$\frac{\text{Máxima falla en la localidad del relé}}{\text{puesta en trabajo del relé}} = \frac{481}{25} = 19.2 \text{ veces el tap.}$$

Para un tiempo de operación de 0.1 segundos y 19.2 veces el tap, de curva del relé C0-11 se tiene un TD correspondiente - igual a 2.

Los datos para la curva t-c de relés C1 y C2 son:

MULTIPLIO DE TAP	2	4	6	8	10	14	18	20
CORRIENTE (A)	50	100	150	200	250	350	450	500
TIEMPO (SEG)	3.5	0.75	0.36	0.22	0.17	0.12	0.09	0.085

La unidad instantánea debe ajustarse de 1.15 a 1.3 veces la máxima corriente de falla en la zona más remota del relé, esto es $1.15 (261) = 300$ A primarios a 30 A en el relé.

COORDINACION DE RECONECTADORES C3, C4, C5, C6, de subestación Caríamanga con fusible 10 E.

El ajuste de relés es similar a C1 y C2 en las unidades de sobrecorriente de fase, tierra e instantánea.

COORDINACION DE RELE C7 y fusible 10E de línea Catamayo - Gonzanamá.

En este caso, el fusible es el elemento primario por lo tanto deben usarse las curvas de máximo tiempo de despeje del fusible, los valores de tiempo y corriente para esta curva son :

TIEMPO(SEG)	6	2.5	1.3	0.75	0.45	0.32	0.20	0.15
CORRIENTE(A)	160	200	250	300	400	500	750	1.000

La corriente de plena carga en el relé C7 es 87.2 A , una recomendación para obtener buena coordinación con el fusible 10E (50 A en base de 13.8 Kv) es que la corriente de pues

ta en trabajo del relé sea 3 ó más veces la corriente del fusible, ajustar el relé a 250 A.

Utilizar un transformador de corriente de relación 250/5.

$$\text{Selección del tap} = \frac{I_{Pt}}{RT} = \frac{250}{50} = 5$$

El ajuste de la unidad de sobrecorriente de fase es:

$$\frac{\text{corriente de puesta en trabajo del relé}}{\text{corriente nominal del relé}} = 5/5 = 1.0$$

Este valor corresponde a 250 A en el primario o 5A en el relé.

El múltiplo de tap para falla crítica es: $\frac{4720}{250} = 18.9$ veces el tap. El punto de coordinación con el fusible 10E es a 2580 A en un tiempo de 0.075 segundos. Para $t = 0.075$ segundos y 18.9 veces el tap se escoge un TM = 0.1 (TM análogo al T0) los valores para la curva del relé C7 son:

MÚLTIPLO DE TAP	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
CORRIENTE (A)	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
TIEMPO (SEG)	1.0	0.5	0.38	0.34	0.3	0.28	0.26	0.24	0.23	0.22

El ajuste de la unidad instantánea se hace a 1.15 (2580) = 3000 A, es decir 12 veces la corriente nominal del relé.

PROTECCION DE TIERRA

Para coordinar relés de tierra deben tomarse en cuenta los siguientes aspectos:

- a. Los ajustes de los relés de tierra deben ser más sensitivos que los relés de fase .
- b. Los relés de tierra no ven fallas al otro lado de un banco de transformadores estrella - delta o delta - estrella.
- c. La coordinación de relés de tierra es independiente de los relés de fase.
- d. La corriente de puesta en trabajo del relé no necesariamente debe estar por arriba de la máxima corriente de carga - pico.

Ajuste de reles C1 , C2.

Utilizar transformadores de corriente de relación 50/5

Corriente de puesta en trabajo del relé = 15A

$$\text{Selección del tap} = \frac{\text{corriente de puesta en trabajo}}{\text{relación de transformación}} = \frac{15}{1} = 1.5$$

Múltiplo de tap para falla crítica = $\frac{\text{Máxima corriente de falla en la localidad del relé}}{\text{Corriente de puesta en trabajo del relé}}$

$$= \frac{461}{15} = 30.7 \text{ veces el tap.}$$

Para 30.7 veces el tap y $t = 0.04$ seg., escoger un TD = 1

Ajuste de relés C3, C4, C5, C6.

El ajuste de estos relés es similar a los de C1 y C2.

Ajuste de relé C7

Para este relé usar transformadores de corriente de relación 250/5.

Corriente de puesta en trabajo = 150 A

$$\text{Selección del tap} = \frac{I_{Pt}}{RT} = \frac{150}{50} = 3.0$$

El múltiplo de tap para falla crítica es $\frac{4020}{150} = 26.8$ veces el tap.

Con 26.8 veces el tap y $t = 0.2$ seg., escoger un TM igual a 0.1.

El diagrama unifilar de esta zona y las curvas de coordinación se muestran en las figuras 5.6 y 5.17.

RESULTADOS DE LA COORDINACION

Utilizando los criterios de coordinación enunciados en el literal 5.3., los resultados de flujo de carga de la tabla VI, y las corrientes de cortocircuito de la tabla XXII, se determinaron los ajustes de los relés (Tabla XXIII) y las curvas de coordinación de figuras 5.14 a 5.27.

RELE	FALLA LOCAL				FALLA REMOTA			
	FASE		TIERRA		FASE		TIERRA	
	MAXIMA	MINIMA	MAXIMA	MINIMA	MAXIMA	MINIMA	MAXIMA	MINIMA
A1	1610	1390	2250	0	1485	1370	1755	-
A2-A3	3001	2443	3205	0	805	695	2250	-
A4	4978	1603	4978	1750	826	493	566	492
A5	4978	1603	4978	1750	498	312	334	312
A6	4978	1603	4978	1750	-	-	-	-
A7	1006	590	1006	0	996	424	996	-
A8-A9-A10	1105	537	1105	0	853	424	-	-
B1	574	464	543	503	-	-	-	-
B2	522	432	480	450	318	231	235	231
B3	428	355	386	365	224	168	171	168
B4	428	355	386	355	239	167	169	167
B5-B6	428	355	386	255	-	-	-	-
B7	4770	2250	4020	2405	1770	1170	1387	1172

Continua.....

C2	481	383	461	427	331	257	261	251
C3	502	373	501	474	265	200	202	200
C4	502	373	501	474	254	188	190	188
C5-C6	502	373	501	474	-	-	-	-
C7	4770	2250	4020	2405	2580	1317	2185	1472
01-02	189	85	189	85	128	72	-	-
03	389	226	289	386	257	181	-	-
04	1108	876	1051	1009	231	143	158	143
05	674	326	595	326	512	236	273	236
E1-E2	665	546	-	-	-	-	-	-
E3	1342	692	819	694	665	546	688	672
F1	3532	2375	2631	1511	3518	2365	2620	1505
F2-F3	5000	2365	3275	2620	1404	829	1102	932
F4	2808	1658	2202	1864	2237	1417	2799	2400
F5	2509	1653	2516	2117	870	510	870	595
G1	3540	2498	2740	1678	1316	1068	1043	951
G2	1316	1068	1498	1259	995	810	970	900

Continua.....

G3	2555	820	2555	975	2525	810	2525	970
H1-H2	3165	2250	2405	2200	887	802	887	875
H3	3777	2502	3130	2260	3165	2250	3130	2260
I1	971	876	416	338	397	347	459	424
I2	2406	1592	2108	1720	971	876	-	-
J1-J2	2900	1822	2829	2353	-	-	-	-
K1	3242	1964	2799	2400	285	162	165	162
K2	3242	1964	2799	2400	300	172	228	172
K3-K4	3242	1964	2799	2400	-	-	-	-
L1	6310	3140	2506	2219	3540	2375	-	-

Nota :-En líneas cortas no se determina corrientes de falla remota

- Todas las corrientes están referidas a una base de 13.8 Kv.

TABLA XXIII

AJUSTES DE RELES DE EERSSA

PROTECCION PRIMARIA		PROTECCION DE RESPALDO										
T.C.	MPT	TAP			TD		RELE o FUSI BLE.	PUNTO DE COORDINACION				
		U.S.						Tiempo(s)		Corriente(A)		
		F	T	I	F	T		F	T	F	T	
-A3	$\frac{250}{5}$	6.4	5	3	-	0.3	0.3	A2-A3	0.2	0.2	1610	2250
	$\frac{250}{5}$	8.6	7	2.5	20	2.0	3.0	A7-A8 A9-A10	0.52	0.55	3001	3205
-A6	$\frac{500}{5}$	17	3	2.5	10	1.0	1/2	A7-A8 A9-A10 H1-H2	0.16	0.04	4928	4978
	$\frac{250}{5}$	25	4	2.0	20	3.0	1	A7-A8 A9-A10 H1-H2	0.11	0.05	4978	4978
	$\frac{200}{5}$	6.3	4	2	6	3	5	-	0.95	1.00	1006	1105
-A9	$\frac{200}{5}$	6.9	4	2	6	3	1	-	7.95	0.18	1105	1105
	$\frac{50}{5}$	23	2.5	1.5	30	2	1	10E	0.08	0.04	574	543
	$\frac{50}{5}$	21	2.5	1.5	30	2	1	10E	0.08	0.05	522	480
-B4 -B6	$\frac{50}{5}$	17	2.5	1.5	30	2	1	10E	0.09	0.05	428	386
	-	-	-	-	-	-	-	B7	0.05	-	1770	-
	$\frac{250}{5}$	19	5	3	12	0.1	0.1	A2-A3- H1-H2	0.22	0.22	4770	4020
-C2	$\frac{50}{5}$	19.2	2.5	1.5	30	2	1	10E	0.08	0.04	481	471
-C4 -C6	$\frac{50}{5}$	20	2.5	1.5	30	2	1	10E	0.08	0.05	502	501
	-	-	-	-	-	-	-	C7	0.05	-	2580	-
	$\frac{250}{5}$	19	5	3	12	0.1	0.1	A2-A3 H1-H2	0.22	0.22	4770	4020

... Tabla XXIII

4	200/5	11	2.5	1.5	7	1	1/2	D1-D2 D3-11	0.21	0.05	1108	1051
5	200/5	6.7	2.5	1.5	15	1	1/2	D1-D2 D3	0.27	0.06	674	595
11- 2	200/5	4.7	1	0.5	4	2	1/2	-	0.95	0.06	189	189
3	200/5	4.9	2	1	8	2	1/2	-	0.82	0.06	389	389
1- 2	200/5	4.2	4	-	15	1/2	-	E3	0.21	-	665	-
3	200/5	5.6	6	2	20	2	1	I2-D5	0.7	0.23	1342	711
5	250/5	8.4	6	2.5	20	1/2	1/2	F4-D5	0.08	0.04	2509	2516
4	500/5	14	2	2	12	2	2	F2-F3	0.38	0.42	2808	2202
2- 3	500/5	20	2.5	2	15	4	4	F1	0.71	0.76	5000	3275
1	500/5	14	2.5	2.5	35	5	5	L1	1.00	1.13	3532	2631
3	250/5	10.2	5	4	70	0.3	0.3	A1-G2	0.2	0.2	2555	2555
2	250/5	6.6	4	2	20	2	3	G1-D5	0.6	0.62	1316	1498
1	500/5	8.9	3.5	2	15	4	5	L1	0.95	1.00	3540	2740
1- 2	500/5	9	3.5	1.5	10	2	3	H3	0.50	0.6	3165	2905
3	500/5	10.8	3.5	2.5	25	4	5	F1-G2	0.90	1.04	3777	3130
1	150/5	8.1	4	2	15	2	2	I2	0.52	0.53	971	459
2	250/5	16	3	2.5	24	5	1/2	F4-G1	0.95	0.05	2406	2108
1- 2	500/5	9.7	3	2	15	1	1/2	F4-G1	0.22	0.05	2900	2829
1- 2	250/5	32	2	2	8	3	2	F2-F3 G2	0.10	0.07	3242	2799
3	500/5	10.8	3	2.5	15	1	1/2	F2-F3 G2	0.20	0.05	3232	2799
3	500/5	12.6	5	2.5	40	7	1	-	1.5	0.22	6320	2631

T: tierra; I: instantánea; MPT: múltiplo de puesta en trabajo del relé;
 de sobrecorriente.-

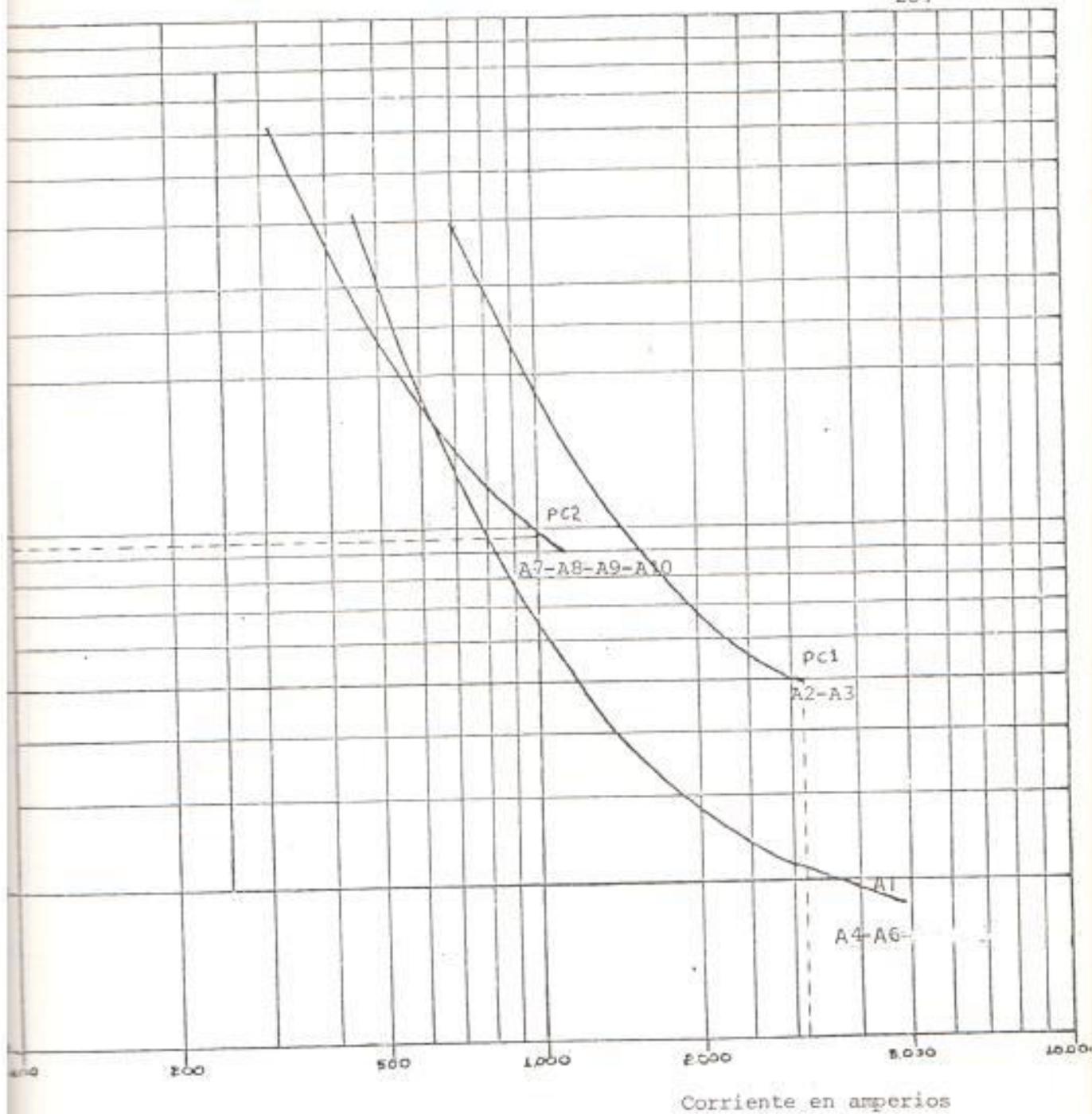


FIGURA Nº 5.14.- COORDINACION DE ZONA A PROTECCION DE FASE.-

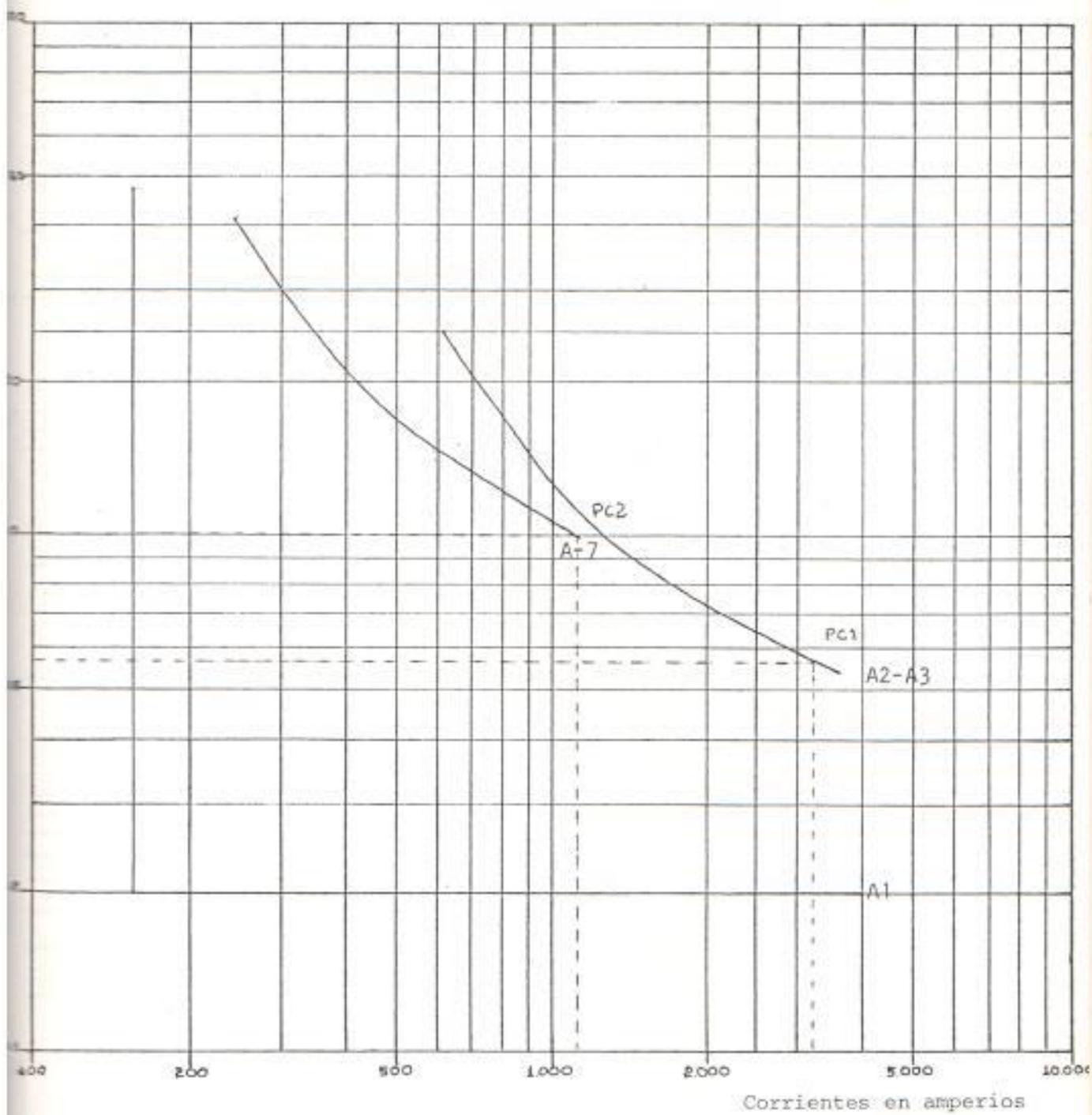


FIGURA N° 5.15.- COORDINACION DE ZONA A PROTECCION DE TIERRA.-

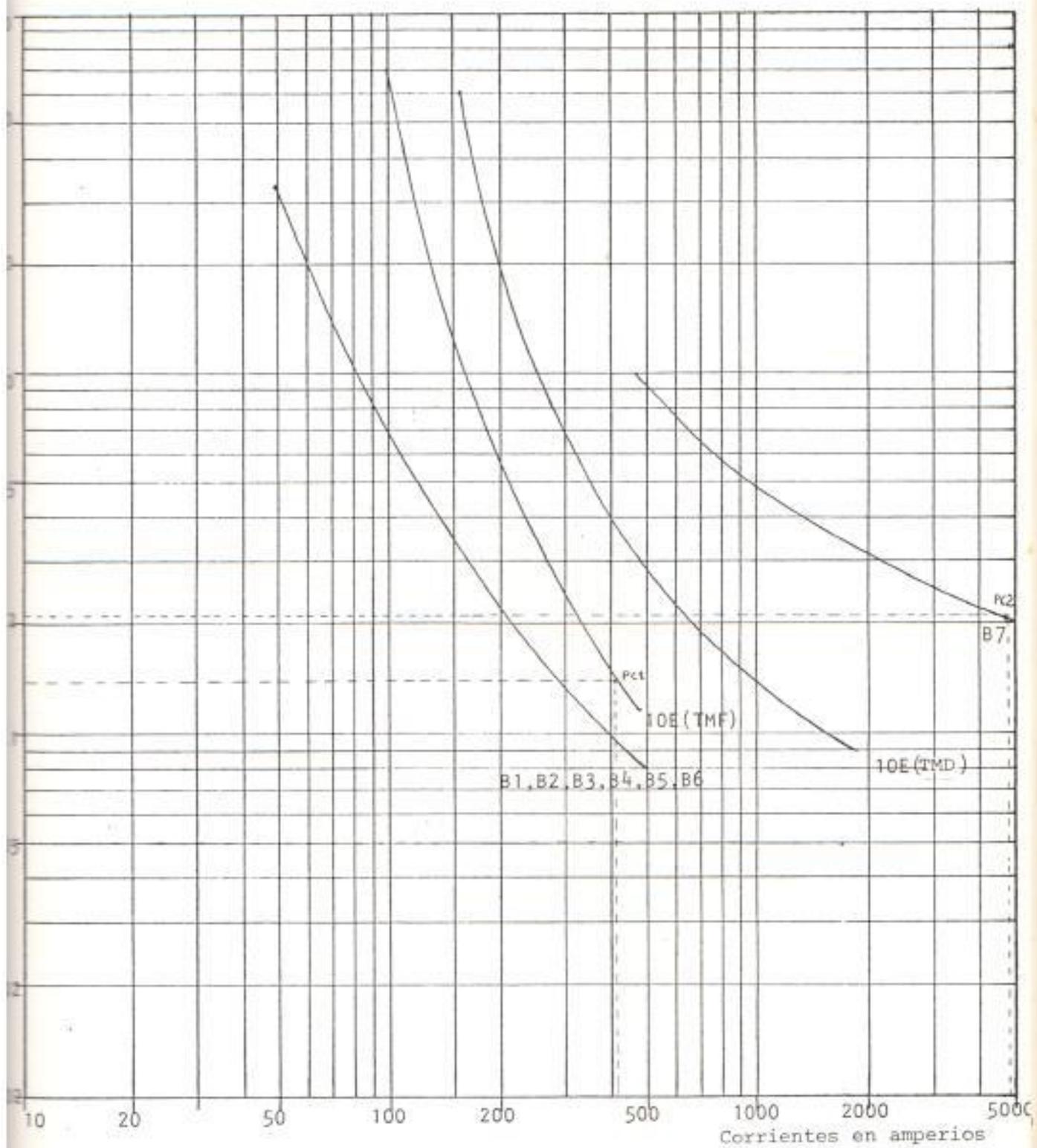


FIGURA N° 5.16.- COORDINACION DE ZONA B PROTECCION DE FASE

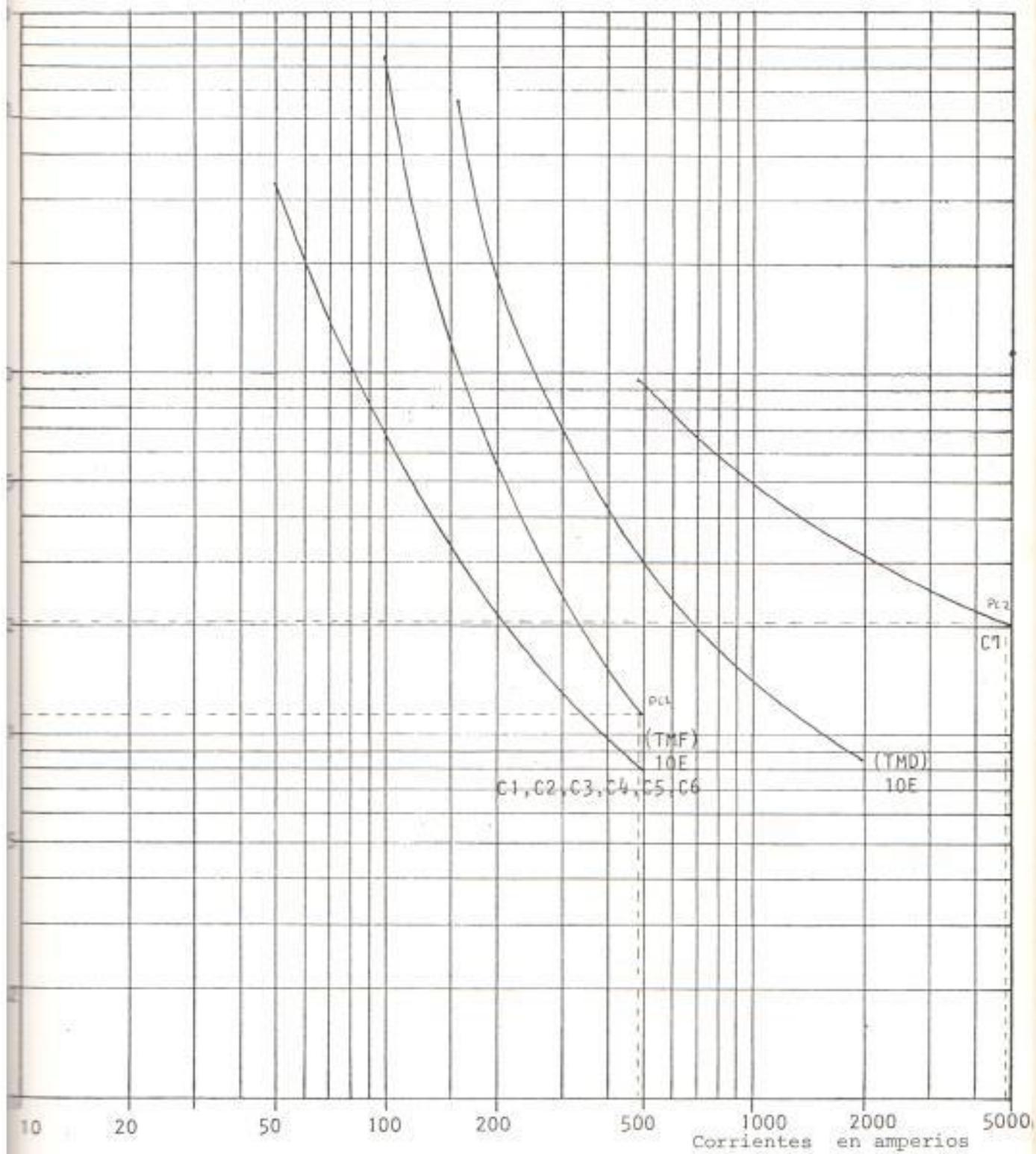


FIGURA N° 5.17.- COORDINACION DE ZONA C PROTECCION DE FASE

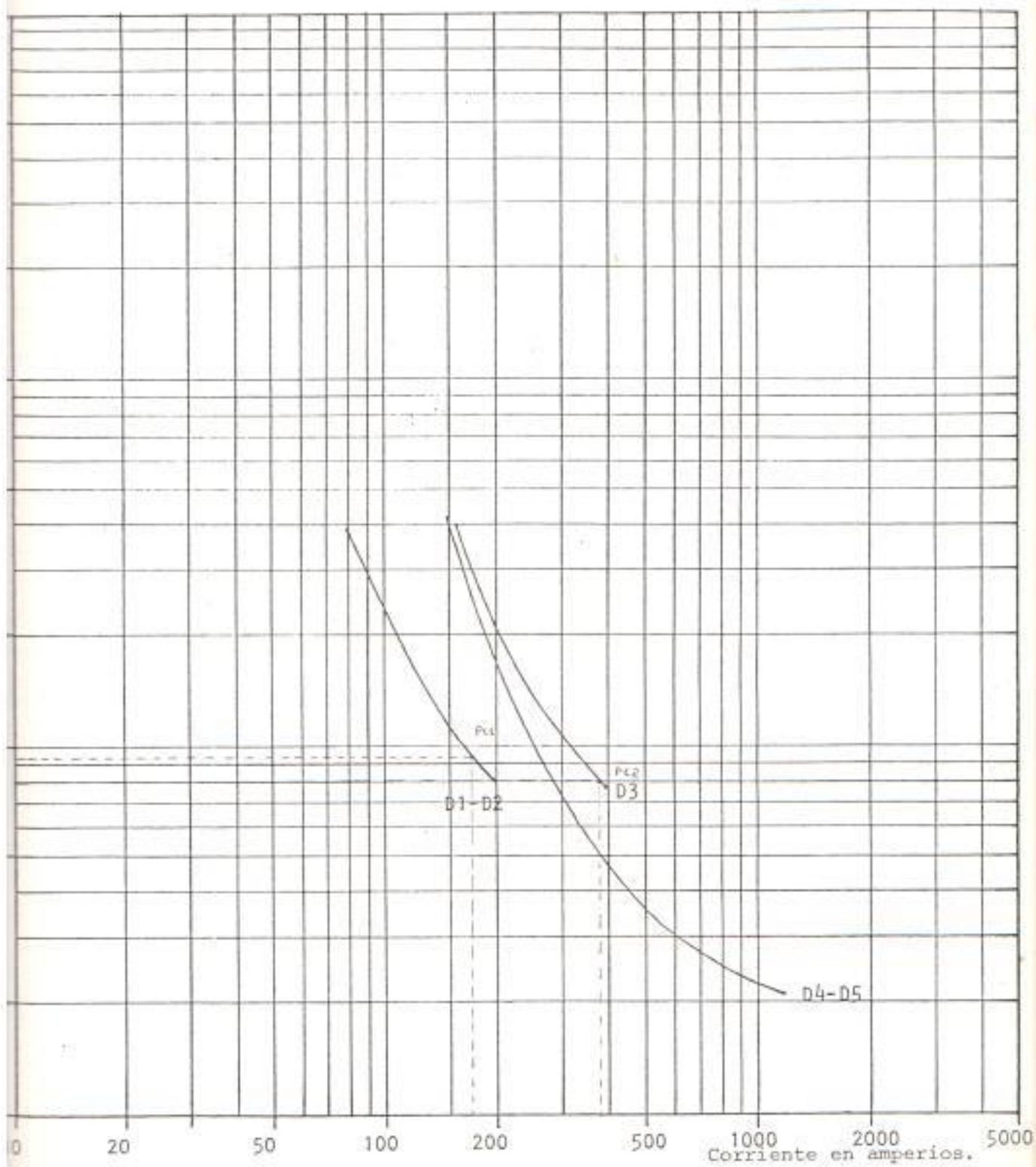


FIGURA N^o 5.18.- COORDINACION DE ZONA D PROTECCION DE FASE

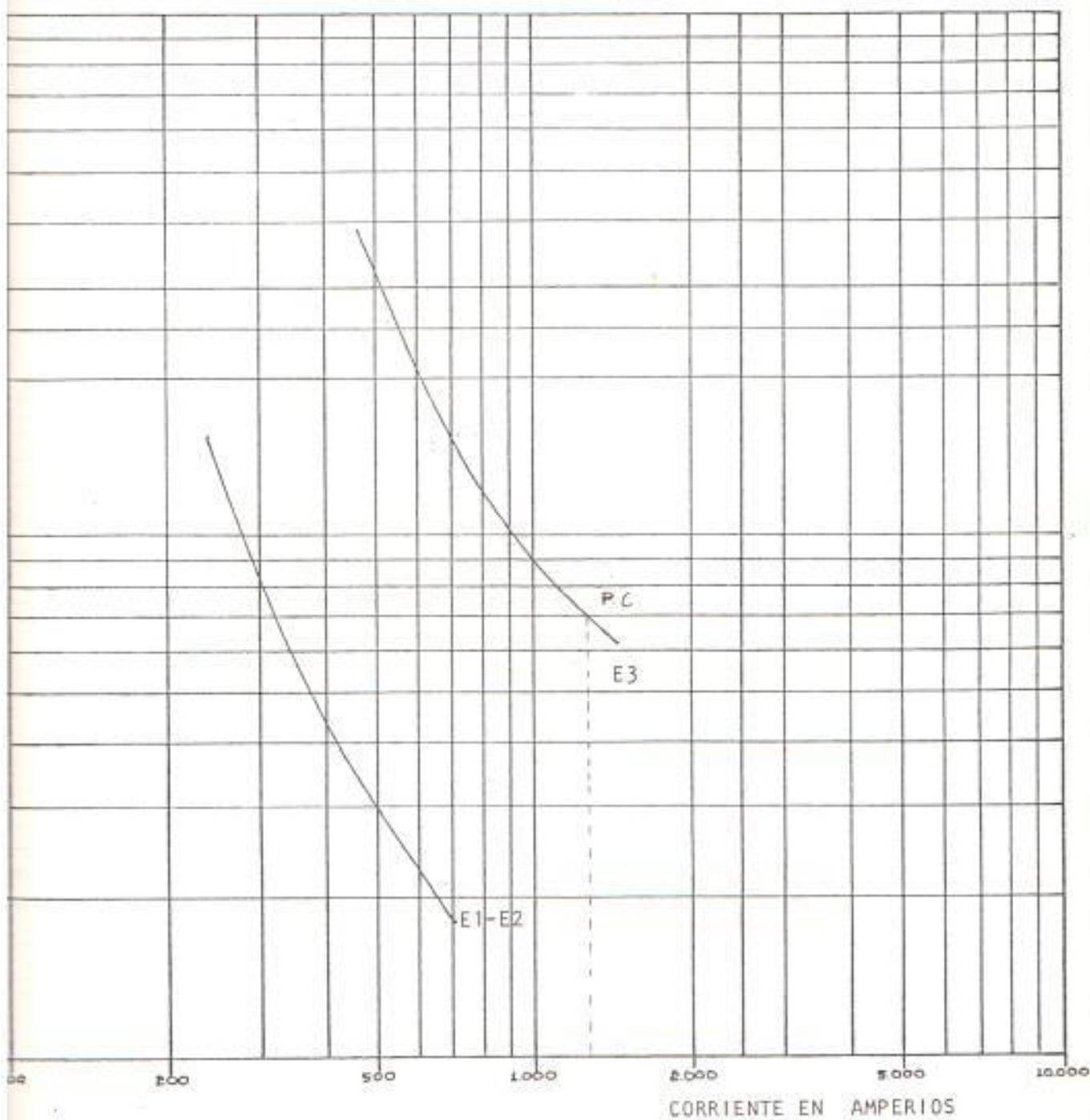


FIGURA Nº 5.19.- COORDINACION DE ZONA E PROTECCION DE FASE.-

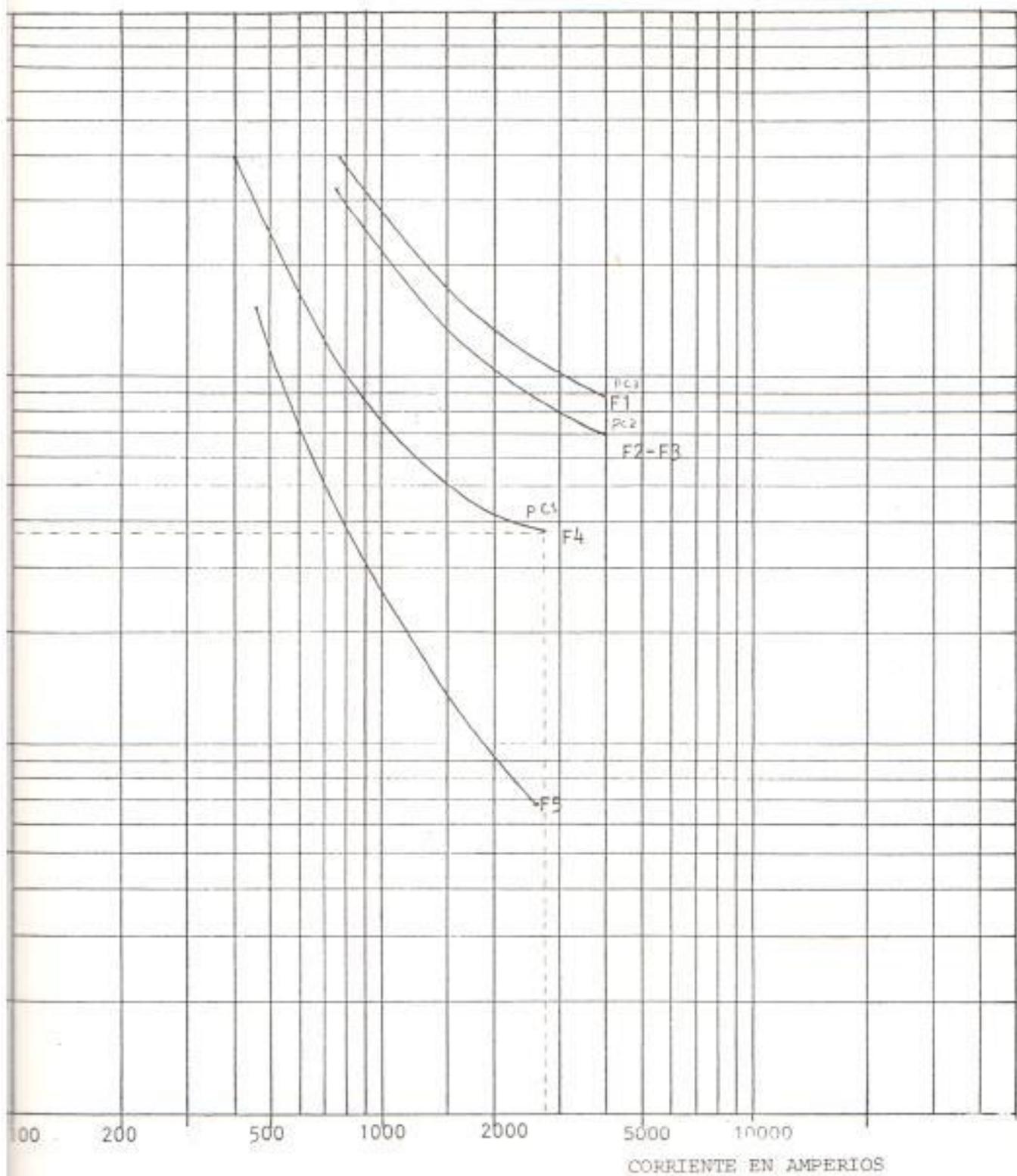


FIGURA Nº 5.20.- COORDINACION DE ZONA F PROTECCION DE FASE

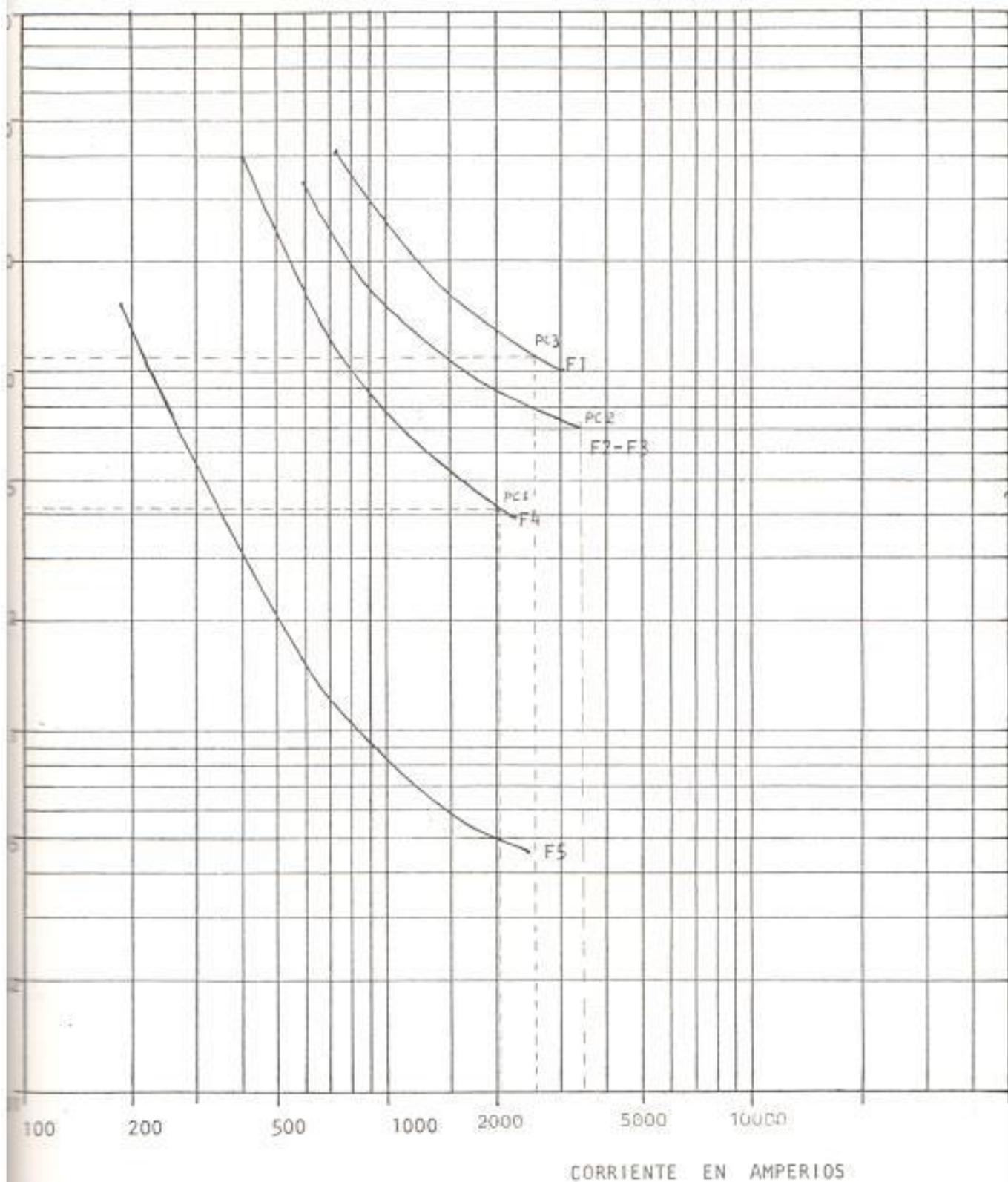


FIGURA N° 5.21.- COORDINACION DE ZONA F. PROTECCION DE TIERRA

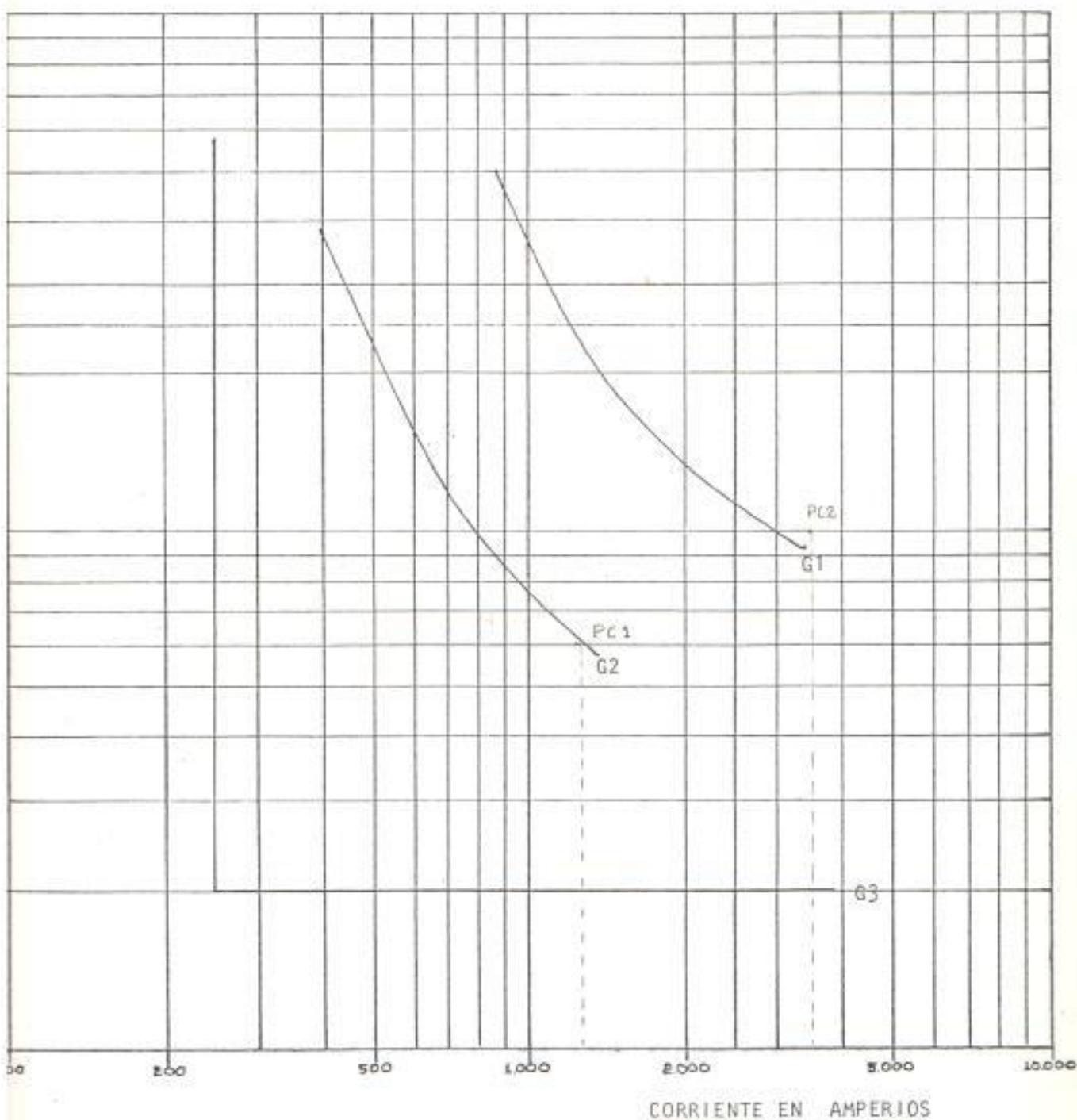


FIGURA Nº 5.22.- COORDINACION DE ZONA G PROTECCION DE FASE.-

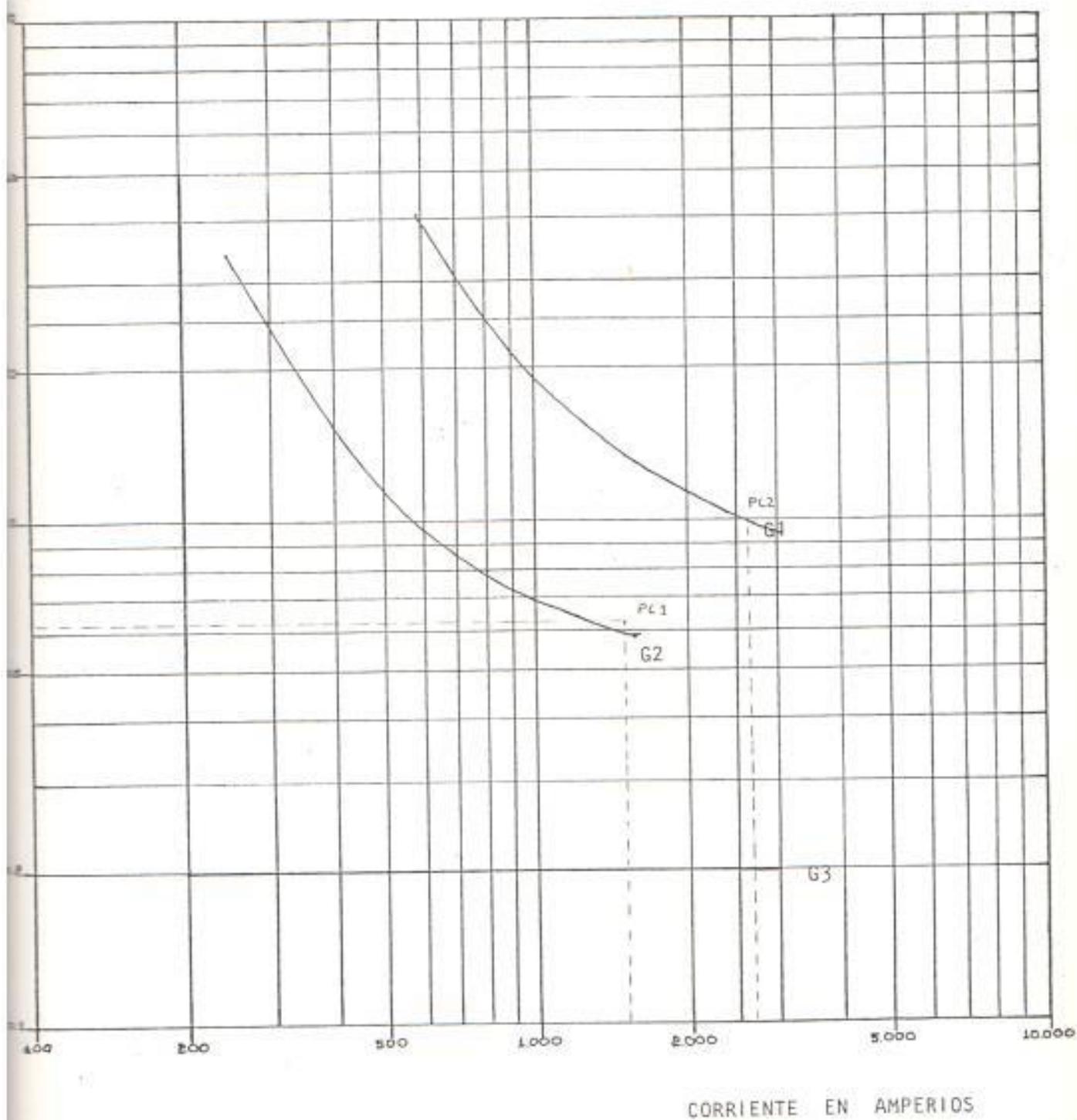


FIGURA N° 5.23.- COORDINACION DE ZONA G PROTECCION DE TIERRA.-

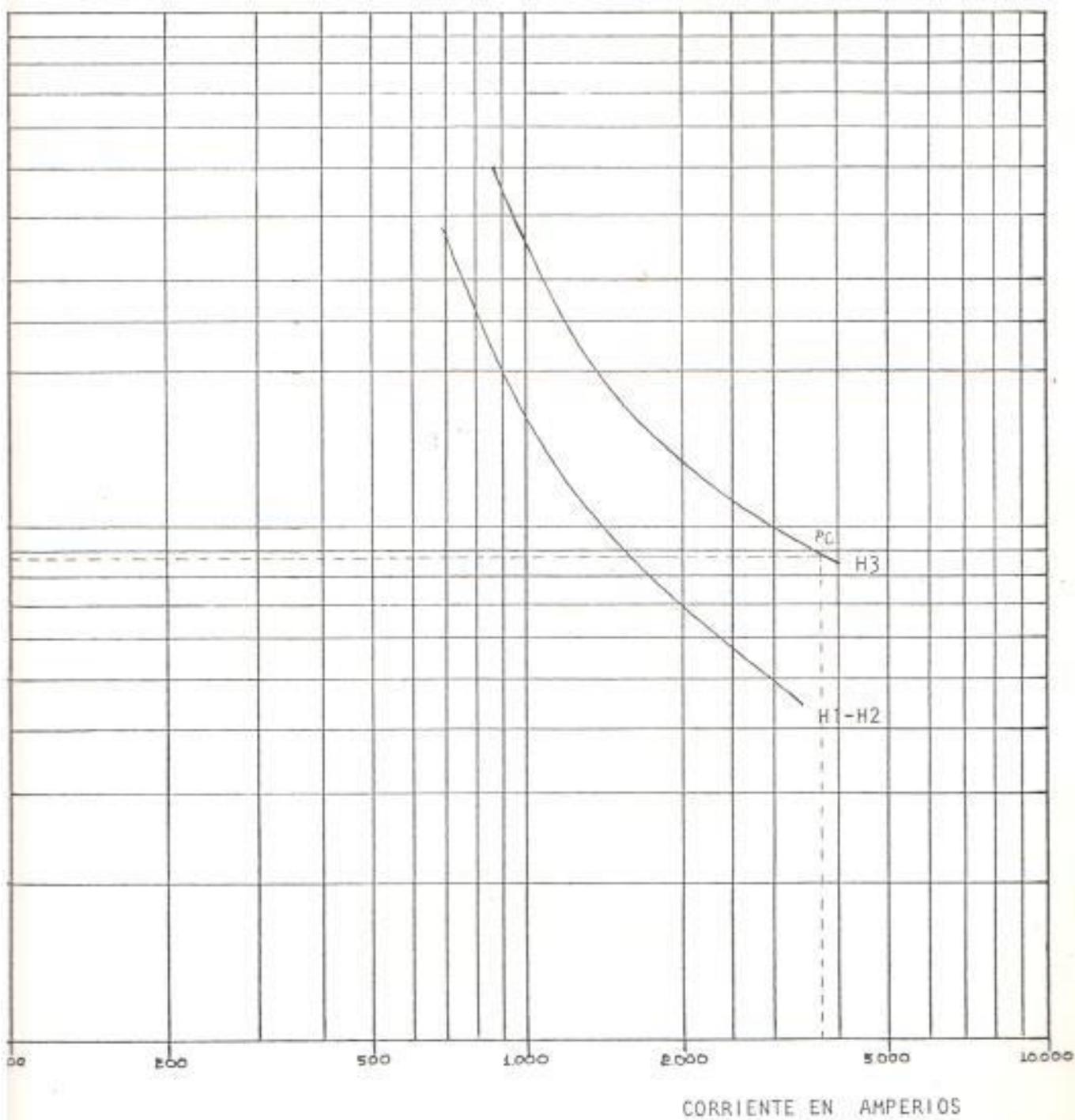


FIGURA N° 5.24.- COORDINACION DE ZONA H PROTECCION DE FASE

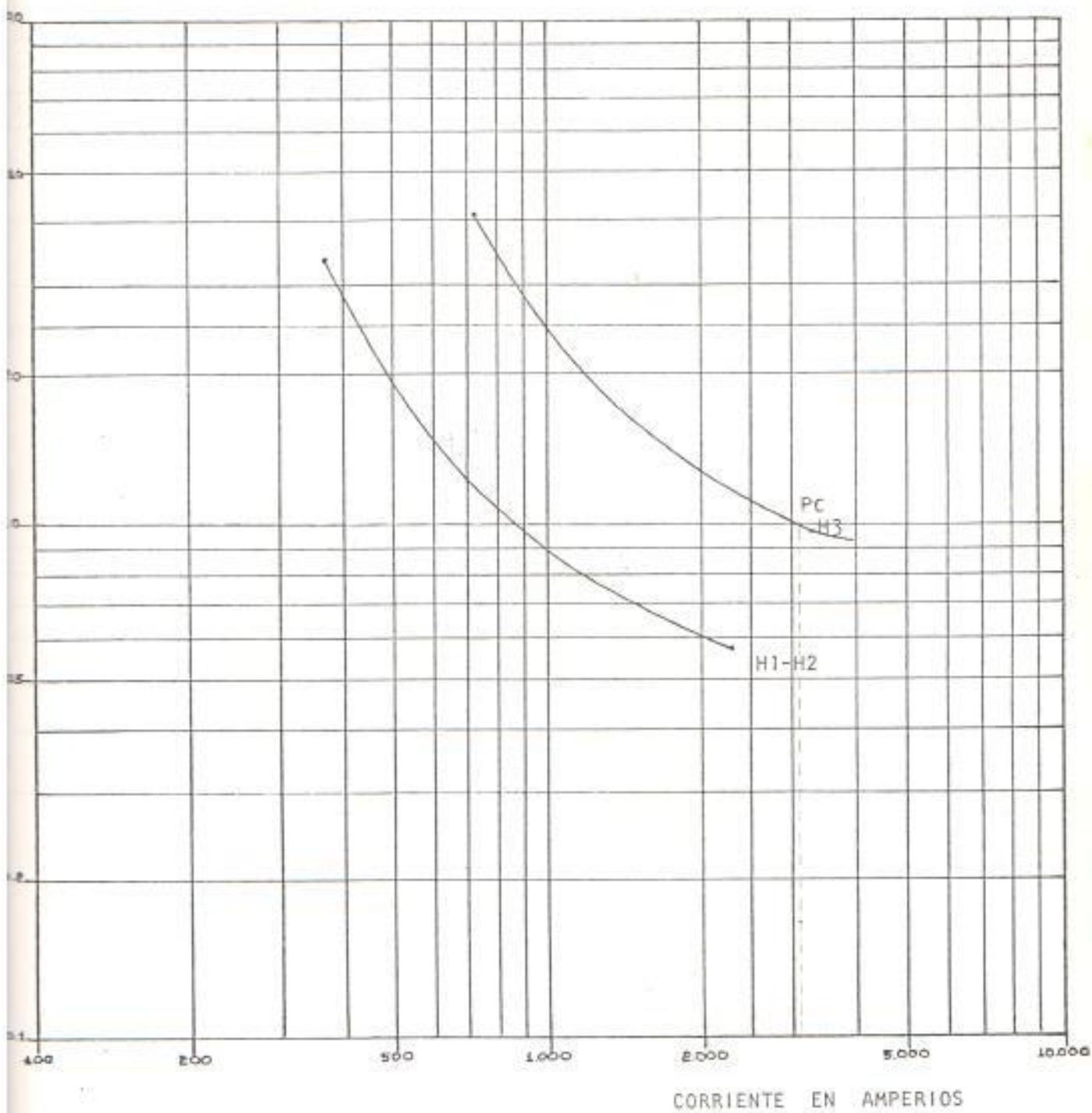


FIGURA N° 5.25.- COORDINACION DE ZONA H PROTECCION DE TIERRA.-

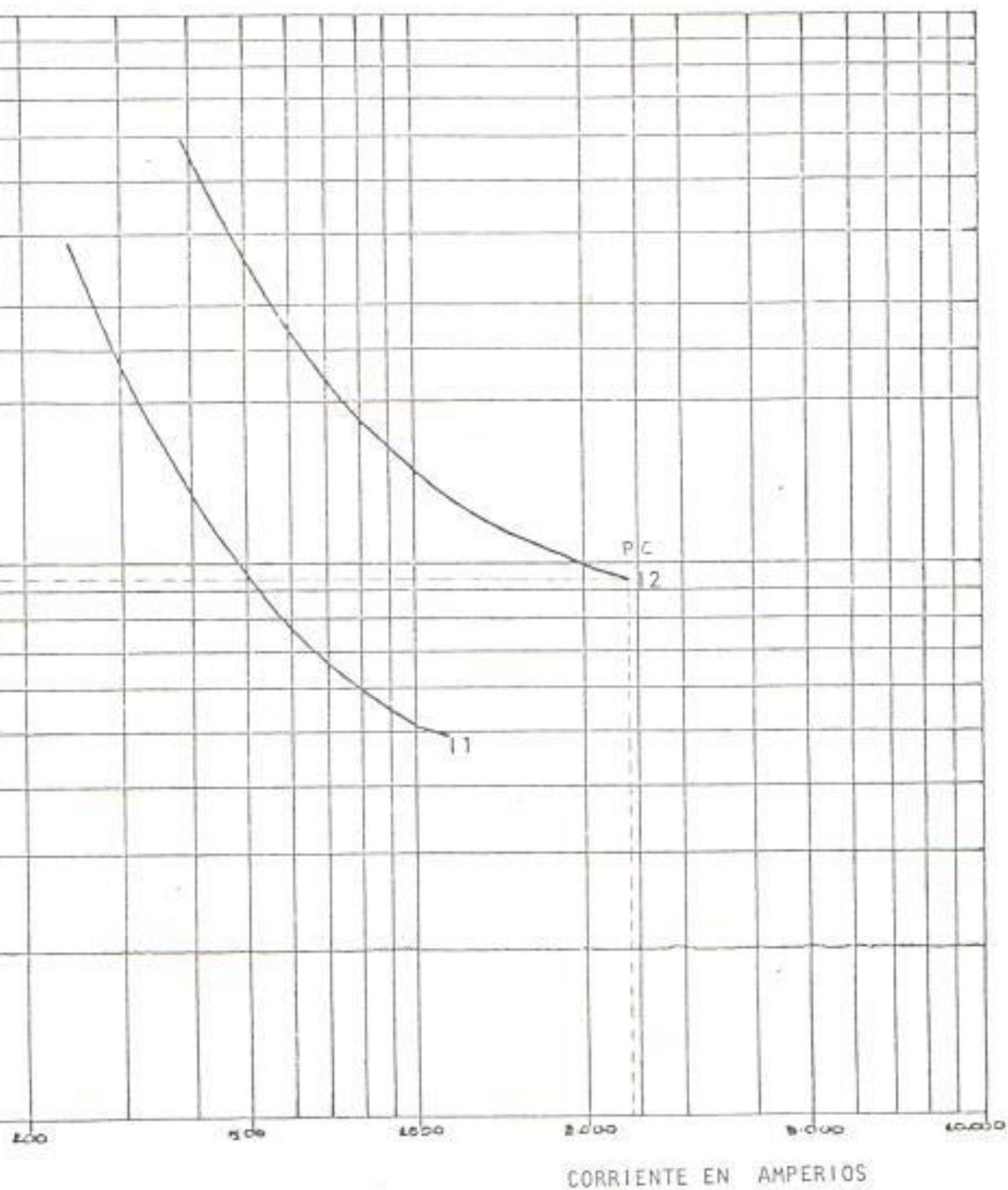


FIGURA N° 5.26.- COORDINACION DE ZONA L PROTECCION DE FASE.-

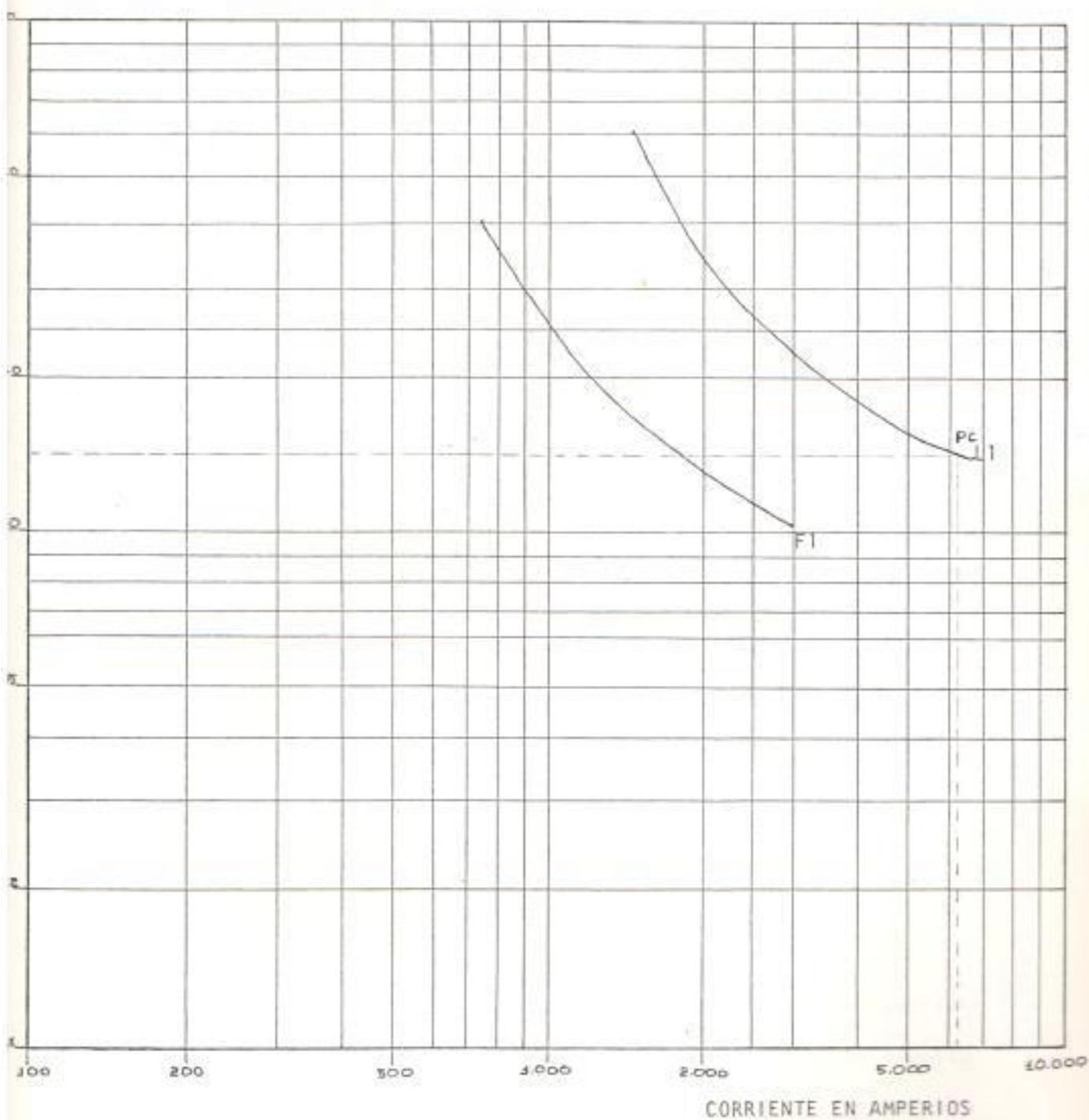


FIGURA N° 5.27.- COORDINACION DE ZONA L PROTECCION DE FASE.-

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las corrientes de cortocircuito de nuestras empresas eléctricas son relativamente bajas, de tal forma que los equipos de interconexión y seccionamiento no son mayormente afectadas por corrientes eléctricas. La inclusión de la E.E.R.S.S.A., al Sistema Nacional Interconectado, no determina ningún cambio en los equipos.

Los esquemas generales de protección que tienen las empresas eléctricas en nuestro país se basan en modelos americanos ocurriendo en algunos casos la sobreprotección del sistema con el consiguiente costo económico para las empresas y los problemas técnicos que de ella se derivan (descoordinación, falsa operación, falla de disparo, respuesta lenta del sistema de protección).

De los tres tipos de discriminación que usan los relés: tiempo, corriente y tiempo-corriente, se utilizó el de tiempo - corriente con resultados satisfactorios. La dificultad común con la que uno se encuentra en coordinación es el uso de relés de distinta características, causa general de descoordinación.

Una herramienta muy valiosa para corregir la descoordinación de relés

en una zona o la descoordinación entre zonas adyacentes es la aplicación de unidades instantáneas. En los sistemas con fuentes de generación en más de una barra es aconsejable usar relés direccionales.

Para garantizar el alcance del relé a líneas largas o la coordinación de fusible y relé debe utilizarse un relé con característica tiempo - corriente extremadamente inversa.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda el esquema de protecciones mostrado en la figura N° 5.2., debido a que garantiza una operación selectiva de los relés con mínima interrupción del sistema y un costo económico aceptable a la realidad de la E.E.R.S.S.A.
- Utilizar relés con característica tiempo - corriente extremadamente inversa en las alimentadoras de subestaciones Catacocha, Empalme, Macará, Gonzanamá y Cariamanga, debido a que éstos se coordinan adecuadamente con los fusibles del lado de alta de los transformadores.
- Utilizar relés de característica extremadamente inversa en las alimentadoras Catamayo - Loja (a 13.8 KV), Loja - Saraguro y Loja - Vilcabamba debido a que éstos garantizan la cobertura total de estas líneas.

- Utilizar relés de sobrecorriente de tiempo definido en líneas Catamayo - Loja (a 69 KV) e Incel 1 debido a que no hay una - variación significativa entre las corrientes locales y remotas de relés.
- Mantener los relés de característica tiempo - corriente inversa en el resto del sistema debido a que se coordinan adecuadamente.

BIBLIOGRAFIA

1. PROCEL, GONZALO: Programa de cortocircuito aplicable a grandes sistemas de potencia considerando el efecto de los acoplamientos mutuos y el desfaseamiento entre primario y secundario de los transformadores (Tesis de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, ESPOL, 1.986).
2. ANDERSON, PAUL M.: Analysis of Faulted Power Systems, The Iowa, - State University Press, Ames, Iowa, 1973.
3. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION EAST, Transmission and Distribution Reference book, Pettsburg, 1964.
4. BLACKBURN J.L., Applied Protective Relaying, Relaying - Instrument Division, Westinghouse Electric Corporation, Newark, N.J., 07101.
5. Mason R.C., : El arte y la ciencia de la protección por relevadores Compañía Editorial Continental S.A.
6. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, Instructions for Type RCS Reclose Relay, I.L. 38-741-5.
7. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, Instructions for Type CO. Over-current Relay, I.L. 41-1000.
8. SIEMENS, DESCRIPTION, STATIC I.D.M.T.L. Relay 3BA516ek(75K93/95/96), 4TS137S B 34293 Ia.

9. SIEMENS, Operating Instructions, Overcurrent Time Relay, 7SJ80,
(R_{3A}₅ 7e, R_{3A}₈ 7ek)
10. NUSS - Haymes, Power circuit breaker Characteristics (Symmetrical Rating Basis ANSI C37.06 - 1969), IEEE - IGA, March/April, 1971 - 296.
11. THE GENERAL ELECTRIC COMPANY LIMITED OF ENGLAND, Protective Relays Application Guide, GEC Measurements.
12. STEVENSON D. WILLIAM; Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, (Segunda edición, Bogotá: Editorial Mc Graw - Hill Latinoamericana S.A.).
13. KIMBARK E.W.: Power System Stability, vol.3, Synchronous Machines, Wiley, New York, 1956.