

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

TESIS DE GRADO

"PROTECCION DEL ANILLO DE 46 KV.

DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

PARA EL AÑO 1990"

Por: JOSE ESPIN VILLAMARIN

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION
POTENCIA.

Quito, Noviembre de 1978

C E R T I F I C O Q U E :

La presente TESIS, ha sido realizada en su totalidad por el Señor José Espín Villamarín.



Ing. Eric Moore
DIRECTOR DE TESIS

A G R A D E C I M I E N T O

- A los Señores Ingenieros: Julio Jurado y Eric Moore por su desinteresada labor y su valiosa colaboración para el desarrollo de esta Obra.

- A los personeros del Departamento de Asesoría y Planificación de la Empresa Eléctrica Quito S.A. quienes - en todo momento brindaron la colaboración necesaria y a todas las personas que en una u otra forma ayudaron a la culminación de este trabajo.

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

<u>CAPITULO I</u>	Página
1.- GENERALIDADES .	
1.1. Motivación del Tema	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Alcance	3
<u>CAPITULO II</u>	
2.- DESCRIPCION DEL SISTEMA A ESTUDIARSE	
2.1. Generación	4
2.2. Transmisión	8
2.3. Subtransmisión	8
2.4. Distribución	9
2.4.1. Subestaciones	9
- Protección de una Subestación	
tipo	10
- Proyección futura	10
<u>CAPITULO III</u>	
3.- ESTUDIO DE FALLAS	
3.1. Objetivos de este estudio	22
3.2. Diagramas de Secuencia	22
3.3. Cálculo de cortocircuitos	25
- Cálculo de parámetros de las líneas	25

	Página
- Cálculo de Corrientes de Impedancias bases	36
3.3.1. Corrientes de falla: Condición I- <u>má</u> xima Generación	47
3.3.2. Corrientes de falla: Condición II <u>mí</u> nima Generación	47
3.4. Análisis y comparación de los resultados ob <u>tenidos</u> para fallas trifásicas y fase tierra	49

CAPITULO IV

4.- ESTUDIO DE LA PROTECCIÓN	
4.1. Descripción de sistemas de protección	51
4.2. Comparación técnica econó <u>mica</u> entre alter <u>nativas</u>	52
4.2.1. Alternativas técnicas	53
4.2.1.1. Esquema de protección por sobrecor <u>riente</u>	53
4.2.1.1.a. Relevadores de corriente no di <u>reccionales</u>	53
A. Relevadores de Sobrecorrien <u>tes</u> con retardo de tiempo	53
B. Relevadores de Sobrecorrien <u>te</u> de operación instantánea	55
4.2.1.1.b. Protección direccional de sobre <u>corriente</u>	57

	Página
A Relés Direccionales para fallas entre fases	57
B Protección Direccional de Sobre corriente para fallas a tierra	58
4.2.1.2. Esquema de protección con relevado res de distancia	59
4.2.1.2.a. Característica de los relevadores de distancia	63
- Ejemplo de aplicación de relevado res de distancia	67
4.2.1.2.b. Protección de distancia para fa- llas de fase a tierra	73
4.2.1.3. Esquema de protecciones por canales pilotos	73
A. Canal piloto de corriente porta- dora	75
B. Canal piloto de microondas	76
C Canales de hilos piloto	77
4.2.2. Alternativas económicas	78
4.3. Selección del tipo de protección recomendado para el anillo de 46 Kv. de la Empresa Eléctri- ca Quito S.A.	79
4.3.1. Sistema de Hilo Piloto tipo HCB	80
- Aplicación, construcción, característi- ca	80

	Página
- Corriente mínima de operación	83
- Transformador de aislación, requerimientos del Hilo Piloto	84
- Circuito de disparo, ventajas del relé HCB	85
- Funcionamiento	86
4.3.2. Relé Direccional de Sobrecorriente Tipo CR	87
- Aplicación	87
- Construcción, característica	88
- Circuito de disparo, polarización de los relés direccionales	91
4.4. Coordinación de la protección	96
4.4.1. Coordinación de esquema de protección Hilo Piloto	97
- Cálculo de ajustes	97
- Sensibilidad de falla de fase	98
- Sensibilidad de falla a tierra	99
- Determinación de los transformadores de corriente y potencial	100
4.4.2. Coordinación de esquemas de protección direccional de sobrecorriente	116
- Definición de términos, pick-up	116
- Lever	117
- Sobrecarrera, tiempos de paso	119

	Página
- Elemento instantáneo, reglas generales para calcular los ajustes de los relés de sobrecorriente	121
- Relés de fase, relés de tierra	123
- Cálculos de ajuste	127
4.5. Especificación del equipo	130
4.5.1 Relés Hilo Piloto	131
4.5.2 Relés Direccionales de Sobrecorriente tipo CR	133
4.6. Algunos aspectos relativos a la operación del mantenimiento del tipo de protección recomendado	134
4.6.1 Hilo Piloto	134
- Operación, mantenimiento de rutina	135
4.6.2 Direccional de Sobrecorriente	135
- Operación	136
- Mantenimiento de rutina	137
 <u>CAPITULO V</u>	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	139
 <u>ANEXO</u>	
ESTUDIO DE FLUJOS DE CARGA	
 <u>REFERENCIAS</u>	

INDICE DE FIGURAS

<u>Fig. N°</u>	<u>TITULO</u>	<u>Página</u>
1	Protección tipo de una Subestación	12
2	Plano Topográfico	21
3	Diagrama de Secuencia Positiva	23
4	Diagrama Secuencia Cero	24
5	Tipo de Estructura 0	26
6	Tipo de Estructura 1	29
7	Tipo de Estructura 2	32
8	Tipo de Estructura 3	33
9	Tipo de Estructura 4	34
10	Tipo de Estructura 5	35
11	Sistema 46 Kv. Radial	50
12	Características típicas tiempo corriente Corriente de los relevadores de sobrecorriente	54
13	Diagrama esquemático de una sección de un sistema de potencia donde se muestran las 3 zonas de protección de distancia	61
14	Característica del relevador de distancia tipo MHO	64
15	Características del relé MHO desplazado	65
16	Diagrama unifilar de un circuito donde se aplican diferentes tipos de protecciones de distancia	68
17	Características del relé tipo reactancia	66

<u>Fig. N^o</u>	<u>TITULO</u>	<u>Página</u>
18	Características del relé tipo impedancia	67
19	Diagrama funcional de Canal de Corriente portadora en una línea de transmisión	75
20	Relé Hilo Piloto Tipo HCB (vista de frente)	81
21	Relé Hilo Piloto Tipo HCB (vista lateral)	82
22	Diagrama Funcional de Hilo Piloto	86 a.
23	Esquema de Funcionamiento de Hilo Piloto	86 b.
24	Partes de un Relé Direccional	89
25	Partes de un Relé Direccional de Sobre corriente	89
26	Diagrama Esquemático donde se muestra la acción Direccional de un Relevador	92
27	Diagramas Esquemáticos donde se muestra la dirección de los flujos de corriente para las fallas que se indican	95
28	Diagrama Unifilar del Anillo de Subtransmisión y nominación de los interruptores para protección Hilo Piloto	102
29	Curva de Operación de un relé de sobre corriente direccional	119
30	Ejemplo de un sistema para indicar los cálculos de ajuste	122
31	Curva típica, tiempo vs Veces la corriente del Tap.	124

<u>Fig. N°</u>	<u>TITULO</u>	<u>Página</u>
32	Diagrama Unifilar del Anillo de Subtransmisión y nominación de los interruptores para la protección direccional de sobrecorriente	127
33	Curva del relé Direccional de sobrecorriente tiempo Vs múltiplo de la corriente del tap. (en amperios)	129
34	Diagrama de flujos (Anexo 4)	

INDICE DE CUADROS

<u>Cuadro N°</u>	<u>CARACTERISTICAS</u>	<u>Página</u>
1	Características de las centrales	6
2	Características de las líneas	14
3	Características de los transformadores	18
4.a	Corrientes bases	36
4.b	Impedancias bases	36
5	Parámetros de las centrales	38
6	Parámetros de líneas de transmisión	40
7	Parámetros de los transformadores	44
8	Corrientes de cortocircuito	47
9	Comparación Económica de los diferen- tes tipos de relés	78
10	Datos para los ajustes de relés Hilo Piloto	101
11	Características para el cálculo de <u>A</u> justes de relés de dirección al de <u>so</u> brecorriente	125

G E N E R A L I D A D E S

1.1. Motivación del Tema: La Empresa Eléctrica Quito S.A para dar con
fiabilidad a su sistema y de esta manera pres
tar un servicio a sus abonados, ha creído conveniente realizar estudios
de nuevos esquemas para la entrega de la energía a sus usuarios.

Dichos esquemas se han diseñado teniendo como meta la no interrup
ción de energía eléctrica a los abonados, y de que si esto ocurre por fa
lla o mantenimiento, la interrupción del servicio sea por el menor tiem
po posible.

Por las razones anteriormente señaladas, la Empresa Eléctrica Qui
to S.A. ha comenzado a efectuar trabajos de remodelación y que incluye
el montaje de un anillo de subtransmisión a 46 Kv, Dicho anillo unirá
los puntos de abastecimiento de energía más importante, y además entrará
a formar parte del Sistema Nacional Interconectado mediante la Subesta
ción Santa Rosa.

El trabajo de remodelación que la Empresa Eléctrica Quito S.A. se
ha propuesto realizar en su sistema, ha motivado para que surja como Te
ma de Tesis la protección del anillo de subtransmisión de 46 Kv. que di
che Empresa Eléctrica tiene alrededor de la ciudad capital.

1.2. Objetivos: El crecimiento acelerado de la demanda, ya sea por la instalación de nuevas industrias, o por la expansión misma de la ciudad, ha hecho necesario proyectar un anillo para llegar con energía a lugares de consumo importantes ubicados lejos del centro de la ciudad. Siendo el objetivo fundamental que persigue el presente trabajo realizar un estudio de la protección más conveniente para este anillo, por medio del cual se distribuirá la energía a la ciudad de Quito.

Una coordinación acertada de la protección de sus barras, líneas y en general de sus subestaciones, traerá como resultado un alto nivel de confiabilidad y seguridad en la recepción y entrega de la energía.

Para cumplir con este objetivo se recopila en este trabajo todos los datos y consideraciones que han sido necesarios para poder llevar a cabo, la determinación del tipo de protección más conveniente.

Una vez recomendado el tipo de protección se procederá a realizar la coordinación adecuada del sistema de protecciones, para que cumpla con las condiciones ideales que debe tener todo sistema, como son: Sensibilidad, Selectividad, Velocidad.

1.3. Alcance: El presente trabajo que tiene como objetivo llegar a recomendar el tipo de protección más conveniente que debe emplearse para el anillo de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A. ; consta de lo siguiente:

- Una descripción breve del sistema que se va a estudiar.

- Un estudio de flujos de carga, para máxima y mínima carga, con el objeto de determinar las condiciones normales de funcionamiento, es te estudio se incluirá al final como un anexo ya que servirá de mecanismo de información.
- Un estudio de cortocircuitos para máxima y mínima generación, estos temas se realizarán utilizando programas de flujos de carga y cálculo de cortocircuitos que la Empresa Eléctrica Quito S.A. tiene en su Centro de Computación.
- Un estudio de la protección propiamente dicha, la misma que contendrá un análisis técnico-económico, descripción y especificación de los equipos de protección.
- Finaliza este estudio con una recomendación y conclusiones del trabajo realizado. Toda esta obra está constituida por cinco Capítulos y el Anexo que como ya se indicó irá al final, a continuación de los Capítulos.

DESCRIPCION DEL SISTEMA A ESTUDIARSE

2.1. Generación: La Empresa Eléctrica Quito S.A. tendrá una potencia en generación disponible para el año 1.990 de:
^{516.334 MW}
 516.334 MW. 176.197 MVAR. la misma que será proveniente una parte de INECEL y el resto de las centrales propias del sistema.

La generación propia de la Empresa Eléctrica Quito S.A. estará conformada por centrales hidráulicas y térmicas ubicadas en Pasochoa , Guangopolo, Cumbayá, Nayón y Luluncoto.

La generación propia de la Empresa (generación hidráulica) proviene de sus centrales, Pasochoa, Guangopolo, Nayón y Cumbayá, las mismas que entregan energía de la siguiente forma: La energía de Pasochoa llega a la Central San Rafael a través de la barra N° 1 como se indica en el Capítulo III pág. 23, luego por medio de un Transformador de 5.6 MVA es elevada a 46 Kv. La energía de Guangopolo es entregada a la Subestación Sur luego de pasar por las barras No. (s). 3 4 y 16 para de estas entregar a los principales centros de consumo de energía.

La generación térmica está constituida por cuatro unidades diesel, las mismas que estarán ubicadas en Luluncoto y entregarán su energía a la Subestación Sur, para de esta manera entrar a formar parte del anillo de subtransmisión.

La generación que INECEL posee y que estará proporcionando a la Empresa Eléctrica Quito S.A. es también hidráulica y térmica distribuidas de la siguiente forma:

La generación hidráulica es la proveniente de Pisayambo, y que

llega a la Subestación Vicentina. La potencia aportada por el Sistema Nacional de Transmisión a través de las Subestaciones Santa Rosa y Pomasqui, se ha supuesto que estos aportes de potencia son lo suficiente para suplir conjuntamente o aisladamente toda la energía requerida que no pueda ser proporcionada por las centrales hidráulicas y térmicas del sistema Quito.

La generación térmica llega de la Central de Guangopolo en la cual tenemos una unidad Diesel y la turbina de gas, las mismas que entregan la energía a la Subestación Vicentina.

En los estudios de flujo de potencia se prevee que uno de los generadores a gas de Guangopolo funcionará como unidad de reserva del sistema. En el Cuadro N° 1 tenemos las características de los generadores con sus respectivos parámetros y el número de unidades en cada central.

CUADRO N° 1.

CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES

Central de Generación		Tipo	N°	Características c/Unid.			Potencia Total		Relación
Num.	Nombre		Generad.	KV	RPM	MVA	MVA	f.p.	Cortocircuito
1	PASOCHOA	H	2	4.16	450	2.816	Total: 5.632	0.8	1.189
		H	2						1.189
3	GUANGOPOLO	H	2	2.30	720	2.50	5.00	0.8	
		H	1	2.30	720	2.50	2.50	0.8	
		H	2	2.30	720	2.00	4.00	0.85	
		H	5			Total :11.50			
5	GUANGOPOLO	D	6	13.80	400	6.50	39.0	0.8	1.044
		G	1	13.80	3600	26.67		0.9	
7	GUANGOPOLO	D	3	6.60	400	6.50	19.50	0.8	1.044
		D	3	6.60	400	6.50	19.50	0.8	1.044
		D	6			Total: 39.00	0.8		

Continuación:

Central de Generación		Tipo	N ^a	Características c/Unid.			Potencia Total		Relación
Num.	Nombre		Generad.	KV	RPM	MVA	MVA	f.p.	Cortocircuito
8-9	CUMBAYA	D	3	4.16	514	11.11	22.22	0.9	1.103
		D	3	4.16	514	11.11	22.22	0.9	1.183
		D	6			Total :	44.44	0.9	
11-12	NAYON	H	7	6.90	400	16.50	16.50	0.9	
		H	2			Total:	33.00	0.9	
14	LULUNCOTO	D	5	4.16	960	2.725	13.625	0.8	
		D	3	6.30	600	3.666	10.998	0.8	
		D	4	6.30	960	2.875	11.50	0.8	
		D	12			Total:	36.123	0.8	

Donde: D = diesel

H = Hidráulica

G = Gas

2.2. Transmisión: El sistema de transmisión está conformado por líneas de 138 y 46 Kv.

Las líneas de 138 Kv. son las que llevan energía de la subestación Santa Rosa a las Subestaciones Selva Alegre, Vicentina y Pomasqui, estas cuatro Subestaciones de reducción entra a formar parte del anillo de Subtransmisión a 46 Kv.

El anillo de 138 Kv. recibirá y distribuirá la energía proveniente del Sistema Nacional Interconectado. Este anillo estará formado de doble circuito, su diseño, construcción, mantenimiento, etc. estará en su primera instancia a cargo de INECEL a pesar de que su función estaría relacionada más con el funcionamiento del sistema mismo.

Tenemos también la línea que une las centrales térmicas de Guano con la Subestación Vicentina, esta subestación desempeña un papel importante ya que a esta llega actualmente la energía proveniente de Písayambo. Las líneas de 46 Kv. son líneas que llevan energía desde los centros de generación propia de la Empresa hasta las Subestaciones Norte y Sur; cabe señalar que las distancias de estas líneas son relativamente cortas.

2.3. Subtransmisión: El sistema de subtransmisión, motivo de este estudio está conformado por líneas de 46 Kv.

El sistema de líneas de 46 Kv. que comprenden las líneas cuya función será transmitir o distribuir, y que estarán interconectando las diferentes subestaciones de distribución con las subestaciones principales y centros de generación. El trazado de las rutas del sistema se ha

hecho tratando de aprovechar al máximo las líneas existentes, a pesar de esto se ha previsto que para entonces deberán cambiarse en unos casos calibres de conductores o en otros reforzar estructuras ya existentes.

En lo que se refiere a los calibres de los conductores empleados se ha seleccionado tres tipos de calibres: 266.8 MCM-ACSR, 395.5 MCM-ACSR y 477 MCM-ACSR. Para 46 Kv. estos conductores están en capacidad de llevar 37, 47 y 53 MVA respectivamente.

Un estudio preliminar hecho acerca de la capacidad de sobrecarga de estos conductores, llevó a la conclusión de que no deben ser cargados con más del 130% de la carga máxima nominal. Todas las líneas tendrán cable de guardia, el mismo que ha sido determinado de acuerdo a la práctica y es cable de acero de 3/8 de EBB.

Las líneas principales y sus características se indican en el Cuadro N° 2.

2.4. Distribución: El sistema de distribución es en forma radial, que se deriva directamente del anillo de 46 Kv. a través de transformadores de reducción. La potencia total instalada en transformadores de distribución es: 531/685 MVA. OA/FA.

Número de Transformadores de distribución: 47.

2.4.1. Subestaciones.- Puesto que el sistema Quito constituye de por sí un sistema Eléctrico de Potencia, tiene todo tipo de Subestaciones: De bajada, de seccionamiento, y distribución, cada una de las cuales desempeñan su función determina

da, tendientes a tener como resultado , la operación más económica - del sistema.

Protección tipo de una subestación.- Una descripción de las protecciones más importantes que existen en las subestaciones del sistema Eléctrico Quito, se indica en la Fig. N° 1 y se resume en lo siguiente:

a) Protección de líneas.

- Interconexión con el Sistema de INECEL

Relés CDD21 para protección contra fallas entre fases y fase - tierra.

- Alimentaciones a Subestaciones No. (s) 3,9,11,13,17,19.

Relés CDD21 para protección contra fallas entre fases.

Relés CDD21 para protección contra fallas fase-tierra.

Relés de sobrecorriente instantáneo.

b) Protección de generadores.

Relés Diferenciales.

c) Protección de Transformadores.

Relés Diferenciales.

Proyección Futura.- Para el año 1.990 ha previsto la construcción de nuevas subestaciones de estos tipos, y en otros - casos posiblemente sea necesario la reubicación de algunos de los que actualmente existen y que debido a la falta de espacio no permiten la - colocación de transformadores, disyuntores y seccionadores que se nece

sitan.

Todas las subestaciones de distribución, con excepción de Chillogallo, Monjas, Cumbayá, tendrán cada una, dos transformadores con el fin de asegurar un buen servicio, porque en caso de salida de cualquiera de los transformadores, el otro estará en condiciones de tomar por cierto tiempo toda la carga de subestación, está claro que esto afecta la vida media del transformador.

El esquema de las subestaciones se ha realizado pensando en esta eventualidad de tener doble transformador. Para la situación analizada también se tiene la idea de resolverla disponiendo de una unidad móvil que reemplazaría al transformador con fallas.

Tratando de uniformizar la potencia de los transformadores de distribución se ha seleccionado tres clases de transformadores 8/10 MVA. 10/12.5 MVA y 15/20 MVA OA/FA. y se han colocado en cada subestación de acuerdo a la demanda de cada uno de ellos. Las características principales de los transformadores en cada subestación se indican en el Cuadro N° 3.

LEYENDA

52 Interruptor Automático.

64 Relé de Falla de Tierra.

21 Relé de Distancia.

67 Relé de Potencia Inversa.

51 Relé de Sobrecorriente.

92 Relé Direccional.

87 Relé Diferencial

T.P. Transformador de Potencial.

T.C. Transformador de Corriente.

AVR, Regulador de Voltaje.

C Condensador.

P Pararrayos.

W Watímetros.

A Amperímetro.

f.p. Factor de Potencia

V Voltímetro,

WAR Medidor de potencia Reactiva.

MVA Medidor de Potencia Aparente.

WH Vativos Hora.

3,9,11,13,17,19 Salidas a las respectivas Subestaciones.

CUADRO N° 2

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

Barras Número	Tipo de Conductor	Cable de Guardia	DATOS GENERALES			Carga de la línea KVAC.
			KV	Km	Cap. Ter MVA	
152-153	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	138	25.8	161	1624.63
152-153	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	138	25.8	161	1624.63
153-154	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	138	17.0	161	1259.40
153-154	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	138	17.0	161	1259.40
154-89	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	138	18.0	161	1397.94
154-89	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	138	18.0	161	1397.94
89-152	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	138	20.0	161	1259.40
89-152	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	138	20.0	161	1259.40
89-6	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	7.2	161	457.92
50-94	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	12.0	160	94.80
50-94	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	12.0	53	94.80
56-51	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	4.6	53	38.73
50-52	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	3.8	47	30.02
52-56	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	5.5	53	43.45
58-56	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	4.9	53	42.66

Continuación

Barra Número	Tipo Conductor	Cable de Guardia	DATOS GENERALES			Carga de la línea KVAC
			KV	Km	Cap. ter MVA	
15-93	266.8 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	1.75	37	14.74
15-50	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	5.90	53	46.61
94-96	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	12.00	53	94.80
91-94	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	14.00	53	110.60
73-13	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	10.00	53	70.90
10-13	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	2.77	53	21.88
10-81	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	6.50	106	109.33
10-81	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	6.50	106	90.81
10-99	266.8 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	2.50	37	21.05
4-15	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	6.80	53	51.79
15-16	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	8.40	53	65.56
4-16	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	1.50	53	12.62
16-91	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	4.00	53	31.60
2-91	3/0 AWG-ACSR	3/8"EBB	46	20.00	24	158.60
15-90	266.8 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	1.40	37	11.79

Continuación

Barras Número	Tipo de Conductor	Cable de Guardia	DATOS GENERALES			Carga de la línea KVAC
			KV	Km	Cap. ter MVA	
59-61	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	1.75	53	13.83
58-61	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	1.8	53	14.22
58-304	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB :	46	0.8	47	6.23
304-66	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	2.3	47	18.17
304-63	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	0.6	47	4.74
58-67	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	6.4	53	50.56
67-69	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	4.5	53	35.55
69-71	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	9.0	53	71.10
69-74	477.0 MCM-AWCR	3/8"EBB	46	3.5	53	28.55
71-74	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	5.5	53	86.90
74-81	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	8.2	53	64.78
71-73	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	12.0	53	94.80
81-77	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	2.6	47	19.92
81-78	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	2.6	47	19.92
81-79	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	1.3	47	9.95

Continuación

Barras Número	Tipo de Conductor	Cable de Guardia	DATOS GENERALES			Carga de la línea KVAC
			KV	Km	Cap. ter MVA	
81-80	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	1.30	47	9.95
81-82	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	3.00	47	22.98
81-33	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	3.00	47	22.98
81-64	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	3.65	47	28.84
64-65	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	1.60	53	12.64
81-86	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	5.79	53	45.74
86-59	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	3.50	53	27.65
86-84	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	0.83	47	6.36
86-85	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	0.83	47	6.36
86-89	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	1.90	47	9.65
86-15	477.0 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	4.00	53	31.60
15-310	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	1.20	47	9.19
310-88	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	2.20	47	16.85
310-92	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	1.80	47	13.79
87-97	397.5 MCM-ASCR	3/8"EBB	46	2.86	47	21.91

CUADRO N° 3

CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES

Barras Número	Estación Nombre	Tensiones KV	Tipo de Conexión	Capacidad MVA	Cambiador de Taps.
94-152	Sta. Rosa	138/46/13.8	Y / Y / Δ	60/80 OA-FA	+ 10%
94-152	Sta. Rosa	138/46/13.8	"	60/80 OA-FA	+ 10%
58-153	Selva Alegre	138/46/13.8	"	60/80 OA-FA	+ 10%
58-153	Selva Alegre	138/46/13.8	"	60/80 OA-FA	+ 10%
71-154	Pomasqui	138/46/13.8	"	60/80 OA-FA	+ 10%
71-154	Pomasqui	138/46/13.8	"	60/80 OA-FA	+ 10%
86-89	Vicentina	138/46/13.8	"	33/43 OA-FA	
86-89	Vicentina	138/46/13.8	"	33/43 OA-FA	
51-201	Chillogallo	46/23	Δ/Y _z	15/20 OA-FA	+ 10%
52-202	Subestación N° 3	46/6.3	"	8/10 OA-FA	+ 10%
56-206	Subestación N° 7	46/6.3	"	5/6.25OA-FA	+ 10%
59-208	- Subestación N° 9	46/6.3	"	15/20 OA-FA	+ 10%
61-210	Subestación N° 11	46/6.3	"	15/20 OA-FA	+ 10%
63-212	Subestación N° 13	46/6.3	"	5/6.25OA-FA	+ 10%
65-214	Subestación N° 15	46/6.3	"	15/20 OA-FA	+ 10%

Continuación

Barras Número	Estación Nombre	Tensiones KV	Tipo de Conexión	Capacidad	Cambiador de Taps
67-216	Subestación N ^o 17	46/6.3	$\Delta/Y_{\frac{1}{2}}$	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
69-218	Subestación N ^o 19	46/6.3	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
71-220	Pomasqui	46/2.3	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
73-244	Guayllabamba	46/2.3	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
74-223	Subestación N ^o 18	46/2.3/6.3	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
77-225	Subestación N ^o 16	46/6.3	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
79-227	Olimpico	46/6.3	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
82-229	Subestación N ^o 14	46/6.3	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
84-231	Subestación N ^o 12	46/6.3	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
87-233	Subestación N ^o 10	46/6.3	"	8/10 OA-FA	$\pm 10\%$
97-235	Subestación N ^o 8	46/6.3	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
92-236	Subestación N ^o 6	46/6.3	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
93-238	Subestación N ^o 4	46/6.3	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
90-237	Monjas	46/23	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$
50-240	Eplicachima	46/23	"	15/20 OA-FA	$\pm 10\%$

Continuación

Barras Número	Estación Nombre	Tensiones	Tipo de Conexión	Capacidad MVA	Cambiador de Taps
91-242	San Rafael	46/23	Δ/Y_{\neq}	15/20 OA-FA	\pm 10%
96-243	Machachi	46/23/6.3	"	7.5/2.5OA-FA	\pm 10%
90-95	Santa Rosa	46/23	"	15/20 OA-FA	\pm 10%
99-245	Cumbayá	46/23	"	15/20 OA-FA	\pm 10%
1-2	Pasachoa	4.16/46	"	5/6.25 OA-FA	\pm 10%
3-4	Guangopolo	2 - 3/46	"	5/6.25 OA-FA	\pm 10%
5-16	Guangopolo	13.8/46	"	46.5/52.5OA-FA	\pm 10%
5-6	Guangopolo	13.8/138	"	21.5/52.5OA-FA	\pm 10%
6-7	Guangopolo	6.6/138	"	15/20 OA-FA	\pm 10%
8-10	Cumbayá	4.16/46	"	10/12.5 OA-FA	\pm 10%
9-10	Cumbayá	4.16/46	"	10/12.5 OA-FA	\pm 10%
11-13	Nayón	6.9/46	"	12.5/16.5OA-FA	\pm 10%
12-13	Nayón	6.9 /46	"	12.5/16.5OA-FA	\pm 10%
14-15	Luluncoto	4.16/46	"	10/12.5 OA-FA	\pm 10%
14-15	Luluncoto	6.3/46	"	9/11.25OA-FA	\pm 10%

E S T U D I O D E C O R T O C I R C U I T O S

3.1. Objetivos de este Estudio: Es importante el estudio de cortocircuitos para analizar el tipo de protección eléctrica requerida para cada elemento del sistema. Además es necesario para el dimensionamiento del equipo de protección (disyuntores, transformadores de corriente, etc).

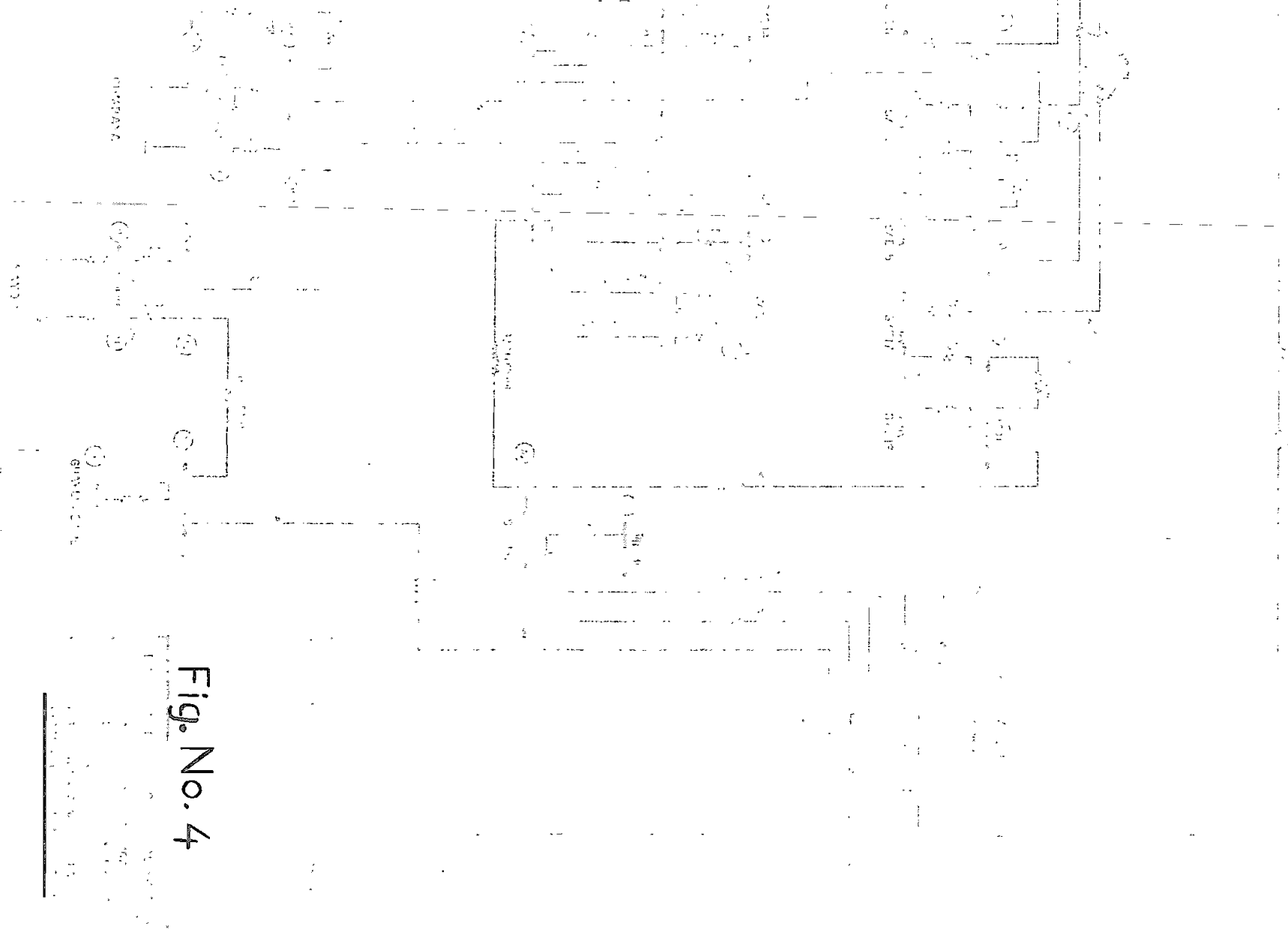
Se debe considerar además que los estudios de cortocircuitos son complementarios a los de flujo de potencia, porque para analizar el sistema en condiciones de cortocircuito, primero se debe estudiar el funcionamiento del sistema y de esta forma asegurar su correcto funcionamiento. Los cálculos de cortocircuitos nos permiten conocer corrientes y voltajes de un sistema de potencia durante las fallas. Esta información es necesaria como ya se indicó, para diseñar y adecuar el sistema de protección y determinar las características que deben tener los elementos de interrupción.

El estudio de cortocircuitos se realizó utilizando un programa que la Empresa Eléctrica Quito S.A., tiene grabado en un disco en su Centro de Computación. En dicho programa se hace un análisis de las diferentes posibilidades de falla como son: Trifásica y Fase tierra tanto para máxima como para mínima generación. Para máxima generación se considera todas las centrales generando a su máxima capacidad, para mínima generación consideramos generando las centrales Cumbayá Hidráulica, térmicas Luluncoto, Central Guangopolo Gas y Nayón Hidráulica.

3.2. Diagramas de Secuencia: Los Diagramas de Secuencia, tanto para



MACY



7/1

SELVA
ALEGRE

GHILLOGALLO

2.4 V

2.4 V

2.4 V

2.4 V

2.4 V

2.4 V

2.4 V

2.4 V

2.4 V

2.4 V

2.4 V

S/E 9

S/E 7

S/E 4

S/E 1

S/E 5

S/E 10

DAN BARAC'

GUANGUPOLO

RIPINA A CAS

OPINIA DI

GUANGUPOLO

PROCCIA

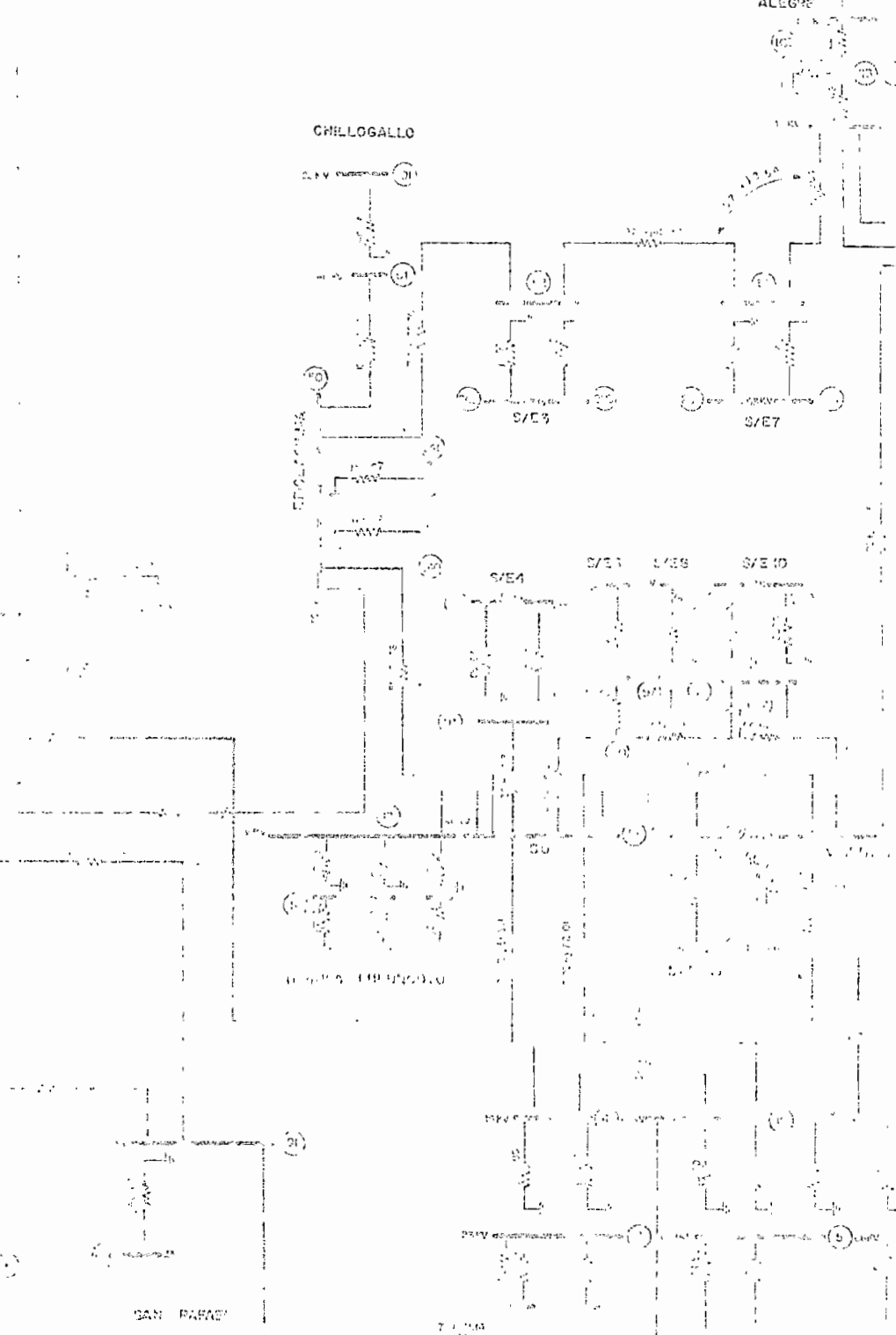
PROCCIA

PROCCIA

PROCCIA

PROCCIA

PROCCIA



$$\text{Resistencia } (\Omega/\text{milla}) = 0.196 \Omega/\text{milla}$$

$$\text{Reactancia } (\Omega/\text{milla}) = 0.430 \Omega/\text{milla}$$

$$r_g = 7 \Omega/\text{milla}$$

$$\text{GMR}_g = 10^{-9} \text{ pies}$$

$$\text{GMR} = 0.029 \text{ pies}$$

Disposición de los Conductores:

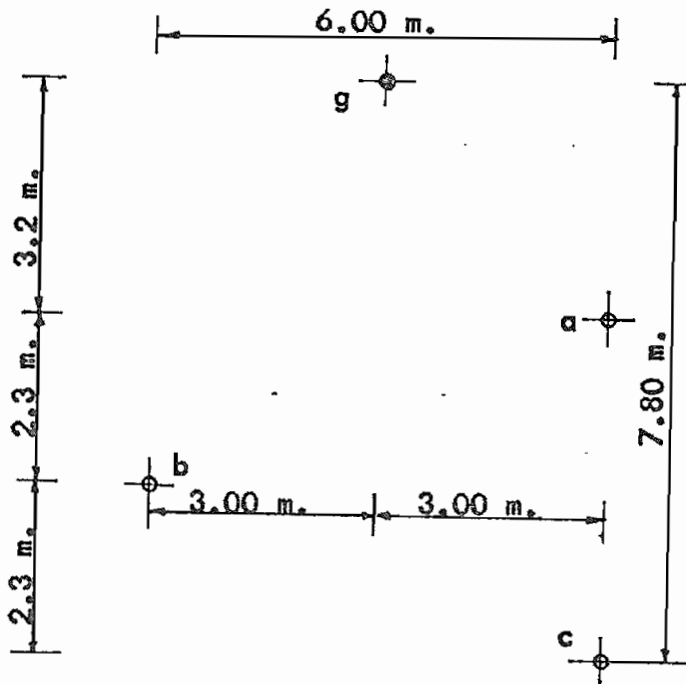


Fig. No. 5 Tipo de Estructura 0

Escala : 1/100

Cálculo de la Impedancia de Secuencia Positiva:

$$\text{Fórmula: } Z_1 = + j 0.2794 \log \text{GMD}/\text{GMR} \Omega/\text{milla}$$

Donde : GMD = distancia media geométrica

$$\text{GMD} = (\text{Dab} * \text{Dbc} * \text{Dca})^{1/3}$$

GMR = radio medio geométrico

$$GMR = 0.029$$

= resistencia del conductor

$$Z_1 = 0.196 + j 0.2794 \log \left(\frac{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca}}{GMR} \right)^{1/3}$$

$$Z_1 = 0.169 + j 0.2794 \log \left(\frac{6.43 \times 6.43 \times 4.60}{0.29} \right)^{1/3 \times 3.28}$$

$$Z_1 = (0.1967 + j 0.78598) \Omega/\text{milla}$$

$$1 \text{ milla} = 1.609 \text{ m}$$

$$Z_1 = (0.12181 + j 0.48849) \Omega/\text{Km.}$$

Considerando la resistividad del suelo = 100 Ω -m

Cálculo de la Impedancia de Secuencia Cero:

$$\text{Fórmula : } Z_{0a} = Z_{oa} - \frac{z_{oag}^2}{z_{og}} \Omega/\text{milla}$$

Donde : z_{oa} = Impedancia propia del conductor sin hilo de guardia

z_{oag} = Impedancia mutua entre los conductores y el hilo de guardia.

$$z_{oa} = a + 0.2862 + j 0.3640 (7.9333 + 1/3 (1n(GMR + 21nGMD))) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{oa} = 0.196 + 0.2862 + j 0.3640 (7.9333 - 1/3 (1n0.029 + 21n5.75 \times 3.28))$$

$$z_{oa} = (0.4822 + j 2.6049) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{oag} = 0.2862 + j 0.3640 (7.9333 - 1/3 \ln (D_{ag} \times D_{bg} \times D_{cg})) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{oag} = 0.2862 + j 0.3640 (7.9333 - \ln (4.39 \times 6.26 \times 8.36))$$

$$z_{oag} = (0.2862 + j 2.2284) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{og} = 3 \text{ } g + 0.2862 + j 0.3640 (7.9333 - \ln \text{ GMRg })$$

$$z_{og} = 3 \times 7.0 + 0.2862 + j 0.3640 (7.9333 - \ln 10^{-9})$$

$$z_{og} = (21.2862 + j 10.4310) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{oa} = 0.4822 + j 2.67237 - \frac{(0.2862 + j 2.2284)^2}{(21.2862 + j 10.4310)}$$

$$z_{oa} = (0.64356 + j 2.53342) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{oa} = (0.39998 + j 1.57453) \Omega/\text{milla}$$



Impedancia propia de Secuencia cero de un cortocircuito trifásico formado por conductor y tierra.

TIPO DE ESTRUCTURA 1

Datos para el cálculo:

Conductor: 397.5 MCM ACSR (26.7)

Conductor de guardia: 3/8" EBB

Diámetro del conductor = 0.783 pulg.

Resistencia (r)/milla = 0.235 (Ω /milla)

Reactancia (X)/milla = 0.441 (Ω /milla)

$r_g = 7.00 \Omega/\text{milla}$

$\text{GMR}_g = 10^{-9}$ pies

$\text{GMR} = 0.0265$ pies

Disposición de los Conductores:

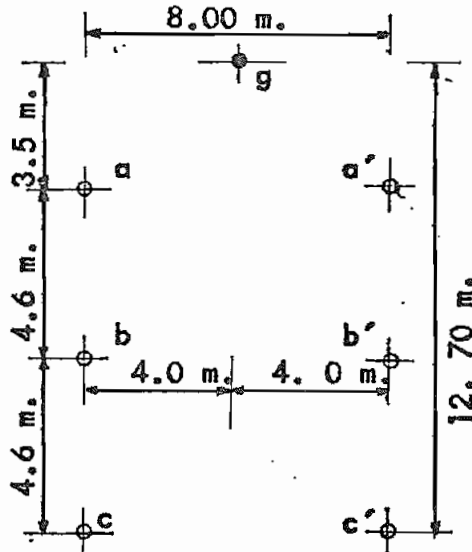


Fig. No. 6 Tipo de Estructura 1
Escala : 1/500

Cálculo de la Impedancia de Secuencia Positiva:

$$Z_1 = r + j2 + 0.2794 \frac{1}{2} \log \frac{(d_{ab} \times d_{bc} \times d_{ca})^{1/3}}{\text{GMR}} - \frac{1}{12} \log \frac{d_a^4 d_b^2}{d_a d_b d_c d_c d_a d_b}$$

Ω/milla

$$Z_1 = 0.235 + j 0.5588 \frac{1}{2} \log \frac{(4.60 \times 4.60 \times 9.20)^{1/3}}{3.28} - \log \frac{12^4 \cdot 19 \times 8^2 \cdot 0}{9.23 \times 8.0 \times 8.0 \times 9.23} \quad \Omega/\text{milla}$$

$$Z_1 = (0.235 + j 0.77547) \quad \Omega/\text{milla}$$

$$Z_1 = (Z_{11} = 0.1461 + j 0.48196) \quad \Omega/\text{Km}$$

Cálculo de la Impedancia de Secuencia Cero:

La impedancia propia de uno de los cortocircuitos es:

$$z_{oa} = z_{aa} + 2z_{ab} - 3 \frac{z_a^2}{z_{gg}}$$

$$z_{aa} = 0.0954 + j 0.2794 \left(\log \frac{D_c}{c} + \log \frac{c}{GMR} \right) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{aa} = 0.0954 + 0.235 + j 0.2794 \left(\log \frac{2788.5}{0.03263} + \log \frac{0.03263}{0.0265} \right) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{aa} = (0.3304 + j 1.40318) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{aa} = 0.0954 + j 0.2794 \log \frac{D_c}{(D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca})^{1/3}} \Omega/\text{milla}$$

$$z_{ab} = 0.0954 + j 0.2794 \log \frac{2788.5}{(4.60 \times 4.60 \times 9.20)^{1/3} \cdot 3.28}$$

$$z_{ab} = (0.0954 + j 0.60529) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{ag} = 0.0954 + j 0.2794 \log \frac{D_c}{(d_{ag} \times D_{bg} \times D_{cg})^{1/3}} \Omega/\text{milla}$$

$$z_{ag} = 0.0954 + j 0.2794 \log \frac{2788.5}{(5.31 \times 9.03 \times 13.32)^{1/3} \cdot 3.28}$$

$$z_{ag} = (0.0954 + j 0.55726) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{gg} = 0.0954 + g + j 0.2794 \left(\log \frac{2788.5}{0.01563} + \log \frac{0.01563}{10^{-9}} \right)$$

$$z_{gg} = (7.0954 + j 3.47724) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{oa} = (0.6065 + j 2.52715) \Omega/\text{milla}$$

$$z_{oa} = (0.37694 + j 1.57063) \Omega/\text{Km}$$

La impedancia mutua entre los circuitos

$$Z_{om} - W = Z_{mo} - \frac{Z_o^2 a_g}{z_{og}}$$

$$z_{mo} = 0.2862 + j 0.3640 (7.9333 - \ln GMD_{aa}^1)$$

$$GMD_{aa}^1 = (D_{ac} \times D_{ab} \times D_{ac} \times D_{ba} \times D_{bb} \times D_{bc} \times D_{ca} \times D_{cb} \times D_{cc})^{1/9} \text{ m}$$

$$GMD_{aa}^1 = 9.361$$

$$Z_{mo} = (0.2862 + j 1.64128) \Omega/\text{milla}$$

zoag y zog se calculó en el tipo de estructura -0-

$$zoag = (0.2862 + j 2.48247) \Omega/\text{milla}$$

$$zog = (21.2862 + j 10.43100) \Omega/\text{milla}$$

$$Zom-n (0.49023 + j 1.47469) \Omega/\text{milla}$$

$$Zom-n (0.30468 + j 0.31652) \Omega/\text{Km}$$

Impedancia Cero equivalente (Z_o)

$$\frac{Z_o}{2} = \frac{1}{2} (Zoa + Zom-n)$$

$$\frac{Z_o}{2} = (0.3408 + j 1.2436) \Omega/\text{Km}$$

TIPO ESTRUCTURA 2

Datos para el cálculo:

Conductor: 477 MCM ACSR (26/7)

Conductor de guardia: 3/8" EBB

Diámetro del conductor = 0.858 pulg.

Resistencia (Ω/milla) = 0.196 Ω/milla

Reactancia (X_Ω/milla) = 0.430 Ω/milla

$r_g = 7 \Omega/\text{milla}$

$GMR_g = 10^{-9}$ pies

$GMR = 0.0290$ pies

Disposición de los Conductores

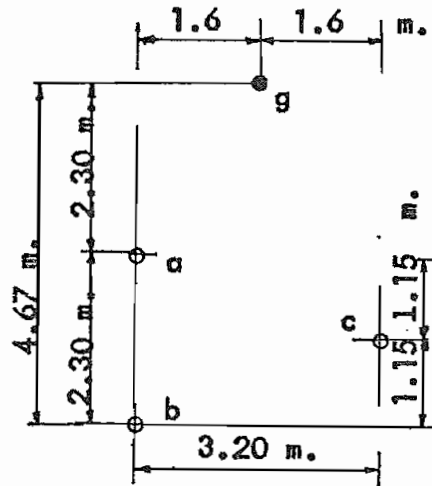


Fig. N.o. 7
Tipo de Estructura 2
Escala: 1/100

Para el cálculo de la impedancia de Secuencia Positiva y Secuencia Cero, se procede de la misma forma como se indica en el tipo de estructura cero, pág. 25.

$$Z_1 = (0.14605 + j 0.45178) \Omega / \text{Km}$$

$$Z_0 = (0.37613 + j 1.6475) \Omega / \text{Km}$$

TIPO DE ESTRUCTURA 3

Datos para el cálculo:

Conductor: 397.5 MCM ACSR (26/7)

Conductor de guardia: 3/8" EBB

Diámetro del conductor: 0.783 pulg.

Resistencia (R/milla) = 0.235 Ω /milla

Reactancia (X/milla) = 0.441 Ω /milla

$$r_g = 7 \Omega/\text{milla}$$

$$\text{GM}r_g = 10^{-9} \text{ pies}$$

$$\text{GMR} = 0.0265 \text{ pies}$$

Disposición de los Conductores

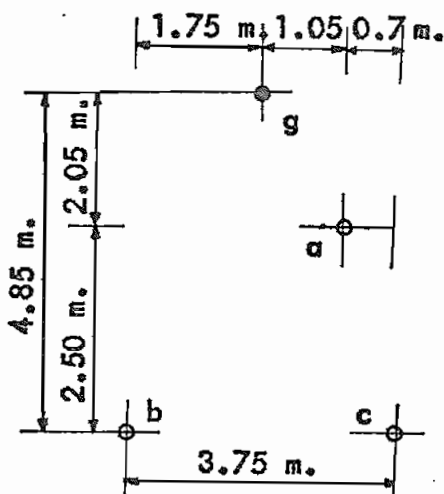


Fig. No. 8 Tipo de Estructura 3
Escala: 1/100

$$Z1 = (0.14605 + j 0.45178) \Omega/\text{Km}$$

$$Zaa = (0.40037 + j 1.6485) \Omega/\text{Km}$$

TIPO DE ESTRUCTURA 4

Datos para el cálculo:

Conductor: 266.8 MCM ASCR (26/7)

Conductor de guardia: 3/8" EBB

Diámetro del Conductor = 0.642 pulg

Resistencia (Ω/milla) = 0.350 Ω/milla

$$\text{Reactancia (X /milla)} = 0.465 \Omega / \text{milla}$$

$$r_g = 7 \Omega / \text{milla}$$

$$\text{GMR}_g = 10^{-9} \text{ pies}$$

$$\text{GMR} = 0.0217 \text{ pies}$$

Disposición de los conductores

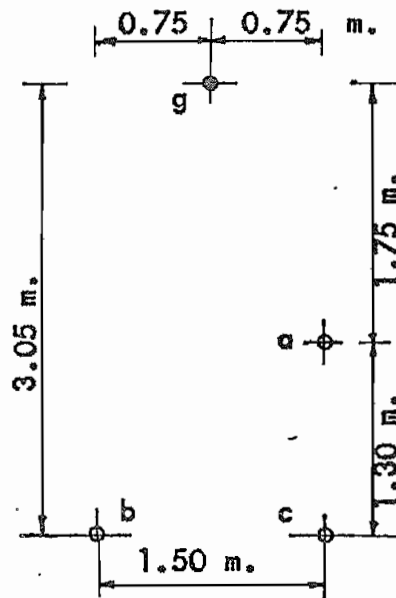


Fig. No. 9 Tipo de Estructura 4
Escala: 1/100

$$Z_1 = (0.21753 + j 0.41241) \Omega / \text{Km}$$

$$Z_{oa} = Z_o = (0.48341 + j 162676) \Omega / \text{Km}$$

TIPO DE ESTRUCTURA 5

Datos para el cálculo:

Conductor: 3/0 AWG ACSR

Conductor de guardia: 3/8" EBB

Diámetro del conductor: 0.502 pulg.

$$\text{Resistencia (r /milla)} = 0.560 \Omega/\text{milla}$$

$$\text{Reactancia (X/milla)} = 0.621 \Omega/\text{milla}$$

$$r_g = 7 \Omega/\text{milla}$$

$$\text{GMR}_g = 10^{-9} \text{ pies}$$

$$\text{GMR} = 0.00600 \text{ pies}$$

Disposición de los Conductores

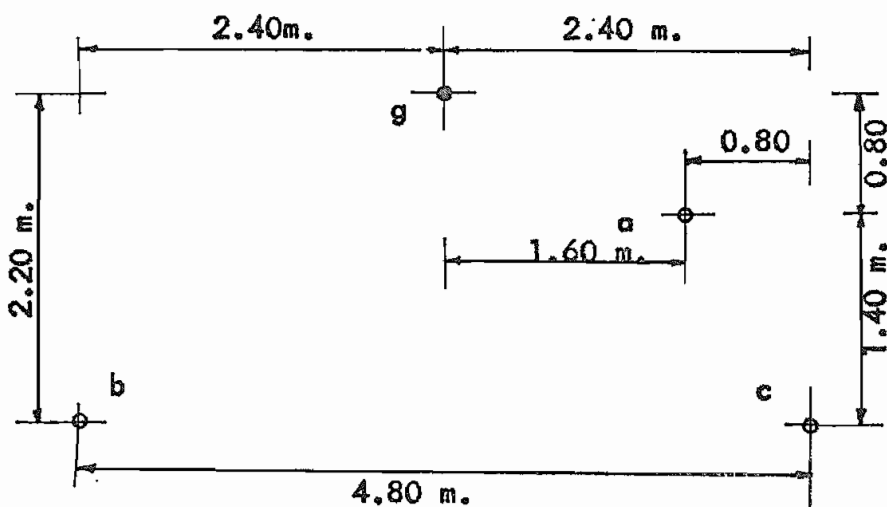


Fig. No. 10 Tipo de estructura 5
Escala: 1/50

$$Z_1 = (0.34804 + j 0.56310) \Omega/\text{Km.}$$

$$Z_{oa} = Z_o = (0.6137 + j 1.7478) \Omega/\text{Km.}$$

CALCULO DE LAS DIFERENTES BASES DE CORRIENTE

$$I \text{ Base} = \frac{(\text{KVA}) \text{ Base}}{V_3 (\text{KV}) \text{ Base}}$$

Donde:

(KVA) Base = KVA base trifásica

(KV) Base = KV base línea línea

KVA Base = 100.000

CUADRO No. 4 a

Tensión (Kv.)	Corriente Base (A)
138	418.370
46	1255.109
23	2510.219
6.3	9164.230
6.0	9622.504

CALCULO DE LAS DIFERENTES IMPEDANCIAS BASES

$$Z_{\text{Base}} = \frac{[(\text{KV}) \text{ base}]^2}{(\text{MVA}) \text{ base}}$$

CUADRO No. 4b

Tensión Kv	Impedancia Base (Ω)
138	190.440
46	21.160

Continuación

37

Tensión Kv	Impedancia Base (Ω)
23	5.290
6.3	0.397
6.0	0.360

CUADRO N° 5

PARAMETRO DE CENTRALES

Central de Generación		IMPEDANCIA DE CADA UNIDAD EN % 100 MVA BASE						Tipo de Conexión	
Núm	Nombre	Kd	Kq	Kd'	K"d	K"q	K ₂	Ko	
1	PASOCHOA	1303.20		1066.86	711.24		711.24	640.11	Y
		1551.60		533.43	355.62		355.62	320.06	
3	GUANGOPOLO	2900.00		680.00	680.00		400.00	360.00	Y
		4160.00		1040.00	700.00		800.00	720.00	Y
		2675.00		775.00	525.00		500.00	450.00	Y
		1042.71		268.64	208.16		173.91	156.52	
5	GUANGOPOLO	244.36		96.41	58.97		44.10	25.64	Y ₊
		929.17	904.17	106.21	85.00		85.00	44.58	
7	GUANGOPOLO	488.72		192.82	117.95		82.81	51.28	
		488.72		192.82	117.95		82.81	51.28	Y ₊
		244.17		96.41	58.97		44.10	25.64	

Continuación

Central de Generación		IMPEDANCIA DE CADA UNIDAD EN % 100 MVA BASE							Tipo de Conexión
Número	Nombre	Kd	Kq	Kd'	K''d	K''q	K ₂	Ko	
8-9	Cumbayá	460.00	257.13	147.72	87.72	90.68	89.27	46.14	Y ₃
		391.36	291.36	99.36	68.64	78.18	81.36	46.14	Y ₃
		211.46	136.76	59.31	38.51	41.98	42.57	21.07	
11-12	NAYON	557.28		196.36	45.45		121.21	109.09	Y ₃
		378.79		98.19	72.73		60.61	54.55	
		1093.58		308.26	198.17		139.45	77.80	Y
14	LULUNCOTO	1354.75		255.50	172.76		182.76	96.38	Y
		1295.65		365.22	234.78		165.22	92.17	Y
		412.48		101.05	52.60		52.60	29.34	Y

Donde:

Kd: Reactancia
sincrónica

Kd': Reactancia
Transitoria

Kd'': Reactancia
subtransitoria

K₂: Reactancia
secuencia

K₀: Reactancia
secuencia (o)

Kq Kq'' Reactancias en cuadratura y
: en cuadratura subtransitoria

CUADRO N° 6

PARAMETROS DE LINEAS DE TRANSMISION

BARRAS ESTRUCTURA		IMPEDANCIA	SECUENCIA	%	(MVA	IMPEDANCIA	OBSERVACIONES		
Número	Tipo	Z (')	Z (o)	Z(o) _m	Base	Circuito	Long. total	Long. mutua	
152-153	1	1.98 + j6.53	9.23 + j33.70	7.86 + j 23.75	190.44	1	25.8	25.8	
152-153	1	1.98 + j6.53	9.23 + j33.70	7.86 + j23.75	190.44	1	25.8	25.8	
153-154	1	1.30 + j4.30	6.08 + j22.20	5.18 + j15.28	190.44	1	17.0	17.0	
153-154	1	1.30 + j4.30	6.08 + j22.20	5.18 + j15.28	190.44	1	17.0	17.0	
154-89	1	1.38 + j4.56	6.44 + j23.51	6.76 + j20.35	190.44	1	18.0	18.0	
154-89	1	1.38 + j4.56	6.44 + j23.51	6.76 + j20.35	190.44	1	18.0	18.0	
89-152	1	1.53 + j5.06	7.16 + j26.12	6.09 + j18.33	190.44	1	20.0	20.0	
89-152	1	1.53 + j5.06	7.16 + j26.12	6.09 + j18.33	190.44	1	20.0	20.0	
89-6	0	0.46 + j1.85	1.51 + j5.95		190.44	1	7.2		
50-94	2	6.91 + j24.89	38.34 + j157.36	3.73 + j12.91	21.16	1	12.0	12.0	
50-94	2	6.91 + j24.89	38.34 + j157.36	3.73 + j12.91	21.16	1	12.0	12.0	
50-51	4	4.73 + j8.97	10.51 + j35.36		21.16	1	4.6		
50-52	2	2.19 + j7.88	6.72 + j29.59		21.16	1	3.8		
52-56	2	3.17 + j11.41	9.79 + j42.85	0.73 + j2.54	21.16	1	5.5	0.55	
58-56	2	2.82 + j10.16			21.16	1	4.9		

Continuación

BARRA	ESTRUCTURA	IMPEDANCIA	SECUENCIA	% (100 MVA)	IMPEDANCIA	OBSERVACIONES		
Número	Tipo	Z (1)	Z (o)	Z (o) _m	Base	Circuito	Long total	Long. mutua
15-93	4	1.80+j 3.41	4.00+j13.45		21.16	1	5.9	
15-50	2	3.40+j12.24	10.49+j45.94		21.16	1	5.9	
94-96	2	6.91+j24.69	21.33+j93.43		21.16	1	12	
91-94	2	8.06+j29.04	24.89+j109.0		21.16	1	14	
73-13	2	5.76+j20.74	17.78+j77.86		21.16	1	10	
10-13	2	1.59+j 5.75	4.92+j21.57		21.16	1	2.77	
10-81	2	3.74+j13.48	11.55+j50.61		21.16	2 equiv	6.5	
10.81	2	3.74+j13.48	11.55+j50.61		21.16	2 "	6.5	
10-99	4	2.57+j 4.87	5.71+j19.22		21.16	1	1.75	
4-15	2	3.91+j14.10	12.09+j52.94		21.16	1	6.8	
15-16	2	4.84+j17.42	14.93+j65.40		21.16	1	8.4	
4-16	2	0.86+j 3.11	2.67+j11.68		21.16	1	1.5	
16-91	2	2.30+j 8.30	7.11+j31.15		21.16	1	4	
2-91	5	32.90+j53.22	58.01+j165.20		21.16	1	20	
15-90	4	1.44+j 2.73	3.20+j10.76		21.16	1	1.4	

Continuación

BARRAS ESTRUCTURA		IMPEDANCIA	SECUENCIA	%	(100MVA)	IMPEDANCIA	OBSERVACIONES		
Número	Tipo	Z (1)	Z (o)	Z (o) _m	Base	Circuito	Long. total	Long mutua	
59-61	2	1.01+j 3.63	3.11 +j13.63		21.16	1	1.75		
58-61	2	1.04+j 3.73	3.20+j14.01		21.16	1	1.80		
58-305	2	0.46+j 1.66	1.42+j 6.23	0.25+j 0.86	21.16	1	0.8	2.68	
304-66	2	1.32+j 4.77	4.09+j17.92	0.72+j 2.47	21.16	1	2.3		
304-63	2	0.35+j 1.94	1.07+j 4.67		21.16	1	0.6		
58-67	2	3.68+j13.27	11.39+j49.86	0.25+j 0.86	21.16	1	6.4	2.68	
67-69	2	2.59+j 0.33	10.4 +j30.2		21.16	1	4.5	1.53	
69-71	2	5.18+j18.67	16.70+j70.07	8.01+j35.06	21.16	1	4.5		
69-74	2	2.01+j 7.16	6.22+j27.25		21.16	1	9		
71-74	2	3.17+j11.41	9.78+j42.82		21.16	1	3.5		
74-81	2	4.72+j17.01	14.58+j63.84		21.16	2 equiv.	5.5		
71-73	2	6.91+j24.89	21.33+j9343		21.16	1	8.2		
81-77	3	1.79+j5.55	4.91+j25.25	1.32+j 4.5	21.16	1	12		
81-78	3	1.79+j5.55	4.91+j25.25	1.32+j 4.5	21.16	1	12	1.38	
81-79	3	0.9 +j2.78	2.46+j10.13	0.66+j 2.25	21.16	1	1.3	1.38	

Continuación

BARRAS	ESTRUCTURA	IMPEDANCIA	SECUENCIA	%	(100MVA)	IMPEDANCIA	OBSERVACIONES		
Número	Tipo	Z (1)	Z (o) _m	Z (o) _m	Base	Circuito	Long total	Logn. mutua	
81-88	3	0.90+j 2.78	2.46+j10.13	0.66+j 2.25	21.16	1	1.3	1.3	
81-82	3	2.07+j 6.41	5.67+j23.37	1.53+j 5.19	21.16	1	3		
81-83	3	2.07+j 6.41	5.67+j23.37	1.53+j 5.19	21.16	1	3	3.0	
81-64	2	2.10+j 7.57	6.49+j28.42		21.16	1	3.65		
84-65	2	0.92+j3.32	2.84+j12.46		21.16	1	1.6		
81-86	2	3.34+j12.01	10.29+j45.08		21.16	1	5.79		
86-59	2	2.01+j 7.26	6.22+j27.25		21.16	1	3.5		
86-84	3	0.57+j 1.67	1.57+j 6.47	0.41+j 1.39	21.16	1	0.83	0.83	
86=85	3	0.57+j 1.67	1.57+j 6.47	0.41+j 1.39	21.16	1	0.83	0.83	
86-87	3	1.31+j 4.06	3.60+j14.21	0.25+j 0.87	21.16	1	1.90	0.68	
86-15	2	2.30+j 8.30	7.11+j34.14		21.16	1	4		
15-310	3	0.83+j 2.56	2.27+j 9.35		21.16	1	1.2		
310-88	3	1.52+j 4.70	4.16+j17.14	0.25+j 0.87	21.16	1	2.2	0.68	
310=92	3	1.24+j 3.84	3.41+j14.02		21.16	1	1.8		
87-97	3	1.97+j 6.11	5.41+j22.28		21.16	1	2.86		

CUADRO N° 7

PARAMETROS DE TRANSFORMADORES

BARRAS Número	ESTACION Nombre	IMPEDANCIAS EN %		BASE: 100 MVA				OBSERVACIONES
		Zps	Zpt	Zst	Zp	Zs	Zt	
59-152	Santa Rosa	8.86	13.64	3.54	15.8	1.03	6.93	---
94-152	Santa Rosa	8.86	13.64	3.54	15.8	1.03	6.93	
58-153	Selva Alegre	8.86	13.64	3.54	15.8	1.03	6.93	
58-153	Selva Alegre	8.86	13.64	3.54	15.8	1.03	6.93	
71-154	Pomasqui	8.86	13.64	3.54	15.8	1.03	6.93	
71-154	Pomasqui	8.86	13.64	3.54	15.8	1.03	6.93	
86-89	Vicentina	7.10	11.19	3.15	22.99	1.42	10.97	
86-89	Vicentina	7.10	11.19	3.15	22.99	1.42	10.97	
51-201	Chillogallo	10.0			66.67			
52-202	Subestación N° 3	4.0			50.00			2 unidades (equiv)
56-206	Subestación N° 7	1.75			35.00			4 " "
59-208	Subestación N° 9	5.0			33.34			2 " "
61-210	Subestación N° 11	5.0			33.34			2 " "
63-212	Subestación N° 13	1.75			35.00			4 " "
65-214	Subestación N° 15	10.0			66.67			1 " "

Continuación

BARRAS Número	ESTACION Nombre	IMPEDANCIAS EN %				BASE: 100 MVA			observaciones
		Zps	Zpt	Zst	Zp	Zs	Zt		
91-242	San Rafael	5.0		33.34				2 unidades (equiv)	
96-243	Machachi	6.4		85.33				1 " "	
94-95	Santa Rosa	5.0		33.34				2 " "	
99-245	Cumbayá	10.0		66.67				1 " "	
1-2	Pasochoa	6.5		116.07					
3-4	Guangopolo	3.2		64.00				2 " "	
5-16	Guangopolo	3.5		10.00				2 " "	
5-6	Guangopolo	7.0		42.94					
6-7	Guangopolo	3.0		20.00				2 " "	
8-10	Cumbayá	3.2		32.00				2 " "	
9-10	Cumbayá	3.2		32.00					
11-13	Nayón	4.41		35.30				2 " "	
12-13	Nayón	4.41		35.30					
14-15	Luluncoto	3.25		32.50				2 " "	
14-15	Luluncoto	7.94		88.18					

Continuación

BARRAS Número	ESTACION Nombre	IMPEDANCIAS EN %			BASE: 100 MVA		OBSERVACIONES
		Zps	Zpt	Zop	Z5	Zt	
67-216	Subestación N ^o 17	5.0			33.34		2 unidades (equiv)
69-218	Subestación N ^o 19	10.0			66.67		1 " "
71-220	Pomasqui	10.0			66.67		1 " "
73-244	Guayllabamba	10.0			66.67		1 " "
74-223	Subestación N ^o 18	10.0			66.67		1 " "
72-225	Subestación N ^o 16	5.0			33,34		2 " "
79-225	Olímpico	5.0			33.34		2 " "
82-229	Subestación N ^o 14	5.0			33,34		2 " "
84-231	Subestación N ^o 12	5.0			33.34		2 " "
87-233	Subestación N ^o 10	4.0			50.0		2 " "
97-235	Subestación N ^o 8	10.0			66.67		1 " "
92-236	Subestación N ^o 6	10.0			66.67		1 " "
92-238	Subestación N ^o 4	5.0			33.34		2 " "
90-237	Monjas	10.0			66.67		1 " "
50-240	Eplicachima	5.0			33.34		2 " "

CUADRO N° 8

3.3.1. RESULTADOS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

3.3.2.

FALLA TRIFASICA
FALLA FASE TIERRA

MAXIMA GENERACION

MINIMA GENERACION

BARRA N°	NOMBRE	VOLT. (V)	IMPEDANCIA (%)	CORRIENTE (p.u.)	CORRIENTE (Amp)
F.3Ø máx. 15	Sur	46	1.134+j 8.254	1.634-j11890	2050.85-j14923.25
50	Eplicachima	46	1.501+j 9.582	1.595-j10.186	2001.90-j12784.54
52	S/E - 3	46	2.605+j13.197	1.440-j 7.293	1807.36-j 9153.51
56	S/E - &	46	2.546+j12.931	1.466-j 7.445	1839.99-j 9344.29
58	Selva Alegre	46	0.820+j 7.207	1.579-j13.786	1981.82-j 7302.94
67	S/E - 17	46	2.595+j13.347	1.403-j 7.219	1760.92-j 9060.63
69	S/E - 19	46	2.369+j12.756	1.407-j 7.578	1765.94-j 9511.22
74	S/E - 18	46	1.352+j 9.473	1.477-j10.345	1853.80-j12984.11
81	Norte	46	1.600+j 8.990	1.919-j10.782	2408.55-j13532.59
86	Vicentina	46	0.494+j 6.034	1.347-j16.463	2195.19-j20662.86
F.3Ø mín. 15	Sur	46	1.382+j 9.342	1.550-j10.475	1945.42-j13147.27
50	Eplicachima	46	1.544+j10.098	1.480-j 9.676	3112.67-j12144.44
52	S/E - 3	46	2.626+j13.643	1.361-j 7.068	1708.20-j 8871.11
56	S/E - 7	46	2.543+j13.304	1.386-j 7.251	1739.58-j 9100.80
58	Selva Alegre	46	0.803+j 7.483	1.427-j13.211	1778.49-j16581.25
67	S/E - 15	46	2.594+j13.692	1.335-j 7.050	1675.57-j 8848.52
69	S/E - 19	46	2.382+j13,121	1.340-j 7.378	1681.85-j 9260.19
74	S/E - 18	46	1.378+j 9.857	1.391-j 9.951	1745.85-j12489.59
81	Norte	46	1.831+j 9.865	1.819-j 9.799	2283.04-j12298.14
86	Vicentina	46	0.515+j 6.485	1.213-j15.323	1522.45-j19232.04
F.1Ø máx. 15	Sur	46	1.259+j 9.493	0.512-j 3.776	642.62 -j 9739.29

BARRA	NOMBRE	VOLT.	IMPEDANCIA	CORRIENTE	CORRIENTE
N ^a		(V)	(%)	(p.u.)	(Amp)
50	Eplicachima	46	5.942+j26.694	0.410-j 2.101	514.94-j 2636.98
52	S/E - 3	46	8.458+j37.878	0.317-j 1.489	397.87-j 1868.86
56	S/E - 7	46	6.734+j30.791	0.353-j 1.691	443.05-j 2122.39
58	Selva Alegre	46	3.363+j15.975	0.532-j 2.883	667.72-j 3618.48
67	S/E - 17	46	5.759+j24.929	0.393-j 1.854	493.96-j 2326.97
69	S/E - 19	46	6.594+j28.747	0.369-j 1.766	463.14-j 2216.52
74	S/E - 18	46	2.571+j12.044	0.534-j 3.136	670.23-j 3936.02
81	Norte	46	2.640+j12.991	0.588-j 3.118	738.00-j 3913.43
86	Vicentina	46	0.198+j 2.614	0.547-j 6.767	686.54-j 8493.32
F. 1Ø mín. 15	Sur	46	1.259+j9.493	0.497-j 3.478	623.79-j 4365.27
50	Aplicachima	46	5.942+j26.692	0.396-j 2.056	497.02-j 2580.50
52	S/E - 3	46	8.458+j37.878	0.309-j 1.470	387.83-j 1845.01
56	S/E - 7	46	6.734+j30.791	0.344-j 1.671	431.76-j 2097.29
58	Selva Alegre	46	0.174+j 3.298	0.528-j 5.424	662.70-j 6807.71
67	S/E - 17	46	5.759+j24.929	0.383-j 1.831	480.71-j 2298.11
69	S/E - 19	46	6.594+j28.747	0.360-j 1.744	451.84-j 2188.91
74	S/E - 18	46	2.571+j12.044	0.514-j 3.063	645.13-j 3844.40
81	S/E Norte	46	4.646+j12.991	0.568-j 2.947	712.90-j 3698.31
86	Vicentina	46	0.198+4 2.614	0.501-j 6.377	628.81-j 8003.83

3.4. Análisis y comparación de los resultados obtenidos para fallas

Trifásicas y Fase Tierra: Se ha sacado un resumen de los resultados obtenidos para dos de las principales fallas que se tiene en un sistema eléctrico de potencia, falla trifásica y falla fase tierra.

Como conclusión se puede sacar que en unos casos es mayor la corriente para una falla trifásica y en otros casos es mayor para una falla fase tierra, por lo tanto es importante señalar en cual de los casos es mayor la corriente para falla fase tierra ya que es norma para el dimensionamiento de la capacidad de los disyuntores, tomar la corriente de falla fase tierra se tomará ésta. Las corrientes tanto para falla fase tierra como falla trifásica se obtienen en el computador p.u. y luego con la ayuda de las diferentes corrientes de base, se transforma de tal forma que todas las corrientes se encuentren en amperios.

Cabe señalar también que la impedancia de cortocircuito se obtiene en el Computador en %.

ESTUDIO DE LA PROTECCION

Debido a la gran importancia que tiene la continuidad de servicio y las grandes pérdidas económicas que significa la suspensión de energía eléctrica, se hace necesario limitar el número de fallas y reducir su efecto a fin de que la menor cantidad de equipo se vea afectado por el disturbio.

Es aquí donde nace el principio de la protección por relevadores como uno de los medios para alcanzar estos propósitos.

La protección de los elementos de un sistema de potencia tienen variados y complejos aspectos relacionados principalmente con el tipo de elemento a protegerse y la importancia del mismo.

4.1.- Esquemas de Protección: El manejo o uso de un sistema eléctrico en condiciones normales está entregado a la acción o comando del hombre o de aparatos automáticos que cumplen consignas bien determinadas, En cambio el comando de un sistema cuando existen perturbaciones o fallas, es entregado a las protecciones,

éstas deben operar en fracciones de segundo y en forma coordinada.

La protección de los elementos de un sistema de potencia tienen variados y complejos aspectos relacionados principalmente con el tipo de elemento a protegerse y la importancia del mismo.

El objetivo de este estudio es la selección y coordinación de la protección primaria contra fallas de fase y contra fallas de fase-tierra en líneas de 46 Kv, las mismas que estarán conformando un anillo para de esta forma obtener una mayor selectividad en la entrega de energía.

Luego de un análisis minucioso de las causas que pueden originar una perturbación en un Sistema Eléctrico, se ha llegado a determinar 3 esquemas principales de protección.

- Protección de sobrecorriente
- Protección de distancia
- Protección de hilo piloto.

Es necesario aclarar que cada una de estas categorías tienen sus propias ventajas, desventajas y limitaciones.

4.2. Comparación Técnico-Económico entre alternativas: Se trata de analizar en primer término las características técnicas de los diferentes esquemas, dentro de este punto se analizará los principios básicos de funcionamiento, su velocidad en la operación de despeje de una falla, características en función del tiempo, etc.

Luego se pretende realizar una breve comparación económica entre

un esquema y otro, de tal forma que sea un complemento del análisis de condiciones técnicas y nos lleve a determinar el sistema adecuado de protección, que al mismo tiempo sea confiable y no sea extremadamente caro.

4.2.1. Alternativas técnicas

4.2.1.1. Esquema de protección por sobrecorriente: En

general es el tipo más elemental pero el más difícil de aplicar satisfactoriamente, en donde las líneas forman anillos o mallas (tal es el caso de este trabajo), a causa de los problemas que se presentan al coordinar sus ajustes con los relevadores de protección de las líneas adyacentes.

4.2.1.1.a. Relevadores de corriente no direccionales:

Los relevadores de sobrecorriente no direccionales es el tipo más elemental de protección de líneas y el más barato. Existen dos variantes:

- A) Con retardo de tiempo
- B) De operación instantáneo

A) Relevadores de Sobrecorriente con Retardo de Tiempo: En estos relevadores su tiempo de operación está relacionado con la magnitud de la corriente. Aunque existen distintas características tiempo-corriente en estos relevadores del tipo inducción, pueden clasificarse en tres grupos principales:

De tiempo inverso

De tiempo muy inverso

De tiempo extremadamente inverso.

Las características de tiempo-corriente se pueden apreciarse en las figuras siguientes:

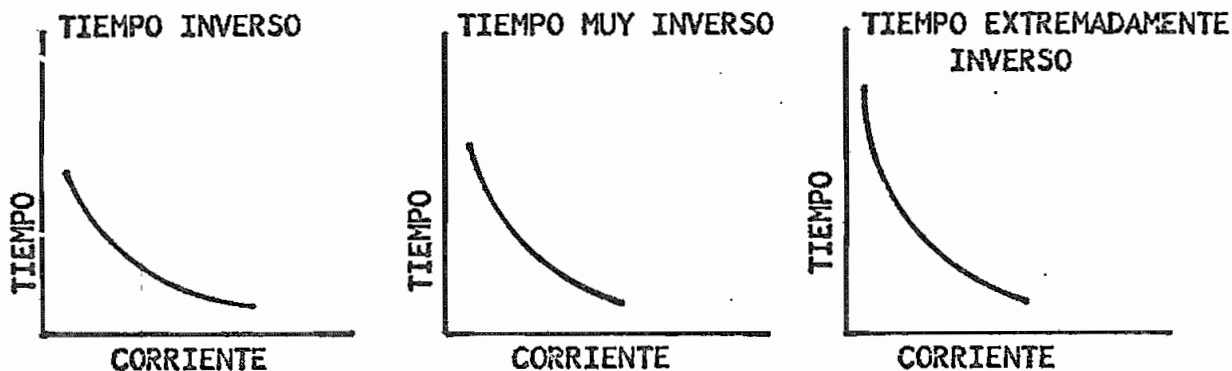


Fig. No. 12 CARACTERISTICAS TIPICAS TIEMPO-CORRIENTE

La aplicación satisfactoria de los relevadores de sobrecorriente no direccionales, excepto en los alimentadores radiales es extremadamente laboriosa y es casi seguro que la coordinación de su ajuste con otros relevadores de las líneas adyacentes, no opere satisfactoriamente, así también, es difícil que sus ajustes puedan ser coordinados para las condiciones de operación en las que cambian las magnitudes de las corrientes de falla.

Los relevadores de sobrecorriente con característica de tiempo - son usados únicamente para protección de fallas entre fases en circuitos donde la magnitud de la corriente de falla es siempre mayor que la corriente de máxima carga y donde un elemento de tiempo es desable y permitido para librar una falla.

- Los relevadores de sobrecorriente con características de tiempo inverso y muy inverso, son generalmente aplicados en alimentadores de uso general en donde no se encuentren relacionados con problemas de coordinación con fusibles de alto porcentaje de cargas acumuladas después - de un prolongado período de interrupción.

- Los relevadores con características de tiempo extremadamente inverso, están diseñados fundamentalmente para protección de circuitos - de distribución, donde es necesaria la coordinación con fusibles y dispositivos desconectores y donde pueden presentarse períodos prolongados de interrupción, de cargas acumuladas de importancia de equipos controlados automáticamente, tales como bombas de agua, equipos de refrigeración, calentadores de agua, quemadores de aceite, etc. éstas cargas acumuladas a menudo producen corrientes magnetizantes, cuya magnitud es varias veces mayor que la correspondiente a la corriente de plena carga del cortocircuito y se presentan durante un corto tiempo, cuando el alimentador es reenergizado.

- El uso de relevadores de tiempo inverso y de tiempo muy inverso para la protección de líneas largas, es más satisfactorio que para las líneas cortas, debido a que en una línea larga, es más notable la diferencia de las corrientes de fallas y los tiempos de operación de los - relevadores dependerán de la distancia en que se presente la falla, es- to hace que se facilite la coordinación de sus tiempo de operación.

B) Relevadores de Sobrecorriente de Operación Instantánea: Los relevavadores - instantáneos operan sin ningún atraso intencional de su tiempo de ope-

ración, estos relevadores no direccionales pueden ser utilizados como única protección de un circuito, pero también, pueden utilizarse relacionados con relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso y de tiempo muy inverso, a causa de que puede ser inherentemente selectivo para ajuste; esto es, que puede ser ajustado, para que no opere en una falla en un punto próximo al elemento protegido aunque circule por él la corriente de falla.

Al ser aplicados en una línea, si éste relevador se ajusta para operar por falla en el extremo remoto para máxima generación, podrá no operar para falla en el mismo punto con generación mínima en el sistema.

Al ser utilizados, bien sea, con los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso o de tiempo muy inverso para la protección de circuito, pueden coordinarse sus ajustes para reducir el tiempo de disparo bajo condiciones de máxima generación en el sistema.

Relevadores de Sobrecorriente para fallas de Fase A Tierra: Los mismos principios antes mencionados de aplicación de los relevadores de sobrecorriente para fallas de fases, son utilizados para protección de circuitos para fallas a tierra, excepto que estos relevadores para su operación reciben únicamente señal de corriente de secuencia cero. Generalmente el rango de las corrientes mínimas de operación, bien sean de las unidades de tiempo o de las unidades instantáneas, es más bajo que el de los relevadores para fallas entre fases.

En resumen podemos decir, que la protección de sobrecorriente no

direccional tiene la ventaja de su bajo costo, pero tiene la desventaja de ser muy limitado en su campo de aplicación, debido a que no le es posible distinguir fallas en distintas direcciones. Este tipo de protección es aplicado principalmente en circuitos radiales.

4.2.1.1.b. Protección Direccional de Sobrecorriente: Los relevadores de sobrecorriente (de tiempo o instantáneo) para este tipo de protección, son aplicados también para fallas entre fases y para fallas de fase a tierra, con la particularidad que ellos únicamente operan para fallas en una sola dirección, la característica de control direccional de éstos relevadores la proporciona una unidad denominada UNIDAD DIRECCIONAL.

Esta unidad direccional controla la operación de las unidades de sobrecorriente, de tal manera que permite operar al relevador de sobrecorriente para disparar el interruptor del circuito protegido, cuando la corriente de falla fluye en el sentido deseado de la dirección del disparo. Estos relevadores direccionales de sobrecorriente no son necesarios, si la corriente de falla fluye siempre en la dirección de disparo, en todas las condiciones de operación del sistema.

A) Relevadores direccionales de Sobrecorriente para fallas entre fases:

Las unidades direccionales utilizadas en algunos de éstos relevadores son muy sensibles y pueden operar para las corrientes normales de carga, si el flujo de potencia tiene la misma dirección, que la que tiene el relevador para operar por fallas en el circuito que protegen.

La selección de las características adecuadas para proteger un circuito del sistema, es dada por los mismos factores mencionados en la aplicación de los relevadores de sobrecorriente no direccionales.

El ajuste de la corriente mínima de operación de estos relevadores generalmente, deben ser superior a la corriente de máxima carga del circuito.

En algunos casos de generación mínima en el sistema y donde las corrientes de fallas sean de menor valor que la corriente de máxima carga de un circuito, donde el ajuste de la corriente mínima de la operación de un relevador de sobrecorriente deba ser menor que la corriente de carga, es necesario que ésta protección tenga unidad direccional operada por restricción del voltaje, ya que cuando una falla ocurra en el circuito protegido el voltaje se reducirá como consecuencia de la falla. Con este arreglo es posible ajustar las unidades de sobrecorriente para operar a corrientes de falla de menor valor que la corriente de máxima carga del circuito.

B) Protección Direccional de Sobrecorriente para fallas a tierra: Como en el caso de los relevadores de sobrecorriente no direccionales, los relevadores direccionales de sobrecorriente para fallas a tierra, son usados junto con los relevadores direccionales de sobrecorriente para fallas entre fases, para dar protección completa en líneas de transmisión y subtransmisión de sistemas conectados a tierra. En algunos casos la aplicación de estos relevadores, queda definida por la presencia de transformadores de potencia con conexión delta-estrella a través del sistema y particularmente cuando tales transformadores están situados en lí

neas conectadas a las barras colectoras o buses, debido a que, queda - aislado de tierra el lado de la conexión delta del transformador.

4.2.1.2. Esquema de Protección con Relevadores de Distancia: Este tipo de protección para falla entre fases y para fallas de una fase a tierra - es más compleja, pero en la mayoría de los casos es de más fácil aplicación al coordinar sus ajustes con las protecciones de las líneas - adyacentes.

La aplicación de la protección de distancia es necesaria siempre que la protección de sobrecorriente resulte inadecuada, en la mayoría de los casos, la protección con relevadores de distancia bien sean para fallas entre fases o fallas de una fase a tierra, operan satisfactoriamente aún cuando las corrientes de fallas sean de menor magnitud que la corriente de carga y su rapidez de operación es relativamente independiente del valor de la corriente de falla.

Por lo tanto los cambios en la generación o en la configuración del sistema, no afectará sensiblemente a este tipo de protección. De lo anterior se deduce que son innecesarios los cálculos de cortocircuito - para la aplicación de estos relevadores.

Aunque está más generalizada la protección de distancia para fallas entre fases, el uso de los relevadores de distancia para fallas de fase a tierra se ha empezado a usar extensamente, ya que la mayoría de las fallas que se presentan en líneas de transmisión y subtransmisión son de fase a tierra y la inversión de tales relevadores se encuentra - justificada.

En principio de operación en que se basan estos relevadores, es la medida del vector impedancia entre el lugar donde se encuentra situado el relevador y el punto de falla y si esta impedancia cae dentro de la característica del relevador (dentro del alcance para el cual se encuentra ajustado), éste operará para disparar el interruptor de la línea donde se encuentre conectado.

En términos generales, la forma en que la protección de distancia realiza la medida de la impedancia, es en función de la relación de las señales de voltaje y corriente que los relevadores reciben, Para una falla en un punto de la línea, la señal de voltaje al relevador es igual al producto de la corriente de falla por la impedancia de la sección de línea comprendida entre el relevador y el punto de falla.

$$V = I_F Z_L$$

$$Z_L = \frac{V}{I_F}$$

De las ecuaciones anteriores, vemos que la impedancia al punto de falla es la relación entre el voltaje y la corriente aplicada al relevador.

Puesto que la impedancia de la línea es uniforme en términos OHMS/KM y puesto que el relevador mide la impedancia al punto de falla, de aquí su nombre de Relevadores de distancia.

Los relevadores de protección de distancia son dispositivos de bajo voltaje y son alimentados con los secundarios de los transformadores de potencial y de corriente. A causa de lo anterior, la medida de

impedancia en ellos en OHMS secundarios. Los OHMS secundarios están relacionados con los OHMS primarios del sistema, por la siguiente expresión:

$$Z_{SEC} = Z_{PRI} \times \frac{RTC}{RTP}$$

Donde:

RTC = Relación de los transformadores de corriente.

RTP = Relación de los transformadores de potencia.

Aproximadamente, la impedancia de secuencia positiva primaria - de fase a neutro de las líneas de transmisión, es de 0.5 OHMS por kilómetro en un sistema de 60 ciclos. El ángulo de esta impedancia, depende del calibre y material del conductor así como de su disposición, pero generalmente se encuentra entre los 65 y 85 grados.

En general, la protección de distancia comprende 3 valores de ajustes de alcance de la protección.

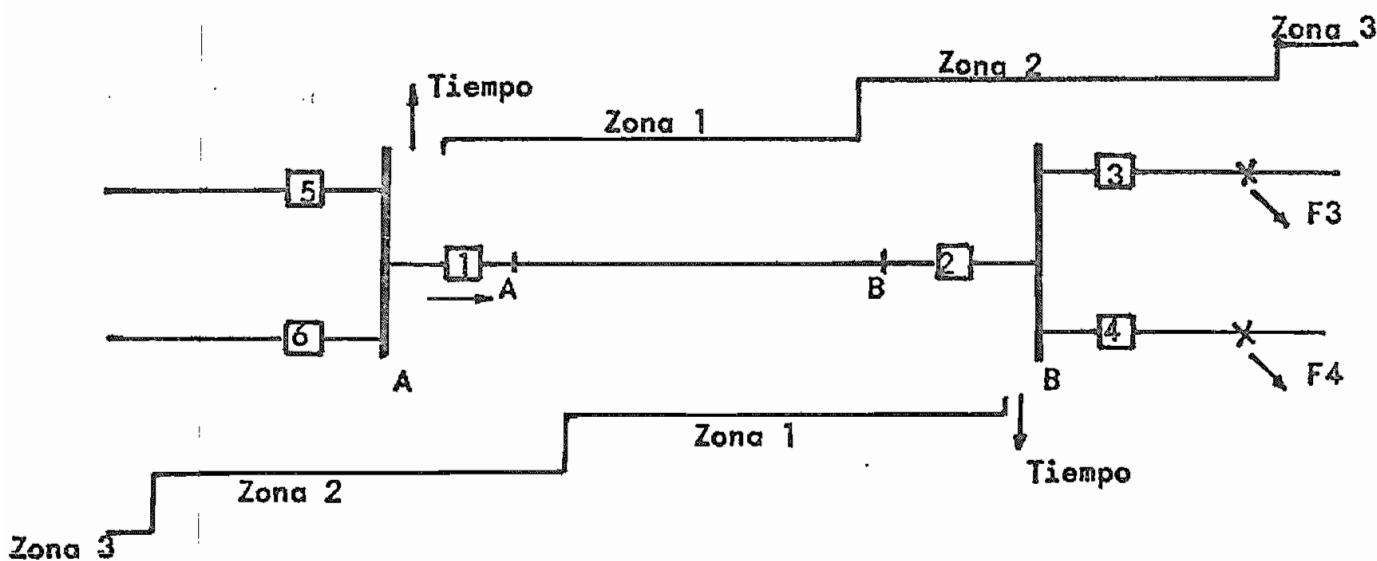


Fig. 13 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UNA SECCION DE UN SISTEMA DE POTENCIA DONDE SE MUESTRAN LAS 3 ZONAS DE PROTECCION DE DISTANCIA.

En cada ajuste del alcance en distancia de la protección, existe su correspondiente tiempo de operación. Por ejemplo, en los relevadores de distancia del interruptor Núm 1, el alcance de la zona 1 es del orden de 80 a 90 por ciento de la longitud de la línea. Debido a que todas las fallas de esta primera zona se encuentran dentro de la línea protegida, no se introduce atraso intencional de tiempo en su operación y por lo tanto éste es de alta velocidad (instantáneo).

El alcance de la segunda zona del interruptor 1, deberá extenderse más allá del extremo remoto de la línea protegida, a fin de asegurarse de que puede operar para todas las fallas en la línea, incluyendo la sección de línea comprendida entre el punto B y el interruptor 2. Como se aprecia en la figura 13 la zona 2 también comprende secciones de las líneas conectadas en la estación remota B.

En la operación de la zona 2 se intercala un determinado atraso de tiempo para el disparo del interruptor 1. Este tiempo es ajustable de tal manera que pueda coordinarse con los tiempos de los relevadores 3 y 4 para fallas en sus líneas.

Por ejemplo, para una falla en el punto F3 el interruptor 3 deberá librar falla antes que el interruptor 1 dispare por operación de la zona 2. El mismo caso anterior debe aplicarse para la falla F4 en que el interruptor 4 debe librar la falla antes de que el interruptor 1 dispare por operación de la zona 2.

El alcance de la zona 3 generalmente es bastante mayor que el de la zona 2. Esta zona proporciona protección de respaldo, para fallas atrás de las barras colectoras "B", en el caso de fallas en las

líneas correspondientes a los interruptores 3 y 4, cuando éstos fallan al disparo, bien sean por fallas de los propios interruptores, o el de sus relevadores de protección o sus circuitos asociados.

Puede apreciarse en la figura 13 que el interruptor 2 emplea el mismo tipo de protección. Con este arreglo, las fallas entre los puntos A y B de la línea son libradas instantáneamente al operar las zonas 1, de la protección de la distancia de cada extremo de la línea (interruptores 1 y 2).

La operación de las zonas 1, generalmente es instantánea (alta rapidez) la de las zonas 2 es del orden de 0.3 a 0.5 segundos y la de las terceras zonas pueden ajustarse entre 0.6 y 1.0 segundos.

4.2.1.2.a. Características de los relevadores de distancia

cia: Los tipos fundamentales de relevadores de distancia, según las características de sus unidades son:

TIPO MHO

TIPO MHO DESPLAZADO (OFFSET MHO)

TIPO REACTANCIA (OHM)

TIPO IMPEDANCIA

En la figura 14 se muestra la característica de la unidad MHO trazada en un diagrama R-X

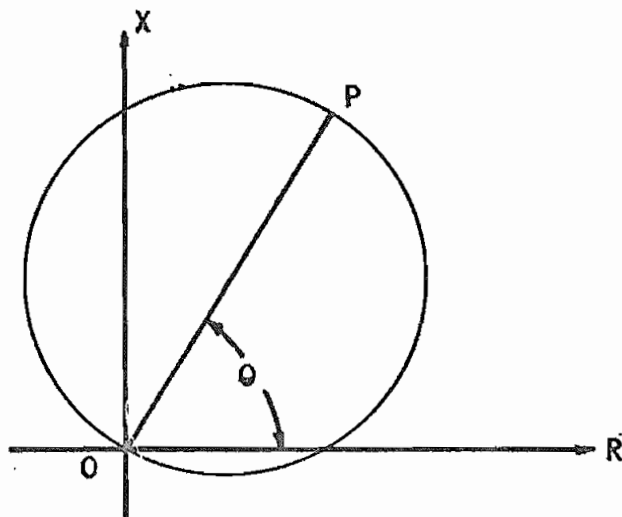


Fig. No. 14 CARACTERISTICAS DEL RELE DE DISTANCIA TIPO MHO

Nótese que esta característica es circular y que su diámetro pasa por el origen, siendo el origen del diagrama R-X el lugar donde está situado el relevador, por lo tanto su característica es inherentemente direccional.

La línea OP la cual pasa a través del centro del círculo, representa el máximo alcance de la unidad MHO, el ángulo θ formado por el diámetro y el eje R es denominado ángulo de par máximo.

Realmente θ es el ángulo de máximo alcance de la unidad. Esta unidad operará cerrando sus contactos, cuando el vector de impedancia (voltaje entre corriente) cae dentro de los límites de la característica circular.

En el relevador de distancia del tipo MHO DESPLAZADO, la característica MHO es similar a la anterior, con la particularidad de que el centro del círculo está desplazado hacia el origen, de tal manera que -

la característica incluye el origen.

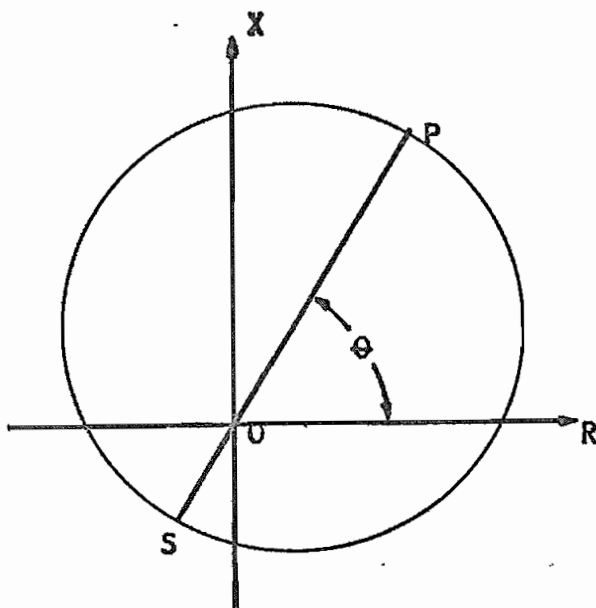


Fig. No.15 CARACTERISTICAS DEL RELE MHO DESPLAZADO

La distancia OS representa el desplazamiento o alcance inverso. Debido a que la característica de esta unidad incluye el origen en el cual se encuentra situado el relevador, esta unidad no es direccional.

La característica de REACTANCIA u OHM tiene un trazo paralelo al eje R y teóricamente se extiende sin límite a la izquierda y a la derecha del eje X.

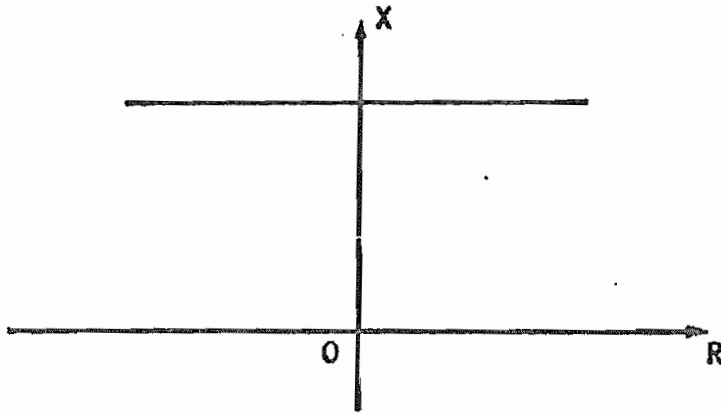


Fig. no. 17 CARACTERISTICAS DEL RELE TIPO REACTANCIA

Debido a que su característica es paralela al eje R, el relevador operará con la componente reactiva de la impedancia, cuando esta componente se encuentre debajo de la característica del relevador.

Este tipo de relevador no es afecto por la componente resistiva de la impedancia y debido a que el área de operación se extiende debajo del origen (localización del relevador), esta unidad no es direccional.

El relevador de distancia del tipo IMPEDANCIA representado en un diagrama R - X, tiene una característica circular cuyo centro se localiza en el origen y en consecuencia no es direccional.

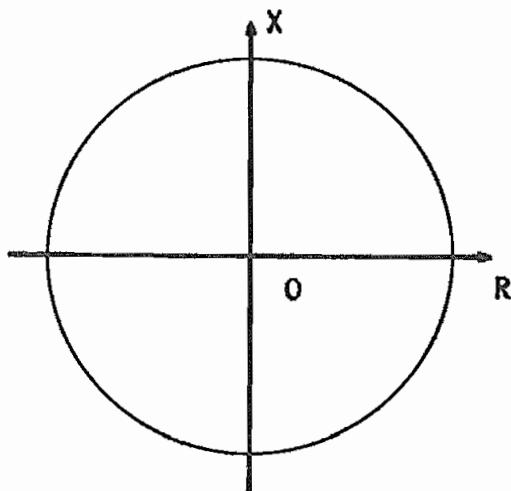


Fig. 18 CARACTERISTICAS DEL RELE DE DISTANCIA TIPO IMPEDANCIA

Esta unidad operará si el trazo de la impedancia vista por el relevador, se sitúa dentro del círculo de su característica.

Ejemplo de aplicación de Relevadores de Distancia: Los relevadores de distancia de mayor aplicación son los de las unidades tipos reactancia, MHO y MHO DESPLAZADO (offset mho), ya que los del tipo impedancia son usados en aplicaciones especiales. En la figura 6, se muestra el diagrama unifilar simplificado de un circuito formado por líneas de transmisión, indicándose en el extremo izquierdo la protección de distancia con alcance de 3 zonas.

En el primer caso, el de la figura 6 (a), la primera y segunda zona tienen características de reactancia, en tanto que la tercera zona de protección utiliza característica MHO.

En el caso presentado en el figura 6 (c), la primera y la segunda zona tienen características MHO y la tercera zona consta de característica MHO desplazado. En la figura 6 (b), se indica un arreglo en el

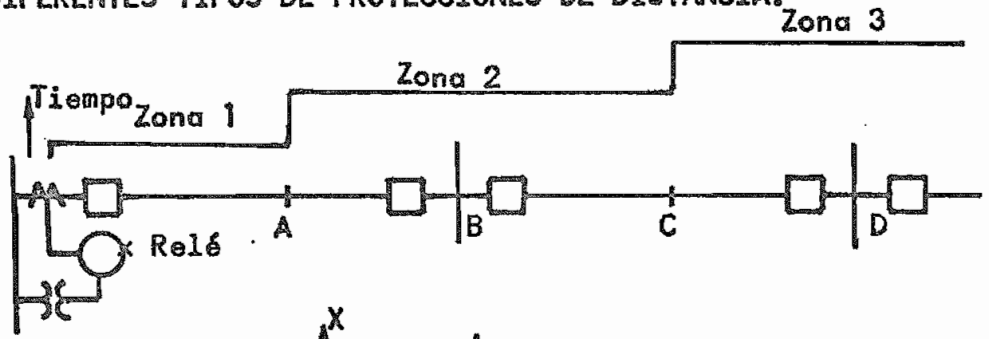


Fig. A

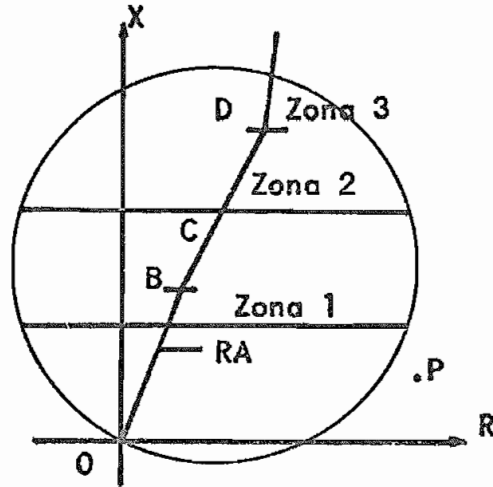


Fig. B

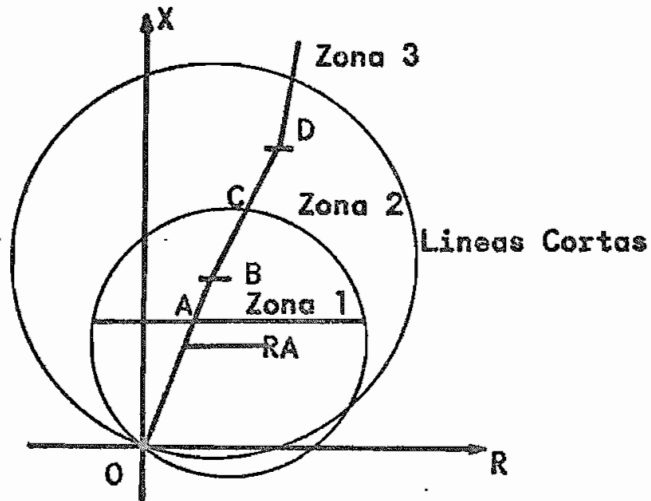
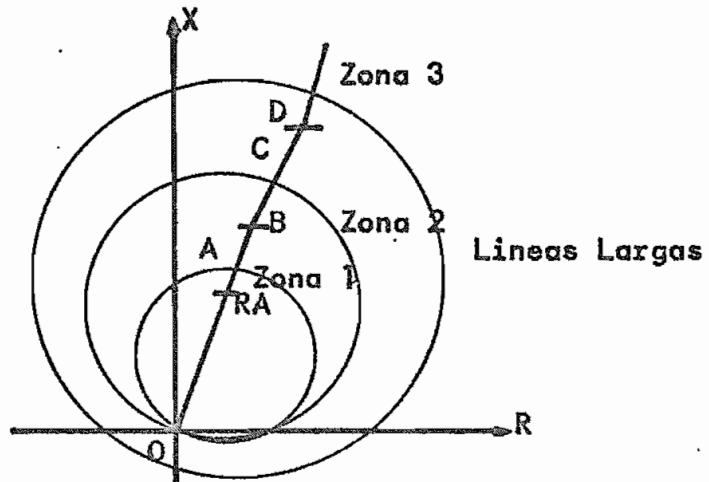


Fig. C



cual, la primer zona de protección tiene característica de reactancia, en la segunda zona su característica es MHO y en la tercera zona su característica es MHO desplazado.

En general, los relevadores que tienen sus características con el caso presentado en la figura 16 (b), son aplicados a líneas cortas, en tanto que los que tienen características como los indicados en la figura 16 (c) son usados en líneas largas.

Como puede observarse en la figura 16, los 3 tipos de relevadores están ajustados de tal manera que den la misma protección de distancia. Las primeras zonas de cada uno de ellos, están ajustadas con un alcance de aproximadamente 90 por ciento de la distancia entre el punto A y el punto B, o sea el 90 por ciento de la línea protegida.

El alcance de las segundas zonas comprende hasta el 50 por ciento de la siguiente línea (punto C) y el alcance de las terceras zonas está ajustado para un punto más alejado que el punto D.

Las características del relevador mostrado en la figura 16 (a) nos indica que la primera zona operará únicamente para fallas dentro del círculo de la característica MHO de la zona 3 y debajo de la característica de reactancia de primera zona. La segunda zona operará para valores de reactancia debajo de la característica de segunda zona, estando también limitada por el círculo de la característica MHO de tercera zona. Por lo tanto, este tipo de relevador no operará para un valor de impedancia como el mostrado en el punto P, aún cuando este se encuentre debajo de las características de las zonas 1 y 2.

En el relevador cuyas características se muestran en la figura

16 (c), el valor de las impedancias de falla para cada uno de los alcances, deberán situarse dentro del trazo de cada una de las zonas para que el relevador opere.

Para que el relevador cuyas características se muestran en la figura 16 (b) opere en primera zona, es necesario que la impedancia de falla se encuentre debajo de la característica de reactancia de primera zona y dentro de la característica MHO de segunda zona. Para que este relevador opere en segunda o tercera zona es necesario que el valor de impedancia se encuentre dentro de las características MHO de segunda o tercera zona.

Analizando los relevadores cuyas características se muestran en las figuras 16 (b) y 16 (c) con los mismos ajustes, se observa la razón por la cual los relevadores del tipo de reactancia son usados en líneas cortas y los relevadores del tipo MHO son usados en líneas largas.

Si consideramos una falla entre dos fases, situada dentro del ajuste de la primera zona pero muy próximo al extremo de su alcance, a menos que el de falla, tendremos involucrado un arco y la resistencia de este arco será una parte de la impedancia vista por el relevador, o sea que, la resistencia de arco se sumará vectorialmente a la impedancia de la línea, para darnos una impedancia total entre el relevador y el punto de falla.

Como se muestra en las figuras 16 (a), 16 (b), y 16 (c) la resistencia de arco R_A se origina en el punto de falla y se traza horizontalmente a la derecha para que una distancia igual a su resistencia. Si en una falla en zona 1, la resistencia de arco se hace considerablemente grande

y estamos utilizando un relevador con características como las indicadas en la figura 16 (c), puede suceder que la impedancia vista por el relevador se salga de la característica de zona 1 y posiblemente también de la de la zona 2.

Para la misma falla pero si utilizamos los relevadores con características como las mostradas en las figuras 16 (a) y 16 (b) éstos, serán los más adecuados para detectar la falla y disparar el interruptor.

Aproximadamente, la magnitud de la resistencia de arco es directamente proporcional a la longitud del arco e inversamente proporcional a la corriente del mismo. La magnitud de la resistencia de arco no está relacionada con la longitud de la línea, o sea, si consideramos la impedancia de la línea que es protegida, y una falla o cortocircuito en ésta puede involucrar una resistencia de arco, que puede ser mayor que la impedancia de la propia línea.

Es por esta razón que los relevadores del tipo reactancia son empleados en líneas cortas y en algunas líneas de longitud media, donde la resistencia del arco puede introducir problemas. En líneas largas se utilizan relevadores del tipo MHO, ya que la resistencia del arco puede acomodarse dentro de su característica circular.

El relevador cuyas características se muestran en la figura 16 (a) tienen ciertas desventajas cuando es usado en líneas largas, al presentarse oscilaciones del sistema, ya que la impedancia de la carga puede entrar dentro de la característica de primera zona del relevador, la cual es de alta rapidez de operación (instantáneo).

Cuando la tercera zona tiene característica MHO desplazado, éste relevador proporciona protección de respaldo contra fallas en el punto Q

indicado en el diagrama de la figura 16, o bien para fallas próximas en otras líneas que salieran de este punto.

Los tres tipos de relevadores que se han utilizado de ejemplo para explicar los relevadores de distancia, no son los únicos disponibles, ya que existe protección de distancia, con diferentes arreglos de características, que se pueden aplicar según las necesidades.

4.2.1.2.b. Protección de distancia para fallas de Fase a

Tierra : Como en los relevadores de protección de distancia para fallas entre fases, éstos relevadores también tienen ajustes para 3 zonas de protección y miden la impedancia de secuencia positiva de fase a neutro desde la lo calización del relevador hasta el punto de falla de fase a tierra.

Generalmente la característica indicada en la figura 16 (a) se aplica a este tipo de protección bien sea para líneas cortas o líneas - largas. Estos relevadores no son susceptibles de operar por oscilaciones del sistema ya que su operación es supervisada por un relevador de de tector de falla el cual opera por corriente de secuencia CERO, debido a líneas paralelas y donde los relevadores direccionales de sobre co - rriente presentan serios problemas en su coordinación.

4.2.1.3. Esquemas de Protección por canales Pilotos: Es-

te tipo de protección es la más sofisticada de todos los tipos de protecciones por relevadores pero es más simple en su aplicación, por su tipo de zona de protección y no es necesario coordinar sus ajustes con la - protección de las líneas adyacentes,

Los esquemas de protección por canales pilotos, emplean un canal de comunicación de un tipo o de otro, asociado con los relevadores de protección, a fin de determinar en el menor tiempo posible si existe u na falla en la línea que protegen, o si esta falla es externa a la pro pia línea. La rapidez con que son detectadas las fallas en un circui - to, nos permiten el disparo simultáneo de alta velocidad de los inte -

ruptores de cada extremo; esto nos reduce al mínimo el riesgo de provocar daños serios al equipo de falla. Esta alta rapidez de operación, nos permite la aplicación de recierres automáticos de la misma característica (alta rapidez) de los interruptores disparados; para restablecer la línea de servicio.

Para estos casos, el tiempo transcurrido entre el disparo del interruptor y el cierre nuevamente al operar el recierre automático, será aproximadamente de $1/3$ segundos (20 ciclos en un sistema de 60 C.P.S.). La aplicación de este esquema de protección de alta rapidez con el de recierre automático de la misma característica, proporciona estabilidad en todo el sistema y en muchos casos permite diseños económicos que bajo otras condiciones no serían posibles.

Estos 3 tipos básicos de canales pilotos para propósitos de protección con relevadores, completamente distintos uno del otro pero similares en su funcionamiento. En los esquemas de protección por canales pilotos, la presencia o ausencia de la señal piloto es usada para determinar la localización de las fallas con respecto al circuito protegido. Si la presencia de una señal piloto, es utilizada para el bloque de disparo de interruptores, este arreglo se denomina ESQUEMA DE PROTECCION PILOTO DE BLOQUEO. Si la presencia de la señal piloto es requisito para el disparo del interruptor o interruptores, el arreglo es denominado ESQUEMA PILOTO DE DISPARO. A continuación se discutirá los 3 tipos de canales pilotos.

CANALES PILOTO

A) Canal Piloto de Corriente Portadora: En el canal piloto más ampliamente usado, en este tipo de canal, la señal piloto de corriente portadora es acoplada directamente a la misma línea de potencial de alto voltaje que es protegida. La frecuencia de este canal de corriente portadora es del rango de 30 a 200 Kilociclos.

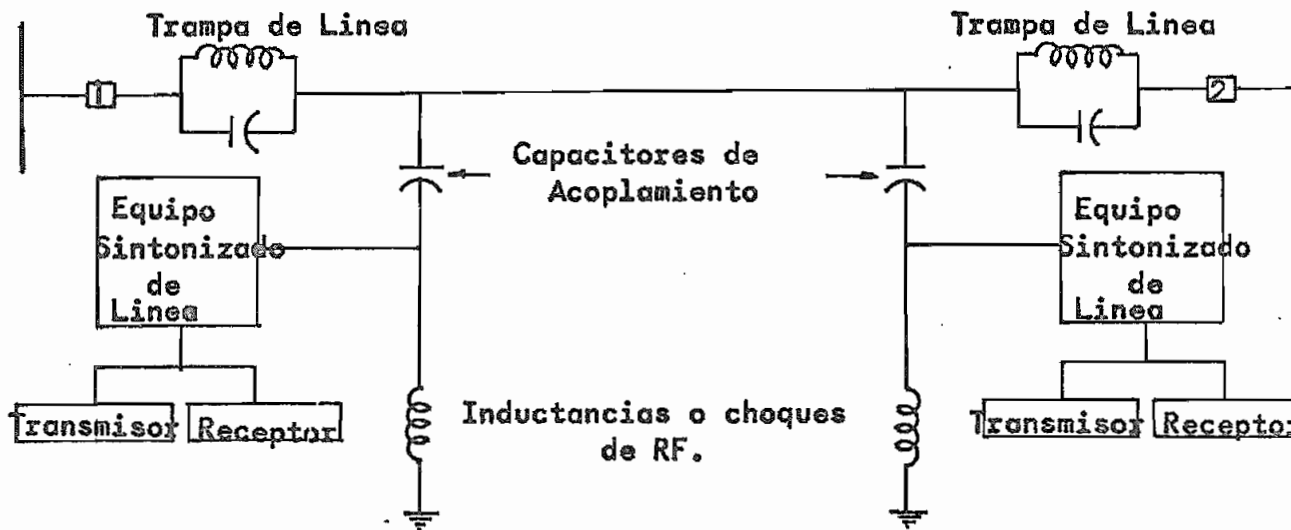


Fig. No. 19 DIAGRAMA FUNCIONAL DE CANAL DE CORRIENTE PORTADORA
EN UNA LINEA DE TRANSMISION

Las trampas de línea llamadas también trampa de ondas, son dispositivos sintonizados a la frecuencia de la corriente portadora, estando localizadas en las terminales extremas de las líneas de transmisión. La función de estas trampa ondas es la de mantener la señal de corriente portadora entre las terminales de la línea protegida. También sirven para aislar el canal de corriente portadora de fallas en el sistema fue

ra del circuito protegido..

El transmisor y el receptor en cada terminal están acoplados a la línea de transmisión a través de equipos sintonizados de línea y de los capacitores de acoplamiento. Las inductancias (choques) de radio frecuencia actúan con una baja impedancia a la frecuencia del sistema, pero presentan una alta impedancia a la frecuencia de la corriente portadora. Con éste arreglo, el equipo se encuentra protegido del alto voltaje a la frecuencia del sistema y a la vez limita la atenuación de radiofrecuencias.

Ya que la señal de corriente portadora (carrier) se propaga sobre la línea de transmisión protegida, pudiera suceder que la señal transmitida en un extremo, no fuera percibida en el otro, al presentarse una falla en la línea en la fase correspondiente a los canales de corriente portadora.

Es por esta razón que es más adecuado el uso de los canales de corriente portadora como Esquema Piloto de Bloqueo, esto es, se aplica en líneas de transmisión, donde una señal de corriente portadora es transmitida para bloquear el disparo del interruptor o interruptores, cuando una falla es externa a la línea protegida.

En algunas aplicaciones de la señal piloto de corriente portadora, una señal se transmite al otro extremo de la línea para iniciar el disparo del interruptor remoto. Este esquema como ya se mencionó se denomina ESQUEMA PILOTO DE DISPARO.

B) Canal Piloto de Microondas: El canal de microondas es una señal de

radio de muy alta frecuencia de trayectoria en línea recta, este tipo de señal se propaga a través de la atmósfera entre antenas tipo parabólicas. Estos canales de microondas tienen características que pueden ser utilizados para varias funciones diferentes a la vez. Cuando uno de los sub-canales de corriente portadora del esquema de microondas, - es usado con fines de protección por relevadores, éste es generalmente modulado por un equipo de tono audio con arreglo para desplazamiento de frecuencia.

El esquema de protección opera relacionado con el equipo de tono de audio el cual a su vez se utiliza el sub-canal de corriente portadora de microondas para propagar las señales de tono a la terminal remota de la línea protegida. En la mayoría de los casos, algunas frecuencias - distintas de tonos de audio pueden ser usadas simultáneamente sobre el mismo sub-canal de corriente portadora.

Las señales de microondas pueden ser afectadas por las condiciones atmosféricas y están sujetas a ocasionales desvanecimientos de la - señal, usualmente estos canales son aplicados como ESQUEMA PILOTO DE - DISPARO.

C) Canales de Hilos Pilotos: Los canales de hilos pilotos usados en esquemas de protección por relevadores consisten en un par de conductores de cobre aislados y trenzados, éste par de conductores no necesariamente deben ser instalados cerca del circuito que protegen.

A través de los años se han utilizado diferentes esquemas para - los canales de hilos pilotos, incluyendo señales de corriente directa,

señales de corriente alterna de la frecuencia del sistema, señales de frecuencias de audio, etc, en la mayoría de los casos la aplicación de los hilos pilotos es limitada a líneas muy cortas, principalmente debido a la capacitancia en derivación del par de conductores, su resistencia y su costo.

Por lo tanto es necesario hacer un estudio más profundo de este sistema de protección ya que será uno de los esquemas recomendados para el sistema Quito.

4.2.2. Alternativas Económicas: En lo que se refiere a precios de relés, existe en la actualidad una gama completa, tanto de marcas y tipos de relés que es casi imposible realizar una evaluación económica de las diferentes marcas y tipos de relés, sin embargo el siguiente análisis se lo hará en base a los relés que técnicamente son los más adecuados para nuestro sistema.

CUADRO N° 9 COMPARACION ECONOMICA DE LOS DIFERENTES TIPOS DE RELES

<u>RELE</u>	<u>TIPO</u>	<u>PROTECCION</u>	<u>CARACTERISTICA</u>	<u>COSTO</u>
Sobrecorriente	SC	Trifásica	3 unidades en un bloque	\$ 1.500 USA.
Distancia	KD-41	Trifásica	Protección de 3 - Zonas incluidos los T/C y T/P T/C = Transformador de corriente T/P = Transforma- dor Potencial	\$ 12.000 Ú.S.A.
Hilo Piloto	HCB	Trifásica	Incluyendo los -	

T/C pero sin
los alambres -
de hilo piloto \$ 7.000 USA.

Cabe señalar que el relé de Hilo piloto incluyendo los alambres de Hilo Piloto en el presupuesto llega a superar al relé de distancia aún más cuando se utiliza canales telefónicos, o sea el relé de Hilo piloto es el más caro de todos.

4.3. Selección del tipo de protección recomendado para el anillo de 46 K.V. de la Empresa Eléctrica Quito S.A.: Debido a la gran -
complejidad del sistema de la Empresa Eléctrica Quito S.A., una pequeña falla puede ocasionar problemas de estabilidad de su sistema, con la consiguiente conclusión de perder sincronismo un generador, de disminuir bruscamente el -
voltaje de una barra, etc. y de esta manera puede ocurrir que salga de funcionamiento todo el sistema eléctrico.

- Una razón fundamental que nos ha llevado a determinar el esquema de protección más adecuado ha sido el problema de estabilidad que puede causar en el sistema una determinada falla y es así como en vista -
de la imperiosa necesidad de tener un sistema de protecciones que puede despejar una falla en el menor tiempo posible y en cualquier parte de la línea se ha pensado proteger el sistema Quito, con relés tipo Hilo Piloto, que es el más rápido en operar como ya se indicará más adelante.

- Otra razón fundamental que ha llevado adoptar este tipo de protección es que las líneas de subtransmisión son relativamente cortas,

y no se justifica protección de distancia, por no dar los ajustes necesarios y de sobrecorriente no se utiliza como protección primaria por no tener la velocidad de despeje deseado, por lo tanto se ha pensado en utilizar como protección de respaldo relés direccionales de sobrecorriente.

A continuación se hace un análisis del tipo de protección Hilo piloto que se ha escogido como protección primaria y lo mismo con los relés de sobrecorrientes direccionales que nos van a servir de respaldo.

4.3.1. Sistema de Relé Hilo Piloto Tipo HCB:

Aplicación: Este tipo de Relé HCB es un relé de Hilo piloto de alta velocidad diseñado para la protección de fase tierra y , fase de 2 y 3 terminales de líneas de transmisión. El disparo simultáneo de el relé para todos los terminales es obtenido en cerca de 20 mseg para cualquier falla, Para líneas de 3 terminales se utilizá: 3 relés, 3 transformadores de aislación y un circuito de Hilo piloto conectado en estrella.

Construcción: Este relé consiste de una combinación de un filtro de fase de secuencia positiva y cero, un transformador de saturación, 2 unidades rectificadoras de onda completa, un relé tipo polar, una lámpara se neon y un switch contactor indicador todos montados en una caja como se indica en el Fig21

Características: El Voltaje VF impreso encima del transformador de saturación es:

$$VF = 2IA1R1 + IAO (R1 + 3Ro) \text{ Volts} \quad (1)$$

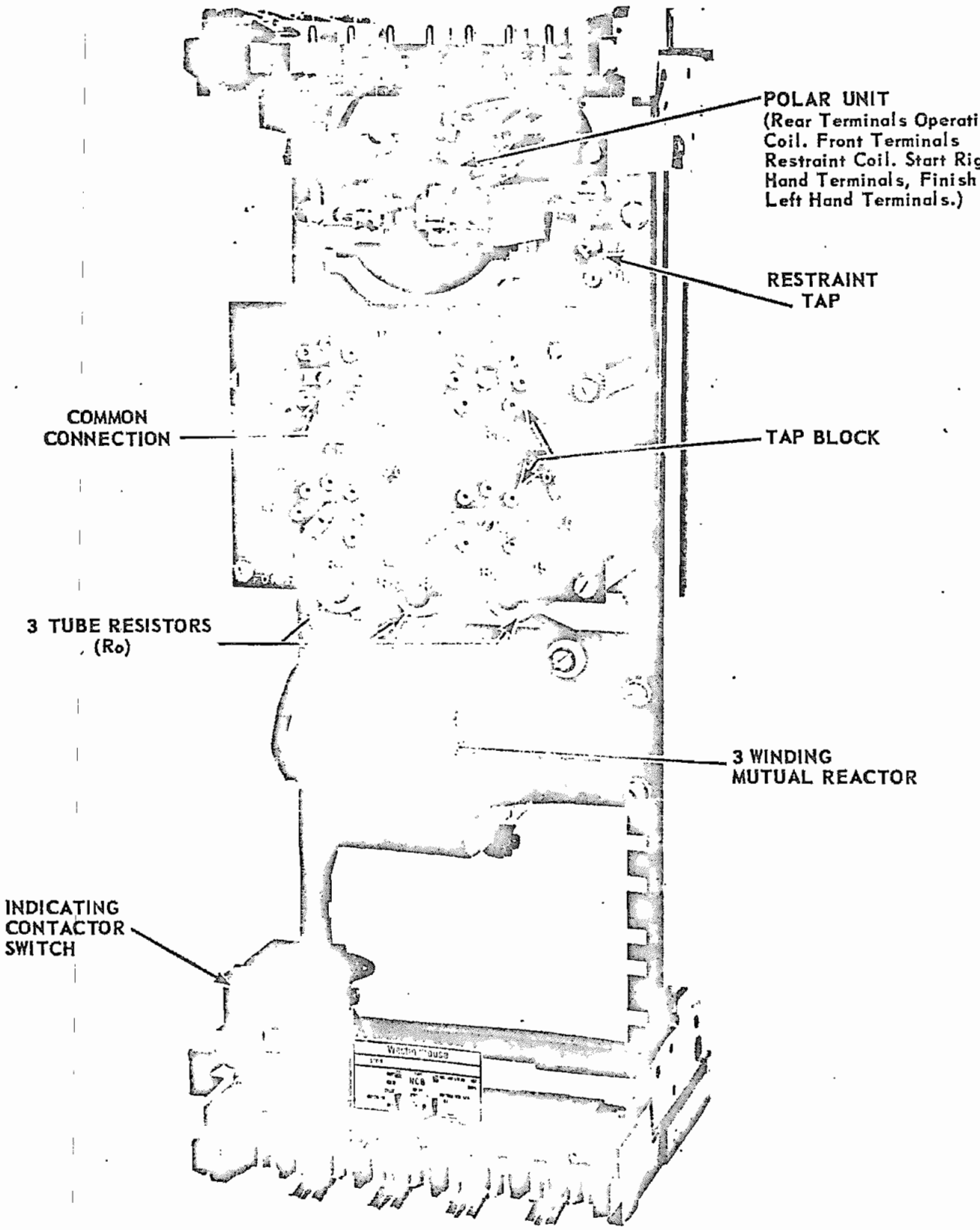


Fig20. Type HCB Relay Without Case (Front View).

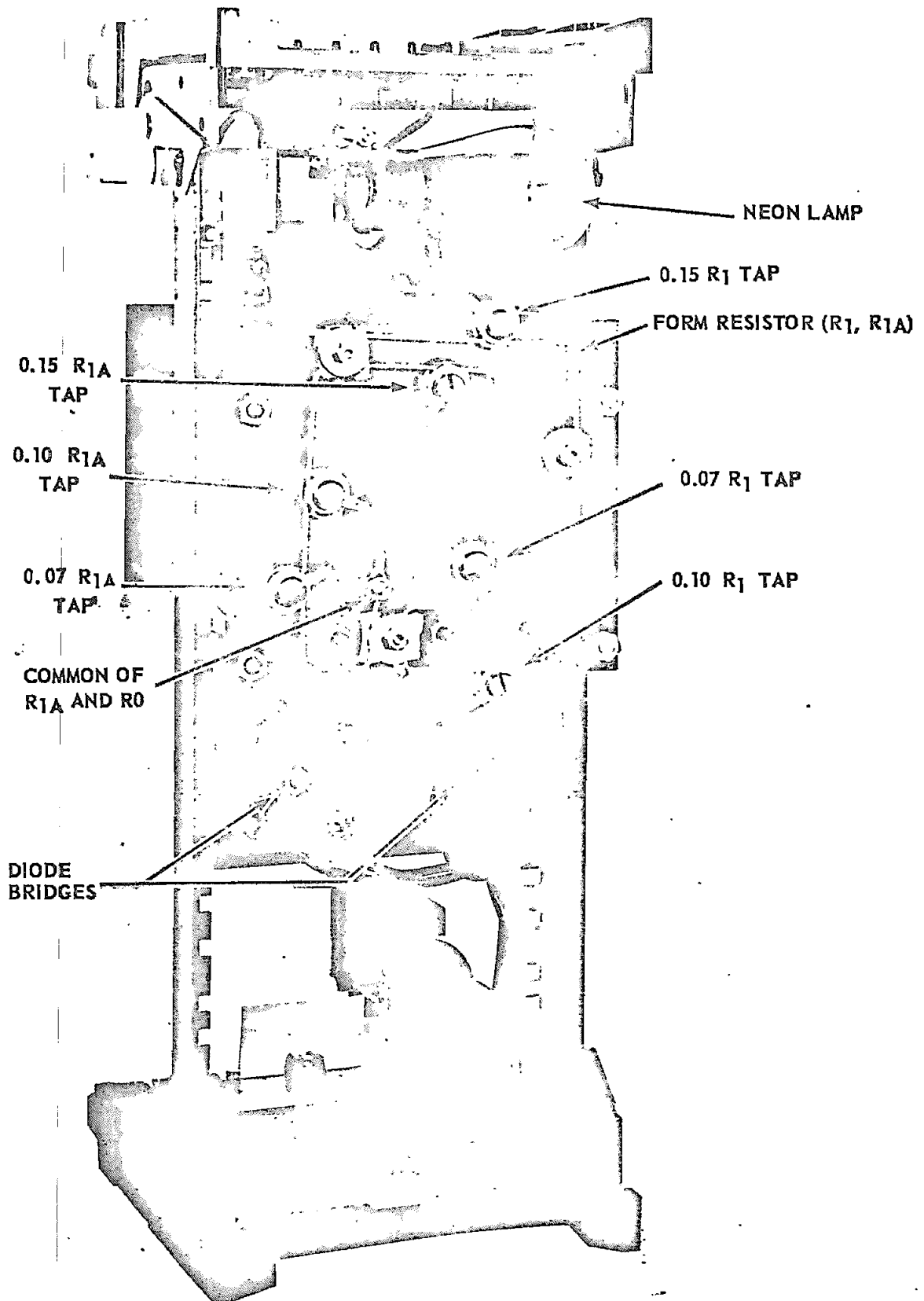


Fig. 21 Type HCB Relay Without Case (Rear View).

Donde: R_1 y R_0 son valores del taps de secuencia positivo y cero respectivamente.

I_{A1} y I_{A0} son corrientes de entrada de la fase A de secuencia positiva y cero respectivamente.

Corriente mínima de operación (alambre piloto abierto) I_s

La corriente mínima de operación del relé I_s , es definido como la corriente de fase requerida para operar un relevador con el alambre piloto del lado del transformador de aislación en circuito abierto. El punto de la corriente mínima de operación del relé en términos del voltaje filtrante es:

$$V_F = 0,2 T. \quad (2)$$

Donde T es el valor de la toma de corriente de saturación del transformador la corriente mínima de operación del relé es definido por las ecuaciones (1) y (2).

$$0.2T = 2(I_{A1} + I_{A0})(R_1 + R_0) \quad (3)$$

La corriente I_s varía con el tipo de falla. Por ejemplo, para una falla trifásica, $I_s = I_{A1}$, por lo tanto solamente la corriente de secuencia positiva está presente. Substituyendo $I_s = I_{A1}$ en la ecuación (3).

$$I_s = I_{A1} = \frac{0.2T}{2R_1} = \frac{T}{10R_1} \quad (\text{falla } 3 \phi)$$

$$\text{If } R_1 = 0.1, R_0 = 1,6 \quad T = 4$$

$$I_s = \frac{T}{10R_1} = \frac{4}{10 \times 0.1} = 4A \quad (\text{falla } 3 \phi)$$

Para una falla a tierra de la fase A, si $IA1 = IA2 = IAO$

($IA2$ es la corriente de secuencia negativa de la fase A)

$$0.2 T = 2 IA1 R1 + IA1 (R1 + 3 Ro)$$

$$IA1 = \frac{0.2 T}{3 (R1 + Ro)} = IAO$$

Pero: $Is = Ia1 + Ia2 + IAO = 3 IA1$

$$\text{Así: } Is = \frac{0.2T}{R1+Ro} = \frac{0.2 \times 4}{0.1 + 1.6} = \frac{0.8}{1.7}$$

$$Is = 0.421 \text{ Amp. (falla fase A - Tierra).}$$

Transformador de aislación: A menos que se indique de otra forma todas las características presentadas incluyen un transformador de aislación con cada relé y con 2 rangos disponibles 4/1 y 6/1.

El lado de alto voltaje es conectado a los Hilos pilotos.

Requerimientos del Hilo piloto: Los relés no deben ser aplicados con hilos pilotos con resistencia en serie o capacitancia Shunt excediendo los siguientes valores:

# de relés	Rangos del Transformador de aislación			
	4/1		6/1	
	RL	CS	RL	Cs
2	2000	1.5	_____	_____
3	500/sec	1.8	1000/sec	0,75

RL = Resistencia de lazo en serie)

Cs = Capacitancia Shunto total (

Donde la capacitancia Shunt exceda la cantidad anotada arriba, puede ser factible en algunos casos proveer reactores Shunt de compensación para la capacitancia excesiva. La cantidad de capacitancia que puede ser compensada está limitada y varía dependiendo de la magnitud del efecto del hilo piloto distribuido.

Circuito de Disparo: Los contactos principales cerrarán libremente 30 Amp. a 250 Volts. d.c. y el cierre de contactos del switch del contactor indicador llevará libremente esta corriente la distancia suficiente para disparar el breaker del circuito.

El switch del contactor indicador tiene 2 derivaciones que proveen un ajuste de capacitación de 0,2 a 2 Amp.

El cambiar las derivaciones requieren conectar los guía localizados en la parte frontal del bloque de derivaciones al ajuste deseado por medio del tornillo de conexión.

Ventajas del Relé HCB: Sin lugar a dudas, el relé HCB es el más utilizado en los sistemas de protección con hilos pilotos y esto se justifica por la serie de ventajas que este relé nos ofrece entre las que podemos señalar:

- a) Completa protección: El relé HCB ofrece una segura y completa protección en toda la línea para fallas entre fases y fases tierra.
- b) Alta velocidad: El tiempo de operación del relé es de 20 milisegundos.
- c) Para la transmisión de la señal de disparo se requiere únicamente de dos hilos piloto.

- d) Se utiliza únicamente un relé a cada extremo para toda la protección del sistema.
- e) No se necesita aplicar voltaje de baterías en los hilos pilotos para su funcionamiento.
- f) El relé HCB no necesita de transformadores de potencial pues trabaja únicamente valores de corriente.
- g) Los relés HCB permiten una amplia variación en las características de los transformadores de corriente, razón por la cual es posible utilizarlos en transformadores existentes, sin recurrir al cambio o construcción de nuevos transformadores.
- h) La corriente y Voltaje que se utiliza permiten usarse como hilos pilotos, líneas telefónicas ya sean propias o arrendadas a la compañía de teléfonos local.

Funcionamiento: En el diagrama de la Fig. 22 se muestra un circuito simplificado del relé HCB para una línea de dos terminales. Las corrientes provenientes de las tres fases son convertidas por un filtro compuesto de secuencia de fase a un solo voltaje de fase. Este voltaje se compara a los extremos mediante el Hilo Piloto (dos conductores) para determinar si la falla está dentro de la zona protegida o no.

Para condiciones normales de corriente, el voltaje de salida del filtro V_s , tiene la polaridad indicada en la Fig. 22 (VA y VB), esta polaridad es tal que la mayor parte de la corriente circula por los hilos pilotos y consecuentemente por la bobina de amortiguamiento y un mínimo de corriente por la bobina de operación, por tanto el relé no opera, Al

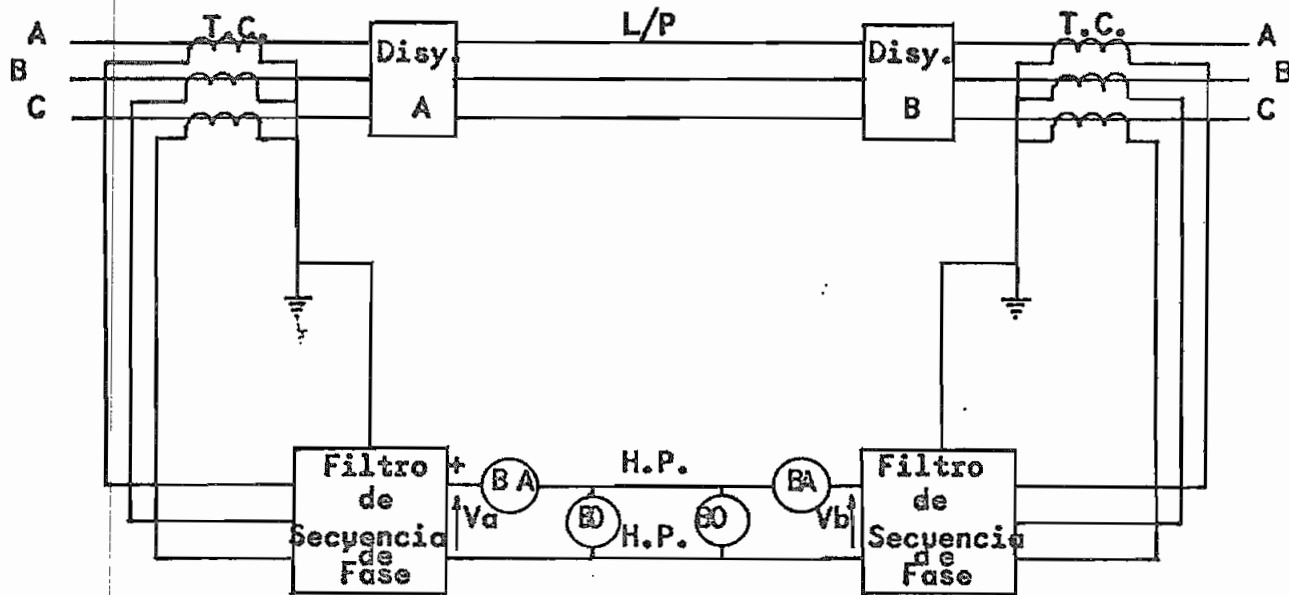


Fig. No.22 DIAGRAMA FUNCIONAL DEL RELE HILO PILOTO

- L.P. Línea Protegida
- T.C. Transformador de Corriente
- B.A. Bobina de Amortiguamiento
- B.O. Bobina de Operación
- H.P. Hilo Piloto
- Disy. Disyuntor
- A,B,C Fases a,b,c

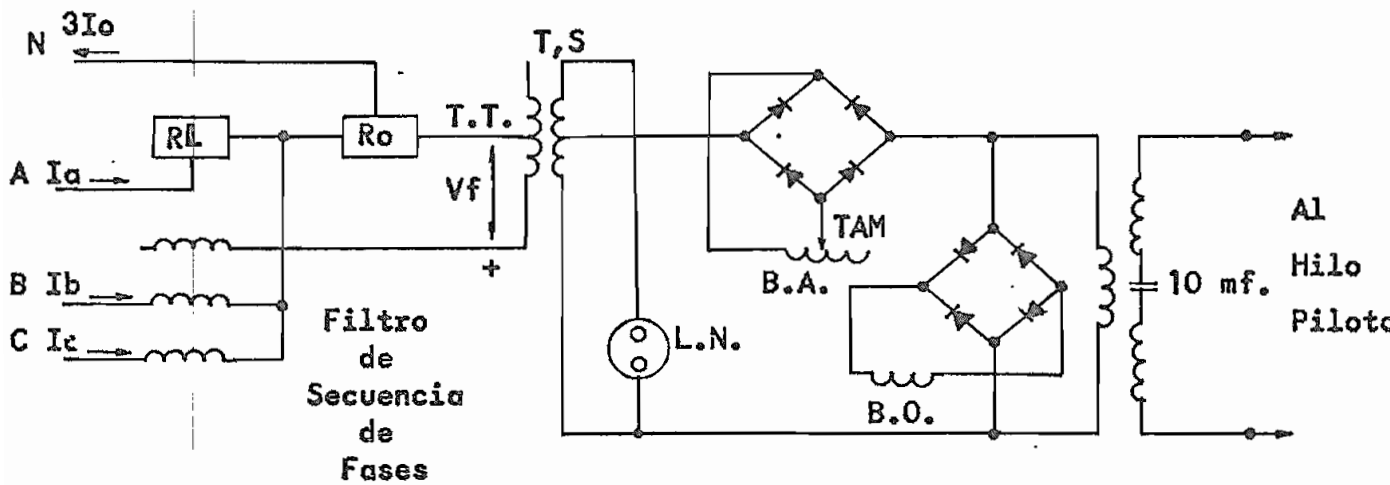


Fig. No. 23 ESQUEMA FUNCIONAL DEL RELE HILO PILOTO

T.S.	Transformador de Saturación
T.A.	Transformador de Aislamiento
L.N.	Lampara de Neón
Vf	Voltaje a la Salida del Filtro
B.O.	Bobina de Operación
B.A.	Bobina de Amortiguamiento
T.T.	Tap T (del transformador de saturación)
TAM	Tap de Amortiguamiento
R.L.	Resistencia del Filtro
R.O.	Resistencia del Filtro

presentarse una falla interna, la polaridad de los voltajes se invierte oponiéndose uno a otro, para enviar mayor cantidad de corriente por la bobina de operación y no por hilos pilotos, en estas condiciones el tiempo de operación es más grande que el de amortiguamiento, por lo tanto el relé operará.

En la Fig. 23 se muestra las conexiones detalladas del relé HCB. El voltaje VF a la salida del filtro está fijado por la capacidad del transformador de saturación, el cual con la lámpara de neón, limitan la energía en el hilo piloto a un máximo de 60 Volts y 100 miliamperios.

Este límite proyectado tiene por objeto proveer al relé de suficiente sensibilidad para que funcione en las condiciones de generación mínima como en las de máximas, sin excederse de los valores permisibles tanto de corriente como de voltaje.

Para corrientes relativamente pequeñas el relé opera como elemento diferencial en porcentaje.

Para corrientes grandes en cambio, el transformador de saturación se satura y el relé se extiende hasta alcanzar sus verdaderas características direccionales.

Esta combinación de porcentaje diferencial y características direccionales, hace posible el uso de un relé HCB con transformadores de corriente existentes y de características considerablemente diferentes.

4.3.2. Relé Direccional de Sobrecorriente Tipo CR:

Aplicación: Este tipo de relé de sobrecorriente direccional de inducción se usan para desconectar circuitos de alimentación y transmisión cuando la corriente a través de

ellos en una dirección dada excede el valor predeterminado.

Construcción: Este tipo de relé consiste de una unidad direccional, varias unidades, una unidad de sobrecorriente y una unidad de switch de contactor indicativo y una unidad indicadora de disparo instantáneo cuando se necesita. Las partes componentes del relé y sus localizaciones indican en las figs. 24 a , y 24 b.

Características: La característica tiempo relé de sobre corriente direccional son designados - por números específicos como se indica en al tabla I.

T A B L A I

<u>Característica</u>	<u>Designación</u>
<u>Tiempo</u>	
Tiempo corto	2
Tiempo largo	5
Tiempo definido	6
Tiempo inverso moderado	7
Tiempo inverso	8
Tiempo muy inverso	9
Tiempo extremadamente inverso	11

Los relés son generalmente disponibles en los flujos de sobrecorriente, en los siguientes rangos de corriente:

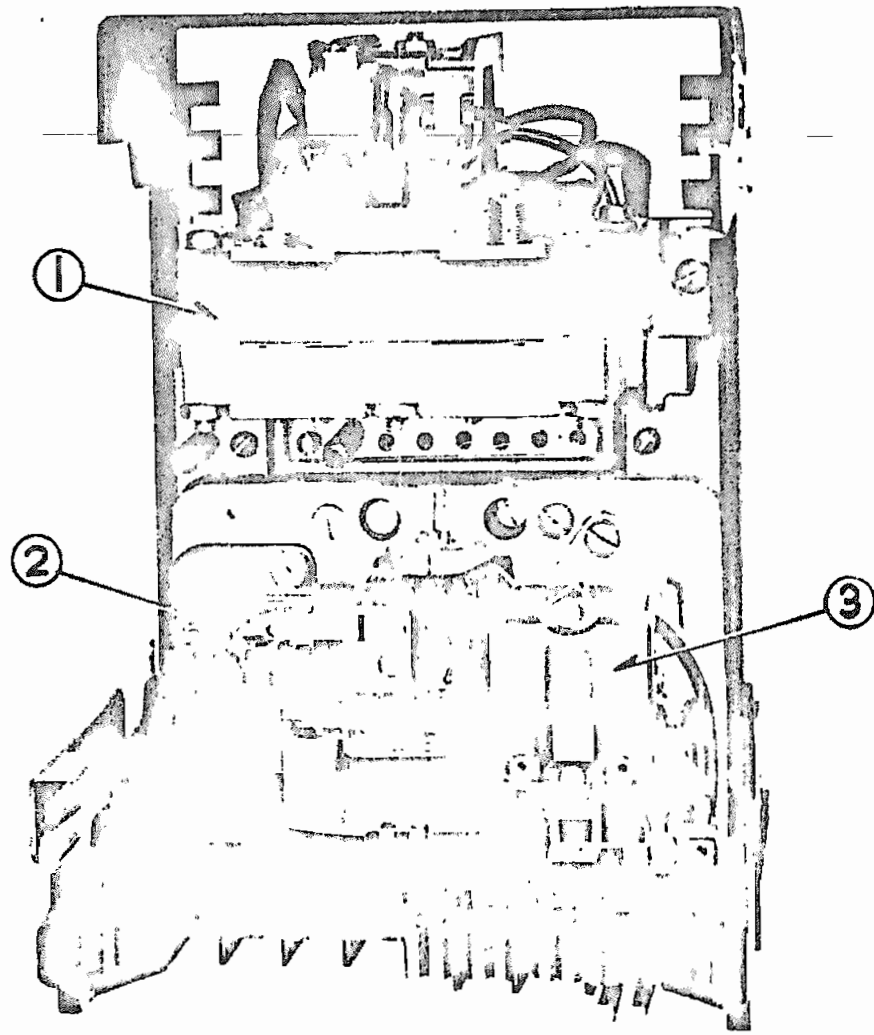


Fig. 24 Type CR Relay Without Case. 1-Directional Unit (a) (D). 2-Overcurrent Unit (CO). 3-Indicating Contactor Switch (ICS).

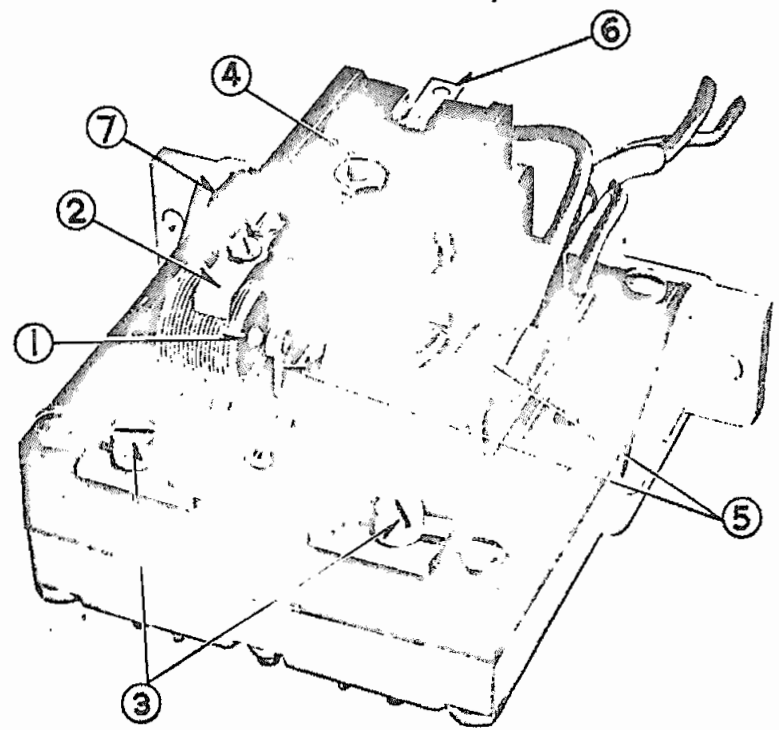


Fig. 24 Directional Unit. 1-Stationary Contact. 2-Stationary Contact pressure spring. 3-Magnetic adjusting plugs. 4-Upper bearing screw. 5-Moving element assembly. 6-Spring adjuster clamp. 7-Current Bias Vane.

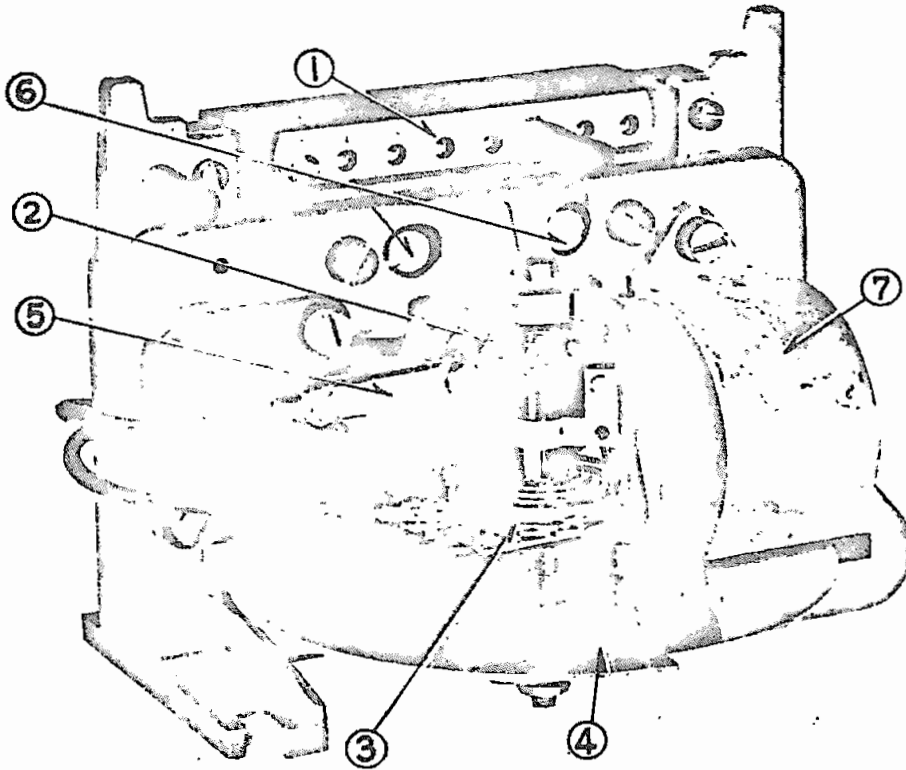


Fig. 25 Time Overcurrent Unit (Front View). 1-Tap Block. 2-Time Dial. 3-Control Spring Assembly. 4-Disc. 5-Stationary Contact Assembly. 6-Magnetic Plugs. 7-Permanent Magnet.

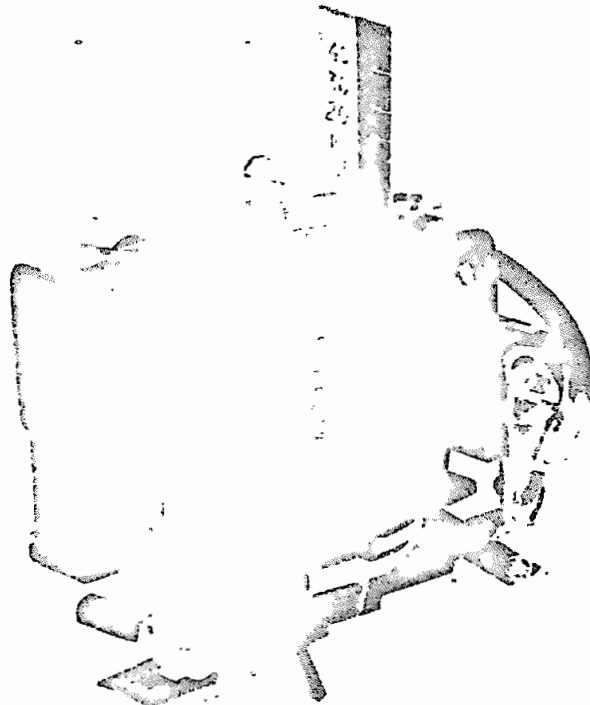


Fig. 25(b) Indicating Instantaneous Trip Unit (IIT).

<u>Rango</u>	<u>Taps</u>
0.5. - 2,5	0,5 0,6 0,8 1,0 1,5 2.0 2,5
2 - 6	2 2,5 3 3,5 4 5 6
4 - 12	4 5 6 7 8 10 12

Circuito de Disparo: Los contactos principales cierran libremente 30 Amp a 250 V d.c. y el cierre de contactos del switch, del contactor indicador llevará esta corriente la distancia suficiente para disparar el breaker del circuito.

El disparo del contacto instantáneo indicador puede abrir tranquilamente 30 Amp a 250 Volts. d.c. y llevará libremente esta corriente la distancia suficiente para disparar el breaker del circuito.

El switch del contactor indicador tiene 2 derivaciones que proveen un ajuste de captación de 0,2 a 2 Amp. El cambiar las derivaciones requiere conectar los guía localizados en la parte frontal del bloque de derivación al ajuste deseado por medio del tornillo de conexión.

Polarización de los Relevadores Direccionales: Como ya se mencionó anteriormente, los relevadores direccionales tienen la habilidad de determinar la dirección de la falla con respecto a la localización del relevador. Esto permite que el relevador opere solamente para fallas en la dirección de la línea protegida. Las magnitudes disponibles del sistema para aplicación de estos relevadores, son corrientes y voltaje, que son utilizados en la localización del relevador para efectuar la medición completa de las condiciones de falla.

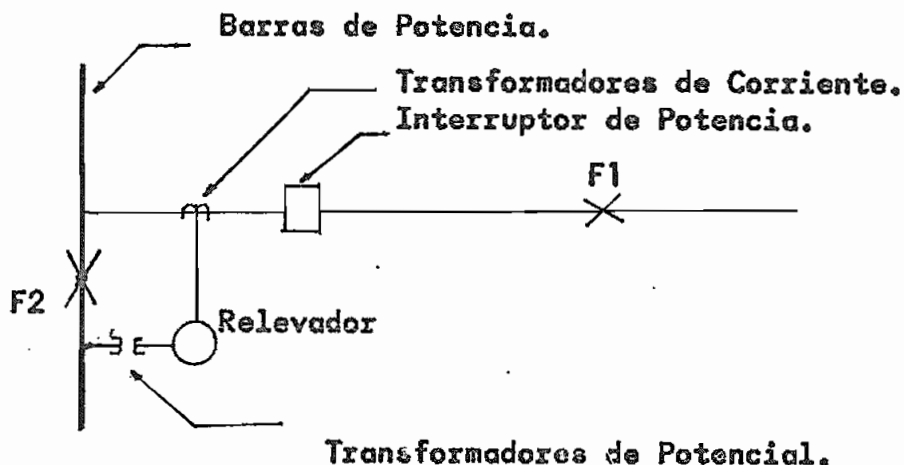


Fig. No. 26 DIAGRAMA ESQUEMATICO DONE SE MUESTRA LA ACCION DIRECCIONAL DE UN RELEVADOR

Realmente la dirección del flujo de corriente es relativo y deberá determinarse por comparación. Como se aprecia en la figura anterior, la unidad direccional compara el ángulo de fase entre corriente y voltaje para establecer el flujo de corriente. Si consideramos los puntos F1 y F2 en que eléctricamente están muy próximos, una falla en F1 será prácticamente al mismo voltaje que para una falla en F2, pero las corrientes en el relevador para falla en F1 estarán 180 grados fuera de fase con respecto a las corrientes en el mismo, para fallas en F2.

O sea que, las corrientes se invierten con respecto al potencial de las barras colectoras. Por lo tanto, el relevador discrimina entre fallas en la dirección del disparo y la dirección de no-disparo, por el relativo ángulo de fase entre las corrientes de falla y el potencial de

las barras colectoras.

Todos los relevadores direccionales de sobrecorriente para fallas de fase a fase, utilizan señal de voltaje de fase a fase de las barras colectoras, como elemento de referencia contra el cual el ángulo que forma la corriente con el voltaje es comparado. Esta alimentación de potencial de referencia para estos relevadores, se denomina Fuente de Polarización.

Los relevadores direccionales de sobrecorriente para fallas de fase a tierra, tienen sus unidades direccionales para operar con corrientes o voltajes de secuencia cero. Estas unidades direccionales están diseñadas de tal manera que pueden ser polarizadas bien sea por corriente o por potencial o por ambas magnitudes, simultáneamente. La polarización por potencial de estos relevadores, está basada sobre el mismo principio que para la polarización de los relevadores para fallas de fase a fase.

El potencial de polarización es obtenido del voltaje de secuencia cero de las barras colectoras y el relativo ángulo de fase de la corriente de secuencia Cero de la línea es comparado a éste voltaje.

En la polarización por corriente de secuencia Cero, ésta es únicamente utilizado cuando en el sistema existen transformadores de potencia con neutros conectados a tierra.

En las figuras anteriores para simplificar los diagramas, únicamente se han dibujado dos devanados con conexión estrella de los transformadores mostrados. Nótese en los dos diagramas, que aunque la dirección de la corriente IA es diferente en cada figura, la corriente IN tiene la misma dirección en cada caso. Esta corriente IN es una adecuada fuente de polarización para los relevadores direccionales de sobrecorriente pa

ra fallas a tierra.

Existen algunas precauciones básicas que deberán ser observadas, al seleccionar la corriente de los neutros de los bancos de transformación como fuente de polarización. En primer lugar es importante asegurar se que el transformador de potencia, si es que la conexión estrella está conectada a las barras colectoras, que el neutro se encuentra conectado a tierra. Si existen 2 o más transformadores conectados a las barras, es buena práctica poner en paralelo los secundarios de los transformadores de corriente de los neutros de los transformadores de potencia y utilizar la corriente total como fuente de polarización, en consideración que cuando menos un transformador estará siempre en servicio.

En el caso de transformadores delta/estrella, en que el devanado con conexión delta esté conectado a las barras colectoras, se puede obtener señal de polarización, con un transformador de corriente instalado en la delta, siempre que no se tome carga de ella; en caso de que el devanado delta, se alimenta alguna carga, es necesario instalar un transformador de corrientes en cada fase del devanado y conectar éstos en paralelo.

Cuando los transformadores de corriente estén instalados en los neutros de los devanados conectados en estrella, deberán tener relaciones de transformación inversamente proporcional a las relaciones de vueltas de los devanados con conexión de estrella.

En autotransformadores de potencia con neutros conectados a tierra y con un devanado en delta puede obtenerse polarización correcta para los relevadores direccionales de sobrecorriente de fallas a tierra con un transformador de corriente en la delta siempre que de esta no se tome carga.

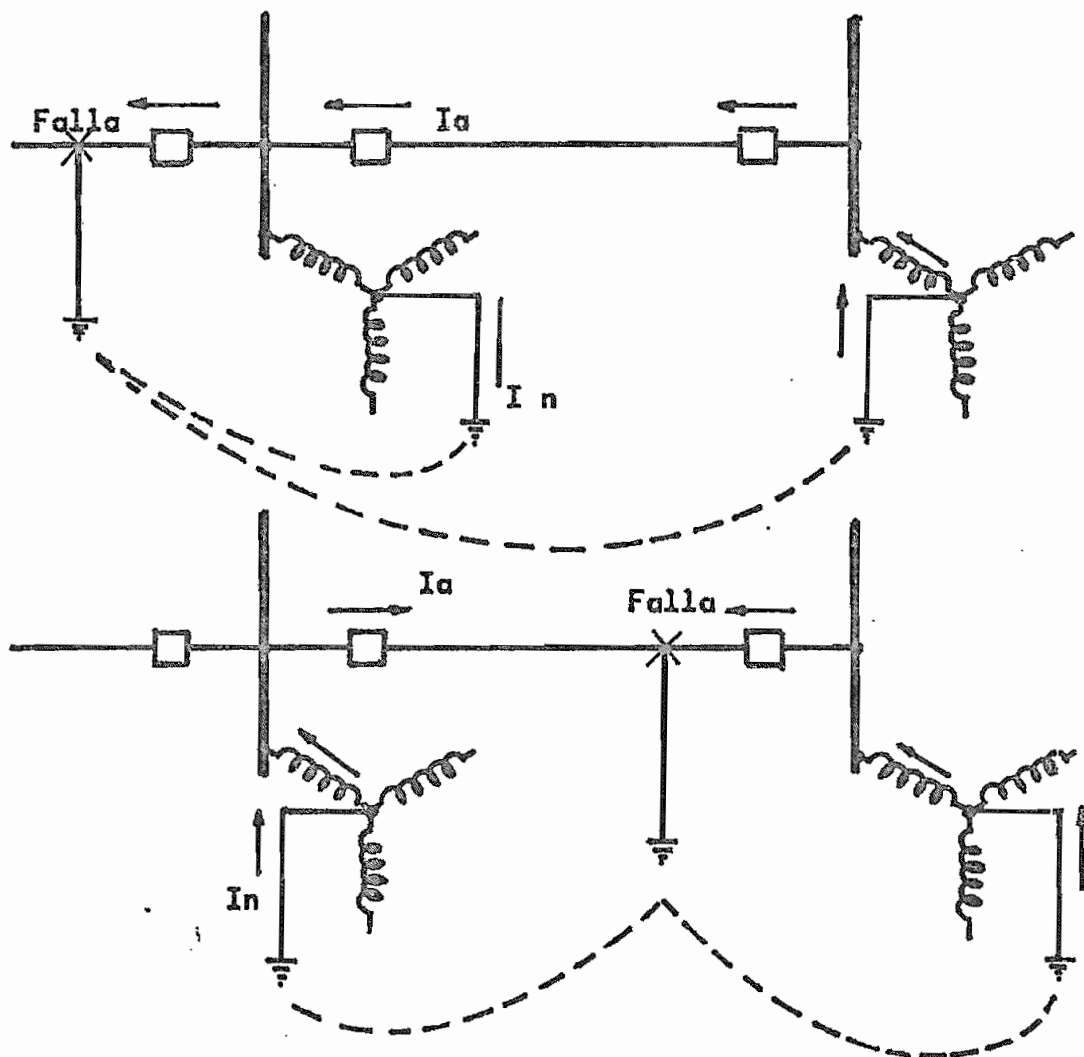


Fig. No.27 . DIAGRAMAS ESQUEMATICOS DONDE SE MUESTRA LA DIRECCION DE LO
FLUJOS DE CORRIENTE PARA LAS FALLAS QUE SE INDICAN

Si de ésta delta, se alimenta algún cortocircuito, son necesarios 3 transformadores de corriente, uno por cada fase estando éstos conectados en paralelo.

En transformadores de 3 devanados cuyas conexiones sean estrella/delta/estrella, con la conexión delta corresponda al terciario, en algunos casos un transformador de corriente en el neutro, proporcionará una fuente de polarización satisfactoria. En casos extremos puede ser necesario usar ambas fuentes de polarización; la del neutro del devanado estrella adecuado y la del transformador o transformadores de corriente del terciario. En cada caso deberá estudiarse las redes de impedancias de secuencia Cero para obtener las corrientes de polarización correctas.

Existen relevadores provistos para ser polarizados bien sea por corriente o bien sea por potencial de secuencia cero. Este tipo de relevadores proporciona mayor flexibilidad de aplicación debido a su doble polarización.

Los relevadores del tipo producto son polarizados por corriente o potencial de secuencia Cero, estos relevadores tienen tiempos de operación que son inversamente proporcionales al producto de la corriente de secuencia Cero de la línea y a la magnitud de la corriente de secuencia Cero de polarización; también puede ser con el voltaje de secuencia Cero de polarización; según el tipo de relevador de que se trate la aplicación de este tipo de protección, está sujeta a los problemas presentados por las impedancias mutuas de secuencia cero.

- 4.4. Coordinación de la Protección: Como se indicó anteriormente vamos a tener la coordinación prima

ria que se realizará con relés tipo Hilo Piloto HCB y el esquema de protección de respaldo que se realizará con relés de sobrecorriente direccionales CR.

4.4.1. Coordinación de esquema de protecciones con hilo piloto.

Cálculos de Ajuste: El relevador HCB tiene cuatro posiciones de Taps: R1, T , Ro, y derivaciones de fijación. El trabajo siguiente establece límites para los varios ajustes de derivación bajo diferentes condiciones de operación bajo condiciones de falla interna mínima, están basados en la corriente de falla total que fluye en la línea protegida desde todos los terminales..

Términos:

R1, T , Ro	Taps del relevador.
I3p	corriente de falla de 3 \emptyset secundaria total mínima e interna, alimentada desde todos los terminales dividida para el número de terminales (2 o 3).
IL	Corriente de carga secundaria máxima que fluye a través de la línea protegida.
Ig	Corriente de falla a tierra, secundaria, mínima, total alimentada en la línea protegida desde todos los terminales, dividida para el # de terminales.
Inom (p-p)	Sensibilidad de falla interna nominal fase a fase.
Inom (P-G)	Sensibilidad de falla interna nominal línea a tierra.

RNC (I), RNC (II)	Rango de corriente del transformador en la estación I y II respectivamente.
TAP R1	(Resistencia del filtro) se denomina tap de corriente de secuencia positiva, del filtro.
TAP T	(En el transformador de saturación). Se denomina tap de corriente de secuencia positiva. Tiene por objeto asegurar la operación del relé con la mínima corriente de falla fase-fase.
TAP RO	(resistencia del filtro) se llama tap de secuencia cero.

Sensibilidad de falla de fase/Derivaciones

La captación de la falla de fase es determinada por los taps R1 y T. A fin de operar con la mínima corriente de falla línea a línea, los taps R1 y T deberían estar ajustados para no más que:

$$\frac{T}{R1} = 5 I_{3p} \quad (7)$$

A fin de prevenir la operación sobre corriente de carga si los hilos piloto llegan a estar en circuito abierto, los taps R1 y T deberían estar colocados para no menos que:

$$\frac{T}{R1} = 10 I_L \quad (8)$$

Estos taps tienen las siguientes posiciones:

R1 : 0.01, 0.10 y 0.15

T : 4, 5, 6, 8, 10, 12 y 15

Donde una corriente de falla suficiente es disponible; es recomendado que los relevadores sean colocados como sigue:

$$\frac{T}{R1} = 1,25 \times 10 \text{ IL} = 12.5 \text{ IL} \quad (9)$$

El rango requerido T/R1 debe ser obtenido por alguna combinación de T y R1. Sin embargo, el tap T debe ser colocado de igual forma en todas las estaciones. Los taps R1 deben ser utilizadas para compensar por diferentes rangos TC con líneas de dos terminales si la resistencia de lazo del hilo piloto es de 100 o menos TCIs auxiliares y ajustes idénticos de los Taps R1 debe ser usada con diferentes clases de rangos de Tc sobre todas las líneas de 3 terminales y sobre líneas de dos terminales con más de 1000 Ω de resistencia de lazo en el hilo piloto.

Sensibilidad de falla tierra (Derivación Ro)

La captación de la falla fase tierra es determinada por la Ro y derivación T.

A fin de operar con la mínima corriente de falla fase-tierra, el tap Ro deberá ser ajustado a no menos que:

$$R_o = \frac{0.27 T}{I_g} \quad (10)$$

Este tap tiene las siguientes posiciones: 0.39 0.51 0.68 0.90

1.2 y 1.6

Para líneas suspendidas es recomendado el uso del tap 1.6 Ro obteniéndose la máxima sensibilidad.

Para cables de circuitos donde la corriente de carga de la línea excede 5% de la corriente de operación se ajusta Ro para cerca:

$$R_o = \frac{T}{7.5}$$

Taps R1a abarcan 0.07, 0.10 y 0.75, los valores actuales son: 0.025, 0.033 y 0.05 son utilizados para colocar $R_o = 1/3 R_1$ donde la sensibilidad de secuencia cero no es deseado. Este tap es ajustado donde Ro es colocado en 0), para otros ajustes de Ro, los taps R1A A son automáticamente adoptados.

Determinación de los Transformadores de Corriente y de Potencial:

- Determinación de la relación de transformadores de potencial:

$$R \text{ T.P.} = \frac{V \text{ (Primario)}}{\sqrt{3} V \text{ (secund)}} \quad \begin{array}{l} V \text{ secund} = \text{normalizado } 110 \text{ V} \\ V \text{ primario} = V_N = 46000 \text{ V.} \end{array}$$

$$R \text{ T.P.} = \frac{46.000 \text{ Volts.}}{\sqrt{3} \times 110 \text{ Volts}}$$

$$R \text{ T.P.} = 241.44$$

- Determinación de las relaciones de los transformadores de corriente:

En primer lugar tenemos un diagrama simplificado en el que se tiene el anillo a protegerse como se indica en la Fig. siguiente: en la

cual se indica los # de relés que se desea coordinar y a continuación - la relación de los T.C., calculadas mediante la siguiente fórmula:

$$R.T.C. = \frac{MVA \times 10^3}{3 \text{ KV.}}$$

Se ha tomado como un exceso de sobrecarga de 50%, pensando en una proyección futura

Cuadro N°

Línea	Relés #	I carga (Amp)	I Primario (Amp)	I Secundario	C/T
58-69	1 - 2	199.42	200	5	300/5
67-69	3 - 4	136.72	200	5	300/
69-74	5 - 6	360.60	400	5	600/5
74-81	7 - 8	192.49	200	5	300/5
81-86	9 - 10	341.92	400	5	600/5
15-50	13-14	142.21	200	5	300/5
50-52	15 -16	167.81	200	5	300/5
52-56	17 - 18	23.91	50	5	100/5
56-58	19 - 20	299.59	300	5	600/5

- Calibración de los relés 1 y 2 de las líneas 58-67

Datos:

C/T = 300/5 relación del T.C (igual para las dos)

IL = 199.42 Amp corriente de carga

Barra N° 58 : 1942.91 Amp

de Barra N° 67 : 149.36 Amp

Corrientes de falla trifásica mínima

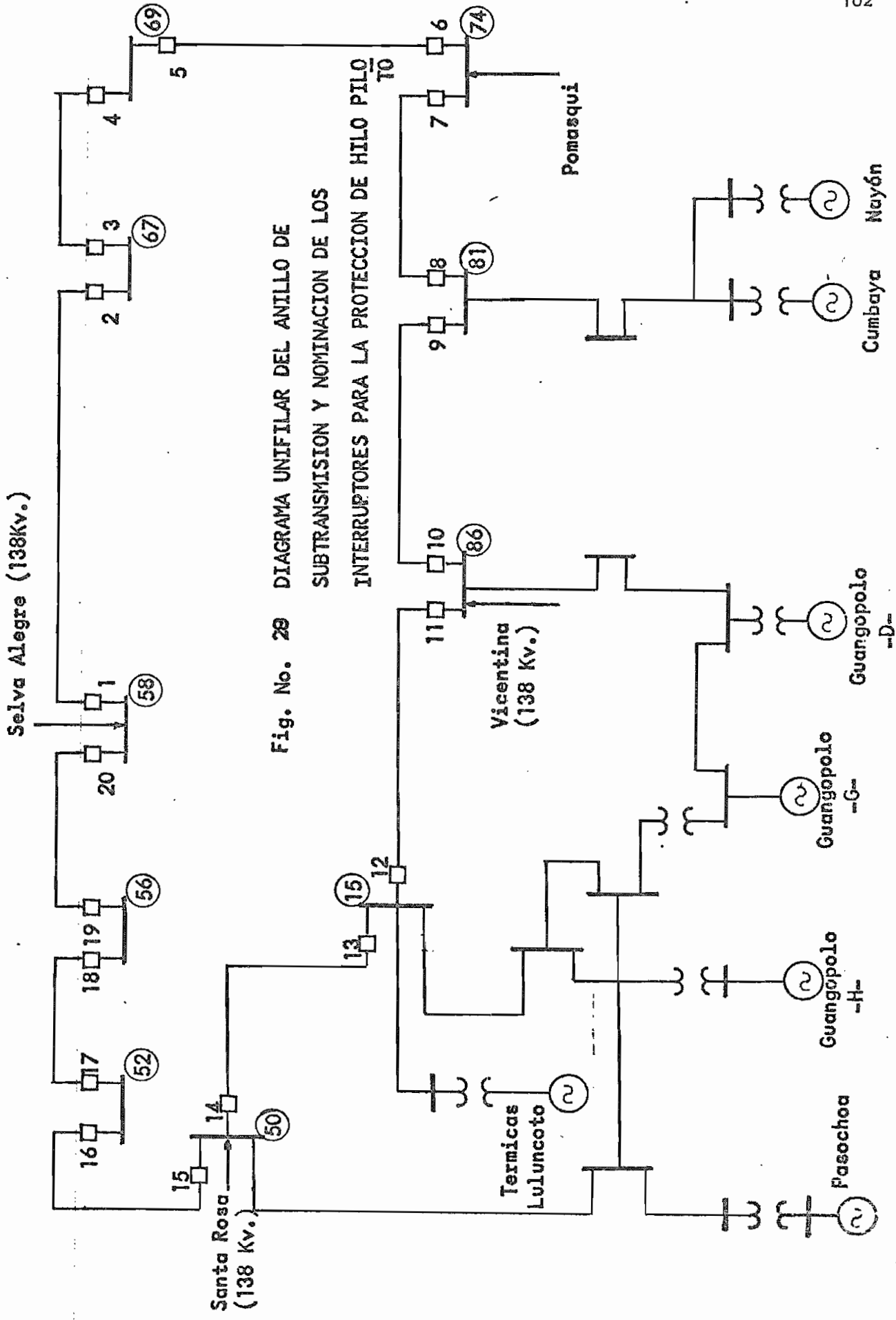


Fig. No. 28 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ANILLO DE SUBTRANSMISION Y NOMINACION DE LOS INTERRUPTORES PARA LA PROTECCION DE HILO PILO

Barra N° 58 : 140,57 Amp.

Barra N° 67 : 149.36 Amp.

Corriente de falla fase tierra mínima.

Determinación del Tap R1

Como ya se indicó este tap permite la compensación en los transformadores de corriente.

Para Barra N° 58 $C/T = 300/5 = 60$ 0,06 la más próxima según el rango
 $R1 = 0.07$

Para Barra N° 67 $C/T = 300/5$ igual que la anterior.

Determinación del Tap T

Determinamos de la relación:

$$\frac{T}{R1} = 12.5 IL$$

$$T = 12.5 R1 IL = 12.5 \times 0.07 \times 199.42 \times \frac{5}{300} = 2.91$$

El más próximo $T = 4$ (igual para los dos)

Determinación del Tap Ro

Para barra N° 58

$$I_g = \frac{I \text{ falla mínima fase tierra}}{2 (C/T)}$$

$$I_g = \frac{140.57}{2} \times \frac{5}{300} = 1.17 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2T}{I_g}$$

$$R_o = \frac{0.2 \times 4}{1.17} = 0.68$$

$$R_0 = 0.68$$

Para la Barra N° 57

$$I_g = \frac{149.36}{2} \times \frac{5}{300} = 1.24 \text{ Amp.}$$

$$R_0 = \frac{0.2 \times 4}{1.24} = 0.46$$

$$R_0 = 0.68 \text{ el más próximo}$$

Calibración de relés 3 y 4 de la línea 67-69

Datos:

Para Barra N° 67

$$C/T = 300/5 \text{ relación del transformador de corriente}$$

$$IL = 136,72 \text{ Amp. corriente de carga}$$

$$5208.61 \text{ I de falla trifásica mínima (I3Ømin)}$$

$$1422.04 \text{ I de falla fase tierra mínima (I1Ø min)}$$

Determinación del Tap R1

Para Barra N° 67

$$C/T = 300/5 = 60 \quad 0.06$$

$$R1 = 0.07 \text{ el más próximo}$$

Para Barra N° 69

$$C/T = 600/5 = 120 \quad 0.12$$

$$R1 = 0.15, \text{ el más próximo.}$$

Determinación del Tap T

$$T = 12.5 R1 IL$$

Para Barra N° 67

$$T = 12.5 \times 0.07 \times 136.72 \times \frac{5}{300} = 1.99$$

$$T = 4$$

Para Barra N° 69

$$T = 12.5 \times 0.15 \times 136.72 \times \frac{5}{600} = 2.14$$

$$T = 4$$

Determinación del Tap Ro

Para barra N° 67

$$I_g = \frac{I(1\phi \text{min})}{2 C/T} = 11.85 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2T}{I_g} = 0.07$$

$$R_o = 0.39$$

Para barra N° 69

$$I_g = \frac{926.27}{2} \times \frac{5}{600} = 3.86 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2 \times 6}{3.86} = 0.21$$

$$R_o = 0.39$$

Calibración de los relés 5 y 6 de la línea 69-74

Datos:

Barra N° 69

$$C/T = 600/5$$

$$I_L = 360.60 \text{ Amp.}$$

$$I_f(3\phi \text{min}) = 3377.5 \text{ Amp.}$$

$$I_f(1\phi \text{min}) = 651.4. \text{ Amp.}$$

Barra N^o 74

$$C/T = 300/5$$

$$I_f(3\phi_{\min}) = 6033.31 \text{ Amp.}$$

$$I_f(1\phi_{\min}) = 1583.95 \text{ Amp.}$$

Determinación del Tap R1

Para Barra N^o 69

$$C/T = 600/5 = 120 \quad 0.12$$

$$R1 = 0.15$$

Para Barra N^o 74

$$C/T = 300/5 = 6.0 \quad 0.006$$

$$R1 = 0.07$$

Determinación del Tap T

$$T = 12.5 R1IL$$

Para Barra N^o 69

$$T = 12.5 \times 0.15 \times 360.60 \times 5/600 = 5.64$$

$$T = 6$$

Para Barra N^o 74

$$T = 12.5 \times 0.07 \times 360.60 \times 5/300 = 5.26$$

$$T = 6$$

Determinación del Tap Ro

Para Barra N^o 69

$$I_g = \frac{I_f(\phi_{\min})}{2C/T} = \frac{651.4}{22} \times \frac{5}{600} = 2.71 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2 T}{I_g} = \frac{0.2 \times 4}{2.71} = 0.44$$

$$R_o = 0.51$$

Para Barra N^o 74

$$I_g = \frac{1583.95}{2} \times \frac{5}{300} = 13.20 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2 \times 4}{13.20} = 0.09$$

$$R_o = 0.39$$

Calibración de los relés 7 - 8 de la línea 74-81

Datos:

Barra N^o 74

$$C/T = 300/5$$

$$I_L = 192.49 \text{ Amp}$$

$$I_f(3\phi \text{ min}) = 2372.16 \text{ Amp.}$$

$$I_f(1\phi \text{ min}) = 366.49 \text{ Amp.}$$

Barra N^o 81

$$C/T = 600/5$$

$$I_f(3\phi \text{ min}) = 3026.07 \text{ Amp}$$

$$I_f(1\phi \text{ min}) = 582.37 \text{ Amp}$$

Determinación del Tap R1

Para Barra N^o 74

$$C/T = 300/5 = 60 \quad 0.06$$

$$R1 = 0.07$$

Para Barra N^o 81

$$C/T = 600/5 = 120 \quad 0.12$$

$$R1 = 0.15$$

Determinación del Tap T

$$T = 12.5 R1IL$$

Para Barra N^o 74

$$T = 12.5 \times 0.07 \times 192.49 \times 5/300 = 2.81$$

$$T = 4$$

Para Barra N^o 81

$$T = 12.5 \times 0.15 \times 192.49 \times 5/600 = 3.01$$

$$T = 4$$

Determinación del Tap Ro

Para Barra N^o 74

$$I_g = \frac{I_f(10\%min)}{2 C/T} = \frac{366.49}{2} \times \frac{5}{300} = 3.05 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.27}{I_g} = \frac{0.2 \times 4}{3.05} = 0.26$$

$$R_o = 0.39$$

Para Barra N^o 81

$$I_g = \frac{582.37}{2} \times \frac{5}{600} = 2.43 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2 \times 4}{2.43} = 0.33$$

$$R_o = 0.39$$

Calibración de los relés 9-10 de la línea 81-86

Datos:

Barra N° 81

$$C/T = 600/5$$

$$IL = 341.92 \text{ Amp}$$

$$If(3\phi\text{min}) = 3092.59 \text{ Amp.}$$

$$If(1\phi\text{min}) = 616.26 \text{ Amp.}$$

Barra N° 86

$$C/T = 600/5$$

$$If(3\phi\text{min}) = 5386.93 \text{ Amp.}$$

$$If(1\phi\text{min}) = 1015.38 \text{ Amp.}$$

Determinación del Tap R1

Para Barras No. (s) 81 y 86

$$C/T = 600/5 = 120 \quad 0.12$$

$$R1 = -0.15$$

Determinación del Tap T

$$T = 12.5 R1 IL$$

Para ambas barras ya que los C/T son iguales

$$T = 12.5 \times 0.15 \times 341.92 \times \frac{5}{600} = 5.34$$

$$T = 6$$

Determinación del Tap Ro

Para Barra N° 81

$$I_g = \frac{If(1\phi \text{ min})}{2 C/T} = 6.73 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2 \times 6}{6.73} = 0.18$$

$$R_o = 0.39$$

Para Barra N° 86

$$I_g = \frac{1015.38}{2} \times \frac{5}{600} = 4.23 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2 \times 6}{4.23} = 0.28$$

$$R_0 = 0.39$$

Calibración de los relés 13 y 14 de las líneas 75-50

Datos:

Barra N° 15

$$C/T = 300/5$$

$$I_L = 142.31 \text{ Amp}$$

$$I_f(3\phi \text{ min}) = 7010.43 \text{ Amp.}$$

$$I_f(1\phi \text{ min}) = 1214.95 \text{ Amp}$$

Barra N° 50

$$C/T = 300/5$$

$$I_f(3\phi \text{ min}) = 3648.6 \text{ Amp}$$

$$I_f(1\phi \text{ min}) = 424.23 \text{ Amp}$$

Determinación del Tap R1

Para las Barras 15 y 50

$$CT/ = 300/5 = 60 \quad 0.06$$

$$R1 = 0.07$$

Determinación del Tap T

Para las barras 15 y 50

$$T = 12.5 \text{ R1I2}$$

$$T = 12.5 \times 0.07 \times 142.31 \times 5/300 = 208$$

$$T = 4$$

Determinación del Tap Ro

Para la barra N° 15

$$I_g = \frac{I_{f(9\text{Ø min})}}{2C/T} = 10.12 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2T}{I_g} = 0.08$$

$$R_o = 0.39$$

Para la barra N° 50

$$I_g = \frac{424.23}{2} \times \frac{5}{300} = 3.54 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2 \times 4}{3.54} = 0.23$$

$$R_o = 0.39$$

Calibración de los relés 15 y 16 de la línea 50-52

Datos:

Barra N° 50

$$C/T = 300/5$$

$$I_L = 167.81 \text{ Amp}$$

$$I_{f(3\text{Ø min})} = 4121 \text{ Amp}$$

$$I_{f(1\text{Ø min})} = 1245.07 \text{ Amp}$$

Barra N^o 52

$$C/T = 100/5$$

$$I_f(3\phi_{\min}) = 2458.76 \text{ Amp}$$

$$I_f(1\phi_{\min}) = 569.82 \text{ Amp}$$

Determinación del Tap R1

Para la Barra 50

$$C/T = 300/5 = 60 \quad 0.06$$

$$R1 = 0.07$$

Para la Barra N^o 52

$$C/T = 100/5 = 20 \quad 0.02$$

$$R1 = 0.07$$

Determinación del Tap T

Para la Barra N^o 50

$$T = 1.25 R1IL$$

$$T = 1.25 \times 0.07 \times 167.81 \times \frac{5}{300} = 0.24$$

Para la barra N^o 52

$$T = 1.25 \times 0.07 \times 167.81 \times \frac{5}{100} = 0.73$$

$$T = 4$$

Determinación del Tap Ro

Para la Barra N^o 50

$$I_g = \frac{I_f(3\phi_{\min})}{2 C/T} = 10.38 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2T}{I_g} = 0.08$$

$$R_o = 0.39$$

Para la Barra N^o 52

$$I_g = \frac{569.82}{2} \times \frac{5}{100} = 14.25 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2 \times 4}{14.25} = 0.06$$

$$R_o = 0.39$$

Calibración de los relés 17 y 18 de la línea 52-56

Datos :

Barra N^o 52

$$C/T = 100/5$$

$$I_L = 23.91 \text{ Amp}$$

$$I_f(30\text{min}) = 5508.68 \text{ Amp}$$

$$I_f(10\text{min}) = 1120.81 \text{ Amp}$$

Barra N^o 56

$$C/T = 600/5$$

$$I_f(30\text{min}) = 3525.60$$

$$I_f(10\text{min}) = 764.36$$

Determinación del Tap R1

Para la Barra N^o 52

$$C/T = 100/5 = 20 \quad 0.02$$

$$R1 = 0.15$$

Determinación del Tap T

$$T = 1,25 \times 0,07 \times 23,91 \times \frac{5}{100} = 01$$

$$T = 4$$

Para la Barra N° 56

$$T = 1.25 \times 0.15 \times 23.91 \times 5/600 = 0.04$$

$$T = 4$$

Determinación del Tap Ro

Para la Barra N° 52

$$I_g = \frac{I_f(1\phi\text{min})}{2C/T} = 28.02 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2T}{I_g} = 0.03$$

$$R_o = 0.39$$

Para la Barra N° 56

$$I_g = \frac{764.36}{2} \times \frac{5}{600} = 3.18$$

$$R_o = \frac{0.2 \times 4}{3.18} = 0.25$$

$$R_o = 0.39$$

Calibración de los relés 19 y 20 de la línea 56-58

Datos:

Barra N° 56

$$C/T = 600/5$$

$$I_L = 299.59 \text{ Amp}$$

$$I_f(3\phi\text{min}) = 3343.61 \text{ Amp}$$

$$I_f(1\phi\text{min}) = 652.66 \text{ Amp}$$

Barra N^o 58

$$C/T = 300/5$$

$$I_f(3\phi_{\min}) = 5922.86 \text{ Amp}$$

$$I_f(1\phi_{\min}) = 1488.56 \text{ Amp}$$

Determinación del Tap R1

Para la Barra N^o 56

$$C/T = 600/5 = 120 \quad 0.12$$

$$R1 = 0.15$$

Para la Barra N^o 58

$$C/T = 300/5 \quad 0.06$$

$$R1 = 0.07$$

Determinación del Tap T

$$T = 1.25 R1 IL$$

Para la Barra N^o 56

$$T = 1.25 \times 0.15 \times 299.59 \times 5/600 = 0.94$$

$$T = 4$$

Para la Barra N^o 58

$$T = 1.25 \times 0.07 \times 299.59 \times 5/300 = 0.44$$

Determinación del Tap Ro

Para la barra N^o 56

$$I_g = \frac{I_f(3\phi_{\min})}{2 C/T} = 2.72 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2T}{I_g} = 0.29$$

$$R_o = 0.39$$

Para la Barra N^o 58

$$I_g = \frac{1458.56}{2} \times \frac{5}{300} = 12.16 \text{ Amp.}$$

$$R_o = \frac{0.2 \times 4}{12.16} = 0.07$$

$$R_o = 0.39$$

4.4.2 Coordinación de esquemas de protección con direccional de Sobre Corriente

Definición de términos:

Es conveniente puntualizar algunos términos empleados en la aplicación de relés direccionales de sobre corriente, especialmente por el hecho que no se ha dado designación en castellano ya que en la práctica se utilizan palabras inglesas especialmente.

Tap

Un dispositivo que permite variar la sensibilidad del relé permitiendo que opere con diferentes valores de corriente.

Normalmente el tap está designado en Amperes, que indica el valor de corriente mínima que de producir la operación del relé en un tiempo no determinado.

" Pick up" o "corriente mínima de operación"

Es aquella corriente mínima que produce el cambio de posición de los contactos (cierre de los contactos) del relé. No debe confundirse con "corriente de partida" del relé, que es aquella corriente que saca de la inercia a la parte móvil de un relé (por ejemplo: disco).

En los relés americanos (E.E. U.U.) prácticamente el valor de "Pick-Up", de Tap y de corriente de partida es el mismo.

En los relés europeos especialmente los ingleses, estos valores pueden ser diferentes. Así, por ejemplo, se puede tener que la corrien

te de Partida" puede ser hasta de 1,05 veces el Tap, y a la de "Pick-up" de 1,3 el Tap.

Evidentemente esto debe tenerse en consideración cuando se está calculando ajustes, y por lo general se hace dibujando en la curva de operación del relé los valores de la variación, como se indica en la Fig. 29, parte superior de la curva. En todo caso, cuando se trata de relés construidos con normas americanas, puede dibujarse una sola línea.

Lever

Indicación de la posición del tope que controla la posición de reposo del disco, que determina el recorrido del mismo hasta la operación o cierre de contactos y que por lo tanto permite variar los tiempos de operación.

En los relés transitorizados el lever es un reostato que influye en un circuito RC y que permite variar también los tiempos de operación.

En los relés americanos el lever está graduado de 0 a 10, y en los europeos en general de 0 a 1. En los primeros entonces se designa en unidades y en los segundos en decimales.

En ciertos casos se puede considerar que prácticamente los tiempos de operación son proporcionales a los lever. Así por ejemplo, si el tiempo de operación para lever 10 es 10 segundos, para lever 3 deberá ser 3 segundos. Por ello, se puede tener solamente la curva de operación para lever máximo, y para otro lever bastará calcular la proporción correspondiente.

Internacionalmente se aceptan ciertos límites de error para las curvas de tiempo, los cuales se muestran también en la fig. 29. Estos errores, como se verá posteriormente influyen en la determinación de la distancia mínima (en tiempo) de las curvas de los diferentes relés , para obtener la adecuada coordinación.

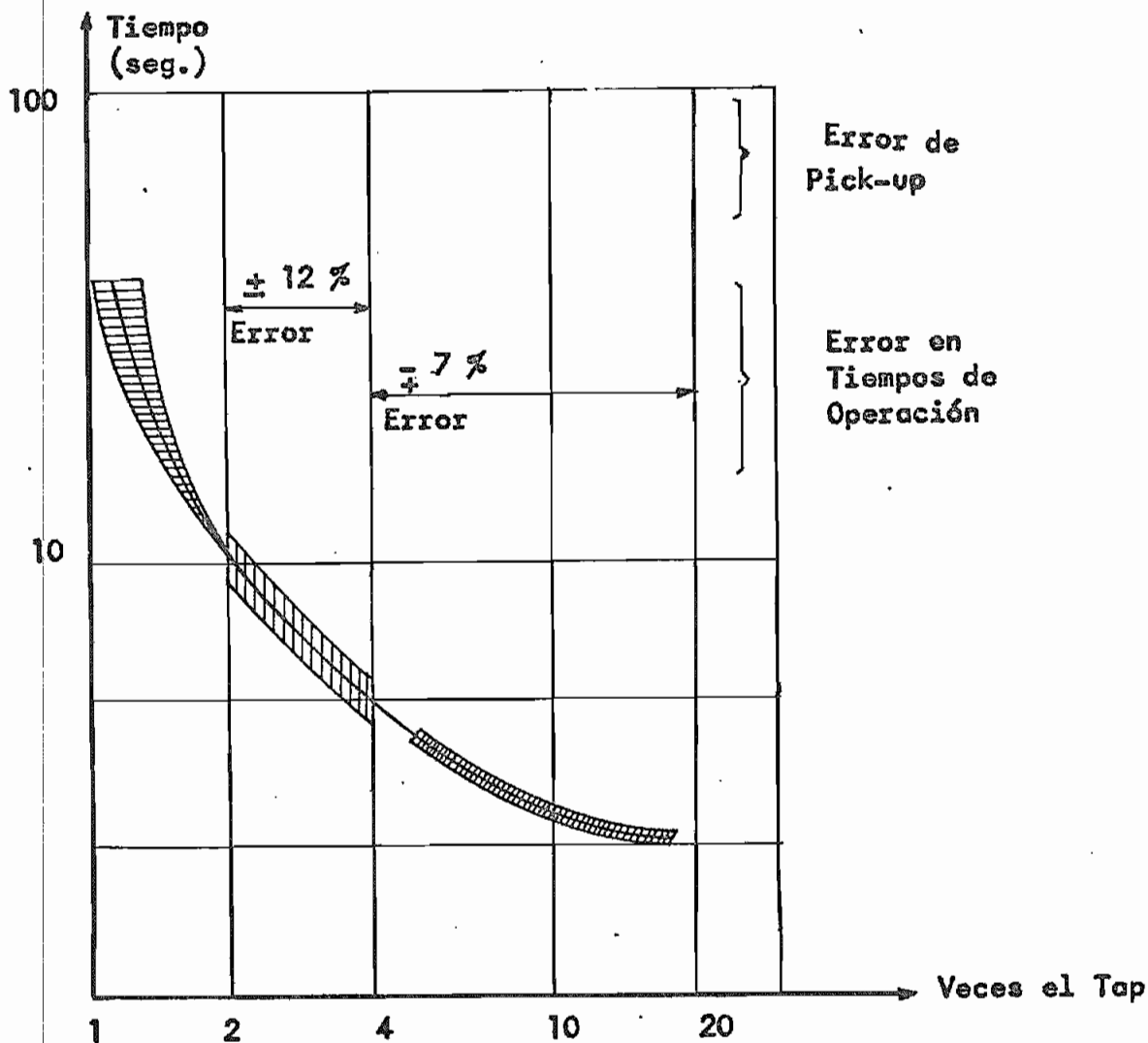


Fig. No.29 CURVA DE OPERACION DE UN RELE DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

Sobrecarrera (Overshoot)

Este concepto se deriva del hecho que los relés tienen una cierta inercia, y que una vez que ha desaparecido su corriente de falla, puede todavía producirse su operación dependiendo de cuan cerca esté ésta de producirse al ser desenergizado.

La sobre carrera (o Overshoot) es, en el caso de los relés electromagnéticos, el tiempo que puede seguir girando el disco, luego de que la falla ha sido despejada por otro relé antes de cerrarse sus contactos. En el caso de los relés estáticos, el tiempo tomado por el condensador del circuito de tiempo en descargarse bajo su nivel de operación, luego que la falla ha sido despejada.

Este tiempo varía por lo general de 0,03 a 0,1 segundos, y se considera con valores de 20 veces la corriente de Pick-Up.

Tiempos de Paso

En el párrafo anterior se ha explicado los diferentes tipos de errores que son inherentes a la protección direccional de sobrecorriente. Como se ha visto en las secciones 1 y 2, para obtener selectividad con este tipo de protección, se superponen las curvas de operación, de modo que los relés más lejanos a la fuente de generación opere en los tiempos más cortos. Como interesa que todos los tiempos de operación sean los más cortos posibles, una de las características que deben cumplir una especificación de ajustes bien hecha, es que la distancia entre curvas sea mínima, pero sin posibilidades de tener descoordinación.

La distancia entre curvas depende de los siguientes factores:

- Error de los relés (en tiempo)

- Sobrecarrera
- Tiempo de operación de los interruptores.

Elemento Instantáneo

Se ha estudiado que en la protección de sobrecorriente se obtiene la selectividad en base a temporizar los relés. Sin embargo, en ciertos casos es posible usar elementos instantáneos (operación en tiempos del orden de 0,02 segundos), sin perder selectividad.

Estos casos se presentan cuando hay línea larga o bien transformadores, en donde la impedancia de fuente es pequeña comparada con la impedancia del circuito, lo que da como resultado diferencias apreciables de corriente de cortocircuito entre dos relés consecutivos.

Reglas Generales para Calcular los Ajustes de los relés de Sobrecorriente

Como lo explicado hasta ahora se está en condiciones de dar algunas reglas que permitirán abordar al cálculo de ajustes de los relés de sobrecorriente. Conviene recordar que estos relés, además de dar protección a ciertos equipos, cumplen también la misión de dar respaldo local remoto a otras protecciones que pueden ser incluso de sobrecorriente.

Relés de Fase

a) El relé debe detectar fallas por lo menos hasta el extremo final de la sección de circuito siguiente a la que se está protegiendo. Por ejemplo, en la fig.30, el relé R_1 deberá detectar fallas mínimas en R_3 :

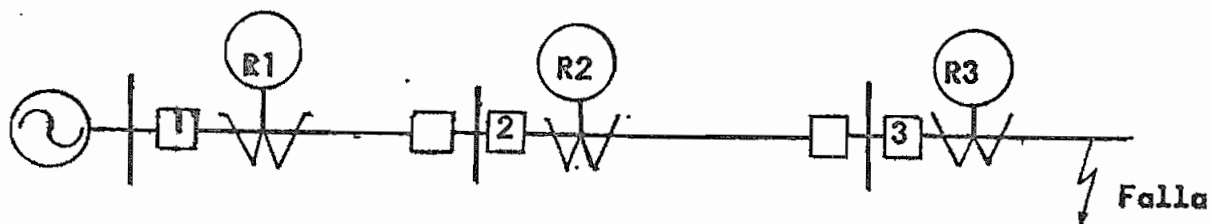


Fig. No 30 Ejemplo de un sistema para indicar los calculos de ajustes

b) El tap debe elegirse de modo que el pick-up sea mayor que la corriente máxima de carga y detecte fallas mínimas en respaldo. Además de esto, se calcula a veces este valor dándole al relé de sobrecorriente el carácter de relé de sobrecarga eligiendo entonces un ajuste de 1,2 a 1,5 veces la corriente nominal del equipo.

c) Al calcular el valor del tap, deberá tenerse en consideración las posibles variaciones que con respecto a este valor tiene el pick-up.

d) El lever (ajuste de tiempo) debe elegirse dando el tiempo más corto posible al relé más alejado de la fuente. Si este no coordina con otros elementos (fusibles, relés térmicos etc.) deberá dársele el lever mínimo permisible que evita falsas operaciones por vibraciones. Este lever se recomienda sea "1" para los americanos y 0,1 para los europeos, pero puede ser hasta 0,5 o 0,05 respectivamente.

El resto de los relés deberá coordinarse con los que le anteceden, dándole el tiempo de paso (0,4 segundos) más el tiempo del relé

con que se coordina, en el punto que corresponde a la máxima falla. Esta última se considera generalmente una falla trifásica, con máxima generación justo después de la siguiente barra. Por ejemplo en la Fig.30 el lever del relé 2 debe calcularse con el tiempo del relé 1 más 0,4 segundos, con una falla máxima en F (barra siguiente al relé 2). En todo caso debe verificarse la coordinación para otro tipo de falla.

e) Todo lo explicado es válido para sistemas radiales. En puntos donde no hay suficiente diferencia entre la corriente de los alimentadores fallados y no fallas que llegan a una misma barra de S/E, deberá usarse relés con control direccional. Esto sucede en sistemas en anillo, o con líneas de doble circuito.

Relés de tierra

Para estos relés son válidos los mismos puntos mencionados antes, excepto el b). En efecto, como estos relés son alimentados con las corrientes de secuencia cero, las que valen cero para condiciones normales de operación, puede legirse un tap que esté bajo condiciones normales de carga.

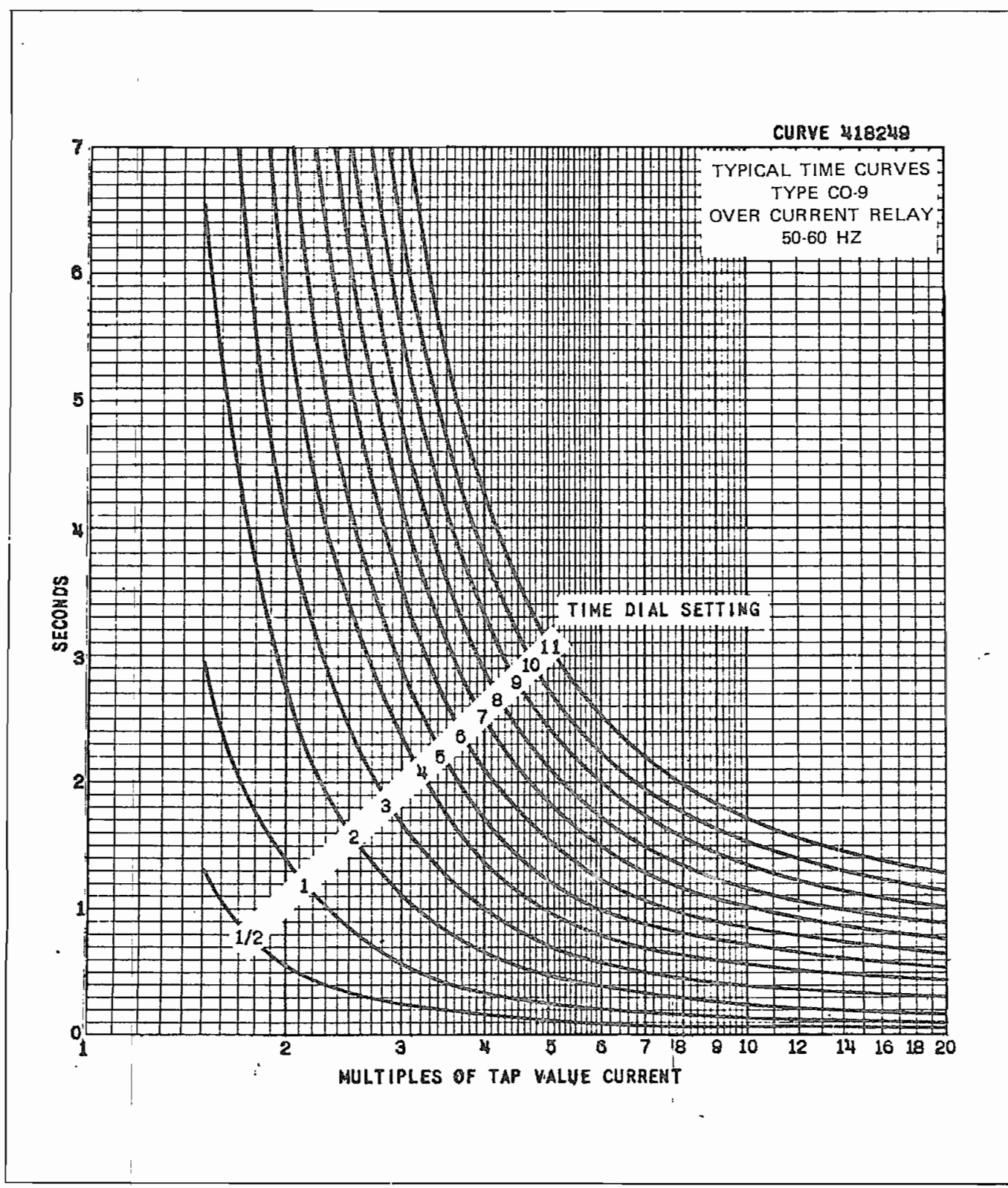


Fig.31. . Typical time curves for relays with CO-9 units.

CUADRO N° 11

CARACTERISTICAS PARA EL CALCULO

RELE	N ^a	I carga	I máx al lado del relé	I min	c/T
A		199.42	2059.64	1942.91	300/5
B		136.72	5329,72	5208.61	
C		360.60	3459.08	3377.5	300/5 600/5
D		192.49	2448.72	2372.76	300/5
E		341.92	3144.00	3092.59	600/5
F		301.42	3128.99	2784.84	600/5
G		142.31	7152.87	7010.43	300/5
H		167.81	4587.43	4121.78	300/5
I		23.91	5724.56	5508.68	100/5
J		299.59	3461.59	3343.61	600/5

Donde: I carga = Corriente de carga C/T = relación del transformador de corriente.
 I máx. = Corriente máxima que pasa por relé I min = Corriente mínima que pasa por relé.

$$C/T = 100/5 = 20$$

$$\text{Tap} = \frac{\text{Isobrec.}}{C/T} = \frac{38.20}{20} = 1.79$$

$$\text{Tap} = 2$$

Cálculo del Lever

$$t \text{ relé J} = 0.07$$

$$t \text{ relé I} = t_J + 0.4 = 0.07 + 0.4 = 0.47 \text{ seg.}$$

$$I_f(3\phi_{\text{máx}}) = 5724.56$$

$$\text{Isobrec} = 38.87 \text{ Amp.}$$

$$\frac{I_f(3\phi_{\text{máx}})}{\text{Isobrec}} = \frac{5724}{38.87} = \text{veces la Corriente del tap.}$$

Con esta corriente vamos a la curva CO-9

y determina t para diferentes lever

$$\text{Lever} = \frac{t(\text{relé J} + 0.4)}{t} = \frac{0.47}{2.2} = 0.21$$

$$\text{Tomamos lever} = 0.5$$

La curva tendrá los siguientes puntos (En amp.)

Eje Y = tiempo

Eje X = $N \times \text{Tap} \times C/T$

Donde N = Multiplos del Tap

N	$N \times C/T$	$N \times C/T \times \text{tap}$
2	40	160
5	100	400
10	200	800
20	400	1600

Se ha hecho un ejemplo de cálculo para los 2 primeros relés de igual - forma se procede para los otros relés obteniéndose las especificaciones indicadas en el punto respectivo.

Selva Alegre (138 Kv.)

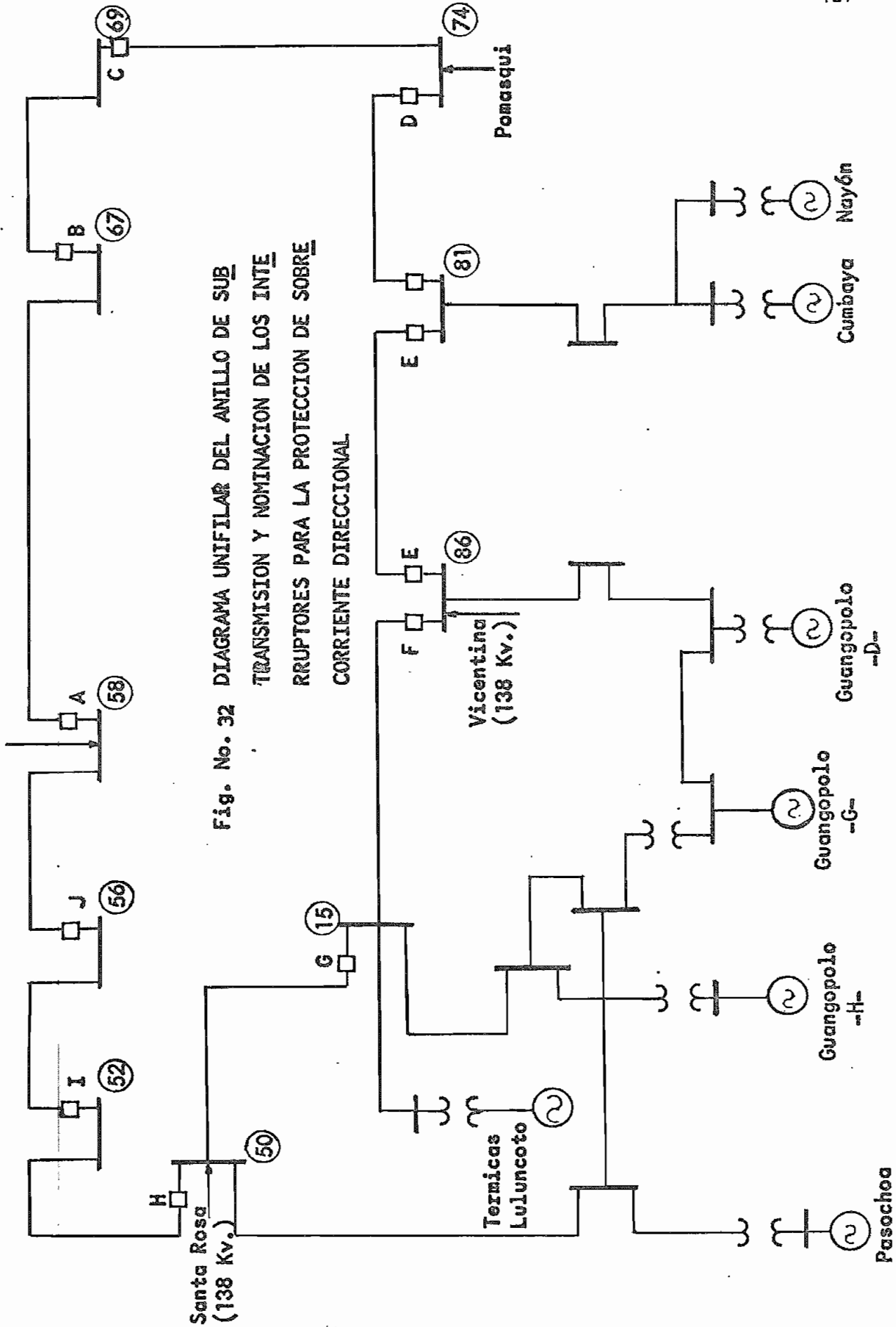


Fig. No. 32 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ANILLO DE SUB
 TRANSMISION Y NOMINACION DE LOS INTE
 RRUPTORES PARA LA PROTECCION DE SOBRE
 CORRIENTE DIRECCIONAL

Santa Rosa (138 Kv.)

Vicentina (138 Kv.)

Termicas Luluncoto

Pascocha

Guangopolo -H-

Guangopolo -G-

Guangopolo -D-

Cumbaya

Nay6n

Pomasqui

Cálculos de AjustesPara línea 56-58 Relé JCálculo del Tap

$$I1 = 299.53 \text{ Amp.}$$

$$I \text{ sobrec} = 299.59 \times 1.5 = 449.39 \text{ Amp.}$$

$$C/T = 600/5 = 120$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{sobrec}}}{C/T} = \frac{449.39}{120} = 3.74$$

$$\text{Tap} = 4$$

Cálculo del Lever

$$I_{f(3\phi \text{máx})} = 3461.59 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{I_{f(3\phi \text{máx})}}{C/T} = \frac{3461.59}{120} = 28.85 \text{ Amp}$$

$$\frac{I_{\text{sec}}}{\text{Tap}} = \frac{28.85}{4} = 7.21 \text{ Amp. veces la I del Tap}$$

Tomo el lever más pequeño para el primer relé

$$\text{lever} = 0.5$$

En la curva C0-9 determina el tiempo de
operación del relé J

$$t = 0.07$$

Para la línea 52-86 relé ICálculo del Tap

$$I_L = 23.91$$

$$I_{\text{sobrec}} = 38.87 \text{ Amp.}$$

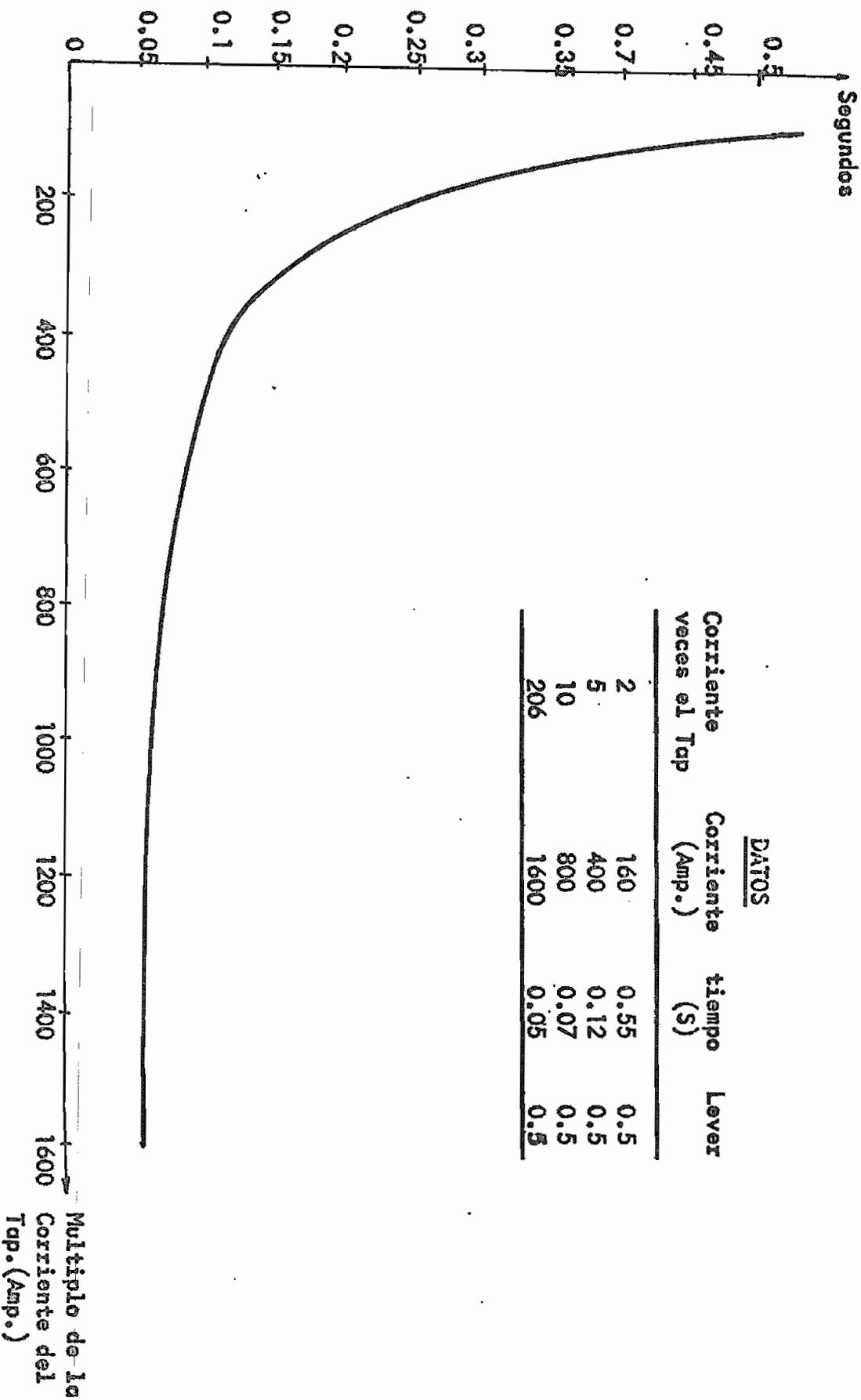


Fig. No. 33 CURVA DEL RELE DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

TIEMPO vs MULTIPLO DE LA CORRIENTE DEL TAP

Multiplo de la Corriente del Tap. (Amp.)

4.5. Especificación del Equipo

4.5.1. Relés Hilo Piloto HCB

WESTINGHOUSE I.L. 41-971.3E

Relé 1: R1 = 0.07
T = 4
Ro = 0.68

Relé 2: R1 = 0.7
T = 4
Ro = 0.68

Relé 3: R1 = 0.07
T = 4
Ro = 0.39

Relé 4: R1 = 0.15
T = 4
Ro = 0.39

Relé 5: R1 = 0.15
T = 6
To = 0.51

Relé 6: R1 = 0.07
T = 6
Ro = 0.39

Relé 7: R1 = 0.07
T = 4
Ro = 0.39

Relé 8: R1 = 0.15

Continuación:

	$T = 4$
	$R_o = 0.39$
Relé 9:	$R_1 = 0.15$
	$T = 6$
	$R_o = 0.39$
Relé 10:	$R_1 = 0.15$
	$T = 6$
	$R_o = 0.39$
Relé 11:	$R_1 = 0.15$
	$T = 6$
	$R_o = 0.9$
Relé 12:	$R_1 = 0.07$
	$T = 6$
	$R_o = 0.39$
Relé 13:	$R_1 = 0.07$
	$T = 4$
	$R_o = 0.39$
Relé 14:	$R_1 = 0.07$
	$T = 4$
	$R_o = 0.39$
Relé 15:	$R_1 = 0.07$
	$T = 4$
	$R_o = 0.39$
Relé 16:	$R_1 = 0.07$
	$T = 4$

Continuación

Ro = 0.39

Relé 17: R1 = 0.07

T = 4

Ro = 0.39

Relé 18: R1 = 0.075

T = 4

Ro = 0.39

Relé 19: R1 = 0.15

T = 4

Ro = 0.39

Relé 20: R1 = 0.07

T = 4

Ro = 0.39

4.5.2. Relé Direccional de sobrecorriente TIPO CR

WESTINGHOUSE IL. 41.131 N

Relé A: Línea: 46 KV (58-67)

C/T : 300/5

Tap : 5

Lever: 1.0 t 0.2 seg.

Relé B: Línea: 46Kv (57-69)

C/T : 300/5

Tap : 4

Lever: 1

Continuación

Relé C: Línea: 46 KV (69-74)
C/T : 600/5
Tap: 5
Lever: 1

Relé D: Línea: 46 KV (74-81)
C/T : 300/5
Tap : 5
Lever: 1

Relé E: Línea: 45 KV (81-86)
C/T : 600/5
Tap : 4
Lever: 1

Relé F: Línea: 46 KV (86-75)
C/T : 600/5
Tap : 4
Lever: 1

Relé G: Línea: 46 KV (15-50)
C/T : 300/5
Tap : 4
Lever: 1

Relé H: Línea: 46 Kv (50-52)
C/T : 300/5
Tap : 4
Lever: 0.5

Relé I: Línea: 46 KV (52-56)
C/T : 100/5
Tap : 2
Lever: 0.5

Continuación

Relé J: Línea: 46 KV (56-58)

C/T : 600/5

Tap : 4

Lever: 0.5

t = 0.07 seg.

4.6. Algunos aspectos sobre operación y mantenimiento

4.6.1. Hilo Piloto

Operación:

El filtro de la componente de secuencia del relé HCB convierte la corriente de entrada trifásica y voltaje de salida de fase VF de una magnitud la cual es una función a justable de la corriente de secuencia positiva y cero de la fase A.

Este voltaje VF es aplicado en el primario del transformador de saturación. El voltaje de salida del transformador de saturación Vs es aplicado para la bobina del relé y el hilo piloto a través del transformador de aislamiento. El transformador de saturación y la lámpara de Neón a través del secundario sirve como límite de la energía de entrada para el hilo piloto.

Durante una falla externa, asumiendo iguales relés para dos sub estaciones, la magnitud de Vs para ambas subestaciones puede ser igual.

Durante una falla interna el voltaje Vs de polarización es inverso. Desde el Voltaje Vs no aparece todos los flujos de corriente en la bobina de restricción, ya que pasa una parte a través de la bobina de operación con un mínimo de corriente por el hilo piloto.

Mantenimiento de Rutina

Contactos: Todos los contactos serán limpiados periódicamente, Un contacto pulidor S# 182A836H01 es recomendado para estos propósitos. El uso de material abrillantador no es recomendado, debido al peligro de que se incrusten pequeñas partículas en la cara de la superficie blanda del contacto y consecuentemente se desgasta el contacto.

Unidad ISC: Cierre los contactos del relé principal y haga pasar corriente continua suficiente a través del circuito de disparo para cerrar los contactos de la Unidad ICS, este valor de corriente no deberá ser mayor que la corriente de operación para el tap particular del ICS - que irá a ser usado. La aguja indicadora deberá deslizarse libremente.

Unidad de Operación: Chequee que la aceleración mínima del relé con las bobinas de los hilos pilotos desconectados de los terminales H1 y H4 del transformador de aislación energizando con I79 (terminales 7 y 9). La corriente de operación (aceleración) deberá ser:

$$I79 \text{ (min)} = \frac{T}{5.77R1} + 5\% \text{ Amp}$$

Se recomienda pruebas adicionales con el hilo piloto bajo la (prueba del sistema completo).

4.6.2. Direccional de Sobrecorriente (operación y mantenimiento)

Operación: La operación de los relés direccionales de sobrecorriente, se limita a sus cuatro unidades

fundamentales las mismas que se indican gráficamente en el estudio del sistema recomendado de direccional de sobrecorriente; estos son:

- Unidad de sobrecorriente (Co)
 - Unidad de switch contactor indicador (ICS)
 - Unidad indicadora de disparo instantáneo (IIT)
 - Unidad direccional
- Unidad de Sobrecorriente: (CO): Este tipo de unidad de sobrecorriente opera mediante el principio de inducción. La bobina principal está colocada en el centro de una estructura en forma de "E", la misma que produce un flujo, el mismo que está dividido y retorna a través de las otras ramas exteriores de la estructura en forma de "E". Una bobina de polo sombreado actúa a través de la rama izquierda produciendo un drenaje en atraso al flujo del polo principal. El drenaje de flujo que está producido en el espacio de aire produce una fuerza para cerrar los contactos.
- Unidad de switch contactor indicador (ICS): El switch contactor indicador es un pequeño disco basculante operado con corriente directa. La armadura magnética en la cual los contactos son montados encima de un resorte en forma de pelo en el cual tiene atracción para un polo magnético cuando el circuito está energizado.

Quando el switch está cerrado los contactos móviles realizan un puente a los 2 contactos estacionarios y de esta forma se completa el circuito de disparo. También durante esta operación en los apoyos de la armadura, se realiza una deflexión del resorte localizado en la parte

frontal del switch el cual permite que la aguja se deflexione; finalmente la aguja es retrocedida a su posición inicial por medio de un alambre -- fuerte localizado en la parte inferior de la carcasa.

El resorte de frente que se encuentra sosteniendo a la aguja - produce restricción en la armadura y de esta forma controla el valor - de corriente mínima de operación del switch.

- Unidad indicadora de disparo instantáneo: La unidad indicadora de -
disparo instantáneo es un
pequeño disco basculante operado con corriente alterna. La armadura mag-
nética en la cual los contactos son montados encima de un resorte en for-
ma de pelo el cual tiene atracción para un polo magnético, cuando el -
switch está cerrado los contactos móviles realizan un puente a los dos
contactos estacionarios y de esta forma se completa el circuito de dia-
paro. También durante esta operación en los apoyos de la armadura se -
realiza una deflexión del resorte localizado en la parte frontal del -
switch el cual permite que la aguja se deflexione.

- Unidad Direccional: La unidad direccional es un tipo de cilindro de
inducción que opera con la interacción adentro
del circuito del flujo polarizante y el flujo de operación.

Mecánicamente esta unidad direccional está hecha de componentes
básicos:

- una estructura de aluminio fundido.
- un electromagneto
- Un elemento móvil
- un puente moldeado

- Todas estas montadas en una caja la cual sirve como una estructura -
montable para el polo magneto. El polo magneto es como una especie
de casa la cual termina en una chuma cera en forma de punto, está ase-
gurado a la caja por medio de una tuerca. Este perno puede ser reempla-
zado sin sacar el polo magneto de la carga. El electromagneto tiene 2
turbinas polarizantes conectadas en serie y montadas diametralmente o-
puestos uno del otro, 2 tomas para ajustes magnéticos, y dos clips de a-
juste para las formas y 2 agujas localizadas también diametralmente o -
puestas. La localización de las agujas son necesarias para poner en po-
sición correcta el ruliman de la estructura de abrazo cuando está monta-
da en la caja.

Mantenimiento de Rutina: Todos los relés deben ser chequeados e inspec-
cionados periódicamente para asegurar una ope-
ración apropiada. Generalmente una inspección visual es conveniente pa-
ra realizar muchos cambios. Una mínima sugerencia es chequear el siste-
ma de relés que sus contactos estén manualmente cerrados para asegurar
el disparo del breaker y la aguja caiga libremente. Entonces retorne -
los contactos y observe que el retorno sea suavemente y positivo.

Si un cheque adicional se requiere alguna vez, pase la corrien-
te secundaria a través del relé y cheque el tiempo de operación. Es -
preferible hacer esto para varios tiempos de corriente de operación -
(pick-up) esperada, para una aplicación particular.

Todos los contactos serán periódicamente pulidos. Un contacto
pulidor SH 182A836H01 es recomendado para estos propósitos. Para el lim-
piado de estos contactos se siguen las mismas normas de los contactos de
Hilo Piloto.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En este Capítulo se va a analizar todas las inquietudes ^{que se da,} a lo largo del desarrollo de la presente obra, Antes de mencionar ^{estas} una de ellas quisiera expresar mi mayor anhelo, es que una vez incluido este trabajo sirva el mismo como guía, para todo aquel proceso de remodelación que la Empresa Eléctrica Quito S.A. se ha propuesto realizar en su Sistema Eléctrico y que tiene programado terminar para el año 1.990 luego de pasar por varias etapas intermedias.

- En lo referente a las Subestaciones Existentes cabe señalar - que deben ser cambiadas íntegramente, y ser montadas otras nuevas; unas serán instaladas en los sitios que actualmente se tiene y otras en lugares que se están adecuando para el efecto. Una razón para que deban ser cambiadas, es que muchas de las Subestaciones no cuentan ni siquiera con el interruptor de potencia para la llegada de la energía a sus barras a través de sus líneas, tal es el caso de la Subestación Norte a la que llega directamente la energía proveniente de Cumbayá y Nayón, como se puede apreciar en el Diagrama unifilar pag. 50. Otra de las razones para hacer desaparecer las subestaciones existentes es que como se piensa cambiar el sistema de protecciones, actualmente llegan armadas toda la subestaciones con todos los instrumentos de medida y aparatos de protección montados en una sola caja a la misma que solo se tiene que realizar las conexiones adecuadas.

- Se mencionó la necesidad de proteger las líneas del Sistema

de Subtransmisión con relés tipo Hilo Piloto, el cual presenta dos alternativas las mismas que se van a analizar a continuación. Una alternativa es utilizar los servicios telefónicos de la Empresa Pública (IETEL) para la transmisión y recepción de la señal en las bobinas de los relés para el disparo del interruptor. La otra alternativa es instalar un servicio telefónico propio, el mismo que a la vez que se utilice como Hilo Piloto, sirva como comunicación y enlace entre una subestación y otra.

- Analizando las ventajas y desventajas entre una alternativa y otra, y en base a un análisis económico, se está en condiciones de dar como una recomendación cual de ellas adoptar. Como ya se indicó tomando en cuenta varios aspectos tanto positivo como negativo se ha llegado a la conclusión que es más conveniente instalar un sistema telefónico propio de la Empresa Eléctrica Quito S.A., el mismo que sea operado por personal propio de la misma Empresa. De esta manera se tendría un sistema Eléctrico confiable y a la vez se podría comunicarse fácilmente con todas las centrales, subestaciones, etc.

A N E X O

ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGA: Mediante estos estudios se trata de determinar las condiciones de operación de cada uno de los componentes del sistema, en lo que se refiere a generación, cargas, voltajes, porcentajes de carga, de cada elemento y flujos de potencia activa y reactiva en líneas y transformadores, así como la posición de taps de estos últimos.

Los estudios de flujos de carga contempla el análisis del sistema trabajando en condiciones de carga máxima, y para la configuración considerada definitiva también en condiciones de carga mínima (30% de la carga máxima).

En el presente capítulo se comprobará en buen funcionamiento del sistema, mediante el estudio de flujos de carga, para lo cual se han hecho las siguientes suposiciones:

- a.- La capacidad de generación tanto térmica como hidráulica asignada a cada central, está supeditada a que INECEL cumpla con su plan de desarrollo previsto. Por otro lado se asignaron valores nominales de generación a las centrales de la Empresa y a la diesel de Guapolo (INECEL).
- b.- El crecimiento de la carga del sistema prevee un incremento entre el 8% y el 12% anual.
- c.- Los transformadores de distribución 46/23Kv. o de 46/6.3 Kv. tie

- nen un cambiador de taps automático bajo carga.
- d.- Todos los transformadores con cambiador de cargas automático tienen un rango de variación $\pm 10\%$.
- e.- Los transformadores de 138/46 Kv. de las subestaciones, Santa Rosa, Selva Alegre y Pomasqui tienen transformadores con cambiador de carga automático.
- f.- El aporte de potencia de INECEL hacia el Sistema Quito tendrá un factor de potencia 0.9 mínimo.
- g.- Para las distintas condiciones de operación (máxima carga y mínima carga) se han tomado como límites de voltaje en las distintas barras los siguientes valores:
- Voltaje mínimo: 0.95 p.u.
- Voltaje máximo: 1.05 p.u.
- h.- Los transformadores podrán sobrecargarse hasta el 200% durante poco tiempo, se puede decir en la hora pico de carga del sistema.
- i.- Se ha tomado como barra oscilante del sistema a la barra de 138 Kv. de Santa Rosa, y se calcula que INECEL estará en capacidad de entregar por esta barra alrededor de 220MW.
- j.- Por limitaciones del programa, empleado solo se puede representar en cada caso 10 transformadores con cambiador de taps automático bajo carga, en ciertos pasos se representó algunos transformadores con taps puesto en una posición fija.

El estudio de flujos de carga se realizó con un programa que tiene la -
Empresa Eléctrica Quito para la realización de dicho programa se hizo las
siguientes consideraciones:

Barra Oscilante.- Se escogió como barra oscilante a la barra número 152
de la subestación Santa Rosa, a la misma que se le fijó el voltaje en m \acute{o} -
dulo y ángulo y se desconocen las potencias activas y reactivas inyecta -
das en la barra. En los cuadros de datos se le asigna con el número 2
(TIPO).

Barra de Voltaje Controlado: En dichas barras se conocen la potencia ac -
tiva y el módulo de voltaje y se tienen como incógnitas, la potencia re -
activa y el ángulo de fase del voltaje.

Dichas barras son: 100-244-239-238-337-236-234-207-206-203-202-201-154-
35-15-12-11-9-8-7-5-2-1. Dentro de los cuadros de datos se le ha asigna -
do con el número 1.

Barra de carga: En estas barras se especifica la potencia activa y reac -
tiva y se desconocen el valor del módulo de voltaje y el ángulo. Todas
las demás barras son de este tipo y se les ha designado con el 0 dentro
de los cuadros de características de las barras.

Los cálculos de las impedancias de las líneas y transformadores están es -
pecificados en el estudio de cortocircuitos que están dentro del capítu -
lo III (pág. 25) de esta obra. Para mínima carga se adoptó el siguiente
criterio:

30% de la carga máxima para carga activa.

40% de la carga máxima para carga reactiva.

LINE	F	Q	R(PT)	X(PCI)	KVAC	R (PU)	X (EU)	HC42	G	B	MVA RATING	TAP RATIO	TAP-LIMITS
88	310	1-52	4-71	15-38	0-0152	0-0471	0-0001	6-2052	19-2288	47			
15	93	1-10	3-41	1-567	0-0116	0-0341	0-0001	5-5092	26-5616	37			
15	90	1-44	2-73	1-779	0-0142	0-0273	0-0001	15-1197	29-2549	37			
15	90	3-42	15-21	10-02	0-0302	0-1251	0-0005	2-1271	1-5342	106			
94	94	6-91	15-80	15-80	0-0691	0-2463	0-0005	1-0386	3-7392	53			
91	91	5-07	28-02	115-66	0-0507	0-2302	0-0002	0-8680	3-1876	32			
16	91	32-90	48-56	29-48	0-3285	0-4866	0-0010	0-9529	1-4104	24			
16	91	2-36	2-36	1-69	0-0236	0-0830	0-0002	3-1006	11-1090	23			
4	15	5-91	15-80	15-80	0-0391	0-1461	0-0003	9-4552	31-7172	53			
140	301	3-65	12-15	44-09	0-0477	0-1718	0-0003	1-75004	5-4941	53			
201	301	0-0	55-63	0-0	0-0205	0-0585	0-0002	7-0595	13-3651	37	1-100		
202	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8793	0-0	0-0	1-4999	20	1-030		
203	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8793	0-0	0-0	1-1412	10	1-050		
207	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	13	1-075		
208	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
209	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
210	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
211	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
212	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
213	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
214	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
215	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
216	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
217	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
218	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
219	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
220	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
221	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
222	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
223	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
224	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
225	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
226	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
227	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
228	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
229	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
230	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
231	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
232	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
233	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
234	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
235	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
236	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
237	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
238	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
239	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		
241	301	0-0	57-23	0-0	0-0	0-8400	0-0	0-0	1-1502	20	1-075		



LINE OVERLOAD SUMMARY

FACM	TG	PCT CAP	FACM	TG	PCT CAP	FACM	TG	PCT CAP
58-SEL-ALEG 153-SALEG138	109.3		58-SEL-ALEG 153-SALEG138	109.3		88-S/10S-46 234-S/E10S-6	100.2	
94-S/SROS46	95-S/SROS23	101.1	153-SALEG138	58-SEL-ALEG 115.2		153-SALEG136	56-SEL-ALEG 115.2	

REPORT OF LOAD-FLCw CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 46. SWING BUS = 152.

BUS - DATA								LINE - DATA									
BUS	AR	NAME	VCLTS	ANGLE	MW	MVAR	LCAD	MW	MVAR	CAP/REAC	TG	NAME	AR	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
1	1	C/PASOCH	1.034	-2.6	3.5	2.4H	0.0	0.0				2-S/FASOCP	1	3.50	2.40	70.8	1.000
2	1	S/PASOCH	1.008	-4.8	0.0	0.0	0.0	0.0				1-C/PASOCP	1	3.50	-2.20	69.0	
												91-S/SRAF46	1	3.51	2.20	17.2	
3	1	C/GUAN-H	1.037	-1.7	5.2	6.9H	0.0	0.0				4-S/GUAN-H	1	9.21	6.90	88.5	1.000
4	1	S/GUAN-H	0.996	-4.5	0.0	0.0	0.0	0.0				3-C/GUAN-H	1	9.21	-6.11	85.0	
												15-C/SUR	1	15.81	8.18	33.6	
												16-S/GUAN-G	1	6.42	-2.17	12.8	
5	1	C/GUAN-G	1.018	-2.5	34.5	21.5H	0.0	0.0				18-S/GUAN-G	1	24.55	21.49	38.4	1.000
6	1	S/GUAN-D	0.996	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0				7-C/GUAN-D	1	-28.99	-17.52	76.4	
												89-VICEN13P	1	26.06	17.45	19.6	
7	1	C/GUAN-D	1.033	2.7	26.0	19.5H	0.0	0.0				6-S/GUAN-D	1	25.99	19.50	81.2	1.000
8	1	C/CUMBAY	1.008	-2.0	20.0	9.7H	0.0	0.0				12-S/CUMEAY	1	20.02	9.68	88.9	1.000
9	1	C/CUMBAY	1.008	-2.0	20.0	9.7H	0.0	0.0				10-S/CUMBAY	1	20.02	9.68	88.9	1.000
10	1	S/CUMBAY	0.979	-5.7	0.0	0.0	0.0	0.0				8-C/CUMEAY	1	-20.02	-8.12	86.4	
												9-C/CUMBAY	1	-20.02	-8.12	86.4	
												13-S/NAYCNH	1	-27.99	-11.46	57.1	
												81-NORTE-46	1	25.53	11.80	26.5	
												81-NORTE-46	1	26.14	11.85	27.1	
												99-S/ECUMEA	1	16.50	3.59	45.6	
11	1	C/NAYONH	1.016	-1.9	15.0	7.7H	0.0	0.0				13-S/NAYCNH	1	15.02	7.68	99.2	1.000
12	1	C/NAYCNH	1.016	-1.9	15.0	7.7H	0.0	0.0				13-S/NAYCNH	1	15.02	7.68	99.2	1.000
13	1	S/NAYONH	0.991	-4.9	0.0	0.0	0.0	0.0				10-S/CUMEAY	1	28.14	11.98	57.7	
												11-C/NAYCNH	1	-15.02	-6.71	96.7	
												12-C/NAYCNH	1	-15.02	-6.71	96.7	
15	1	C/SUR	0.978	-6.1	20.0	12.4H	0.0	0.0				72-S/GUAY-1	1	1.83	1.52	4.5	
												4-S/GUAN-H	1	-15.65	-7.77	33.0	
												16-S/GUAN-G	1	-14.43	-6.83	30.1	
												50-EPICL-46	1	10.86	3.26	10.7	
												86-VICEN-46	1	-19.88	-12.83	44.6	
												90-MCNJAS46	1	13.23	8.06	42.1	
												93-S/E4S-46	1	26.00	15.89	82.3	
												310-D/6/18	1	20.27	12.23	50.4	

REPORT OF LOAD-FLC₃ CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 46, SWING ELS = 152.

BUS - DATA										LINE - DATA						
BUS	AR	NAME	VCLTS	ANGLE	GENERATION MW	MVAR	LOAD MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	AR	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
16	1	S/GUAN-G	0.997	-4.9	0.0	0.0	0.0	0.0								
										4-S/GUAN-h	1	6.42	2.17	12.8		
										5-C/GLAN-G	1	-34.55	-19.89	37.6		
										1E-C/SUN	1	14.56	7.22	30.7		
										91-S/SRAF46	1	13.43	10.55	32.2		
50	1	EPICL-46	0.970	-6.8	0.0	0.0	0.0	0.0								
										15-C/SUN	1	-10.81	-3.19	10.6		
										51-CHILL-46	1	12.11	5.69	36.2		
										S2-S/E3E-46	1	13.41	0.02	25.3		
										94-S/SROS46	1	-19.23	-4.58	37.3		
										94-S/SROS46	1	-19.23	-4.58	37.3		
										240-S/EPIC23	1	9.40	3.28	49.6		
										241-S/EPIC23	1	14.40	3.29	73.9		
51	1	CHILL-46	0.959	-7.4	0.0	0.0	0.0	0.0								
										50-EPICL-46	1	-12.02	-5.55	35.8		
										201-CHILLQ23	1	-12.00	5.57	66.2		
52	1	S/E3E-46	0.967	-7.5	0.0	0.0	0.0	0.0								
										50-EPICL-46	1	-13.37	0.10	25.2		
										56-S/E7E-46	1	-0.83	-1.75	3.7		
										202-S/E3SA-6	1	7.10	0.82	71.5		
										202-S/E3SA-6	1	7.10	0.82	71.5		
56	1	S/E7E-46	0.970	-7.5	0.0	0.0	0.0	0.0								
										52-S/E3E-46	1	0.84	1.71	3.6		
										56-S/L-ALEG	1	-22.04	-8.12	44.3		
										206-S/E7E-6	1	10.60	3.19	85.2		
										207-S/E7E-6	1	10.60	3.19	85.2		
58	1	SEL-ALEG	0.986	-6.1	0.0	0.0	0.0	0.0	8.75							
										56-S/E7E-46	1	22.22	6.73	45.0		
										59-S/9SA-46	1	1.91	6.43	12.7		
										61-S/11SA46	1	24.13	14.76	53.4		
										67-S/17SA46	1	13.82	7.64	30.0		
										153-S/ALEG13E	1	-42.43	-20.22	109.3	1.050	
										153-S/ALEG13E	1	-42.43	-20.22	109.3	1.050	
										304-D/13/15	1	23.08	10.52	48.1		
59	1	S/9SA-46	0.984	-6.1	0.0	0.0	0.0	0.0								
										58-SEL-ALEG	1	-1.90	-6.43	12.7		
										66-VICEN-46	1	-21.51	-7.51	43.0		
										208-S/E3SA-6	1	11.70	6.98	68.1		
										209-S/E3SA-6	1	11.70	6.98	68.1		
61	1	S/11SA46	0.978	-6.6	0.0	0.0	0.0	0.0								
										58-SEL-ALEG	1	-24.04	-14.47	52.9		
										210-S/11SA-6	1	12.00	7.27	70.2		
										211-S/E11V-6	1	12.00	7.27	70.2		
63	1	S/13SA46	0.983	-6.4	0.0	0.0	0.0	0.0								
										212-S/13SA-6	1	9.00	2.13	71.2		
										304-D/13/15	1	-8.82	-2.47	24.7		

VE 25/07/78



REPORT OF LOAD-FLUX CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 46, SWING BUS = 152.

BUS - DATA										LINE - DATA						
BUS AR	NAME	VCLTS	ANGLE	M#	GENERATION	MVAR	LOAD	MVAR	CAP/BLAC	TL	NAME	AR	M#	MVAR	PCT CAP	TAP
64	1	S/13N-46	C.963	-7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	81-NORTE-46	1	-8.96	-2.14	17.4		
65	1	S/15SA46	C.977	-6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	213-S/E13N-E	1	9.00	2.05	71.0		
67	1	S/17SA46	C.971	-7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	214-S/E15N-E	1	13.90	8.55	81.6		
										304-D/13/15	1	-13.85	-8.65	44.1		
69	1	S/19SA46	C.974	-6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	58-SEL-ALEC	1	-13.72	-7.55	29.6		
										65-S/19SA46	1	-10.67	-0.71	20.2		
										216-S/17SA-E	1	12.20	4.11	64.4		
										217-S/17SA-E	1	12.20	4.11	64.4		
71	1	POMASQUI	1.003	-3.6	0.0	0.0	0.0	0.0	6.93	67-S/17SA46	1	10.70	0.79	20.2		
										74-S/18F-46	1	-28.29	-5.01	54.2		
										218-S/19SA-E	1	17.60	4.18	90.5		
73	1	S/GUAY-I	C.986	-5.1	C.C	0.0	0.0	0.0	0.0	73-S/GUAY-I	1	11.28	3.52	22.3		
										74-S/18F-46	1	26.52	8.74	56.3		
										74-S/18F-46	1	26.52	8.74	56.3		
										154-SNIFOMAS	1	-41.63	-13.40	54.7	1.025	
										154-SNIFOMAS	1	-41.63	-13.40	54.7	1.025	
										220-POPAS-23	1	15.00	11.70	95.1		
74	1	S/18F-46	C.984	-5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13-S/NAYCNF	1	-1.83	-1.55	4.6		
										71-POMASQUI	1	-11.15	-3.27	22.0		
										244-GLAYL I23	1	13.00	4.87	65.4		
77	1	S/16N-46	C.962	-6.5	C.C	0.0	0.0	0.0	0.0	65-S/19SA46	1	28.47	5.61	54.7		
										71-POMASQUI	1	-28.24	-7.78	55.3		
										71-POMASQUI	1	-28.24	-7.78	55.3		
										61-NORTE-46	1	14.08	6.00	28.9		
										223-S/18F-23	1	13.90	3.51	72.2		
78	1	S/16N-46	C.962	-6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	81-NORTE-46	1	-12.45	-4.47	28.1		
										225-S/E16N-E	1	12.51	4.34	66.2		
79	1	S/CLII46	C.963	-6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	81-NORTE-46	1	-12.45	-4.47	28.1		
										226-S/E16N-E	1	12.51	4.34	66.2		
80	1	S/CLIN46	C.963	-6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	81-NORTE-46	1	-13.01	-6.24	25.0		
										227-S/CLII-6	1	13.11	7.95	76.7		
81	1	NORTE-46	C.967	-6.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	81-NORTE-46	1	-13.01	-6.23	29.0		
										228-S/CLIN-E	1	13.11	7.99	76.7		
										10-S/CLMAY	1	-25.37	-11.35	26.2		

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 46, SWING ELS = 152.

BUS - DATA										LINE - DATA									
BUS	AR	NAME	VCLTS	ANGLE	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	TU	BUS	NAME	AR	MW	MVAR	PCT	CAP	TAP	
											10-S/CUMBEAY	1		-25.98	-11.41	26.8			
											64-S/13N-46	1		8.98	2.15	17.4			
											74-S/18P-46	1		-13.97	-5.72	28.5			
											77-S/16N-46	1		12.48	4.56	28.3			
											78-S/16N-46	1		12.48	4.56	28.3			
											79-S/CL1146	1		13.03	8.30	25.1			
											80-S/CL1N46	1		13.03	8.30	25.1			
											82-S/14N-46	1		13.38	8.26	33.6			
											83-S/14V-46	1		13.38	8.26	33.6			
											86-VICEN-46	1		-21.73	-15.43	50.3			
82	1	S/14N-46	0.959	-7.0	0.0	0.0	0.0	0.0			81-NGATE-46	1		-13.33	-8.10	33.2			
											229-S/E14N-6	1		13.30	8.16	78.0			
83	1	S/14V-46	0.959	-7.0	0.0	0.0	0.0	0.0			81-NGATE-46	1		-13.33	-8.10	33.2			
											230-S/E14V-6	1		13.30	8.16	78.0			
84	1	S/12N-46	0.992	-5.4	0.0	0.0	0.0	0.0			86-VICEN-46	1		-11.86	-7.43	29.8			
											231-S/E12N-6	1		12.00	7.23	70.1			
85	1	S/12V-46	0.992	-5.4	0.0	0.0	0.0	0.0			86-VICEN-46	1		-11.86	-7.43	29.8			
											232-S/E12V-6	1		12.00	7.23	70.1			
86	1	VICEN-46	0.994	-5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	11.85		15-C/SUR	1		20.61	13.28	45.3			
											59-S/9SA-46	1		21.62	7.87	43.4			
											81-NGATE-46	1		21.59	16.29	51.6			
											84-S/12N-46	1		11.87	7.46	29.8			
											85-S/12V-46	1		11.87	7.46	29.8			
											87-S/10V-46	1		20.05	13.08	50.9			
											89-VICEN138	1		-53.81	-26.70	75.1	1.050		
											89-VICEN138	1		-53.81	-26.70	75.1	1.050		
87	1	S/10V-46	0.988	-5.6	0.0	0.0	0.0	0.0			86-VICEN-46	1		-20.00	-12.94	50.7			
											97-S/E8S-46	1		11.36	7.87	29.4			
88	1	S/10S-46	0.969	-6.6	0.0	0.0	0.0	0.0			233-S/E10V-6	1		8.60	5.10	100.0			
											234-S/E10S-6	1		8.60	5.14	100.2			
89	1	VICEN138	0.992	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0			310-D/E/18	1		-8.81	-5.15	21.2			
											6-S/CLAN-6	1		-26.01	-17.72	16.7			
											86-VICEN-46	1		53.81	32.65	78.7			
											86-VICEN-46	1		53.81	32.65	78.7			
											152-SHCSA138	1		-18.80	-11.16	15.5			
											152-SHCSA138	1		-18.80	-11.16	15.5			
											154-SNIPUMAS	1		-44.05	-25.27	18.0			

REPORT OF LCAD-FLCw CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 46, SWING BUS = 152.

B U S - D A T A								L I N E - D A T A									
BUS	AR	NAME	VCLIS	ANGLE	GENERATION		LOAD		CAP/REAC		TO	NAME	AR	MW	MVAR	PCT	
					MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	MVAR						CAP	TAP
90	1	MONJAS46	C.974	-6.3	0.0	0.0	0.0	0.0			15-C/SLN	1	-13.30	-8.01	41.9		
											237-S/EMONJA	1	13.20	8.08	77.4		
91	1	S/SFAF46	C.985	-5.4	0.0	0.0	0.0	0.0			2-S/PASGCch	1	-3.45	-2.32	17.3		
											16-S/GUAN-6	1	-13.36	-10.34	31.9		
											94-S/SRUS46	1	-7.32	-1.74	14.2		
											242-S/SRAF23	1	24.11	14.41	70.2		
92	1	S/E65-46	C.969	-6.6	0.0	0.0	0.0	0.0			236-S/E65-6	1	11.51	6.67	67.0		
											310-D/E/18	1	-11.39	-6.94	28.4		
93	1	S/E45-46	C.970	-6.5	0.0	0.0	0.0	0.0			15-C/SUH	1	-25.69	-15.57	81.7		
											238-S/E43-6	1	12.90	7.81	75.4		
											239-S/E43-6	1	12.60	7.81	75.4		
94	1	S/SRCS46	C.997	-4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	5.56		50-EP1CL-46	1	19.51	5.52	38.1		
											50-EP1CF-46	1	19.51	5.52	38.3		
											91-S/SRAF46	1	7.37	1.80	14.3		
											95-S/SRCS23	1	24.60	20.94	101.1		
											96-MACFA-46	1	15.28	5.04	30.4		
											152-S/MCEA138	1	-48.15	-16.43	63.6	1.025	
											152-S/MCEA138	1	-48.15	-16.43	63.6	1.025	
95	1	S/SFCS23	1.004	-11.3	0.0	0.0	34.60	21.50	6.05		94-S/SRCS46	1	-24.60	-15.45	94.7	1.075	
96	1	MACHA-46	C.974	-6.2	0.0	0.0	9.70	6.00			94-S/SRCS46	1	-15.10	-4.48	25.7		
											243-S/MACH23	1	5.40	-1.51	70.1		
97	1	S/E65-46	C.981	-5.5	0.0	0.0	0.0	0.0			87-S/10V-46	1	-11.32	-7.77	29.2		
											235-S/E2V-6	1	11.30	7.80	68.7		
99	1	S/ECLMBA	C.973	-6.2	0.0	0.0	0.0	0.0			10-S/CUMBAY	1	-16.42	-3.46	45.4		
											245-S/ECLMBA	1	16.40	3.54	83.4		
100	1	C/INTERN	C.984	-8.2	5.0	3.8H	0.0	0.0			300-S/INTERN	1	5.01	3.60	48.2		
152	1	SMUSA138	1.000	0.0	166.9	79.2	0.0	0.0			85-VICEN138	1	12.67	10.15	15.2		
											89-VICEN138	1	12.67	10.15	15.2		
											94-S/SRCS46	1	48.15	20.47	65.4		
											94-S/SRCS46	1	48.15	20.47	65.4		
											152-SALEG138	1	32.80	17.90	13.3		
153	1	SALEG138	C.990	-6.5	0.0	0.0	0.0	0.0			58-SFL-ALEG	1	42.43	25.61	115.2		
											58-SFL-ALEG	1	42.43	25.61	115.2		
											152-SMUSA138	1	-32.65	-20.65	13.7		

REPORT OF LOAD-FLCw CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 46. SWING ELS = 152.

BUS - DATA										LINE - DATA						
BUS	AR	NAME	VCLTS	ANGLE	GENERATION MW	MVAR	LOAD MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TC BUS	NAME	AR	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
154	1	SNIFCMAS	1.000	0.0	180.0	85.5H	0.0	0.0		154-SNIFCMAS	1	-52.1E	-30.60	21.5		
										71-PCMASGUI	1	41.63	16.35	55.9		
										71-PCMASGUI	1	41.63	16.35	55.9		
										89-VICEN13E	1	44.23	23.60	17.6		
										1E3-SALLEG13B	1	52.42	29.27	21.3		
201	1	CHILL023	1.017	-12.5	0.0	0.0L	12.30	7.40	3.10	51-CHILL-4E	1	-12.00	-4.30	63.7	1.100	
202	1	S/E35A-6	1.010	-11.3	0.0	0.0L	7.10	3.40	3.06	E2-S/E3E-4E	1	-7.10	-0.34	71.1	1.050	
203	1	S/E35A-6	1.010	-11.3	0.0	0.0L	7.10	3.40	3.06	E2-S/E3E-4E	1	-7.10	-0.34	71.1	1.050	
206	1	S/E7E-6	1.017	-13.0	0.0	0.0L	10.60	5.20	3.11	S6-S/E7E-4E	1	-10.60	-2.09	83.1	1.075	
207	1	S/E7E-6	1.017	-13.0	0.0	0.0L	10.60	5.20	3.11	S6-S/E7E-4E	1	-10.60	-2.09	83.1	1.075	
208	1	S/E95A-6	0.987	-11.0	0.0	0.0	11.70	5.70		S5-S/95A-4E	1	-11.70	-5.70	65.1	1.050	
209	1	S/E95A-6	0.987	-11.0	0.0	0.0	11.70	5.70		S5-S/95A-4E	1	-11.70	-5.70	65.1	1.050	
210	1	S/115A-6	0.975	-11.6	0.0	0.0	12.00	5.90		61-S/115A4E	1	-12.00	-5.50	66.5	1.050	
211	1	S/E11V-6	0.975	-11.6	0.0	0.0	12.00	5.90		61-S/115A4E	1	-12.00	-5.50	66.5	1.050	
212	1	S/135A-6	1.001	-11.0	0.0	0.0	9.00	4.40	3.01	63-S/135A4E	1	-9.00	-1.39	70.1	1.035	
213	1	S/E13N-6	1.020	-11.7	0.0	0.0	9.00	4.40	3.12	64-S/13N-4E	1	-9.00	-1.28	70.0	1.075	
214	1	S/E15N-6	1.016	-12.5	0.0	0.0	13.90	6.70		65-S/15SA4E	1	-13.90	-6.69	77.2	1.100	
216	1	S/175A-6	0.993	-12.1	0.0	0.0	12.20	5.90	2.96	67-S/175A4E	1	-12.20	-2.94	62.6	1.050	
217	1	S/175A-6	0.993	-12.1	0.0	0.0	12.20	5.90	2.96	67-S/175A4E	1	-12.20	-2.94	62.6	1.050	
218	1	S/155A-6	1.001	-13.7	0.0	0.0	17.60	10.90	9.02	65-S/15SA4E	1	-17.60	-1.86	88.5	1.050	
220	1	PCMAS-23	0.977	-9.7	0.0	0.0	15.00	9.30		71-PCMASGUI	1	-15.00	-9.30	88.2	1.050	
223	1	S/12P-23	1.010	-10.9	0.0	0.0	13.90	8.60	6.12	74-S/12P-4E	1	-13.90	-2.47	70.6	1.050	
225	1	S/E16N-6	1.003	-12.3	0.0	0.0	12.50	6.10	3.02	77-S/16N-4E	1	-12.51	-3.07	64.4	1.072R	
226	1	S/E16N-6	1.003	-12.3	0.0	0.0	12.50	6.10	3.02	77-S/16N-4E	1	-12.51	-3.07	64.4	1.072R	
227	1	S/CL11-6	1.000	-12.4	0.0	0.0	13.10	6.30		79-S/CL114E	1	-13.11	-6.29	72.7	1.056R	

REPORT OF LOAD-FLUX CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 46, SWING BUS = 152.

BUS DATA										LINE DATA						
BUS	AR	NAME	VCLTS	ANGLE	GENERATION	MVAR	LOAD	MVAR	CAP/REAC	TO	NAME	AR	MW	MVAR	PCT	TAP
					MW				MVAR	BUS					CAP	
228	1	S/CLIN-E	1.000	-12.4	0.0	0.0	13.10	6.30		80-S/CLIN4E	1		-13.11	-6.29	72.7	1.09ER
229	1	S/E14N-6	0.957	-12.9	0.0	0.0	13.30	6.40		82-S/E14N-4E	1		-13.30	-6.39	73.8	1.10CH
230	1	S/E14V-6	0.957	-12.9	0.0	0.0	13.30	6.40		84-S/14V-4E	1		-13.30	-6.39	73.8	1.10CH
231	1	S/E12N-6	1.002	-10.3	0.0	0.0	12.00	5.90		84-S/12N-4E	1		-12.00	-5.90	66.9	1.06ER
232	1	S/E12V-6	1.002	-10.3	0.0	0.0	12.00	5.90		85-S/12V-4E	1		-12.00	-5.90	66.9	1.06ER
233	1	S/E10V-6	1.017	-10.2	0.0	0.0	8.60	4.20		87-S/10V-4E	1		-8.60	-4.20	95.7	1.07E
234	1	S/E10S-6	1.002	-11.4	0.0	0.0L	8.60	4.20		88-S/10S-4E	1		-8.60	-4.20	95.7	1.06ER
235	1	S/E8V-6	1.001	-10.6	0.0	0.0	11.30	6.50		87-S/E8S-4E	1		-11.30	-6.50	65.2	1.07E
236	1	S/E6S-6	1.002	-11.8	0.0	0.0L	11.50	5.60		92-S/E6S-4E	1		-11.51	-5.60	64.0	1.06ER
237	1	S/EMCNJA	0.969	-11.9	0.0	0.0L	13.20	6.40		90-MQNJAS4E	1		-13.20	-6.40	73.4	1.050
238	1	S/E4S-6	0.984	-12.1	0.0	0.0L	12.90	6.20		93-S/E4S-4E	1		-12.90	-6.20	71.6	1.075
239	1	S/E4S-6	0.989	-12.1	0.0	0.0L	12.90	6.20		93-S/E4S-4E	1		-12.90	-6.20	71.6	1.075
240	1	S/EPIC23	0.974	-10.7	0.0	0.0	14.40	8.90	2.84	50-EPICL-4E	1		-9.40	-2.86	48.7	1.025
										300-S/INTERN	1		-4.54	-3.23	16.4	
241	1	S/EPIC23	0.977	-12.8	0.0	0.0	14.40	8.90	7.15	50-EPICL-4E	1		-14.40	-1.75	72.5	1.025
242	1	S/SRAF2J	0.978	-10.3	0.0	0.0	24.10	11.70		51-S/SRAF4E	1		-24.11	-11.70	67.0	1.040
243	1	S/MACH23	0.988	-9.0	0.0	0.0	5.40	2.60	4.40	50-MACHA-4E	1		-5.40	1.00	71.2	1.000
244	1	GLAYLI23	1.005	-10.3	0.0	0.0L	13.00	8.10	4.55	73-S/QUAY-1	1		-13.00	-3.55	67.4	1.050
245	1	S/ECUMBA	0.979	-12.9	0.0	0.0	16.40	10.20	8.63	99-S/ECUMEA	1		-16.40	-1.50	82.4	1.025
300	1	S/INTERN	0.977	-10.6	0.0	0.0	0.0	0.0		100-C/INTERN	1		-5.01	-3.47	46.9	1.025
										240-S/EPIC23	1		4.95	3.51	16.4	
304	1	D/13/15	0.983	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0		58-SEL-ALEG	1		-23.02	-10.22	48.0	
										63-S/135A4E	1		8.82	2.48	24.2	
										65-S/155A4E	1		13.89	8.27	44.4	
310	1	D/6/16	0.973	-6.4	0.0	0.0	0.0	0.0		15-C/SUR	1		-20.22	-12.05	50.1	

REPORT OF LOAD-FLUX CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 46, SWING BUS = 152.

BUS DATA										LINE DATA						
BUS	AR	NAME	VCLTS	ANGLE	GENERATION	MVAR	LOAD	MVAR	CAP/REAC	TO	NAME	AR	MW	MVAR	PCT	TAP
					MW				MVAR	BUS					CAP	
										88-S/10S-4E	1		8.82	5.22	21.3	
										92-S/E6S-4E	1		11.41	6.99	28.2	

END OF REPORT FOR THIS CASE

CHANGES TO LINE AND TRANSFORMER DATA IN CORE FOR CASE WITH TITLE AS FOLLOWS-

PAGE 20
DATE 07/07/78

EMPRESA ELECTRICA QUITO, DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION, #111-FC93-07047H*
ESTUDIOS DE CONFIGURACION DEL SISTEMA QUITO, AÑO 1990, **ALTERNATIVA 1 MODIF.**
- CONTINGENCIA 31 - MINIMA CARGA

CHANGE TYPE	FROM BUS	TO BUS	CK	P/C R	P/C X	LINE CHARGING	LINE RATING	--TRANSFORMER TAP SETTINGS--		
								INITIAL	MINIMUM	MAXIMUM
1	240	300	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	300	100	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	201	51	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	202	52	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	203	52	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	206	56	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	207	56	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	208	59	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	209	59	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	210	61	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	211	61	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	212	63	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	213	64	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	214	65	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	216	67	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	217	67	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	218	69	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	220	71	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	222	74	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	223	74	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	233	87	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	235	97	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	237	99	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	238	99	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	235	99	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	241	50	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	240	50	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	242	51	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	244	73	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	245	99	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1	55	56	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
0	208	59	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	209	59	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	210	61	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	211	61	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	212	63	0	0.0	66.67	0.0	30.0	1.000	0.0	
0	213	64	0	0.0	44.00	0.0	13.0	1.000	0.0	
0	214	65	0	0.0	44.00	0.0	13.0	1.000	0.0	
0	216	67	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	217	67	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	218	69	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	220	71	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	223	74	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	233	87	0	0.0	47.63	0.0	19.0	1.000	0.0	
0	235	97	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	237	99	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	

40371

CHANGES TO LINE AND TRANSFORMER DATA IN CORE FOR CASE WITH TITLE AS FOLLOWS-

PAGE 21
DATE 07/07/78

EMPRESA ELECTRICA QUITO, DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION, #133-FC90-07047H*
ESTUDIOS DE CONFIGURACION DEL SISTEMA QUITO, AÑO 1990, **ALTERNATIVA 1 MODIF.**
- CONTINGENCIA 31 - MINIMA CARGA

CHANGE TYPE	FROM BUS	TO BUS	CK	P/C R	P/C X	LINE CHARGING	LINE RATING	--TRANSFORMER TAP SETTINGS--		
								INITIAL	MINIMUM	MAXIMUM
0	238	53	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	239	53	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	241	50	0	0.0	66.67	0.0	30.0	1.000	0.0	
0	240	50	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	242	51	0	0.0	33.34	0.0	40.0	1.000	0.0	
0	244	73	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	245	99	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.000	0.0	
0	55	56	0	0.0	33.33	0.0	40.0	1.000	0.0	
0	201	51	0	0.0	66.67	0.0	20.0	1.010	0.0	
0	202	52	0	0.0	87.63	0.0	10.0	1.000	0.0	
0	203	52	0	0.0	87.63	0.0	10.0	1.000	0.0	
0	206	56	0	0.0	84.00	0.0	13.0	1.000	0.0	
0	207	56	0	0.0	84.00	0.0	13.0	1.000	0.0	
0	559	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO, DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION, *133-FC90-070478*
ESTUDIOS DE CONFIGURACION DEL SISTEMA QUITO, AÑO 1990, **ALTERNATIVA 1 MCDIF.**
- CONTINGENCIA 31 - MINIMA CARGA

CHANGE TYPE	AREA	BUS NO.	NAME	REG. CODE	P.U. VOLTS	ANGLE	BUS LOAD		BUS GENERATION				MVARs TO GROUND	
							MW	MVAR	MW	MVAR	MIN	MAX	MVAR	REACT.
4	0	1	C/PASOCH	1	1.020	0.0	0.0	0.0	3.00	1.00	0.0	1.00	0.0	0.0
4	0	3	C/GUAN-H	1	1.020	0.0	0.0	0.0	4.20	3.00	0.0	3.00	0.0	0.0
4	0	5	C/GUAN-G	1	1.010	0.0	0.0	0.0	34.50	12.00	0.0	12.00	0.0	0.0
4	0	7	C/GUAN-D	1	1.010	0.0	0.0	0.0	26.00	9.00	0.0	9.00	0.0	0.0
4	0	8	C/CUMBAY	1	1.010	0.0	0.0	0.0	10.00	3.50	0.0	3.50	0.0	0.0
4	0	9	C/CUMBAY	1	1.010	0.0	0.0	0.0	10.00	3.50	0.0	3.50	0.0	0.0
4	0	11	C/MAYCNH	1	1.010	0.0	0.0	0.0	7.50	2.50	0.0	2.50	0.0	0.0
4	0	12	C/MAYCNH	1	1.010	0.0	0.0	0.0	7.50	2.50	0.0	2.50	0.0	0.0
4	0	15	C/SUR	1	1.015	0.0	0.0	0.0	15.00	5.00	0.0	5.00	0.0	0.0
4	0	107	C/INTERA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0	303	S/INTERA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0	154	S/INTERA	0	1.020	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0	28	SFL-ALEG	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0	71	POMASQU1	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0	66	VICEN-46	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0	54	S/SH054E	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0	212	S/135A-E	0	1.000	0.0	0.0	4.40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0	241	S/EPIC23	0	1.000	0.0	14.40	8.90	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0	245	S/ECUMBA	0	1.000	0.0	16.40	10.20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0	0	0	0	0.000	0.0	50.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	0	0	949	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

END OF BUS DATA CHANGES

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO, DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION, *133-FC90-070478*
ESTUDIOS DE CONFIGURACION DEL SISTEMA QUITO, AÑO 1990, **ALTERNATIVA 1 MCDIF.**
- CONTINGENCIA 31 - MINIMA CARGA

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL			MISCELLANEOUS CONSTANTS			
	MAX	MIN		MW	MVAR		
TRANSMISSION LINES	56	1100	TOTAL LOAD	204.160	135.250	ACTUAL ITERATIONS	49
TRANSFORMERS - FIXED	46	150	TOTAL LOSSES	1.152	20.723	MAXIMUM ITERATIONS	100
- LTC	10	10	LINE CHARGING		-12.184	TOLERANCE - REAL	0.100E-03
TOTAL LINES	111	1100	FIXED CAP/REAC		-79.324	- IMAG	0.100E-03
ACTIVE BUSES - MIN REG	74	550	SYSTEM MISMATCH	-0.667	-1.799	ACC FACT. - REAL	1.6 0.8
- GENERATOR	21	150				- IMAG	1.7 0.0
TOTAL BUSES	95	550	TOTAL GENERATION	204.445	62.667	LTC START	25
						SKIP	25
						END	150
CAPACITORS OR REACTORS	21	70				ACC FACT	1.2

SUMMARY OF MISMATCH -- LINE 1 = MW, LINE 2 = MVAR

BUS	--0	--1	--2	--3	--4	--5	--6	--7	--8	--9
0-		0.000 -0.003	-0.003 -0.003	0.003 -0.004	-0.044 -0.135	0.009 -0.048	-0.005 -0.068	-0.001 0.005	-0.003 -0.021	-0.013 -0.021
1-	-0.137 -0.240	-0.006 -0.014	-0.006 -0.014	0.015 0.023	0.0 0.0	-0.261 -0.605	0.010 0.073	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
2-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
3-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-0.0 0.0
4-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
5-	-0.055 -0.115	-0.015 0.022	-0.014 -0.031	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-0.016 -0.146	0.0 0.0	-0.031 -0.712	0.027 0.021
6-	0.0 0.0	0.042 -0.082	0.0 0.0	-0.045 -0.504	-0.023 -0.063	-0.063 -0.143	0.0 0.0	-0.010 -0.041	0.0 0.0	-0.017 -0.023
7-	0.0 0.0	-0.034 -0.109	0.0 0.0	0.009 0.011	0.024 0.036	0.0 0.0	0.0 0.0	-0.035 -0.083	-0.035 -0.083	-0.067 -0.159
8-	-0.067 -0.159	0.073 0.297	0.016 0.032	0.016 0.032	-0.105 -0.260	-0.105 -0.260	0.001 0.301	0.013 0.024	-0.043 -0.117	-0.013 0.036
9-	0.056 0.093	0.001 0.008	-0.053 -0.145	-0.032 0.077	0.006 0.012	0.001 0.004	0.003 0.002	-0.017 0.034	0.0 0.0	0.031 0.025
10-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
11-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
12-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
13-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
14-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0

PROGRAMA: 07/13/78

12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2

SUMMARY OF MISMATCH -- LINE 1 = MW, LINE 2 = MVAR

BUS	--0	--1	--2	--3	--4	--5	--6	--7	--8	--9
15-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-0.017 -0.046	0.017 0.116	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
16-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
17-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
18-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
19-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
20-	0.0 0.0	0.001 0.005	0.001 0.004	0.001 0.004	0.0 0.0	0.0 0.0	0.001 0.005	0.001 0.005	0.001 0.005	0.001 0.005
21-	0.001 0.005	0.001 0.006	0.001 0.005	0.000 0.004	0.001 0.007	0.0 0.0	0.001 0.005	0.001 0.005	0.001 0.005	0.0 0.0
22-	0.001 0.003	0.0 0.0	0.0 0.0	0.001 0.004	0.0 0.0	0.001 0.005	0.001 0.005	0.000 0.005	0.000 0.005	0.001 0.004
23-	0.001 0.004	0.001 0.005	0.001 0.005	0.001 0.003	0.000 0.005	0.001 0.004	0.000 0.006	-0.000 0.005	0.000 0.005	0.000 0.005
24-	0.000 0.005	0.000 0.005	0.000 0.005	0.000 0.002	0.000 0.003	0.002 0.004	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
25-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
26-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
27-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
28-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
29-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0

SUMMARY OF MISMATCH -- LINE 1 = MW, LINE 2 = MVAR

BUS	--0	--1	--2	--3	--4	--5	--6	--7	--8	--9
30-	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.309 0.657	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0
31	0.059 0.253									

NO LINES OVERLOADED

REPORT OF LOAD-FLCw CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 49, SWING BUS = 152.

BUS - DATA										LINE - DATA								
BUS	AR	NAME	VCLTS	ANGLE	GENERATION		LOAD		CAP/REAC		TG	BUS	NAME	AR	MW	MVAR	PCT	TAP
					MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	MVAR								
1	1	C/PASOCH	1.020	2.5	3.0	0.7R	0.0	0.0										
2	1	S/PASOCH	1.013	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0										
3	1	C/GUAN-H	1.020	3.5	0.2	2.5R	0.0	0.0										
4	1	S/GUAN-H	1.006	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0										
5	1	C/GUAN-G	1.010	2.3	34.5	4.6R	0.0	0.0										
6	1	S/GUAN-D	0.977	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0										
7	1	C/GUAN-D	0.994	3.0	26.0	9.0H	0.0	0.0										
8	1	C/CUMBAY	1.010	-0.1	10.0	2.6R	0.0	0.0										
9	1	C/CUMBAY	1.010	-0.1	10.0	2.6R	0.0	0.0										
10	1	S/CUMBAY	1.002	-1.5	0.0	0.0	0.0	0.0										
11	1	C/NAYDNH	1.010	-0.0	7.5	1.5R	0.0	0.0										
12	1	C/NAYENH	1.010	-0.0	7.5	1.5R	0.0	0.0										
13	1	S/NAYDNH	1.005	-1.5	0.0	0.0	0.0	0.0										
15	1	C/SUR	0.998	-1.1	15.0	5.0H	0.0	0.0										

12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2

REPORT OF LOAD-FLCW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 49. SWING BUS = 152.

BUS - DATA									LINE - DATA							
BUS	AR	NAME	VCLTS	ANGLE	GENERATION MW	MVAR	LOAD MW	MVAR	CAP/MVAR MVAR	TO BUS	NAME	AR	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
16	1	S/GUAN-G	1.006	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4-S/GUAN-M	1	7.05	-1.30	13.6		
										5-C/GUAN-G	1	-34.49	-3.49	32.7		
										15-C/EUR	1	15.05	0.38	28.4		
										91-S/SRAF46	1	12.34	4.34	24.7		
50	1	EPICL-46	0.994	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15-C/EUR	1	-12.82	0.20	12.1		
										51-CHILL-46	1	4.83	0.90	13.3		
										52-S/E3E-46	1	3.43	-4.40	17.5		
										94-S/SNJS46	1	-5.95	-0.15	11.2		
										94-S/SNJS46	1	-5.95	-0.15	11.2		
										240-S/EPIC23	1	5.76	1.80	30.2		
										241-S/EPIC23	1	5.76	1.80	30.2		
51	1	CHILL-46	0.991	-2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50-EPICL-46	1	-4.82	-0.51	13.2		
										201-CHILLO2J	1	4.80	0.49	24.4		
52	1	S/F3E-46	0.996	-2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50-EPICL-46	1	-8.41	-4.44	17.9		
										56-S/E7E-46	1	2.74	-1.93	6.3		
										202-S/E3SA-6	1	2.84	-1.25	31.1		
										203-S/E3SA-6	1	2.84	-1.25	31.1		
56	1	S/F7E-46	0.997	-2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	52-S/E3E-46	1	-2.74	1.87	6.3		
										58-S/L-ALEG	1	-5.72	-1.34	11.1		
										206-S/L7E-6	1	4.24	-0.24	32.7		
										207-S/E7E-6	1	4.24	0.24	32.7		
58	1	SEL-ALEG	1.001	-2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	56-S/E7E-46	1	5.74	1.33	11.1		
										59-S/9SA-46	1	-4.00	3.80	10.4		
										61-S/11SA46	1	9.66	6.47	21.9		
										67-S/17SA46	1	6.79	0.06	12.6		
										153-S/ALFG13B	1	-13.52	-8.50	37.1	1.050	
										134-S/ALEG14B	1	-13.52	-8.50	37.1	1.050	
										304-D/13/15	1	-0.17	6.04	20.7		
59	1	S/9SA-46	1.000	-2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	58-SEL-ALEG	1	4.00	-3.91	10.4		
										86-VICEN-46	1	-13.39	-2.34	25.6		
										208-S/E9SA-6	1	4.68	3.06	28.0		
										209-S/E9SA-6	1	4.68	3.06	28.0		
61	1	S/11SA46	0.997	-2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	58-SEL-ALEG	1	-9.64	-6.44	21.9		
										210-S/11SA-6	1	4.80	3.18	28.8		
										211-S/E11V-6	1	4.80	3.18	28.8		
63	1	S/13SA46	0.999	-2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	212-S/13SA-6	1	3.60	2.36	33.1		
										304-D/13/15	1	-3.36	-1.66	10.4		

12
 11
 10
 9
 8
 7
 6
 5
 4
 3
 2
 1

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 49, SWING BUS = 152.

BUS - DATA										LINE - DATA						
BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION		LOAD		CAP/REAC	IC	NAME	AR	MVA	MVAR	PCT	TAP
					MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	BUS						
64	1	S/13N-46	0.998	-2.5	0.0	0.0	0.0	0.0								
										81-NORTE-46	1	3.56	0.77	6.9		
										213-S/E13N-6	1	3.60	-0.71	28.2		
65	1	S/15SA46	0.997	-2.5	0.0	0.0	0.0	0.0								
										214-S/E15N-6	1	5.56	3.65	33.3		
										304-D/13/15	1	5.50	3.51	17.6		
67	1	S/17SA46	0.998	-2.8	0.0	0.0	0.0	0.0								
										58-S/EL-ALEG	1	-6.77	-0.05	12.8		
										69-S/19SA46	1	-2.98	-0.17	5.6		
										216-S/17SA-6	1	4.66	0.13	24.4		
										217-S/17SA-6	1	4.88	0.13	24.4		
69	1	S/19SA46	0.999	-2.7	0.0	0.0	0.0	0.0								
										67-S/17SA46	1	2.98	0.14	5.6		
										74-S/18P-46	1	10.00	3.44	20.0		
										218-S/19SA-6	1	7.04	-3.56	39.4		
71	1	POMASCU1	0.998	-1.6	0.0	0.0	0.0	0.0								
										73-S/GUAY-I	1	1.53	-1.44	4.0		
										74-S/18P-46	1	8.13	-2.45	16.0		
										74-S/18P-46	1	8.12	-2.45	16.0		
										154-SNIPOMAS	1	-11.88	0.70	14.9	1.025	
										154-SNIPOMAS	1	-11.88	0.70	14.9	1.025	
										220-POMAS-23	1	6.00	5.07	39.3		
73	1	S/GLAY-I	1.001	-1.9	0.0	0.0	0.0	0.0								
										17-S/NAYONF	1	-3.68	-1.07	7.2		
										71-POMASCU1	1	-1.53	1.36	3.9		
										244-GUAYL 123	1	5.20	0.24	26.0		
74	1	S/18P-46	0.998	-2.2	0.0	0.0	0.0	0.0								
										69-S/19SA46	1	10.03	-3.39	20.0		
										71-POMASCU1	1	-8.11	2.49	16.0		
										71-POMASCU1	1	-8.11	2.49	16.0		
										81-NORTE-46	1	0.61	-0.35	1.2		
										223-S/18P-23	1	5.56	-1.59	28.0		
77	1	S/16N-46	0.997	-2.4	0.0	0.0	0.0	0.0								
										81-NORTE-46	1	4.67	-0.28	10.6		
										225-S/E16N-6	1	5.00	0.37	25.1		
78	1	S/16N-46	0.997	-2.4	0.0	0.0	0.0	0.0								
										81-NORTE-46	1	4.97	-0.28	10.6		
										226-S/E16N-6	1	5.00	0.37	25.1		
79	1	S/OLII46	0.997	-2.4	0.0	0.0	0.0	0.0								
										81-NORTE-46	1	-5.17	-3.26	11.5		
										227-S/OLII-6	1	5.24	3.42	31.3		
80	1	S/OLIN46	0.997	-2.4	0.0	0.0	0.0	0.0								
										81-NORTE-46	1	-5.17	-3.26	11.5		
										228-S/OLIN-6	1	5.24	3.42	31.3		
81	1	NORTE-46	0.998	-2.3	0.0	0.0	0.0	0.0								
										19-S/CUMBAY	1	-12.25	-2.76	11.8		

PRODUCCION POR DEPARTAMENTO

12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2

REPORT OF LOAD-FLCw CALCULATION

TOTAL ITRATIONS = 49. SWING BUS = 152.

BUS - DATA										LINE - DATA						
BUS	AR	NAME	VCLTS	ANGLE	GENERATION	LOAD	CAP/PEAC	T0		BUS	NAME	AR	MW	MVAR	PCT	
					MW	MVAR	MW	MVAR							CAP	TAP
										10-S/CUMHAY	1		-12.52	-2.71	12.1	
										84-S/13N-46	1		3.58	-0.79	6.9	
										74-S/18P-46	1		-0.61	-0.01	1.2	
										77-S/16N-46	1		4.97	0.29	10.6	
										78-S/16N-46	1		4.97	0.29	10.6	
										79-S/OL1146	1		5.18	3.26	11.5	
										80-S/UL1N46	1		5.18	3.26	11.5	
										82-S/14N-46	1		5.34	0.57	11.4	
										83-S/14V-46	1		5.34	0.57	11.4	
										86-VICFN-46	1		-9.26	-2.27	18.0	
82	1	S/14N-46	0.997	-2.5	0.0	0.0	0.0	0.0		81-NORTE-46	1		-5.34	-0.57	11.4	
										229-S/E14N-6	1		5.32	0.54	26.7	
83	1	S/14V-46	0.997	-2.5	0.0	0.0	0.0	0.0		81-NORTE-46	1		-5.34	-0.57	11.4	
										230-S/E14V-6	1		5.32	0.54	26.7	
84	1	S/12N-46	1.003	-1.7	0.0	0.0	0.0	0.0		86-VICEN-46	1		-4.70	-2.91	11.8	
										231-S/E12N-6	1		4.80	3.17	28.8	
85	1	S/12V-46	1.003	-1.7	0.0	0.0	0.0	0.0		86-VICEN-46	1		-4.70	-2.51	11.8	
										232-S/E12V-6	1		4.80	3.17	28.8	
86	1	VICEN-46	1.704	-1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.02	15-C/SLR	1		-9.74	9.47	25.6	
										59-S/9SA-46	1		13.43	2.45	25.8	
										81-NORTE-46	1		9.29	2.33	19.1	
										84-S/12N-46	1		4.70	2.91	11.8	
										85-S/12V-46	1		4.70	2.91	11.8	
										87-S/10V-46	1		8.01	5.80	21.0	
										89-VICEN138	1		-15.23	-11.57	23.9	1.050
										89-VICEN138	1		-15.23	-11.57	23.9	1.050
87	1	S/10V-46	1.002	-1.8	0.0	0.0	0.0	0.0		86-VICEN-46	1		-8.00	-5.78	21.0	
										97-S/F8S-46	1		4.54	3.52	12.7	
										233-S/E10V-6	1		3.44	2.25	41.1	
88	1	S/10S-46	0.995	-1.3	0.0	0.0	0.0	0.0		234-S/E10S-6	1		3.44	2.25	41.1	
										310-D/6/18	1		3.40	-2.14	8.5	
89	1	VICEN138	0.974	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0		6-S/CLAN-D	1		-25.97	-7.84	17.0	
										86-VICEN-46	1		15.23	12.17	24.4	
										86-VICFN-46	1		15.23	12.17	24.4	
										152-S/PCSA138	1		-12.31	-7.74	10.3	
										152-S/RCSA138	1		-12.31	-7.74	10.3	
										154-S/NIPOMAS	1		20.16	-1.05	7.2	

PRINTER NO. 004 07/07/76

12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2

REPORT OF LOAD-FLCW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 49, SWING BUS = 152.

BUS - DATA										LINE - DATA							
BUS	AR	NAME	VCLTS	ANGLE	GENERATION		LOAD		CAP/REAC	TU	BUS	NAME	AR	MW	MVAR	PCT	TAP
					MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR								
90	1	MCNJAS46	0.997	-1.2	0.0	0.0	0.0	0.0			15-C/SUR	1	5.34	3.57	17.3		
91	1	S/SRAF46	1.000	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0			237-S/EMONJA	1	5.28	3.47	31.6		
92	1	S/E65-46	0.995	-1.3	0.0	0.0	0.0	0.0			2-S/PASOCH	1	-2.57	-0.76	12.8		
93	1	S/E4S-46	0.995	-1.3	0.0	0.0	0.0	0.0			16-S/GUAN-6	1	12.30	4.23	24.5		
94	1	S/SROS46	0.999	-1.2	0.0	0.0	0.0	0.0			94-S/SROS46	1	5.63	-1.31	10.9		
95	1	S/SROS23	0.981	-3.9	0.0	0.0	13.84	10.75	5.77		242-S/SRAF23	1	9.64	6.39	24.8		
96	1	MACHA-46	0.995	-2.0	0.0	0.0	3.88	3.00			236-S/E65-6	1	4.60	3.01	27.5		
97	1	S/EPS-46	0.999	-1.9	0.0	0.0	0.0	0.0			310-D/6/18	1	-4.55	-2.86	11.4		
99	1	S/ECUMRA	1.000	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0			15-C/SUR	1	-10.35	-6.80	33.5		
152	1	SROSA138	0.980	0.0	81.7	32.5	0.0	0.0			238-S/E4S-6	1	5.16	3.16	30.8		
153	1	SALEG138	0.973	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0			239-S/E4S-6	1	5.16	3.36	30.8		
											50-FPICL-46	1	5.58	0.14	11.3		
											50-EPICL-46	1	5.98	0.14	11.3		
											91-S/SRAF46	1	-5.61	1.30	10.5		
											95-S/SROS23	1	13.84	5.73	37.5		
											96-MACHA-46	1	6.07	-0.28	11.5		
											152-SROSA138	1	-13.13	-3.52	17.0	1.025	
											152-SPOSA138	1	-13.13	-3.52	17.0	1.025	
											94-S/SROS46	1	-13.84	-4.98	36.4	1.000	
											94-S/SROS46	1	-8.04	0.28	11.4		
											243-S/MACH23	1	2.16	-3.28	49.1		
											87-S/10V-46	1	-4.54	-3.51	12.2		
											235-S/EHV-6	1	4.52	3.47	28.5		
											10-S/CUMRAY	1	-6.59	-0.47	18.0		
											245-S/ECUMRA	1	-6.56	-0.64	33.1		
											89-VICEN138	1	12.35	6.64	9.9		
											89-VICEN138	1	12.35	6.64	9.9		
											94-S/SROS46	1	13.13	3.81	17.1		
											94-S/SROS46	1	13.13	3.81	17.1		
											153-SALEG138	1	30.79	11.59	11.7		
											58-SEL-ALEG	1	13.52	9.10	37.6		
											58-SEL-ALEG	1	13.52	9.10	37.6		
											152-SROSA138	1	-30.67	-14.30	12.0		
											154-SNIPOMAS	1	3.66	-3.86	1.5		

COY = 93

REVISION POR OPERACION

REPORT OF LCAD-FLGM CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 49. SWING BUS = 152.

B U S - D A T A										L I N E - D A T A									
BUS	AR	NAME	VCLTS	ANGLE	GENERATION		LOAD		CAP/REAC		TO	BUS	NAME	AR	MW	MVAR	PCT	CAP	TAP
					MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	MVAR									
154	1	SNIPOMAS	0.973	-0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0										
											71-POMASGUI	1		11.88	-0.48	14.9			
											71-POMASGUI	1		11.88	-0.48	14.9			
											89-VICEN13R	1		-20.13	-1.20	7.1			
											153-SALEG13R	1		-3.66	1.63	1.5			
201	1	CHILLO23	0.996	-4.1	0.0	0.0L	4.80	3.70	2.97										
											51-CHILL-46	1		-4.80	-0.73	24.3	1.010		
202	1	S/E35A-6	1.007	-3.9	0.0	0.0L	2.84	1.70	3.04										
											52-S/E3E-46	1		-2.84	1.34	31.4	1.000		
203	1	S/E35A-6	1.007	-3.9	0.0	0.0L	2.84	1.70	3.04										
											52-S/E3E-46	1		-2.84	1.34	31.4	1.000		
206	1	S/E7E-6	1.000	-4.7	0.0	0.0L	4.24	2.60	3.00										
											56-S/C7E-46	1		-4.24	0.39	32.8	1.000		
207	1	S/E7E-6	1.000	-4.7	0.0	0.0L	4.24	2.60	3.00										
											56-S/E7E-46	1		-4.24	0.39	32.8	1.000		
208	1	S/E9SA-6	0.980	-4.0	0.0	0.0	4.68	2.85											
											59-S/9SA-46	1		-4.68	-2.86	27.4	1.000		
209	1	S/E9SA-6	0.980	-4.0	0.0	0.0	4.68	2.85											
											59-S/9SA-46	1		-4.68	-2.86	27.4	1.000		
210	1	S/11SA-6	0.978	-4.4	0.0	0.0	4.80	2.95											
											61-S/11SA46	1		-4.80	-2.96	28.2	1.000		
211	1	S/E11V-6	0.976	-4.4	0.0	0.0	4.80	2.95											
											61-S/11SA46	1		-4.80	-2.96	28.2	1.000		
212	1	S/13SA-6	0.979	-4.2	0.0	0.0	3.60	2.20											
											63-S/13SA46	1		-3.60	-2.21	32.5	1.000		
213	1	S/E13N-6	1.004	-4.2	0.0	0.0	3.60	2.20	3.03										
											64-S/13N-46	1		-3.60	0.82	25.4	1.000		
214	1	S/E15N-6	0.973	-4.7	0.0	0.0	5.56	3.35											
											65-S/15SA46	1		-5.56	-3.35	32.5	1.000		
216	1	S/17SA-6	0.998	-4.7	0.0	0.0	4.88	2.95	2.94										
											67-S/17SA46	1		-4.88	0.03	24.4	1.000		
217	1	S/17SA-6	0.998	-4.7	0.0	0.0	4.88	2.95	2.99										
											67-S/17SA46	1		-4.88	0.03	24.4	1.000		
218	1	S/19SA-6	1.024	-5.3	0.0	0.0	7.04	5.45	9.43										
											69-S/19SA46	1		-7.04	3.98	40.4	1.000		
220	1	POMAS-23	0.965	-4.0	0.0	0.0	6.00	4.65											
											71-PCMASGLI	1		-6.00	-4.65	35.0	1.000		
223	1	S/16P-23	1.010	-4.3	0.0	0.0	5.56	4.30	6.12										
											74-S/16P-46	1		-5.56	1.81	29.2	1.000		
225	1	S/E16N-6	0.976	-4.4	0.0	0.0	5.00	3.05	2.86										
											77-S/16N-46	1		-5.00	-0.20	25.0	0.9810		
226	1	S/E16N-6	0.976	-4.4	0.0	0.0	5.00	3.05	2.86										
											78-S/16N-46	1		-5.00	-0.20	25.0	0.9810		
227	1	S/DLII-6	0.965	-4.4	0.0	0.0	5.24	3.15											
											79-S/DLII46	1		-5.24	-3.15	30.6	0.9500		

12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2

REPORT OF LOAD-FLCK CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 49, SWING HUS = 152.

BUS - DATA										LINE - DATA							
BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION		LOAD		CAP/REAC	TAP	BUS	NAME	AR	MW	MVAR	PCT	TAP
					MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR								
228	1	S/OLIN-6	0.965	-4.4	0.0	0.0	5.24	3.15			80-S/CLIN46	1	-5.24	-3.15	30.6	0.99ER	
229	1	S/E14N-6	0.976	-4.5	0.0	0.0	5.32	3.20	2.86		82-S/14N-46	1	-5.32	-0.35	26.7	0.99ER	
230	1	S/E14V-6	0.976	-4.5	0.0	0.0	5.32	3.20	2.86		83-S/14V-46	1	-5.32	-0.35	26.7	0.99ER	
231	1	S/E12N-6	0.989	-3.6	0.0	0.0	4.80	2.95			84-S/12N-46	1	-4.80	-2.95	28.2	1.00ER	
232	1	S/E12V-6	0.989	-3.6	0.0	0.0	4.80	2.95			85-S/12V-46	1	-4.80	-2.95	28.2	1.00ER	
233	1	S/E10V-6	0.982	-3.5	0.0	0.0	3.44	2.10			87-S/10V-46	1	-3.44	-2.10	40.3	1.000	
234	1	S/F10S-6	0.986	-3.1	0.0	0.0L	3.44	2.10			88-S/10S-46	1	-3.44	-2.10	40.3	1.014P	
235	1	S/ERV-6	0.976	-3.7	0.0	0.0	4.52	3.25			97-S/ERS-46	1	-4.52	-3.25	27.9	1.000	
236	1	S/E6S-6	0.990	-3.1	0.0	0.0L	4.60	2.80			92-S/E6S-46	1	-4.60	-2.81	26.9	1.015P	
237	1	S/EMQJJA	0.974	-3.2	0.0	0.0L	5.28	3.20			90-MQJAS46	1	-5.28	-3.21	30.9	1.000	
238	1	S/E4S-6	0.973	-3.3	0.0	0.0L	5.16	3.10			93-S/E4S-46	1	-5.16	-3.10	30.1	1.000	
239	1	S/E4S-6	0.973	-3.3	0.0	0.0L	5.16	3.10			93-S/E4S-46	1	-5.16	-3.10	30.1	1.000	
240	1	S/EPIC23	0.983	-4.3	0.0	0.0	5.76	4.45	2.90		50-EPICL-46	1	-5.76	-1.56	29.8	1.000	
241	1	S/EPIC23	0.983	-4.3	0.0	0.0	5.76	4.45	2.90		50-EPICL-46	1	-5.76	-1.56	29.8	1.000	
242	1	S/SRAF23	0.979	-2.0	0.0	0.0	9.64	5.85			91-S/SRAF46	1	-9.64	-5.85	28.2	1.000	
243	1	S/MACH23	1.024	-3.1	0.0	0.0	2.16	1.30	4.71		96-MACHA-46	1	-2.16	3.41	50.5	1.000	
244	1	GUAYL123	1.002	-3.5	0.0	0.0L	5.20	4.05	4.53		73-S/GUAY-1	1	-5.20	-0.48	26.1	1.000	
245	1	S/FCUMBA	0.995	-4.6	0.0	0.0	6.56	5.10	4.45		99-S/ECUMBA	1	-6.56	-0.65	33.0	1.000	
304	1	D/13/15	0.999	-2.4	0.0	0.0	0.0	0.0			58-SFL-ALEG	1	-5.17	-6.33	20.7		
											63-S/13SA46	1	3.36	1.85	10.4		
											65-S/15SA46	1	5.50	3.52	17.7		
											15-C/SUP	1	-8.05	-5.28	20.5		
											88-S/10S-46	1	3.40	2.13	8.5		
											92-S/E6S-46	1	4.55	2.86	11.4		

END OF REPORT FOR THIS CASE

REVISION FOR GRAPHIC 54

12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2

R E F E R E N C I A S

1. THE ART OF PROTECTIVE RELAYING TRANSMISSION AND SUBTRANSMISSION. Ge
neral Electric.
2. TESIS FAUSTO CEVALLOS. "Protección del Anillo de 138 Kv. de la -
E.E.Q.Q.
3. FERNANDO MUÑOZ. "Estudio de las fallas del Anillo de Subtransmi_-
tion de la E.E.Q.Q.
4. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER. "Fundamentos de Instalaciones Eléctri_-
cas de mediana y alta tensión. Pág. 182.
5. MASON. "El Arte y la Ciencia de la Protección".
6. JOSE RAMIREZ VASQUEZ. "Protección de Sistemas Eléctricos contra -
Sobreintensidades Monografías CEAC de electricidad."
7. LUIS A. BRAND CONTRERAS.
JUAN A? MONCADA VERGARA. "Protecciones de Sistemas Eléctricos."
8. WESTINGHOUSE. "Applied Protection Relaying".
9. WESTINGHOUSE. "Appied protective relaying"
A New "Silent Sentinels" Publication.

Westinghouse Electric Corporation

Relay - Instrument Division. Newark, New Jersey.

10. EDUARDO GONZALEZ V. Cía Chilena de Electricidad. Mayo 1.965.
"Fallaš y Perturbaciones en los Sistemas Eléctricos. Tomo 1
y 2.
11. WAGNER - EVANS. "Symmetrical Components".
12. LAVAGE. "Digital Program for Calculation of Transmission - lines
Impedances".
13. WESTINGHOUSE. "Transmisión and Distribution pag. 99.
14. A.M. E OCEBB (FEDOSEEU) . "Protección por relés de sistemas
" Eléctricos". Editorial Energía. Moscú 1976.
15. JLIANOV S.A. "ENERGIA" 1.970. "Cálculo de las impedancias de Se
cuencia Positiva y Cero de las líneas.
16. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER. "Líneas de Transmisión y redes de Dis
tribución de Potencia Eléctrica".. Volúmen 1.
17. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER. "Líneas de Trnasmisión y Redes de Dis
tribución de Potencia Eléctrica". Volúmen 2.

18. ING. JULIO JURADO. "Copiados de Protecciones".
19. WESTINGHOUSE. "CATALOGOS".
20. GENERAL ELECTRIC. "Catálogos".