

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

CALIBRACION Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES DEL  
SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA "REGIONAL DEL SUR"

Tesis de Grado previa a la  
obtención del título de In-  
geniero Eléctrico con la  
Especialización de Poten-  
cia.

BAYARDO A. ENRIQUEZ M.

Quito, marzo de 1978

DEDICATORIA

A MIS QUERIDOS PADRES

DON AUDELIO ENRIQUEZ

Y

DOÑA TERESA MAFLA

CERTIFICO, que la presente tesis de  
Grado, fue elaborada en su totalidad  
por el Sr. Bayardo A. Enríquez M.,  
bajo mi dirección.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Julio Jurado M.', with a large, sweeping flourish extending to the right.

Ing. Julio Jurado M.

DIRECTOR DE TESIS

## AGRADECIMIENTO

Al Sr. Ingeniero Don Julio Jurado  
Martínez, por sus valiosos conse-  
jos y acertada dirección.

A los compañeros integrantes del  
Laboratorio de Sistemas de Poten-  
cia, por su colaboración.

# I N D I C E

Página

## CAPITULO I

### GENERALIDADES

I.1.	Antecedentes.....	1
I.2.	Objetivo y alcance del tema.....	2

## CAPITULO II

### DESCRIPCION DEL TEMA

II.1.	Antecedentes.....	3
II.2.	Proyección de la demanda.....	3
II.3.	Características eléctricas de las líneas de transmisión.....	4
II.4.	Características de las subestaciones	7
	Gráficos.....	12

## CAPITULO III

### CALCULOS DE CORRIENTES DE FALLA

III.	Cálculos de corrientes de falla.....	20
III.1.	Cálculos de impedancias.....	22

## CAPITULO I

### 1. GENERALIDADES

#### 1.1 Antecedentes

En la mayoría de las ciudades ecuatorianas, la provisión de energía eléctrica se realizó en base a pequeñas plantas instaladas y administradas generalmente por los Concejos Municipales, los intereses políticos, la inadecuada comercialización y la limitación de recursos humanos, técnicos y económicos, evitaron el crecimiento de los Sistemas Eléctricos frenando el desarrollo industrial, así como también la extensión y mejoramiento del servicio eléctrico.

Lo expuesto anteriormente, aconteció también en las provincias de Loja y Zamora, por lo que se vió la necesidad de agrupar todo el servicio eléctrico en una sola institución encargada de la generación, distribución y comercialización de la energía. Esta institución se denominó: "Empresa Regional del Sur", siendo la primera de su tipo en formarse dentro del país, teniendo como área de su influencia a las provincias de Loja y Zamora.

Para cumplir su delicado cometido, la Empresa vió que se hacía necesario contar con un sistema de transmisión y - subtransmisión moderno, seguro y confiable, que permitiera optimizar la utilización de las centrales eléctricas de la zona y llegar a todos los sectores, inclusive a los más apartados con un servicio de buena calidad.

El diseño de la parte fundamental del sistema fue encargado a la firma "INTEGRAL, Ingenieros Consultores C. Ltda.", de donde se ha obtenido la mayor cantidad de información - para el presente trabajo.

## 1.2 Objetivos y Alcance del Tema

El estudio encargado a INTEGRAL, Ingenieros Consultores - C. Ltda., comprendía el diseño de las principales líneas y subestaciones del Sistema, así como también las protec- ciones para el mismo. De este estudio el presente trabajo, constituye un complemento importante ya que en él se realiza el cálculo de las corrientes de falla, se analizan las protecciones previstas, se efectúa la coordinación de las mismas y la calibración de los relés.

## CAPITULO II

### 2. DESCRIPCION DEL SISTEMA

#### 2.1 Antecedentes

Como consecuencia de lo expresado en el capítulo anterior, la primera acción tomada por la "Empresa Eléctrica Regional del Sur" fue elaborar un plan de obras que permita la integración física de la zona de su influencia, este plan contempla en su parte fundamental un incremento de la capacidad de generación, la construcción de líneas de transmisión, de subtransmisión y redes de distribución.

El esquema de este plan se muestra en el gráfico N<sup>o</sup> 1, en el que no se hace constar las líneas a 13.8 Kv. programadas, ya que son de distribución y no influyen en el presente estudio.

#### 2.2 Proyección de la Demanda

Entre los datos obtenidos en la Empresa Eléctrica Regional del Sur, tenemos la demanda de los sitios principales del Sistema proyectada a 20 años.



Gráfico N - 2 (1)

Estos datos fueron los que sirvieron como base para el di se ño de las líneas y subestaciones de este sistema, así - como también para realizar el flujo de carga del mismo.

### 2.3 Características Eléctricas de las Líneas de Transmisión

La principal subestación del Sistema está localizada en - Catamayo, de donde parten líneas a 69 KV. que alimentan - las subestaciones de distribución 69/13.8 KV ubicadas en los principales centros de consumo de la provincia de Loja. En la provincia de Zamora se tiene actualmente 22 KV. como tensión de generación en la central San Francisco, - por tanto se conservará esa tensión en esta provincia para líneas de subtransmisión. (1)

Las líneas de subtransmisión y la que une la ciudad de Loja con la central San Cayetano serán a 13.8 KV.

El diagrama unifilar del sistema se muestra en el gráfico N° 3 (2)

### 2.3.1 Líneas a 69 KV

Serán las principales del Sistema que como se indicó, partirán desde la subestación Catamayo, todas se construirán sobre postes de hormigón y estructuras metálicas, a excepción de la línea Loja - La Toma en la que se utilizarán torres metálicas y llevará además como hilo de guarda cable de acero 5/16".

#### Conductor

En base más a consideraciones mecánicas que eléctricas, todas las líneas utilizarán conductor ACSR 2/0 AWG para las fases.

De acuerdo a la disposición geométrica de los conductores se calculó la impedancia de las líneas que se muestra a continuación:

<u>Línea</u>	<u>Longitud (Km)</u>	<u>X (<math>\Omega</math>)</u>	<u>R (<math>\Omega</math>)</u>
Loja - La Toma	26	10.18	9.88
San Pedro - Catamayo	39.6	23.21	22.02
Catacocha - Celica	39.6	23.21	22.02

La línea San Francisco - Zamora llevará energía a 22 KV a la Ciudad de Zamora en donde se realizará la distribución a 13.8 KV por medio de una subestación reductora.

### 2.3.3 Líneas a 13.8 KV

Son las más numerosas en este sistema, ya que se utilizarán para distribución, pero para efectos del presente trabajo, solamente interesa la línea Loja - San Cayetano que lleva energía de las Centrales San Francisco y San Cayetano a la Ciudad de Loja, sus características son las siguientes:

<u>Conductor</u>	<u>Longitud (Km)</u>	<u>X (<math>\Omega</math>)</u>	<u>R (<math>\Omega</math>)</u>
Cu Nº 2 AWG	9	8.81	7.9

No se toman en cuenta las líneas restantes, ya que los cálculos de corrientes de falla se harán en las barras de 13.8 KV.

### 2.4 Características Generales de las Subestaciones

El Sistema de la "Empresa Eléctrica Regional del Sur" constará de 10 subestaciones, 7 de ellas serán de relación 69/

13.8 KV de las cuales tendrán diseño especial las subestaciones Loja y Catamayo y las cinco restantes serán de diseño similar variando solamente en la capacidad del transformador que se instale, estas subestaciones denominadas "Tipo" son las siguientes: Catacocha, Celica, Gonzanamá, Cariamanga y Colaisaca.

Las Subestaciones Zamora y San Cayetano serán de relación 22/13.8 KV, y la de San Francisco de relación 2.3/22 KV.  
(2).

#### 2.4.1 Subestación Catamayo

Estará situada en la población de Catamayo, recibirá energía de la central de Catamayo a nivel de 13.8 KV y del Sistema Nacional Interconectado a 69 KV por medio de una línea proveniente de la Subestación San Pedro. Esta subestación es la principal del Sistema, ya que a ella llegan los principales alimentadores de energía y parten las líneas a los principales centros de consumo. El diagrama unifilar se muestra en el gráfico N° 4 (2).

La capacidad inicial es de 5000 KVA relación 69-13.8-4.16 KV la que luego se aumentará con otro transformador de i-

guales características y capacidad, para efecto de este estudio se considerarán los dos transformadores. El lado de 69 KV consta de una barra que será alimentada por el Sistema Nacional Interconectado desde la subestación San Pedro (1.983) de esta barra sale un alimentador para la ciudad de Loja, otro para las ciudades de Catacocha y Celica y un tercero que servirá a Gonzanamá, Cariamanga y Colaisaca.

El lado de 13.8 KV consta de una barra a la que llega un alimentador de la Central Catamayo, y salen dos alimentadores que servirán a la población de Catamayo y al área circundante.

#### 2.4.2 Subestación Loja

Estará situada en la parte noroccidental de la ciudad de Loja y será la que proveerá de energía a esta ciudad, la capacidad inicial será de 5000 KVA, relación de transformación 69-13.8-4.16 KV proyectándose aumentar su capacidad en el futuro con otro transformador de iguales capacidades y características, para efecto de este estudio se considerará a la subestación con capacidad de 10000 KVA.

Esta subestación recibe energía a nivel de 69 KV. de la subestación Catamayo, y a 13.8 KV de la Central San Cayetano, de la barra de 13.8 KV. salen 5 alimentadores, 4 para la ciudad de Loja, y uno que alimentará a las poblaciones de Malacatos, Taxiche y Vilcabamba.

#### 2.4.3 Subestación Tipo

Es una subestación terminal, con relación de transformación 69-13.8 KV la capacidad máximo de diseño es de 2.500 KVA y funcionará con transformadores de 1500 KVA en las ciudades de Gonzanamá, Cariamanga y Colaisaca y de 2000 KVA, en Catacocha y Celica. Será alimentada a nivel de 69 KV y saldrán alimentadores a 13.8 KV para distribución.

El diagrama unifilar se muestra en el gráfico N<sup>o</sup> 6a.

#### 2.4.4 Subestación Zamora

Preveerá de energía a la ciudad de Zamora, tendrá una capacidad de 1.500 KVA, relación 22-13.8 KV. Recibirá energía a 22 KV proveniente de la Central San Francisco y saldrán alimentadores a 13.8 KV para distribución a la ciudad y zonas aledañas.

El diagrama unifilar se muestra en el gráfico N° 7 a.

#### 2.4.5 Subestación San Cayetano

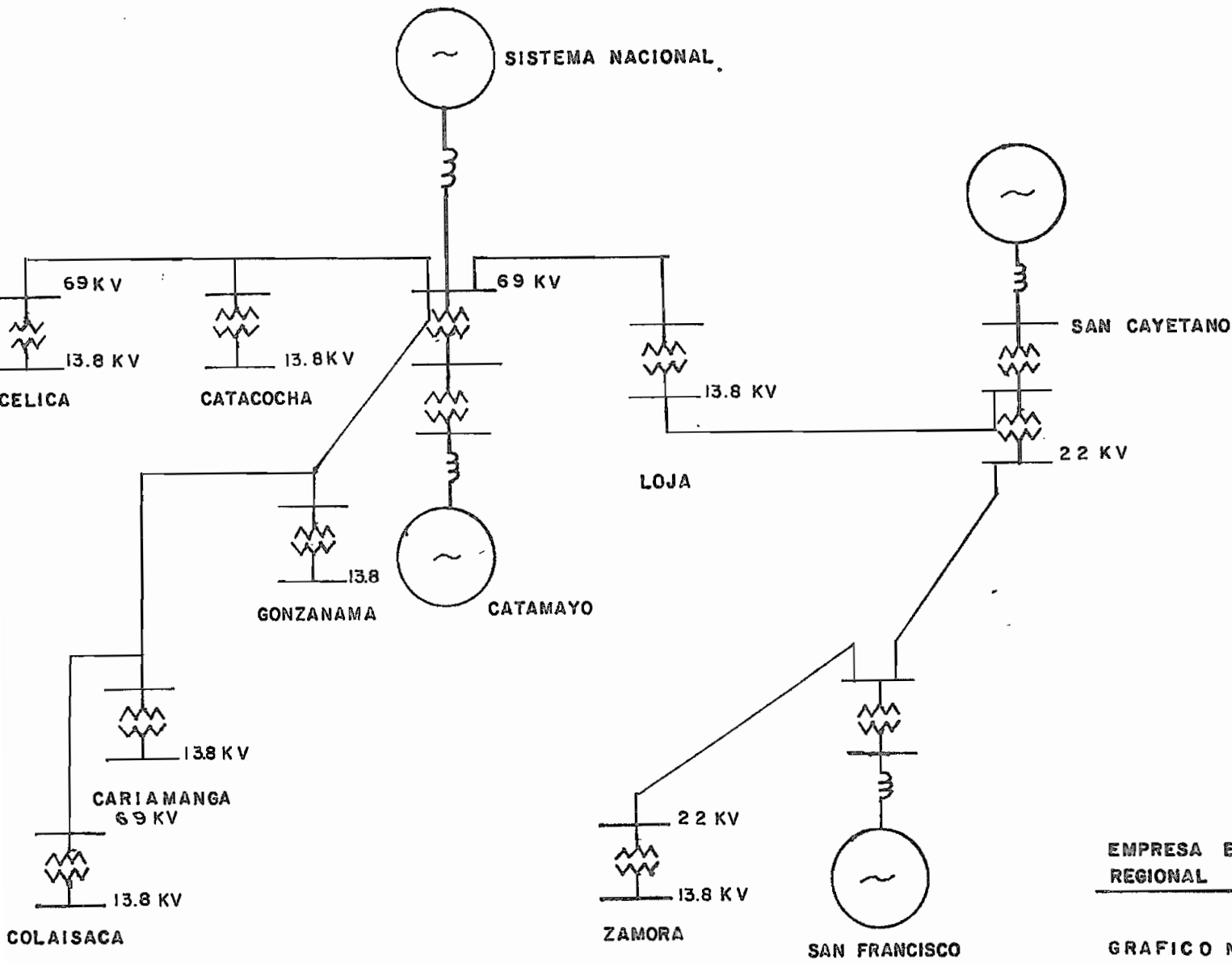
En la actualidad esta subestación es de elevación de la Central de su mismo nombre relación de transformación 2.4-13.8 KV de las barras de 13.8 KV salen tres alimentadores que sirven a la zona de su influencia.

La ampliación proyectada consiste en aumentar a 6 los alimentadores de 13.8 KV uno de los cuales se interconectará con la subestación Loja, se elimina por tanto la línea a 22 KV San Cayetano - Loja.

Además se conectará a la línea que viene de la Central San Francisco mediante un transformador de 3575 KVA relación de transformación 22/13.8 KV. Gráfico N° 8 a.

#### 2.4.6 Subestación San Francisco

Es la subestación correspondiente a la central del mismo nombre, en la actualidad sirve a la ciudad de Loja por medio de una línea a 22 KV que la une con la subestación San Cayetano. Es de relación 2.3/22 KV. Capacidad 3000 KVA.



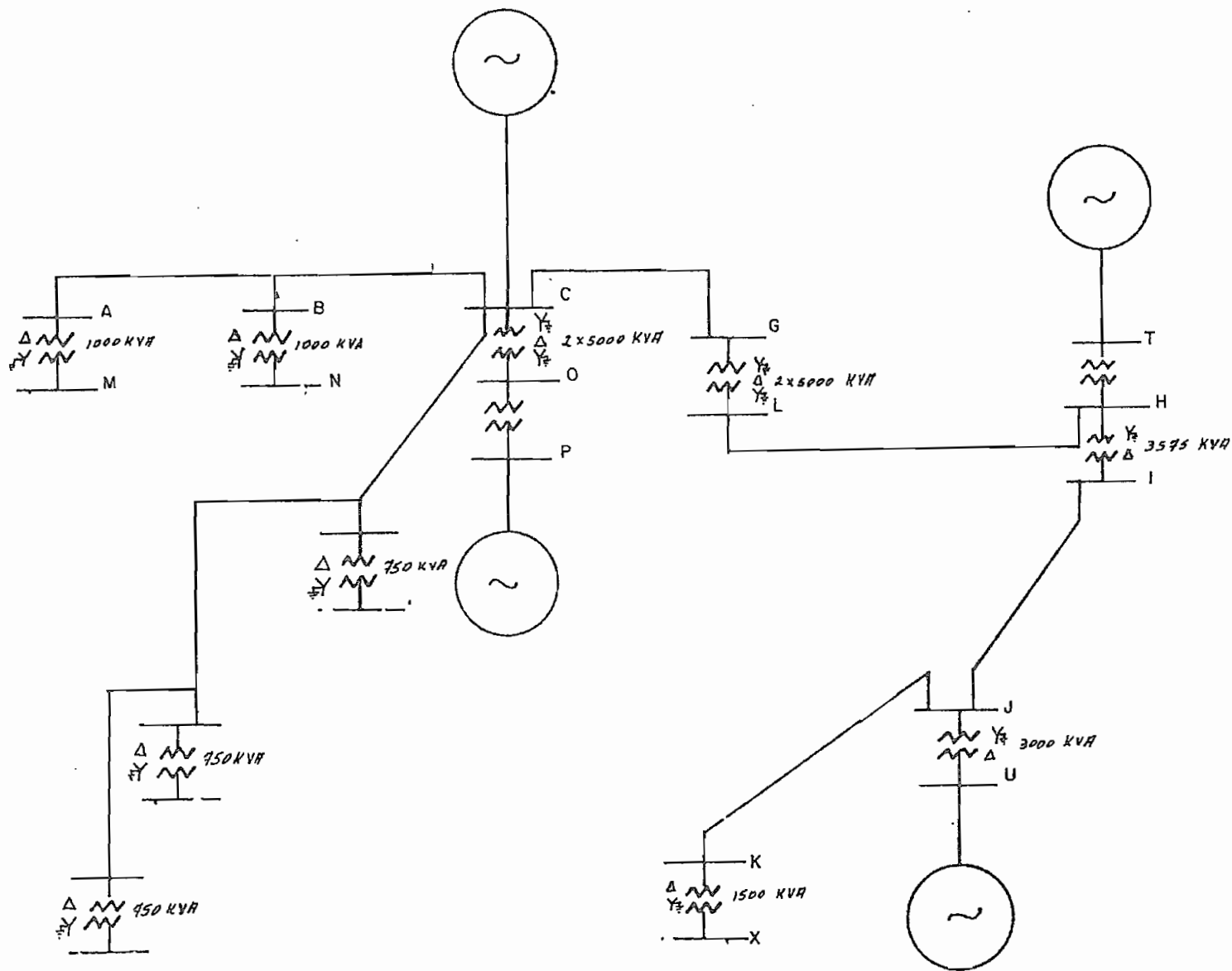
**EMPRESA ELECTRICA  
REGIONAL DEL SUR**

**GRAFICO N.º 1**



DEMANDA CONCENTRADA EN KW. EN LOS DIFERENTES LUGARES DE LA PROVINCIA DE LOJA, PROYECTADA A 20 AÑOS

AÑO.	LOJA	CATAMAYO	CATACOCCHA	CELICA	POZUL	PINDAL	MERCADILLO	ALAMOR	GONZALEZA	CARLAGANGA	ZOZORANGA	MACARA	MALACATUS	TAXICHE	VILCABAMBRA	YANGANA	BANCA	CUMBARATZA	YANGATZA
1.973	2.250	180	--	80	--	--	--	80	--	--	--	165	60	51	60	--	--	--	--
1.974	2.430	195	--	92	--	--	--	88	230	250	--	185	67	58	67	--	70	--	--
1.975	2.624	968	380	105	--	--	--	97	250	280	--	207	75	65	76	--	81	60	--
1.976	2.834	1.189	429	121	100	65	70	107	289	314	--	228	85	73	85	40	83	60	60
1.977	3.061	1.234	485	139	112	73	78	116	323	352	95	251	95	81	95	46	107	79	60
1.978	3.306	1.281	548	156	125	82	88	127	363	394	106	276	104	89	104	53	123	91	79
1.979	3.571	1.334	609	175	140	92	99	138	399	434	119	298	114	98	115	61	132	105	91
1.980	3.785	1.432	676	196	155	101	109	150	439	477	133	322	126	108	126	70	155	121	105
1.981	3.999	1.497	750	220	170	111	120	161	483	525	150	348	139	119	139	81	174	139	121
1.982	4.253	1.553	833	242	187	122	132	172	521	562	168	370	150	128	150	93	196	156	139
1.983	4.508	1.611	925	266	209	135	145	184	552	596	185	393	162	139	162	104	216	175	160
1.984	4.778	1.689	1.006	293	230	146	157	197	585	632	204	416	175	150	175	116	233	196	179
1.985	5.065	1.769	1.066	316	249	158	170	209	626	670	224	441	189	162	189	130	262	220	201
1.986	5.369	1.826	1.130	342	269	171	184	221	664	710	247	468	204	175	204	145	288	246	225
1.987	5.691	1.891	1.198	369	291	185	199	235	704	753	272	496	220	189	220	157	316	276	252
1.988	6.032	1.960	1.270	393	315	200	215	249	746	798	296	526	233	204	238	170	342	300	272
1.989	6.394	2.053	1.346	430	340	210	232	264	791	856	314	558	257	220	257	174	369	346	316
1.990	6.777	2.147	1.427	454	367	234	247	279	840	896	332	591	277	232	273	198	399	370	354
1.991	7.174	2.235	1.512	481	389	248	264	297	889	950	352	626	299	257	300	214	430	419	387
1.992	7.516	2.329	1.603	510	412	263	280	314	940	1.027	373	664	324	278	324	231	465	461	415
1.993	8.020	2.447	1.699	541	487	279	299	331	990	1.092	396	703	350	300	350	250	502	501	468

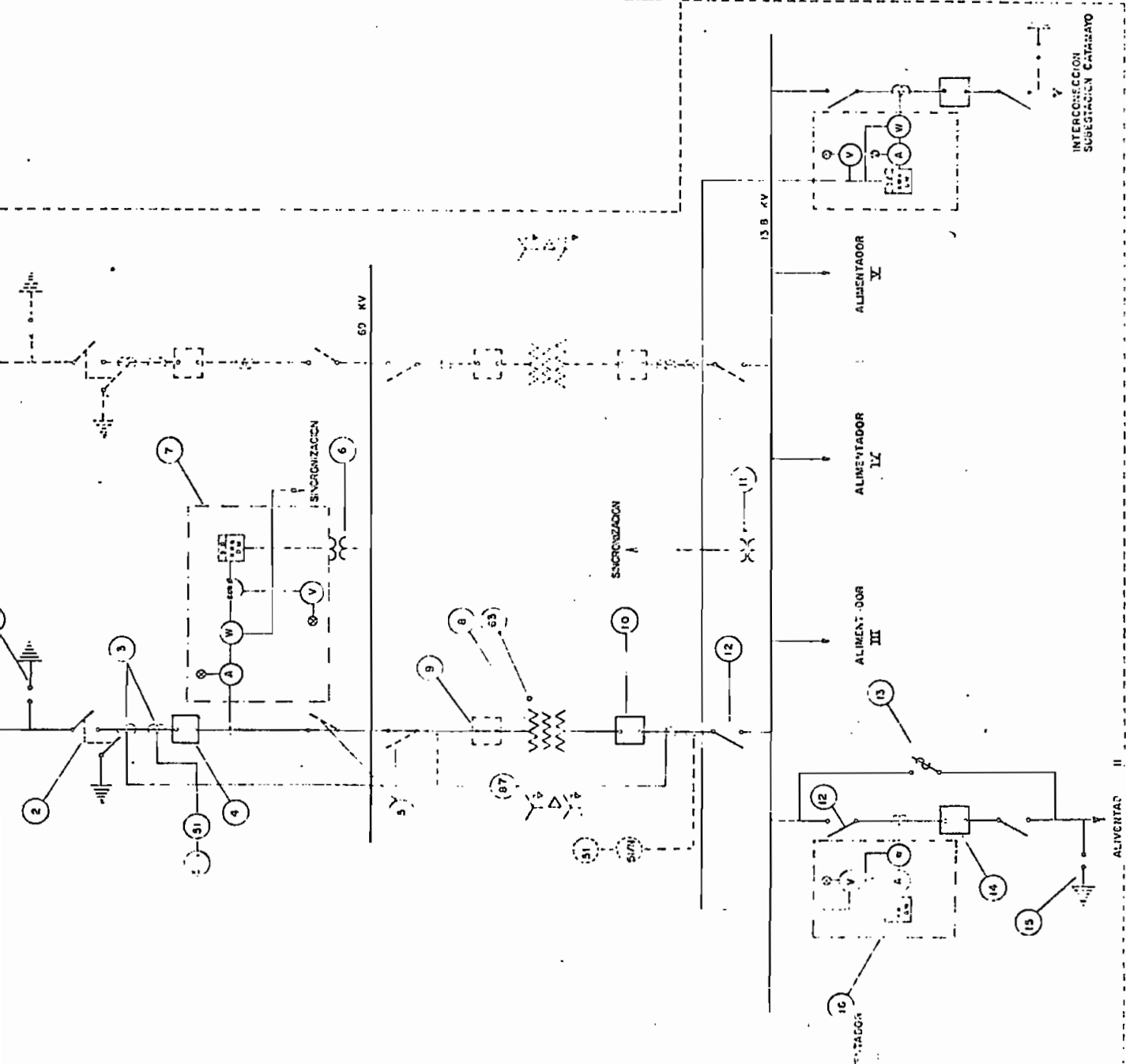


EMPRESA ELECTRICA  
REGIONAL DEL SUR

DIAGRAMA UNIFILAR  
GRAFICO Nº 3

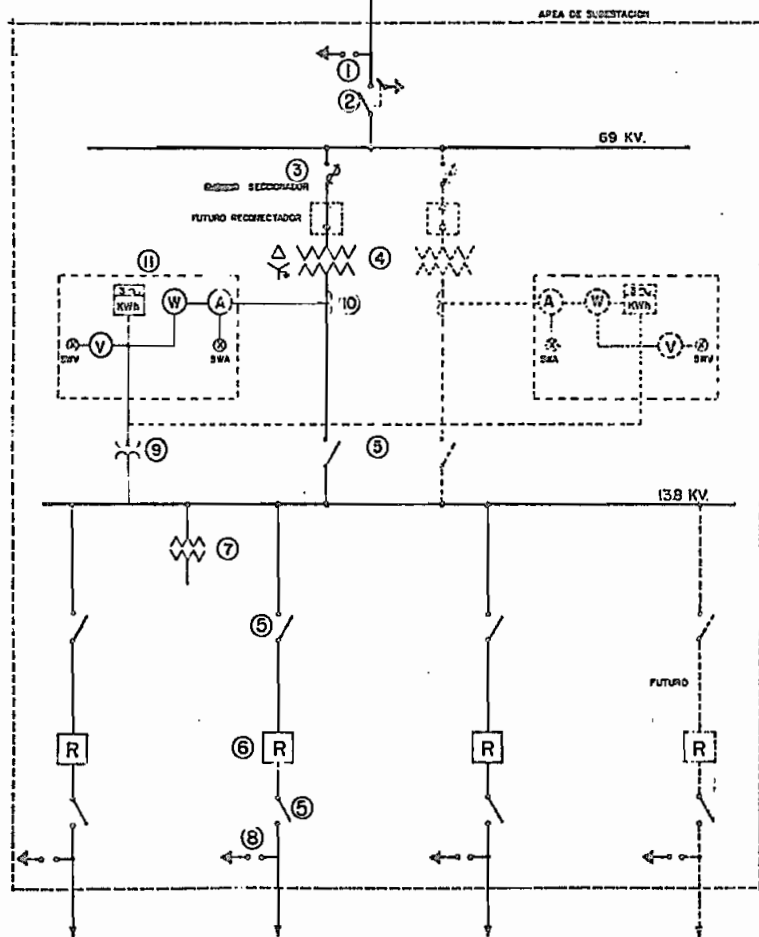


CLAVE	
1	PARAFRANOS DE 69 KV. TIPO ESTACION
2	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV CON PUESTA A TIERRA
3	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE INCLUIDO EN EL INTERRUPTOR
4	INTERRUPTOR DE 69 KV CON T.C PARA MEDICION
5	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV. (FUTURO)
6	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 69 KV/120V
7	MEDICION EN TABLERO USUADO EN LA CASA DE COMANDO
8	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69 KV/13.8 KV.
9	INTERRUPTOR DE 69 KV FUTURO
10	INTERRUPTOR DE 13.8 KV.
11	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 144 KV/120V
12	SECCIONADOR UN POLO DE 15 KV TIPO SUBESTACION
13	SECCIONADOR FIBRE DE 15 KV PARA DERIVACION
14	RECOMENDACION AUTOMATICO DE 13.8 KV CON T.C PARA MEDICION
15	PARAFRANOS DE 12 KV TIPO ESTACION
16	MEDICION EN TABLERO USUADO EN LA CASA DE COMANDO
51	RELE MONOFASICO DE SOBRECORRIENTE
51/N	RELE DE SOBRE CORRIENTE A TIERRA
63	RELE DE SOBREPRESION
67	RELE DIFERENCIAL



INTEGRAL Electric Engineers Co LTD  
 EMPRESA ELECTRICA REGIONAL LEON  
 "LOJA"  
 S. ESTACION LOJA 69/13.8  
 DIAGRAMA ELECTRICO S.A.F.

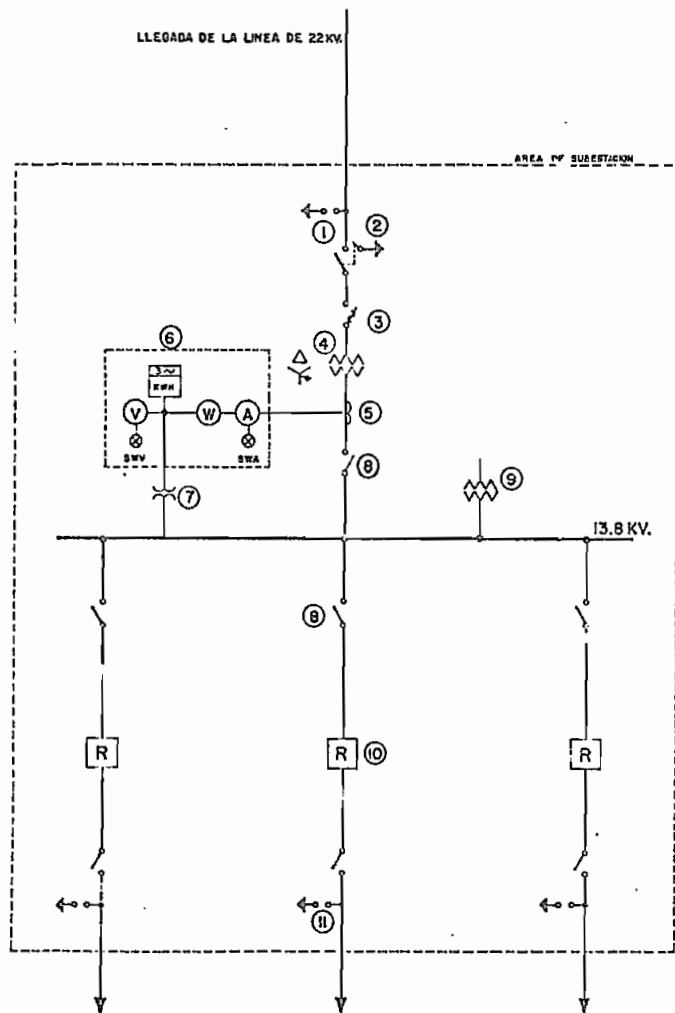
LLEGADA DE LA LINEA DE 69 KV.



CLAVE	DESCRIPCION
1	PARARRAYOS CLASE ESTACION
2	SECCIONADOR TRIPOLAR PARA 69 KV CON PUESTA A TIERRA
3	FUSIBLE DE POTENCIA
4	TRANSFORMADOR DE FUERZA
5	SECCIONADOR UNIPOLAR PARA 13.8 KV.
6	RECONECTADOR AUTOMATICO PARA 13.8 KV.
7	TRANSFORMADOR DE SERVICIO
8	PARARRAYOS CLASE ESTACION
9	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
10	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
11	GABINETE DE MEDICION

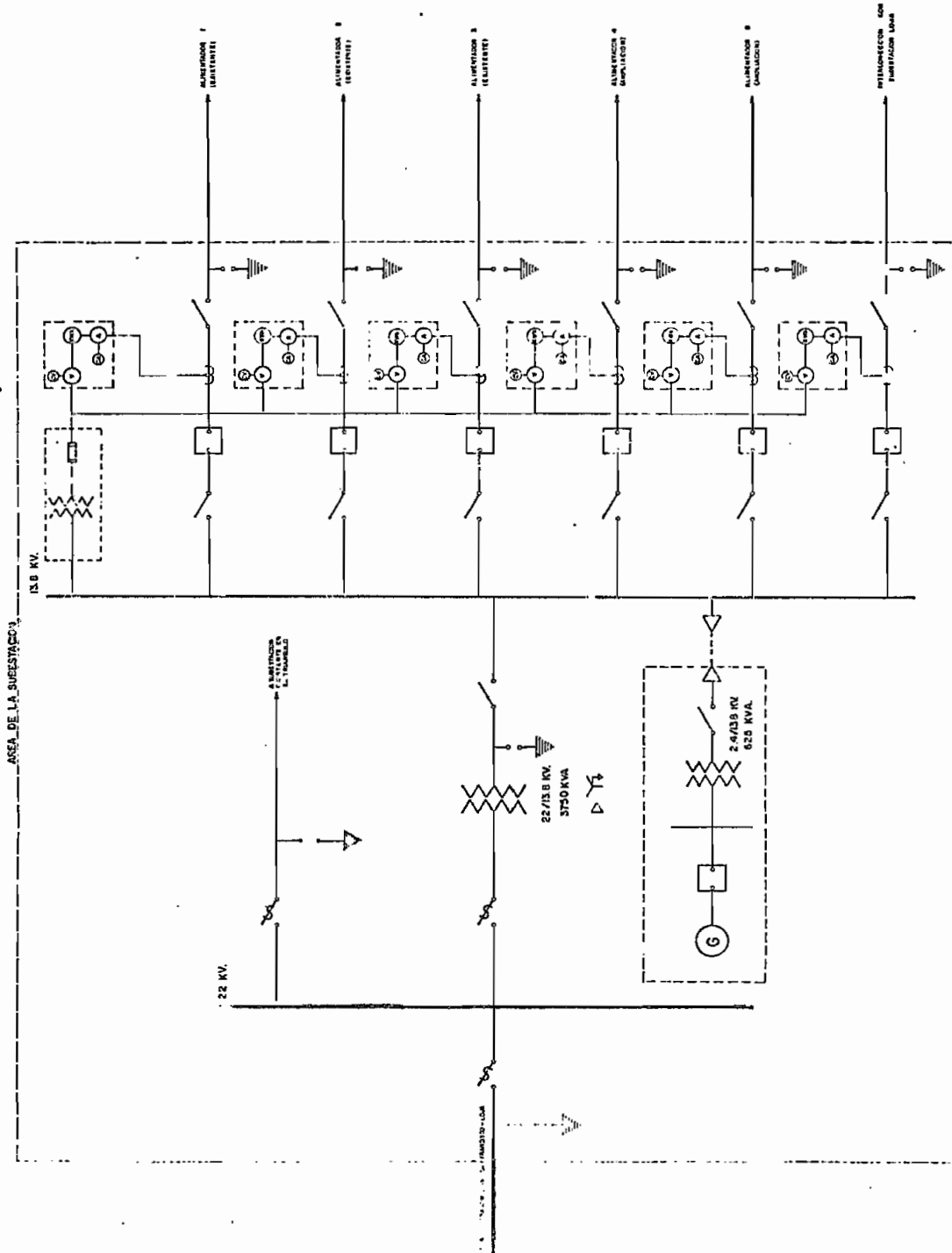
INTEGRAL Ingenieros Consultores, S de RLDA C. de	
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL "LOJA" JUN 1	
SUBESTACION TIPO 69/13.8 KV.	
DIAGRAMA ELECTRICO UNIPOLAR	
NOVA 1 DE 1	
DISENADO	REVISADO
ELABORADO	APROBADO
REVISADO	FECHA
	NOV 01-03

GRAFICO N° 6a



C.O.E	DESCRIPCION
1	PARARRAYOS CLASE ESTACION
2	SECCIONADOR TRIPOLAR PARA 22KV. CON PUESTA A TIERRA
3	FUSIBLE DE POTENCIA
4	TRANSFORMADOR DE FUERZA
5	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
6	GABINETE DE MEDICION
7	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
8	SECCIONADOR UNIPOLAR PARA 13.8 KV.
9	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS GENERALES
10	RECONECTOR AUTOMATICO
11	PARARRAYO CLASE ESTACION DE 12 KV

INTEGRAL Ingenieros Consultores, Cda. LTDA. Quito	
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR "LOJA"	
SUBESTACION ZAMORA 22/13.8KV. DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR	
HOJA 041	
DESIGNADO	RECONOCIDO
ELABORADO	APROBADO
REVISADO	
FECHA	SEP. 02-01-00



REGIONAL, Ingenieros, Compañía, S.A. S.T.D.A. - Chile	
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR	
LOJA	
SUBESTACION "SAN CAJETANO" 22/13.8 KV	
DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR	
PROYECTO	REVISADO
DISEÑO	APROBADO
FECHA	11/11/01 - 11

### CAPITULO III

#### 3. CALCULO DE CORRIENTES DE FALLA

En el Sistema objeto del presente estudio, se consideraron las fallas: trifásica y fase-tierra localizadas en las barras de las subestaciones a nivel de 69 KV, 22 KV y 13.8 KV., lo que nos permitirá seleccionar el rango de ajuste de los - equipos de protección.

Para encontrar las corrientes de fallas con máxima generación, se supuso al Sistema Nacional Interconectado alimentando al Sistema, y para mínima generación, se consideraron solamente las Centrales Generadoras propias del Sistema de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

Las corrientes de falla y el flujo de carga del Sistema, se obtuvieron utilizando el analizador de redes de corriente - alterna de la Escuela Politécnica Nacional.

#### Procedimiento

En primer lugar se calcularon las impedancias para las se- cuencias: Positiva, Negativa y cero de todos los elemen -



tos del Sistema, luego los valores obtenidos se pusieron en porcentaje y fueron corregidos previamente para ser introducidos al analizador y efectuar la toma de datos para el flujo de carga y corriente de falla para las condiciones de generación ya indicadas.

### El Analizador de Redes

El analizador de redes de corriente alterna es un computador analógico que consta de algunos elementos que representan: generadores, líneas, transformadores, cargas, etc., utilizando éstos se puede formar un circuito semejante al real que se desea estudiar. El analizador posee aparatos de medida que permiten tomar lecturas de potencia, corriente, tensión en cada uno de los elementos, además para el estudio de fallas se realiza físicamente la conexión de la falla que se desea y se tomaron lecturas de corriente y potencia.

Para representar el Sistema que se desea estudiar, las impedancias reales deben ser puestas en porcentaje, las bases de potencia que acepta el analizador son: 10, 100, y 1000 MVA. Ya que en el Sistema objeto de este estudio, las corrientes de falla no serán muy grandes, adoptamos como base

de potencia 10 MVA y como base de tensión 69 KV, por ser la más común del Sistema (3).

### Corrección de Impedancias

Los valores de impedancia puestos en porcentaje en las bases indicadas, deben ser corregidos antes de ser introducidas al aparato conforme al procedimiento siguiente: La representación de impedancia en el analizador se hace físicamente, por esta razón las inductancias tienen resistencia propia igual al 3.7% del valor de la reactancia inductiva, además dentro del analizador por la conexión de los instrumentos de medida se introduce un error igual a 0.2, estos valores deben ser restados del valor encontrado para la resistencia.

Ejemplo:

Línea San Pedro - Catacocha

$$Z \% = 4.62 + 4.87 j$$

$$\text{(corregida)} \quad Z \% = 4.62 - (4.87 \times 0.037) - 0.2 + 4.87 j$$

$$\text{(corregida)} \quad Z \% = 4.24 + 4.87 j$$

### 3.1 Cálculo de Impedancias

### 3.1.1 Líneas de Transmisión

Por su longitud y tensión estas líneas pueden considerarse "cortas", y para los efectos del presente estudio se consideraron como tales, despreciando la capacitación entre línea y tierra considerando solamente la reactancia inductiva que depende del calibre, material y disposición geométrica de los conductores.

Utilizando las tablas de características eléctricas de conductores (4) se calcularon las impedancias de las líneas, los valores así obtenidos se adoptaron para las secuencias positiva y negativa, en cambio para las secuencias cero - las impedancias se calcularon utilizando las fórmulas respectivas (5).

Los valores reales se pusieron en porcentaje, y se corrigieron de la forma ya indicada.

Los datos obtenidos para las secuencias positiva y negativa constan en la table N<sup>o</sup> 1 y los de secuencia cero en la tabla N<sup>o</sup> 2.

### 3.1.2 Subestaciones

Como impedancia de las subestaciones se tom6 la reactancia de los transformadores que viene dada en porcentaje referida a sus propias bases del Sistema y este valor se adopt6 para las secuencias positiva y negativa. Tabla N<sup>o</sup> 3.

Para la secuencia cero se tom6 adem6s de la reactancia ya indicada, la resistencia de puesta a tierra, calculada en base de los datos de la malla de tierra de cada subestaci6n, los valores reales se pusieron un porcentaje y se corrigieron de la forma ya indicada, los datos obtenidos se muestran en las tablas N<sup>o</sup> 4 y 5.

### 3.1.3 Generadores

Como reactancia de secuencia positiva y negativa se adopt6 el valor de 22% correspondiente a la reactancia subtransitoria ( $K_d^H$ ), y para secuencia cero 18%. Adem6s se adopt6 una resistencia de puesta a tierra igual a  $3 \Omega$ .

### 3.1.4 Cargas

Como cargas se tomaron los valores de la proyecci6n de la demanda para el a6o 1993, estos expresados en porcentaje a las bases indicadas y corregidos se introdujeron al analizador.

### 3.2 Diagrama de Impedancias Secuenciales

Con los valores obtenidos se elaboraron los diagramas de impedancias secuenciales los mismos que se muestran en los gráficos N° 6 y 7

### 3.3 Flujo de Carga

Luego de elaborados los diagramas de impedancias, se procedió a representar en el analizador de redes los circuitos secuenciales, los elementos utilizados y los valores asignados se muestran en las hojas que para este fin existen en el laboratorio; gráficos 8, 9 y 10.

El estudio del flujo de carga sirve para la determinación de las tensiones y potencias activa y reactiva de todas las partes del sistema, cuando éste opera bajo condiciones establecidas previamente de generación y carga, de acuerdo a estas condiciones se distinguen en el sistema las siguientes clases de nodos:

001700

#### a) Nodo Flotante o compensador

Es un nodo en el cual se especifica la magnitud del volta-

ge ( $v$ ) y su ángulo de fase ( $\delta$ ) en este nodo se desconocen las potencias: activa ( $P$ ) y reactiva ( $Q$ ). El generador - conectado a este nodo se encarga de suministrar las pérdidas que tiene la red. En el Sistema de este estudio este nodo se fija a la salida del generador G11 que representa al Sistema Nacional Interconectado que proveerá la energía que no puedan suministrar los generadores propios del Sistema.

b) Nodo de Carga

Es el nodo en el cual hay demanda de energía, en el cual se conocen las potencias activa ( $P$ ) y reactiva ( $Q$ ), y se desconocen el voltaje ( $V$ ) y el ángulo de fase ( $\delta$ ).

c) Nodo de Generación

Son los nodos a los cuales se conectan los generadores, se especifican la magnitud del voltaje de operación  $V$  y la potencia  $P$  ya que estas magnitudes se pueden controlar físicamente en la planta generadora.

Después de haber conseguido el equilibrio en el Sistema, se procedió a tomar medidas de tensión en las barras y de Po -

tencia activa y reactiva en las líneas y generadores.

Los valores obtenidos se muestran en los gráficos 11, 12 y 13.

### 3.4 Cálculo de Corrientes de Falla

En el analizador de redes es posible realizar las fallas físicamente y tomar lecturas de corriente directamente.

#### 3.4.1 Falla Trifásica

Esta falla se realizó para las condiciones de generación: - con todas las centrales del Sistema más el Sistema Nacional Interconectado y sin el mismo.

Para encontrar las corrientes de falla, se pone a tierra la barra que se desea estudiar y se lee directamente los valores de corriente.

Los valores obtenidos se muestran en los gráficos N° 14 y - 15.

#### 3.4.2 Falla Fase - Tierra

Para obtener la falla Fase - Tierra, se conecta a tierra la barra fallosa luego se hace circular una corriente unitaria y se toman valores de tensión y ángulos de fase que permiten calcular la impedancia entre los generadores y la barra en estudio, este valor se adopta como impedancia de secuencia negativa.

En el circuito formado por las tres secuencias se toman valores de corrientes de falla, este procedimiento se siguió para los dos casos de generación.

Los valores obtenidos se muestran en los gráficos N° 16 y 17.



LINEAS DE SUBTRANSMISION

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA

L I N E A	IMPEDANCIA $\%$	IMPEDANCIAS O $\%$ CORREGIDA
San Pedro - Catacocha	4.62 + 4.87 j	4.24 + 4.87 j
Catacocha - Celica	4.62 + 4.87 j	4.24 + 4.87 j
Loja - La Toma	2.07 + 1.79 j	1.79 + 2.13 j
Catamayo - Gonzanamá	3.43 + 3.62 j	3.10 + 3.62 j
Gonzanamá - Cariamanga	2.03 + 2.15 j	1.75 + 2.15 j
Cariamanga - Colaisaca	1.83 + 1.91 j	1.56 + 1.91 j
Loja - San Cayetano	1.66 + 1.85 j	1.66 + 1.85 j
San Fco. - San Cayetano	4.13 + 4.6 j	3.76 + 4.6 j
San Fco. - Zamora	2.65 + 2.57 j	2.35 + 2.57 j

TABLA N<sup>o</sup> 1

L I N E A S   D E   S U B T R A N S M I S I O N

I M P E D A N C I A S   D E   S E C U E N C I A   C E R O

L I N E A	I M P E D A N C I A   %	I M P E D A N C I A   % C O R R E G I D A
San Pedro - Catacocha	5.93 + 25.4 j	4.79 + 25.4 j
Catacocha - Celica	5.93 + 25.4 j	4.79 + 25.4 j
Catamayo - Gonzanamá	4.53 + 18.8 j	3.63 + 18.8 j
Gonzanamá - Cariamanga	2.68 + 11.2 j	2.07 + 11.2 j
Cariamanga - Colaisaca	2.42 + 10.1 j	1.85 + 10.1 j
Loja - Catamayo	10.27 + 7.84 j	9.78 + 7.84 j
Loja - San Cayetano	1.16 + 6     j	0.74 + 6     j
S. Fco. - San Cayetano	2.76 + 14.4 j	2.03 + 14.4 j
San Fco. - Zamora	3.51 + 14.6 j	2.77 + 14.6 j

TABLA N° 2

SUBESTACIONES

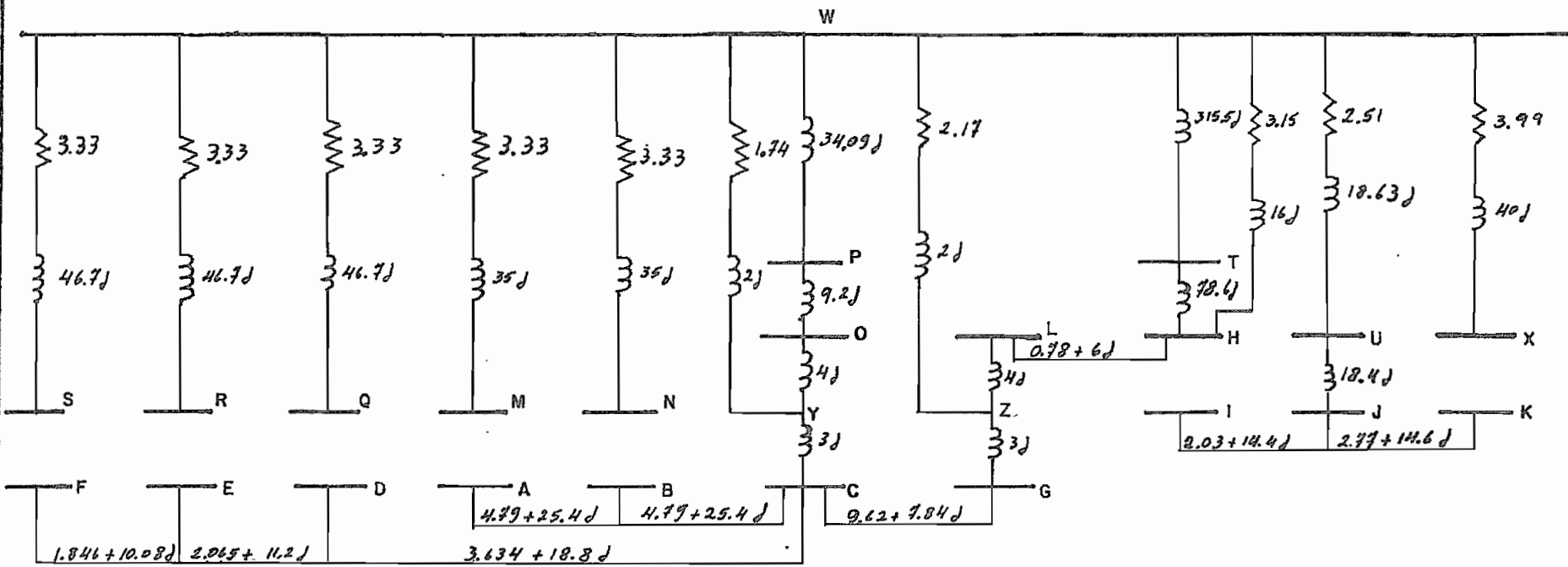
IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA

SUBESTACION	IMPEDANCIA %
Catamayo 69 - 13.8 13.8 - 2.3	7 j 9.2 j
Catacocha	35 j
Celica	35 j
Gonzanamá	46.7 j
Cariamanga	46.7 j
Colaisaca	46.7 j
Loja	7 j
San Cayetano 13.8 - 22 13.8 - 2.3	16 j 78.6 j
Zamora	40 j
San Francisco	18.4 j

SUBESTACIONES

IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO

SUBESTACION	IMPEDANCIA %
Catamayo Z P	4 j
Z S	3 j
Z T	1.74 + 2 j
Catacocha	3.33 + 35 j
Celica	3.33 + 35 j
Gonzanamá	3.33 + 46.7 j
Cariamanga	3.33 + 46.7 j
Colaisaca	3.33 + 46.7 j
Loja Z P	4 j
Z S	3 j
Z T	2.17 + 2 j
San Cayetano	3.15 + 16 j
Zamora	3.99 + 40 j



EMPRESA ELECTRICA  
REGIONAL DEL SUR

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS

SECUENCIA: CERO

GRAFICO Nº 7

SOLUCION DE CIRCUITOS

Hoja 1 de 3

SP-609

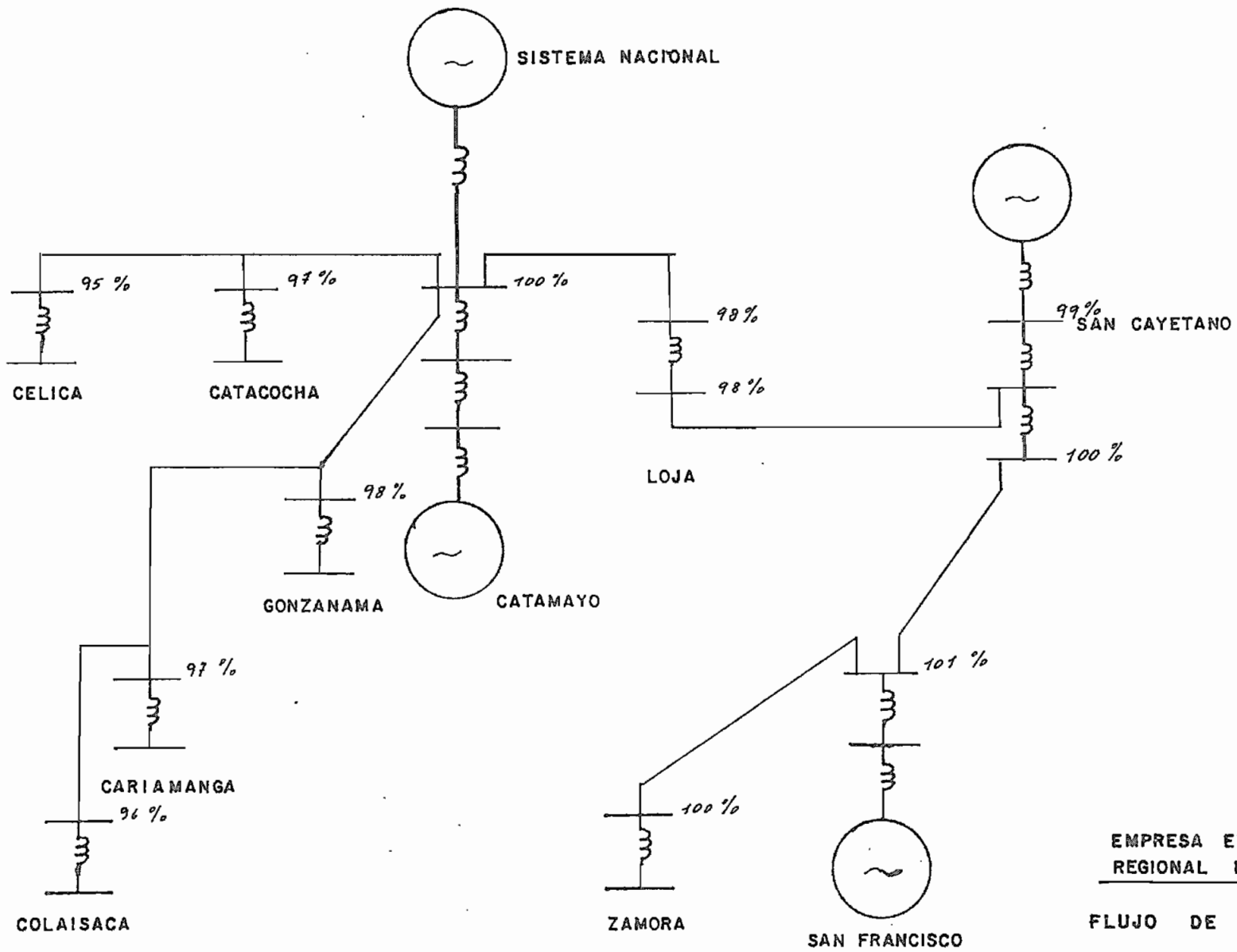
NO	UBICACION Z <sub>0</sub>	CALCULO	SOLUCIONADO
87	A-B	4.24 + 4.87 J	4.2 + 4.85 J
88	B-C	4.24 + 4.87 J	4.2 + 4.85 J
89	C-E	1.99 + 2.13 J	1.8 + 2.13 J
90	C-D	3.10 + 3.62 J	3.2 + 3.62 J
91	D-E	1.95 + 2.15 J	1.8 + 2.15 J
92	E-F	1.56 + 1.91 J	1.6 + 1.91 J
93	L-H	1.39 + 1.85 J	1.4 + 1.85 J
94	I-J	3.76 + 4.60 J	3.8 + 4.6 J
95	J-K	2.35 + 2.57 J	2.4 + 2.6 J
96	A-M	3.5 J	3.5 J
97	B-N	3.5 J	3.5 J
98	F-S	46.7 J	46.6 J
99	E-R	46.7 J	46.6 J
100	D-Q	46.7 J	46.6 J
101	C-O	4.65 J	4.6 J
102	O-P	9.2 J	9.2 J
103	E-L	78.0 J	78.0 J
104	T-H	78.6 J	78.6 J
105	H-I	76.0 J	76.0 J
106	J-U	18.4 J	18.4 J
107	K-X	40.0 J	40.0 J

UNIDAD	UBICACION Z <sub>0</sub>	CALCULO	RESERVA
145	S-W	3.33 + 46.7 J	3.4 + 46.7
146	R-W	3.33 + 46.7 J	3.4 + 46.7
147	Q-W	3.33 + 46.7 J	3.4 + 46.7 J
148	M-W	3.33 + 35 J	3.4 + 35 J
149	N-W	3.33 + 35 J	3.4 + 35 J
154	Y-W	1.84 + 1.33 J	1.8 + 1.33 J
153	Y-O	2.66 J	2.7 J
152	O-W	43.29 J	43.3 J
155	Y-E	2 J	2 J
156	E-B	4.79 + 25.4 J	4.8 + 25.4 J
163	B-H	4.79 + 25.4 J	4.8 + 25.4 J
164	C-O	3.63 + 18.8 J	3.6 + 18.8 J
165	O-E	2.065 + 11.2 J	2 + 11.2 J
166	E-F	1.846 + 10.08 J	1.8 + 10.1 J
167	C-E	9.62 + 7.84 J	9.6 + 7.85 J
168	G-Z	3 J	3 J
169	Z-W	2.17 + 2 J	2.2 + 2 J
170	Z-L	4 J	4 J
171	L-H	0.738 + 6 J	0.8 + 6 J
172	H-W	2.775 + 14.67 J	2.8 + 14.7 J
150	U-W	2.51 + 18.63 J	2.6 + 18.63 J







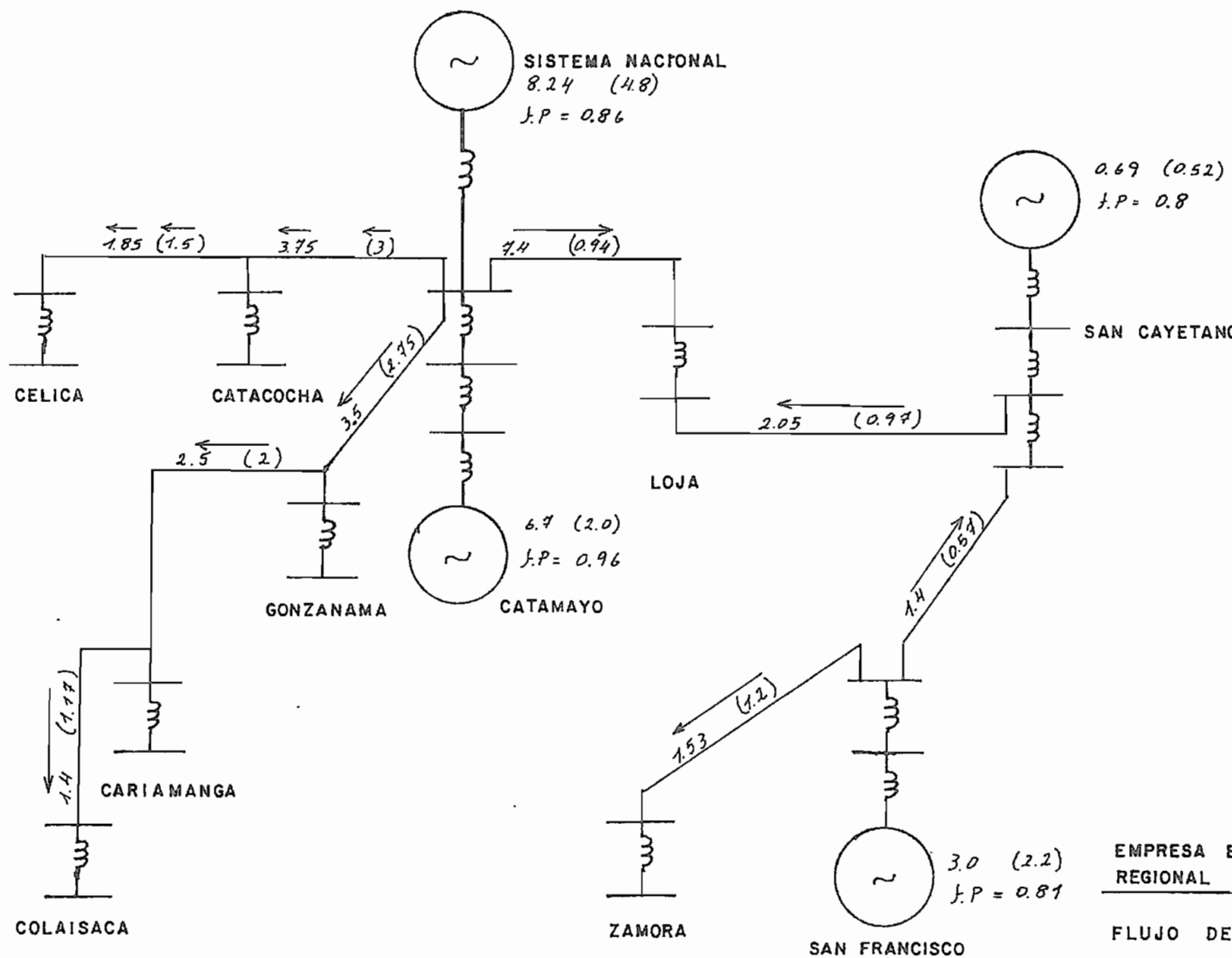


EMPRESA ELECTRICA  
REGIONAL DEL SUR

FLUJO DE CARGA

TENSION EN BARRAS

GRAFICO Nº 11



**SISTEMA NACIONAL**  
 8.24 (4.8)  
 J.P = 0.86

0.69 (0.52)  
 J.P = 0.8

6.7 (2.0)  
 J.P = 0.96

3.0 (2.2)  
 J.P = 0.81

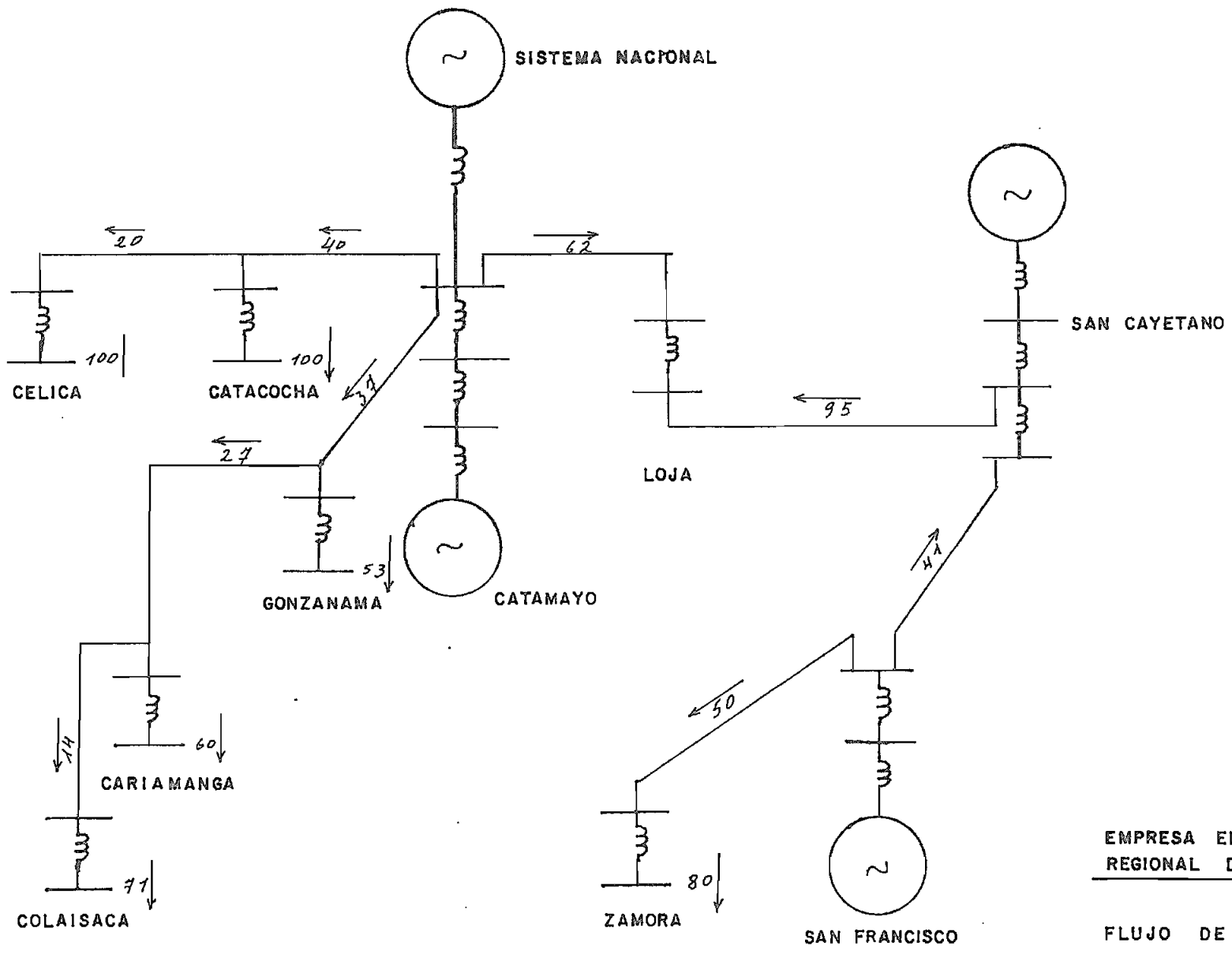
**EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR**

**FLUJO DE CARGA**

**FLUJO DE POTENCIA**

**GRAFICO Nº 12**

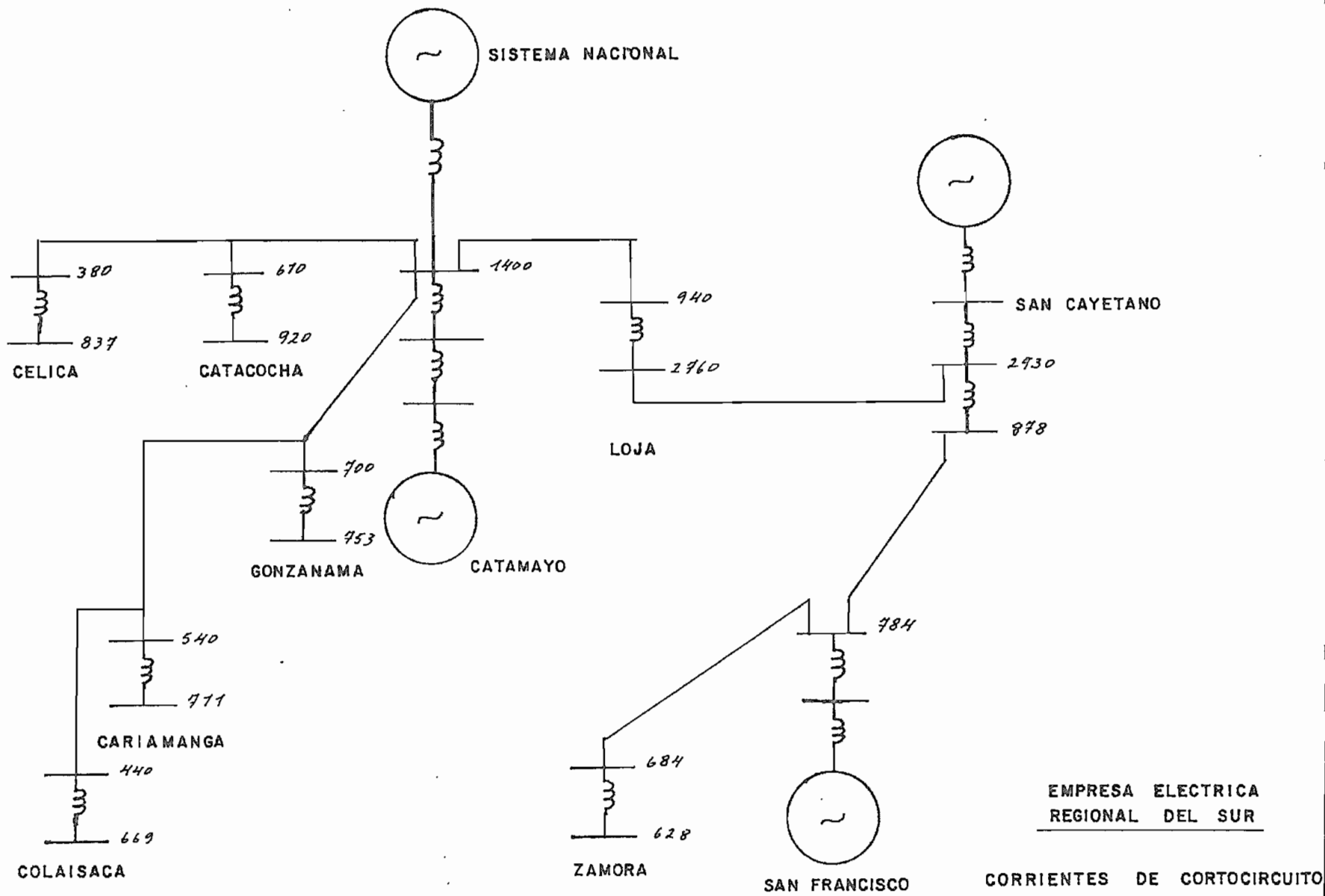
( ) ⇒ Reactivo



EMPRESA ELECTRICA  
REGIONAL DEL SUR

FLUJO DE CARGA  
A  
CORRIENTE NOMINAL (Amp.)

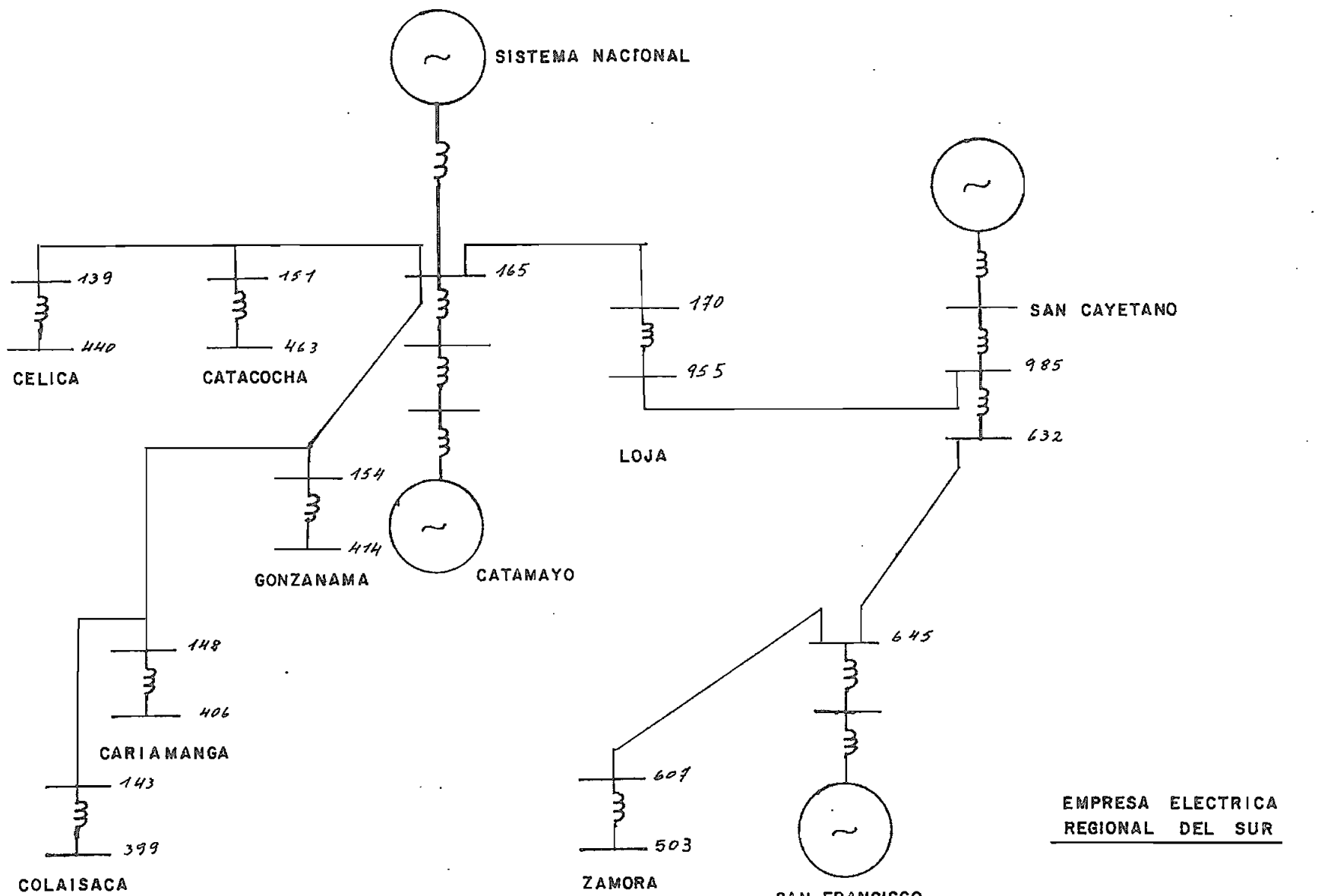
GRAFICO Nº 13



EMPRESA ELECTRICA  
REGIONAL DEL SUR

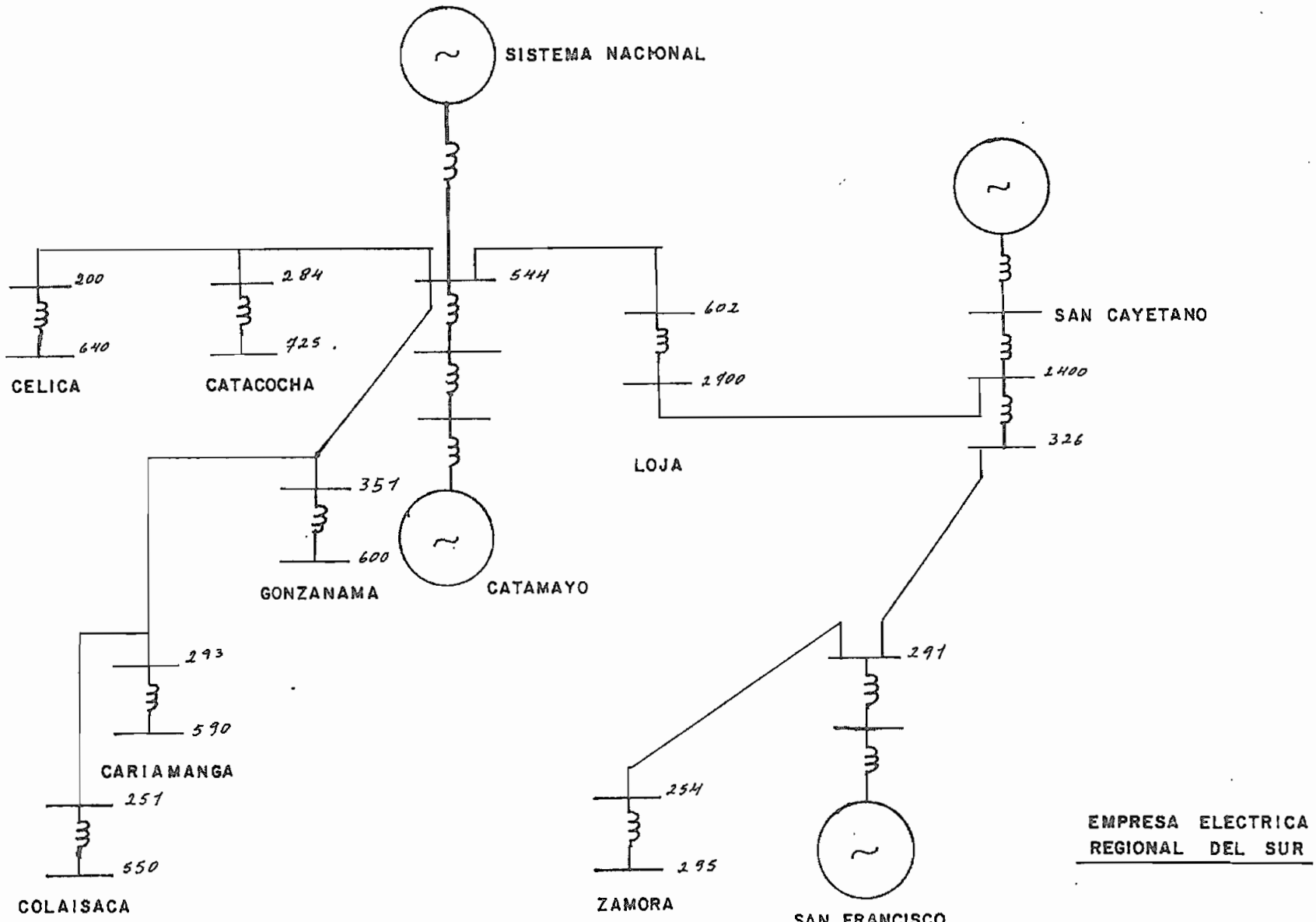
CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO  
(Amp.)  
FALLA TRIFASICA

GRAFICO Nº 14



EMPRESA ELECTRICA  
REGIONAL DEL SUR

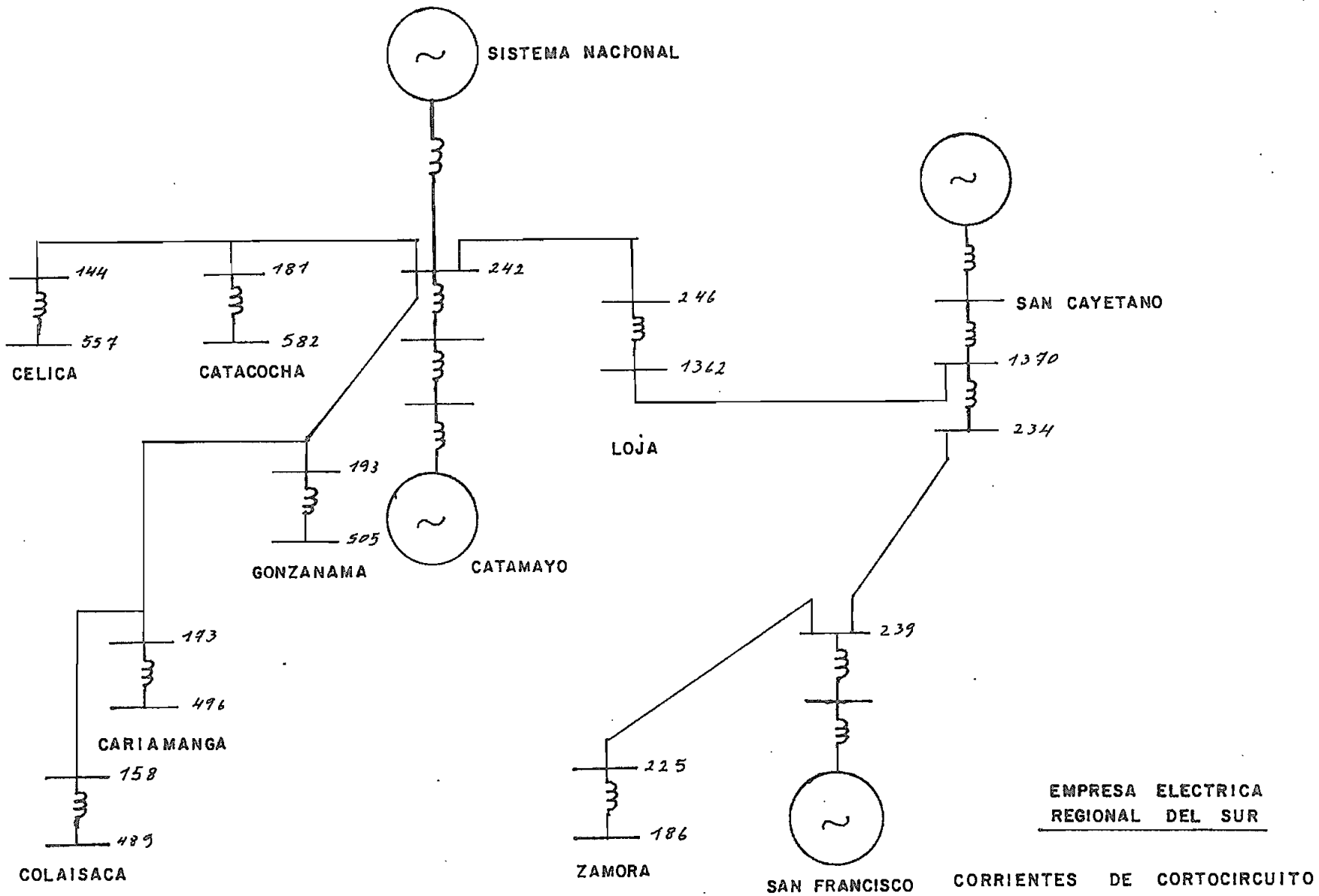
CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO  
(Amp)  
FALLA TRIFASICA  
MINIMA GENERACION  
GRAFICO Nº 15



EMPRESA ELECTRICA  
REGIONAL DEL SUR

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO  
(Amp)  
FALLA FASE - TIERRA

GRAFICO Nº 16



EMPRESA ELECTRICA  
REGIONAL DEL SUR

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO  
(Amp)

FALLA FASE - TIERRA

MINIMA GENERACION

GRAFICO Nº 17

## CAPITULO IV

### 4. ANALISIS DE LAS PROTECCIONES

Las protecciones para este Sistema, se incluyen en el diseño realizado por INTEGRAL, Ingenieros Consultores C. Ltda. para dar una mayor claridad y considerando que el sistema - está compuesto de una subestación principal de donde se derivan los alimentadores que sirven a las subestaciones restantes, en este capítulo se tomarán las subestaciones con las líneas que involucran y se realizará el análisis, la calibración y la coordinación de las protecciones en una forma conjunta de cada elemento del sistema que vaya siendo - considerado.

Las protecciones adoptadas se indican en el gráfico N° 18, las mismas que se analizarán a lo largo del presente capítulo.

#### 4.1 Subestaciones Terminales

En el sistema, son seis subestaciones de este tipo, las mismas que tienen como protección de sobrecorrientes fusibles en el lado de alta tensión (69 KV y 22 KV), y reconectado-



res automáticos en el de baja tensión (13.8 KV).

Los reconectadores automáticos dan una protección selectiva, ya que estos aparatos pueden distinguir entre fallas temporales y permanentes. El reconectador cuando se ejecuta una falla prueba automáticamente la línea mediante operaciones sucesivas, esto da a las fallas temporales oportunidad de despejarse o de que opere otro elemento de protección.

Si la falla no se elimina, es decir es permanente, el reconectador actúa dejando abiertos sus contactos que serán cerrados manualmente cuando se haya eliminado la causa que produjo la falla.

La capacidad de los transformadores en estas subestaciones no será muy grande (tres de 1500 KVA, dos de 2000 KVA y una de 3000 KVA), por lo que se colocará solamente fusibles de potencia en el lado de alta tensión, que darán protección al transformador y a las barras de 13.8 KV, además brindarán protección de respaldo a los reconectadores automáticos por lo que se hace necesario coordinarlos adecuadamente.

Para efectuar la coordinación de los fusibles con los re-  
nectadores, se siguió la regla que a continuación se indica:

"Para la corriente máxima de falla en el sitio del reconec-  
tador, el tiempo mínimo de fusión del fusible del lado de  
la fuente de energía, debe ser mucho más grande que el tiem-  
po de apertura del reanectador en la curva retardada multi-  
plicada por un factor que depende del tiempo del intervalo  
de reconexión, y de la secuencia de operación". (6).

El reanectador esdogido es el tipo 6H de la McGRAW-EDISON  
con control hidráulico, para este reanectador con un inter-  
valo de reconexión de 120 ciclos y una secuencia de opera-  
ción 2A 2C, el factor por el que debe multiplicarse la cur-  
va retardada es 1.86 (6).

Utilizando las curvas tiempo - corriente de los reanecta-  
dores y los fusibles se efectuó la coordinación que se mues-  
tra en los gráficos N° 19, 20 y 21 y el resumen en el si -  
guiente cuadro:

Subestación	Corriente de falla (Amp)	Cap. de la bobina del reconectad.	Capacidad fusible	Tiempo del reconectador sg.	Tiempo fusible sg.
Catacocha	920	35 A	25 A	0,31	1,49
Celica	837	35 A	20 A	0,31	1,5
Gonzanamá	753	25 A	25 A	0,28	2,1
Cariamanga	711	25 A	20 A	0,29	1,3
Colaisaca	669	25 A	20 A	0,30	1,6
Zamora	628	25 A	30 A	0,31	0,6

La capacidad del fusible se seleccionó en base a los criterios indicados, y a los que se enunciarán en la coordinación con los reconectores de línea.

#### 4.2 Subestación Catamayo

Como se expresó, es la principal del sistema. En el presente trabajo se tratará de las protecciones de los alimentadores a 69 KV.

#### 4.2.1 Líneas Radiales

De la barra de 69 KV parten dos líneas radiales, la una que alimenta a las ciudades: Catacocha y Celica, y la otra a: Gonzanamá, Cariamanga y Colaisaca.

Como protección de sobrecorrientes, estas líneas tienen previsto reconectores automáticos, los cuales brindan además una protección de respaldo a los fusible de primario en las subestaciones situadas a lo largo de las líneas, por lo que se hace necesario coordinarlos adecuadamente siguiendo los lineamientos siguientes:

"La máxima coordinación entre reconectores y fusibles se obtiene para una secuencia de operación de dos acciones rápidas y dos lentas del reconector. La primera apertura del reconector permite eliminar cerca del 80% de las fallas temporales, la segunda permite eliminar el 10%, antes de la tercera operación se funde el fusible, por efecto de las fallas permanentes" (6).

#### Reglas para la coordinación

1. Para todos los valores de corriente de falla en la sec-

ción protegida por el fusible, el tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser más grande que el tiempo de apertura del reconectador en su operación rápida multiplicada por un factor que depende del número de operaciones rápidas y el tiempo del intervalo de reconexión entre operaciones rápidas" (6). En este caso para dos operaciones rápidas y dos lentas, y un intervalo de reconexión de 120 ciclos, el factor de multiplicación es 1.5 (6).

2. "Para todos los valores de corriente de falla en la sección protegida por el fusible, el tiempo máximo de apertura del fusible debe ser menor que el tiempo de apertura del reconectador en sus operaciones retardadas" (6).

Estas dos reglas permiten obtener un rango de coordinación, comprendido entre un punto máximo dado por la regla N<sup>o</sup> 1 y un punto mínimo dado por la regla N<sup>o</sup> 2. El punto mínimo es la intersección de la curva lenta del reconectador con la curva de tiempo máximo de apertura del fusible, si estas no cortan, el punto mínimo está dado por la mínima corriente de operación del reconectador, el punto máximo es la intersección de la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible con la curva rápida del reconectador multiplicada por el factor ya indicado.

Para estas líneas fueron seleccionados reconectores McGraw-Edison tipo CZE con control electrónico tipo ME, mínima corriente de operación 100 Amp., secuencia de operación 2A - 2C, intervalo de reconexión 120 ciclos.

Las curvas tiempo-corriente para la coordinación se muestran en el gráfico N° 22 y el resumen en el cuadro siguiente:

Subestación	Cap. Fusible	I. de Falla	T. Reconec. Curva 15 A	Tiempo Fusib. MMT	Tiempo Fusib. MCT	tiempo Recon. Curva C
LINEA CATAMAYO-CATACOCOA-CELICA						
Catacocha	25	610	0,09	0,15	0,29	0,45
Celica	20	380	0,1	0,21	0,4	0,9
LINEA CATAMAYO-GONZANAMA - CARIAMANGA - COLAISACA						
Gonzanamá	25	700	0,09	0,12	0,23	0,39
Cariamanga	20	540	0,09	0,11	0,22	0,54
Colaisaca	20	440	0,095	0,15	0,3	0,7

#### 4.2.2 Transformadores

Esta subestación tendrá dos transformadores de tres devandos, conexión estrella - delta - estrella a tensiones: 69 - 4,16 - 13,8 KV, capacidad 5 MVA

Como protección para fallas internas del transformador se tiene un relé de temperatura y uno de presión súbita que comandan: un interruptor automático en el lado de 69 KV y un reconectador bloqueado la reconexión en 13,8 KV.

#### 4.2.3 Línea Loja - Catamayo

Como se expresó ya, es la principal línea del Sistema por lo que requiere un análisis especial en lo que se refiere a las protecciones. Esta línea tiene doble alimentación por lo que se hace necesario protegerla en sus extremos Catamayo y Loja.

##### a) Catamayo

En este extremo se colocarán relés de distancia tipo GCX51 de la General Electric que cubrirán el 90% de la línea en primera Zona y la totalidad de la línea más los transformadores

de la Subestación Loja en segunda zona, además la unidad de disparo instantáneo se calibrará para que opere con 115 por ciento de la carga máxima.

### Calibración

$$Z \text{ primario} = (9.88 + 10,18 j) \Omega$$

Corriente máxima de carga 83 Amp.

Corriente de falla trifásica mínima 165 Amp.

Relación de los Transformadores de Corriente 100/5

Relación de los transformadores de potencial 69000/115

$$Z \text{ sec} = Z_{pi} \frac{\text{Relación T. C.}}{\text{Relación T. P.}}$$

$$Z \text{ sec} = (9.88 + 10,18 j) 0,9 \times \frac{20}{600}$$

$$Z \text{ sec} = 0,2964 + 0,3054 j$$

$$Z \text{ sec} = 0,426 \angle 46^\circ$$

El tap para primera zona se obtiene con la siguiente ecuación:

$$T = \frac{X \text{ min}}{X L} \times 100$$



en donde:

T = Porcentaje del Tap

X min = Alcance básico de la unidad de reactancia

X L = Alcance deseado de reactancia mirado del se  
cundario, fase - neutro.

X L = 0,3054

El relé tiene los taps: 0,1 - 0,2 - 0,4 de los cuales selec  
cionamos 0,2

$$T = \frac{0,2}{0,3054} \times 100$$

$$T = 65,48 \%$$

Puesto que 65,48 no es entero, escogemos el tap 66%

Calibración de la Segunda Zona.

$$Z_L = 9,88 + 10,18 j$$

$$X_T = 33,45 j$$

$$Z = 9,88 + (10,18 + 33,45) j =$$

$$z = 9,88 + 43,64 j$$

$$Z_{\text{sec}} = (9,88 + 43,64 j) \frac{20}{600}$$

$$Z_{sec} = 0,3293 + 1,454 j$$

$$Z_{sec} = 1,4908 \quad |77,2^\circ$$

$$Z_{min} = 1$$

$$T = \frac{Z_{min}}{Z_{sec}} = 10 \cos (60^\circ - 77,2^\circ)$$

$$T = \frac{1}{1,4908} \times 100 \cos 17,2^\circ$$

$$T = 64,07 \%$$

Luego, elegimos el tap 65%

Unidad de Disparo Instantáneo

$$I_{sec} = \frac{1,15 \times 83}{20}$$

$$I_{sec} = 4,77$$

La unidad de disparo instantáneo se calibrará sobre 4,77 Amp.

b) Loja

En este extremo se colocarán relés direccionales de sobrecorriente, que se coordinarán con los reconectores de las líneas a Catacocha y Cariamanga.

La corriente nominal de la línea es de 62 Amp. en sentido contrario por tanto, se colocará 2 transformadores de corriente 100/5 conectados en paralelo que da una relación total: N=10.

### Calibración

$$I_p = 18 \text{ Amp}$$

$$I_{sec} = \frac{18}{10} = 1,8 \text{ Amp.}$$

$$\text{Tap} = 0,5$$

$$\text{Múltiplo del Tap: } \frac{1,8}{0,5} = 3,6$$

Tap de tiempo III

Tiempo del Relé: 1,3 seg.

Tiempo máximo del reconectador: 0,9 seg.

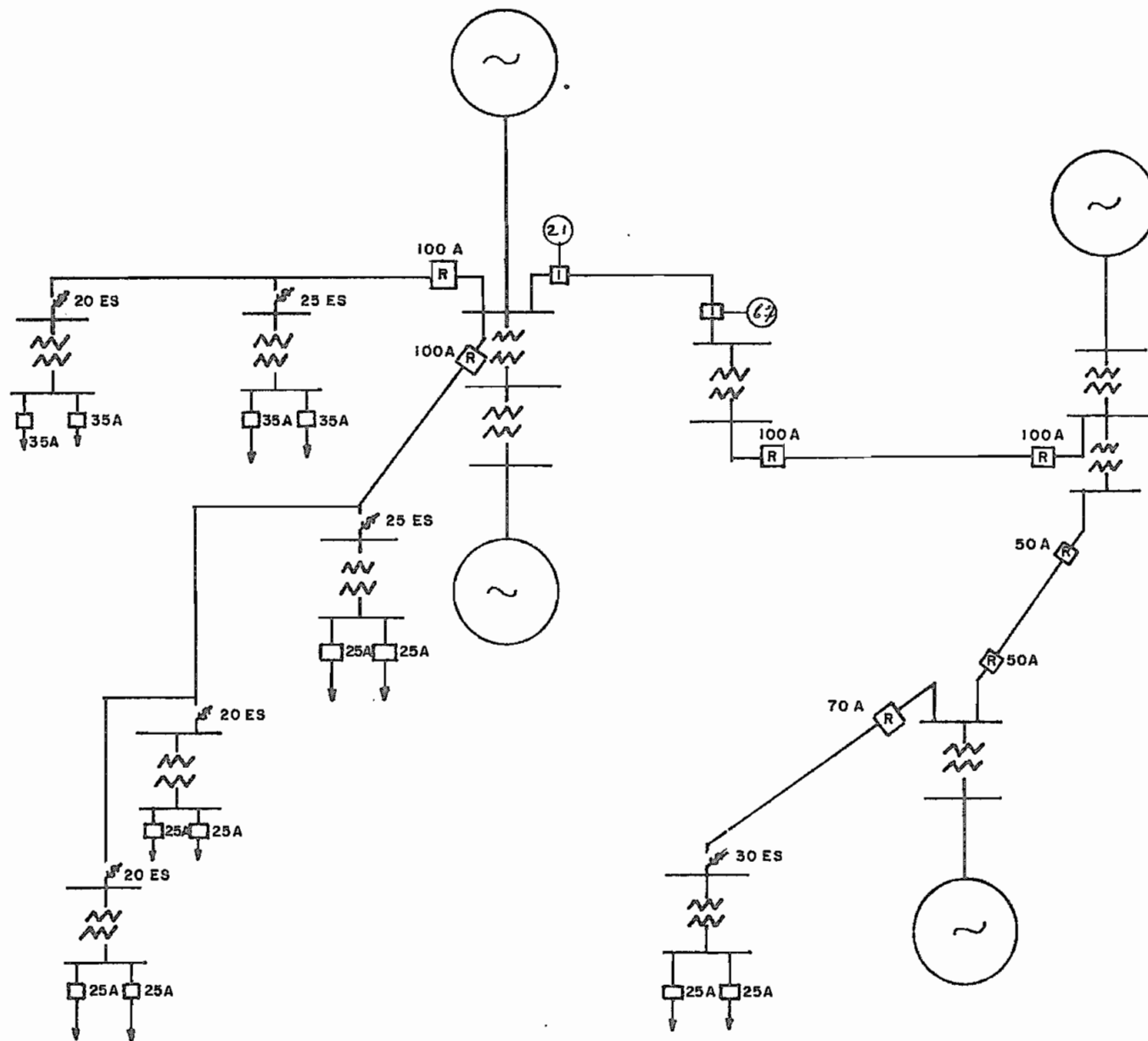
#### 4.3 Líneas Alimentadas por los dos extremos

En el Sistema tenemos tres líneas con alimentación por los dos extremos que son: Loja, Catamayo a 69 KV cuya protección fue indicada en el párrafo anterior y las líneas, Loja - San Cayetano a 13.8 KV y San Francisco - San Cayetano a 22 KV, como protección de estas líneas se prevé colocar en los extremos reconectores bloqueada la reconexión en su operación rápida.

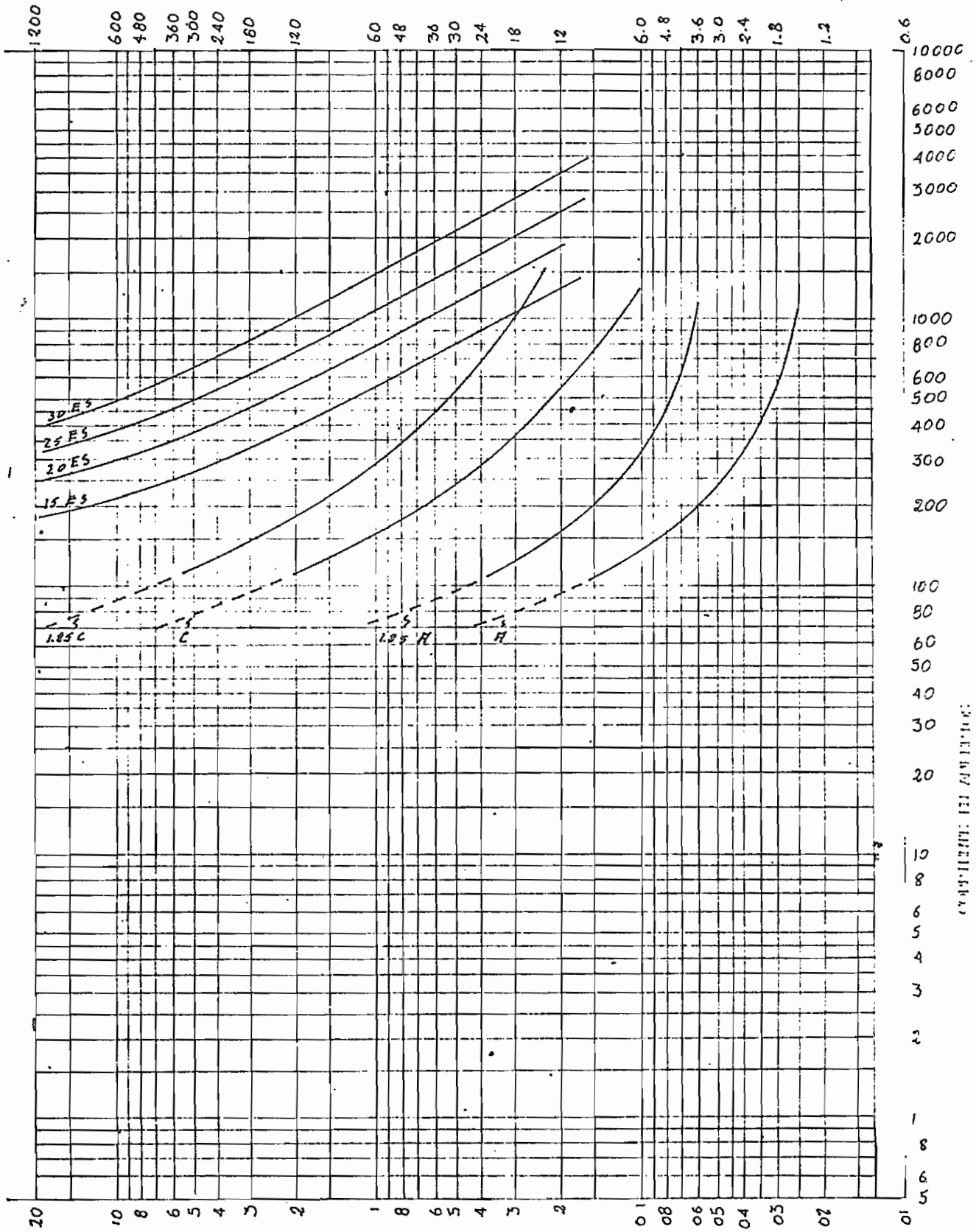
Para una falla en cualquiera de estas líneas, se desconectarán ambos extremos permitiendo que el principal centro de

consumo que es la ciudad de Loja no salga fuera de servicio. En el otro sector, las poblaciones quedarán servidas con sus propias centrales.

Para las líneas San Cayetano - Loja se escogieron reconectadores de la McGraw Edison tipo R de 100 Amp y para la línea San Francisco - San Cayetano tipo VWV de 50 Amp.



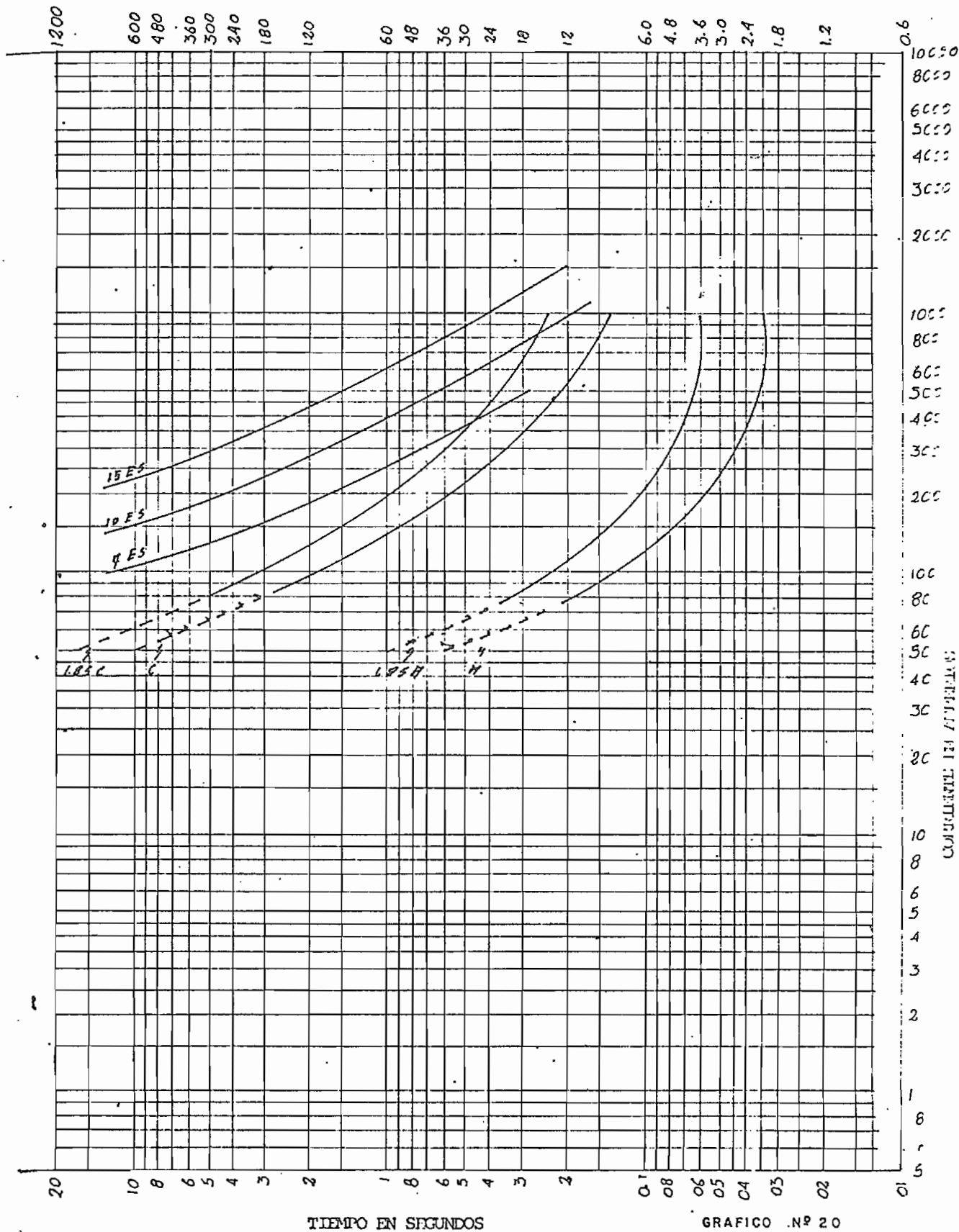
EMPRESA ELECTRICA  
REGIONAL DEL SUR  
DIAGRAMA DE PROTECCIONES  
GRAFICO N° 18

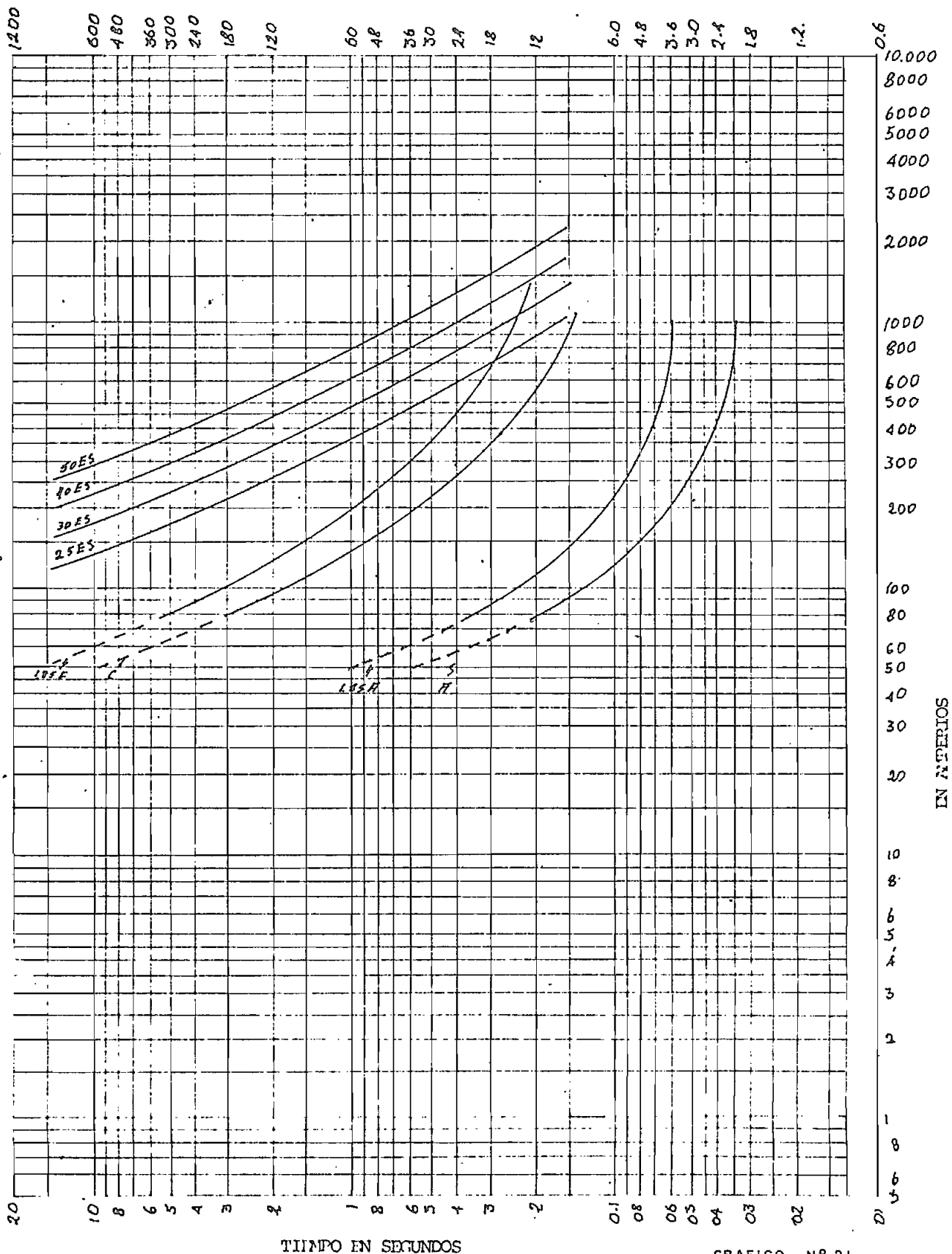


TIEMPO EN SEGUNDOS

GRAFICO Nº 19

CANTIDAD DE ENERGIA





TIEMPO EN SEGUNDOS

GRAFICO N° 21

EN ATERIOS



LINEAS RADIALES

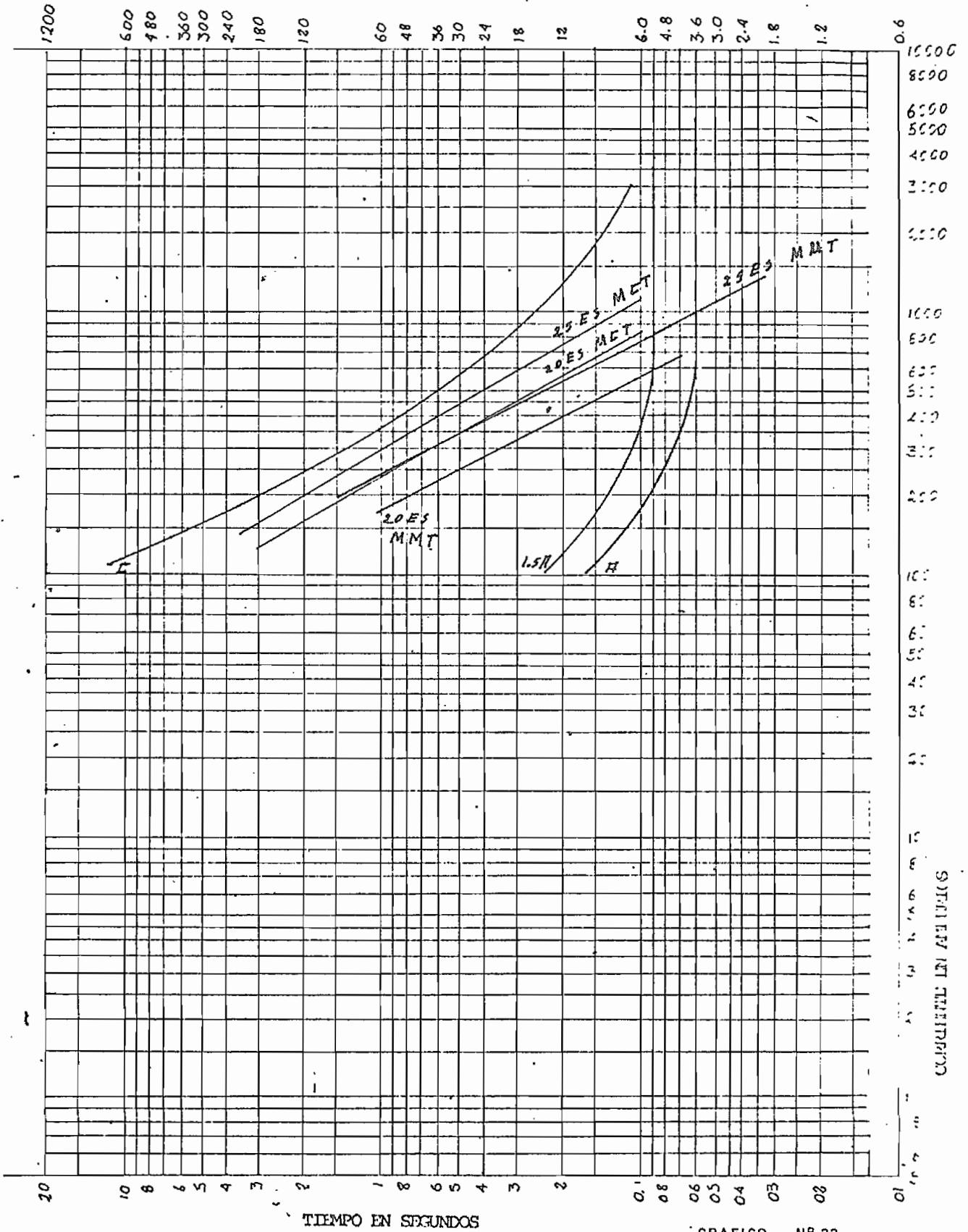


GRAFICO Nº 22

## CAPITULO V

### 5. CONCLUSIONES

Como consecuencia de la realización de este trabajo, podemos concluir que se completó el diseño original con la realización del flujo de carga y la obtención de las corrientes de falla, además en lo referente a las protecciones - previstas, éstas sí cumplen con la finalidad para la que fueron diseñadas, es decir proporcionar al sistema un medio de protección selectiva y eficaz.

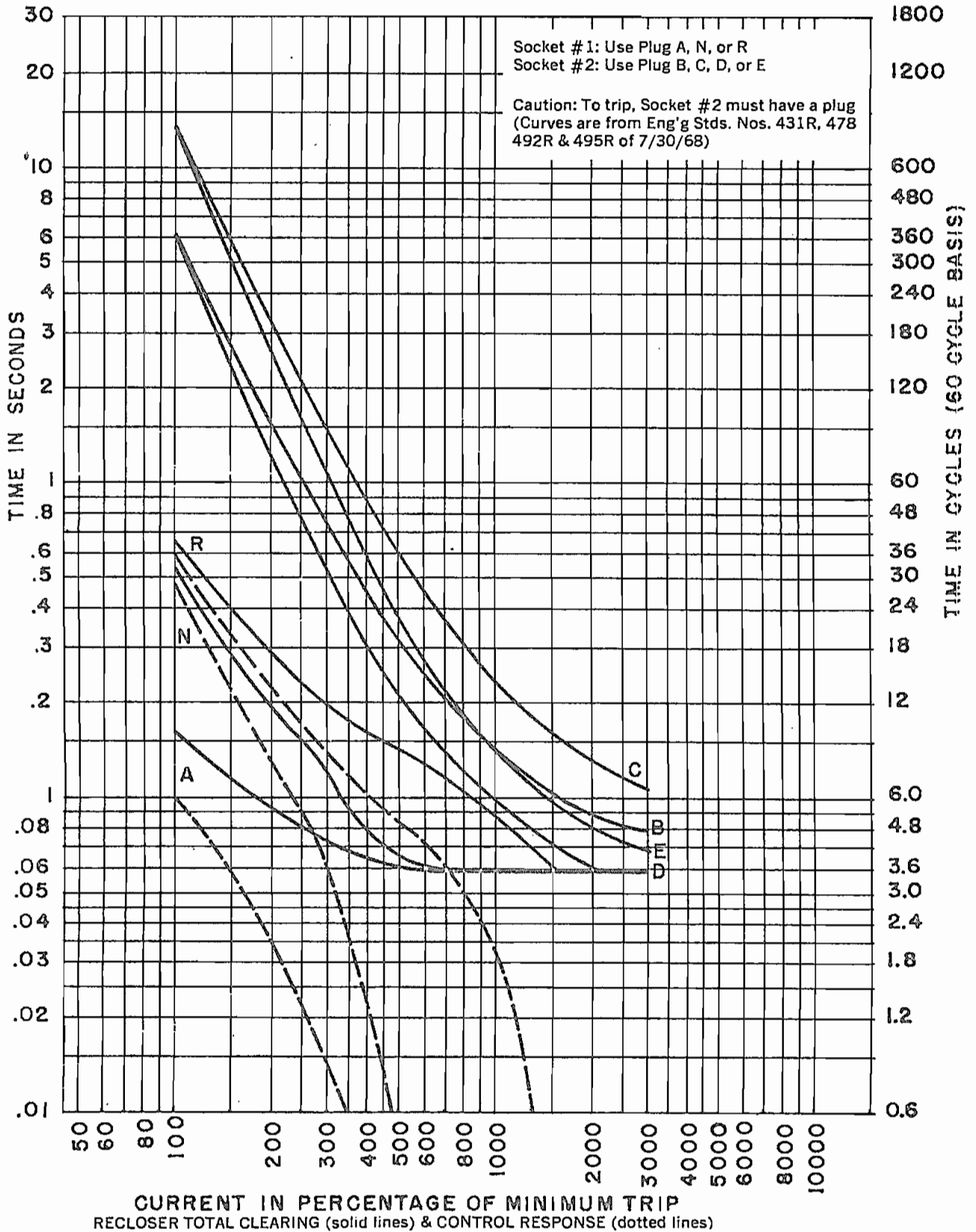
Con la coordinación de las mismas se evita que cuando se produzca una falla salgan fuera de servicio zonas que no están directamente afectadas, y así poder mantener la continuidad del servicio.

Solamente deberán cambiarse las protecciones de la línea Loja - Catamayo, en donde se tienen relés de sobrecorriente y deberán colocarse direccional de sobrecorriente en un extremo y de distancia en el otro.

B I B L I O G R A F I A

- (1) Datos Estadísticos de la Empresa Eléctrica Regional del Sur.
- (2) Empresa Eléctrica Regional del Sur. Diseño de Subestaciones. 1973.
- (3) Prácticas de Laboratorio de Sistemas de Potencia. Escuela Politécnica Nacional. 1972.
- (4) Standard Handbook for Electrical Engineers. 1972.
- (5) Copiados de Líneas de Transmisión  
Prof: Ing. Honorato Placencia. 1971
- (6) L. M. Distribution Protection and Apparatus Coordination  
Bulletin Nº 5.00 5 - 64
- (7) Mc Graw Edison. Catálogos y curvas.

Type CE, CVE, CXE & CZE with Type ME Control, Phase Trip



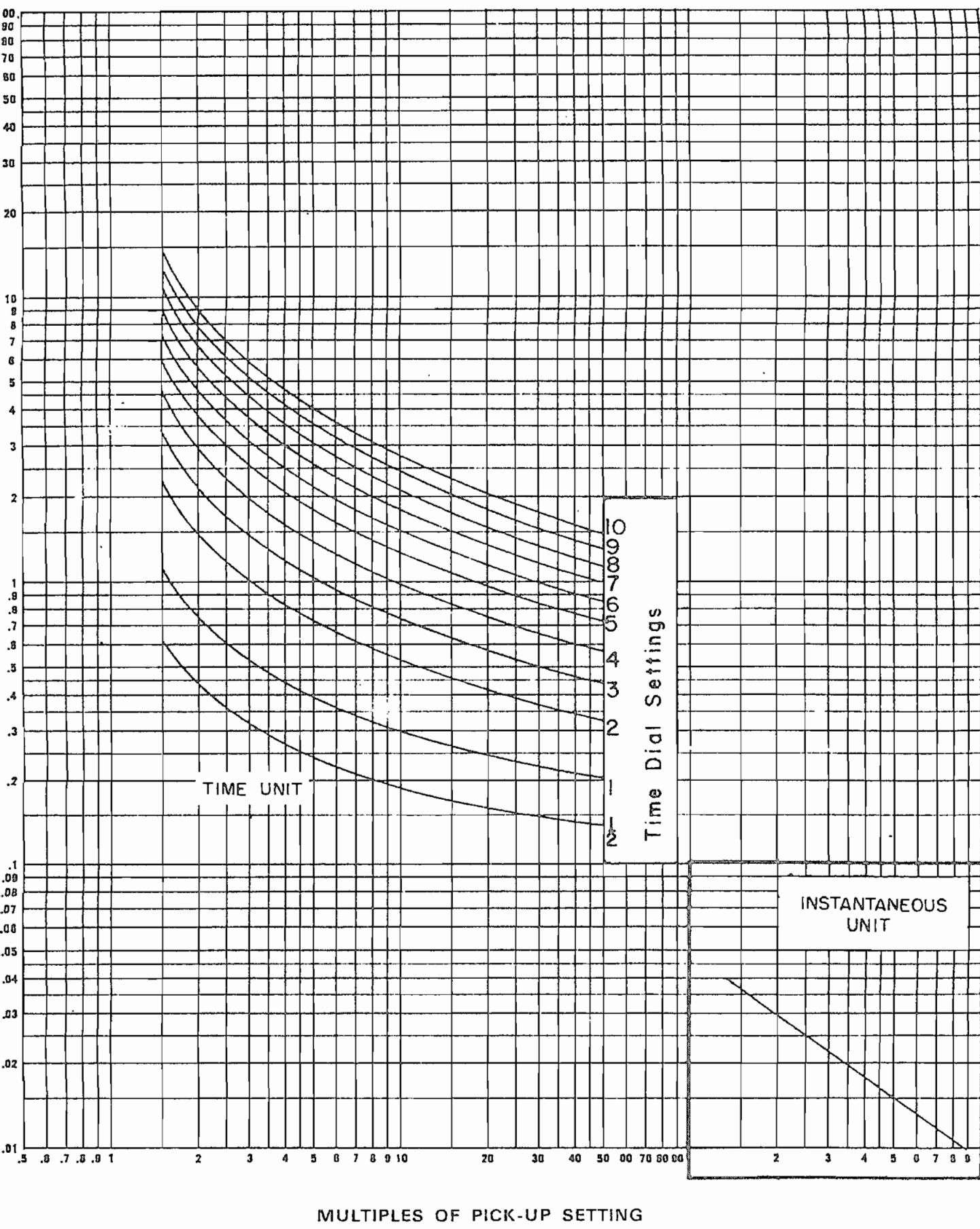
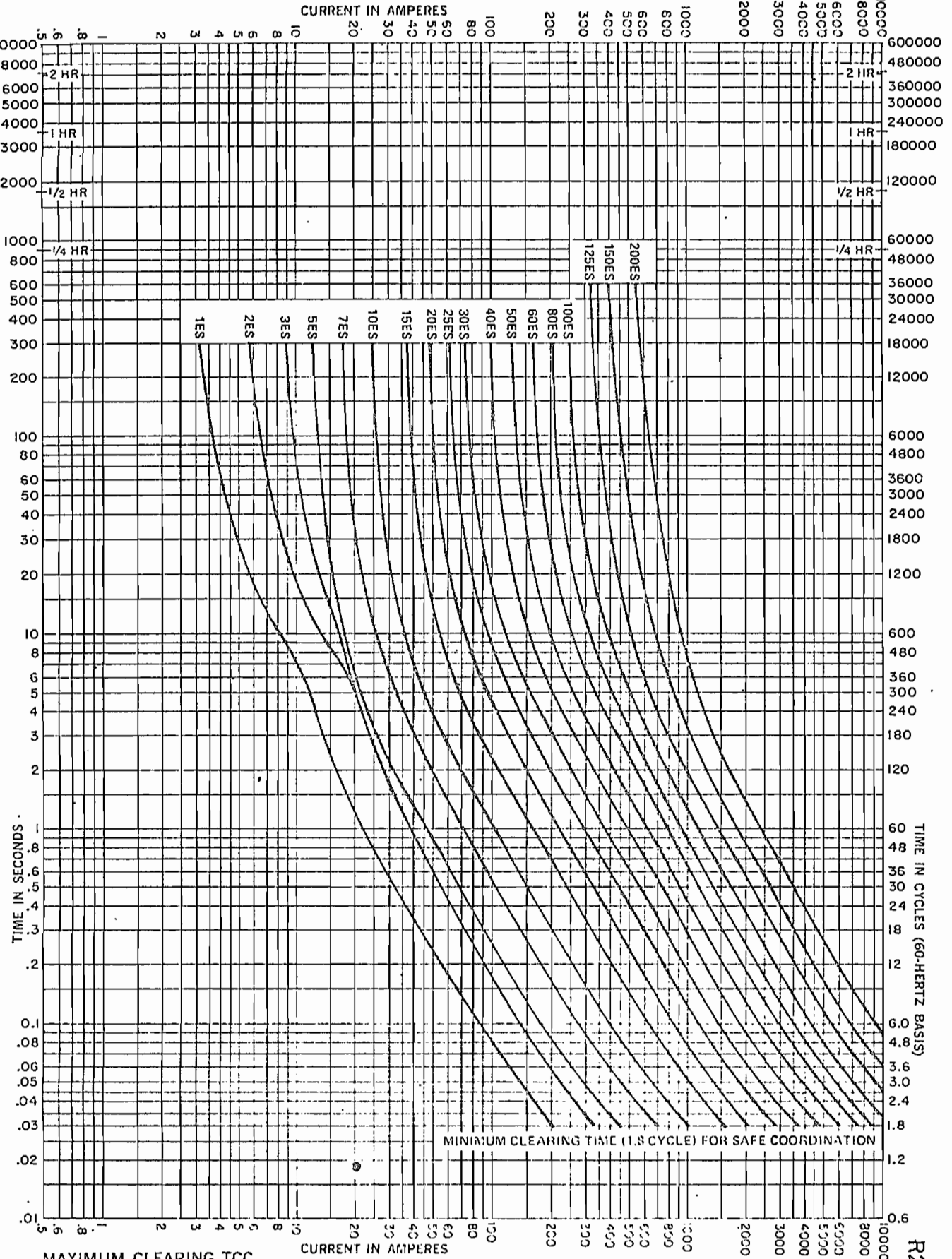


Fig. 10. Type IAC relays, Inverse Time-characteristic Curve (GES-7001)

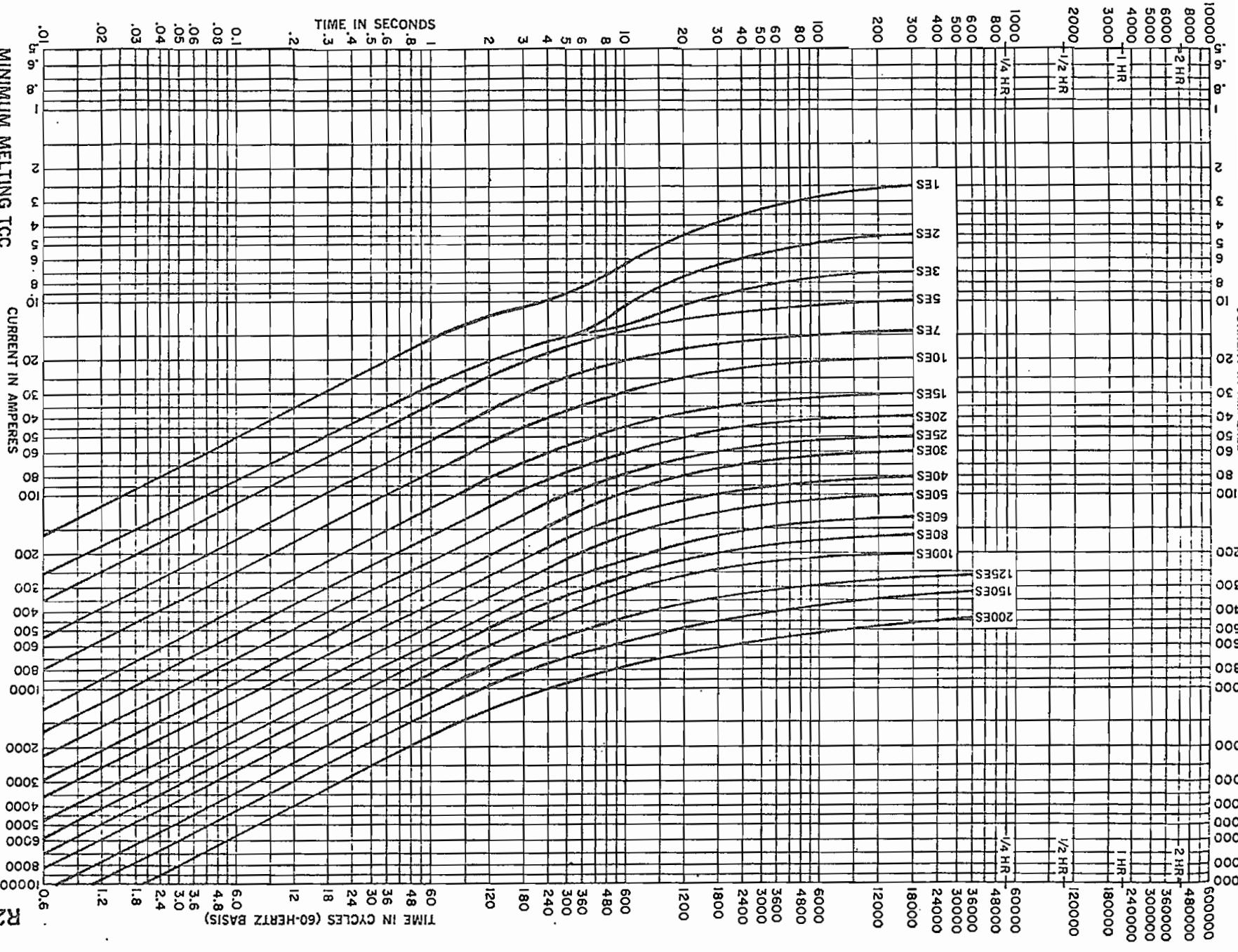


**MAXIMUM CLEARING TCC**

Curves of M-E fuse links in M-E FNO Power (25 S, 25.0 & 48.3KV)  
 Basis for data: NEMA Standard SG-2  
 Tests at rated cutout Volts ac, low pf, starting at no initial load, 25°C  
 Maximum test points plotted so variations should be minor

TYPE ES-TIN

Curves of M-E fuse links in M-E HXO Power (8.25 - 48.3Kv)  
 Basis for data: NEMA Standard SG2  
 Tests at 240 Volts ac, high pf, starting at no initial load, 25C  
 Minimum test points plotted so variations should be plus



R240-9  
 Refer: