

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

TUES

1504

A174e

1993

Ej.2



"ESTUDIO DE PROTECCION Y COORDINACION DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE LA PLANTA GENERADORA HIDRO-ELECTRICA (CUCUMACAYAN) Y ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA EN LA RED DE LA COMPAÑIA DE LUZ ELECTRICA DE SONSONATE (CLES)".

TRABAJO DE GRADUACION
PRESENTADO POR:

EUGENIO ACEVEDO SERRANO
MAURICIO AUSTEMBERTO OLIVARES URQUILLA



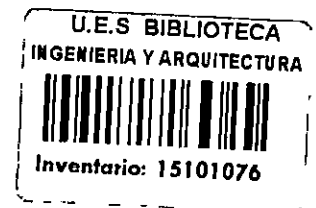
PARA OPTAR AL TITULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

Abril de 1993

151 01076

San Salvador, El Salvador, Centro América

Recibida: 07/05/93



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

DR. FABIO CASTILLO FIGUEROA

SECRETARIO GENERAL:

LIC. MIRNA ANTONIETA PERLA DE ANAYA

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. JUAN JESUS SANCHEZ SALAZAR

SECRETARIO:

ING. JOSE RIGOBERTO MURILLO CAMPOS

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

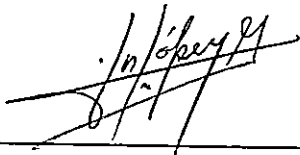
DIRECTOR:

ING. RICARDO ERNESTO CORTEZ

TRABAJO DE GRADUACION:

**"ESTUDIO DE PROTECCION Y COORDINACION DEL SISTEMA DE
TRANSMISION DE LA PLANTA GENERADORA HIDROELECTRICA
(CUCUMACAYAN) Y ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA EN LA
RED DE LA COMPANIA DE LUZ ELECTRICA DE
SONSONATE (CLES)"**

COORDINADOR DEL TRABAJO

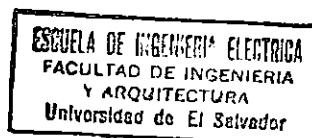


Ing. MARIO ANTONIO LOPEZ.

ASESOR:



Ing. FREDY VILLALTA BARBERENA



ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

en esta fecha, 23 de Abril de 1993,
en el local de Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica,
a las 9:00 horas, con la presencia de las siguientes autoridades de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

- 1- Ing. Ricardo E. Cortez
Director de la E.I.E.
- 2- Ing. Jorge A. Galdámez
Secretario de la E.I.E.
- 3- _____

Handwritten signature and stamp
Firma
H. Galdámez

Y con el Honorable Jurado de evaluación integrado por las personas
siguientes:

- 1- Ing. Wilfredo Castro
- 2- Ing. Manuel Escobar
- 3- Ing. Fredy Villalta Barberena
- 4- Ing. Ulises Zelaya Pinzón
- 5- _____
- 6- _____

Handwritten signatures of the jury members
Wilfredo C.
Manuel Escobar
Fredy Villalta
Ulises Zelaya

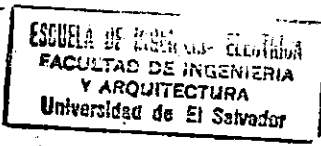
Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de
Graduación: "ESTUDIO DE PROTECCION Y COORDINACION DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE LA PLAN-
TA GENERADORA HIDROELECTRICA CUCUMACAYAN Y ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA EN LA RED DE LA COM-
PAÑIA DE LUZ ELECTRICA DE SONSONATE (CLES)"

a cargo del (los) Br(es):

EUGENIO ACEVEDO SERRANO Y
MAURICIO AUSTEMBERTO OLIVARES URQUILLA

Habiendo obtenido el presente trabajo una nota final, global de 8.0

Ocho punto Cero



DEDICATORIA

Este trabajo representa el esfuerzo y sacrificio de personas muy especiales en mi vida, por lo que dedico éste triunfo a:

- JESUS EL NAZARENO: DIOS Y HOMBRE VERDADERO: por darme vida y salud para concluir mi carrera.
- MIS PADRES: EVA SERRANO DE ACEVEDO Y EUGENIO ACEVEDO PEÑA, por todas las privaciones y desvelos que pasaron durante su vida para hacer de mi un profesional.
- A MIS HERMANOS: GUADALUPE, SILVIA, YANIRA, DEBORA, ENRIQUE Y OSWALDO: por su comprensión y apoyo que me brindaron durante mis estudios universitarios.
- A MIS ABUELOS: FELIPA PEÑA DE ACEVEDO Y SERAPIO DE JESUS ACEVEDO (QUE EN PAZ DESCANSEN): por todo su cariño y apoyo que me prodigaron. Personas como ellos mueren pero nunca dejan de existir.
- TODOS MIS TIOS, PRIMOS Y DEMAS FAMILIARES, que cuando necesité de su apoyo, estuvieron conmigo; y me permitieron compartir parte de mi vida con ellos

A todos ellos; sinceramente: ¡GRACIAS!

EUGENIO ACEVEDO SERRANO

DEDICATORIA

Quiero dedicar y compartir este triunfo a todas las personas que contribuyeron a la realización de éste trabajo de graduación y de una manera muy especial a:

- A DIOS TODOPODEROSO: Por haberme dado la oportunidad de coronar mi carrera, ya que sin su ayuda no lo hubiera hecho.
- A MIS PADRES : Roberto Olivares y Stella Urquilla, quienes se sacrificaron y depositaron toda su confianza y por todo lo que he aprendido de cada uno de ellos, con todo amor quiero compartir mi triunfo.
- A MIS ABUELOS : Fernando Olivares y Consuelo de Olivares, quienes estuvieron pendientes con sus atenciones y cuidados.
- A MIS ABUELOS : Francisco Urquilla (Fallecido), y Maria Luisa de Urquilla, por sus constantes oraciones al Señor.
- A MI HERMANO : Stanley Olivares, a quien agradezco de corazón por su constante apoyo y confianza a lo largo de mi carrera.
- A MIS HERMANAS: Con todo mi amor y de corazón siempre estaré con Ustedes.
- A MI FAMILIA : A todos quienes me apoyaron y me dieron aliento para seguir adelante.
- A : Niña Soili y Claudia Molina, por haberme abierto las puertas de su casa, su confianza y apoyo.
- A MIS AMIGOS : Por el apoyo que me brindaron.
- A TODOS ELLOS DE CORAZON: GRACIAS

MAURICIO A. OLIVARES URQUILLA

AGRADECIMIENTO

Queremos agradecer a todas las personas que contribuyeron en la realización de nuestro trabajo y en especial a:

- ING. EDGAR ORLANDO MENA, Gerente administrador de la Compañía de Luz Eléctrica de Sonsonate (CLES) por habernos permitido realizar nuestro trabajo de graduación en dicha compañía.
- ING. WILFREDO CASTRO, Del Departamento Técnico, por su ayuda desinteresada.
- ING. JOSE MARIA VIDES, Jefe de Operaciones de la Planta Cucumacayán, por habernos proporcionado toda la información que se le solicitó y el acceso a la planta.
- LIC. ERMINIO EDUARDO RODRIGUEZ, Director del Liceo Izalqueño, por su valiosa y desinteresada colaboración en el préstamo del Centro de Computo del Liceo.
- ING. JULIO ARTERO, Del Departamento de protecciones de CEL Soyapango, por toda la información que nos proporcionó.
- NUESTRO COMPAÑERO LUIS ALVARENGA, por toda su ayuda y colaboración prestada.
- NUESTRA AMIGA SILVIA ANDREA RODRIGUEZ, por su oportuna demostración de solidaridad y comprensión, en los momentos más críticos de la finalización de nuestro trabajo.

Infinitas Gracias.

EUGENIO ACEVEDO SERRANO
MAURICIO A. OLIVARES URQUILLA.

La principal razón de este trabajo dirigido hacia la compañía de Luz Eléctrica de Sonsonate (C.L.E.S.), es debido a la carencia de un estudio de flujo de carga al sistema. La importancia que tiene un estudio de esta clase es de gran beneficio, ya que con él se puede determinar y conocer su estado de pérdidas, conocer que tan eficiente es y además como poder solucionar el problema haciendo algunas modificaciones al sistema, ya sea agregando capacitores para eliminar las pérdidas o instalar reguladores de voltaje para mejorar el perfil de voltaje.

Otras de las razones que obligaron a la realización de este trabajo fue la carencia total de protección y coordinación de la planta generadora de Cucumacayan y a los circuitos Los Lagartos y Santa Ana.

Este estudio lleva como único fin proporcionar a la compañía de resultados, en cuanto a sus condiciones actuales de generación, transmisión, protección y coordinación entre sus dispositivos de protección. Además de proporcionarles de recomendaciones para la solución de los problemas existentes. Se considera que los alcances planteados a un inicio de la propuesta para este trabajo, han sido satisfechos a pesar de algunos inconvenientes durante el desarrollo del trabajo.

Consideramos que la realización de este estudio viene a ser una contribución directa de la escuela de ingeniería Eléctrica, en el mejoramiento de la eficiencia del sistema de C.L.E.S.

PREFACIO

RESUMEN DEL TRABAJO.

El presente trabajo se desarrolló en prácticamente 3 etapas:

- Primero se recolectó la información teórica sobre flujo de carga y coordinación de protecciones, ésta información constituye la fundamentación teórica del tema. Además en esta etapa se investigó la información general de la red de transmisión a 34.5 KV de CLES (el nivel de tensión de 34.5 KV es conocido como de subtransmisión por CEL); datos como la configuración de las líneas, subestaciones, plantas generadoras, diagrama unifilar, protecciones del sistema, etc. En esta etapa se plantearon los problemas técnicos de la red y la necesidad de buscar solución a dichos problemas, o bien plantear alternativas para mejorar la eficiencia de la red.

Realizar un estudio de flujos de carga a la red, proporcionaría información del estado dinámico del sistema y el estado de las pérdidas en KW de las líneas. También el estudio de las protecciones daría un diagnóstico de la eficiencia del funcionamiento de las protecciones actuales de la red, y cual sería la forma adecuada de coordinarlas.

- En una segunda etapa se planteó la descripción y el uso de la herramienta computacional, que se utilizará para el análisis de flujo de carga; se trata de el programa interactivo RCAP. En cuanto al estudio de protecciones se dió un diagnóstico, que evidenciaba la necesidad de coordinar los circuitos de Santa Ana y Los Lagartos con la planta de Cucumacayan . En ésta etapa se crearon los archivos de datos para el programa RCAP; los datos se obtuvieron de diferentes fuentes: archivos de lecturas de consumo del departamento de mediciones de CLES, de datos de archivo del Centro de capacitación y desarrollo (CENCADE), mediciones de campo realizadas por nosotros, consultas con los encargados del departamento técnico de CLES y trabajadores de la cuadrilla de instaladores del mismo departamento. Esta actividad fué la que mas tiempo ocupó en el desarrollo del trabajo.

- En lo que podemos llamar una tercera etapa, comprende la ejecutada de los archivos de datos creados, en el RCAP, de esa forma se obtienen los resultados del estado actual del sistema, y se plantea la localización óptima de bancos de capacitores en la red para disminuir las pérdidas en las líneas alimentadoras y mejorar el factor de potencia en los puntos de carga. Se recomienda la ubicación de los bancos de capacitores (# de nodo) y la capacidad de los mismos. En

cuanto a las protecciones se recomienda la coordinación entre fusibles, relé-fusible, y reclose-fusible al lado de la carga. Para finalizar se plantean algunas conclusiones y recomendaciones generales.

TABLA DE CONTENIDOS

CAPITULO	PAGINA
I ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA	
1.0 Representación de los Sistemas de Potencia	1
1.0.1 Representación de los Sistemas de Potencia	2
1.0.1.1 Diagrama Unifilar	2
1.0.1.2 Diagrama de Impedancia y Reactancia	3
1.0.1.3 Valores por Unidad	4
1.0.1.4 Selección de las Cantidades Bases en por Unidad	6
1.0.1.4.1 Cambio de Base en los cálculos de por Unidad	6
1.0.2 Formulación del Modelo Matemático del Sistema	7
1.0.3 Clasificación de Buses en un Sistema de Potencia	11
1.0.3.1 Ecuación de la Red	12
1.0.3.2 Ecuaciones de los Buses	12
1.0.3.3 Ecuaciones del Flujo en las líneas	13
1.1 Descripción de la Red	15
1.1.1 Descripción de las Líneas	15
1.1.1.1 Línea CLES Los Lagartos	15
1.1.1.2 Línea CLES Comercial	16
1.1.1.3 Línea CLES Industrial	17
1.1.1.4 Línea CLES Acajutla	18
1.1.1.5 Línea CLES Santa Ana	19
1.1.1.6 Línea CLES San Isidro	20
1.1.1.7 Línea CLES Aguila	21
1.1.2 Ubicación e Información de Sub-estación en la red de CLES	22
1.1.3 Problema en la Red	25
1.1.4 Planta Bululú	25
1.1.5 Planta de Generación Cucumacayán	26
1.2 Importancia del Estudio de Flujo de Carga	27
1.2.1 Información y Resultado que se Obtiene de un Flujo de Carga	28
1.3 Descripción del Programa Utilizado para el flujo de Carga (RCAP-PC)	28
1.3.1 Alcances y Limitaciones del RCAP	28
1.3.1.1 Preparación de los Datos del Sistema	29
1.3.1.2 Comandos Utilizados para el Estudio de Flujo Potencia y Perfil de Voltaje	31

1.3.1.3	Comandos Utilizados para la Aplicación de Capacitores	31
1.3.1.4	Comandos Utilizados para el Estudio de las Regulaciones de Voltaje	32
1.3.2	Manual de Usuario	32
1.3.2.1	Comando Utilizados para el Estudio de Flujos de Potencia y Localización de Capacitores	33
1.3.2.1.1	ADDCAP	34
1.3.2.1.2	AUTOADD	35
1.3.2.1.3	CHCAP	35
1.3.2.1.4	CHECON	36
1.3.2.1.5	DAILY	36
1.3.2.1.6	DOALL	38
1.3.2.1.7	ECON	40
1.3.2.1.8	FAULT	40
1.3.2.1.9	FIND	42
1.3.2.1.10	HELP	42
1.3.2.1.11	KWKVAR	43
1.3.2.1.12	LOAD	43
1.3.2.1.13	LOCCAP	44
1.3.2.1.14	LOSSES	44
1.3.2.1.15	LT	45
1.3.2.1.16	NEWLOAD	45
1.3.2.1.17	PDAILY	46
1.3.2.1.18	PLOT	46
1.3.2.1.19	SEASONAL	47
1.3.2.1.20	SETFACTOR	48
1.3.2.1.21	SETSISES	49
1.3.2.1.22	SHOWDAILY	49
1.3.2.1.23	SHOWFACTOR	50
1.3.2.1.24	SHOW SEASONAL	50
1.3.2.1.25	SHOWSIZES	51
1.4	Metodología y Formación de Archivos	51
1.4.1	Metodología a Seguir para el Análisis	51
1.4.2	Formación de Archivos de Datos para el RCAP	52
1.4.2.1	Título	52
1.4.2.2	Datos del Sistema	52
1.4.2.3	Datos de la Línea	53
1.4.2.4	Existencia de Bancos de Capacitores	54
	Conclusiones del Capítulo I	56
	Referencias Bibliográficas	57

CAPITULO

II. ANALISIS Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE	
FLUJO DE CARGA EN CLES-SONSONATE	58
2.0 Análisis del Estado Actual del Sistema	59
2.0.1 Circuito CEL-Acajutla	59
2.0.1.1 Archivos de Datos CEL-Acajutla	61
2.0.2 Circuito Cucumacayán	63
2.0.2.1 Archivo de Datos Cucumacayán	63
2.0.3 Circuito CEL - Ateos	63
2.0.3.1 Archivos de datos CEL-Ateos	63
2.0.4 Resultados del Análisis para el Estado	
Actual del Sistema	69
2.0.4.1 Circuito CEL -Acajutla	69
2.0.4.2 Circuito Cucumacayán	69
2.0.4.3 Circuito CEL-Ateos	70
2.1 Resultados de la Aplicación de Capacitores	
al Sistema	70
2.1.1 Circuito CEL - Acajutla	74
2.1.2 Circuito Cucumacayán	75
2.1.3 Circuito CEL-Ateos	75
2.2 Análisis Económico de Pérdidas	76a
Conclusiones del Capítulo II	77
Referencias Bibliográficas	77

CAPITULO

III. PROTECCION DE LA PLANTA CUCUMACAYAN Y LOS	
CIRCUITOS LOS LAGARTOS Y SANTA ANA	78
3.0 Documentación Teórica para un Estudio de	
Protecciones	78
3.0.1 Relevador de Sobrecorriente	79
3.0.1.1 Descripción del Rele de	
Sobrecorriente	79
3.0.2 Fusibles	81
3.0.2.1 Descripción de los Fusibles	81
3.0.3 Interruptores de Aceite	84
3.1 Estado Actual de las Protecciones en la	
Planta de Cucumacayán y los Circuitos Los	
Lagartos y Santa Ana	85
3.1.1 Protección de la Planta de	
Cucumacayán	85
3.1.1.1 Circuito de Santa Ana	85
3.1.1.2 Circuito de Los Lagartos	86
3.1.1.3 Protección de las Unidades	
de Generadoras	86
3.1.2 Protección de los Puntos de Carga	
del Circuito de Santa Ana	88
3.1.2.1 Circuito CLES Aguila	88
3.1.2.2 Circuito Bomba de Arenales	88
3.1.2.3 Circuito Los Naranjos	88

3.1.3	Protección de Los Puntos de Carga de Los Lagartos	89
3.1.3.1	Circuito CLES Izalco	89
3.1.3.2	Fabrica "MATCO"	89
3.1.3.3	Circuito CLES Terrena	90
3.1.3.4	Circuito Ingenio El Carmen	90
3.1.3.5	Circuito CLES San Isidro	90
3.1.3.6	Circuito Los Naranjos	91
3.2	Puntos a Proteger	91
3.3	Diseño de las Protecciones	92
	Conclusiones del Capitulo III	98
	Referencias Bibliográficas	99

CAPITULO

IV COORDINACION DE LA PLANTA CUCUMACAYAN Y LOS CIRCUITOS LOS LAGARTOS Y SANTA ANA

		100
4.0	Documentación Teórica para un Estudio de Coordinación	101
4.0.1	Principios Básicos de una Coordinación	101
4.0.2	Fallas en un Sistema de Potencia	102
4.0.2.1	Estudio de Corriente de Corto Circuito	102
4.0.2.1.1	Periodo Subtransitorio	102
4.0.2.1.2	Periodo Transitorio	103
4.0.2.1.3	Periodo Permanente	103
4.1	Tipos de Coordinación que se pueden Aplicar a la Planta Cucumacayán	104
4.1.1	Coordinación Fusible -Fusible	104
4.1.1.1	Métodos de Coordinación Fusible-Fusible	107
4.1.1.1.1	Método Utilizado Curva Características de -Tiempo Corriente	107
4.1.1.1.2	Coordinación Fusible-Fusible Utilizando Tabla de Coordinación	111
4.1.1.1.3	Método de la Regla del Fulgar	114
4.1.2	Coordinación Relé-fusible del lado de la Cara	116
4.1.3	Coordinación Recloser-Seccionalizador-Fusible	117
4.1.4	Coordinación Recloser-Fusible	118
4.1.4.1	Coordinación Fusible del Lado de la Carga	118
4.1.4.2	Coordinación Recloser Fusible del Lado de la Carga	120
4.2	Obtención de los Datos	121
4.3	Coordinación Propuesta Relé -Fusible	126

126	4.3.1	Coordínación entre los Nodos 31S-36	126
128	4.3.2	Coordínación entre los Nodos 31S-35	128
128	4.3.3	Coordínación entre los Nodos 31S-33	128
132	4.3.4	Coordínación entre los Nodos 28S-31S	132
132	4.3.5	Coordínación entre los Nodos 28S-30	132
132	4.3.6	Coordínación entre los Nodos 28S-30	132
132	4.3.7	Coordínación entre los Nodos 27-29	132
135	4.3.8	Coordínación entre los Nodos 27S-28S	135
135	4.3.9	Coordínación entre los Nodos 37S-39	135
135	4.3.10	Coordínación entre los Nodos 37S-38	135
139	4.3.11	Coordínación entre los Nodos 27-37S	139
139	4.3.12	Coordínación entre los Nodos 27-37	139
143	4.4	Coordínación Recioser-Fusible del lado de la Carga	143
143	4.4.1	Coordínación entre los Nodos 28S-30	143
143	4.4.2	Coordínación entre los Nodos 28S-31	143
146	4.4.3	Coordínación entre los Nodos 28S-31S	146
146	4.4.4	Coordínación entre los Nodos 28S-30	146
146	4.4.5	Coordínación entre los Nodos 27-28S	146
150	Conclusiones del Capítulo IV		150
151	Referencias Bibliográficas		151
152	Conclusiones Generales y Recomendaciones		152
154	Anexo A		154
167	Anexo B		167
207	Anexo C		207

LISTA DE TABLAS

TABLA		PAGINA
2.1	Archivo de Datos CEL-Acajutla	62
2.2	Archivo de Datos Cucumacayán	65
2.3	Archivo de Datos CEL-Ateos	65
2.4	Archivo de Datos ADOC	67
2.5	Curva de Factor de Carga Diaria (CEL-Acajutla)	67
2.6	Curva de Factor de Carga Mensual (CEL-Acajutla)	67
2.7	Curva de Factor de Carga Diaria (Cucumacayán y CEL Ateos)	68
2.8	Curva de Factor de Carga Mensual (Cucumacayán y CEL Ateos)	68
2.9	Curva de Factor de Carga Diaria (ADOC)	68
2.10	Resultados del Flujo de Carga Circuito CEL-Acajutla	71
2.11	Resultados de Flujo de Carga Circuito Cucumacayán	72
2.12	Resultados de Flujo de Carga Circuito CEL-ATEOS	
2.13	Resultados del Flujo de Carga Circuito ADOC	73
4.1	Tiempos Obtenidos de las curvas t - i	109
4.2	Tabla para la Coordinación entre Fusibles Tipo K	112
4.3	Tabla para Coordinación entre Fusibles Tipo T	113
4.4	Factores Multiplicadores (K) para Fusibles del lado de la Carga	120
4.5	Factor de Multiplicación (K)	120
4.6	Corrientes de Falla Trifásica y Monofásica	122
4.7	Valores de Impedancia Positiva y Cero de Cada Nodo	124

LISTA DE FIGURAS

FIGURA		PAGINA
1.1	Diagrama Unifilar Típico	3
1.2	Diagrama de Impedancia Corres- pondiente al Diagrama Unifilar de la Figura 1.1	3
1.3	Diagrama de Reactancias Adaptado de la Figura 1.2 Suprimiendo las Cargas, Resistencias y Admitancias en Paralelo	4
1.4	Sistema de Potencia Modelo	8
1.5	Sistema Equivalente π de la Figura 1.4	8
1.6	Diagrama Simplificado de Admitancias	9
1.7	Representación π de una Línea de Transmisión	14
1.8	Configuración Equilátera de la Línea	15
1.9	Diagrama Unifilar Red 34.5 KV C.L.E.S -CECSA	24
1.10	Configuración del Circuito	29
1.11	Diagrama Lineal de un Circuito Trifásico	30
1.12	Gráfica de Factor de Carga Diaria	46
1.13	Gráfica de Perfil de Voltaje	47
2.1	Diagrama Unifilar CEL-Acajutla	60
2.2	Diagrama Unifilar Circuito Cucumacayán	64
2.3	Diagrama Unifilar Circuito CEL-Ateos	66
3.1	Conexión de un Relé de Sobrecorriente	80
3.2	Curvas Tiempo-Corriente	82
3.3	Curvas Típicas de Tiempo-Corriente para un Elemento Fusible	83
4.1	Ubicación de los Dispositivos de Respaldo y Protector	101
4.2	Coordinación Fusible-Fusible	104
4.3	Coordinación Fusible-Fusible Utilizando las Curvas Tiempo-Corriente	106
4.4	Ejemplo Aplicando las Curvas Caracterís- ticas Tiempo-Corriente	109
4.5	Coordinación del Sistema Presentado en la Fig. 4.4	110
4.6	Ubicación de los Fusibles Protector y Protegido para la Aplicación de las Tablas de Coordinación	114
4.7	Coordinación Utilizando la Regla del Fulgar	115
4.8	Ubicación del Relé-Interruptor-Fusible	116
4.9	Coordinación Relé-Fusible	117
4.10	Coordinación Recloser-Seleccionalizador- Fusible	117
4.11	Coordinación Recloser-Fusible	118
4.12	Coordinación entre Nodos 31S-36	127
4.13	Coordinación entre Nodos 31S - 35	129
4.14	Coordinación entre los Nodos 31S - 33	130
4.15	Coordinación entre los Nodos 28S - 31S	131

4.16	Coordinación	entre	los	Nodos	285	-	30	133
4.17	Coordinación	entre	los	Nodos	285	-	31	134
4.18	Coordinación	entre	los	Nodos	27	-	29	136
4.19	Coordinación	entre	los	Nodos	27	-	285	137
4.20	Coordinación	entre	los	Nodos	375	-	39	138
4.21	Coordinación	entre	los	Nodos	375	-	38	140
4.22	Coordinación	entre	los	Nodos	27	-	375	141
4.23	Coordinación	entre	los	Nodos	27	-	37	142
4.24	Coordinación	entre	los	Nodos	285	-	30	144
4.25	Coordinación	entre	los	Nodos	285	-	31	145
4.26	Coordinación	entre	los	Nodos	285	-	315	147
4.27	Coordinación	Entre	los	Nodos	27	-	285	148
4.28	Coordinación	entre	los	Nodos	27	-	29	149

CAPITULO I.

ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

INTRODUCCION. Realizar un estudio de flujo de carga requiere del conocimiento y manejo de ciertos conceptos sobre sistemas de potencia; éste capítulo se inicia con el estudio de los conceptos teóricos necesarios para desarrollar el analisis mencionado.

Inmediatamente despues de la documentación teórica se presenta una descripción de la red en estudio; así como información general sobre: las líneas, subestaciones, la planta Cucumacayan y Bululu. Tambien se hace notar la importancia del estudio de flujo de carga y los resultados que se otienen del mismo.

El estudio se realiza utilizando un programa de computador llamado RCAP. Se proporciona en éste capítulo la información necesaria para describir éste tipo de programa y se incluye un manual de usuario, para facilitar el uso posterior del mismo. La metodología a seguir para el analisis se presenta detallando en orden las actividades a realizar. Ademas se describe la forma de crear los archivos de datos para el programa.

El RCAP es un programa del tipo interactivo y por lo tanto, requiere de que el usuario tome las desiciones constantemente, con respecto al rumbo que tomará el analisis.

Entre las funciones que puede realizar éste programa está, la localización de capacitores en la red que se tiene en estudio; y es esa opción la que se utilizará en el desarrollo de nuestro trabajo. Entonces por lo anterior se incluye un listado de los comandos principales necesarios, para ubicar bancos de capacitores en las líneas de la red de transmisión de CLES.

1.0 Documentación Teórica para el Análisis de Flujo de Carga

1.0.1 Representación de los sistemas de potencia

A continuación se definirán algunos conceptos importantes en el estudio de sistemas de potencia.

1.0.1.1 Diagrama unifilar

Un sistema trifásico equilibrado se resuelve siempre como un circuito monofásico, formado por una de las tres líneas y un neutro de retorno; ; por esta razón, muy rara vez, es necesario representar en el esquema del circuito, más de una fase y el neutro. Con frecuencia se hace todavía otra simplificación mayor, suprimiendo el cierre del circuito por el neutro e indicando sus partes componentes por medio de símbolos normalizados, mejor que por sus circuitos equivalentes. Los parámetros, del circuito no se indican, y la línea de transmisión se representa por una sola línea entre los dos extremos. Al diagrama resultante de esta simplificación de un sistema eléctrico se le llama diagrama unifilar. Representa por medio de una línea simple y de símbolos normalizados, a las líneas de transmisión y aparatos asociados de un sistema eléctrico.

El objeto de un diagrama unifilar es suministrar de manera concisa los datos más significativos e importantes de un sistema. La importancia de las diferentes características de un sistema varía según el problema que se considere y la cantidad de información que se incluye en el diagrama depende del fin para que el que se desea. Por ejemplo, la colocación de los interruptores y los relés no tiene importancia en un estudio de cargas; por tanto, éstos no se podrán si el fin primario del diagrama es realizar tal estudio. Por otra parte, la determinación de la estabilidad de un sistema en condiciones de régimen transitorio, resultantes de un fallo, depende de la velocidad con la que los relés e interruptores del circuito aislen la parte con fallo del sistema. Por tanto, la información sobre los interruptores puede ser de importancia trascendental. algunas veces los diagramas unificilares incluyen información sobre los transformadores de corriente y de tensión que unen los relés al sistema o que están instalados para medida. La información contenida, pues, en un diagrama unifilar, varía según el problema que se estudia y según la práctica de la compañía en particular que lo prepare.

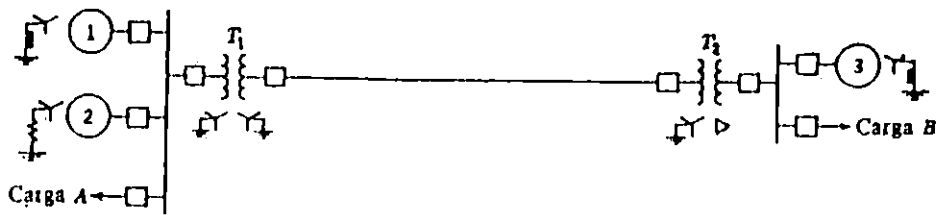


Fig. 1.1 Diagrama unifilar típico

1.0.1.2 Diagramas de impedancia y reactancia

Para estudiar el comportamiento de un sistema en condiciones de carga o al presentarse un cortocircuito, el diagrama unifilar tiene que transformarse en un diagrama de impedancias que muestre el circuito equivalente de cada componente del sistema, referido al mismo lado de uno de los transformadores. La fig. 1.2 representa el diagrama detallado de impedancias correspondientes al sistema de la fig. 1.1. El circuito equivalente de la línea transporte se representa, con exactitud suficiente, por el Π nominal que tenga la resistencia total y la reactancia inductiva de la línea en su brazo en serie y la capacidad total al neutro, dividida entre sus brazos en paralelo. En cada transformador se muestran la resistencia, la reactancia de dispersión y el paso para la corriente magnetizante. Cada generador está representado por la tensión generada en serie con valores adecuados de resistencia y reactancia. Si hay que hacer un estudio de cargas, las cargas en retraso A y B están representadas por una resistencia y una reactancia inductiva en serie.

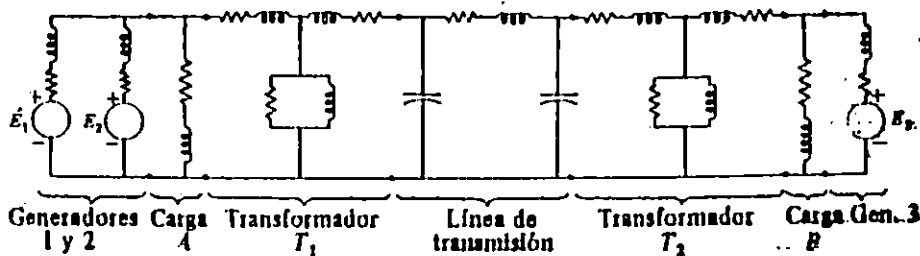


Fig. 1.2 Diagrama de impedancia correspondientes al diagrama unifilar de la fig. 1.1

Si queremos simplificar nuestros cálculos de la corriente de fallo, suprimiendo todas las resistencias, la corriente magnetizante de cada transformador y la capacidad de la línea de transporte, el diagrama de impedancia se reduce al diagrama de reactancias de la fig. 1.3. Estas simplificaciones se aplican únicamente al cálculo de la falla y no a los estudios de flujo de carga.

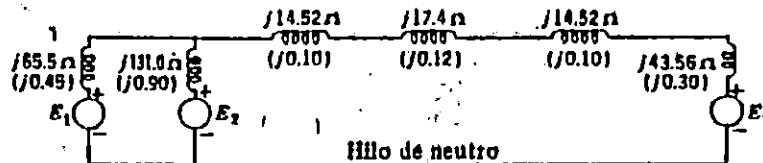


Fig. 1.3 Diagrama de reactancias adaptado de la Fig. 1.2 suprimiendo todas las cargas, resistencias y admitancias en paralelo. Las reactancias están en ohmios referidos a los lados de alta tensión de los transformadores. Los valores entre paréntesis son reactancias por unidad, con base de 30,000 KVA y 66 KV.

1.0.1.3 Valores por unidad

Los voltajes, corrientes, ilovoltiamperios y las impedancias de un sistema son a menudo expresadas en porcentaje, por lo que la trabajar con ellos hay que tener en cuenta con respecto a qué parámetro ha sido tomado el valor que se nos ha dado. El valor en por unidad de cualquier cantidad está definida por la razón entre la cantidad y un valor base, dando como resultado un número decimal, así:

$$\text{Por unidad} = \frac{\text{CANTIDAD}}{\text{VALOR BASE}}$$

En donde el valor base se le denomina también valor unitario, ya que en el sistema por unidad equivale precisamente a la unidad. El método de por unidad presenta la siguiente ventaja sobre el método de las cantidades expresadas en porcentaje, si tenemos que realizar el producto de dos cantidades expresadas en por unidad, el resultado es también en por unidad, pero el producto de dos cantidades expresadas en porcentaje debe ser dividido por 100 para obtener el resultado en porcentaje.

La impedancia base se define como a aquella impedancia que puede tener una caída de voltaje a través de ella igual al voltaje base, cuando la corriente que fluye por ella es igual al valor de la corriente base en amperios.

Para sistemas monofásicos o trifásicos el término de corriente se refiere a la corriente de línea; el término de voltaje se refiere al voltaje con respecto al neutro y los kilovoltamperios se refiere a los kilovoltamperios por fase (monofásicos)

Así tenemos:

$$\begin{aligned} \text{CORRIENTE BASE} &= \frac{\text{KVA base, } 1\phi}{\text{KV base, LN}} \quad (\text{Amperios}) \\ \text{(A.1)} \end{aligned}$$

$$\text{IMPEDANCIA BASE} : \frac{\text{KV base, LN}^2}{\text{MVA base, } 1\phi} \quad (\text{A.2})$$

$$\text{POTENCIA BAS, KW} 1\phi = \text{KVA } 1\phi \quad (\text{A.4})$$

$$\text{POTENCIA BASE, MW} 1\phi = \text{MVA } 1\phi \quad (\text{A.4})$$

La impedancia en por unidad de cualquier elemento de un circuito se calcula de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} Z_{pu} &= \frac{\text{IMPEDANCIA DEL ELEMENTO}}{\text{IMPEDANCIA BASE}} = \\ &= \frac{\text{IMPED. ACTUAL (FOT. BASE, KVA)}}{(\text{VOLTAJE BASE, KV})^2 \times 1000} \quad (\text{A.5}) \end{aligned}$$

En estas ecuaciones se han empleado voltajes de línea a neutro y potencias monofásicas, pero generalmente se dan los valores de potencia trifásica y voltaje de línea a línea. Tomando en cuenta lo dicho anteriormente y recordando que la potencia trifásica es tres veces mayor que la monofásica y que el voltaje de línea a línea es $\sqrt{3}$ veces mayor que el de línea a neutro, por tanto las ecuaciones anteriores de corriente base e impedancia base se escribirán así:

$$\begin{aligned} \text{CORRIENTE BASE} &= \frac{\text{POTENCIA BASE, KVA } 3\phi}{\sqrt{3} (\text{voltaje base, kvLL})} \quad (\text{A.6}) \\ &= 3\phi = \text{trifásico} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{IMPEDANCIA BASE} &= \frac{(\text{VOLTAJE BASE, KVLL})^2}{\text{POTENCIA BASE, MVA } 3\phi} = \quad (\text{A.7}) \\ &= \text{LL} = \text{línea a línea} \end{aligned}$$

1.0.1.4 Selección de las cantidades bases en por unidad

De las fórmulas escritas anteriormente, que con la elección de voltaje y potencia, se pueden obtener las otras cantidades base, la corriente e impedancia, por tanto se tomarán como unidades base el voltaje (KV) y la potencia (KVA), esta selección se hace así pues se reduce el trabajo para los cálculos de falla.

Se hace notar que un número base tiene que ser tomado de alguna parte del circuito que se está analizando, casi siempre se toman como base los voltajes en el lado de alta transmisión y la potencia que es alimentada por dichos voltajes.

1.0.1.4.1 Cambio de base en los cálculos de por unidad

Algunas veces la impedancia en por unidad de una componente de un sistema es expresada en una base distinta a la base seleccionada para la parte del sistema en la que está localizada. Es por tanto que todas las impedancias en cualquier parte del sistema deben ser expresadas con respecto a la misma impedancia base por lo que es necesario tener medios para convertir impedancias en por unidad de una base a otra.

Tenemos que:

$$\begin{aligned} Z_{pu} &= \frac{\text{IMPEDANCIA DEL ELEMENTO}}{\text{IMPEDANCIA BASE}} \\ &= \frac{\text{IMPED. ACTUAL} (\text{FOT. BASE KVA})}{(\text{VOLTAJE BASE, KV})^2 \times 1000} \end{aligned} \quad (\text{A.8})$$

La impedancia anterior muestra que la impedancia en por unidad es directamente proporcional a los KVA base e inversamente proporcional al cuadrado del voltaje base.

Por lo tanto el cambio de impedancia en por unidad en una base dada a la impedancia en por unidad en la nueva base viene dada por la siguiente expresión:

$$Z_{\text{nueva(p.u.)}} = Z_{\text{dada(p.u.)}} \times \frac{(\text{KV base dado})^2}{\text{KV base nueva}} \times \frac{(\text{KV nuevas})}{\text{KV dados}} \quad (\text{A.9})$$

La anterior ecuación no se puede ocupar para transferir el valor óhmico de impedancia de un lado del transformador hacia otro.

1.0.2 Formulación del modelo matemático del sistema

En el análisis de un sistema de potencia deberá obtenerse un modelo matemático adecuado de la red por lo que su formulación es muy importante.

Una red contiene muchos elementos individuales que cuando se combinan para formar un modelo matemático completo del sistema se hace necesario desarrollar miles de operaciones algebraicas elementales para obtener información de dicho sistema. Por esto surge la necesidad de desarrollar métodos matemáticos representativos de la red que sean sistemáticos y adecuados para emplear medios que ofrezcan velocidad y exactitud en la obtención de información del sistema, como por ejemplo usar computadores digitales.

El implementar el uso de computadores en la solución del problema de flujo de carga y la naturaleza tabular de las matrices hacen que el modelo matemático se enfoque hacia técnicas de formación de la red por métodos matriciales.

Cuando se ha logrado adaptar el modelo matemático a un programa por computador digital, el método debe ser tal que permita realizar cambios en la red y cuando se desee conocer los efectos de dichos cambios en la misma, sea capaz de hacerlo con un mínimo de esfuerzo computacional.

Observemos como ejemplo de la formulación del modelo de una red, al sistema de la fig. 1.4. El sistema contiene 3 buses y tres líneas de transmisión, el bus 1 es un bus mixto, es decir, es un bus de generación y carga; el bus 2 es un bus de generación teniendo únicamente generación; y el bus 3 es un bus de carga, éste último bus tiene sin embargo un banco de capacitores variable que genera potencia reactiva.

Si establecemos las representaciones de las líneas con sus circuitos equivalentes Π y los generadores y cargas con sus fuentes de potencia equivalentes, se obtiene la red mostrada en la fig. 1.2.

En la fig. 1.6 se han agrupado admitancias resultando seis admitancias:

Y_1, \dots, Y_6 . También se muestran los buses como nodos para usar una simbología de redes usual.

Las fuentes de corrientes inyectadas en los nodos por las tres fuentes de potencia son: I_1, I_2, I_3 . Los voltajes de los buses son llamados $E_1, E_2, y E_3$.

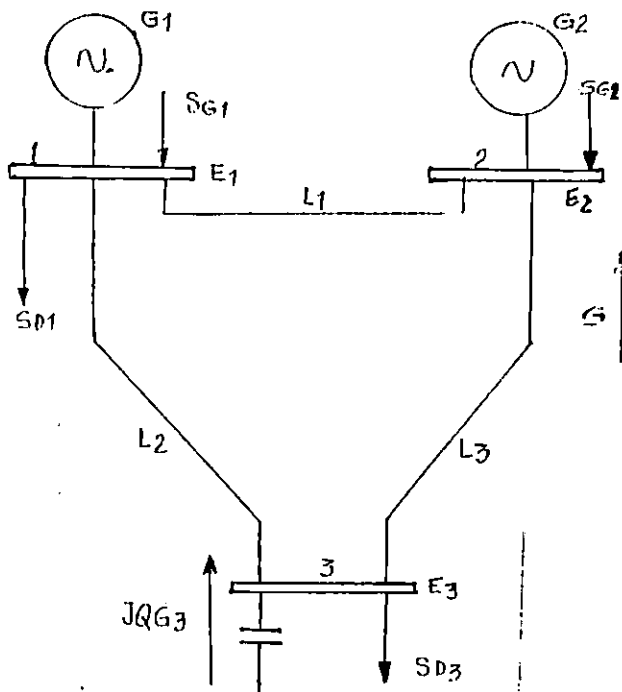


Fig. 1.4 Sistema de Potencia Modelo

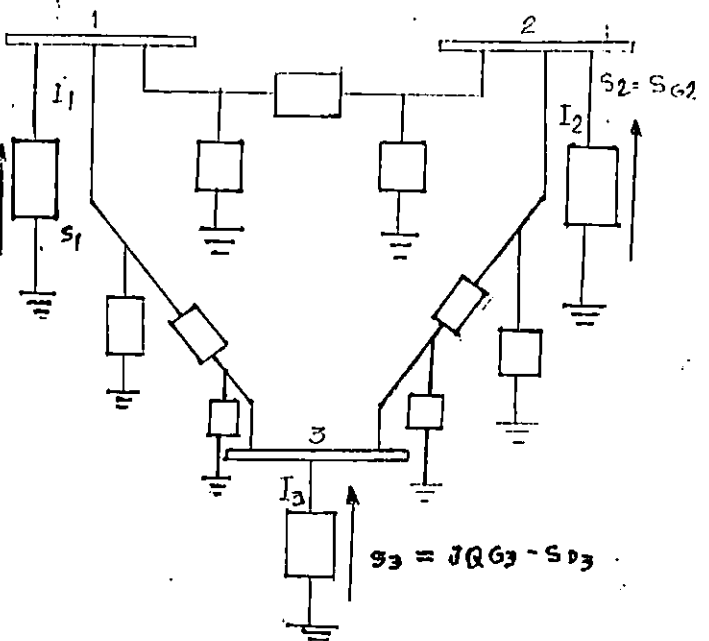


Fig. 1.5 Sistema Equivalente II de la Fig. 1.4

Las ecuaciones para cada nodo son:

$$I_1 = E_1 Y_1 + (E_1 - E_2) Y_5 + (E_1 - E_3) Y_4 \quad (A.10)$$

$$I_2 = E_2 Y_2 + (E_2 - E_1) Y_5 + (E_2 - E_3) Y_6 \quad (A.11)$$

$$I_3 = E_3 Y_3 + (E_3 - E_1) Y_4 + (E_3 - E_2) Y_6 \quad (A.12)$$

Agrupando las admitancias:

$$Y_{11} = Y_1 + Y_4 + Y_5; \quad Y_{22} = Y_2 + Y_5 + Y_6; \quad Y_{33} = Y_3 + Y_4 + Y_6 \quad (A.13)$$

$$Y_{23} = Y_{32} = -Y_6; \quad Y_{13} = Y_{31} = -Y_4; \quad Y_{12} = Y_{21} = -Y_5 \quad (A.14)$$

Donde:

Y_{pp} = Admitancia propia

Y_{pq} = Admitancia mutua entre los nodos p y q.

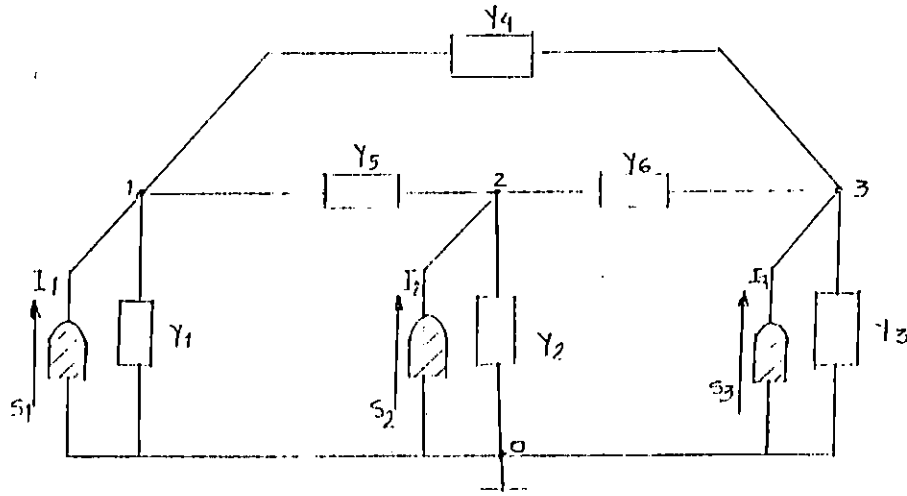


Fig. 1.6 Diagrama Simplificado de Admitancias

Las ecuaciones que relacionaban las corrientes pueden ser reescritas de la siguiente manera:

$$I_1 = Y_{11} E_1 + Y_{12} E_2 + Y_{13} E_3$$

$$I_2 = Y_{21} E_1 + Y_{22} E_2 + Y_{23} E_3 \quad (A.15)$$

$$I_3 = Y_{31} E_1 + Y_{32} E_2 + Y_{33} E_3$$

Estas ecuaciones pueden ser presentadas en forma matricial.

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{bmatrix} \quad (A.16)$$

Algunas veces es útil escribir la ecuación nodal en forma invertida:
 La ecuación anterior constituye la forma general para las ecuaciones de flujo de carga.

$$P_p - jQ_p - Y_p + E_p = 0 \quad (A.23)$$

o en la forma:

$$para p = 1, 2, \dots, n$$

$$\frac{E_p}{P_p - jQ_p} = Y_{p1}E_1 + Y_{p2}E_2 + \dots + Y_{pn}E_n \quad (A.22)$$

Es posible escribir la ecuación de nodal de la siguiente forma:

$$I_p^* = S_p / E_p \quad (A.21)$$

Las potencias de los nodos S_p son especificadas en la práctica en lugar de las corrientes de nodo I_p por lo tanto si se reemplaza I_p por su equivalente usando la formulas:

$$I_{nodal} = Y_{nodal} * E_{nodal} \quad (A.20)$$

Se tiene entonces que:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \dots \\ E_n \end{bmatrix} \quad (A.19)$$

Y la matriz de admitancia nodal #

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \dots \\ E_n \end{bmatrix} \quad (A.18)$$

El vector columna voltaje de nodos:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \dots \\ E_n \end{bmatrix} \quad (A.17)$$

Para un sistema de potencias de N nodos tenemos:

$$\begin{bmatrix} E_{nodal} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{nodal} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{nodal} \end{bmatrix} \quad (A.24)$$

Donde Z_{nodal} es la matriz impedancia nodal, y es obtenida de la matriz Y_{nodal} por una inversión de matriz:

$$\begin{bmatrix} Z_{nodal} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nodal} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \dots & Z_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ Z_{n1} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (A.25)$$

Debe notarse que las ecuaciones del flujo de carga son complejas, y estas n ecuaciones por lo tanto representan $2n$ ecuaciones reales. Las matrices Y_{nodal} y/o Z_{nodal} evidentemente constituyen modelos de las porciones positivas de las redes de n nodos en forma sistemática.

El elemento diagonal Y_{pp} es obtenido como la suma algebraica de todas las admitancias conectadas al nodo p . Los elementos no diagonales $Y_{pq} = Y_{qp}$ son obtenidos como el negativo de la admitancia conectada entre los nodos p y q .

Las matrices Y_{nodal} y Z_{nodal} es una de las formas de representar la red.

1.0.3 Clasificación de buses en un sistema de potencia

Los diferentes buses o barras en un sistema de potencia se clasifican en tres tipos:

- a- Bus de referencia u oscilante
- b- Bus de carga
- c- Bus de generación o de voltaje controlado.

El bus de referencia u oscilante provee la potencia real y reactiva adicional necesaria para suplir la deficiencia en generación y las pérdidas de transmisión. Suele tener conectados así uno o varios generadores.

En el bus oscilante se deben especificar la magnitud del voltaje y el ángulo de fase. Los datos de la potencia real y reactiva se obtienen (del bus) como parte de la solución del problema. En el bus de carga se deben especificar la potencia real y reactiva demandadas, y en el bus de voltaje controlado se deben especificar los valores de la potencia real y la magnitud del voltaje.

Las diferentes variables conocidas para cada tipo de bus, se muestran en la siguiente tabla:

Tipo de Bus	Magnitud de voltaje	Angulo de fase	Potencia real	Potencia reactiva
Bus de referencia.	E	θ	-	-
Bus de carga	-	-	P	Q
Bus de voltaje controlado.	E	-	P	-

Donde E es la magnitud del voltaje, θ es el ángulo de fase, p es la potencia real o activa y Q es la potencia reactiva.

1.0.3.1 Ecuaciones de la Red

La formulación sistemáticas de las ecuaciones determinadas en los nodos de un circuito, aplicando la ley de corriente de kirchchoff constituyen la base para la resolución de los sistemas de potencia.

Las ecuaciones pueden ser en forma de impedancia:

$$\begin{bmatrix} E_{noda1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{noda1} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{noda1} \end{bmatrix} \quad (A.26)$$

La expresión general para la tensión en el punto "s" de una red de N nodos independientes (esto es, N barras además del neutro)

$$V = \sum Z S_n * I_n \quad (A.27)$$

o en forma de Admitancia

$$\begin{bmatrix} I_{noda1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{noda1} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} E_{noda1} \end{bmatrix} \quad (A.28)$$

La expresión general para la corriente en el nodo "s", de una red de N nodos independientes (esto es, N buses además del neutro).

$$I_s = \sum Y_{sn} V_n \quad (A.29)$$

Las matrices de Z y Y pueden ser formadas incluyendo el nodo de tierra. Los elementos de las matrices, en este caso, se incluirán los efectos de los dispositivos conectados en paralelo puestos a tierra, tales como capacitores, reactores estáticos, los elemento en paralelo del circuito de los transformadores. Cuando el nodo de tierra es incluido y seleccionado como nodo de referencia, los voltajes, de los buses de las ecuaciones A.26 hasta A.29 son medidos respecto a tierra.

Si el nodo de tierra no es incluido en la red, los elementos de las matrices de Z y Y, no incluirán los efectos de los elementos en paralelo y uno de los nodos de referencia. En este caso los elementos en paralelo son tratados como fuentes de corriente en los nodos de la red y los voltajes de nodos de las ecuaciones A.26 hasta A.29 son respecto al nodo de referencia preseleccionado.

1.0.3.2 Ecuaciones de los buses

Si P y Q son la potencia natural y reactiva en una barra, entonces en una barra s es:

$$V_s^* I_s = P_s + jQ_s \quad (A.30)$$

$$V_s^* I_s = P_s - jQ_s$$

De donde I_s es positiva si fluye hacia el sistema, es:

$$I_s = \frac{P_s + jQ_s}{V_s^*} \quad (A.31)$$

La ecuación (A.31) es la corriente total en la basa s si se incluye en la matriz de parámetros los elementos conectados a tierra. De lo contrario si los elementos en paralelo no son incluidos en la matriz de parámetros, la corriente total en la barra s es:

$$I_s = \frac{P_s + jQ_s}{V_s^*} - Y_s V_s \quad (A.31)$$

donde Y_s es la admitancia propia del nodo y $Y_s V_s$ es la corriente fluyendo de la barra s a tierra.

1.0.3.3 Ecuaciones del flujo en las líneas

Una vez encontrados todos los voltajes de los nodos por cualquiera de los métodos, el flujo de corriente ya no será una incógnita.

Según la figura 1.7 de una línea que conecta los buses s y r, pueden calcularse:

$$I_{sr} = (V_s - V_r) Y_{sr} + V_s Y_{sr}/2 \quad (A.33)$$

donde:

Y_{sr} = Admitancia de la línea

$Y_{sr}/2$ = Susceptancia capacitiva total de la línea

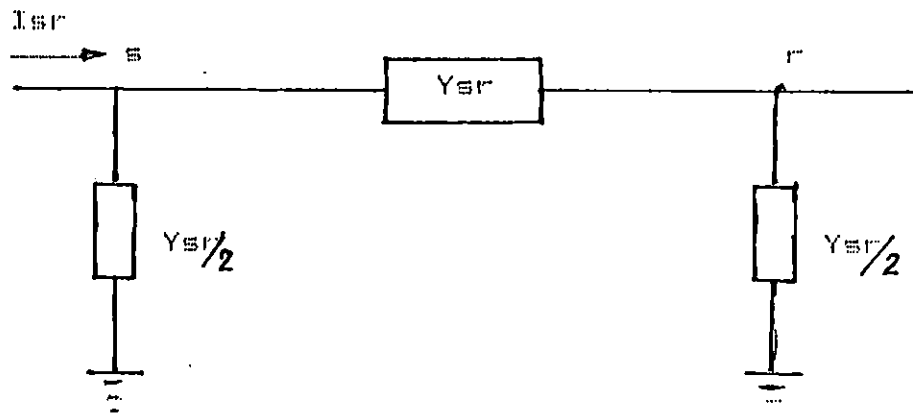


Fig. 1.7 Representación π de una línea de transmisión

Donde:

$V_s * Y_{sr}/2$ = Corriente en el nodo s, debido a la Susceptancia Capacitiva de la línea.

El flujo de potencia real y reactiva en la línea sr está dado por:

$$P_{sr} - jQ_{sr} = V_s^* * I_{sr} \quad (A.34)$$

Sustituyendo I_{sr} por la ecuación A.33 tenemos:

$$P_{sr} - jQ_{sr} = V_s^* * (V_s - V_r) * Y_{sr} + V_s^* * V_s * Y_{sr}/2 \quad (A.35)$$

La ecuación A.35 nos proporciona pérdidas de potencia a través de la línea sr.

1.1 Descripción de la Red

1.1.1 Descripción de las Líneas

1.1.1.1 Línea CLES los Lagartos

La línea CLES Los Lagartos, tiene una longitud de 43 km desde la planta Cucumacayan hasta Cles Terrena. Este circuito es separado del circuito de Cles Armenia, por unas cuchillas normalmente abiertas ubicadas entre Armenia y San Julián.

La configuración de la línea es triangular equilátera con dimensiones de 5.74 pies por lado de espaciamento.

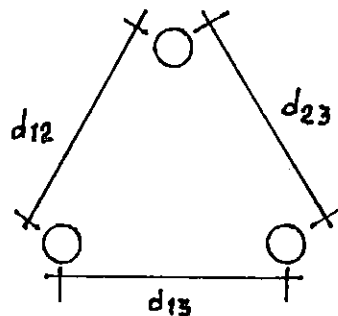


fig. 1.8 Configuración Equilátera de la Línea

Los conductores de la línea son 6 km de Cu 35 mm que es equivalente a un # 2/0 ACSR para el cálculo de la impedancia, esto debido a que podemos decir que 35 mm² de Cu. es equivalente a 65.02 mm² Aluminio de donde por comparación se encuentra que el valor próximo mayor de área de sección del conductor ACSR es el de # 2/0 (65.06 mm²) Quail; y 37 km. de ACSR #3/0.

Los datos de resistencia y reactancia para un 2/0 ACSR son:

$$R_a = 0.895 \Omega/\text{mi}$$

$$X_a = 0.641 \Omega/\text{mi}$$

Ahora encontramos la distancia media geométrica GMD, utilizando las distancias entre conductores:

$$GMD = \sqrt[3]{d_{12} d_{23} d_{31}}$$

$$\text{Como } d_{12} = d_{23} = d_{31} \quad (A.36)$$

$$GMD = \sqrt[3]{(d_{12})^3}$$

$$GMD = \sqrt[3]{(5.74)^3}$$

$$GMD = 5.74 \text{ p}$$

Para el cálculo de la reactancia se necesita encontrar el valor de X_a y X_d .

El valor de X_a se encuentra de las tablas de conductores (ver anexos).

El valor X_d se determina de la siguiente forma:

$$X_d = 0.2794 * \log (GMD)$$

$$X_d = 0.2794 * \log (5.75)$$

$$X_d = 0.212 \text{ } \Omega \text{ /mi}$$

$$X_1 = X_a + X_d \tag{A.37}$$

$$X_1 = 0.641 + 0.212 \text{ } \Omega \text{ /mi}$$

$$X_1 = j0.853 \text{ } \Omega \text{ /mi}$$

El valor de la impedancia por longitud es:

$$z_2 = R_a + X_1 \tag{A.38}$$

$$z_2 = 0.895 + j0.853 \text{ } \Omega \text{ /mi}$$

De igual forma para un ACSR #3/0 tenemos: $R_a = 0.723 \text{ } \Omega \text{ /mi}$, $X_a = 0.621 \text{ } \Omega \text{ /mi}$. Entonces, $z_3 = 0.723 + j0.833 \text{ } \Omega \text{ /mi}$. Por lo tanto $z_{total} = z_2 + z_3 = 1.618 + j1.686 \text{ } \Omega \text{ /mi}$.

La longitud de la línea es de 43 km que es equivalente a 26.7 mi. El valor de la impedancia en ese tramo es:

$$z = 43.20 + j 45.02 \text{ } \Omega$$

1.1.1.2 Línea CLES comercial

La línea CLES COMERCIAL tiene una longitud de 34 km. parte de CEL ACAJUTLA hasta llegar a la planta de CUCUMACAYAN su configuración es triangular equilátera, con las mismas dimensiones de la línea anterior. La línea es de Cu 35mm, el cálculo de la impedancia es:

Para un conductor de Cu 35mm equivalente a un #2/0

ACSR los datos de R y X son:

$$R_a = 0.895 \Omega/\text{mi}$$

$$X_a = 0.641 \Omega/\text{mi}$$

El cálculo es igual al de la línea anterior, ya que las distancias entre los conductores no cambia.

$$GMD = \sqrt[3]{(d_{12})^3}$$

$$GMD = 5.74 \text{ p}$$

El cálculo de la reactancia de la línea es

$$X_l = X_a + X_d$$

El valor de X_d se calcula así:

$$X_d = 0.2794 * \log(GMD)$$

$$X_d = 0.2794 * \log(5.74)$$

$$X_d = 0.212 \Omega/\text{mi}$$

$$X_l = 0.641 + 0.212$$

$$X_l = j0.853 \Omega/\text{mi}$$

El valor de la impedancia por longitud es:

$$z = R_a + jX_l$$

$$z = 0.595 + j0.853 \Omega/\text{mi}$$

El valor de la impedancia en el tramo de 32 km = 19.88 mi es:

$$z = 17.8 + j16.9 \Omega$$

1.1.1.3 Línea CLES Industrial

La línea tiene una longitud de 2 km de largo, es la que alimenta a todo el complejo industrial de Acajutla. Es un conductor tipo Cu 35 mm, equivalente a un conductor # 2/0 ACSR según datos de tabla para un conductor # 2/0 ACSR los valores de R y X son:

$$R_a = 0.895 \Omega/\text{mi}$$

$$X_a = 0.641 \Omega/\text{mi}$$

El valor de GMD es el mismo que el de las líneas anteriores:

$$GMD = \sqrt[3]{(d_{12})^3}$$

$$GMD = 5.74 \text{ p}$$

El valor de la reactancia de la línea es

$$Xl = Xa + Xd$$

El valor de Xd es:

$$Xd = 0.2794 * \log (GMD)$$

$$Xd = 0.2794 * \log(5.74)$$

$$Xd = 0.212 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

$$Xl = 0.641 + 0.212$$

$$Xl = j0.853 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

El valor de la impedancia por longitud es:

$$z = Ra + jXl$$

$$z = 0.895 + j0.853 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

El valor de la impedancia en el tramo de 2 km = 1.24 mi es:

$$z = 1.11 + j1.05 \Omega$$

1.1.1.4 Línea CLES Acajutla

La línea tiene un tramo de 550 m, que es equivalente a 0.342 mi y es la que alimenta a la subestación del puerto de Acajutla, es de conductor tipo Cu 35 mm equivalente a un conductor #2/0 ACSR. El cálculo para la impedancia es el siguiente:

De las tablas de conductores se obtienen los valores R y X

$$Ra = 0.895 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

$$Xa = 0.641 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

El valor de GMD es el mismo que el de las líneas anteriores:

$$GMD = \sqrt[3]{(d_{12})^3}$$

$$GMD = \sqrt[3]{(5.74)^3}$$

$$GMD = 5.74 \text{ p}$$

El valor de la reactancia de la línea es :

$$Xl = Xa + Xd$$

El valor de Xd se determina de la siguiente forma:

$$Xd = 0.2794 * \log (GMD)$$

$$Xd = 0.2794 * \log(5.74)$$

$$Xd = 0.212 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

$$Xl = 0.641 + 0.212$$

$$Xl = j0.853 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

El valor de la impedancia por longitud es:

$$z = Ra + jXl$$

$$z = 0.895 + j0.853 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

El valor de la impedancia en el tramo de 0.342 mi es:

$$z = 0.3 + j0.3 \Omega$$

1.1.1.5 Línea CLES Santa Ana

La línea parte de la planta de CUCUMACAYAN hasta el cantón de los Naranjos, tiene una longitud de 32.5 km que es equivalente a 20.2 mi y es un conductor tipo de Cu 35mm con una configuración equilátera triangular.

El cálculo para determinar la impedancia de la línea es el siguiente:

El conductor tipo Cu 35mm es equivalente a un #2/0 ACSR y de tablas se encuentran los valores de R y X.

$$Ra = 0.895 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

$$Xa = 0.641 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

El valor de GMD se determina de la misma forma en que se determinaron las anteriores, ya que la distancia entre los conductores no cambia.

$$GMD = \sqrt[3]{(d_{12})^3}$$

$$GMD = \sqrt[3]{(5.74)^3}$$

$$GMD = 5.74 \text{ p}$$

El cálculo de la reactancia por longitud es:

$$Xl = Xa + Xd$$

El valor de Xd se determina de la siguiente forma:

$$Xd = 0.2794 * \log (GMD)$$

$$Xd = 0.2794 * \log(5.74)$$

$$Xd = 0.212 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

$$Xl = 0.641 + 0.212$$

$$Xl = j0.853 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

El valor de la impedancia por longitud es:

$$z = Ra + Xl$$

$$z = 0.895 + j0.853 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

El valor de la impedancia en el tramo de 20.2 mi es:

$$z = 18.1 + j17.2 \text{ } \Omega$$

1.1.1.6 Línea CLES San Isidro

La línea tiene una configuración triangular equilátera de 3.8 km. de largo y es de tipo Cu 35mm, equivalente a un #2/0 ACSR. Esta línea empalma con la línea de Los Lagartos para alimentar la subestación de San Isidro.

De la tabla de datos para un conductor # 2/0 ACSR es:

$$Ra = 0.895 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

$$Xa = 0.641 \text{ } \Omega/\text{mi}$$

El cálculo para GMD es el mismo, ya que los valores de distancias no cambian.

$$GMD = \sqrt[3]{(d_{12})^3}$$

$$GMD = \sqrt[3]{(5.74)^3}$$

$$GMD = 5.74 \text{ p}$$

La reactancia de la línea por longitud es:

$$Xl = Xa + Xd$$

$$Xd = 0.2794 * \log (GMD)$$

$$Xd = 0.2794 * \log(5.74)$$

$$Xd = 0.212 \Omega/\text{mi}$$

$$Xl = 0.641 + 0.212$$

$$Xl = j0.853 \Omega/\text{mi}$$

El valor de la impedancia por longitud es:

$$z = Ra + Xl$$

$$z = 0.895 + j0.853 \Omega/\text{mi}$$

El valor de la impedancia en el tramo de 3.8 km. equivalente a 2.36 mi es:

$$z = 2.1 + j2 \Omega$$

1.1.1.7 Línea CLES Águila

Tiene una longitud de 0.5 km. que es equivalente a 0.31 mi, la línea tiene un conductor # 2/0 ACSR, esta línea tiene una configuración triangular equilátera con una distancia entre conductores de 5.74 pies, la línea alimenta a la subestación CLES AGUILA.

Para un conductor # 2 ACSR, de dato de tabla se encuentra los valores de Ra y Xa.

$$Ra = 0.895 \Omega/\text{mi}$$

$$Xa = 0.641 \Omega/\text{mi}$$

El valor de GMD se determinan por la ecuación:

$$GMD = \sqrt[3]{(d_{12})^3}$$

$$GMD = \sqrt[3]{(5.74)^3}$$

$$GMD = 5.74 \text{ p}$$

El valor de reactancia por longitud de la línea se determina:

$$X1 = Xa + Xd$$

El valor de Xd se determina de la siguiente manera:

$$Xd = 0.2794 * \log (GMD)$$

$$Xd = 0.2794 * \log(5.74)$$

$$Xd = 0.212 \Omega/\text{mi}$$

$$X1 = 0.641 + 0.212$$

$$X1 = j0.853 \Omega/\text{mi}$$

La línea tiene una impedancia por longitud de:

$$z = Ra + X1$$

$$z = 1.69 + j0.877 \Omega/\text{mi}$$

El valor de la impedancia para una longitud de línea de 0.31 mi es:

$$z = 0.524 + j0.272 \Omega$$

1.1.2 Ubicación e información de subestaciones en la red de CLES

Las subestaciones a las que nos referimos en este apartado son las ubicadas en los distintos puntos a lo largo de la línea de transmisión, desde las cuales se baja el nivel de tensión para luego distribuirla en los respectivos lugares.

En la planta de Cucumacayan encontramos una subestación que eleva el voltaje de 6.6 KV a 34.5 KV y es de 300 KVA de capacidad conectada en estrella-estrella, con una impedancia de 3.93%. Están localizados un interruptor sumergido en aceite en el lado de alta tensión y otro similar en el lado de baja tensión.

De la barra o bus localizado después del interruptor de alta tensión salimos con 3 circuitos hacia toda la red. El dispositivo de protección que se tiene en este punto lo constituyen unas cuchillas desconectadoras normalmente cerradas.

Los 3 circuitos mencionados son:

- Circuito Santa Ana
- Circuito Los Lagartos
- Circuito CLES comercial

A continuación se enlistan algunas subestaciones con sus respectivos datos por circuito.

Circuito Santa Ana:

- El canelo, subestación de 35/0.23 KV de 315 KVA de capacidad conectada en Delta-Estrella aterrizada y con una impedancia de 4.8%.
- CLES El Aguila, subestación de 2.4/0.24 KV de 82.5 KVA de capacidad, conectada en estrella-estrella aterrizada y con una impedancia de 5.2%.
- Subestación bomba agua Los Arenales, con capacidad de 150 KVA de 34.5/0.44 KV conectada en Delta-Estrella y una impedancia de 4.8%.
- Los Naranjos, subestación de 35/2.4 KV de 110 KVA, conectada en Delta-Delta y una impedancia de 4.46%.

Circuito Los Lagartos:

- CLES Izalco, subestación de 34.5/13.2/7.6 KV de 3000 KVA de capacidad; conectada en Delta-Estrella aterrizada y 6.2% de impedancia.
- MATCO, posee un transformador de 500 KVA de 34.5/0.48 KV conectado en Delta-estrella aterrizada y 3.9% de impedancia. Además un banco de 3 transformadores monofásicos con capacidad de 50 KVA cada uno, de 34.5/0.24 KV conectados en estrella-delta y una impedancia de 2%.
- CLES Terrena, subestación de 356/13.7/6.8 KV con capacidad de 440 KVA conectada en estrella-estrella aterrizada con 6.6% de impedancia.
- CLES Armenia, subestación de 34.5/13.2/7.6 KV de 1000 KVA de capacidad, conectada en Delta-estrella aterrizada e impedancia de 4.5%.
- Subestación Daglio, consta de un banco de 3 transformadores monofásicos de 167 KVA cada uno y transformación de 34.4/0.48 KV conectados en estrella-estrella aterrizada y una impedancia de transformador de 5.5%. También un transformador de 30 de 34.5/0.48 KV de 500 KVA conectado en Delta-Estrella y una impedancia de 6.1%; además está instalado un transformador de 350 KVA de 34.5/0.46KV conectado en estrella-delta y una impedancia de 5.3%.
- CLES Ateos, subestación de 400 KVA de 35/6.84 KV conectado en estrella-delta y una impedancia de 4.04%.
- Tabacalera, subestación de 300 KVA de 34.5/0.22 KV conectada en Delta-estrella aterrizada y una impedancia de 3.45%.
- Calma, subestación de 1000 KVA de 34.5/0.48 KV conectado en Delta-estrella y una impedancia de 6.06%.

El circuito CLES comercial puede verse así como los dos anteriores en el diagrama unifilar Red 34.5 KV CLES-CECSA (Fig. 1.9).

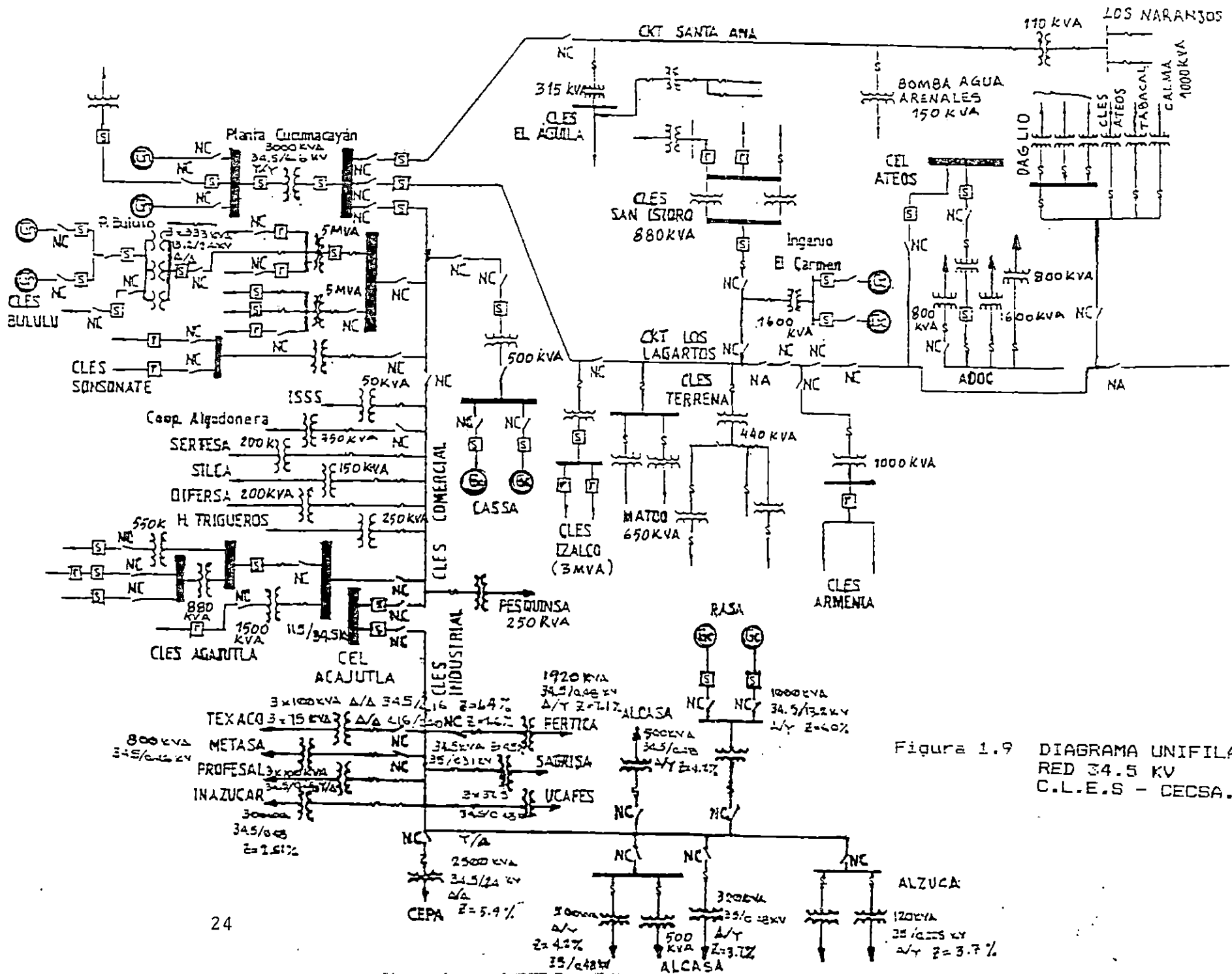


Figura 1.9 DIAGRAMA UNIFILAR RED 34.5 KV C.L.E.S - DECSA.

1.1.3 Problemas en la red

Entre los problemas que se tienen en la red de transmisión está el poder obtener un buen perfil de voltaje que permita dar un servicio aceptable al usuario. Con el estudio de flujo de carga se pretende investigar el estado actual de los niveles de voltaje y como es más adecuado atacar el problema. Se pretende plantear alternativas de solución en base a los resultados.

Los problemas de interrupción del servicio se dan muchas veces por la acción no efectiva del sistema de protecciones, debido a que, además de poseer muy pocas protecciones en el sistema, las que se poseen ya tienen mucho tiempo de estar en uso provocando en ocasiones mal funcionamiento de las mismas.

Se necesita por parte de CLES conocer más confiablemente cual es el estado de las pérdidas que se tienen en la transmisión de la energía, pues hoy en día conviene optimizar los gastos. Todo esto entorno al creciente número de usuarios debido a la urbanización en la región.

1.1.4 Planta de BULULU

La planta está ubicada geográficamente a unos 15 km río abajo de la Planta de Cucumacayan. El río Sensunapán abastece ambas plantas y su cause atraviesa Sonsonate de Norte a Sur.

Esta planta tiene instalado dos turbinas Francis de eje horizontal, acopladas a cada una de ellas dos generadores de 425 KVA cada uno, proporcionando una carga instalada de 850 KVA, de los cuales en la actualidad solo se utilizan 350 KVA, obteniéndose aproximadamente un 42% de la capacidad total de la planta.

Debido a problemas en una unidad generadora, Bubulú solo opera con una que es la que proporciona los 350 KVA, sin embargo, según registros de la empresa, cuando operaban las dos unidades se lograba hasta 800 KVA, pero con el tiempo la carga se fue incrementando y la generación de la planta fue disminuyendo, que ahora en la actualidad los 350 KVA no son suficientes para abastecer la gran demanda de usuarios, teniendo que sincronizarse con CEL-Acajutla para que esta pueda abastecer toda la demanda en su totalidad. Bululú está ubicada en el bus de bajo voltaje de una subestación de 1MVA que abastece una porción de la carga total.

El factor tiempo en esta planta es muy primordial, ya que la planta cuenta con 50 años de vida, y entre las fallas

más comunes que se dan en la planta, a parte del deterioro de la misma, están las fallas a tierra en los generadores, debido al aislamiento que según informes es orgánico y la humedad que se presenta en el lugar dan origen a fallas en las cascada de los generadores.

La protección de la planta es de tipo sobrecorriente, debido a la edad de la planta, son bastante antiguos sus dispositivos de protección.

1.1.5 Planta de Generación Cucumacayan

La planta está situada en el pueblo de Nahuizalco jurisdicción de Sonsonate y se abastece de las agua del río Sensunapán.

Está constituida por dos turbinas Francis de eje vertical de 2000 HP y 1300 HP. Cada turbina está acoplada a un generador cuyas potencias son de 1.72 MVA Y 1. MVA.

La capacidad instalada de la planta es de 2.8 MVA, sin embargo su generación depende de varios factores entre los cuales podemos mencionar el fenómeno lluvioso, ya que para el año 91 el caudal osciló entre 1.9 y 2.8 m³/s, otro factor es el deterioro de las piezas de diferentes elementos que constituyen la planta. Actualmente la planta abastece parte de la carga demandada por los circuitos Santa Ana y Los Lagartos y la otra parte es suplida por la planta térmica CEL-ACAJUTLA, ya que Cucumacayan por sí sola no es capaz de suministrar toda la energía demandada por estos dos circuitos. Según lecturas instantáneas tomadas nos reflejaron los siguientes datos.

Corriente generada por planta: 23.6A

Corriente demandada por el circuito Los Lagartos: 37.8A

Corriente demandada por el circuito Sana Ana: 2.7A.

La corriente total demandada por estos dos circuitos es 40.5A y la planta solo genera 23.6A, teniendo que proporcionar CEL-Acajutla 16.9 A.

En base a estas lecturas se observa que la planta proporciona un 58% de la carga total teniendo CEL-Acajutla que proporcionan el 42%, para abastecer el 100% de la carga total.

En cuanto a la coordinación, la planta carece de un sistema coordinado entre sus dispositivos de protección, sin embargo el problema más grave lo tienen para fallas trifásicas de cortocircuito, ya que las protecciones de la planta no logran desalojar la falla antes que las protecciones de CEL, provocando una desconexión en todo el circuito, no así con las fallas de naturaleza monofásico

donde las protecciones de la planta logran despejarla antes que las de CEL.

La planta cuenta con dos relés de sobrecorriente para sus generadores los cuales funcionan con su elemento instantáneos para corrientes mayores de 10A y para corrientes menores de 5A trabajan con retardo de tiempo intencional. otro dispositivo con que cuenta la planta es un relé de sobre corriente moderno con microprocesador con el cual se está regulando el tiempo de disparo a prueba y error hasta lograr salir antes que CEL para fallas monofásicas no así con las fallas trifásicas debido a los interruptores de aceite que son muy viejos, a pesar que los transformadores de corriente son de doble núcleo y de esa forma evitar que el núcleo se sature.

1.2. Importancia del Estudio de Flujo de Carga.

El análisis de los sistemas eléctricos que comprenden la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, se ha visto afectado por la creación de nuevos centros de producción de energía, líneas y subestaciones eléctricas, debido al crecimiento de los centros de población; esto ha complicado los sistemas eléctricos en cuanto ha su número de elementos y han hecho que su análisis requiera de técnicas avanzadas como el empleo de computadoras digitales.

La necesidad de evaluar continuamente la calidad del servicio y la planificación de los sistemas de potencia, da lugar a implementar análisis como el flujo de carga.

El efectuar dicha evaluación hoy en día resulta de mucha utilidad para la empresa que genera y para la empresa que distribuye la energía. El análisis de flujo de carga adquiere mucha importancia especialmente en momentos en que se requiere que la transmisión y distribución de la energía eléctrica sea bajo una eficiencia lo más alta posible, y esto se puede planificar a raíz de los resultados de flujo de carga.

En nuestro caso resulta muy beneficioso el estudio, ya que como lo hemos visto en los apartados anteriores la red de transmisión adolece de problemas que podrían solucionarse con los resultados que se obtienen del flujo de carga ó al menos darían criterio técnico para dar por ejemplo: tamaño de bancos de capacitores en las líneas, dimensionado de protecciones de la línea, alternativas para disminuir las pérdidas en las líneas, etc.

1.2.1 Información y resultado que se obtienen de un flujo de carga.

De un estudio de flujos de carga se puede obtener información del comportamiento dinámico de la red. Entre esa información tenemos:

- Flujo en KW y KVAR en las ramas de una red.
- Tensión en los buses
- Efecto del rearrreglo de circuitos e incorporación de nuevos circuitos de carga.
- Efectos de pérdidas temporales de generación o de circuitos de transmisión, sobre las cargas del circuito.
- Condiciones óptimas de operación del sistema y de distribución de carga.
- Pérdidas óptimas.
- Influencia del cambio de tamaño en los conductores.
- Posición óptima del cambiador de derivaciones de los transformadores.

Poder manejar esta información actualizada de la red a través de un programa de computador, representa una arma muy valiosa para efectos de planificación del comportamiento dinámico del sistema cuando en el futuro se incremente la carga demandada.

1.3 Descripción del programa utilizado para el flujo de carga (Rcap-pc)

1.3.1 Alcances y limitaciones del Rcap.

El RCAF, es un programa de tipo interactivo, para el análisis de redes de potencia; a través del cual el usuario toma el control del rumbo del análisis que se realiza. El usuario puede hacer los cambios que estime necesario en el sistema estudiado y de esa forma acercarse a los resultados óptimos esperados.

El programa realiza los cálculos para sistemas considerándolos balanceados y se desprecian los efectos del acoplamiento mutuo entre las fases y el retorno por tierra, realizándose los cálculos para una fase y así poder simular la instalación de bancos de capacitores y reguladores de voltaje trifásico en los diferentes nodos del sistema.

El circuito que se someterá a análisis deberá cumplir con algunas restricciones y condiciones en cuanto al tamaño y configuración del mismo.

- 1.- El circuito puede tener solo una fuente de voltaje configurado como se muestra en la figura 1.10.

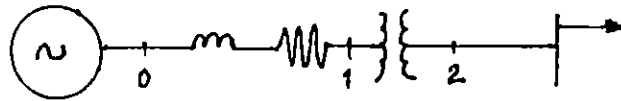


Fig. 1.10 Configuración del Circuito

- 1a- La fuente del voltaje es aplicado al nodo cero.
- 1b- El transformador de la subestación es colocado entre el nodo 1 y el 2.
- 2- Los circuitos no deberán ser ramales cerrados.
- 3- Los circuitos deberán contener sólo dos tipos de carga:
 - a- Líneas trifásicas balanceadas y la carga.
 - b- Línea monofásica y la carga.
- 4- El programa solo puede procesar 60 nodos incluyendo 2 nodos requeridos para representar la fuente; con un limitante de 10 reguladores por circuito.
- 5- los capacitores pueden ser aplicados en cualquier nodo excepto en el nodo cero.

Los datos serán proporcionados al RCAP en dos formas:

- a- Un archivo de datos conteniendo la información de la red (carga, base de voltaje, configuración del circuito, etc.).
- b- Un conjunto de comandos, los cuales instruyen al programa para ejecutar una variedad de procesos (macroprocesos).

1.4.1.1 Preparación de los datos del sistema

El programa es controlado por el usuario desde el teclado, lo que significa que al aparecer el promp del sistema ">" el usuario puede llamar cualquier comando existente.

Si se introdujera un espacio en blanco, o un comando ilegal, el programa le desplegará en pantalla un

menu de comandos para su corrección.

La elaboración de un diagrama lineal radial trifásico de los alimentadores es necesario para mostrar los datos más importantes del sistema.

Si se van a emplear sistemas monofásicos, los datos serán entrados como alimentadores monofásicos.

Se definirán los nodos desde las cargas a los puntos de los alimentadores, el programa coloca los dispositivos en los nodos y no entre ellos.

La fig. 1.11, muestra un diagrama lineal de un circuito trifásico. En ésta figura se observa la correcta numeración de nodos; para la cual se siguieron las siguientes reglas:

- 1- La fuente de voltaje, es aplicada al nodo "0" la impedancia de la fuente entre el nodo "0" y el "1".
- 2- la impedancia del transformador de la subestación, entre el nodo 1 y 2.
- 3- El resto de nodos será numerado arbitrariamente, con números enteros excluyendo el 0, 1 y 2 previamente utilizados (Nota: no utilizar más de cuatro dígitos para numerar los nodos por limitación de formato de salida del programa).

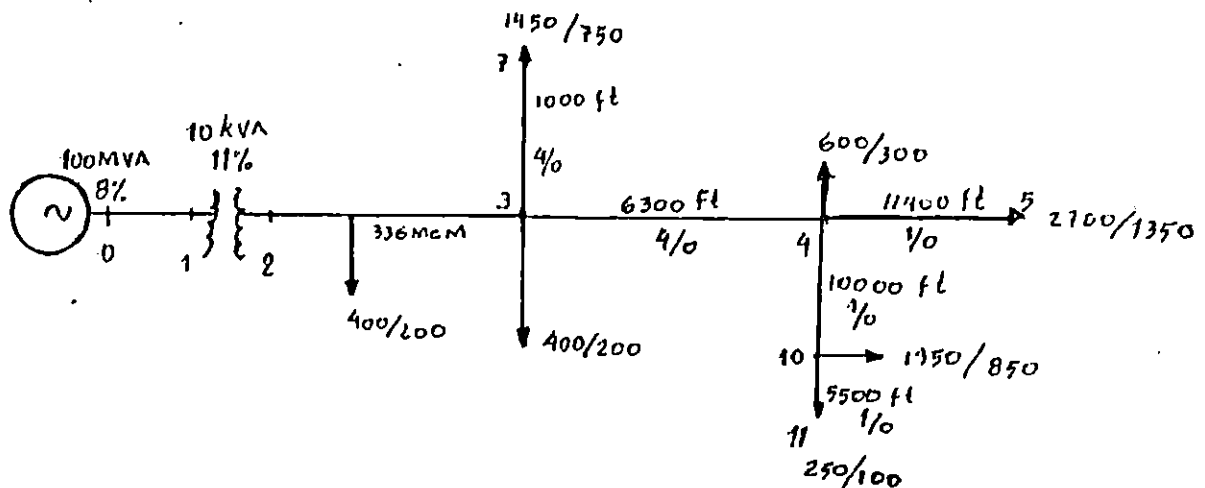


Fig. 1.11

Diagrama lineal de un circuito trifásico (numeración de nodos).

1.3.1.2 Comandos utilizados para el estudio de flujo de potencia y perfil de voltaje.

FAULT	Imprime un resumen del flujo de corrientes totales de falla.
KWKVAR	Da el flujo de KW, KVAR en las ramas del circuito.
LOAD	Arregla un nuevo factor de carga.
LOSSES	Imprime las pérdidas totales del sistema.
LT	Cambia el tipo de todas las cargas.
NEWLOAD.....	Cambia las cargas en un nodo.
PLOT	Plotea el perfil de voltaje de una fuente.
PROFILE.....	Imprime el perfil de voltaje, flujo de carga y factor de potencia.
PWRFAC	Imprime el factor de potencia en un nodo.
SOLVE	Resuelve el circuito actual sin modificaciones.

1.3.1.3 Comandos utilizados para la aplicación de capacitores

ADDCAP.....	Agrega capacitores a la red.
AUTOADD.....	Agrega automáticamente un banco de capacitores.
CHCAP	Cambia parámetros de capacitores.
ECON	Hace el análisis económico.
DAILY	Cambio de la curva diaria de carga.
FIND	Encuentra las tres mejores localizaciones para colocar los tamaños de capacitores dados.

DOALL	Agrega capacitores automáticamente.
LOCCAP	Imprime los parámetros y localización de los capacitores.
PDAILY	Plotea la curva diaria de carga.
PSEASONAL.....	Plotea la curva de carga por estación.
REMCAP	Remueve los capacitores especificados.
SETSIZE.....	Arreglo de los tamaños del banco de capacitores para su evaluación.

1.3.1.4 Comandos utilizados para el estudio de los reguladores de voltaje.

ADDREG	Agrega reguladores.
CHREG	Cambia parámetros de los reguladores.
FIXTAP	Fija un regulador en un tapado.
REGSUM	Listado de los parámetros de los reguladores.
REMREG	Remueve reguladores de nodos especificados.
RXCALC	Calcula el arreglo de R y X, del regulador.
NEWSSET.....	Actualiza R y X.

1.3.2 Manual de Usuario

El programa RCAF-PC puede ser corrido en cualquiera de los siguientes sistemas de computadoras..

IBM PC, PC/XT, PC/AT, o un sistema compatible con el MS-DOS versión 2.0 o mayores.

Procedimiento a seguir, para ejecutar el RCAP-PC.

- 1- Instalar en la unidad de discos flexibles (unidad A) el disco que contiene el sistema operativo de la máquina (MS-DOS) y cerrar la compuerta de la unidad. Si el sistema operativo está instalado en una unidad de disco fijo del sistema; se deberá de retirar de la unidad de disco flexible cualquier disco.
- 2- Encender el monitor y computadora; se deberá esperar un momento, mientras el sistema operativo se carga, en la memoria principal de la máquina.
- 3- Cuando la lectura del sistema operativo se complete se presentará en pantalla ya sea la hora y fecha del sistema o bien el cursor indicando que el sistema está en operación correcta. Si lo desea puede ingresar la hora y la fecha al sistema u oprimir dos veces la tecla "ENTER" debiéndose esperar un momento, mientras se realiza el proceso de carga.
- 4- Introduzca el disco del Programa, en la unidad A (retirando antes el disco del DOS. Asegúrese que la unidad por DEFAULT sea A, de lo contrario digite A: "ENTER".
- 5- Digite RCAP y presione "ENTER", espere a que el programa sea cargado
- 6- Luego de la presentación del Programa, presione "ENTER" y aparecerá la pantalla en la cual el programa pregunta el nombre del archivo de datos que utilizará para el análisis (más adelante se hablará de cómo crear dichos archivos). Se digita el nombre del archivo y se presiona "ENTER" cuando el archivo ha sido cargado el programa espera las órdenes a ejecutar a través de los comandos propios del mismo.

1.3.2.1 Comandos utilizados para el estudio de flujos de potencia y localización de capacitores.

El RCAP, es un programa que es ejecutado por medio de comandos que realizan procedimientos específicos propios del análisis de redes.

Debido a estos comandos es que el programa se vuelve versátil, en cuanto a su uso; puesto que la obtención de los datos, es inmediata, con solo invocar el comando deseado.

A continuación se listan uno a uno los comandos que nos interesan para el estudio de flujo de carga. Se incluye sintaxis para usarlos y ejemplos de su ejecución.

1.3.2.1.1 ADDCAP

ADDCAP (nodo) (Kvar) (Swicht on) (Swicht of)

donde:

Nodo: Número del nodo en el cual el capacitor será agregado.

Kvar: Capacidad en Kvar.

Swicht ON: Nivel de carga en por unidad de la máxima carga, al cual el capacitor energizará el banco. si el capacitor no es activado, introduzca un cero u omita ambos parámetros de switcheo.

Swicht Off nivel de carga por unidad, de la máxima carga al cual serán desenergizados los bancos.

Este comando agregará un nuevo banco de capacitores especificando el tamaño y los parámetros de switcheo. Estos capacitores serán agregados a la lista de capacitores. Si el usuario necesita tener estos capacitores como existentes (OLD) utilizará el comando chcap.

Si el tamaño de los KVAR y el nivel de los switcheo son omitidos, el programa presenta en pantalla los datos a considerar, ejemplo:

```
ADDCAP 13 300
```

Este comando agrega un banco fijo de 300 kvar en el nodo # 13.

Ejemplo:

```
ADDCAP 6 1200 .5.4
```

Este comando agrega un banco de 1200 kvar al nodo # 6. Estos serán activados (swicht on) al 50% de la máxima carga y anulado (swicht off) cuando la caída de la línea esté 40% abajo de la máxima carga.

Ejemplo:

```
ADDCAP 10
```

El programa mostrará la siguiente información en pantalla: Parámetros del banco de capacitores en el nodo 10.

Kvar.....
 Nivel de carga activado
 Nivel de carga no activado
 600 00 00

Esto muestra que un capacitor de 600 kvar ha sido agregado al nodo 10.

1.3.2.1.2 AUTOADD

Sintaxis:

AUTOADD

Este comando invoca un procedimiento automático, para agregar bancos de capacitores en los alimentadores.

Este evalúa cada uno de los tamaños de capacitores existentes (ver el comando SETSIZES) en cada localización (ver el comando XAUTO) y coloca capacitores basados en la mejor evaluación en cuanto a tamaño y localización (ver comando SETFACTORS).

En contraste con el comando FIND, este comando actualiza los capacitores agregados al circuito.

El procedimiento automático es el siguiente:

- 1- Se fija todos los TAP de los reguladores; así los cambios discretos no afectarán la evaluación del factor. (Cambiando los TAP de los reguladores pueden producirse resultados inconsistentes).

2- Evalúa todos los tamaños y localizaciones.

3- Agrega el mejor tamaño del capacitor en la mejor localización.

4- Libera los TAPS de los reguladores.

Este comando combina automáticamente los comandos FIXTAP, FIND, UNFIX, NEWCAP.

1.3.2.1.3 CHCAP

Sintaxis:

CHCAP (chcap no)

Donde:

Numero de capacitores que serán cambiados (utilice el comando LOCCAP para listar la localización de los capacitores) el programa invocará el procedimiento que cambiará los parámetros de un banco de capacitores en particular presentado en pantalla los parámetros del banco en el nodo especificado, así como también el estado del

banco; si este es nuevo o viejo.

El formato en pantalla es el siguiente:

Parameter for capacitor Bank at node 13

```
3- phase KVAR ..... 600
Switch on load level ..... 00
Switch off load level ..... 00
Clasification (old, new = 1) ..... 1
```

Como todos los editores de pantalla, el usuario cambiará el número del parámetro si lo desea moviendo el cursor al próximo parámetro.

1.3.2.1.4 CHECON

Sintaxis: CHECON

Este comando permite al usuario cambiar los valores de las variables usadas en el análisis económico. Siendo estas las variables:

- 1- Costo de pérdidas (\$/KW)
- 2- Liberación de la capacidad de la subestación (\$/KVA)
- 3- Liberación de la capacidad de generación (\$/KW)
- 4- Costo de instalación de cinco tamaños diferentes de capacitores(\$).

1.3.2.1.5 DAILY

Sintaxis: Daily

Este comando a través del usuario entra en una nueva curva de carga diaria. La curva puede ser entrada desde un archivo o desde el terminal del usuario. En cualquier caso los datos tendrán la misma secuencia.

El factor de carga para un período de 24 horas, tendrá que ser introducido.

Los datos de la carga son introducidos en secuencia de 1 hasta 24 horas, aunque ésta no tiene que tener una entrada para cada hora. La última entrada será la hora No. 24. El factor de carga será reducida por el factor de la carga horaria en 1.0.

La carga introducida en el archivo de entrada, representará un promedio de la carga pico.

Si el archivo es preparado, éste tendrá el siguiente formato:

(hour 1), (factor 1)
(hour 2), (factor 2)
.
.
.
(black line)

La máxima cantidad de datos en un archivo será de 24 entradas.

El siguiente es un ejemplo para introducir los datos de la curva.

Ejemplo: DAILY

*****ENTER NEW DAILY LOAD CURVE*****

READ DATA FROM A FILE OR THE TERMINAL? (F/T) T
ENTER HOURS IN SEQUENCE FROM 1 TO 24
NOT ALL 24 HOURS HAVE TO BE ENTERED
BUT THE LAST HOURS MUST BE 24
TERMINATE WITH A BLANK LINE

(HOUR. LOAD FACTOR) 7,.3
(HOUR. LOAD FACTOR) 8,.6
(HOUR. LOAD FACTOR) 12,.4
(HOUR. LOAD FACTOR) 15,.8
(HOUR. LOAD FACTOR) 17,1.0
(HOUR. LOAD FACTOR) 20,.7
(HOUR. LOAD FACTOR) 24,.4

DAYLY LOAD CURVE

HOUR	LOAD FACTOR
7.0	.30
8.0	.60
12.0	.40
15.0	.80
17.0	1.00
20.0	.70
24.0	.40

IS THIS OK? (Y/N) Y

En este ejemplo, un período de 7 para la curva de carga diaria ha sido entrada. la curva tendrá un pico bajo de carga del 60% entre las 7 y 8, y un pico alto del 100% entre las 3:00 y 5:00 p.m.

1.3.2.1.6 DOALL

Sintaxis: DOALL

Este comando invoca un procedimiento automático para colocar todos los capacitores en un alimentador; determinando también los bancos fijos y los no fijos (Switched). También determina el nivel de carga aproximado al cual el banco es switchado.

El procedimiento es el siguiente:

- 1- Iniciar la carga hasta que el factor de potencia de la subestación alcance los valores especificados.
- 2- Incrementa la carga hasta que el factor de potencia de la subestación sea bajo, luego agregar bancos hasta que el factor de potencia sea alcanzado.
- 3- Repita el paso 2, hasta aproximadamente el 90% de la carga máxima.
- 4- Disminuya la carga hasta que el factor de potencia de la subestación sea excedido y desactive los capacitores en orden inverso.
- 5- Repita el paso 4, hasta que la carga regrese a abajo de la mínima carga.

Cuando el comando es ejecutado solo retiene los bancos fijos. Si se quiere agregar más bancos, se tendrá que invocar el comando AUTOADD.

Además el usuario es informado del rango de la carga así como el factor de potencia. El programa provee valores por default de rango de carga de 30% a 90% por 10% de incremento. Los valores por default para el rango del factor de potencia son 0.96 mínimo, 0.98 nominal y 1.0 máximo de todos con fp atrasado.

Para introducir un factor de potencia atrasado, el usuario deberá introducir un número negativo.

Una vez invocado este comando, el programa mostrará en pantalla el siguiente formato:

DOALL EVALUATION PARAMETERS

POWER FACTOR RANGE (+ LAGGING, - LEADING)

MINIMUM97
NOMINAL98
MAXIMUM99

LOAD FACTOR RANGE

MINIMUM30
NOMINAL90
MAXIMUM05

EVALUATION FACTORES (RELATIVE WEIGHTS)

VOLTAGE50
LOSSES50

IS THIS OK? (YES)

DOALL OR LOCC

En la cual el usuario tendrá la opción de cambiar el factor de evaluación en cualquier punto.

Cambiando el factor de voltaje, cambiará automáticamente el factor de pérdidas, porque ellos siempre sumarán 1.0.

Este comando guardará una solución conteniendo varios bancos de capacitores pequeños, el cual es probablemente más óptimo desde una perspectiva técnica sobre un amplio rango de valores de carga. Sin embargo será conveniente comparar la evaluación económica con otra solución usando cuando menos más bancos.

Un incremento refinado de la carga sería la mejor solución para determinar el cambio de las cargas en los puntos. Un 5% de incremento es un buen valor de usar en ambos casos.

Después que el procedimiento de solución de capacitores ha sido completado será desplegado el siguiente formato en pantalla:

CAPACITOR NUMBER	NODE NUMBER	KVAR (3-PHASE)	LOAD LEVELS -- ON --	FOR SWITCHING --OF--
1	4	600	.00	.00
2	5	600	.40	.20
3	10	900	.80	.40
4	7	600	.80	.40

Sintaxis: ECDN

El comando ECDN ejecuta un análisis económico de la configuración de los alimentadores actuales, incluyendo el efecto de los capacitores. Este imprime el valor actual de la solución presente el cual puede ser comparado con el costo de otra solución.

El costo de los capacitores es incluido en todo el análisis económico así como también el costo de pérdidas y el costo requerido en la capacidad de generación de la subestación.

El comando invoca un procedimiento automático que integra las pérdidas sobre el ciclo de la curva de carga diaria para cada estación del año; siendo éste procedimiento el que mayor tiempo en cálculo toma.

Este comando también calcula los KVA de la subestación y las pérdidas de los alimentadores en la máxima carga (factor de carga de 1.0) para determinar el costo requerido de la capacidad de la subestación, para alimentar las pérdidas.

Una secuencia típica a seguir para utilizar el comando ECDN y los comandos relacionados será:

- 1- Ejecute el comando ECDN, en el caso fundamentado.
- 2- Guarde los resultados para referencias sub-siguientes utilizando el comando STORE.
- 3- Cambie la configuración de los capacitores.
- 4- Ejecute el comando ECDN nuevamente.
- 5- Invoque el comando DIFFERENCE para calcular los resultados almacenados con los obtenidos en el numeral 4.

Los parámetros para la evaluación económica, pueden ser cambiados usando el comando CHECKON Ejemplo: ECDN

CAPACITOR NUMBER	NODE NUMBER	KVAR	LOAD LEVELS	FOR SWITCHING
1	5	600	-- ON --	--OFF--
2	13	600	*.00	***ON***

* Capacitores nuevos (los bancos antiguos no son incluidos en el costo del equipo)

Calculando por estaciones de 2 en 2.

La pantalla arriba es desplegada mientras la integración es ejecutada. Esta es actualizada cuando un nuevo valor es calculado.

VALOR PRESENTE DEL COSTO DE LA CONDICION ACTUAL

COST OF LOSSES	\$ 157087.
SUB/FEFDER CAPACITY	\$ 197474.
GENERATION CAPACITY	\$ 9552945.
ADDITIONAL CAPACITORS ...	\$ <u>14160.</u>
TOTAL COSTS:	\$ 9921664.

La pantalla arriba es desplegada cuando el cálculo es terminado.

1.3.2.1.8 FAULT

Sintaxis: FAULT

Este comando imprime los valores de corriente 30 y línea a línea que trae por default. (El RCAP no usa impedancia de secuencia cero y por lo tanto no puede calcular corrientes de línea a tierra).

Ejemplo:

RCAP-FC

Fault Current Summary

NODE	<u>THREE PHASE</u>	<u>LINE TO LINE</u>
1 SYMMETRICAL	57877.80	50122.18
ASIMETRICAL	102223.77	88525.78
X/R RATIO	2399.692	
2 SYMMETRICAL	4259.48	3688.71
ASIMETRICAL	7523.09	6514.99
X/R RATIO	16238.269	
3 SYMMETRICAL	3551.35	3075.47
ASIMETRICAL	5785.12	5009.92
X/R RATIO	12.696	
4 SYMMETRICAL	2159.06	1869.75
ASIMETRICAL	2849.08	2467.30
X/R RATIO	3.304	

HIT RETURN TO CONTINUE, "Q" <RET> TO EXIT

1.3.2.1.9 FIND

Sintaxis: FIND <Kvar>

Kvar = Capacitor rating

Este comando ordena a que el programa encuentre automáticamente la localización óptima para los kvar de los capacitores dados. El cambio es efectuado en base, a cual será la localización (NODO) que dará la mejor combinación en la reducción de pérdidas y el perfil de voltaje dado.

El capacitor no es colocado en el nodo determinado (los tres mejores nodos son localizados); esto es debido a que el usuario puede decidir si la localización es práctica.

Si los reguladores son utilizados, ese comando automáticamente fija todos los TAPS en la posición que ellos no afecten la evaluación.

Después de que el comando es completado los reguladores son liberados para moverlos normalmente.

Ejemplo:

FIND 1200

Esto invocará un procedimiento para evaluar todas las localizaciones y encontrar las mejores localizaciones para un banco de 1200 kvar. Este resultado es impreso en la siguiente forma:

los 3 mejores nodos serán: 6 5 10

El factor de evaluación para cada uno2.6x10E-2
2.44x10E-2 2.27 x 10E-2

1.3.2.1.10 HELP

Sintaxis HELP

El comando HELP, lista o presenta en pantalla todo el lenguaje de comandos utilizados por él RCAP; así como también la sintaxis.

Para abortar el listado, el usuario tendrá que introducir por teclado "NO" o "N".

1.3.2.1.11 KWKVAR

Sintaxis: KWVAR <Primer nodo> <segundo nodo>

donde:

Primer nodo = nodo inicial de la sección de línea

Segundo nodo= nodo final de la sección de línea.

Este comando proporciona una lista de flujo de KW y kvar en la sección de línea especificada, entre el primer nodo y el segundo nodo; así como también el flujo de corriente.

Ejemplo:

```
KWKVAR 4 6
```

En este ejemplo se imprimirá el flujo de KW y kvar en el alimentador entre los nodos 4 y 6.

1.3.2.1.12 LOAD

Sintaxis: LOAD <new load factor>

En el cual "nuevo factor de carga = multiplicador que será aplicada a la carga de entrada.

Este comando cambia todas las cargas por cambios del factor de carga. La carga aparente es calculada multiplicando el dato de la carga de entrada por el factor.

El factor de carga (o el grado en que la demanda máxima se ha sostenido durante un período de tiempo especificado) es fijado en 1.0 al inicio de la carga corrida.

Las cargas podrán ser exceptuadas de la acción de este comando, utilizando el comando XLOAD.

Este es muy poderoso para modelar cargas que son regularmente constantes sobre un día.

Ejemplo: LOAD .5

Agrega una carga aparente de la mitad de la carga de entrada.

1.3.2.13 LOCCAP

Sintaxis: LOCCAP

Imprime un resumen de la localización de bancos de capacitores y la activación de estos.

La salida en pantalla será de la forma siguiente:

CAPACITOR NUMBER	NODE NUMBER	KVAR (3-PHASE)	LOAD LEVELS -- ON --	FOR SWITCHING --OFF--
1	4	600	.00	.00
2	5	600	.40	.20
3	10	900	.80	.40
4	7	600	.80	.40

En este ejemplo el capacitor # 1 (en el nodo 4) es fijo, el resto es conmutado.

1.3.2.14 LOSSES

Sintaxis : LOSSES

Imprime un total de pérdidas de la línea, pérdidas reales y reactivas. Las pérdidas de potencia real es la potencia consumida por la resistencia de la línea; mientras que las pérdidas de potencia reactiva son los vars consumidos por la inductancia de los alimentadores de las líneas.

Ejemplo: llamando al comando LOSSES se obtiene la siguiente información:

TOTAL SYSTEM LOSSES	RESISTIVE (KW)	REACTIVE (KVAR)
31. PHASE BASIC	902.954	2119.214

Estas pérdidas incluyen sólo las pérdidas de las líneas y los transformadores que el usuario ha modelado.

Las pérdidas de transformador de distribución y líneas secundarias no son incluidos.

1.3.2.1.15 LT

Sintaxis: LT <Load type>

LOAD TYPE = número entero de 1 a 4 representando el tipo de carga, al cual todas serán cambiadas.

Este comando cambia todas las cargas a ser especificadas por el tipo. Este es poderoso para la sensibilidad en la solución del tipo de carga.

Los tipos válidos son:

- 1- Carga con impedancia constante (ambas potencias, real y reactiva, varían con el voltaje al cuadrado).
- 2- Kva constante (los vatios. y vars varían linealmente con el voltaje).
- 3- Magnitud de corriente constante (los vatios y vars varían linealmente con el voltaje).
- 4- Los vatios varían linealmente con el voltaje; los vars varían con el cuadrado del voltaje.

1.3.2.1.16 NEWLOAD

Sintaxis: NEWLOAD <Node> <load type>

Node = número de nodo al cual la carga será cambiada.

Tipo de carga= tipo de la nueva carga (número entero de 1 a 6)

Inicia el procedimiento para cambiar la carga en el nodo.

El programa solicita los KW y KVAR nominales.

El tipo de carga por default es 1 (impedancia cte) si no se especifica.

Ejemplo: NEWLOAD 13 4

Esto indica que un tipo 4 de carga ha sido agregado al nodo 13. El programa entonces pide los nuevos KW y KVAR.

1.3.2.1.17 PDAILY

Sintaxis: PDAILY

Este comando plotea la curva de carga diaria, este es un comando compañero del SHOWDAILY, el cual imprime la curva.

La curva aparece como una serie de impulsos porque asume que la carga permanece constante por lo menos 1 hora.

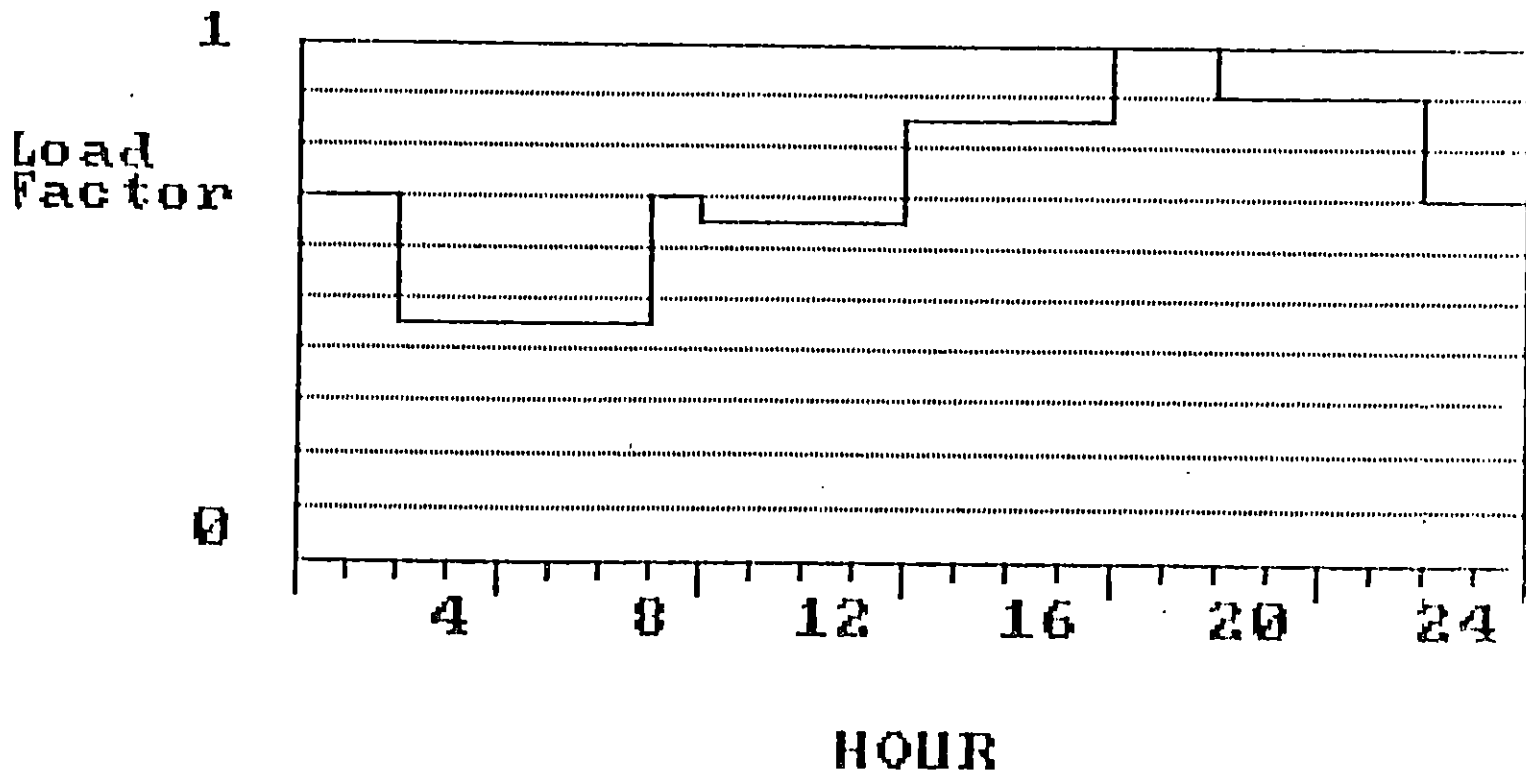


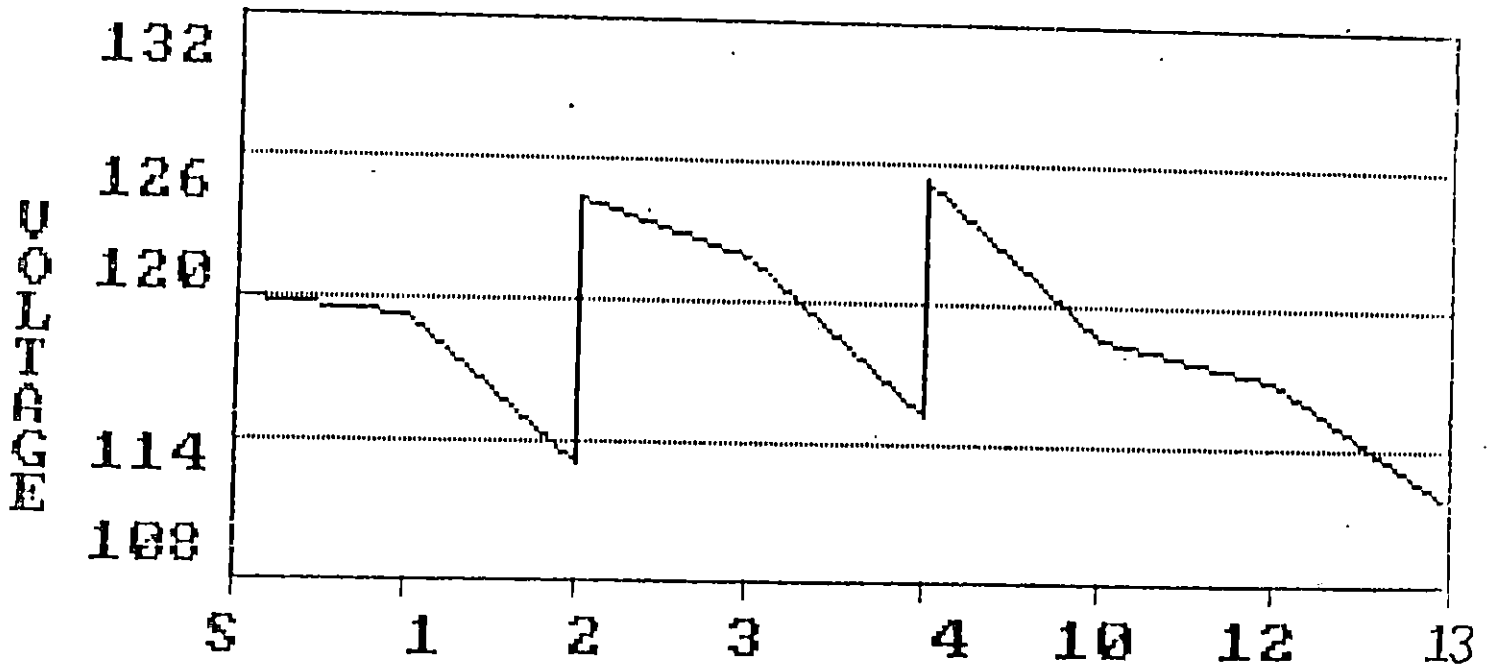
Fig. 1.12 Gráfica de Factor de Carga Diaria

1.3.2.1.18 PLOT

Sintaxis: PLOT <nodo>

Nodo = número de nodo del sistema, usualmente el del extremo del alimentador.

Este comando plotea el perfil de voltaje desde el nodo especificado hacia la sub-estación, el número de nodos encontrado es impreso en el eje horizontal.



FEEDER VOLTAGE PROFILE

Fig. 1.13 Gráfica de Perfil de Voltaje

1.3.2.1.19 SEASONAL

Sintaxis: SEASONAL

Este comando a través del usuario entra en una nueva curva de carga. La curva puede ser entrada de un archivo o del teclado; así en cualquier caso, los datos tienen la misma secuencia.

Un factor de carga para un período de 12 meses es introducido. Los datos de carga son introducidos por cada mes, de 1 hasta 12.

Si un archivo es utilizado, deberá seguir el siguiente formato.

```
< mes 1> < factor 1>
< mes 2> < factor 2>
< mes 3> < factor 3>
.
.
.
<línea en blanco> :
```

No deberá introducirse más de doce entradas, en un archivo.

Para consideraciones de cálculo en un computador personal, no deberán de introducirse mayor cantidad de entradas que las necesarias para obtener una representación razonable de la variación de carga.

El siguiente es un ejemplo de introducción de una nueva curva en forma interactiva:

*****ENTER NEW SEASONAL LOAD CURVE *****

READ DATA FROM A FILE OR THE TERMINAL? (F/T) T

ENTER MONTHS IN SEQUENCE FROM 1 TO 12

NOT ALL 12 MONTHS HAVE TO BE ENTERED.

BUT THE LAST MONTH MUST BE 12.

TERMINATE WITH A BLANK LINE.

MONTH, AVE PEAK LOAD FACTOR 1,.5

MONTH, AVE PEAK LOAD FACTOR 3,.6

MONTH, AVE PEAK LOAD FACTOR 12,1

MONTH, AVE PEAK LOAD FACTOR

SEASONAL LOAD CURVE

MONTH	AVE	PEAK	LOAD	FACTOR
-------	-----	------	------	--------

1.0		.50		
-----	--	-----	--	--

3.0		1.00		
-----	--	------	--	--

12.0		.60		
------	--	-----	--	--

IS THIS OK? (Y/N) Y

1.3.2.1.20 SETFACTORS

Sintaxis: SETFACTOR -

Arregla la evaluación del factor de carga, utilizado por los comandos FIND, AUTOADD y DOALL, para determinar el tamaño óptimo de capacitores y su localización.

Este puede también ser hecho a través del comando DOALL.

Los rangos del factor de 0.0 a 1.0 deberán sumar 1.0. El usuario tendrá la opción de determinar la localización óptima basada completamente en la reducción de pérdidas o totalmente en el perfil de voltaje improvisado, o cualquier combinación entre éstas. El factor por default será de 0.5 por cada uno.

El usuario es indicado a introducir el factor de pérdidas de carga a lo cual el programa calcula el perfil de carga de voltaje.

Ejemplo: SETFACTOR

ENTER NEW WIGHTING FACTOR FOR LOSSES

(MUST BE BETWEEN 0 AND 1
1 = LOSSES ONLY, 0 = VOLTAGE ONLY) .5

. LOSS AND VOLTAGE FACTORS:
LOSSES = .500
VOLTAGE = .500

Si se especifica un valor del factor de pérdidas de carga de 0.5 el programa calculará el factor de carga de voltaje.

1.3.2.1.21 SETSIZES

Sintaxis: SETSIZES <kvar, 1> , <kvar, 2>

Kvar = Rango del banco de capacitores.

Este comando fija el tamaño en kvar de un banco de capacitores, los cuales son evaluados cuando el AUTOADD y DOALL sean invocados.

Estos pueden haberse levantado fijándolos en tamaño de 10, aunque es recomendado que éstos sean menores de 4, simplemente porque la cantidad de tiempo de proceso de computadora probablemente sea demasiado.

El uso del comando SHOWSIZES determinará cual tamaño será corrientemente considerado.

Ejemplo: SETSIZES 600, 900

CAPACITOR SIZE (S) WILL BE USED FOR AUTO EVALUATIONS

600
900

El usuario tendrá que fijar dos tamaños para la evaluación: 600 y 900 kvar.

1.3.2.1.22 SHOWDAILY

Sintaxis: SHOWDAILY

Este comando imprime la curva de carga diaria actual, usada para el cálculo económico.

Ejemplo: SHOWD

DAILY LOAD CURVE

HOUR	LOAD FACTOR
2	0.70
7	0.45
8	0.70
12	0.65
16	0.85
18	1.00
22	0.90
24	0.70

El comando DAILY puede ser utilizado para cambiar esta curva.

Además el comando PDAILY puede ser utilizado para plotear dicha curva.

1.3.2.1.23 SHOWFACTOR

Sintaxis: SHOWFACTOR

Este comando imprime el factor de carga actualmente usado. El Factor de carga es fijado por cualquier comando, como por ejemplo el SETFACTORS y el DOALL.

Ejemplo: SHOWF

LOS AND VOLTAGE FACTORS:

LOSSES = 0.300
VOLTAGE = 0.700

En este ejemplo la reducción de pérdidas es de 30% y la de voltage de 70%.

Este es el resultado de los capacitores existentes, colocados más alejados del alimentador que necesariamente minimizan las pérdidas.

1.3.2.1.24 SHOWSEASONAL

Sintaxis: SHOWSEASONAL

Este comando presenta la curva de carga mensual actual, utilizada para efectuar la evaluación económica.

La curva puede ser modificada por el comando SEASONAL y plotea por el comando PSEASONAL.

Ejemplo: SHOWSEA

SEASONAL LOAD CURVE

MONTH	AVE	PEAK	LOAD	FACTOR
1.0		0.50		
3.0		1.00		
12.0		0.30		

Este es el mismo ejemplo dado por el comando SEASONAL antes de que los puntos sean introducidos.

1.3.2.1.25 SHOWSIZES

Sintaxis: SHOWSIZES

Este comando imprime el tamaño en kvar de los capacitores presentes considerados por los comandos AUTOADD y DOALL para determinar el tamaño óptimo del banco.

Ejemplo: SHOWSIZES

Capacitor size (s) will be used for auto evaluations

600.00
900.00

1.4 Metodología y Formación de Archivos.

1.4.1 Metodología a seguir para el análisis

Se seguirán los siguientes pasos:

- 1- Preparar los diagramas unifilares del sistema que se usarán.

En éstos diagramas se identificarán todos los nodos del sistema y se les asignará un número a cada uno. Tres diagramas unifilares se elaborarán para el estudio dinámico actual del sistema, esto porque se considera que es la forma más adecuada de configurar el sistema para simular su funcionamiento.

- 2- Se formará un archivo de datos para cada diagrama unifilar.

Este archivo se utilizará en el RCAP y se prepara en un editor de textos de acuerdo a formatos dados en el apartado 1.2.2.

Prácticamente en éstos archivos se presentará la mayor parte de la información del sistema. En ellos se harán las consideraciones necesarias para el análisis, como

por ejemplo el tipo de carga en cada nodo y además el porcentaje de carga realmente utilizado.

- 3- Se realizará el número de corridas necesarias en el programad RCAP con los archivos formados, hasta obtener resultados como los siguientes:
 - Estado actual de las pérdidas del sistema, pérdidas en las líneas y de generación.
 - Perfil de voltaje actual.
 - Valores de corriente transmitidos por las líneas existentes.
 - Niveles de corriente de falla en los diferentes nodos.
- 4- En base a los resultados obtenidos del paso 3 se plantearán soluciones y recomendaciones que contribuyan a mejorar el sistema.

1.4.2 Formación de archivos de datos para el RCAP

Los datos serán entrados en un formato libre con los números separados por comas o blancos.

Los tipos de datos requeridos para los archivos son los siguientes (aparecen en el orden que deben entrarse):

- 1- Título (1 línea)
- 2- Datos del sistema (1 línea)
- 3- Datos de los ramales (N líneas a editar).

A continuación se describe los tipos de datos.

1.4.2.1 Título

Se refiere al título o encabezado que llevará el archivo de datos en su formato.

Se admiten 80 caracteres máximo para el título.

1.4.2.2 Datos del sistema

Sintaxis

<Fuente de voltaje> <Voltaje nominal>

<Voltaje de cap.> <No. de líneas a editar> <Fases>

Donde las variables son definidas de la siguiente manera:

Posición	Nombre de variable	Descripción
1	Fuente de Voltaje	Voltaje de la fuente línea a neutro en KV.
2	Voltaje nominal	Base de voltaje línea a neutro en KV.
3	Voltaje de capacitores	Regulación de voltaje de los capacitores que serán aplicados en KV (línea a neutro).
4	Nodos	No. de líneas a editar.
5	Fases	= 3 si las cargas y capacitancias son entradas como valores trifásicos. = 1 si son introducidos como monofásicos.

Ejemplo: 7.5 7.2 7.2 17 3

Este describe un circuito con 17 nodos, 3 fases, 7.2 KV (12,47 KV L-L) del alimentador, con una fuente al 4% arriba (7.5 KV) o con 7.2 KV de voltaje de capacitancia aplicados.

1.4.2.3 Datos de la línea

Sintaxis: <de nodo> <a nodo> <R> <X> <L> <tipo de carga> <kW> <KVAR>

Donde éstas variables son definidas como:

Posición:	Nombre de variable:	Descripción:
1	del nodo	Nodo inicial del ramal.
2	a nodo	Nodo final del ramal.
3	R	Resistencia por unidad de longitud de la línea.
4	X	Reactancia por unidad e longitud de línea.
5	L	Longitud de línea (usada para calcular la impedancia $Z = ((R+jX) \times L)$).

Posición	Nombre de Variable	Descripción
6	Tipo de carga	Tipo de carga: 1= Impedancia constante. 2= KVA constante. 3= Corriente constante. 4 = potencia real y reactiva constante.
7	KW	Kilowatts nominales de la carga.
8	KVAR	KVAR nominal de la carga.

Ejemplo:

101	102	.1121	.1453	6.0	1	500	300
102	103	.2121	.1595	2.5	3	1000	200

El primero de éstos datos describe la sección de línea del nodo 101 al 102 con un tipo de carga 1, de 500 Kw y 300 Kvar. La impedancia de la sección de línea es $6.0 \times (0.1121 + j0.1453)$. La segunda línea de datos describe una sección de línea del nodo 102 al 103 con un tipo de carga, 1000 Kw y 200 KVAR. La impedancia de la sección es $2.5 \times (0.2121 + j0.1595)$.

1.4.2.4 Existencia de bancos de capacitores

Sintaxis:

- 1- Número de capacitores
- 2- Para cada capacitor: <nodo> <capacidad en KVAR> <nivel de switcheo activo> <nivel de switcheo desactivado>

Donde éstas variables son descritas como sigue:

Posición	Variable	Descripción
1	Nodo	Número del nodo en el cual el capacitor es conectado
2	Capacidad en KVAR	Capacidad en KVAR
3	switch on	Nivel de carga por unidad de carga máxima con el banco activado.
4	switch off	Nivel de carga en por unidad de la carga máxima con el banco desactivado. Si no está desactivado entrar un 0.
5	Fases	

Ejemplo:

```

1
22      600      0.5      0.4

```

Este ejemplo describe un alimentador con un banco de 600 Kvar en el nodo No. 22, con un arreglo de switcheo del 50% de la máxima carga y un 40% de switch off de la máxima carga.

Conclusiones del capítulo I

- Los conceptos que se abordan al inicio del capítulo, resultan de mucha ayuda para comprender el proceso del análisis de flujo de carga, dicha información introduce al lector en el manejo de los términos y variables que se emplearan en el análisis.
- La capacidad instalada de cada uno de los circuitos de la red de CLES, es lo suficientemente apreciable como para investigar, qué tanto de esa capacidad es servida por la compañía distribuidora de una forma eficiente con un mínimo de pérdidas en las líneas.
- Factores como la antigüedad de los dispositivos de protección usados en la red (interruptores, relés etc.) contribuyen a que los problemas de suspensión del servicio por fallas, se incrementen y adquieran un carácter importante en el funcionamiento del sistema.
- La carga demandada por los circuitos de Santa Ana y Los Lagartos, es suplida por la central de generación CEL- Acajutla y la planta de Cucumacayan; por ésta razón en el análisis de flujos, se deberá tomar en cuenta ésta situación.
- El programa RCAP proporciona un análisis de flujos de carga que detalla parámetros importantes de cada nodo de la red; sin embargo, el beneficio mayor que ofrece es la alternativa de localizar bancos de capacitores en los puntos de la red que el usuario decida, a fin de mejorar las condiciones de operación del sistema.
- Es importante que los formatos que se presentan para la formación de los archivos de datos, para el RCAP, se realicen tal como se indica; porque de lo contrario se tendrá problemas con la corrida de los mismos en el RCAP.

Referencias bibliograficas.

- McGraw-Edison Company. User's Manual for RCAP
Canonsburg. Pennsylvania. Octubre 1981.
- Rosales Elena, José Gilberto. Estudio para la localización óptima de bancos de capacitores en un sistema de transmisión de energía eléctrica. Tesis para optar al grado de Ingeniero Electricista. Biblioteca de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura. Universidad de El Salvador. Marzo 1985.
- Stevenson, William D. Análisis de sistemas eléctricos de potencia. Mexico D.F.: McGraw-Hill, 1988.

CAPITULO II

ANALISIS Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA EN C.L.E.S - SONSONATE.

INTRODUCCION. El cuerpo principal del estudio de flujo de carga, se presenta en éste capítulo; dado que es en donde se desarrolla la metodología a seguir, mencionada en el capítulo anterior. Se describe cada uno de los circuitos, que se emplearan como base para el analisis, la forma como se simuló toda la red, obedece a la facilidad que ofrece la misma para trabajarla con circuitos seccionados y radiales. De ésta forma, por el principio de superposición los resultados se integran al final, para obtener una visión global de aspectos como las pérdidas en las líneas, el factor de potencia, etc.

Los archivos de datos usados en el análisis, se describen y se menciona las consideraciones hechas al crearlos. Como primer analisis se realiza el estudio para las condiciones actuales de la red; de esa forma se presentan las pérdidas que tiene el sistema en sus líneas de transmisión, además de observar el perfil de voltaje que se dá en todos los puntos de carga.

La aplicación de bancos de capacitores a la línea proporciona ventajas al sistema, se muestran los beneficios para cada circuito y los beneficios globales, como la mejora del factor de potencia y la elevación del nivel de tensión en los puntos de carga. Las pérdidas se presentan para cada circuito y las totales del sistema, se hace la comparación con los resultados del analisis de la red cuando no se han aplicado capacitores al sistema.

2.0 Análisis del estado actual del sistema.

En éste análisis se hicieron algunas consideraciones sobre la red estudiada, y resulta oportuno mencionarlas al iniciar el mismo:

- Se asume el sistema balanceado
- Los cálculos son para un equivalente monofásico
- Se desprecian los efectos de acoplamiento mutuo entre las fases y el retorno por tierra.
- El conductor de la línea de Cu. 35 mm² es equivalente a un conductor ACSR # 2/0 quail, para efectos de cálculo de impedancia.
- Los cálculos de impedancia de línea, se realizaron utilizando el concepto de distancia media geométrica (GMD) en la configuración de la línea.

Los archivos de datos que se crearon, contienen toda la información necesaria para el análisis con el RCAP.

Como se dijo en la sección 1.4.1, sobre la metodología a seguir en el análisis; se formaron tres archivos principales, partiendo del planteamiento que el diagrama unifilar de toda la red puede dividirse en tres circuitos principales radiales, que son identificados de acuerdo al punto de generación, de la siguiente manera:

- Circuito CEL-Acajutla
- Circuito Cucumacayan
- Circuito CEL-Ateos

A continuación se describe cada uno de los circuitos antes mencionados.

2.0.1 Circuito CEL-Acajutla.

El diagrama unifilar de éste circuito es mostrado en la fig.2.1, en el se muestra la numeración de nodos utilizada.

Desde el nodo 3 hasta el nodo 12, es lo que comprende la zona industrial de Acajutla; del nodo 13 al nodo 22 representa la línea de Acajutla hasta Sonsonate. Los nodos 24, 25 y 26 representan: la subestación de CLES Sonsonate (la ciudad), la planta Bululu en Sonzacate y el beneficio CASSA también en Sonzacate, respectivamente. El nodo 27 representa la barra de 34.5 KV de la planta Cucumacayan, que para ésta condición actúa solamente como un puente de conexión eléctrica con el ramal de Los Lagartos; dicho ramal lo constituyen los nodos del 28 hasta el 36.

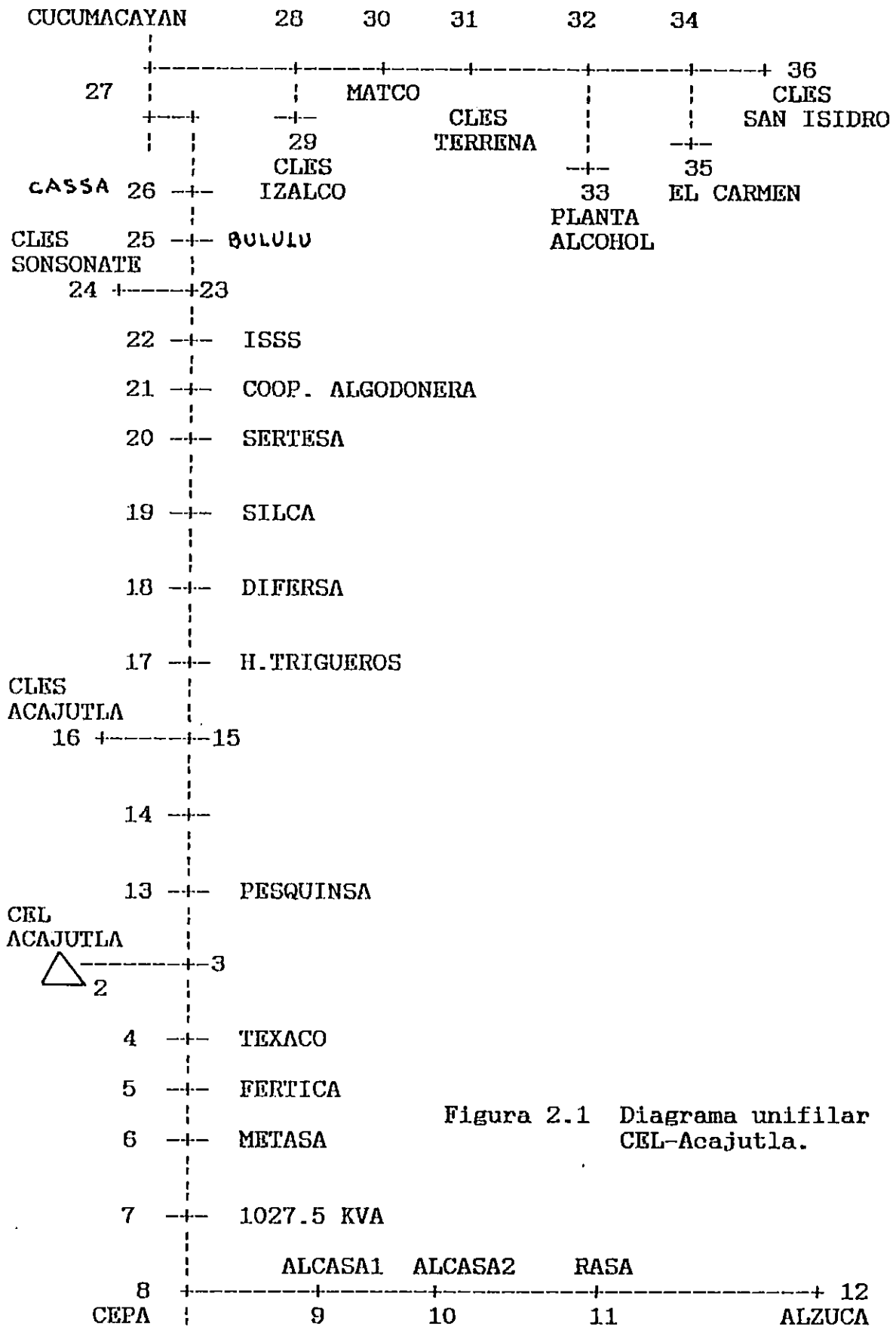


Figura 2.1 Diagrama unifilar CEL-Acajutla.

El ramal Los Lagartos está separado del circuito CEL-Ateos por unas cuchillas de desconexión normalmente abiertas ubicadas en Los Lagartos.

2.0.1.1 Archivo de datos CEL-Acajutla.

La tabla 2.1 muestra toda la información necesaria para analizar el circuito CEL-Acajutla. En la formación de los archivos se consideró lo siguiente:

Los conductores de la línea de 35 mm² de Cobre se consideró equivalente al # 2/0 ACSR Quail en cuanto al cálculo de la impedancia, como se dijo en la sección 1.1.1.1 (cálculo de las impedancias de línea). También se observa en la tabla 2.1 que la sección de línea del nodo 28 al 30, tiene un valor diferente de impedancia; debido a que en esta sección el calibre del conductor de la línea cambia a # 3/0 ACSR, y el valor que aparece en la sección es un promedio de la impedancia del conductor # 2/0 y # 3/0 ACSR. A partir del nodo 30 el conductor es # 3/0 ACSR.

Las últimas 3 filas que aparecen en la tabla 2.1, son los capacitores existentes en el circuito.

Las columnas que representan los valores de carga de cada nodo en la tabla, son las últimas dos de la derecha: en ellas se utilizan valores de carga que son un promedio de demanda normal. Este promedio se obtuvo de las lecturas de consumo normal y máximo, de los últimos seis meses de los usuarios ó macroconsumidores; tomados los datos del archivo de lecturas de consumo mensual del departamento de medición y lecturas de CLES. La información fue tratada considerando 21 horas de demanda normal al día y 3 horas de consumo máximo, durante 28 días al mes. Dicho promedio fué extraído para cada nodo de carga. Además se tomó en cuenta las apreciaciones del departamento de mediciones, en cuanto al porcentaje utilizado de la capacidad instalada de cada usuario. También se realizaron mediciones de amperaje consumido en algunos puntos de la red.

La carga mostrada de los nodos 28 al 36 resulta ser el porcentaje de carga suministrado por CEL-Acajutla a éste ramal (un promedio de 37% de demanda normal). Como se dijo en la sección 1.1.5, la demanda de éste ramal es suplida por la planta Cucumacayan y por CEL-Acajutla. De acuerdo a lecturas de corriente recibida de CEL-Acajutla en el bus de 34.5 KV de Cucumacayan (Tablas en anexos). El ramal mencionado toma de CEL un porcentaje entre el 33% y el 45% de su carga total.

Tabla 2.1 Archivo de datos CEL-Acajutla.

ESTUDIO DE LINEA DE SUBTRANSMISION CEL-ACAJUTLA (PDN)							
19.92	19.92	19.92	36	3			
0	1	0.0162	0.339	0.001	1	0.0	0.0
1	2	0.001	0.277	1.000	1	0.0	0.0
2	3	0.556	0.529	0.200	1	0.0	0.0
3	4	0.556	0.529	0.200	3	64	56
4	5	0.556	0.529	0.200	3	400	300
5	6	0.556	0.529	0.300	3	140	143
6	7	0.556	0.529	0.200	3	641	515
7	8	0.556	0.529	2.000	3	488	429
8	9	0.556	0.529	0.600	3	738	515
9	10	0.556	0.529	0.600	3	152	114
10	11	0.556	0.529	1.000	3	298	184
11	12	0.556	0.529	0.300	3	160	99
3	13	0.556	0.529	0.500	3	77	47
13	14	0.556	0.529	0.200	3	0.0	0.0
14	15	0.556	0.529	0.600	1	0.0	0.0
15	16	0.556	0.529	0.600	1	1818	880
15	17	0.556	0.529	0.300	3	60	45
17	18	0.556	0.529	0.600	3	86	69
18	19	0.556	0.529	0.300	3	16	12
19	20	0.556	0.529	0.200	3	38	33
20	21	0.556	0.529	3.000	3	46	22
21	22	0.556	0.529	12.00	1	36	17
22	23	0.556	0.529	1.500	1	0.0	0.0
23	24	0.556	0.529	0.500	1	3375	1635
23	25	0.556	0.529	1.800	1	6035	3740
25	26	0.556	0.529	3.200	1	257	159
26	27	0.556	0.529	5.000	1	0.0	0.0
27	28	0.556	0.529	1.500	1	0.0	0.0
28	29	0.556	0.529	0.800	1	475	230
28	30	0.5025	0.529	8.700	3	56	42
30	31	0.449	0.517	3.000	1	147	71
31	32	0.449	0.517	9.800	1	0.0	0.0
32	33	0.449	0.517	1.500	1	166	103
32	34	0.449	0.517	2.000	3	0.0	0.0
34	35	0.449	0.517	2.000	1	178	133
34	36	0.449	0.517	2.000	1	141	168
2							
24.	900..	.00.	.00				
25.	900..	.00.	.00				
0							

2.0.2 Circuito Cucumacayan.

La figura 2.2 es el diagrama unifilar del circuito cuya fuente es Cucumacayan. Se observa que el circuito lo constituyen dos ramales: el ramal Los Lagartos (nodo 28 al 36) y el de Santa Ana (nodo 37 al 39). El primero de éstos aparece también en el circuito CEL-Acajutla, pero anteriormente se explicó que éste ramal es abastecido por ambas fuentes (Cucumacayan y CEL-Acajutla).

2.0.2.1 Archivo de datos Cucumacayan.

El archivo de datos para el circuito Cucumacayan está contenido en la tabla 2.2 donde las consideraciones hechas para el archivo CEL-Acajutla son válidas también en éste archivo.

2.0.3 Circuito CEL-Ateos .

El circuito CEL-Ateos se muestra en la figura 2.3; el ramal alimentado por la subestación CEL-Ateos se compone desde el nodo 41 hasta el 48. Esta misma subestación abastece el ramal ADOC (fabrica de calzado en Ateos) pero lo hace a un nivel de tensión de 46 KV; para que ADOC baje el nivel a 34.5 KV con lo que alimenta sus tres subestaciones (ver fig.2.3b). Por lo dicho antes, se realizó aparte el análisis para ADOC.

2.0.3.1 Archivo de datos CEL-Ateos.

La tabla 2.3 muestra la información para el circuito CEL-Ateos. Donde se observa un banco de capacitores existente en el nodo 41, de 450 KVAR fijo. La información del ramal se muestra en la tabla 2.4.

Para realizar el análisis en el programa RCAP es necesario proporcionarle al programa, una tabla de datos conteniendo la curva de carga diaria y otra por estaciones del circuito dado. Las curvas que se utilizaron en nuestro caso aparecen en las tablas 2.5, 2.6, 2.7, 2.8, 2.9. Estos datos fueron tomados de lecturas diarias y mensuales de suministro en los puntos de generación.

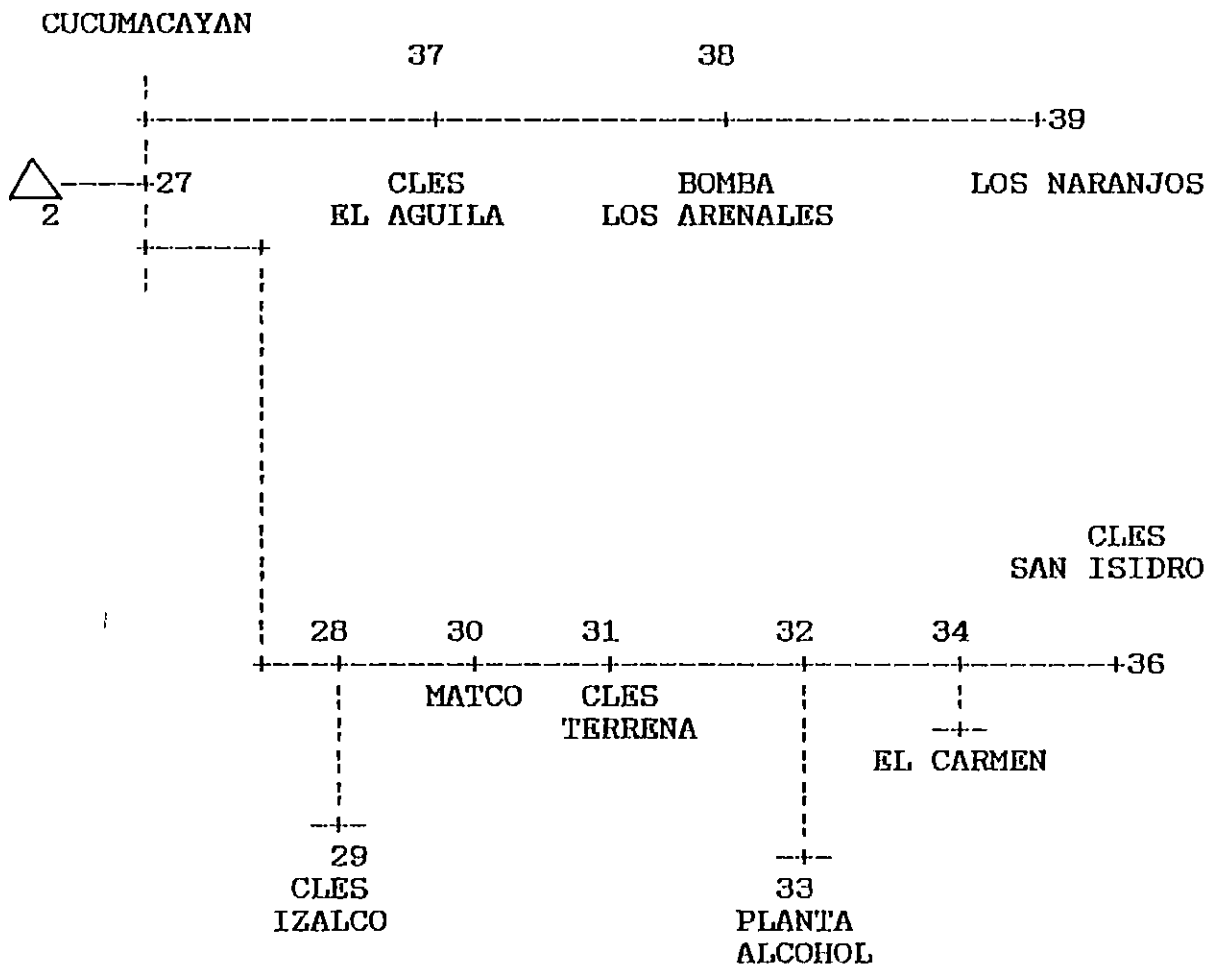


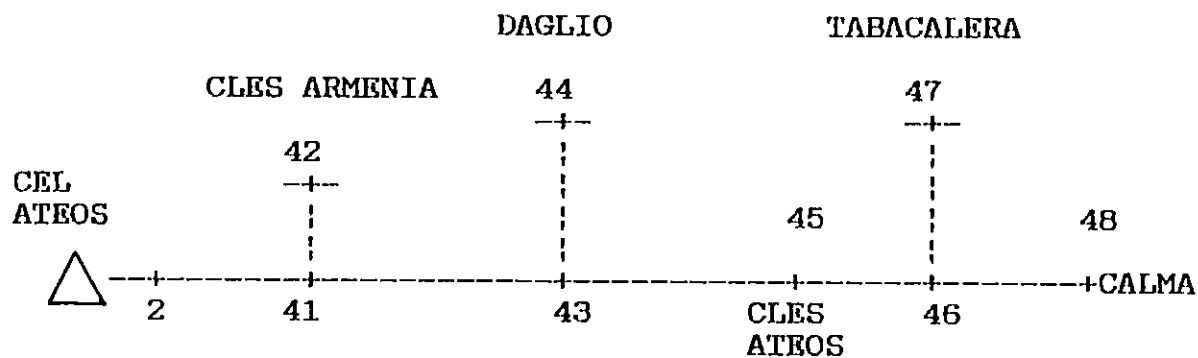
Figura 2.2 Diagrama unifilar circuito Cucumacayan.

Tabla 2.2 Archivo de datos Cucumacayan.

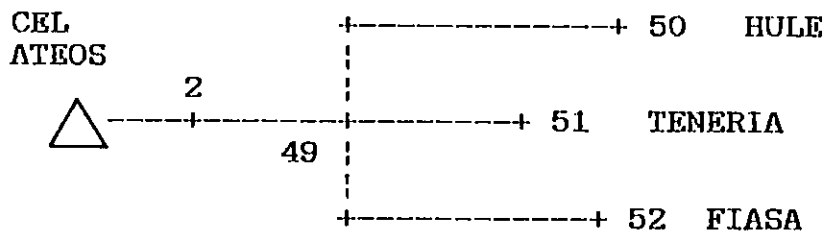
ESTUDIO DE LINEA DE SUBTRANSMISION CUCUMACAYAN (PDN)							
19.92	19.92	19.92	14	3			
0	1	0.0162	0.339	0.001	1	0.0	0.0
1	2	0.001	0.277	1.00	1	0.0	0.0
2	28	0.556	0.529	2.000	1	0.0	0.0
28	29	0.556	0.529	0.800	1	809	392
28	30	0.5025	0.523	8.700	3	96	72
30	31	0.449	0.517	3.000	1	249	121
31	32	0.449	0.517	9.800	1	0.0	0.0
32	33	0.449	0.517	1.500	1	282	185
32	34	0.449	0.517	2.000	3	0.0	0.0
34	35	0.449	0.517	2.000	1	302	227
34	36	0.449	0.517	2.000	1	241	117
2	37	0.556	0.529	8.800	1	284	136
37	38	0.556	0.529	19.50	3	110	66
38	39	0.556	0.529	4.200	1	99	49
0							
0							

Tabla 2.3 Archivo de datos CEL-Ateos

ESTUDIO DE LINEA DE SUBTRANSMISION CEL-ATEOS (CI)							
19.92	19.92	19.92	10	3			
0	1	0.0162	0.339	0.001	1	0.0	0.0
1	2	0.001	0.277	0.800	1	0.0	0.0
2	41	0.556	0.529	0.200	1	0.0	0.0
41	42	0.556	0.529	8.400	1	800	388
41	43	0.556	0.529	7.200	1	0.0	0.0
43	44	0.556	0.529	0.600	3	1022	633
43	45	0.556	0.529	2.500	1	324	157
45	46	0.556	0.529	0.500	1	0.0	0.0
46	47	0.556	0.529	0.300	3	217	134
46	48	0.556	0.529	0.600	3	723	448
1							
41.	450..	.00.	.00				
0							



(a)



(b)

Figura 2.3 Diagrama unifilar circuito CEL-Ateos.

Tabla 2.4 Archivo de datos ADOC.

ESTUDIO DE LINEA DE SUBTRANSMISION CEL-ATEOS (ADOC)							
19.92	19.92	19.92	6	3			
0	1	0.5722	0.8677	3.000	1	0.0	0.0
1	2	0.001	0.056	0.500	1	0.0	0.0
2	49	0.556	0.529	0.200	1	0.0	0.0
49	50	0.556	0.529	0.500	3	1224	759
49	51	0.556	0.529	0.400	3	1084	672
49	52	0.556	0.529	0.500	3	619	367
0							
0							

Tabla 2.5 Curva de factor de carga diaria (CEL-Acajutla).

Hora	Factor de carga
3	0.71
6	0.52
9	0.57
12	0.52
15	0.57
18	0.71
21	0.95
24	0.71

Tabla 2.6 Curva de factor de carga mensual (CEL-Acajutla).

Mes	Factor de carga
1	1.0
3	0.98
6	0.89
9	0.96
12	0.94

Tabla 2.7 Curva de factor de carga diaria (CUCUMACAYAN y CEL-Ateos)

Hora	Factor de carga
3	0.8
6	0.65
9	0.61
12	0.59
15	0.57
18	0.91
21	1.0
24	0.76

Tabla 2.8 Curva de factor de carga mensual (CUCUMACAYAN y CEL-Ateos)

Mes	Factor de carga
1	1.0
3	0.98
6	0.89
9	0.96
12	0.94

Tabla 2.9 Curva de factor de carga diaria (ADOC).

Hora	Factor de carga
7	0.3
8	0.6
12	0.4
15	0.8
17	1.0
20	0.7
24	0.4

2.0.4 Resultados del analisis para el estado actual del sistema.

En éste apartado se mostrará los resultados del analisis de flujo de carga del sistema, tal como se encuentra la red actualmente.

Para cada uno de los circuitos se encuentran las pérdidas totales en las líneas, el porcentaje de disminución de voltaje hasta cada nodo del circuito, el flujo de corriente hasta cada nodo y el factor de potencia de los mismos.

2.0.4.1 Circuito CEL-Acajutla.

Los resultados iniciales para éste circuito son los siguientes:

-Pérdidas en las líneas.

1069 KW y 1080.4 KVAR

Estos valores son las pérdidas promedio de la potencia transmitida a travez de los conductores de las líneas, en las condiciones descritas en los archivos de datos.

En la tabla 2.10 impresa por el programa, se observan algunos resultados: el flujo de corriente, el factor de potencia, etc.

Se observa que los consumidores industriales tienen un factor de potencia bajo, específicamente, por ejemplo los nodos 4, 6, 32, 36 tienen un factor de potencia bajo: 0.79, 0.79, 0.77 y 0.64 respectivamente. Solamente los nodos desde el 13 hasta el 24 cumplen con un factor de potencia aceptable (mínimo 0.90). Tambien se muestra una caída de tensión del 15% hasta el último nodo de la línea (nodo 36).

2.0.4.2 Circuito Cucumacayan.

Para éste circuito tenemos los siguientes valores de pérdidas en las líneas:

19.3 KW y 22 KVAR

La Tabla 2.11 muestra los resultados para éste

circuito. Donde se observa un factor de potencia abajo de 0.90 para casi todos los nodos.

2.0.4.3 Circuito CEL-Ateos.

En éste circuito las pérdidas en las líneas son las siguientes:

31.4 KW y 32 KVAR

Los resultados del flujo de carga se muestran en la Tabla 2.12. Podemos observar que desde el nodo 43 hasta el 48 (Calma) el factor de potencia es bajo.

Para el circuito ADOC se obtvieron las siguientes pérdidas :

19.1 KW y 28.1 KVAR

En la Tabla 2.13 se presenta el flujo de carga y perfil de voltaje para el circuito ADOC. El factor de potencia es bajo para todos los nodos.

Ahora estamos aptos para dar un valor de pérdidas totales en las líneas del sistema, ésto lo haremos integrando las pérdidas de los circuitos estudiados; de esa manera tendremos un valor global de pérdidas de ése tipo, así:

Circuito	Pérdidas	
	KW	KVAR
CEL-Acajutla	1069	1080.4
Cucumacayan	19.3	22.0
CEL-Ateos	50.5	60.1

Pérdidas totales: 1139 KW y 1162.1 KVAR

2.1 Resultados de la aplicación de capacitores al sistema.

En vista de la evidente necesidad de reducir las pérdidas en el sistema, surge la alternativa de ubicar bancos de capacitores en la línea de transmisión. Esto además de

Tabla 2.10 Resultados del flujo de carga
circuito CEL-Acajutla.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	14429.87	7891.87	275.22	.88 LAG
2	1.00 (119.8)	14425.46	7804.51	274.96	.88 LAG
3	1.00 (119.5)	14397.19	7780.37	274.91	.88 LAG
4	1.00 (119.5)	3066.54	2345.97	64.89	.79 LAG
5	1.00 (119.4)	3001.42	2288.88	63.47	.80 LAG
6	.99 (119.3)	2601.86	1988.92	55.11	.79 LAG
7	.99 (119.3)	2461.81	1845.93	51.79	.80 LAG
8	.99 (118.9)	1819.71	1329.35	38.05	.81 LAG
9	.99 (118.9)	1335.23	903.40	27.23	.83 LAG
10	.99 (118.8)	604.08	393.18	12.18	.84 LAG
11	.99 (118.8)	453.38	280.13	9.01	.85 LAG
12	.99 (118.8)	158.36	97.97	3.15	.85 LAG
13	.99 (119.1)	11289.23	5397.82	211.03	.90 LAG
14	.99 (118.9)	11197.97	5337.06	209.52	.90 LAG
15	.99 (118.3)	11151.21	5295.40	209.48	.90 LAG
16	.99 (118.2)	1765.38	854.42	33.31	.90 LAG
17	.98 (118.1)	9366.29	4425.15	176.13	.90 LAG
18	.98 (117.6)	9276.71	4351.83	174.90	.91 LAG
19	.98 (117.4)	9177.45	4269.97	173.11	.91 LAG
20	.98 (117.3)	9151.84	4248.77	172.78	.91 LAG

Press "RETURN" for more.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
21	.96 (115.0)	8966.63	4075.63	171.97	.91 LAG
22	.88 (106.1)	8336.44	3496.92	171.12	.92 LAG
23	.87 (105.0)	8235.53	3414.42	170.53	.92 LAG
24	.87 (104.9)	2579.62	559.97	50.54	.98 LAG
25	.87 (104.0)	5607.48	2810.56	121.09	.89 LAG
26	.86 (103.7)	1066.27	675.97	24.46	.84 LAG
27	.86 (103.2)	870.93	554.19	20.09	.84 LAG
28	.86 (103.1)	867.72	553.25	20.05	.84 LAG
29	.86 (103.0)	350.54	169.41	7.59	.90 LAG
30	.85 (102.6)	512.82	381.60	12.51	.80 LAG
31	.85 (102.5)	464.39	345.13	11.34	.80 LAG
32	.85 (102.1)	356.05	292.18	9.06	.77 LAG
33	.85 (102.1)	120.28	74.50	2.78	.85 LAG
34	.85 (102.0)	233.50	217.56	6.28	.73 LAG
35	.85 (102.0)	128.82	96.09	3.16	.80 LAG
36	.85 (102.0)	102.08	121.43	3.12	.64 LAG

Press "RETURN" to continue.

Tabla 2.11 Resultados de flujo de carga
circuito Cucumacayan.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW						
NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER	FACTOR
1	1.00 (120.0)	2459.18	1347.62	46.92	.88	LAG
2	1.00 (120.0)	2456.74	1357.67	46.98	.88	LAG
28	1.00 (119.6)	1958.07	1102.45	37.72	.87	LAG
29	1.00 (119.6)	803.19	389.18	14.99	.90	LAG
37	1.00 (119.6)	489.69	249.57	9.23	.89	LAG
38	.99 (119.3)	207.06	113.98	3.98	.88	LAG
39	.99 (119.2)	97.72	48.37	1.84	.90	LAG
30	.99 (118.8)	1144.79	705.90	22.74	.85	LAG
31	.99 (118.5)	1048.02	632.62	20.74	.86	LAG
32	.98 (117.9)	801.59	510.56	16.18	.84	LAG
33	.98 (117.9)	272.08	178.50	5.54	.84	LAG
34	.98 (117.8)	526.21	331.60	10.60	.85	LAG
35	.98 (117.8)	290.90	218.68	6.20	.80	LAG
36	.98 (117.8)	232.22	112.76	4.40	.90	LAG

Tabla 2.12 Resultados del flujo de carga
circuito CEL-Ateos.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW						
NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER	FACTOR
1	1.00 (120.0)	3086.14	1317.65	56.15	.92	LAG
2	1.00 (120.0)	3083.08	1314.29	56.10	.92	LAG
41	1.00 (119.9)	3079.02	1313.32	56.05	.92	LAG
42	.99 (119.4)	791.67	383.76	14.80	.90	LAG
43	.99 (118.5)	2257.40	1353.12	44.61	.86	LAG
44	.99 (118.4)	1008.50	624.63	20.12	.85	LAG
45	.98 (118.2)	1243.05	725.70	24.45	.86	LAG
46	.98 (118.2)	928.42	573.10	18.54	.85	LAG
47	.98 (118.1)	213.76	132.03	4.27	.85	LAG
48	.98 (118.1)	711.66	440.98	14.23	.85	LAG

Tabla 2.13 Resultados del flujo de carga
circuito ADOC.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW						
NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER	FACTOR
1	.99 (119.0)	2911.44	1784.08	57.61	.85	LAG
2	.99 (119.0)	2908.49	1784.13	57.57	.85	LAG
49	.99 (119.0)	2904.39	1782.72	57.52	.85	LAG
50	.99 (118.9)	1212.77	752.07	24.10	.85	LAG
51	.99 (118.9)	1074.21	665.96	21.34	.85	LAG
52	.99 (118.9)	613.52	363.78	12.04	.84	LAG

reducir las pérdidas, mejora el nivel de tensión (perfil de voltaje) en toda la línea.

Para el análisis de los circuitos, se asumió un factor de pérdidas de 0.5, de esa forma se obtendrá también un mejoramiento apreciable del nivel de voltaje. La localización óptima de los capacitores en la red, dará la máxima reducción de pérdidas.

2.1.1 Circuito CEL-Acajutla.

Para este circuito se obtiene la mejor reducción de pérdidas, ubicando los bancos de capacitores en la siguiente manera :

# Nudo	Capacidad en KVAR
25	200
26	600
23	1200
25	1200
18	900
15	1200
36	100
35	100
33	50
9	200
8	400
10	100
11	100
24	1200
7	400

Luego de realizar algunas corridas en el RCAP, se logró obtener el mejor valor de factor de potencia en cada nodo, los valores obtenidos para cada condición se muestran en las corridas impresas (luego de aplicar capacitores en forma gradual, se imprime el flujo de carga para cada condición) que se muestran en los anexos. Las pérdidas fueron las siguientes:

KW	KVAR
991.7	1002.9
973.1	978.7
968.3	975.2
967.4	974.2

Las corridas en los anexos aparecen ordenadas desde el analisis para el estado actual, hasta el analisis cuando se obtuvo la mejor reducci3n de p3rdidas, el mejor nivel de voltaje, el mejor factor de potencia y una reducci3n del flujo de corriente en los conductores. Todo lo anterior se puede ver examinando la secuencia que existe en las diferentes corridas del anexo, cuando se van agregando los bancos de capacitores que necesita la red.

2.1.2 Circuito Cucumacayan

Se ubic3 cuatro bancos de capacitores de las siguientes capacidades:

# Nudo	KVAR	
34	100	* Estos nodos son compartidos, por
* 36	100	lo tanto los KVAR a instalar son:
38	100	Nodo 35 : 200 KVAR
* 35	100	Nodo 36 : 200 KVAR

Las p3rdidas se redujeron de 19.3 KW hasta 15.5 KW. Para cada banco de capacitores agregado a la red, aparece una corrida impresa por el programa, en los anexos. Donde se observa que se libera corriente de los conductores.

2.1.3 Circuito CEL-Ateos

En 3ste circuito las p3rdidas se redujeron de 31.4 KW hasta 25 KW. Las corridas intermedias se muestran en los anexos. Donde se observa la mejora del factor de potencia, el nivel de voltaje y la reducci3n del flujo de corriente hasta los nodos.

Los bancos de capacitores instalados por el programa son:

# Nudo	Capacidad KVAR
41	450
43	600
48	100
47	100
44	200

Tambien se simul3 la instalaci3n de capacitores en el circuito de ADOC, mejorandose el factor de potencia y disminuyendo el flujo de corriente por las l3neas. Las

pérdidas en las líneas se redujeron de 19.1 KW hasta 15.9 KW.

Las pérdidas totales, luego de simular la instalación de bancos de capacitores, resulta ser:

1020.5 KW y 1036.8 KVAR

Si sabemos que inicialmente, el sistema operando actualmente sin compensación reactiva, tiene los siguientes valores de pérdidas en las líneas:

1139 KW y 1162.1 KVAR

Entonces ahora, tenemos una reducción de pérdidas totales de líneas de:

118.5 KW y 125.3 KVAR

2.2 ANALISIS ECONOMICO DE PERDIDAS.

CIRCUITO:	Pérdidas (KW) actuales:	Pérdidas (KW) con capacitores:	Diferencia: (KW)
CEL-Acajutla	1069	964.2	104.8
Cucumacayan	19.3	15.5	3.8
CEL-Ateos	31.4	25	6.4
ADOC	19.1	15.8	3.3

Si el precio de KWH vendido al usuario es de ¢ 0.165, entonces, la ganancia obtenida por la venta de la diferencia de pérdidas es:

CIRCUITO	GANANCIA	
	DIARIA	MENSUAL
CEL-Acajutla	¢ 380.42	¢ 11415.00
Cucumacayan	¢ 13.79	¢ 414.00
CEL-Ateos	¢ 23.23	¢ 697.00
ADOC	¢ 12.00	¢ 359.40
TOTAL	¢ 429.00	¢ 12883.40

Los totales se expresan por sí solos, ya que muestran cantidades monetarias grandes que no se perciben, con el funcionamiento actual de la red.

Ahora, veremos el ahorro que se obtiene por KW generado en la planta Cucumacayan.

Se sabe que el costo por KWH generado es de ¢ 0.2896 y se tienen pérdidas en Cucumacayan, de 3.8 KW. Luego con estos datos tenemos los resultados siguientes:

Ahorro diario : ¢ 24.21
Ahorro mensual: ¢ 726.32
Ahorro anual : ¢ 11330.60

Todos los cálculos mostrados en éste apartado, se realizaron con la ayuda de las curvas de factor de carga diario y factor de carga mensual; proporcionadas al RCAP.

Conclusiones del capítulo II .

- En todos los circuitos de la red que se analizaron, se encontró que el factor de potencia es bajo (valores abajo de 0.9) casi en todos los puntos de carga; ya que en su mayoría, los macroconsumidores son cargas del tipo industrial o sea, industrias o fábricas que utilizan motores. Luego de la aplicación de los capacitores se mejoró el factor de potencia a niveles arriba de 0.9, hasta 0.99.
- El circuito CEL-Acajutla presentó un valor alto de pérdidas en la línea (1069 KW), y por consiguiente se ve muy beneficiado con la aplicación de los capacitores, ya que las pérdidas se reducen en una cantidad considerable (9.8%) tomando en cuenta que la capacidad instalada del circuito es la más grande de los cuatro circuitos estudiados.
- La caída de tensión máxima del circuito CEL-Acajutla (15%), se corrige hasta valores abajo de un 8%, luego de la ubicación de los capacitores.
- En forma general se encontró la red, con valores bajos de factor de potencia (entre 64% y 85%); además caídas de tensión de hasta 15%, la alternativa de corregir éstos porcentajes con la ubicación de compensación reactiva (capacitores), proporciona resultados aceptables; especialmente por la reducción de las pérdidas en la línea de suministro.
- Las ganancias que se dejan de percibir por no reducir las pérdidas del sistema son de \$ 12883.4 mensuales, lo que consideramos es una cantidad que a mediano plazo, podría compensar una inversión grande para disminuir las pérdidas. También el ahorro obtenido por el costo de generación en Cucumacayan (\$ 726.32 mensuales), es un valor considerable de ahorro monetario para la compañía.

Referencias bibliograficas.

- McGraw-Edison Company. User's Manual for RCAP
Canonsburg, Pennsylvania. Octubre 1981.

CAPITULO III

PROTECCION DE LA PLANTA CUCUMACAYAN Y LOS CIRCUITOS

LOS LAGARTOS Y SANTA ANA

Introducción. En ese capítulo se describe el funcionamiento y operación de los dispositivos de protección con que cuenta la planta y los circuitos Los Lagartos y Santa ana, utilizan para aislar secciones de líneas que se encuentran con falla o que están operando anormalmente, debido a la presencia de fallas momentáneas y permanentes.

Se hace una descripción de los puntos a proteger, así como el tipo de protector con que cuenta y como esta ajustado para determinar por medio del estudio de coordinación si es el adecuado y sino dimensionarlo para que cumpla su función correctamente.

De todo los diferentes tipos de elementos protectores con que se cuenta, los estudiados en este capítulo son los que se utilizan en la actualidad en la planta así como en los dos circuitos, además de algunos que podrían utilizarse para mejorar el sistema de protección desde el punto de vista operativo.

3.0 Documentación teórica para un estudio de protecciones

El objetivo principal de cualquier protección es originar el retiro rápido de cualquier elemento es un sistema de potencia, cuando este sufre un corto circuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daños o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

El equipo de protección esta ayudado, en esta tarea, por interruptores que son capaz de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección se los mande. Esto significa que un sistema de protección esta constituido por dos partes:

- a- Dispositivo protector
- b- Dispositivo de interrupción

Estos dispositivos podrán estar en lugares separados, interconectados solamente a través de un alambrado de control externo o puede estar acoplado de tal manera de formar un solo dispositivo.

Cuando se produce un corto circuito en cualquier punto de la red, en ese momento se conocen dos equipos de protección: uno que llamaremos protección primaria, y otra

que se le conoce como protección de respaldo. La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que las funciones de la protección de respaldo solo se dan cuando falla la protección de respaldo.

Es muy deseable que la protección de respaldo esta dispuesta de tal manera que cualquier cosa que pueda originar la falla de la protección primaria no origine también la falla en los protecciones de respaldo.

La protección por relé puede ser de diversas formas de acuerdo a la variable que se utilice como parámetro para determinar si existe o no anomalía en el sistema.

De acuerdo a esto existen diversos tipos de relé que se mencionan algunos de ellos:

- Relé de Sobrecorriente
- Relé Direccional
- Relé Hilo piloto
- Relé Diferencial
- Relé de Impedancia
- Relé de Protección a tierra
- Relé de Bajo Voltaje
- Relé de Frecuencia.

En este apartado solo se describieron los tipos de protectores que utiliza la planta de Cucumacayan y los circuitos Los Lagartos y Santa Ana.

Los fusibles son otro elemento de protección que se emplean en algunos lugares donde los relé y los interruptores no son justificables económicamente.

3.0.1 Revelador de Sobrecorriente

3.0.1.1 Descripción del Relé de Sobrecorriente

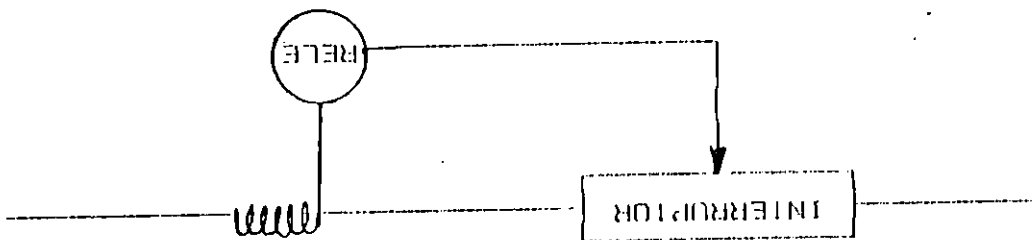
Este tipo de relé se deriva básicamente de los relé tipo atracción electromagnética de una sola magnitud o de los de tipo inducción.

Poseen características definidas o de tiempo inverso, es decir, funcionan cuando la corriente en un circuito de corriente alterna sobrepasa un valor predeterminado. Un interruptor el cual desconecta la parte afectada.

Este tipo de relé son los más usados en subestaciones y en instalaciones eléctricas industriales. Vienen contruidos con tres bobinas, de las cuales dos bobinas oscilan entre 4 amp. a 16 Amp., las cuales son usadas para protección de fallas entre fases y una tercera

El relé de sobrecorriente posee una zona de ajuste para adaptarlo a una amplia variedad de rangos de corriente, por lo que puede ajustarse a la corriente mínima de disparo, el cual es el valor más bajo de corriente para el cual el relé responderá. El ajuste de los relés de solenoide o de armadura puede ser por ajuste del entrehierro inicial, de la tensión del resorte de retención, de los tomas de la bobina. El ajuste de los relés de atracción accionados por corriente es generalmente por tomas de bobina y los de tensión por tomas de bobina y resistencia en serie. Una de las características que posee es que puede trabajar sin retardo de tiempo intencional, lo que indica que trabajará con su elemento de disparo instantáneo; el elemento instantáneo solo actuará cuando se den corrientes grandes de falla, de lo contrario con valores bajos de corrientes de falla no funcionará. No se debe de confiar el funcionamiento de un relé cuando el valor de la magnitud de influencia está sólo ligeramente arriba de la puesta en trabajo, porque la fuerza neta es tan baja que cualquier fricción puede impedir el funcionamiento o puede aumentar el tiempo de funcionamiento. En la práctica se requiere que su funcionamiento sea seguro, eso requiere que su magnitud de influencia sea como mínimo 1.5 veces la puesta de trabajo. Por esa razón algunas curvas de tiempo no se muestran para menos de 1.5 veces la puesta de trabajo, tal como se muestra en la figura 3.2.

Fig. 3.1 Conexión de un relé de sobrecorriente.



La figura 3.1, presenta la conexión de un relé de sobrecorriente, con su respectivo transformador de corriente (TC), el cual sensa la señal, la cual es analizada por el relé y en caso de una anomalía el relé manda una señal al interruptor, para que éste desconecte la parte afectada.

de mayor sensibilidad 0.5 Amp. a 2 Amp., para protección de falias a tierra. En una condición de corto circuito máximo debe proporcionar una buena coordinación de la secuencia de disparo de los interruptores que controlan los diferentes tramos de la línea de distribución.

La protección de la curva de tiempo inverso esta complementada por la protección instantánea siempre que sea posible. Ya que la velocidad en la eliminación de la falla posibilita disminuir el daño.

Desde le punto de visa de la rapidez de operación, los relé se pueden agrupar en los siguientes tipos:

Tipo Instantáneo

son aquellos relé que operan en tiempos menores de 0.1 seg.

Tipo con Retraso

Son los que poseen mecanismo de tiempo de ajuste variable. Dentro de este tipo están los de inducción.

Los relé con ajuste variable poseen curvas de tiempo corriente que se clasifican en:

- a- Tiempo inverso
- b- Tiempo muy inverso
- c- Tiempo extremadamente inverso.

3.0.2 Fusibles

3.0.2.1 Descripción de los Fusibles

El fusible en un circuito eléctrico es un dispositivo de protección que abre automáticamente el circuito cuando una condición de sobrecorriente anormal es desarrollada. Esta operación es acompañada por el derretimiento o fundición de un elemento fusible, incluido en el aparato y en serie con el circuito eléctrico, cuando la corriente excede el valor diseñado para el correspondiente tiempo de duración. Los fusibles constituyen un medio de protección, simple y económico, aunque, con muchas limitaciones.

Los fusibles diseñados para aplicaciones arriba de 600. V están clasificados como fusibles de distribución y fusibles de potencia, además estos vienen colocados en cortacircuitos que como su nombre lo dice sirve para extinguir el arco formado al ocurrir una apertura debido a una condición de falla; operan por el principio de expulsión y emplean un tubo de confinamiento del arco con una fibra de desionización y un elemento fusible.

Cuando un fusible es atravesado por una corriente capaz de fundir su elemento, hay que distinguir dos tiempos:

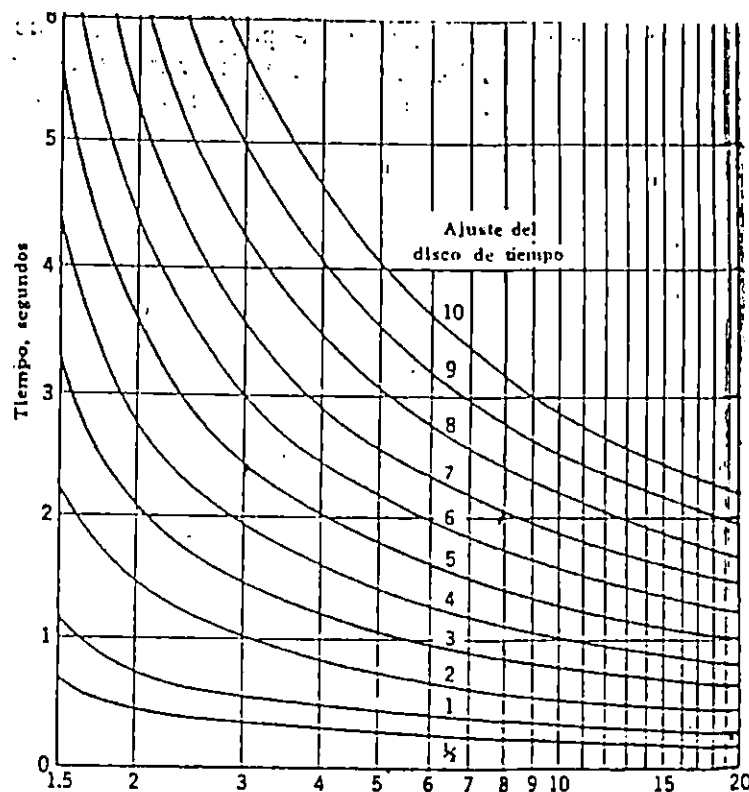


Fig. 3.2 Curvas Tiempo - Corriente

En la práctica se usa generalmente un conjunto de dos o tres relé de sobrecorriente para la protección contra fallas entre fases y un relé de sobrecorriente separado para fallas monofásicas a tierra, por lo general se prefiere los relé de tierra separados porque pueden ajustarse para proporcionar protección más rápida y más sensible en fallas monofásica a tierra que la que puedan proporcionar los relé de fase.

La protección de relé de sobrecorriente para protección de sistema de distribución por varias razones. La protección no solo es sencilla y básicamente menos cara sino que estas ventajas se logran en grado máximo en los circuitos de distribución.

En los circuitos de distribución se aprovecha al máximo la ventaja que presenta la característica de tiempo inverso, debido a que la magnitud de la corriente de falla depende, la mayoría de las veces, de la localización de ésta y se mantiene prácticamente inafectada por los cambios en la generación o en el sistema de transmisión de alta tensión. No sólo por esta razón puede utilizarse los relé con curvas extremadamente inversa sino que dichos relé proporcionan la mejor selectividad con fusibles y reclosers.

- a- El tiempo de fusión, que es el tiempo necesario para que el elemento fusible alcance su temperatura de fusión, y
- b- El tiempo de duración del arco, cuando ocurre una falla el elemento es fundido por la corriente de falla.

Simultáneamente, cuando se abre origina una alta resistencia al paso de la corriente de falla, debido a esto se establece un arco a través del elemento fundido. El arco está conduciendo en ese instante parte de partículas ionizadas las cuales pueden ser iones metálicos debidos al derretimiento del elemento.

Para la elección de un fusible adecuado en cada caso, los fabricantes proporcionan las características de operación, como se muestra a continuación en la figura 3.3

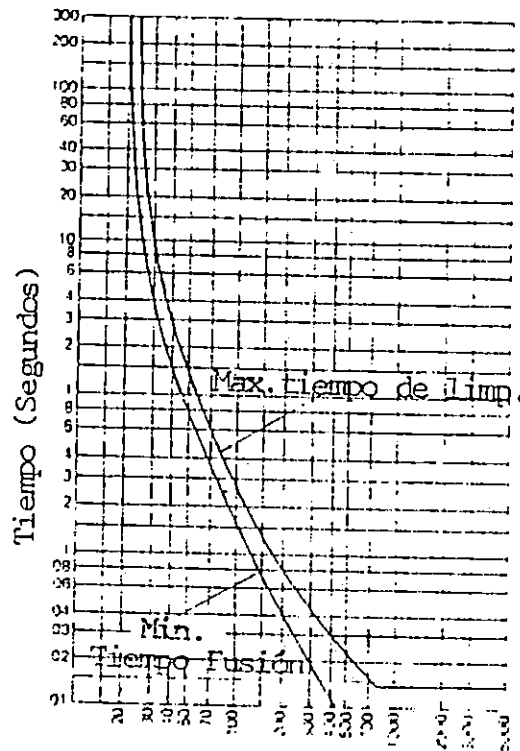


Fig. 3.3 Curvas típicas de Tiempo-Corriente para un Elemento Fusible.

El empleo de los cortocircuitos fusibles es muy amplio debido, sobre todo, a lo barato y a su construcción simple. Por otra parte, hay que tomar en consideración que el fusible tiene una gran rapidez de ruptura en caso de cortocircuitos violentos; generalmente se emplean para la

protección de tensión debido a la gran rapidez de ruptura de las corrientes de cortocircuito, se utilizan también en combinación con otros aparatos de corte.

Para la aplicación y/o selección de un cortacircuito en un sistema particular hay que tomar en cuenta los siguientes datos:

- a- Tipo del sistema.
- b- Voltaje del sistema.
- c- Corriente de carga.
- d- Corriente de cortocircuito.

3.0.3 Interruptores de aceite.

Los Interruptores de aceite pueden clasificarse en tres grupos:

- 1) Interruptores de gran volumen de aceite: Generalmente se construyen cilíndricos, debido a las fuertes presiones internas que se presentan durante la interrupción. Pueden ser monofásicos o trifásico. Por razones de seguridad, en ciertos circuitos trifásicos para tensiones elevadas se utilizan interruptores monofásicos, uno por fase, pero en caso de falla los tres interrumpen a la vez.
- 2) Interruptores de gran volumen de aceite con cámara de extinción: Debido a las grandes presiones de aceite y con probabilidades grandes que ocurran explosiones, se idearon algunos dispositivos para disminuir estos riesgos, en los que se forman las burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos son las cámaras de extinción dentro de las cuales se extingue el arco.
- 3) Interruptores de pequeño volumen de aceite: Se construye para diferentes capacidades y voltajes de operación y su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada que permite mayor flexibilidad.

3.1 Estado actual de las protecciones en la planta de Cucumacayan y los circuitos Los Lagartos y Santa Ana.

3.1.1. Proteccion de la planta de cucumacayan.

La planta hidroelectrica de cucumacayan ubicada en el municipio de Nahuizalco a 12 Km al norte de sonsonate, con una capacidad de 2.8 MVA la cual utiliza dos unidades generacion a 6600 V. para elevarse por medio de transformador de 3000 KVA a 34.5 KV para distribuirse. Debido a que la capacidad de generacion de la planta no es capaz de satisfacer la demanda de los circuitos de los Lagartos y Santa Ana, por lo que la planta tiene que sincronizarse en el bus de 34.5 KV con la linea de C.L.E.S. Comercial que proviene de CEL acajutla para poder abastecer la demanda de los circuitos.

3.1.1.1. Circuito de Santa Ana.

En la actualidad el circuito de Santa Ana no posee proteccion, debido a problemas que se dio en el relé. Para el diseño de la proteccion en este punto los datos son los siguientes:

V : 34.5 KV
I_{nom} : 7 A
I_{F30} : 963.32 A
I_{F10} : 316.8 A

El relé comanda un interruptor en aceite con las siguientes características:

Marca : A E G
Tipo : CO 301-30/350
PlNo : 271231 No 148310
Serie : 30
Voltage : 30KV
Corriente : 350 A
Frecuencia : 60 Hz
Capacidad max. de desconexcion : 300 MVA
Con tension de regimen : 20-30 MVA
Corriente max. de intercalac. a :
Impulso por fuerza : 50000 A
Impulso a mano : 30000 A

3.1.1.2. Circuito de Los Lagartos.

Este circuito es de mayor capacidad que el circuito Santa Ana debido a que posee un mayor número de consumidores y está protegido por un relé-interruptor, el cual está ajustado con las siguientes características :

relé de sobrecorriente
Marca SIEMENS
Tipo : 7SJ50
tp : 0.2
Ip : 4 A
Curva : inversa
RTC : 150/5

Este relé es comandado por un microcomputador y puede utilizarse para falla entre fase y tierra. Posee curvas de tiempo normamente inversa, muy inversa y extremadamente inversa.

Este relé comanda un interruptor con las siguientes características :

Marca : A E G
Tipo : CO 301-30/350
PlNo : 271231 No 148310
Serie : 30
Voltage : 30 KV
Corriente : 350 A
Frecuencia ; 60 Hz
Capacidad max. de desconexión : 300 MVA
Con tensión de régimen : 20-30 MVA
Corriente max. de intercalac. a :
Impulso por fuerza : 50000 A
Impulso por mano : 30000 A

3.1.1.3. Protección de las unidades generadoras.

La planta de Cucumacayan genera por medio de dos unidades generadoras las cuales están protegidas por relé de sobrecorriente, que se clasifican en unidad-1 y unidad-2.

La unidad generadora-1 tiene las siguientes características

Capacidad : 1720 KVA
Voltaje nominal : 34.5 KV

Corriente nominal : 151 A
Conexión : Y
Fp : 84%
Velocidad : 900 rpm

Esta unidad generadora está protegida por un relé ajustado con las siguientes características :

relé Marca Basler Electric Highland, Illinois
Tipo : BE1-51
Serie : G1E-Z10-A1N1F
TD : 00
TRANGER : High
TAP : C
RTC : 200/5

Los rangos de la bobina de de este relé son las siguientes:

TAP	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
HIGH	2.25	3.1	4.5	5.25	6.75	7.5	9.0	9.75	11.25	12.0
LOW	0.75	1.0	1.5	1.75	2.25	2.5	3.0	3.25	3.75	4.0

La unidad generadora-2 tiene las siguientes características :

G-2 de fabricacion Alemana
Generador trifasico
Tipo : ESDS 750/950
Voltage : 6600 V
Corriente : 96.2 A
Conexion : Y
Capacidad : 1100 KVA
Fp : 0.8
Velocidad : 900 89%
Excitatriz : 60 V - 175 A

La unidad generadora-2 está protegida por un relé ajustado con las siguientes características:

relé marca : Basler
Tipo : BE1-51
Serie : G1E-Z10-A1N1F
TD : 00
TRANGER : Low
TAP : C
RTC : 100/5
Curva : Inversa

3.1.2. Proteccion de los puntos de carga del circuito de Santa Ana.

Las protecciones de cada punto de carga por el lado primario son fusibles tipo link marca Kearney tipo K de los cuales no se pudo obtener los valores que se encuentran en la actualidad.

3.1.2.1. Circuito C.L.E.S. Aguila.

Esta subestacion alimentada por el lado primario a 34.5 KV conectada en delta tres hilos y un voltage secundario de 0.48 KV conectada en estrella cuatro hilos con neutro solidamente aterrizado. En este nodo de carga los valores de corriente de falla y la proteccion que tiene son:

S : 200 KVA
V : 34.5 KV
Inom : 3.68 A
 $I_{F3\phi}$: 723.9
 $I_{F1\phi}$: 248.3
Tipo de proteccion : Fusible
Marca : Kearney
Tipo : K
Cortacircuito tipo expulsión

3.1.2.2. Circuito bomba de Arenales.

Esta subestacion es alimentada por el 34.5 KV conectado en delta tres hilos y en el secundario a 0.48 KV conectado en estrella con cuatro hilos con neutro solidamente aterrizado a tierra. En este punto los datos para la proteccion son:

S : 150 KVA
V : 34.5 KV
I : 2.5 A
 $I_{F3\phi}$: 466.6 A
 $I_{F1\phi}$: 161.8 A
Tipo de proteccion : Fusible tipo link
Marca : Kearney
Tipo : K
Cortacircuito tipo de expulsión

3.1.2.3. Circuito los Naranjos.

Es una subestacion que pertenece a C.L.E.S.A. compania de luz electrica de Santa Ana, que se alimenta por el 34.5 KV conectada en estrella tres hilos y un voltaje secundario de 2.4 KV conectada en delta tres hilos. Los valores da corriente de falla y la proteccion que posee:

S : 110 KVA
 V : 34.5 KV
 I : 2.0 A
 I_{F30} : 433.43 A
 I_{F10} : 149.57 A
 Tipo de proteccion : Fusible
 Marca : Kearney
 Tipo : K
 Cortacircuito tipo de expulsión

3.1.3. Proteccion de los puntos de carga del circuito de Los Lagartos.

3.1.3.1. Circuito C.L.E.S. Izalco.

C.L.E.S. Izalco es una subestación alimentada por el 34.5 KV., de 3000 KVA con la cual se da servicio al pueblo de Izalco sus alrededores así como a Nahuizalco. En el primario tiene una conexión delta tres hilos y en el secundario se obtiene 13.2 y 7.6 KV conectado en estrella cuatro hilos con neutro aterrizado.

Los datos para la protección y su tipo son :

S : 3000 KVA
 V : 34.5 KV
 I_{NOM} : 50 A
 I_{F30} : 455.82 A
 I_{F10} : 156.38 A
 Tipo de protección : Fusible tipo link
 Marca : Kearney
 Tipo : T
 Cortacircuito tipo de Expulsión

3.1.3.2. Fabrica " MATCO".

MATCO es una fabrica de instrumentos de carpinteria, alimentada por el 34.5 KV. en delta tres hilos con un secundario de 0.48 KV conectado en estrella cuatro hilos. Los datos obtenidos para éste punto son los siguientes :

S : 500 KVA
 V : 34.5 KV
 I_{NOM} : 8.25 A
 I_{F30} : 394.66 A
 I_{F10} : 136.12 A
 Tipo de protección : Fusible
 Marca : Kearney
 Tipo : T
 Cortacircuito tipo de expulsión.

3.1.3.3. Circuito C.L.E.S. Terrena.

El circuito C.L.E.S. la Terrena la constituye una subestación de 440 KVA, está conectada por el lado primario a 34.5 KV en estrella tres hilos y en el secundario a 1.3.2 y 6.8 KV conectada en estrella cuatro hilos. Los valores de corriente de falla y la protección que posee son la siguientes :

S : 440 KVA
V : 34.5 KV
I_{NOM} : 7.4 A
I_{F3φ} : 379.04 A
I_{F1φ} : 130.37 A
Tipo de protección : Fusible tipo link
Marca : Kearney
Tipo : T
Cortacircuito tipo de expulsión.

3.1.3.4. Circuito Ingenio el Carmen.

Este es un ingenio azucarero que posee una subestación de 1000 KVA alimentada por el 34.5 KV por el lado primario conectado en delta tres hilos y en el secundario a 0.48 KV conectado en estrella tres hilos. Los valores que describen a este nodo son :

S : 1000 KVA
V : 34.5 kv
I_{NOM} : 17.0 A
I_{F3φ} : 328.2 A
I_{F1φ} : 112.17 A
Tipo de protección : Fusible tipo link
Marca : Kearney
Tipo : T
Cortacircuito tipo expulsión.

3.1.3.5 Circuito CLES San Isidro.

Para éste nodo se obtienen los siguientes datos:

S = 880 KVA
V_{nom} = 34.5 KV
I_{nom} = 16.3 A
I_{F3φ} = 317.34
I_{F1φ} = 109.3

Tipo de protección: fusible tipo Link
marca Kearney.Tipo T.

3.1.3.6 Circuito Los Naranjos

Esta es una subestación de 110 KVA conectada en delta tres hilos por el 34.5 KV y en el secundario se obtiene un voltaje de 2.4 KV conectada delta tres hilos. Los valores que se describen son:

S : 110 KVA
V : 34.5 KV
Inom: 1.34 A
I_{FSO}: 343.43 A
I_{FIO}: 149.97 A
Tipo de protección: fusible tipo Link
Marca : Kearney
Tipo : T
Cortocircuito tipo expulsión

3.2 Puntos a Proteger

Nuestro estudio de protección y coordinación dirigido a la planta de Cucumacayán, la cual genera 6.6 KV para elevarla y transmitirla a 34.5 KV a los dos circuitos, Los Lagartos y Santa Ana. El circuito Los Lagartos esta compuesto por los siguientes puntos de carga:

- CLES IZALCO.

Esta constituida por una subestación de 3000 KVA conectada en Δ/Y con una impedancia de 6.2% a los niveles de voltaje de 34.5/13.2/7.6 Kv.

- MATCO.

Tiene una subestación de 500 y 150 KVA pero en la actualidad solo tienen en funcionamiento la de 500 KVA, conectada en Δ/Y a los niveles de voltaje de 34.5/0.48 Kv con una impedancia de 3.91%.

- CLES TERRENA

Posee dos subestaciones de 440 KVA cada una, que alimenta a otras subestaciones incluyendo la base terrena de ANTEL a 13.2 Kv, CLES TERRENA conectada en Δ/Y cuyos niveles de distribución son 13.7/6.8 Kv y tiene una impedancia de 6.6%.

- CLES SAN ISIDRO

Posee dos subestaciones de 440 KVA haciendo un total de 880 KVA ambas conectadas en paralelo con una conexión Y/Y y una relación de 13.7/6.8 Kv con una impedancia de 6.7% cada una.

- INGENIO EL CARMEN

Tiene una subestación de 1000 KVA conectada en Δ/Y , 34.5 a 0.48 Kv y con una impedancia de 6.14%.

El circuito de Santa Ana tiene los siguientes puntos de carga:

- CIES EL AGUILA

Posee una subestación instalada de 220 KVA con una relación de transformación de 34.5/0.48 Kv conectada en Δ/Y con una impedancia de 4.8%.

- BOMBA LOS ARENALES

Tiene una subestación de 150 KVA instalados con una impedancia de 4.8% alimentada a 34.5 Kv para alimentar la bomba a 480 V conectada en Δ/Y .

- LOS NARANJOS

Es alimentada por un transformador trifásico de 110 KVA de 34.5/2.4 Kv con una impedancia de 4.46%, conectada en Δ/Δ .

3.3 Diseño de las Protecciones

En este apartado se dimensionarán nodos por protecciones a colocarse en cada nodo a proteger.

En esta sección se describirán los parámetros para cada nodo y en base a eso seleccionar y dimensionar su dispositivo de protección seleccionado.

Nodo 27

Este nodo corresponde a la planta de Cucumacayán y se obtuvieron los siguientes datos para el circuito de Los Lagartos:

V : 34.5 KV
Inom: 100 A
I_{sc ϕ} : 963.32
I_{F ϕ} : 316.83

En base a estos datos se pueden seleccionar los siguientes dispositivos.

a- Relé de sobrecorriente para fallas de fase y sobrecarga.

Tipo	:	7SJ50
Marca	:	SIEMENS
Rangos de Bovina:	:	0.4 In < hasta 3.55* In
I _p	:	5
F _p	:	10
RTC	:	200/5
Curva	:	Inversa

Este relé comandará un interruptor con las siguientes características;

Voltaje de regimen:	34.5 KV
Bill :	150 KV
Capacidad Interruptiva:	10000 A
Máxima capacidad de corriente:	400 A
Frecuencia:	60 Hz

b- Podría colocarse también un recloser con las siguientes características;

Tipo	:	DV
Marca	:	Mc-GRAW-EDISON COMPANY
Voltaje Nominal	:	34.5 KV
Max Amp. Cont.	:	400 A
Medio de Interrupción	:	Aceite
Bobina de Disparo	:	100 A
Tiempo de Recierre	:	60 Ciclos
Descripción según catálogo:	:	280-20
Bill	:	150 KV

Para el Circuito de Santa Ana los valores para especificar las protecciones son:

Voltaje Nominal	:	34.5 KV
Corriente Nominal	:	10 A
Corriente de Falla 3 ϕ	:	963.32 A
Corriente de Falla 1 ϕ	:	316.83 A

En base a estos datos se dimencionó el siguiente relé:

Marca	:	BASLER ELECTRIC HIGHLAND, ILLINOIS
Tipo	:	G1E B50 A1N1F
V	:	34.5 KV
TC	:	4.5
TD	:	10
CURVA	:	Inversa
RTC	:	50/5

En este punto se encuentra la subestación MATCO para la cual CLES nos proporcionó los siguientes datos.

Nodo 30

Fusible :
 Marca : Kearney
 Tipo : T
 Capacidad : 50A
 Máxima Corriente de Falla : 3000 A

En base a los datos se seleccionó un fusible con las siguientes características.

S :
 In : 50 A
 V : 34.5 KV
 I_{sc} : 455.8
 I_{1φ} : 156.38

Este nodo representa el circuito de la CLES Izalco. En el cual se obtuvieron los siguientes datos.

Nodo 29

Fusible tipo Link
 Marca : Kearney
 Tipo : T
 Capacidad : 80 A
 Corriente Máxima : 4000 A

En base a estos datos se selecciona un fusible con los siguientes características:

In : 66 A
 V : 34.5 KV
 I_{sc} : 462.41 A
 I_{1φ} : 158.56 A

Este nodo representa un nodo seccionador y posee los siguientes datos:

NODO 28S

Voltaje de regimen : 34.5 KV
 Bill : 150 KV
 Capacidad Interruptiva : 10000 A
 Mínima capacidad de corriente : 15 A
 Frecuencia : 60 Hz
 Medio de Interrupción : Aceite

Este relé comanda un interruptor con los siguientes características:

S	:	500 KVA
I	:	50 A
V	:	34.5
$I_{F3\phi}$:	394.66
$I_{F1\phi}$:	136.12

Se colocará un fusible de 10 amp. de capacidad, marca Kearney tipo T, el cual puede soportar una corriente de falla máxima 1000 amp.

Nodo 31

Este nodo representa CLES Terrena, los datos de corriente y capacidad de subestación son

S	:	440 KVA
V	:	34.5 Kv
I_{nom}	:	7.36 A
$I_{F3\phi}$:	379.04 A
$I_{F1\phi}$:	130.37

Para este nodo se colocó un fusible de 10 Amp de capacidad, marca Kearney tipo T, corriente máxima de falla que soporta es de 1000 A. en un cortocircuito tipo expulsión para 34.5 KV.

En este nodo se colocó un fusible seccionador de manera que, proteja el tramo de línea que abastece a los nodos 33, 35 y 36. Los datos para este fusible son:

I_{nom}	:	47.9 A
$I_{F3\phi}$:	379.04 A
$I_{F1\phi}$:	130.37 A

Este fusible, denominado 31S se dimensionará para una capacidad de 50 Amp. de capacidad, marca Kearney Tipo T. Este fusible tiene una capacidad máxima de corriente de 3000 Amp.

Nodo 33

Este nodo representa una planta de alcohol con una subestación de 1000KVA. Los datos en este nodo para dimensionar su protección son:

S	:	1000 KVA
V	:	34.5 Kv
I_{nom}	:	16.73 A
$I_{F3\phi}$:	342.3 A
$I_{F1\phi}$:	118.95

Aquí se selecciona un fusible de 20 Amp de capacidad marca Kearney tipo T. Este fusible posee una corriente máxima de 2000 Amp. con un cortocircuito para 34.5 Kv expulsión.

Nodo 35

En este nodo los datos obtenidos para ajustar su protección son:

S	:	1000 KVA
V	:	34.5 Kv
I_{nom}	:	16.73 A
$I_{F3\phi}$:	328.2 A
$I_{F1\phi}$:	112.17 A

Se selecciona una capacidad e 20 Amp. de capacidad, marca Kearney tipo T, con un cortocircuito tipo expulsión para 34.5 Kv.

Nodo 36

Este nodo representa a CLES San Isidro, los datos obtenidos en este nodo son:

S	:	880 KVA
V	:	34.5 Kv
I_{nom}	:	14.72 A
$I_{F3\phi}$:	317.34A
$I_{F1\phi}$:	109.3 A

Se seleccionó un fusible marca Kearney tipo T con una capacidad de 20T, el cual soporta una corriente de falla máxima de 2000 A.

Nodo 37

Acá está situada CLES El Águila, los datos obtenidos son:

S	:	220 KVA
V	:	34.5 Kv
I_{nom}	:	3.68 A
$I_{F3\phi}$:	723.9 A
$I_{F1\phi}$:	161.38A

Se seleccionó un fusible de 6 amp. de capacidad, marca Kearney tipo T. La corriente máxima que soporta éste fusible es de 1000 amp.

En este nodo se coloca un fusible seccionado denominado 37 S, que tiene como función proteger los nodos 39 y 38. Su función es evitar que al ocurrir una falla en el tronco que el protege no tenga que limpiarlo el interruptor que esta en

la planta. Este fusible es de 6 Amp. de capacidad, marca Kearney, tipo T, con una corriente máxima de falla de 850 A.

Nodo 38

Los valores encontrados para este nodo son:

S	:	150 KVA
V	:	34.5 Kv
I_{nom}	:	2.51 A
$I_{f3\phi}$:	466.6 A
$I_{f1\phi}$:	161.38A

En este nodo se colocará un fusible de 3 Amp. de capacidad, marca Kearney tipo T. Este fusible puede soportar una corriente de falla máxima de 500 A.

Nodo 39

Los valores en este nodo que representa al circuito Los Naranjos, posee los siguientes datos:

S	:	110 KVA
V	:	34.5 Kv
I_{nom}	:	1.84 A
$I_{f3\phi}$:	433 A
$I_{f1\phi}$:	149.97A

Se seleccionará un fusible de 3A de capacidad, marca Kearney, tipo T.

Conclusiones del capitulo III.

- Los fusibles fueron los primeros elementos utilizados en los sistemas de distribución para la protección contra sobrecorrientes. pese que han sido poco a poco desplazados por el uso de otros dispositivos, sin embargo los fusibles juegan un papel importante en el esquema de protección actual de la C.L.E.S..
- A pesar de su economía y simplicidad de los fusibles, estos presentan varios inconvenientes, a saber:
 - a) Necesidad de reemplazar el fusible cada vez que ha actuado lo que significa pérdida de tiempo y de energía no suministrada.
 - b) Ruptura de una sola fase. Solamente funcionan los fusibles afectados por el cortocircuito, los restantes siguen alimentando las fases sanas, lo que podrá resultar peligroso para motores conectados a la red.
 - c) No protegen contra sobrecarga.
- Unos de los inconvenientes que posee la planta de Cucumacayuan, son los interruptores que poseen debido a su vejez. estos interruptores de alguna manera pueden imposibilitar la operación rápida del relé, ya que su tiempo de operación es más lento a pesar de poseer transformadores de corriente con doble nucleo, permitiendo así la no saturación.
- Debido a que los generadores de la planta de Cucumacayan no están aterrizados, las protecciones en dichos generadores no pueden operar para fallas a tierra.
- Uno de los dispositivos que podrían mejorar el sistema de C.L.E.S., son los reclosers ya que su objetivo es suministrar servicio continuo, en forma sencilla, confiable y económicamente.

Referencias Bibliograficas

Valle, Julio Enrique ." Guia de aplicación de programas computacionales para la coordinación de dispositivos de protección contra sobrecorriente en sistemas de distribución". Proyecto de Ingeniería. Biblioteca de la Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Alvarenga, Santiago Aristides." Estudio de los sistemas de protección y coordinación de redes de subtransmisión y distribución del país". Proyecto de Ingeniería. Biblioteca de la Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Ing. Russel C." El Arte y la ciencia de las protecciones por relevadores". Ingeneering Planning and Development Sección General Electric Company.

Dreyfus Amaya, Andres Mauricio." Control y protecciones de los sistemas de transmisión" . Tesis para optar al grado de ingeniero Electricista. Biblioteca de la escuela de ingeniería Electrica. Universidad de El Salvador, Octubre de 1983

Stevenson,William D." Análisis de Sistemas Electricos de Potencia". Mexico D.F.. McGraw-Hill. Agosto 1988.

CAPITULO IV

COORDINACION DE LA PLANTA DE CUCUMACAYAN Y LOS CIRCUITOS LOS LAGARTOS Y SANTA ANA

INTRODUCCION . La realización de éste capítulo tiene como objetivo la descripción de las protecciones con que cuenta la planta generadora de Cucumacayan.

Esta es una planta hidráulica que genera a 6600 V, por medio de dos generadores conectados en paralelo con una capacidad de 1.7 MVA y 1.1 MVA, los cuales se conectan a un transformador de 3 MVA para elevar el nivel de tensión a 34.5 KV, que es el nivel de transmisión . Su capacidad de generación no alcanza a satisfacer la demanda de los circuitos Los Lagartos y Santa Ana, teniendo CEL-Acajutla que proporcionar un porcentaje para aliviar la demanda de la planta. Sin embargo la capacidad de la planta varía de acuerdo al caudal del río; esto implica que en la estación de verano ésta se ve más limitada, teniendo CEL-Acajutla que incrementar su porcentaje para satisfacer el 100% de la demanda.

La planta de Cucumacayan suministra energía a los circuitos de Los Lagartos y Santa Ana; para poder suministrar la demanda exigida por los circuitos, Cucumacayan se sincroniza con la línea de que viene de CEL-Acajutla y de esa forma suplir la demanda.

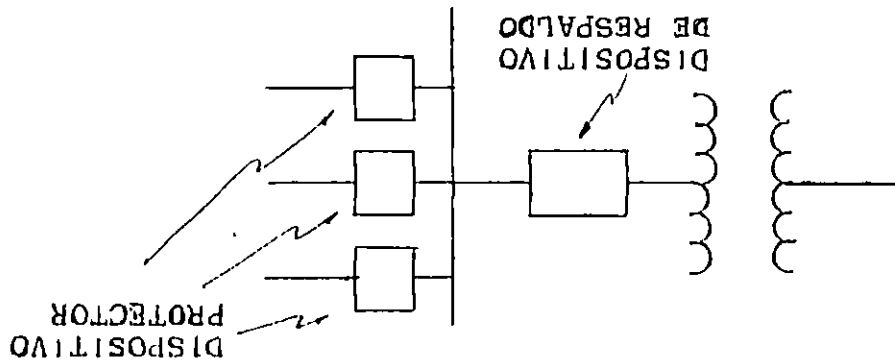
En la actualidad el circuito de Santa Ana no posee protección, teniendo la protección de CEL-Acajutla que limpiar cualquier falla que se de en dicho circuito, ya sea esta trifásica o monofásica.

El circuito de Santa Ana posee un relé de sobrecorriente electrónico que comanda un interruptor bastante viejo, lo que ocasiona que la velocidad del relé se vea disminuida por dicho interruptor.

En este capítulo se mostrará la realización de tres tipos de coordinación, relé-fusible, fusible-fusible y recloser-fusible del lado de la carga. La planta de Cucumacayan utiliza dos generadores conectados en estrella no aterrizada, por lo que las protecciones de la planta solo son para fallas de fase y no a tierra.

De acuerdo con la figura 4.0 cuando se da una falla ya sea permanente o temporal, el dispositivo protector debe eliminar esa falla antes que el dispositivo de respaldo opere. Esto requiere que el dispositivo de respaldo se ajuste de tal modo que retarde intencionalmente su

Fig. 4. Ubicación de los dispositivos de respaldo y protector.



La figura 4.1, muestra la ubicación de los dispositivos de protección y de respaldo.

Cuando se da una falla el dispositivo más cercano a la falla es llamado PROTECTOR y el más cercano a la fuente y al protector es conocido como dispositivo de RESPALDO.

La coordinación esta basada en la característica de operación tiempo - corriente, de cada uno de los dispositivos que se van a usar como protección, para que realicen una buena coordinación.

La principal función de la coordinación en los elementos de protección es minimizar el número de secciones de línea que puedan quedar fuera de servicio al ocurrir una falla en cualquier punto de la red eléctrica.

4.0.1 Principios básicos de una coordinación

4.0 Documentación teórica para un estudio de coordinación

operación, para permitir que el dispositivo protector opere primero.

Para realizar un estudio de coordinación se requiere de cierta información como son las:

- a- Curvas características tiempo -corriente que posee cada uno de los dispositivos de protección (excepto los seccionadores que no poseen curvas tiempo - corriente solo de corto tiempo).
- b- Los valores de corriente máximos y mínimos en los lugares donde se ubicarán los dispositivos de protección.
- c- Diagrama unifilar.
- d- Corriente de carga.

4.0.2 Fallas en sistemas de potencia

4.0.2.1 Estudio de corrientes de cortocircuito

En la selección de un interruptor para un sistema de energía debe tomarse en cuenta no sólo la corriente que pasa por el interruptor en condiciones normales de funcionamiento, sino también la corriente máxima que ha de soportar momentáneamente y la corriente que puede tener que interrumpir, a la tensión de línea instalada.

En vista de lo anterior resulta muy importante un estudio de la corriente inicial originada cuando sucede un corto circuito.

En el momento de producirse un cortocircuito la corriente toma tres estados diferentes que se describen a continuación:

4.0.2.1.1 Período subtransitorio

Ahora es necesario definir algunos parámetros que se tomarán en cuenta.

I_{cc} : Es el valor inicial de la corriente eficaz de corto circuito.

I_{ch} : Es la corriente máxima de cortocircuito de choque; éste es el valor de cresta de la I_{cc}.

$$I_{ch} = \sqrt{2} (I_{cc}.)$$

En este período inicial la corriente de cortocircuito de choque baja rápidamente de valor dura según los casos de 1 a 10 ciclos. Si la tensión pasa por su valor máximo la corriente de cortocircuito durante éste período es simétrico, o sea, que son iguales las semiondas positiva y negativa. Se tratará por lo tanto, de una corriente simétrica de corto circuito y si la tensión pasa por su valor nulo en el momento del cortocircuito (como se dijo antes) la corriente de cortocircuito se caracterizará por el hecho de que las semi ondas positivas no tienen el mismo valor que las semi ondas negativas o sea que se trata de una corriente asimétrica de cortocircuito.

4.0.2.1.2 Período transitorio

Durante este período la corriente de cortocircuito va disminuyendo lentamente de valor hasta alcanzar el valor de corriente permanente de cortocircuito. Este período dura de 50 a 100 ciclos. Tanto si la iniciación del cortocircuito se ha producido cuando la tensión pasa por su valor máximo o por su valor nulo, la corriente transitoria de cortocircuito es simétrica. En éste período se dan esfuerzos térmicos en máquinas y aparatos, también ocurre el funcionamiento de los equipos de protección.

4.0.2.1.3 Período permanente

Es en éste período que la corriente de cortocircuito alcanza su valor permanente I_p y continúa sin apenas variación en éste valor mientras dura la causa que ha provocado el cortocircuito. Si los equipos de protección no actúan, haciendo desaparecer la falla, los esfuerzos térmicos que tuvieron su origen en el período transitorio se ven mantenidos en este período lo que nos lleva a peligrosos calentamientos en todos los equipos y cables que se ven sometidos al paso de la corriente de cortocircuito.

De lo anteriormente expuesto podemos decir que:

$$/I_{ch}/ = \frac{/E/}{X''_d} ; /I_{cc}/ = \frac{/E/}{X'_d} ; /I_p/ = \frac{/E/}{X_d}$$

Donde:

$/E/$: Valor eficaz de la tensión entre un terminal y el neutro en vacío.

X''_d : Reactancia subtransitoria directa

X'_d : Reactancia transitoria directa

X_d : Reactancia sincrónica directa.

4.1 Tipos de coordinación que se puede aplicar a la planta Cucumacayan

4.1.1 Coordinación fusible - fusible

Para la coordinación fusible - fusible aparte de usar las curvas tiempo corriente, debe de tenerse en cuenta dos curvas que son:

A- Máximo Tiempo de Operación

B- Mínimo tiempo de Fusión.

Esto significa que para el fusible protector debe tomarse en cuenta la curva de máximo tiempo de operación y para el fusible de respaldo debe tenerse en consideración la curva de tiempo mínimo de fusión.

Se le denominará FUSIBLE PROTECTOR al fusible que este más cerca de la falla y al fusible que este más cerca del fusible protector y a la fuente de alimentación se le conoce como FUSIBLE DE RESPALDO, tal como se muestra en la figura 4.2.

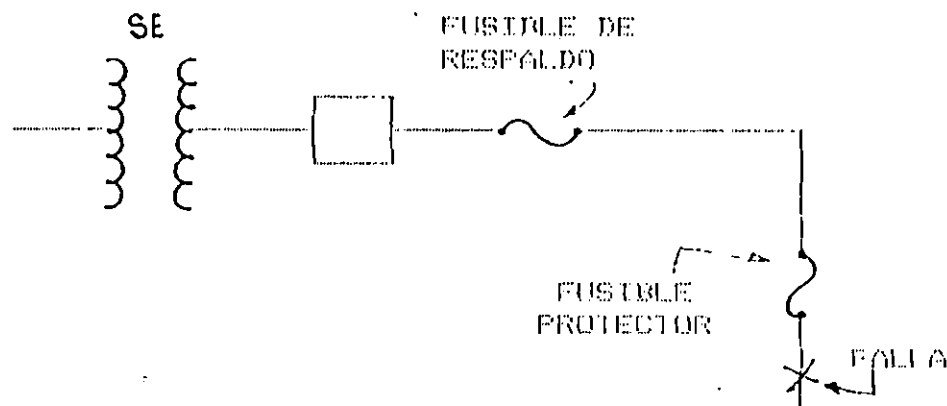


Fig. 4.2 Coordinación Fusible - Fusible

Para la utilización de fusible se requiere que se tome en cuenta la siguiente regla:

"EL TIEMPO MAXIMO DE APERTURA DEL FUSIBLE PROTECTOR NO DEBERA DE EXCEDER UN 25% DEL TIEMPO MINIMO DE FUSION DEL FUSIBLE DE RESPALDO".

El factor del 75% permite el calentamiento normal del fusible de respaldo y evita que se sobrecargue, lo que podría dañarlo.

Otra regla importante es:

"LA CORRIENTE DE CARGA EN EL PUNTO DE APLICACION, NO DEBE EXCEDER LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CARGA CONTINUA DEL FUSIBLE".

Tomando en cuenta la figura 4.3 observamos dos situaciones:

A- Cuando la corriente de falla se da entre I_1 y I_2

Ante una falla en este rango el tiempo de fusión del fusible de respaldo debe ser mayor que el tiempo de operación del fusible protector, es decir:

$$T_{FR} > T_{OP}$$

Donde:

T_{FR} : Tiempo de fusión del fusible de respaldo.

T_{OP} " Tiempo de operación del fusible protector.

B- Cuando la falla se da más allá de I_2 .

En este caso según la figura 4.3 la coordinación desaparece, ya que el fusible de respaldo se fundirá primero en vez que lo haga el fusible protector.

Debido a esto se hace necesario usar un factor que nos garantice la coordinación de los fusibles.

Esto significa que el tiempo máximo de apertura del fusible protector no deberá de exceder un 25% de tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo, es decir, que el 75% permite el calentamiento normal fusible de respaldo y evita que se sobrecargue, lo que podría dañarlo.

Tomando el factor del 75% tenemos:

$$T_o = 0.75 T_M$$

o sea:

$$\frac{T_o}{T_M} \leq 75\%$$

Donde:

T_o : Tiempo dado por la curva máxima para librar la falla del fusible protector.

T_M : Tiempo dado por la curva mínima de fusión fusible de respaldo.

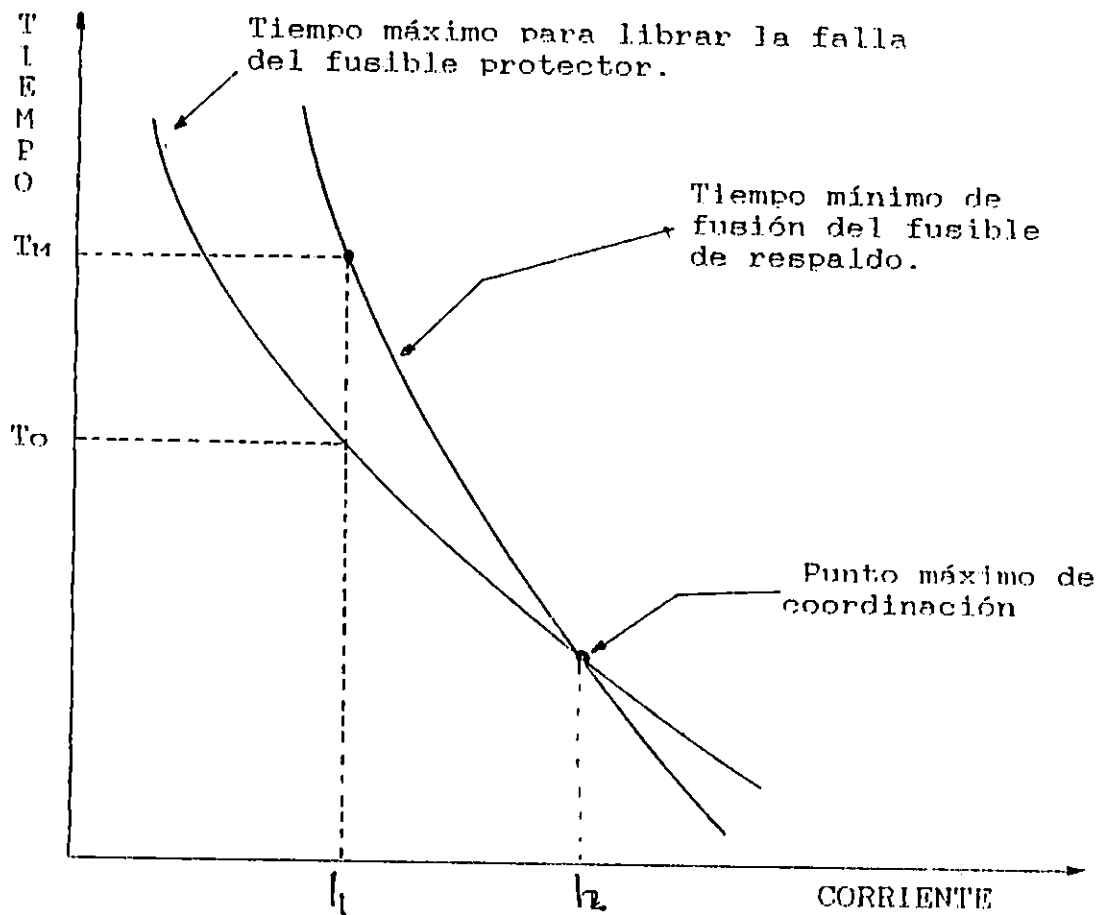


FIGURA 4.3 Coordinación fusible-fusible utilizando las curvas tiempo-corriente

4.1.1.1 Métodos de Coordinación fusible - fusible

La coordinación de fusible-fusible puede realizarse por 3 métodos que se describen a continuación, siendo, el más efectivo el método que utiliza las curvas características de tiempo corriente, seguido por el uso de las tablas de coordinación y por último el de la regla del pulgar.

Sin embargo la coordinación por tabla, así como la regla del pulgar ofrecen una coordinación con menos trabajo pero no tan confiable como la que se produce cuando se realiza por medio de las curvas, tiempo - corriente.

4.1.1.1.1 Método utilizando curvas características de tiempo- corriente

Un estudio de coordinación, usando las curvas de tiempo corriente es prácticamente el más seguro. Este método consiste en colocar todas las curvas de los fusibles, que se van a coordinar en una misma hoja de coordinación, de tal forma que el fusible que esta más alejado sea el que esté más a la izquierda y más abajo, y el fusible más cercano a la fuente.

Sus curvas de mínimo tiempo de fusión y total limpieza se encuentran más hacia la derecha y más arriba.

La coordinación la efectuaremos en los siguientes pasos:

- a- Lo primero que se debe medir es la corriente de carga en los puntos que se van a proteger, para poder así dimensionar los fusibles, ya sea K o T para nuestro caso usaremos fusibles tipo T. Según la fig. 4.3 la corriente de carga en los puntos C, B y A son 21A, 36A, 105A respectivamente.
- b- En el punto C, la corriente es 21 amperios, según la tabla puede colocarse un fusible de 15T el cual puede soportar 23 amperios continuos, para el punto B la corriente es de 36 amperios, se pueden seleccionar uno de 25T o uno de 30T y se prueban ambos para ver cual de los dos coordina mejor, lo mismo se hace para el punto A cuya corriente es de seleccionando un fusible de 80p. En el caso de que la corriente de carga, esta sigue igual a la capacidad de un fusible se recomienda seleccionar el inmediato superior, para evitar problemas.
- c- Una vez determinados los fusibles se prosigue a determinar la corriente de corto circuito máxima y mínima, en cada punto que se va a proteger.

d- Una vez determinados los puntos anteriores procedemos a utilizar las curvas de los fusibles seleccionados que son:

a- Curva de mínimo tiempo de fusión

b- Curva de máximo tiempo de operación.

Las curvas de los fusibles seleccionados se colocan todos en una misma base, teniendo presente que ante una falla el fusible más cercano a la falla la desalojará.

Para el caso del fusible del 15T que puede soportar hasta 23 amps. continuos, según la curva de máximo tiempo de operación para una falla de 1500 es de 0.021 seg. ubicada en el punto C. En el punto B podría haberse escogido uno de 20T pero este es capaz de llevar sólo 30 amp. continuos. El próximo inmediato superior es el de 25T que es capaz de soportar 38 amp. y para una falla de 1550 amp. la curva de minimum Melting time operará a 0.0165 seg.

Esto significa que el fusible de 25T, no coordina con el fusible de 15T ya que se funde antes que el de 15T.

Si utilizamos uno de 30T encontramos según la curva de minimum melting time para una corriente de 1550 Amp. un tiempo de 0.031 seg. Si observamos la relación entre el tiempo del fusible protector y el fusible protegido no deberá de exceder del 75% para obtener una coordinación satisfactoria.

$$\frac{T_{\text{fusible (15T)}}}{T_{\text{fusible (30T)}}} = \frac{0.021}{0.031} = 68\% < 75\%$$

De esta forma concluimos que la coordinación entre el fusible de 15T y el de 30T es efectiva para una falla de 1550A.

El fusible de 80T puede interrumpir satisfactoriamente 1800 amp. en el punto A y puede llevar 105 amp. continuos, este tendrá que coordinar con el fusible de 30T localizado en el punto B. Con la curva de mínimo tiempo de fusión para el fusible de 80T, obtenemos 0.16 seg' para una falla de 1630 amps y con la curva de máximo tiempo de operación del fusible de 30T para una falla de 130A operará en 0.051 seg.

Para verificar si esta coordinación entre los fusibles de 80T 30T es apropiada, encontramos el porcentaje entre el tiempo del fusible protector y el fusible protegido y si es menor del 75% la coordinación es satisfactoria.

$$\frac{T_{\text{fusible (30T)}}}{T_{\text{fusible (80T)}}} = \frac{0.051}{0.16} = 32\% < 75\%$$

La tabla 4.1 A muestra los datos de tiempo para los fusibles a coordinar así como su porcentaje para verificar toda la coordinación.

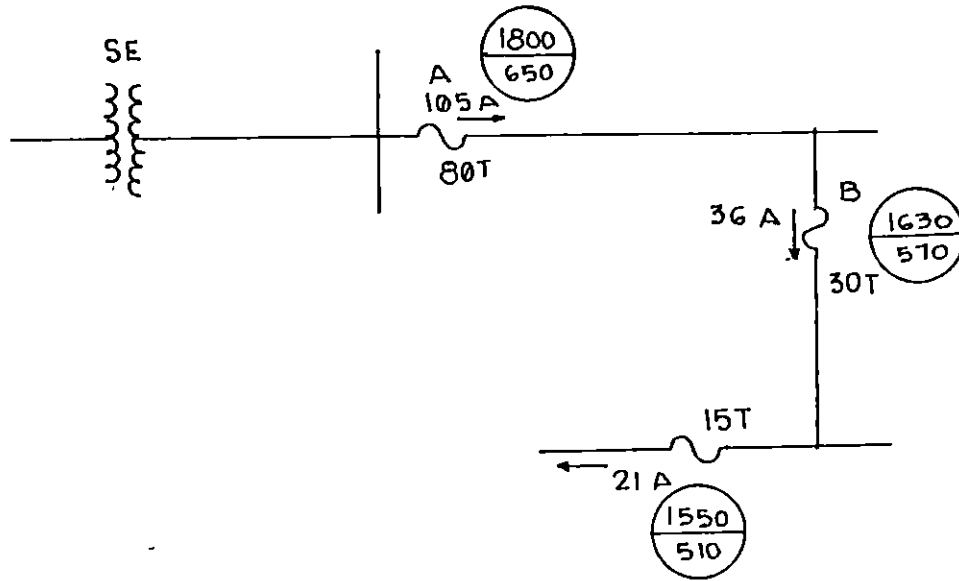


Fig. 4.3 Ejemplo aplicando las curvas características tiempo-corriente.

Tabla 4.1 Tiempos Obtenidos de las curvas $t - i$

Puntos a proteger	Elemento Protegido	Elemento Protector	Corriente de falla máxima	Corriente de carga	Elemento Protector (MCT)	Elemento Protegido (MNT)	% MCT/MNT
C	15T	-		21			
B	25T	15T	1550	36	0.021	0.0165	(0.21/0.165) 128%
B	30T	15T	1550	36	0.021	0.031	(0.21/0.31) 68%
A	80T	30T	1630	105	0.051	0.160	(0.051/0.16) 32%

La figura 4.5 presenta las curvas tiempo-corriente para la coordinación del sistema presentado en la figura 4.4

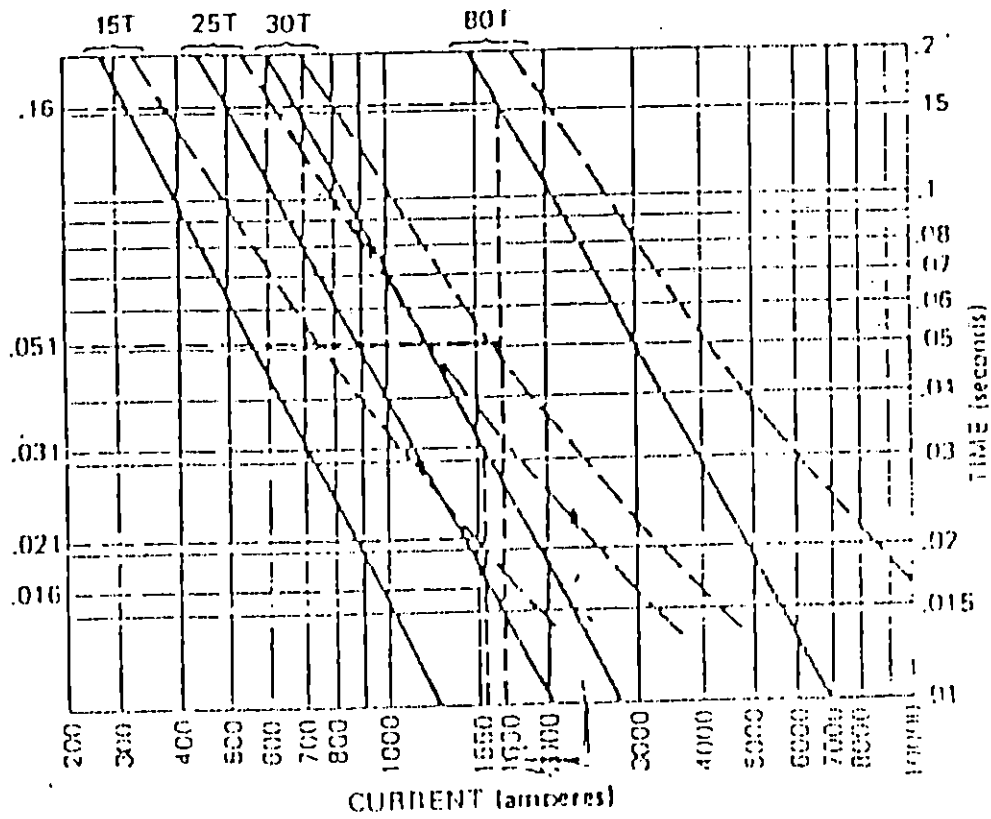


FIG. 4.5. Coordinación del sistema presentado en la figura 4.4.

4.1.1.1.2 Coordinación Fusible-Fusible utilizando tablas de coordinación

Un método poco menos riguroso es por medio de las tablas de coordinación. La tabla 4.2 y 4.3 son utilizadas para coordinar fusibles tipo K y T respectivamente, la fig. 4.5, presenta la ubicación de los fusibles, según las tablas.

Para el uso de la coordinación requiere que los fusibles sean operados dentro los límites de la capacidad de corriente continua y que la selección de los corto-circuitos sean los correctos.

Las tablas vienen diseñadas en base a las curvas, donde los fusibles protectores están ubicados en la columna izquierda y los fusibles del elemento protegido están ubicados en forma horizontal y la intersección de los fusibles protectores como protegidos nos proporciona la corriente de falla máxima.

De esta forma la tabla nos dice el valor de la corriente mínima a lo cual puede coordinar con el fusible de respaldo elegido, para nuestro ejemplo de la fig. 4.3 utilizando la tabla 4.3, para fusibles tipo T, tenemos que el fusible de 15T sólo puede coordinar con el fusible de 30T ya que el de 20T solo coordinará para un valor de 1500 amp. pero la corriente es de 1500 teniendo que seleccionar el inmediato superior que es el de 30T.

Luego el de 30T puede coordinar con cualquier fusible arriba de 40T.

Pero no son capaz de soportar los 105 amp. que están pasando por dicho punto, pero el de 80T si es capaz de llevar hasta 120 amp. continuos.

Tabla 4.2 Tabla para la Coordinación entre Fusibles tipo K

Fusible Protector Regimen en Amp.	FUSIBLE PROTEGIDO REGIMEN EN AMP.													
	CORRIENTE DE FALLA MAXIMA													
	8K	10K	12K	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	510	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	510	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						450	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								600	1550	1220	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3600	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Tabla 4.3 Tabla para Coordinación entre Fusibles Tipo T

Fusible Protec. Regimen en Amp.	FUSIBLE PROTEGIDO REGIMEN EN AMP.													
	8K	10K	12K	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	CORRIENTE DE FALLA MAXIMA													
6 T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8 T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10 T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12 T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15 T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20 T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25 T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30 T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40 T										1700	3800	6100	9700	15200
50 T											1750	4400	9700	15200
65 T												2200	9700	15200
80 T													7200	15200
100 T													4000	13800
140 T														7500

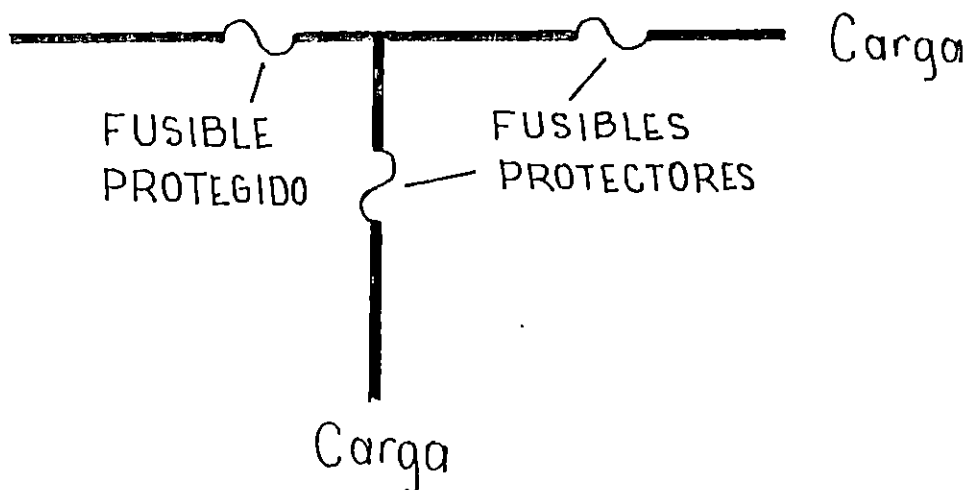


Fig. 4.6 Ubicación de los fusibles protector y protegido para la aplicación de las tablas de coordinación

4.1.1.1.3 Método de la Regla del Pulgar

Esta regla tiene que ser utilizada para coordinar fusibles de la misma clase es decir, T con T o K con K.

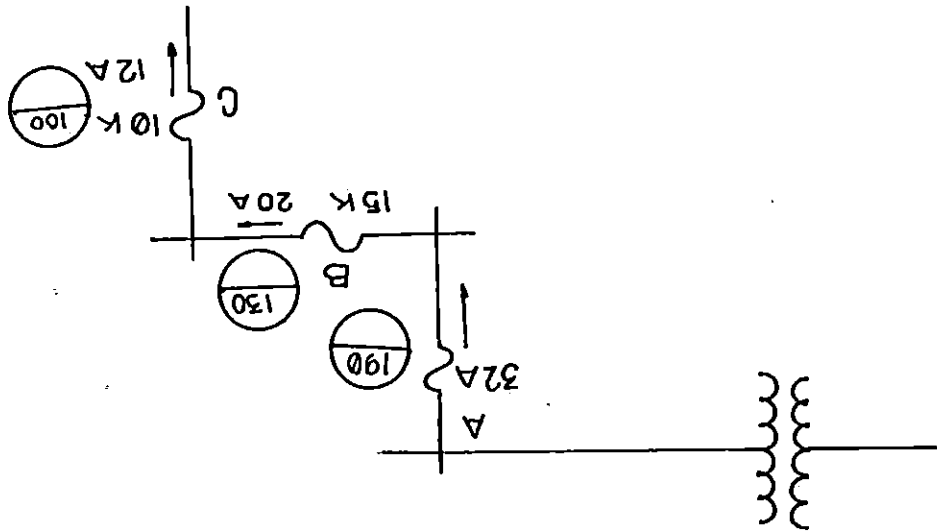
Para coordinar con cualquiera de estas dos clases de fusible debe de tenerse presente lo siguiente:

- a- El elemento tipo K puede coordinar satisfactoriamente entre rangos adyacentes de la misma serie, arriba de valores de corriente 13 veces el rango del elemento protector.
- b- El elemento T puede coordinar satisfactoriamente entre rangos adyacentes de la misma serie con corrientes arriba de 24 veces el rango del elemento protector.

Para el caso un fusible 15 T por la regla del pulgar deberá coordinar con el fusible de 20T arriba de (15

La corriente se carga en el punto C es de 12 amp. por lo que se utiliza uno de 10K, el cual coordinará con un fusible en serie colocado en el punto B, por el que circula una corriente de 20 amp. colocando un fusible de 15T, ambos coordinarán arriba de los 150 amp. como la corriente en el punto B es de 130 amp. ambos coordinarán satisfactoriamente el de 25K colocado en el punto A coordinará con el de 15T siempre y cuando sea la corriente arriba de 175 amp. pero la coordinación se ve limitada ya que la corriente en el punto A es solamente 190 amp.

Fig. 4.7. Coordinación utilizando la regla del pulgar.



Una coordinación segura puede obtenerse cuando la regla del pulgar está aplicada a un sistema como el de la fig. 4.7.

La regla del pulgar puede proveerse extremadamente útil en un sistema donde la corriente de carga y la corriente de falla decrecen proporcionalmente, en forma regular a la coordinación en aquellos puntos que se mueven alejándose la fuente (sub-estación).

La cual coordinarán apropiadamente. $\times 24 = 360$ amp. que indica el tamaño de la corriente para

4.1.2 Coordinación Relé-Fusible del lado de la carga.

Este tipo de coordinación ocurre normalmente cuando el interruptor se encuentra dentro de la subestación, como es el caso de la planta de Cucumacayán, que posee interruptores en aceite para protección de los circuitos Los Lagartos, Santa ana y de CLES comercial.

La figura 4.8 presenta la ubicación esquemática del relé interruptor y del fusible.

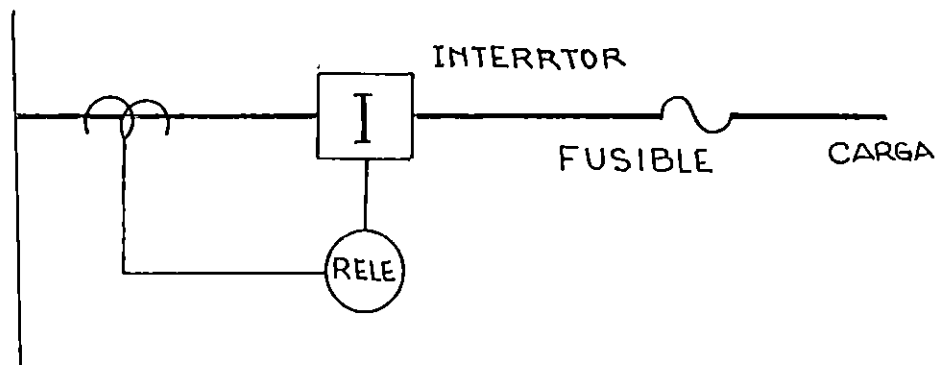


Figura. 4.8 Ubicación del Relé-Interruptor-Fusible

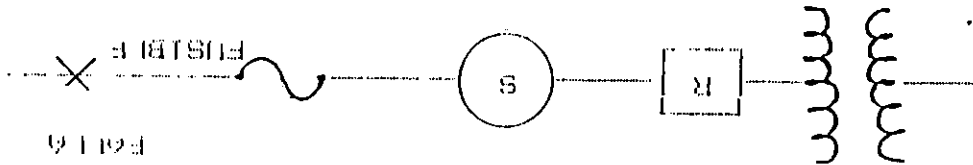
Para la coordinación relé-interruptor-fusible es necesario tener las curvas del fusible así como la curva tiempo-corriente del relé; para asegurarse que cuando una falla se de en la zona protegida por el fusible; el fusible debe ser capaz de limpiar dicha falla y el interruptor sirva como protección respaldo para el fusible, en el caso en que este falle.

Tal como se observa en la figura 4.9, se deberá seleccionar un fusible cuya curva característica máximo tiempo de operación quede ligeramente por debajo de la característica de tiempo corriente del relé.

Con el objeto de obtener una buena coordinación entre un relé y un fusible, se prefiere que la diferencia entre la curva del relé y la curva del fusible máximo tiempo de operación sea como mínimo 0.3 seg. (18 ciclos) sobre los niveles de falla mínima y máxima calculado sobre el punto de localización del fusible.

Para que exista una buena coordinación se requiere que el recloser esté ajustado a una operación rápida cuando las operaciones retardadas, de esta forma cuando se de la

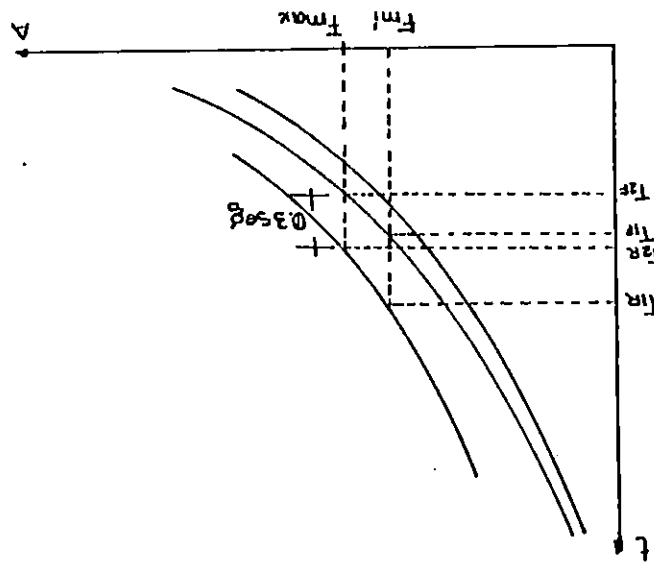
Fig. 4.10 Coordinación Recloser-Sectionalizador-Fusible



En este tipo de coordinación se requiere que el fusible actúe primero cuando se da una falla más allá del fusible tal como se muestra en la figura 4.10.

4.1.3 Coordinación Recloser - Sectionalizador - Fusible

Fig. 4.9 Coordinación Relé - Fusible



falla el recloser procederá con su primera operación rápida, primera cuenta para el seccionador, luego la segunda operación del recloser la hará con su curva retardada y es entonces cuando se fundirá el fusible y el seccionador se habrá quedado con dos conteos para luego volver a su estado original.

Pero que pasa si el recloser se ajusta con dos operaciones rápidas y dos operaciones retardadas y se da una falla más allá del fusible, el recloser operará dos veces en su curva rápida, y el seccionador contará dos veces y el fusible no se fundirá, pero antes que el recloser opere en su primera curva retardada el fusible se fundirá y el seccionador cortará la fusión del fusible como su tercera interrupción y totalizará el número de cuentas por establecidas para abrir sus contactos permanentemente, perdiéndose de esta forma la coordinación.

4.1.4 Coordinación Recloser-Fusible

En este tipo de coordinación se requiere de un factor multiplicador "K", el cual sirve para desplazar la curva de tiempo demorado para evitar que en el fusible, existan posibles fatigas.

La coordinación RECLOSER-FUSIBLE, puede ser utilizada con fusible al lado de la carga del recloser y con fusible en el lado de alimentación, por lo general conectada a la entrada de alta tensión del transformador, tal como se muestra en la figura 4.1].

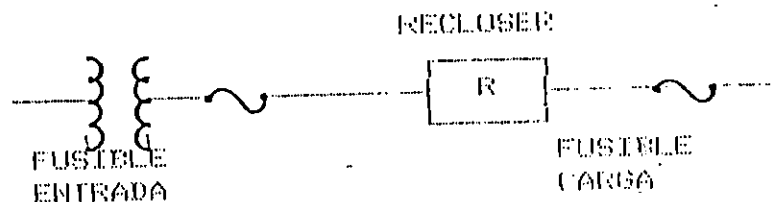


Fig. 4.1] Coordinación RECLOSER-FUSIBLE

4.1.4.1 Coordinación Fusible de lado de la carga

para que exista una buena coordinación debe tenerse en cuenta dos reglas generales que se mencionan a continuación:

Para obtener un mejor provecho de esto se requiere programar el reconector con dos operaciones rápidas y dos operaciones demoradas, secuencia (ZAZB), ya que en las dos primeras operaciones el relosor despeja el 90% de las fallas y el fusible se fundirá hasta la tercera operación del relosor.

Con estos dos puntos se establece el rango de coordinación que garantiza que toda corriente de falla dentro de este rango, el fusible y el relosor actuarán coordinadamente.

Cuando las curvas no se interceptan, el punto mínimo de coordinación será igual al valor mínimo de disparo del relosor, siempre y cuando la curva retardada del relosor se encuentre arriba de la del fusible.

El punto mínimo de coordinación es el valor mínimo de corriente que se obtiene de la intersección de la curva de despeje máxima del elemento fusible con el tiempo de despeje mínimo del reconector en su primera operación demorada.

El punto máximo de coordinación establece el valor máximo de corriente y se obtiene cuando se intercepta la curva de fusión mínima del elemento fusible con la curva de referencia.

Con estas dos reglas establecemos el punto máximo de coordinación (regla a) y el punto mínimo de coordinación (regla b).

Dependiendo del tiempo de recierre y el número de curvas rápidas, así será el valor de k , tal como lo muestra la tabla 4.4.

b- Para todos los valores posibles de corrientes de falla en la sección protegida por el fusible, el tiempo máximo para limpiar la falla no deberá ser mayor que el tiempo máximo retardado para limpiar la falla del relosor, el relosor puede tener dos o más operaciones retardadas.

a- Para todos los valores posibles de corriente de falla en la sección protegida por el fusible, el tiempo mínimo de fusión del fusible deberá ser mayor que el tiempo máximo para limpiar la falla en la operación rápida del relosor multiplicada por el factor k .

Tabla 4.4 Factores multiplicadores (K) para fusibles del lado de la carga.

Tiempo de Recierre (Ciclos)	Una Operación Rápida	Dos Operaciones Rápidas
25 - 30	1.2	1.8
60	1.2	1.35
90	1.2	1.35

4.1.4.2 Coordinación Recloser Fusible del lado de la Fuente

La función del fusible en el lado de alimentación es proteger al sistema de una falla interna en el transformador, proteger el transformador de una falla en el bus de bajo voltaje que no pueda ser detectada por el recloser.

En este tipo de coordinación se requiere que todas las operaciones del recloser deben ser más rápidas que la curva mínima de fusión del elemento fusible; de esta forma se protege al fusible para evitarle un sobrecalentamiento.

Para este tipo de coordinación es necesario tener en cuenta ésta regla:

Las curvas de tiempo corriente del recloser pueden usarse para coordinar con el lado de alta tensión tomando en cuenta que: para corrientes de falla máxima dispuesta en el punto de localización del recloser, debe considerarse el tiempo mínimo de fusión del fusible del lado de alta tensión del transformador de alimentación, este tiempo tiene que ser mayor que el tiempo promedio acumulado de las curvas demoradas del recloser multiplicadas respectivamente por el factor específico "K".

En la tabla 4.5, muestra el factor multiplicador para los diferentes tiempos de recierre y secuencia de operación del recloser.

Tabla 4.5 Factor de Multiplicación (K)

Tiempo de Recierre (seg)	Secuencia		
	(2A2B)	(1A2B)	(0A4B)
0.4	2.7	3.7	3.7
0.5	2.6	3.1	3.5
1.0	2.1	2.5	2.7
1.5	1.85	2.1	2.2
2.0	1.7	1.8	1.9
4.0	1.4	1.4	1.45
10.0	1.35	1.35	1.35

4.2 Obtención de los Datos

Para realizar el estudio de la coordinación en la Planta Cucumacayán y sus dos Circuitos, a los que ella entrega energía, la disposición mínima que debe disponerse es la siguiente:

a- Diagrama unifilar de la planta y sus dos Circuitos que se presenta en el anexo.

b- Corriente de carga en cada punto donde se colocarán las protecciones las cuales fueron obtenidas de datos proporcionados por la Cía. y que algunos de ellos fueron corroborados por nosotros mismos.

c- La corriente de corto circuito en los puntos a proteger, como la Cía. desconoce estos datos, tuvimos que emplear el método que CEL hace en estos casos, conociendo la impedancia en por unidad del punto de generación.

Como primer paso pedimos por medio del COS de CEL, se nos proporcionara la corriente de corto circuito en el punto de entrega de CEL Acajutla, a nivel de 34.5 kilovoltios en por unidad, teniendo dicho valor en por unidad utilizamos la ecuación D-1 para encontrar la impedancia por unidad en el punto de generación.

$$Z_{ccpu} = \frac{I_{ccpu}}{V_{pu}} \quad (D-1)$$

Donde el valor de V_{pu} es igual a 1, la Z_{ccpu} , en dicho punto, va a ser igual al inverso a la corriente de corto circuito.

Con este valor de impedancia en por unidad y el valor de línea entre nodos se encuentra la impedancia vista desde el nodo hasta la fuente de esta forma se encuentra, el valor de la impedancia en los nodos; donde estarán ubicados las protecciones, así podemos encontrar la corriente de corto circuito simplemente despejándola de la ecuación D-1.

La Tabla 4.6 muestra los valores ICC en cada nodo así como el valor de impedancia en por unidad utilizando los siguientes valores bases. La tabla 4.7 describe las líneas del sistema.

$$S_b = 100 \text{ MVA}$$

$$V_b = 34 \text{ KV}$$

$$I_b = 1.698 \text{ KA}$$

$$Z_b = 11.56 \Omega$$

Tabla 4.6 Corrientes de Falla Trifásica y Monofásica

Nodo	Impedancia de secuencia positiva	Impedancia de Secuencia Cero	Corriente de Falla 30	Corriente de Falla 10
2	0.0375+j1.9534	1.7241+j0.0331	10046.808	11382.92
3	0.5935+j2.4824	1.7974+j0.2407	7690.95	10824.70
4	0.7047+j2.5882	1.9441+j0.6559	7318.05	9567.40
5	0.7603+j2.6411	2.0174+j0.8635	7142.46	8945.37
6	0.9271+j2.7998	2.2375+j1.4863	6655.82	7307.81
7	0.9827+j2.5527	2.3108+j1.6939	6506.00	6851.32
8	2.0947+j3.9107	3.7782+j5.8463	4424.79	2820.05
9	2.1447+j3.9583	3.8442+j6.0331	4360.30	2744.01
10	2.2003+j3.9583	3.9175+j6.2407	4290.67	2664.08
11	2.3115+j4.117	4.0642+j6.6559	4157.51	2517.11
12	2.4227+j4.2228	4.2109+j7.0711	4032.10	385.20
13	0.3155+j2.7466	2.1642+j1.2788	7100.35	7808.97
14	0.3379+j2.7677	2.1935+j1.3618	7040.27	7603.11
15	0.7694+j3.1697	3.7715+j1.4175	6022.16	4872.09
16	1.094+j3.4871	4.2116+j2.6632	5371.21	3939.41
17	1.372+j3.7516	4.5784+j3.7013	4914.13	3334.25
18	1.65+j4.0161	4.9452+j4.7394	4521.12	2865.87
19	1.8168+j4.1748	5.1653+j5.3622	4311.86	2636.54
20	1.9828+j4.2806	5.312+j5.7774	4181.26	2501.18
21	3.04+j5.3386	6.424+j9.9298	3195.26	1659.82

Continuación de Tabla 4.6

Nodo	Impedancia de secuencia Positiva	Impedancia de secuencia cero	Corriente de falla 30	Corriente de Falla 10
22	10.824+j12.7446	14.208+j38.9966	1173.99	472.96
23	11.658+j13.5381	15.042+j42.1109	1098.75	438.98
24	11.9916+j13.8555	15.3756+j43.3566	1071.27	426.72
25	12.9917+j14.8077	16.3757+j46.3771	996.49	399.12
26	13.4365+j15.2309	16.8205+j48.3946	996.49	386.14
27	13.6932+j15.0909	19.6005+j58.7756	963.32	316.83
28	29.7060+j30.3261	35.6133+j118.5701	462.41	158.56
29	30.1508+j30.7493	36.0581+j120.231	455.82	156.38
30	34.988+j35.3516	40.8953+j138.2939	394.66	136.12
31	36.335+j36.9026	42.2423+j144.5225	379.04	130.37
32	40.1158+j40.4948	46.0231+j158.6406	344.36	118.84
33	40.3403+j40.7583	46.3899+j159.6787	342.30	118.84
34	41.5975+j42.2059	7.7295+j166.5301	331.25	113.31
35	41.9567+j42.6195	48.3162+j168.191	328.20	112.17
36	43.3037+j44.1705	49.0763+j172.7587	317.34	109.30
37	18.586+j19.7461	26.0568+j74.0461	723.90	248.30
38	29.4287+j30.0616	40.9639+j114.532	466.60	161.38
39	31.7639+j32.2834	44.0454+j123.252	443.43	149.97

La tabla 4.7 presenta la impedancia positiva y negativa en cada tramo de línea, así como el tipo de conductor y la distancia de cada tramo.

Tabla 4.7 Valores de impedancia positiva y cero de cada nodo

Nodos	Distancia (Km)	Conductor (ACSR)	Impedancia de la Línea $Z_1(\Omega)$	Impedancia de la Línea $Z_0(\Omega)$
2 - 3	0.1	2/0	0.0556 + j0.0529	0.0733 + j0.2076
3 - 4	0.2	2/0	0.1112 + j0.1058	0.1467 + j0.4152
4 - 5	0.1	2/0	0.0556 + j0.0529	0.0733 + j0.2076
5 - 6	0.3	2/0	0.1668 + j0.1587	0.2201 + j0.6228
6 - 7	0.1	2/0	0.0556 + j0.0529	0.0773 + j0.2076
7 - 8	2.0	2/0	1.112 + j1.058	1.4674 + j4.1524
8 - 9	0.09	2/0	0.0500 + j0.476	0.0660 + j0.1868
9 - 10	0.1	2/0	0.0556 + j0.0529	0.0733 + j0.1868
10 - 11	0.2	2/0	0.1112 + j0.1058	0.1467 + j0.4152
11 - 12	0.2	2/0	0.1112 + j0.1058	0.1467 + j0.4152
3 - 13	0.5	2/0	0.278 + j0.2645	0.3668 + j1.0381
13 - 14	0.04	2/0	0.0224 + j0.0211	0.0293 + j0.0830
14 - 15	0.76	2/0	0.4225 + 0.4020	1.5779 + j0.5576
15 - 16	0.6	2/0	0.3336 + j0.3174	0.4402 + j1.2457
15 - 17	0.5	2/0	0.278 + j0.2645	0.3668 + j1.0381
17 - 18	0.5	2/0	0.278 + j0.2645	0.3668 + j1.0381
18 - 19	0.3	2/0	0.1668 + j0.1587	0.2201 + j0.6228
19 - 20	0.2	2/0	0.112 + j0.1058	0.1467 + j0.4152

Continuación de Tabla 4.7

Nodos	Distancia (Km)	Conductor (ACSR)	Impedancia de la línea Z_1 (Ω)	Impedancia de la Línea Z_0 (Ω)
20 - 21	2.0	2/0	1.112 + j1.058	1.4674 + j4.1524
21 - 22	14	2/0	7.784 + j7.406	10.2718+ j29.0668
22 - 23	1.5	2/0	0.834 + j0.7935	1.005 + j3.1143
23 - 24	0.6	2/0	0.3336 + j0.3174	0.4402 + j1.2457
24 - 25	1.8	2/0	1.0001 +j0.9522	1.3206 + j3.3771
25 - 26	0.8	2/0	0.4448 + j0.4232	0.5869 + j1.6609
26 - 27	5.0	2/0	2.78 + j2.645	3.6685 + j10.381
27 - 28	28.8	2/0	16.0128 +j15.2352	21.1305+ j59.7945
28 - 29	0.8	2/0	0.4448 +j0.4232	0.5869 + j1.6609
28 - 30	8.7	2/0	4.8372 + j4.6023	6.3832 + j180629
30 - 31	3.0	3/0	1.347 +j1.551	2.2011 + j6.2286
31 - 32	6.8	3/0	3.7808 +j3.5972	4.9891 + j14.1181
32 - 33	0.5	3/0	0.2245+ j0.2585	0.3668 + j1.0381
32 - 34	2.8	3/0	1.2572 + j1.4476	2.0543 + j5.8183
34 - 35	0.8	3/0	0.3592 + j0.4136	0.5869 + j1.6609
34 - 36	3.0	3/0	1.347 + j 1.551	2.2011 +j6.2286
27 - 37	8.8	2/0	4.8928 + j4.6552	6.4565 + j18.2705
37 - 38	19.5	2/0	10.2827+j10.3155	14.9071+ j40.4859
38 - 39	4.2	2/0	2.3352 +j2.2218	3.0815 + j8.7200

4.3. Coordinación propuesta relé - fusible.

Con esta coordinación lo que se pretende es mejorar el sistema de la C.L.E.S., haciendo uso de las protecciones con que cuentan. Debido que no se pudo obtener los valores de las capacidades de los fusibles ubicados en los nodos de carga de los circuitos Los Lagartos y Santa Ana no se podrá determinar como se encontraba la planta en cuanto a coordinación de sus protecciones y en que medida se vera mejorada. Consideramos que para obtener buenos resultados en la coordinación utilizaremos fusibles tipo T por los fusibles tipo K que utiliza la compañía actualmente. Este cambio es debido a que el fusible tipo T es mas lento, permitiendo que el fusible soporte sobrecargas, a demas de adaptarse para coordinar con otros elementos protectores como lo son: interruptores, seccionadores y recloser.

La coordinación se hara desde el ultimo nodo de carga hasta la fuente de generación que para nuestro caso es la planta de Cucumacayan, haciendola por tramos y describiendolos cada uno de ellos.

4.3.1. Coordinación entre los nodos 31S - 36

El proposito de colocar un fusible adelante del nodo 31S como fusible seccionador es precisamente para eso para seccionar la línea y evitar que en cualquier punto adelante del nodo 31S se produce una falla no tenga que limpiarla la protecciones de la planta y tener que dejar todo el circuito de Los Lagartos fuera de servicio.

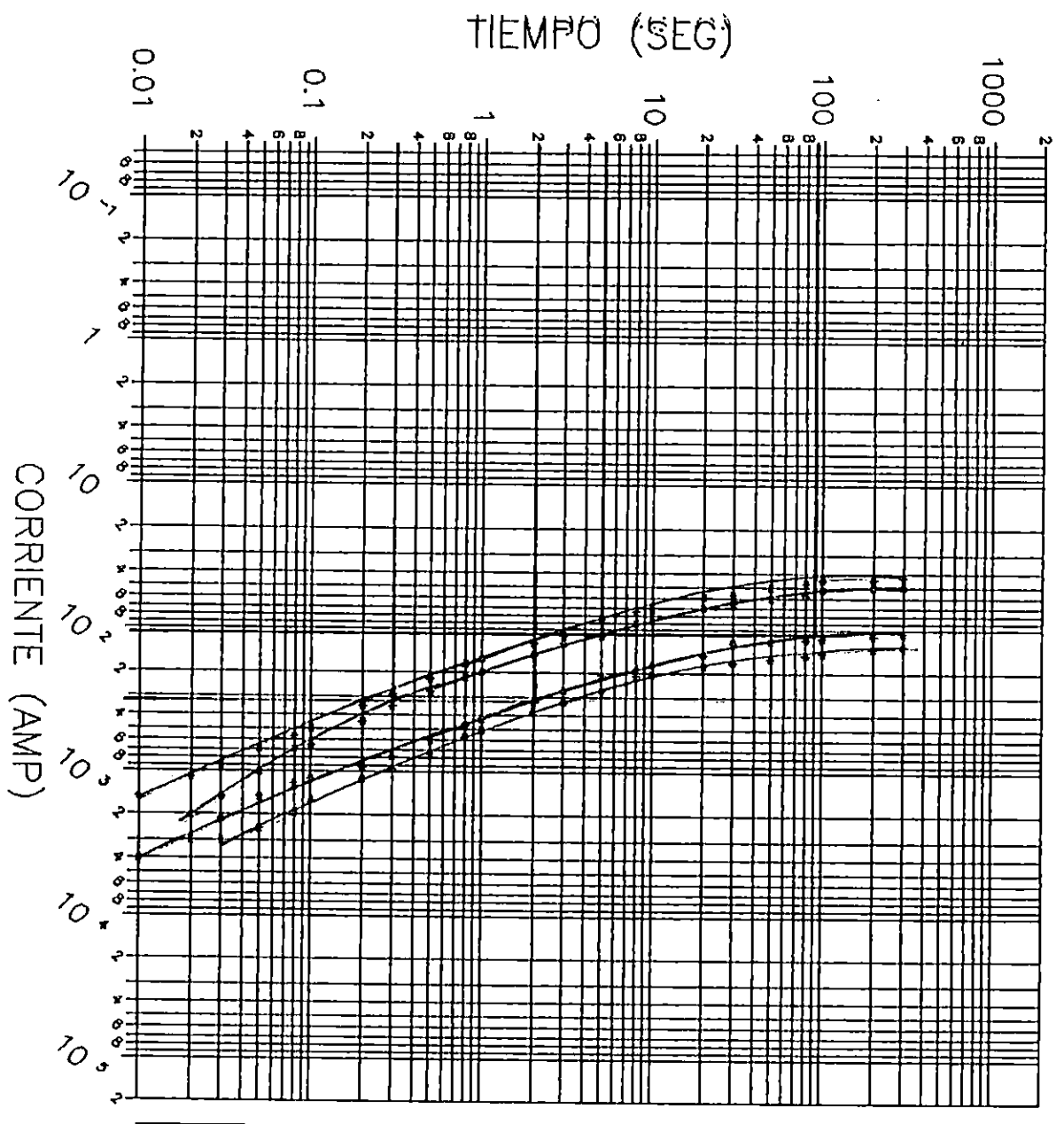
El nodo 36 representa el circuito C.L.E.S. San Isidro donde poseen una subestación de 880 KVA con una corriente nominal de 16.3 Amp. Los valores de corriente de cortocircuito a considerar son 317.34 y 109.3 trifásica y monofásica respectivamente ubicadas en el nodo 36. Para obtener una buena coordinación es necesario que el fusible protector que esta ubicado en el nodo 36 no sobrepase el 75% de tiempo del fusible protegido colocado en el nodo 31S. En el nodo 36 se coloco un fusible de 20 Amp y en el nodo 31S un fusible de 50 Amp. ambos de marca Kearney y tipo T. La figura 4.12 representa la coordinación de estos dos fusibles.

Comprobación:

$$\frac{T_{FP}}{T_{FR}} = \frac{0.3}{2.0} = 15\% \leq 75\%$$

DONDE : T_{FP} : Tiempo del fusible protector.
 T_{FR} : Tiempo del fusible de respaldo.

Esto significa que la coordinación entre los nodos 31S y



COORDINACION
FUSIBLE - 50 T
FUSIBLE - 20 T

FIGURA 4.12 Coordinación entre los

nodos 315-36

el nodo 36 es adecuada.

4.3.2. Coordinación entre los nodos 31S - 35.

El nodo anterior descrito anteriormente coordinara ahora con el nodo 35 que alimenta al circuito del ingenio El Carmen con una capacidad de 1000 KVA instalados protegiendola con un fusible de 20 Amp tipo T. Las corrientes de falla trifasica y monofasica son 328.2 y 112.17 Amp, obtenidas del nodo 35 Debido a que es una coordinación fusible - fusible debe de tenerse cuidado con las reglas que rigen este tipo de coordinación. La figura 4.13 presenta la coordinación de estos nodos.

4.3.3. Coordinación entre los nodos 31S - 33.

El nodo 33 representa la planta de alcohol con una subestación de 1000 KVA instalados. Este nodo representa el elemento protector y esta dimensionado a 20 Amp tipo T y el fusible protegido de 50 Amp tipo T. Las corrientes de falla a utilizar son 342.3 y 118.1 Amp trifasica y monofasica respectivamente, se obtienen del nodo 33. La figura 4.14 muestra que para la falla máxima de 342.3 Amp, el fusible protector la desalojara con su curva de máximo tiempo de limpieza en 0.3 seg. y el fusible de respaldo lo hará en 1.8 seg. La verificación se obtiene de la siguiente manera:

$$\frac{T_{EE}}{T_{ER}} = \frac{0.3}{1.8} = 16.66\% < 75\%$$

Como el porcentaje es menor del 75%, eso significa que ellos coordinaran adecuadamente para ese valor de falla.

4.3.4. Coordinación entre los nodos 28S - 31S.

En los nodos 28S y 31S, los elementos de protección son fusibles de 80 y 50 Amp respectivamente y ambos son seccionadores. El fusible ubicado en el nodo 28 tiene como función seccionar la línea para evitar que el circuito C.L.E.S. Izalco tenga que quedar fuera de servicio al ocurrir una falla en la línea más alla del nodo 28. Las corrientes de falla para coordinar estos dos nodos son 379.04 y 130.37 A, ubicadas en el nodo 31. Según la figura 4.15, se puede observar que para la falla máxima el fusible protector la limpiara en 2.0 seg y el fusible protegido lo hará en 4.0 seg.. La prueba para determinar si coordinan estos dos fusibles es la siguiente:

$$\frac{T_{EE}}{T_{ER}} = \frac{2.5}{9.0} = 27.7\% < 75\%$$

El resultado confirma que éstos fusibles si coordinan.

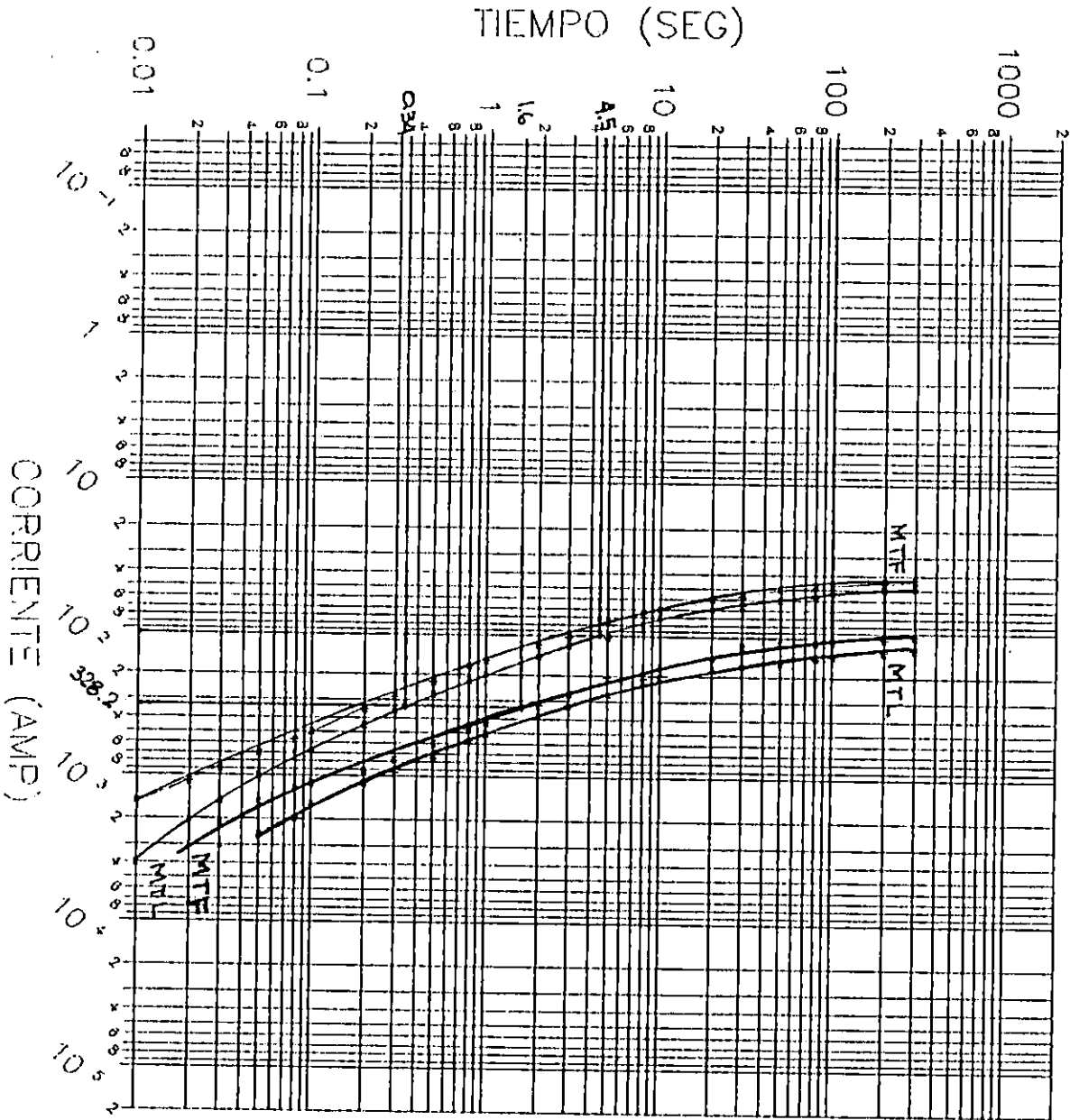
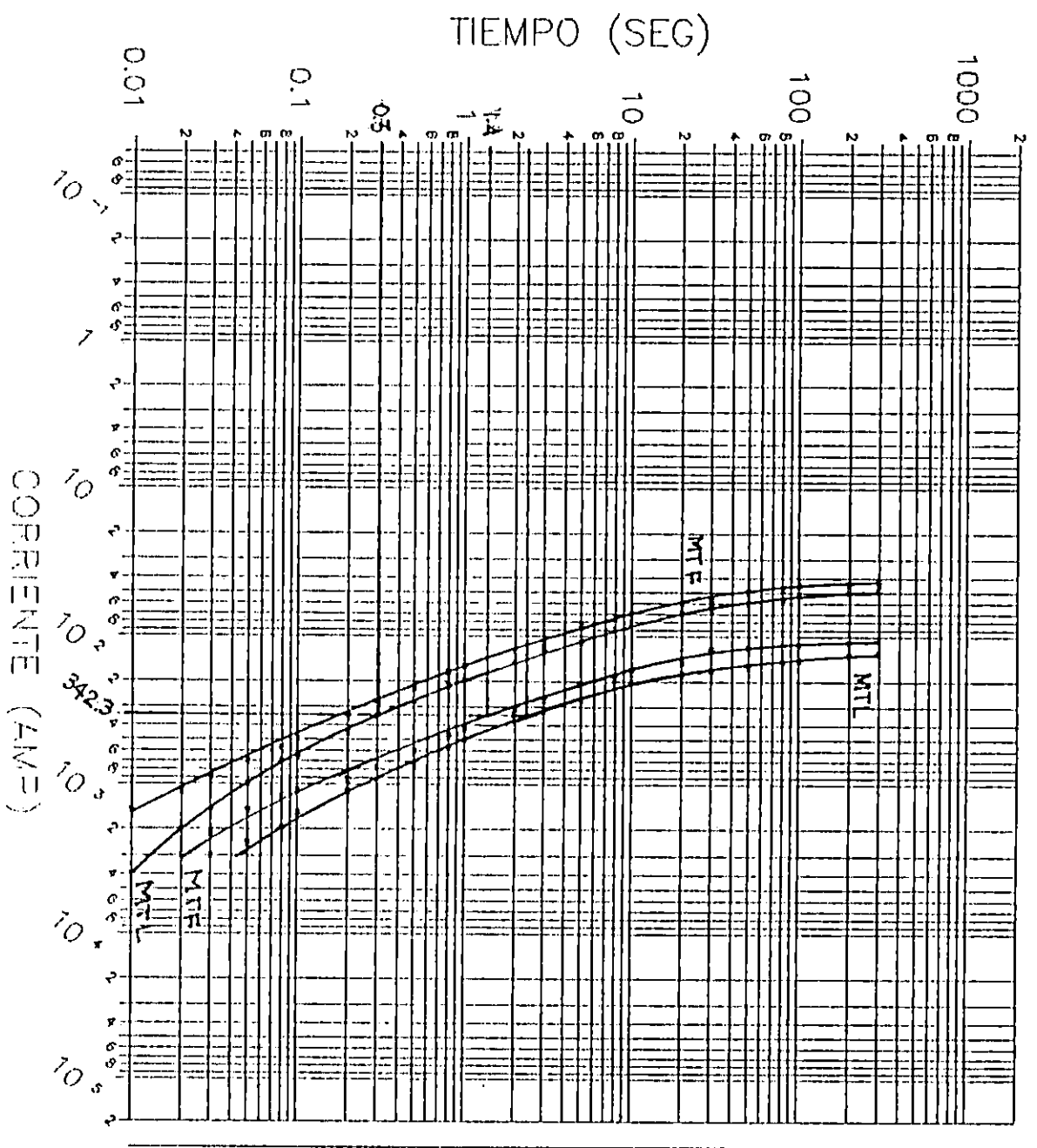


FIGURA 4.13. Coordinación entre los nodos 315-35

COORDINACION
 FUSIBLE - 50 I
 FUSIBLE - 20 I

FIGURA 4.14 Coordinación entre los nodos 31S-33



COORDINACION
 FUSIBLE - 50 T
 FUSIBLE - 20 T

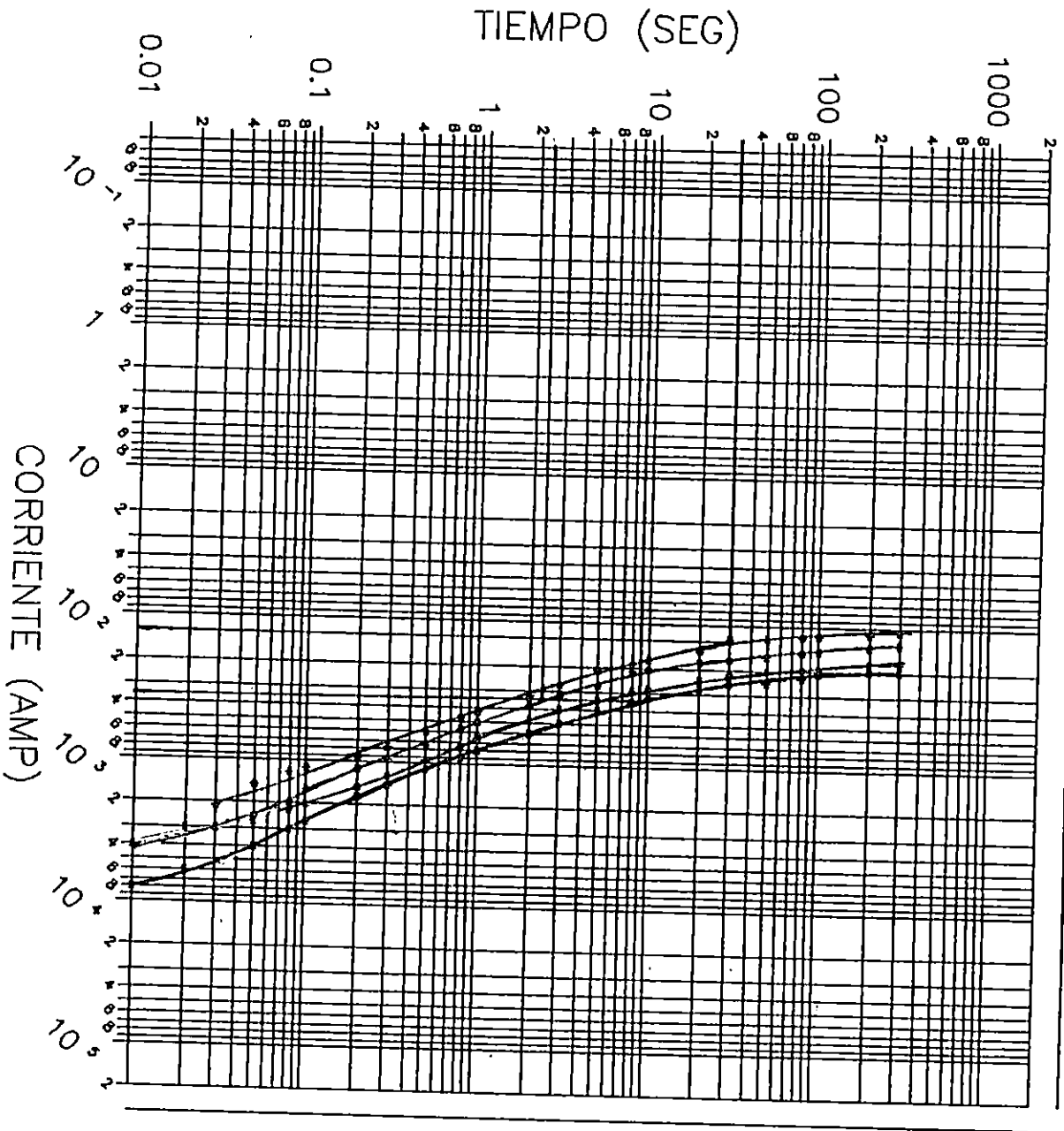


FIGURA 4.15 Coordinación de los nodos 285-315

4.3.5. Coordinación entre los nodos 28S - 31.

El nodo de carga 31 es del circuito de C.L.E.S. Terrena y esta protegido por un fusible de 10 Amp tipo T, posee una subestación de 440 KVA instalados y coordinará con la protección ubicada en el nodo 28 que se describio anteriormente. Las corrientes de corto circuito trifasica y monofasica son 379.04 A y 130.37 A respectivamente. Segun la figura 4.16 se puede observar que el elemento protector ubicado en el nodo 31 desalojara la corriente de falla máxima en 0.075 seg y el fusible de respaldo la desalojará en 4.3 seg. La comprobación es la siguiente :

$$\frac{I_{EE}}{I_{FR}} = \frac{0.075}{4.3} = 1.74\%$$

La coordinación entre el nodo 28 y el 31 si es segura para esa corriente de falla.

4.3.6. Coordinación entre los nodos 28S - 30.

El nodo 30 alimenta una fabrica de hacer instrumentos instrumentos de carpinteria. Esta fabrica posee una subestación de 500 KVA y esta protegida por un fusible de 10 Amp tipo T el cual funcionará como elemento protector y coordinara con el fusible de 80 Amp que será el elemento protegido. Las corrientes de falla en el nodo 30 son 394.66 A y 136.12 A trifásica y monofásica respectivamente. Para la falla máxima el elemento protector la limpiara en 0.07 seg y el elemento protegido lo hará en 3.3 seg. La figura 4.17 muestra los tiempo de coordinación de estos fusibles. La comprobación es:

$$\frac{I_{EE}}{I_{FR}} = \frac{0.73}{3.7} = 15.6\% \leq 75\%$$

La comprobación demuestra que si coordinaran.

4.3.7. Coordinación entre los nodos 27 - 29

En el nodo 29 está ubicado el circuito de C.L.E.S. Izalco, la cual tiene una subestación de 3000 KVA instalados y sera protegida por un fusible de 50 Amp., tipo T, marca Kearney, el cual coordinará con la protección que está en el nodo 27, que representa la planta de Cucumacayan. El nodo 27 tiene un relé de sobrecorriente para el circuito Los Lagartos y otro para el circuito de Santa Ana. El relé del circuito de Los Lagartos tendra la función de servir como elemento de respaldo al fusible colocado en el nodo 29.

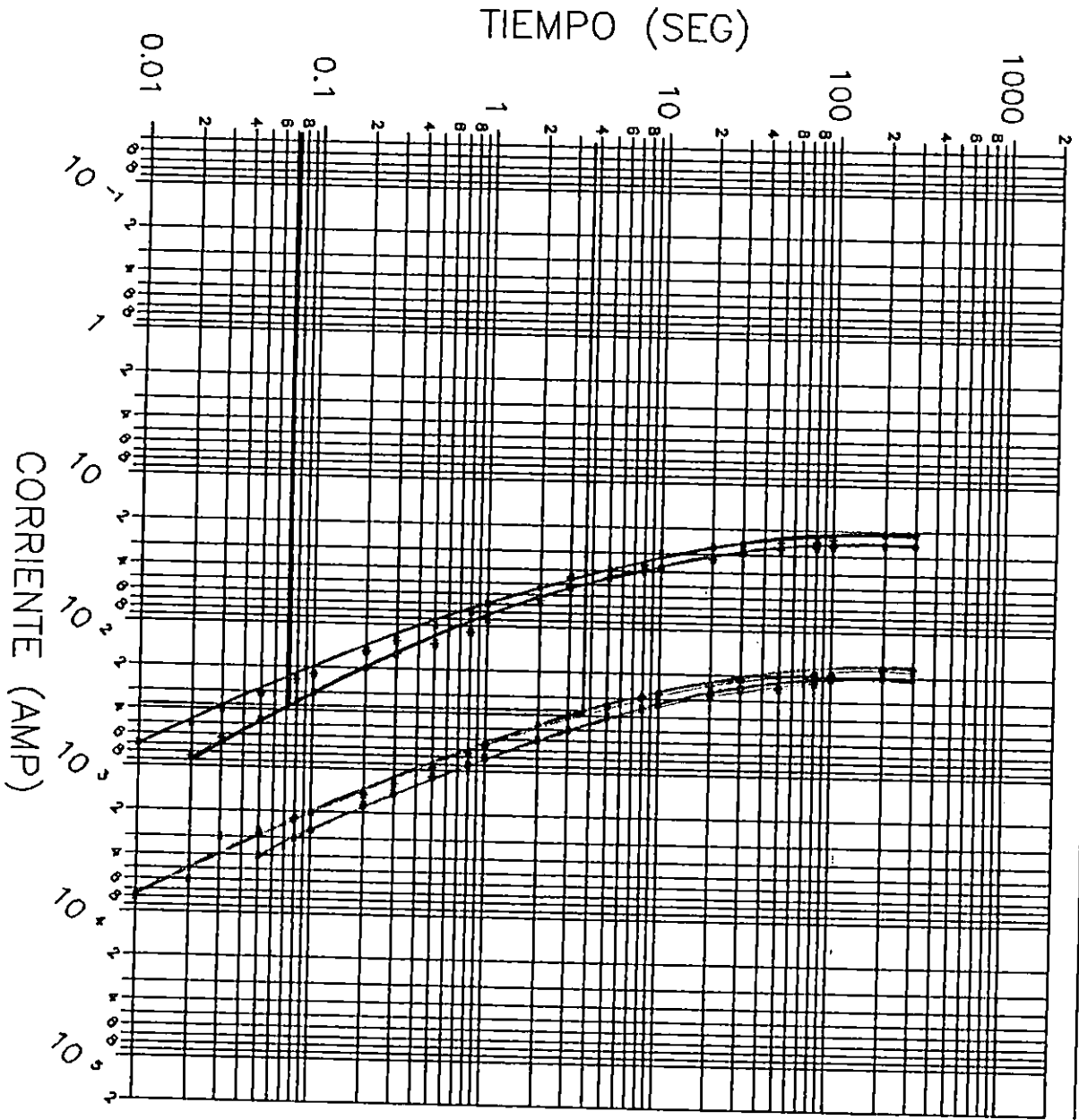


FIGURA 4.16 Coordinación entre los nodos 285-30

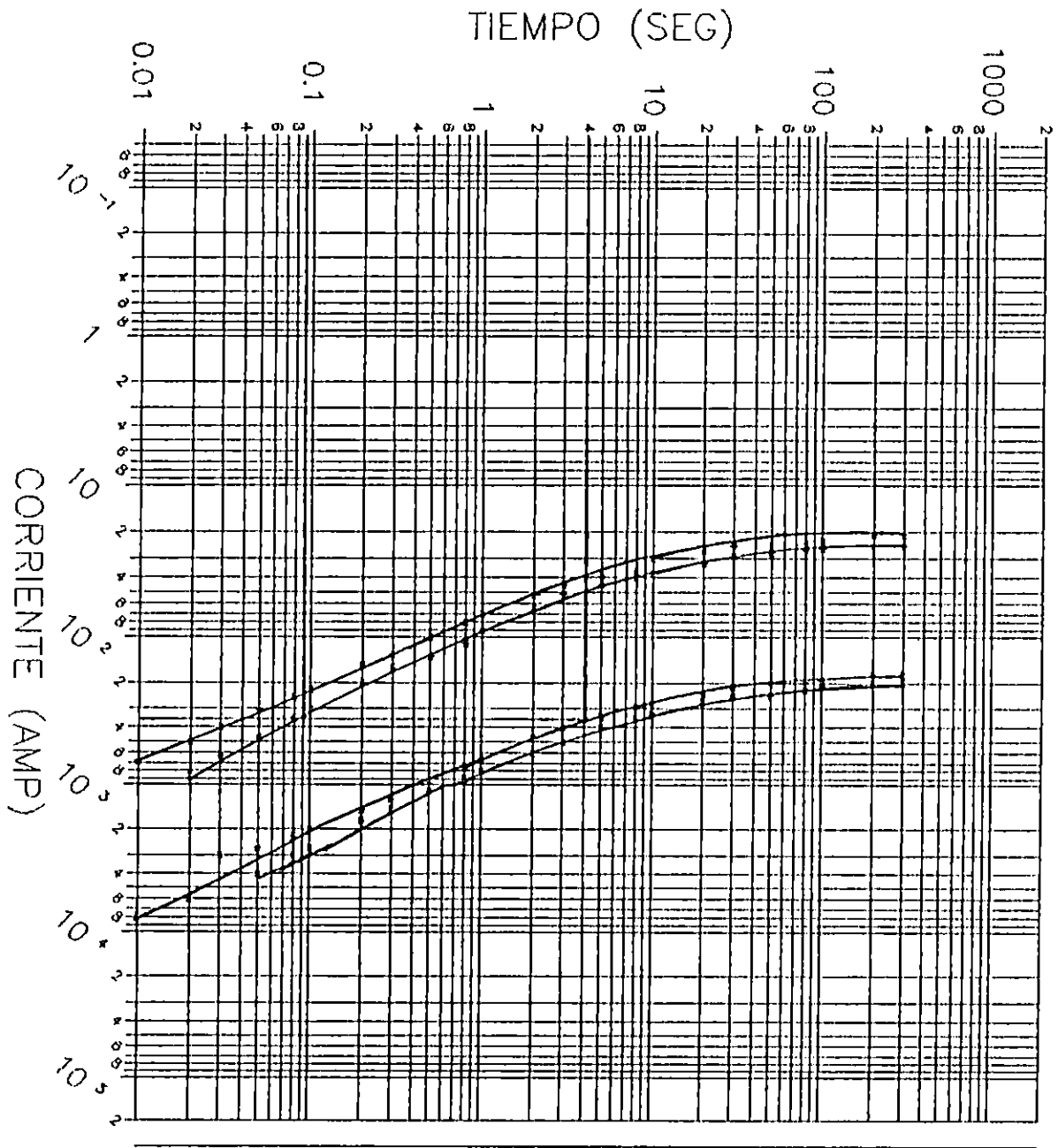


FIGURA 4.17 Coordinación entre los nodos 28S-31

COORDINACIÓN
FUSIBLE - 2
FUSIBLE - 1

Los valores de falla trifásica y monofásica en el nodo 29 son 943.32 A y 316.8 A respectivamente. Según la figura 4.18 se puede observar que para la falla máxima el fusible colocado en el nodo 29 la desalojará en 0.28 seg. con su curva de máximo tiempo de limpieza y el relé le tomara para el mismo valor de falla 4.2. seg., obteniéndose una diferencia de tiempo de más de 0.3 seg..

4.3.8. Coordinación entre los nodos 27 -28S.

Entre el nodo 27 que se describió en la sección anterior y el nodo 28S, el cual tiene la función de seccionar el circuito Los Lagartos, se estableciera una coordinación relé-fusible. El fusible seccionador tiene una capacidad de 80 A y será el elemento protector, teniendo como dispositivo de respaldo el relé que protege al circuito Los Lagartos. Los niveles de falla máxima y mínima son 462.41 y 158.56 Amp respectivamente. La figura 4.19 presenta las curvas características del fusible, del relé y los tiempos de operación para la falla máxima y mínima. La regla de los 0.3 seg se cumple satisfactoriamente.

4.3.9. Coordinación entre los nodos 37S - 39.

El nodo de carga 39, representa al circuito los Naranjos que posee una subestación de 110 KVA. Este circuito está protegido por un fusible de 3 Amp tipo T y coordinara con la protección del nodo 37S el cual tiene como función seccionar la línea a partir del nodo 37. Las corrientes de falla a utilizar para la adecuada coordinación son 443.43 A y 149.97 A, trifásica y monofásica respectivamente. La figura 4.20 muestra las curvas que intervienen para esta coordinación. Las corrientes de falla son obtenidas del nodo 39. La verificación entre estos dos nodos se presenta a continuación:

$$\frac{T_{LF}}{T_{FR}} = \frac{0.02}{0.03} = 66.6\% < 75\%$$

De acuerdo a la comprobación, la coordinación entre estos dos fusibles es adecuada, ya que no sobrepasan el 75% de la curva del fusible protegido.

4.3.10. Coordinación entre los nodos 37S - 38.

El circuito de bombas Arenales esta constituido por una subestación de 150 KVA y esta protegida por un fusible de 3 A tipo T, el cual coordinará con el fusible seccionador de 8 A del mismo tipo. Las corrientes de falla en el punto 38 son

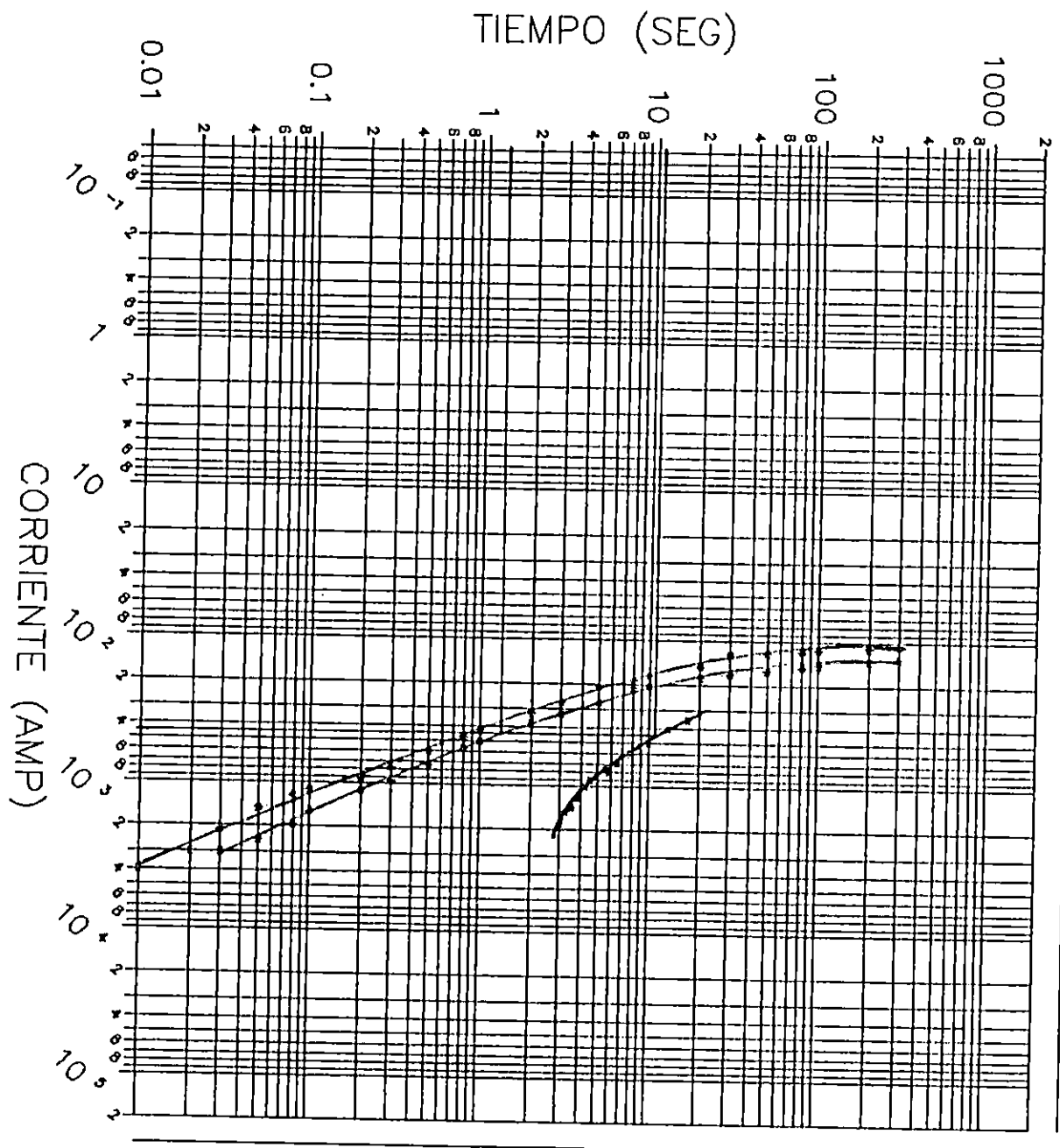
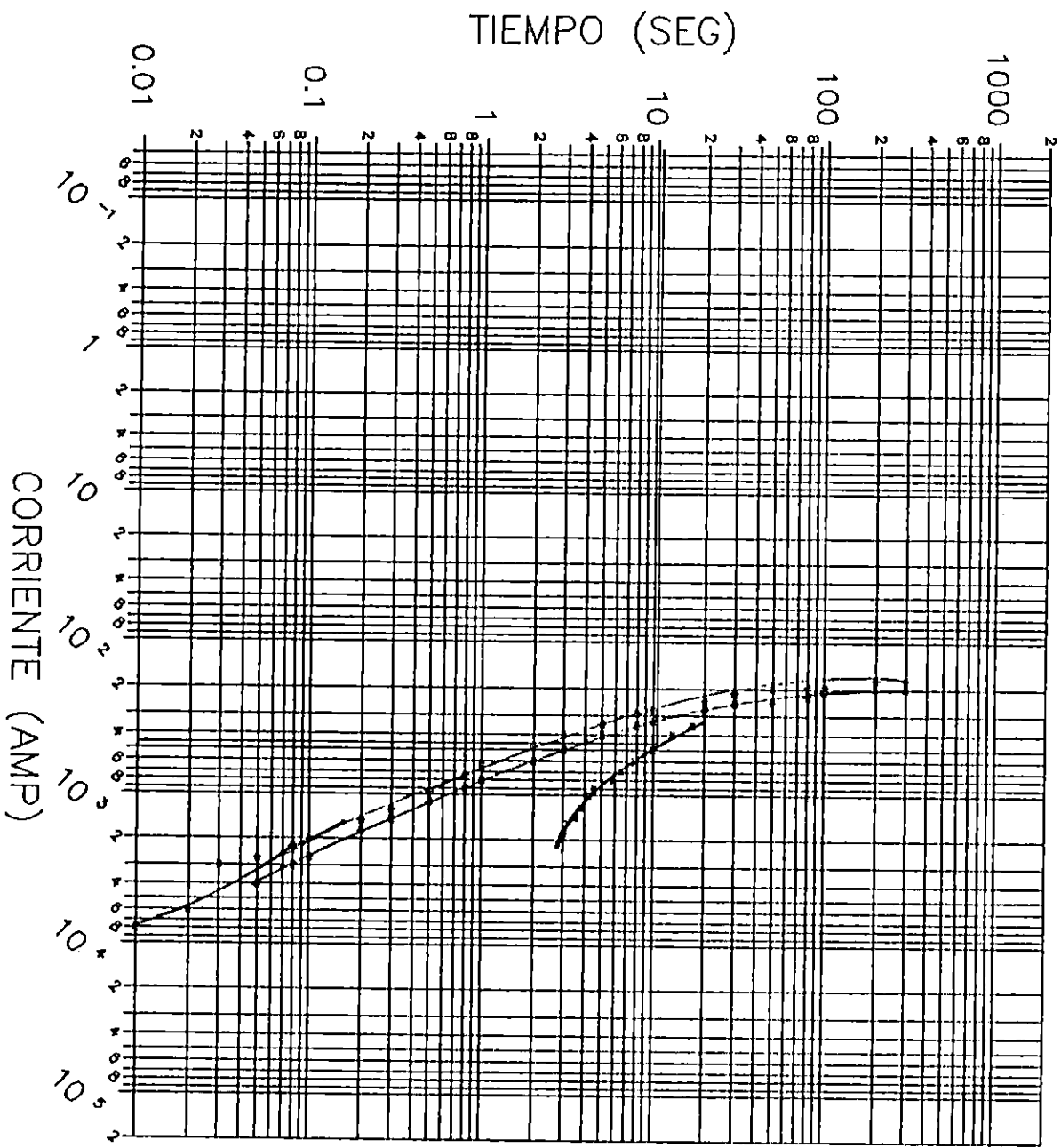


FIGURA 4.18 Coordinacion entre los nodos 27-29

COORDINACION
 RELE : $T_D = 10$ TC = 5
 FUSIBLE -- 50 I

FIGURA 4.19 Coordinación entre los nodos 27-285



COORDINACION
 RELE : $T_D = 10$ $T_C = 5$
 FUSIBLE - 80 I

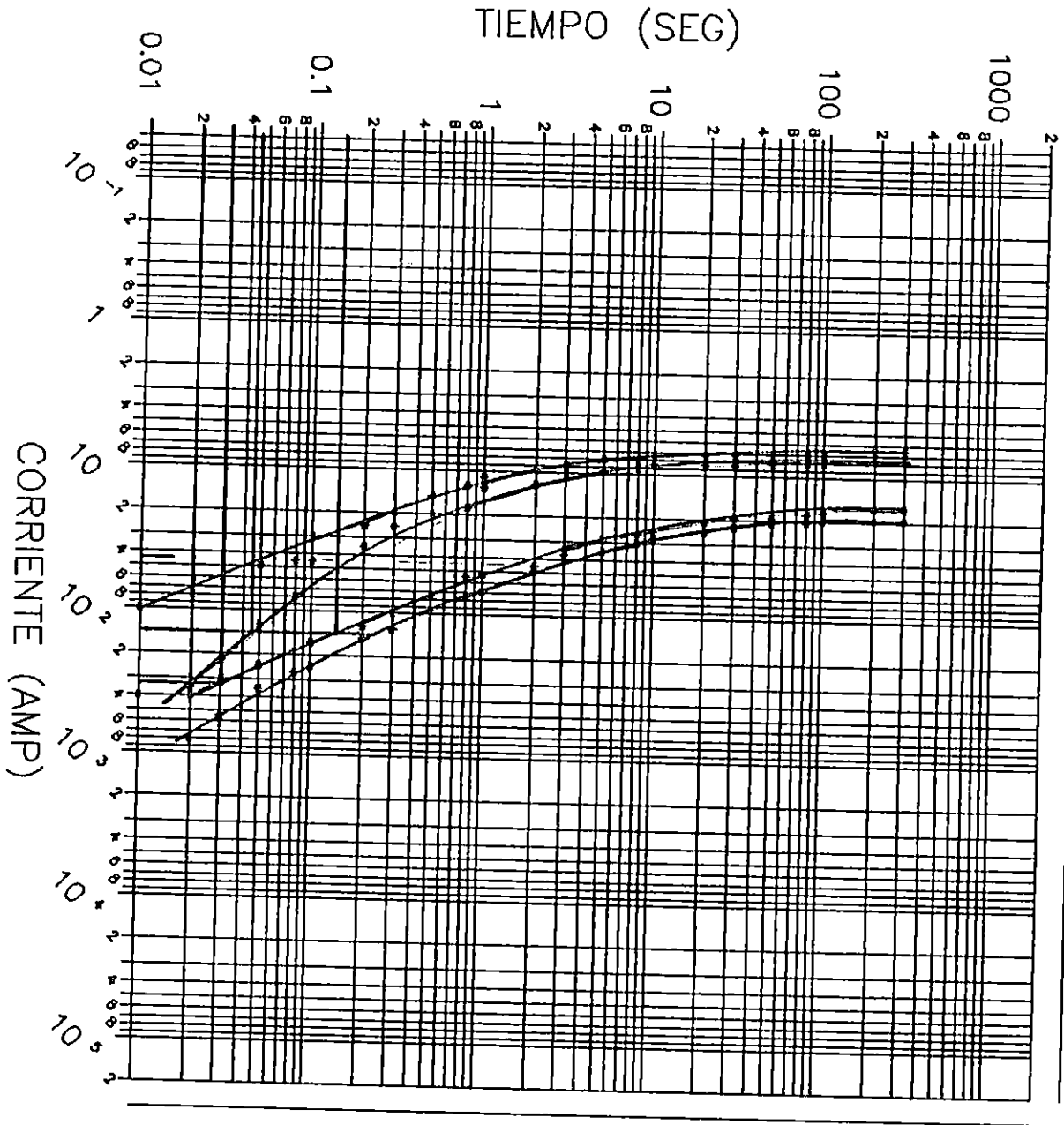


FIGURA 4.20 Cooruinación entre los nodos 375-39

COORDINACION
FUSIBLE - 8T
FUSIBLE - 3I

466.6 A y 161.38 A. La figura 4.21 presenta la coordinación entre estos elementos, donde el elemento protector opera en 0.025 seg. para limpiar una falla de 466.6 Amp y el fusible protegido o de respaldo lo hace en 0.018 seg. En la comprobación se demuestra:

$$I_{FE} = 0.018 = 72\% < 75\% \\ I_{FR} = 0.025$$

Por lo anterior se confirman que la coordinación entre el fusible de 8T con uno de 3T es adecuada.

4.3.11. Coordinación entre los nodo 27 - 37S.

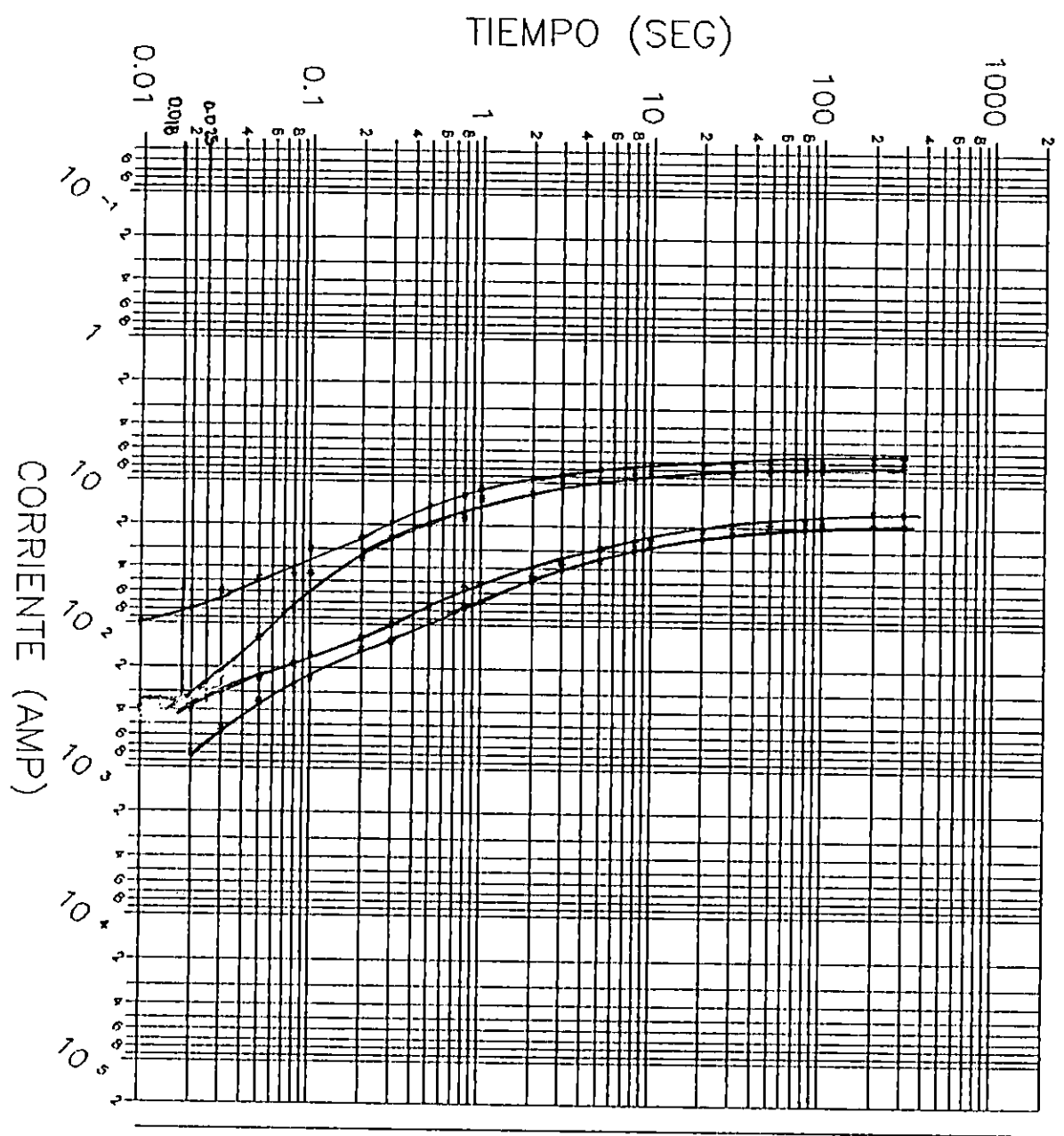
Ahora se coordinara el relé del circuito Santa Ana con el fusible seccionador de 8 A de capacidad. Este relé está ajustado para que opere en un tiempo aproximado de 4.0 seg para una falla máxima de 724 Amp y para que el fusible funcione en 0.022 seg, con lo que se garantiza que el fusible se fundira antes que el relé termine su operación. Los valores de corrientes máximo y mínimo para establecer la coordinación son 724 y 248 Amp. La figura 4.22 muestra la coordinación de estos elementos protectores.

4.3.12. Coordinación entre los nodos 27 - 37.

En el nodo 37 se coloca un fusible de 8 Amp, para proteger la subestación de C.L.E.S. El Aguilá. En este punto se podría haber colocado un fusible de 6 Amp, pero el fusible de 6 Amp de capacidad solo soporta un máximo de 400 Amp por lo que se vio obligado a utilizar uno de 8 Amp. Los valores de corrientes de cortocircuitos son 724 Amp y 248 Amp y coordinaran adecuadamente, ya que en la sección anterior se demostro. La figura 4.23 presenta la coordinación entre los dos fusibles.

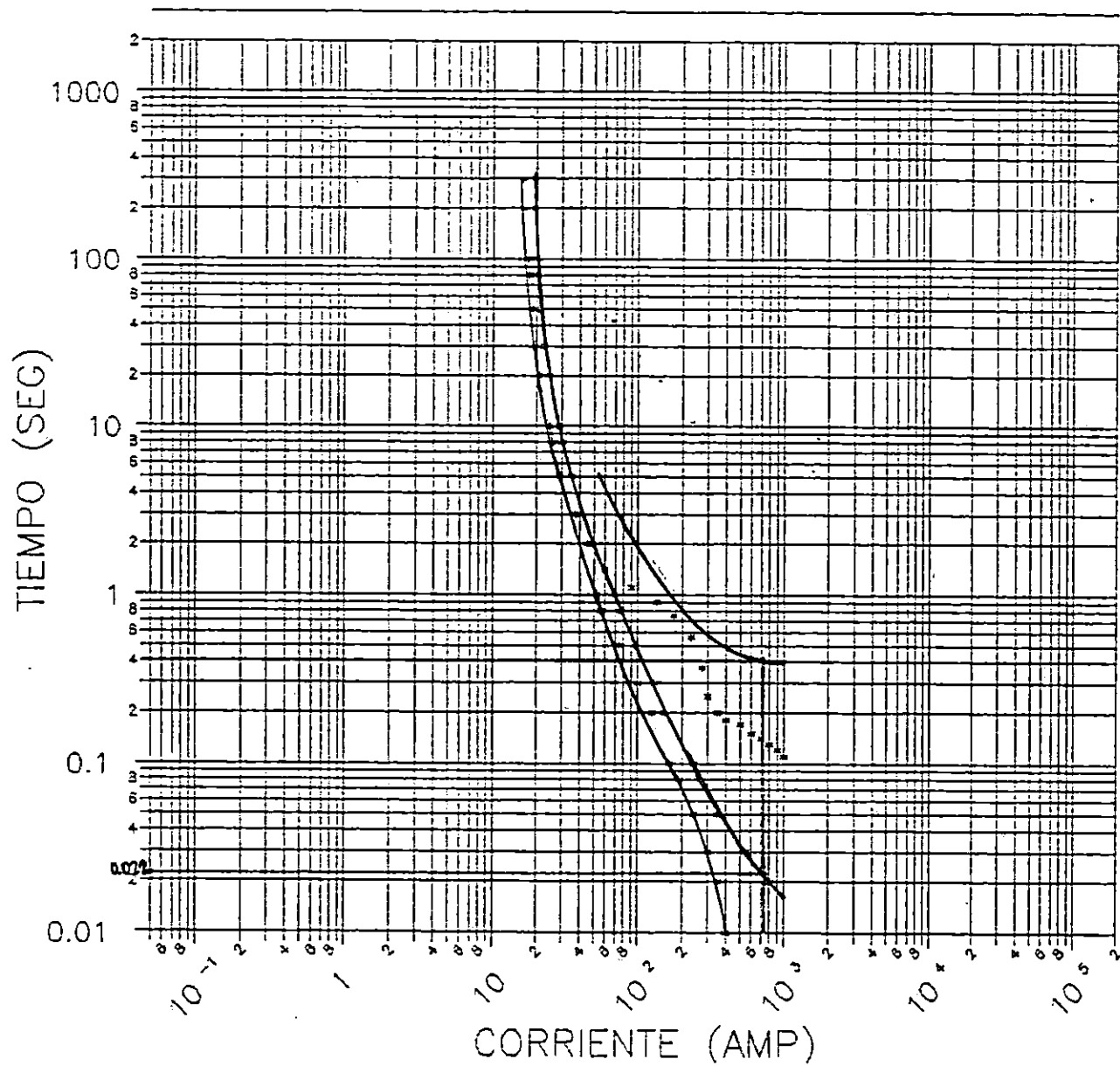
De acuerdo a la regla, existe una diferencia de 0.37 seg., ya que el relé opera en un tiempo de 0.4 seg y el fusible lo hace en 0.022 seg., por lo que se asegura que si coordinaran.

FIGURA 4.21 Coordinación entre los nodos 375-38



COORDINACION
 FUSIBLE - 8 T
 FUSIBLE - 3 T

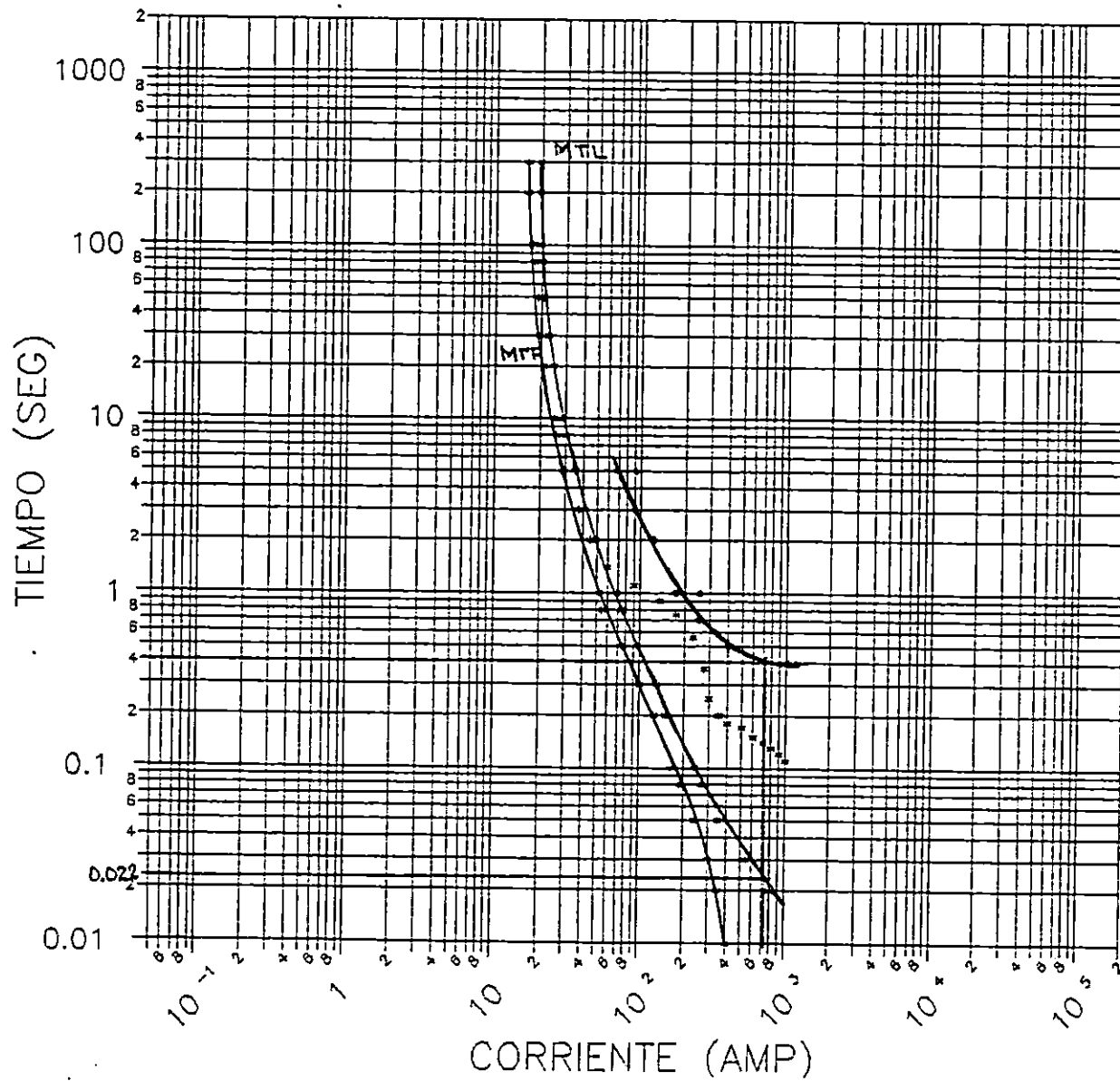
FIGURA 4.22 Coordinación entre los nodos 27-375



COORDINACION
RELE :TD=10 TC=4.5
FUSIBLE -- 8 I

FIGURA 4.23 Coordinación entre los nodos

27-37



COORDINACION
RELE :TD=10 TC=4.5
FUSIBLE - 8 I

4.4. Coordinación propuesta recloser-fusible del lado de la carga

Para ésta coordinación se pretende sustituir el relé ubicado en la planta de Cucumacayan y que protege el circuito de Los Lagartos, por un recloser que coordinará con los fusibles colocados en los nodos 28S y 29.

La elección de no colocar recloser en el circuito de Santa Ana, es debido a la baja carga que lleva.

En la coordinación recloser - fusible del lado de la carga, se establece un rango de coordinación entre las curvas del recloser y del fusible. El punto máximo de coordinación se determina por la intersección entre la curva rápida del recloser modificada y la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible y el punto mínimo lo proporciona la intersección entre la curva lenta del recloser y la curva de máximo tiempo de coordinación

Para el desarrollo de ésta coordinación se tuvieron que hacer algunos cambios de capacidades de fusibles en algunos nodos, dejando los demas nodos con las mismas capacidades, a la coordinación de la sección anterior.

Las capacidades de los nodos 32S,33,35 y 36 no son alterados, por lo que la coordinación entre ellos no se realizará, ya que fue hecha en la sección anterior.

4.4.1 Coordinación entre los nodos 28S - 30.

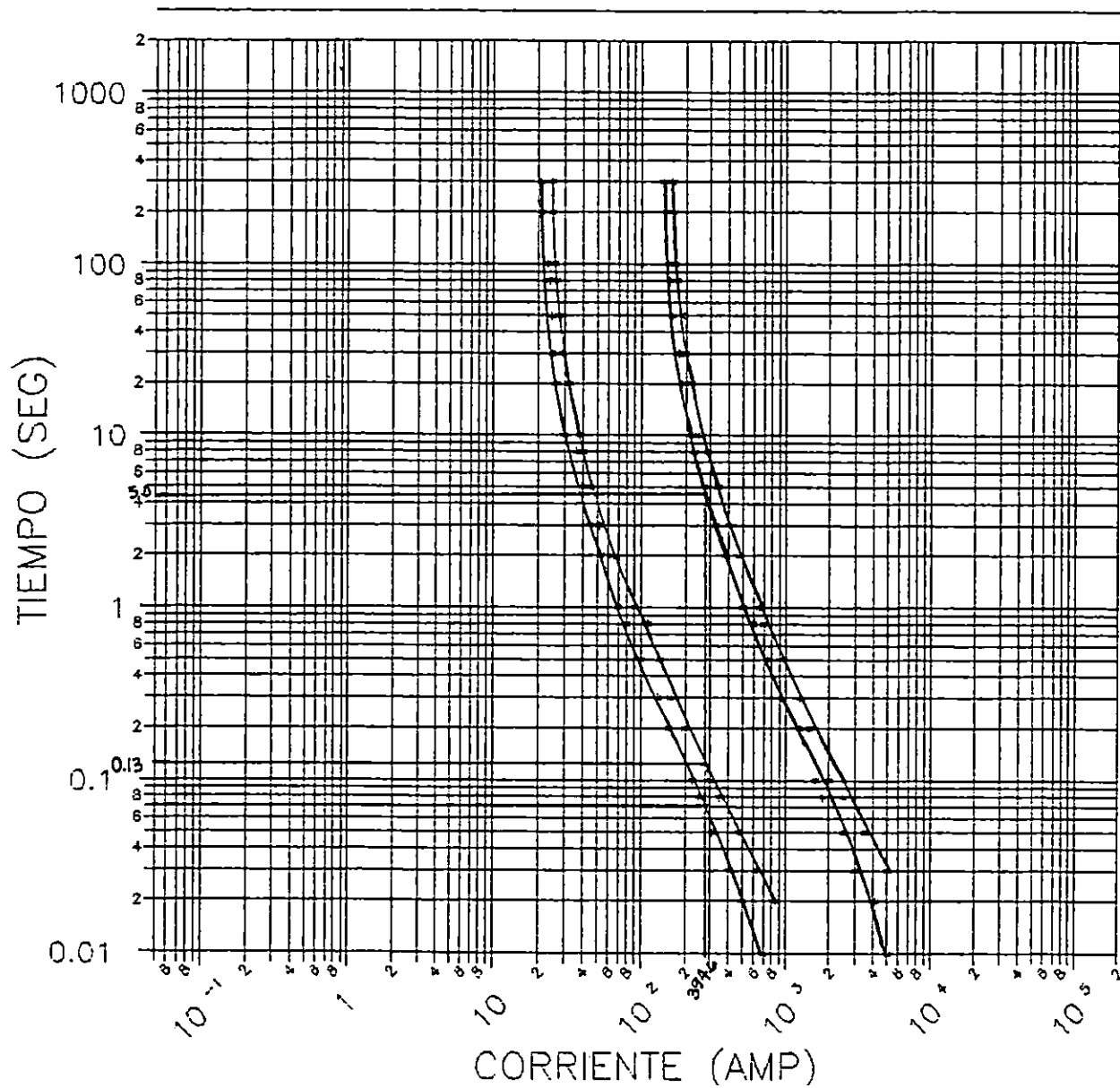
El nodo 28S, que es el nodo seccionador se colocará un fusible de 65 Amp de capacidad, en lugar del de 80 Amp que se colocó en la coordinación de la sección anterior para coordinar con el recloser. Las corrientes de falla en el nodo 31 son 379.04 Amp trifásica y 130.37 Amp monofásica, obtenidas del nodo 30. En la a figura 4.24, el fusible protector desaloja la falla en 0.13 seg. y el fusible protegido lo hace en 5 seg. Comprobación:

$$\frac{T_{FR}}{T_{FN}} = \frac{0.13}{5.0} = 26\% < 75\%$$

Con lo anterior se demostro que el fusible protecctor no sobrepaso los 75% del tiempo de fusión del fusible protegido, dando la plena seguridad que coordinaran adecuadamente.

4.4.2. Coordinación entre los nodos 28S - 31.

En el nodo 28S, que es un nodo seccionador se colocará un fusible de 65 Amp de capacidad en lugar del de 80 Amp que se utilizó en la coordinación relé-fusible. Las corrientes de



COORDINACION
 FUSIBLE - 65 T
 FUSIBLE - 10 T

FIGURA 4.24 Coordinación
 entre los nodos 28S-30

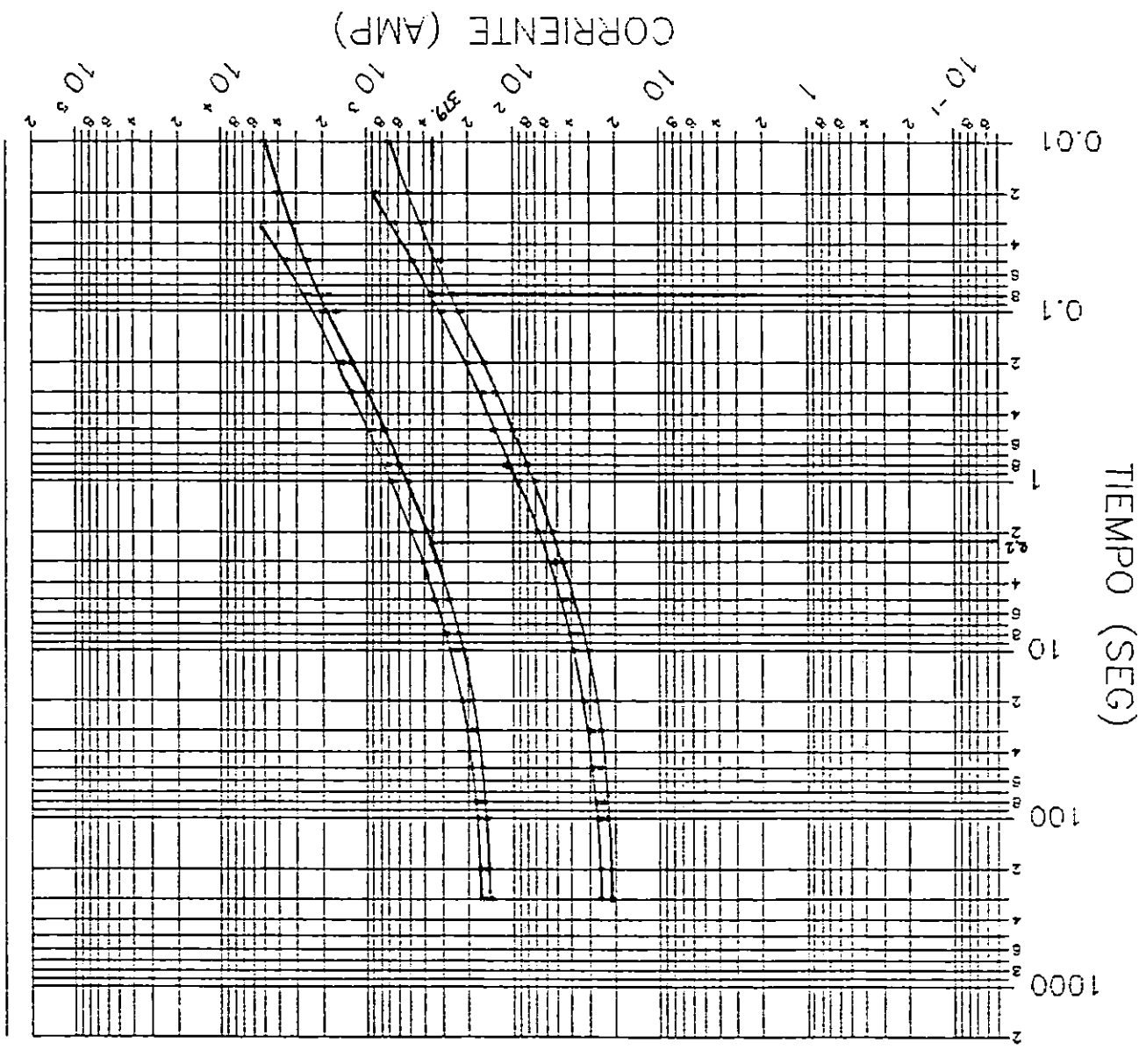


FIGURA 4.25 Coordinación entre los nodos 28S-31

COORDINACION
FUSIBLE - 65 T
FUSIBLE - 10 T

falla en el nodo 31 que se utilizarán son: 394.66 Amperios trifásicos y 136.12 monofásicos. En la figura 4.25 se muestra la coordinación y los tiempos de limpieza del fusible protector y el tiempo de fusión del fusible protector y el tiempo de fusión del fusible protegido.
Comprobación:

$$\frac{T_{FP}}{T_{FR}} = \frac{0.8}{2.2} = 36.36\% < 75\%$$

Como la relación entre los tiempos no sobrepasa los 75%, se puede decir que existe una buena coordinación entre ellos.

4.4.3 Coordinación entre los nodos 28S - 31S

Ambos nodos son seccionadores y la coordinación se establecerá entre un fusible de 65 Amp. de capacidad y otro de 50 Amp. Las corrientes de falla en el nodo 31S son 379.04 y 130.7 Amp.

La figura 4.26 muestra que para la falla máxima, el fusible protector la desaloja en 2.1 y el fusible de respaldo posee un tiempo de fusión de 3.0 seg. La comprobación para determinar si coordinaran estos elementos es:

$$\frac{T_{FP}}{T_{FR}} = \frac{2.1}{3.0} = 70\% < 75\%$$

La comprobación señala que coordinaran adecuadamente para el nivel de falla máxima.

4.4.4 Coordinación entre nodos 28S - 30

La coordinación entre los nodos 28S - 30, es igual a la coordinación sección anterior, es decir, se coordinará un fusible de 65 Amp y uno de 10 Amp. La única diferencia son las corrientes de cortocircuito que son: 394.66 y 136.12 Amp. trifásica y monofásica respectivamente.

De acuerdo a la figura 4.27, el tiempo de limpieza y el de fusión para la falla máxima son: 0.9 y 4.0 seg. respectivamente. Comprobación:

$$\frac{T_{FP}}{T_{FR}} = \frac{0.9}{4.0} = 20\% < 75\%$$

En la comprobación se demuestra que coordinarán adecuadamente.

4.4.5 Coordinación entre los nodos 27 - 28S.

En el nodo 27 que representa la planta de Cucumacayán y al circuito de los Lagartos, se colocará un recloser que se dimensionó en la sección 3.3 literal b.

FIGURA 4.26 Coordinación entre los nodos 28S-31S

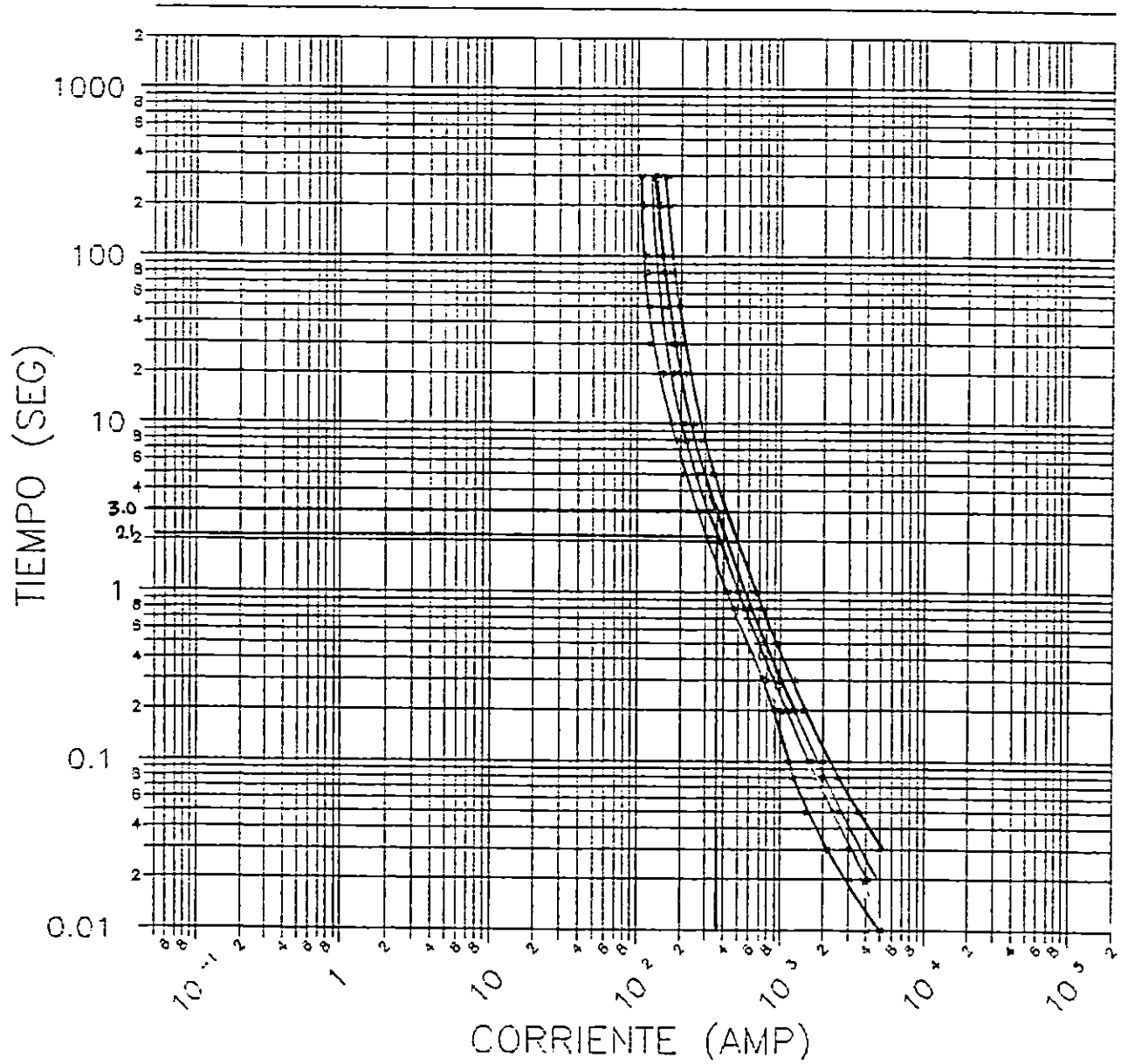
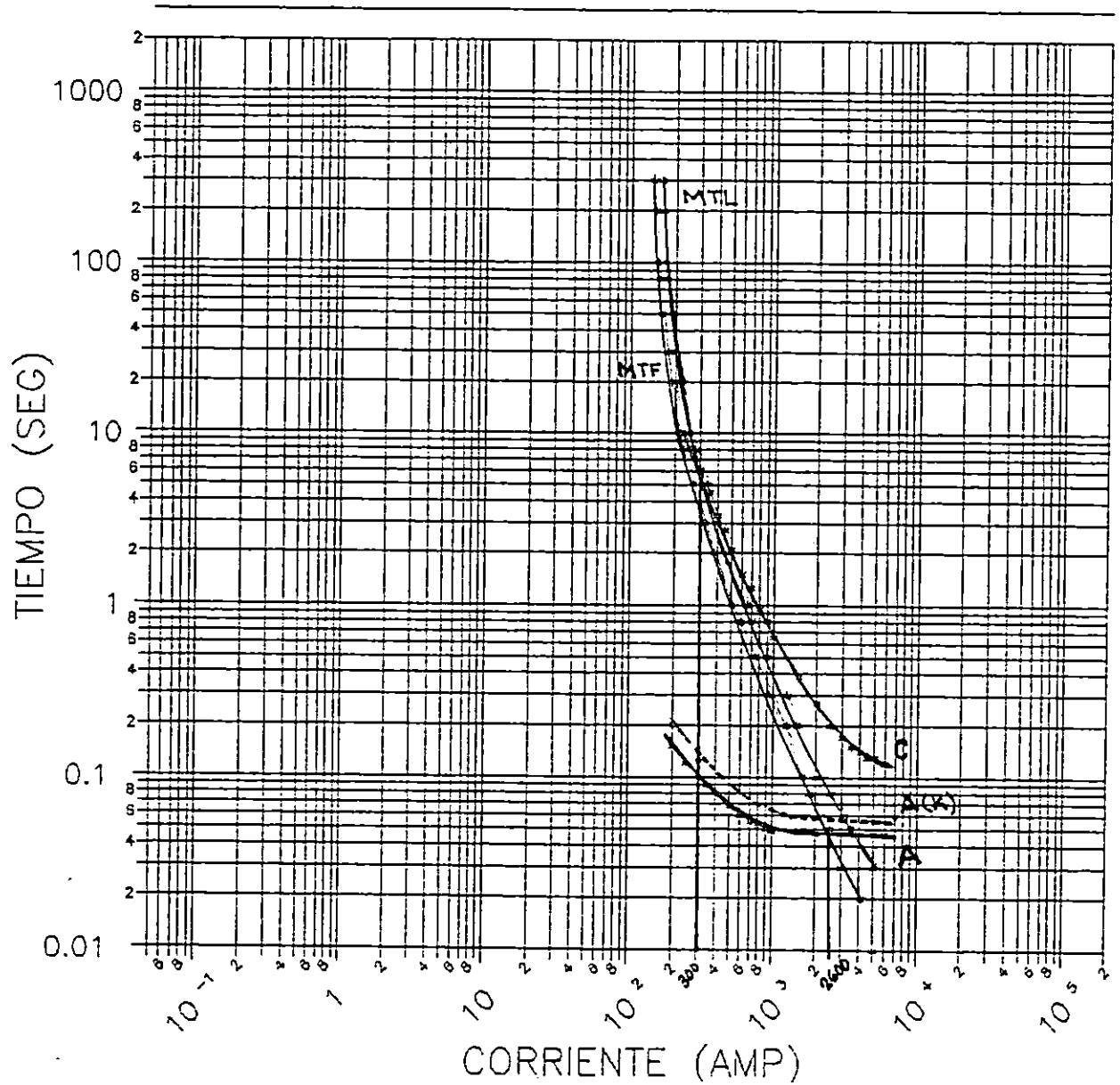


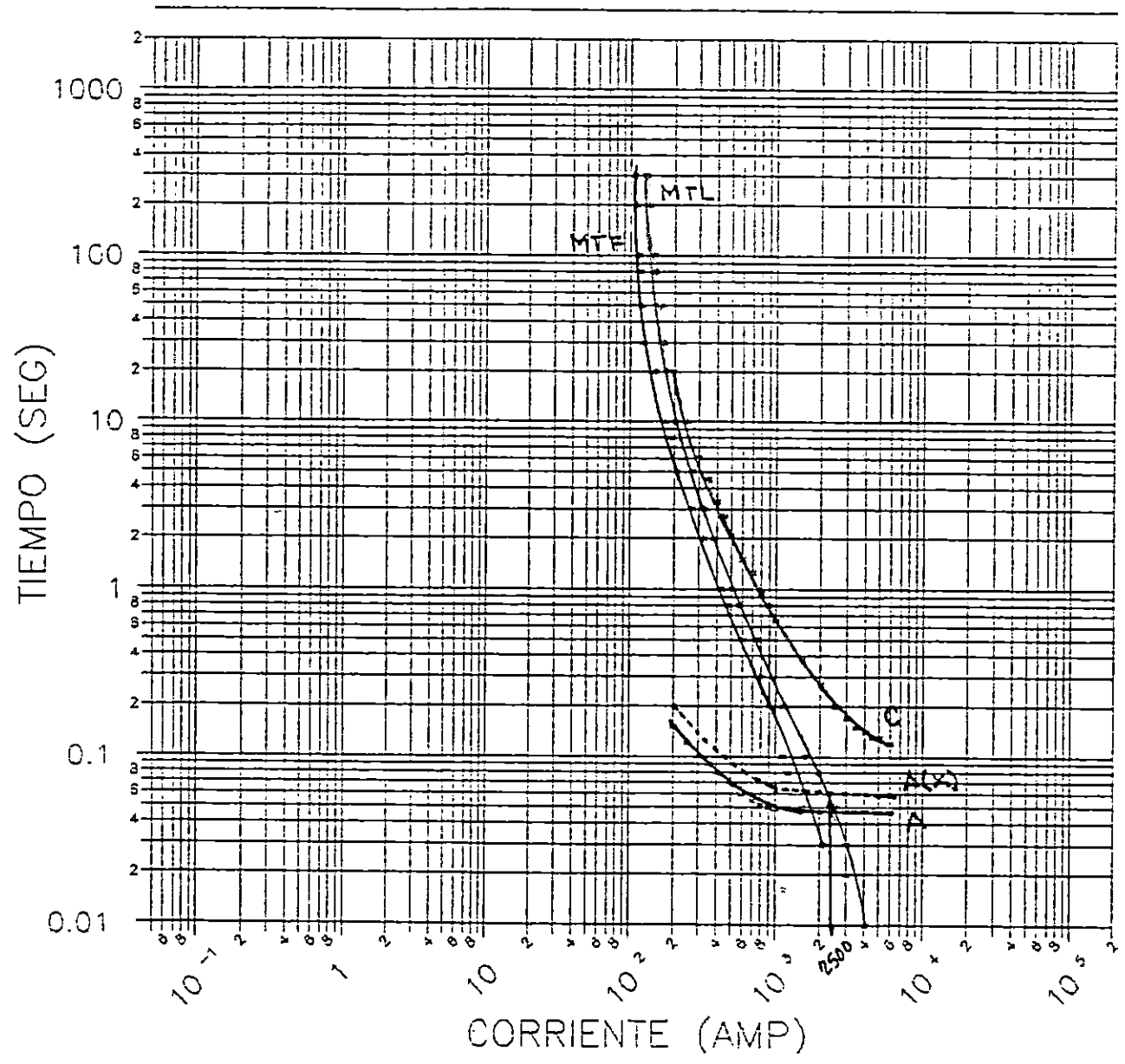
FIGURA 4.27 Coordinación entre los nodos

27-285



COORDINACION
RECLOSER
FUSIBLE - 65 T

FIGURA 4.28 Coordinación entre los nodos
27-29



COORDINACION
RECLOSER
FUSIBLE - 50 I

Conclusiones del capitulo IV.

- Para obtener una buena coordinación relé-fusible, es necesario que las curvas del fusible protector queden ligeramente por debajo de la curva del relé. Una regla muy importante es que para las fallas máximas y mínimas, debe de haber como mínimo 0.3 seg. de diferencia entre la curva del relé y la curva de máximo tiempo de limpieza del fusible.
- Para la coordinación fusible-fusible se debe tomar en cuenta dos reglas que son:
 - a) La capacidad máxima del fusible seleccionado no debe de ser menor a la corriente de carga.
 - b) El tiempo máximo de apertura del fusible protector, no deberá exceder un 25% del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo.
- De acuerdo al sistema de protección de C.L.E.S., al ocurrir una falla en cualquier punto de los circuitos las protecciones que limpian la falla son las de la planta de Cucumacayan y en otros casos las de CEL, teniendo que dejar todo el circuito fuera de servicio.
- Con la utilización de fusibles seccionadores se pretende seccionar el circuito, de tal forma que al ocurrir una falla esta tenga que ser limpiada por uno de ellos y no por las protecciones de la planta.
- La Utilización del relóser como protección en la planta para cada servicio será de mucha ayuda, ya que con este elemento protector se pretende eliminar los cortes de energía debido a fallas temporales o condiciones transitorias de sobrecarga.
- Para todo estudio de coordinación la base está en la utilización de las curvas características de los dispositivos a coordinar a excepción del seccionador que no posee curvas características, si no que posee tiempo de retención de memoria.

Referencias Bibliograficas

Valle, Julio Enrique ." Guia de aplicación de programas computacionales para la coordinación de dispositivos de protección contra sobrecorriente en sistemas de distribución". Proyecto de Ingenieria. Biblioteca de la Escuela de Ingenieria Eléctrica.

Alvarenga, Santiago Aristides." Estudio de los sistemas de protección y coordinación de redes de subtransmisión y distribución del país". Proyecto de Ingenieria. Biblioteca de la Escuela de Ingenieria Eléctrica.

Ing. Russel C." El Arte y la ciencia de las protecciones por relevadores". Ingeneering Planning and Development Seccion General Electric Company.

Dreyfus Amaya, Andres Mauricio." Control y protecciones de los sistemas de transmisión" . Tesis para optar al grado de ingeniero Electricista. Biblioteca de la escuela de ingenieria Electrica. Universidad de El Salvador, Octubre de 1983

- El estudio de flujo de carga demostró que la red de transmisión (a 34.5 KV) de CLES, está operando con algunas deficiencias muy importantes, como son: un bajo factor de potencia en las cargas, caídas de tensión considerables en su línea y un valor de pérdidas en KW, que es apreciable.
- Corregir la eficiencia de la red, a través de la ubicación de capacitores en la misma; no es la única manera de hacerlo, sin embargo en nuestro caso el programa RCAP ofrece la ventaja de realizar el análisis, detectar pérdidas y corregirlas, con el mismo programa. Con el inconveniente que la red debe configurarse de tal manera que el programa la acepte. Por lo tanto se considera que esta alternativa debe tomarse en cuenta.
- De la confiabilidad y exactitud de los datos de la red, dependerá los resultados que se obtengan del análisis de flujo de carga.
- La reducción de pérdidas en las líneas, debido a la disminución del flujo de corriente por las mismas; es un aspecto muy importante que se obtiene con la aplicación de capacitores. Porque además de proporcionar un ahorro en costo de energía generada y transmitida, también dispone los conductores de las líneas, para que la capacidad liberada pueda usarse para ampliar la carga que se demanda a dichas líneas.
- La ubicación óptima de bancos de capacitores se encontró, en base a un adecuado factor de potencia y a la máxima reducción de pérdidas en la línea.
- Si acaso no se pensara en una inversión total, se podría implementar las correcciones solamente en uno de los circuitos planteados, por ejemplo el circuito CEL-Acajutla; que es el que aportó el mayor número de pérdidas.
- El cambio de fusibles tipo K por fusibles tipo T, producirá resultados más favorables para la coordinación, ya que el fusible tipo T con respecto al K, es más lento permitiendo que cualquier falla pueda ser desalojada por otros dispositivos que están ubicados adelante de él, tal como lo son: recloser, seccionadores, etc.
- Para la coordinación relé - fusible o recloser - fusible si se da una falla y ésta es despedada por el fusible; es recomendable que al cambiar el fusible se haga por otro

CONCLUSIONES GENERALES Y RECOMENDACIONES.

fusible de la misma capacidad y de ser posible del mismo fabricante.

- Es muy importante que la compañía tenga un archivo estadístico actualizado de las protecciones con que cuenta en cada nodo, describiendo por cada nodo que tipo de protección tiene, capacidad, corrientes de falla, sus curvas características tiempo corriente, etc.

- Se recomienda a CLES, tomar en cuenta los resultados de este estudio, ya que la corrección de las deficiencias de la red evitará que en un futuro se den problemas mayores por el aumento de pérdidas y la ineficiencia del servicio.

- Los mayores inconvenientes que se presentaron en la realización de este trabajo, fueron la no disponibilidad en algunos casos; de recursos materiales, por ejemplo: equipo de medición, transporte, acceso a computadoras. Por otra parte, la colaboración prestada por la gente de CLES fue muy valiosa y oportuna, ya que este tipo de trabajo requiere de la colaboración que puedan prestar todos los involucrados o afectados por el fenómeno en cuestión.

- La planta de Cucumacayán y los circuitos Los Lagartos y Santa Ana, carecen por completo de una protección y coordinación adecuada. En la actualidad el circuito Santa Ana está desprotegido ya que se ha retirado el relé que protege dicho ramal.

- Debido a que las unidades generadoras están conectadas en estrella no aterrizada, el sistema no puede detectar fallas monofásicas, es decir fallas a tierra, por lo que se recomienda la polarización de las unidades, para así poder detectar fallas a tierra con la implementación de un relé para dichas fallas.

AÑEXO A
CORRIDAS DE PROGRAMA RCAP.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	14422.71	7892.21	275.12	.88 LAG
2	1.00 (119.8)	14418.46	7807.91	274.88	.88 LAG
3	1.00 (119.5)	14390.16	7783.80	274.84	.88 LAG
4	1.00 (119.5)	3066.49	2346.02	64.89	.79 LAG
5	1.00 (119.4)	3001.37	2288.93	63.47	.80 LAG
6	.99 (119.3)	2601.81	1988.96	55.11	.79 LAG
7	.99 (119.3)	2461.77	1845.97	51.79	.80 LAG
8	.99 (118.9)	1819.71	1329.41	38.05	.81 LAG
9	.99 (118.9)	1335.21	903.42	27.23	.83 LAG
10	.99 (118.8)	604.07	393.19	12.18	.84 LAG
11	.99 (118.8)	453.37	280.13	9.01	.85 LAG
12	.99 (118.8)	158.36	97.97	3.15	.85 LAG
13	.99 (119.1)	11282.28	5401.23	210.95	.90 LAG
14	.99 (118.9)	11191.37	5340.79	209.45	.90 LAG
15	.99 (118.3)	11144.42	5298.95	209.40	.90 LAG
16	.99 (118.2)	1765.19	854.41	33.30	.90 LAG
17	.98 (118.1)	9359.69	4428.73	176.05	.90 LAG
18	.98 (117.6)	9269.93	4355.21	174.82	.91 LAG
19	.98 (117.4)	9170.69	4273.37	173.03	.91 LAG
20	.98 (117.3)	9145.09	4252.17	172.70	.91 LAG

Press "RETURN" for more.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
21	.96 (115.0)	8960.08	4079.22	171.89	.91 LAG
22	.88 (106.1)	8330.42	3501.01	171.04	.92 LAG
23	.87 (105.0)	8229.59	3418.56	170.45	.92 LAG
24	.87 (104.9)	2578.21	561.43	50.52	.98 LAG
25	.87 (104.0)	5602.99	2813.26	121.03	.89 LAG
26	.86 (103.7)	1065.26	676.45	24.44	.84 LAG
27	.86 (103.2)	870.11	554.60	20.08	.84 LAG
28	.86 (103.1)	866.89	553.65	20.04	.84 LAG
29	.86 (103.0)	350.28	169.60	7.58	.90 LAG
30	.85 (102.6)	512.29	381.82	12.50	.80 LAG
31	.85 (102.5)	463.88	345.31	11.33	.80 LAG
32	.85 (102.1)	355.63	292.31	9.05	.77 LAG
33	.85 (102.1)	120.16	74.55	2.78	.85 LAG
34	.85 (102.1)	233.20	217.63	6.28	.73 LAG
35	.85 (102.0)	128.66	96.13	3.16	.80 LAG
36	.85 (102.0)	101.94	121.45	3.12	.64 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	14602.15	6418.51	266.91	.92 LAG
2	1.00 (119.8)	14595.18	6280.88	266.28	.92 LAG
3	1.00 (119.6)	14568.66	6258.54	266.24	.92 LAG
4	1.00 (119.5)	3067.88	2347.11	64.89	.79 LAG
5	1.00 (119.5)	3002.73	2290.00	63.47	.80 LAG
6	.99 (119.4)	2603.21	1990.10	55.11	.79 LAG
7	.99 (119.3)	2462.88	1846.83	51.79	.80 LAG
8	.99 (119.0)	1820.57	1330.06	38.05	.81 LAG
9	.99 (118.9)	1335.91	903.94	27.23	.83 LAG
10	.99 (118.9)	604.34	393.37	12.18	.84 LAG
11	.99 (118.9)	453.64	280.32	9.01	.85 LAG
12	.99 (118.8)	158.42	98.02	3.15	.85 LAG
13	.99 (119.2)	11461.50	3876.88	203.89	.95 LAG
14	.99 (119.0)	11371.50	3817.33	202.42	.95 LAG
15	.99 (118.5)	11327.45	3778.25	202.37	.95 LAG
16	.99 (118.4)	1769.72	856.69	33.35	.90 LAG
17	.99 (118.3)	9539.46	2906.96	169.31	.96 LAG
18	.98 (117.9)	9451.91	2835.58	168.13	.96 LAG
19	.98 (117.7)	9353.65	2754.68	166.42	.96 LAG
20	.98 (117.5)	9328.66	2734.06	166.11	.96 LAG

Press "RETURN" for more.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
21	.96 (115.5)	9154.74	2571.68	165.34	.96 LAG
22	.90 (107.5)	8568.82	2035.15	164.50	.97 LAG
23	.89 (106.5)	8472.70	1957.53	163.92	.97 LAG
24	.89 (106.4)	2653.20	578.26	51.24	.98 LAG
25	.88 (105.6)	5773.01	2282.61	118.03	.93 LAG
26	.88 (105.3)	1098.61	235.66	21.42	.98 LAG
27	.87 (104.9)	897.13	572.00	20.37	.84 LAG
28	.87 (104.7)	893.83	571.03	20.33	.84 LAG
29	.87 (104.7)	361.47	175.11	7.70	.90 LAG
30	.87 (104.3)	527.86	393.62	12.68	.80 LAG
31	.87 (104.1)	478.68	356.50	11.51	.80 LAG
32	.86 (103.8)	366.95	301.76	9.19	.77 LAG
33	.86 (103.7)	124.00	76.98	2.82	.85 LAG
34	.86 (103.7)	240.62	224.68	6.37	.73 LAG
35	.86 (103.7)	132.77	99.23	3.21	.80 LAG
36	.86 (103.7)	105.18	125.36	3.17	.64 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	14779.76	3270.45	253.30	.98 LAG
2	1.00 (119.9)	14781.08	3311.47	253.67	.98 LAG
3	1.00 (119.7)	14756.59	3291.04	253.62	.98 LAG
4	1.00 (119.6)	3071.02	2349.55	64.90	.79 LAG
5	1.00 (119.6)	3005.81	2292.39	63.48	.80 LAG
6	1.00 (119.5)	2605.60	1991.90	55.11	.79 LAG
7	1.00 (119.5)	2465.13	1848.50	51.79	.80 LAG
8	.99 (119.1)	1822.30	1331.32	38.05	.81 LAG
9	.99 (119.0)	1337.12	904.74	27.23	.83 LAG
10	.99 (119.0)	604.88	393.71	12.18	.84 LAG
11	.99 (119.0)	454.04	280.56	9.01	.85 LAG
12	.99 (119.0)	158.57	98.10	3.15	.85 LAG
13	.99 (119.4)	11649.13	909.64	196.59	1.00 LAG
14	.99 (119.2)	11559.91	850.87	195.25	1.00 LAG
15	.99 (118.8)	11518.70	814.51	195.19	1.00 LAG
16	.99 (118.7)	1778.97	861.17	33.43	.90 LAG
17	.99 (118.6)	9722.08	1115.31	165.67	.99 LAG
18	.99 (118.2)	9635.56	1044.93	164.59	.99 LAG
19	.98 (118.1)	9537.08	1837.75	165.21	.98 LAG
20	.98 (117.9)	9512.29	1817.32	164.90	.98 LAG

Press "RETURN" for more.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
21	.97 (116.0)	9340.14	1656.64	164.18	.98 LAG
22	.90 (108.6)	8761.54	1127.17	163.36	.99 LAG
23	.90 (107.7)	8665.76	1050.16	162.78	.99 LAG
24	.90 (107.6)	2711.35	591.00	51.80	.98 LAG
25	.89 (106.9)	5910.50	1385.78	114.08	.97 LAG
26	.89 (106.6)	1124.24	240.90	21.66	.98 LAG
27	.88 (106.1)	917.94	585.28	20.60	.84 LAG
28	.88 (106.0)	914.54	584.27	20.56	.84 LAG
29	.88 (106.0)	370.07	179.28	7.79	.90 LAG
30	.88 (105.5)	539.85	402.62	12.82	.80 LAG
31	.88 (105.4)	490.07	365.05	11.65	.80 LAG
32	.87 (105.0)	375.69	309.01	9.30	.77 LAG
33	.87 (105.0)	126.93	78.80	2.86	.85 LAG
34	.87 (104.9)	246.33	230.07	6.45	.73 LAG
35	.87 (104.9)	135.96	101.63	3.25	.80 LAG
36	.87 (104.9)	107.69	128.37	3.21	.64 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	14830.74	3268.01	254.13	.98 LAG
2	1.00 (119.9)	14823.18	3123.04	253.68	.98 LAG
3	1.00 (119.7)	14798.63	3102.66	253.63	.98 LAG
4	1.00 (119.7)	3071.21	2349.65	64.90	.79 LAG
5	1.00 (119.6)	3006.00	2292.48	63.48	.80 LAG
6	1.00 (119.5)	2605.76	1991.98	55.11	.79 LAG
7	1.00 (119.5)	2465.28	1848.57	51.79	.80 LAG
8	.99 (119.1)	1822.41	1331.37	38.05	.81 LAG
9	.99 (119.0)	1337.20	904.77	27.23	.83 LAG
10	.99 (119.0)	604.92	393.73	12.18	.84 LAG
11	.99 (119.0)	454.07	280.57	9.01	.85 LAG
12	.99 (119.0)	158.58	98.10	3.15	.85 LAG
13	.99 (119.4)	11690.89	721.09	197.05	1.00 LAG
14	.99 (119.2)	11601.53	662.19	195.72	1.00 LAG
15	.99 (118.8)	11560.25	625.76	195.67	1.00 LAG
16	.99 (118.7)	1779.59	861.43	33.44	.90 LAG
17	.99 (118.6)	9762.83	926.54	166.00	1.00 LAG
18	.99 (118.3)	9676.30	856.15	164.93	1.00 LAG
19	.98 (118.1)	9577.91	1649.49	165.28	.99 LAG
20	.98 (118.0)	9552.87	1628.85	164.97	.99 LAG

Press "RETURN" for more.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
21	.97 (116.1)	9380.66	1468.09	164.26	.99 LAG
22	.91 (108.7)	8801.48	938.09	163.44	.99 LAG
23	.90 (107.9)	8705.53	860.97	162.87	1.00 LAG
24	.90 (107.8)	2722.55	593.19	51.93	.98 LAG
25	.89 (107.1)	5939.49	1198.65	113.66	.98 LAG
26	.89 (106.8)	1131.66	49.26	21.29	1.00 LAG
27	.89 (106.4)	924.88	395.99	18.99	.92 LAG
28	.89 (106.3)	921.63	395.14	18.95	.92 LAG
29	.89 (106.3)	372.64	180.49	7.83	.90 LAG
30	.88 (105.9)	544.98	212.90	11.09	.83 LAG
31	.88 (105.8)	495.16	175.36	9.97	.94 LAG
32	.88 (105.5)	380.09	119.26	7.58	.95 LAG
33	.88 (105.5)	128.44	41.03	2.57	.95 LAG
34	.88 (105.5)	249.27	78.15	4.97	.95 LAG
35	.88 (105.5)	137.60	25.52	2.66	.98 LAG
36	.88 (105.5)	109.00	52.59	2.30	.90 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	14825.04	2431.06	251.39	.99 LAG
2	1.00 (119.9)	14824.29	2429.77	251.52	.99 LAG
3	1.00 (119.7)	14800.30	2409.76	251.47	.99 LAG
4	1.00 (119.7)	3071.54	1658.47	58.57	.88 LAG
5	1.00 (119.6)	3006.57	1601.52	57.18	.88 LAG
6	1.00 (119.6)	2606.74	1301.45	48.93	.89 LAG
7	1.00 (119.5)	2466.51	1158.26	45.78	.91 LAG
8	.99 (119.3)	1824.43	641.85	32.57	.94 LAG
9	.99 (119.2)	1338.82	609.96	24.79	.91 LAG
10	.99 (119.2)	605.70	295.64	11.36	.90 LAG
11	.99 (119.1)	454.61	280.90	9.01	.85 LAG
12	.99 (119.1)	158.74	98.20	3.15	.85 LAG
13	.99 (119.4)	11692.15	719.32	197.03	1.00 LAG
14	.99 (119.3)	11602.78	660.41	195.69	1.00 LAG
15	.99 (118.8)	11561.41	623.88	195.64	1.00 LAG
16	.99 (118.7)	1780.27	861.72	33.45	.90 LAG
17	.99 (118.7)	9763.35	924.91	165.97	1.00 LAG
18	.99 (118.3)	9676.81	854.52	164.90	1.00 LAG
19	.98 (118.1)	9578.36	1648.15	165.24	.99 LAG
20	.98 (118.0)	9553.55	1627.72	164.94	.99 LAG

Press "RETURN" for more.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
21	.97 (116.1)	9381.20	1466.84	164.22	.99 LAG
22	.91 (108.8)	8802.22	937.04	163.41	.99 LAG
23	.90 (107.9)	8706.31	859.95	162.84	1.00 LAG
24	.90 (107.8)	2722.79	592.86	51.92	.98 LAG
25	.89 (107.1)	5940.03	1197.98	113.63	.98 LAG
26	.89 (106.8)	1131.70	49.09	21.29	1.00 LAG
27	.89 (106.4)	924.96	395.87	18.98	.92 LAG
28	.89 (106.3)	921.72	395.03	18.94	.92 LAG
29	.89 (106.3)	372.60	180.39	7.82	.90 LAG
30	.88 (105.9)	545.02	212.82	11.09	.93 LAG
31	.88 (105.8)	495.19	175.29	9.97	.94 LAG
32	.88 (105.6)	380.11	119.20	7.58	.95 LAG
33	.88 (105.5)	128.43	41.00	2.56	.95 LAG
34	.88 (105.5)	249.28	78.11	4.97	.95 LAG
35	.88 (105.5)	137.60	25.50	2.66	.98 LAG
36	.88 (105.5)	109.00	52.57	2.30	.90 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	14753.20	2434.50	250.21	.99 LAG
2	1.00 (119.9)	14750.53	2393.44	250.20	.99 LAG
3	1.00 (119.7)	14726.66	2373.48	250.15	.99 LAG
4	1.00 (119.7)	3071.79	1162.36	55.10	.94 LAG
5	1.00 (119.6)	3006.93	1105.53	53.77	.94 LAG
6	1.00 (119.6)	2607.21	805.57	45.82	.96 LAG
7	1.00 (119.6)	2467.04	662.44	42.90	.97 LAG
8	.99 (119.3)	1825.01	543.17	32.05	.96 LAG
9	.99 (119.2)	1339.33	511.46	24.15	.93 LAG
10	.99 (119.2)	605.89	197.05	10.73	.95 LAG
11	.99 (119.2)	454.84	182.43	8.26	.93 LAG
12	.99 (119.2)	158.80	98.22	3.15	.85 LAG
13	.99 (119.4)	11618.52	1179.38	196.43	.99 LAG
14	.99 (119.2)	11529.30	1120.62	195.07	1.00 LAG
15	.99 (118.8)	11488.28	1084.43	195.02	1.00 LAG
16	.99 (118.7)	1779.59	861.28	33.44	.90 LAG
17	.99 (118.6)	9690.89	1385.31	165.71	.99 LAG
18	.99 (118.3)	9604.46	1315.04	164.61	.99 LAG
19	.98 (118.1)	9506.13	2108.05	165.62	.98 LAG
20	.98 (117.9)	9481.17	2087.49	165.31	.98 LAG

Press "RETURN" for more.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
21	.97 (116.0)	9308.35	1926.16	164.57	.98 LAG
22	.90 (108.4)	8727.22	1394.31	163.74	.99 LAG
23	.90 (107.5)	8631.25	1317.09	163.17	.99 LAG
24	.89 (107.4)	2701.32	346.13	50.94	.99 LAG
25	.89 (106.6)	5885.27	1892.20	116.47	.95 LAG
26	.89 (106.3)	1121.25	47.90	21.19	1.00 LAG
27	.88 (105.9)	916.74	391.53	18.90	.92 LAG
28	.88 (105.8)	913.52	390.70	18.86	.92 LAG
29	.88 (105.8)	369.27	178.44	7.79	.90 LAG
30	.88 (105.4)	540.26	210.52	11.04	.93 LAG
31	.88 (105.3)	490.63	173.20	9.92	.94 LAG
32	.88 (105.1)	376.60	117.74	7.54	.95 LAG
33	.88 (105.0)	127.25	40.51	2.55	.95 LAG
34	.88 (105.0)	247.00	77.17	4.95	.95 LAG
35	.88 (105.0)	136.33	25.16	2.65	.98 LAG
36	.88 (105.0)	108.00	51.97	2.29	.90 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	2465.02	1347.34	47.01	.88 LAG
2	1.00 (120.0)	2457.99	1261.15	46.24	.89 LAG
28	1.00 (119.6)	1959.45	1006.11	36.97	.89 LAG
29	1.00 (119.6)	803.37	389.26	14.99	.90 LAG
37	1.00 (119.6)	489.71	249.58	9.23	.89 LAG
38	.99 (119.3)	207.07	113.98	3.98	.88 LAG
39	.99 (119.2)	97.72	48.37	1.84	.90 LAG
30	.99 (118.8)	1146.47	609.98	21.94	.88 LAG
31	.99 (118.6)	1049.79	536.82	19.96	.89 LAG
32	.98 (118.0)	803.38	415.00	15.38	.89 LAG
33	.98 (118.0)	272.71	178.91	5.55	.84 LAG
34	.98 (118.0)	527.44	235.71	9.83	.91 LAG
35	.98 (117.9)	291.59	219.18	6.21	.80 LAG
36	.98 (117.9)	232.75	112.99	4.41	.90 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	2461.00	1138.22	45.37	.91 LAG
2	1.00 (120.0)	2459.33	1164.63	45.55	.90 LAG
28	1.00 (119.6)	1960.96	909.60	36.28	.91 LAG
29	1.00 (119.6)	803.54	389.34	14.99	.90 LAG
37	1.00 (119.6)	489.73	249.59	9.23	.89 LAG
38	.99 (119.3)	207.07	113.99	3.98	.88 LAG
39	.99 (119.2)	97.73	48.37	1.84	.90 LAG
30	.99 (118.9)	1148.19	513.79	21.24	.91 LAG
31	.99 (118.7)	1051.57	440.71	19.29	.92 LAG
32	.98 (118.2)	805.12	319.05	14.72	.93 LAG
33	.98 (118.1)	273.27	179.28	5.56	.84 LAG
34	.98 (118.1)	528.66	139.45	9.30	.97 LAG
35	.98 (118.0)	292.23	219.65	6.22	.80 LAG
36	.98 (118.1)	233.32	16.46	3.98	1.00 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	2466.13	1137.98	45.45	.91 LAG
2	1.00 (120.0)	2459.75	1065.55	44.87	.92 LAG
28	1.00 (119.7)	1961.05	909.64	36.28	.91 LAG
29	1.00 (119.6)	803.64	389.42	14.99	.90 LAG
37	1.00 (119.7)	490.23	150.77	8.61	.96 LAG
38	1.00 (119.4)	207.46	15.17	3.50	1.00 LAG
39	.99 (119.4)	97.98	48.49	1.84	.90 LAG
30	.99 (118.9)	1148.22	513.79	21.24	.91 LAG
31	.99 (118.7)	1051.60	440.72	19.29	.92 LAG
32	.98 (118.2)	805.15	319.06	14.72	.93 LAG
33	.98 (118.1)	273.28	179.28	5.56	.84 LAG
34	.98 (118.1)	528.68	139.45	9.30	.97 LAG
35	.98 (118.0)	292.24	219.66	6.22	.80 LAG
36	.98 (118.1)	233.33	16.46	3.98	1.00 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	2462.32	928.86	44.04	.94 LAG
2	1.00 (120.0)	2461.30	968.76	44.27	.93 LAG
28	1.00 (119.7)	1962.72	812.91	35.65	.92 LAG
29	1.00 (119.6)	803.82	389.50	15.00	.90 LAG
37	1.00 (119.7)	490.26	150.78	8.61	.96 LAG
38	1.00 (119.4)	207.47	15.17	3.50	1.00 LAG
39	.99 (119.4)	97.98	48.49	1.84	.90 LAG
30	.99 (119.0)	1150.06	417.33	20.65	.94 LAG
31	.99 (118.8)	1053.47	344.31	18.74	.95 LAG
32	.99 (118.3)	806.92	222.73	14.21	.96 LAG
33	.99 (118.2)	273.84	179.65	5.56	.84 LAG
34	.99 (118.2)	529.87	42.75	9.03	1.00 LAG
35	.98 (118.2)	292.95	123.19	5.40	.92 LAG
36	.99 (118.2)	233.85	16.50	3.98	1.00 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	3086.23	1317.65	56.15	.92 LAG
2	1.00 (120.0)	3083.17	1314.61	56.10	.92 LAG
41	1.00 (119.9)	3079.00	1313.34	56.05	.92 LAG
42	.99 (119.4)	791.76	384.04	14.80	.90 LAG
43	.99 (118.5)	2257.38	1353.23	44.61	.86 LAG
44	.99 (118.4)	1008.47	624.67	20.12	.85 LAG
45	.98 (118.2)	1243.07	725.78	24.45	.86 LAG
46	.98 (118.2)	928.39	573.13	18.54	.85 LAG
47	.98 (118.1)	213.75	132.04	4.27	.85 LAG
48	.98 (118.1)	711.64	441.01	14.23	.85 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	3087.96	898.96	53.82	.96 LAG
2	1.00 (120.0)	3083.41	864.92	53.60	.96 LAG
41	1.00 (119.9)	3079.47	863.89	53.55	.96 LAG
42	.99 (119.4)	791.79	383.98	14.80	.90 LAG
43	.99 (118.5)	2257.74	1353.18	44.61	.86 LAG
44	.99 (118.4)	1008.65	624.67	20.12	.85 LAG
45	.99 (118.2)	1243.24	725.73	24.45	.86 LAG
46	.98 (118.2)	928.56	573.13	18.54	.85 LAG
47	.98 (118.2)	213.79	132.04	4.27	.85 LAG
48	.98 (118.1)	711.77	441.00	14.23	.85 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	3087.45	271.07	51.86	1.00 LAG
2	1.00 (120.0)	3084.79	276.21	51.83	1.00 LAG
41	1.00 (120.0)	3081.05	275.65	51.78	1.00 LAG
42	1.00 (119.4)	792.13	384.18	14.80	.90 LAG
43	.99 (118.7)	2263.07	769.07	40.42	.95 LAG
44	.99 (118.7)	1010.79	626.10	20.12	.85 LAG
45	.99 (118.5)	1246.48	727.66	24.47	.86 LAG
46	.99 (118.4)	930.52	574.43	18.54	.85 LAG
47	.99 (118.4)	214.15	132.26	4.27	.85 LAG
48	.99 (118.4)	713.19	441.94	14.23	.85 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	3092.78	270.81	51.95	1.00 LAG
2	1.00 (120.0)	3085.41	177.59	51.72	1.00 LAG
41	1.00 (120.0)	3081.41	176.71	51.67	1.00 LAG
42	1.00 (119.4)	792.16	384.19	14.80	.90 LAG
43	.99 (118.8)	2264.17	670.87	39.92	.96 LAG
44	.99 (118.7)	1011.26	625.85	20.12	.85 LAG
45	.99 (118.5)	1247.36	629.96	23.68	.89 LAG
46	.99 (118.5)	931.13	476.76	17.73	.89 LAG
47	.99 (118.5)	214.32	132.21	4.27	.85 LAG
48	.99 (118.4)	713.78	344.46	13.44	.90 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	3087.97	61.74	51.68	1.00 LAG
2	1.00 (120.0)	3085.91	79.62	51.66	1.00 LAG
41	1.00 (120.0)	3081.99	78.87	51.61	1.00 LAG
42	1.00 (119.4)	792.20	384.20	14.81	.90 LAG
43	.99 (118.8)	2265.04	573.37	39.49	.97 LAG
44	.99 (118.8)	1011.66	626.12	20.12	.85 LAG
45	.99 (118.6)	1248.03	532.78	22.98	.92 LAG
46	.99 (118.5)	931.49	379.43	17.04	.93 LAG
47	.99 (118.5)	214.42	34.80	3.68	.99 LAG
48	.99 (118.5)	714.05	344.53	13.44	.90 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	1.00 (120.0)	3086.47	271.11	51.85	1.00 LAG
2	1.00 (120.0)	3086.52	333.51	51.95	.99 LAG
41	1.00 (120.0)	3082.51	332.45	51.90	.99 LAG
42	1.00 (119.4)	792.10	384.17	14.80	.90 LAG
43	.99 (118.9)	2266.37	377.92	38.81	.99 LAG
44	.99 (118.8)	1012.04	430.70	18.59	.92 LAG
45	.99 (118.6)	1248.81	533.64	22.99	.92 LAG
46	.99 (118.6)	931.90	379.97	17.04	.93 LAG
47	.99 (118.6)	214.47	34.78	3.68	.99 LAG
48	.99 (118.6)	714.36	345.05	13.44	.90 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	.99 (119.0)	2910.63	1785.43	57.61	.85 LAG
2	.99 (119.0)	2907.64	1784.15	57.56	.85 LAG
49	.99 (119.0)	2903.66	1784.15	57.53	.85 LAG
50	.99 (118.9)	1212.42	752.71	24.10	.85 LAG
51	.99 (118.9)	1074.00	666.51	21.34	.85 LAG
52	.99 (118.9)	613.31	364.00	12.04	.86 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	.99 (119.1)	2914.14	1488.87	55.18	.89 LAG
2	.99 (119.1)	2911.21	1489.78	55.14	.89 LAG
49	.99 (119.0)	2907.30	1487.73	55.09	.89 LAG
50	.99 (119.0)	1214.01	457.22	21.89	.94 LAG
51	.99 (119.0)	1075.28	665.89	21.34	.85 LAG
52	.99 (119.0)	614.12	363.73	12.04	.86 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	.99 (119.1)	2914.27	1391.53	54.44	.90 LAG
2	.99 (119.1)	2911.32	1391.60	54.40	.90 LAG
49	.99 (119.1)	2907.30	1390.28	54.35	.90 LAG
50	.99 (119.0)	1214.17	457.62	21.89	.94 LAG
51	.99 (119.0)	1075.40	666.46	21.34	.85 LAG
52	.99 (119.0)	614.10	265.56	11.29	.92 LAG

Press "RETURN" to continue.

SYSTEM VOLTAGE PROFILE AND 3-PHASE LOAD FLOW

NODE	VOLTAGE	KW	KVAR	AMPS	POWER FACTOR
1	.99 (119.2)	2916.52	1095.96	52.49	.94 LAG
2	.99 (119.2)	2913.58	1096.73	52.44	.94 LAG
49	.99 (119.2)	2909.72	1094.89	52.39	.94 LAG
50	.99 (119.1)	1215.12	457.47	21.89	.94 LAG
51	.99 (119.1)	1076.28	371.15	19.19	.95 LAG
52	.99 (119.1)	614.58	265.52	11.28	.92 LAG

Press "RETURN" to continue.

ANEXO B

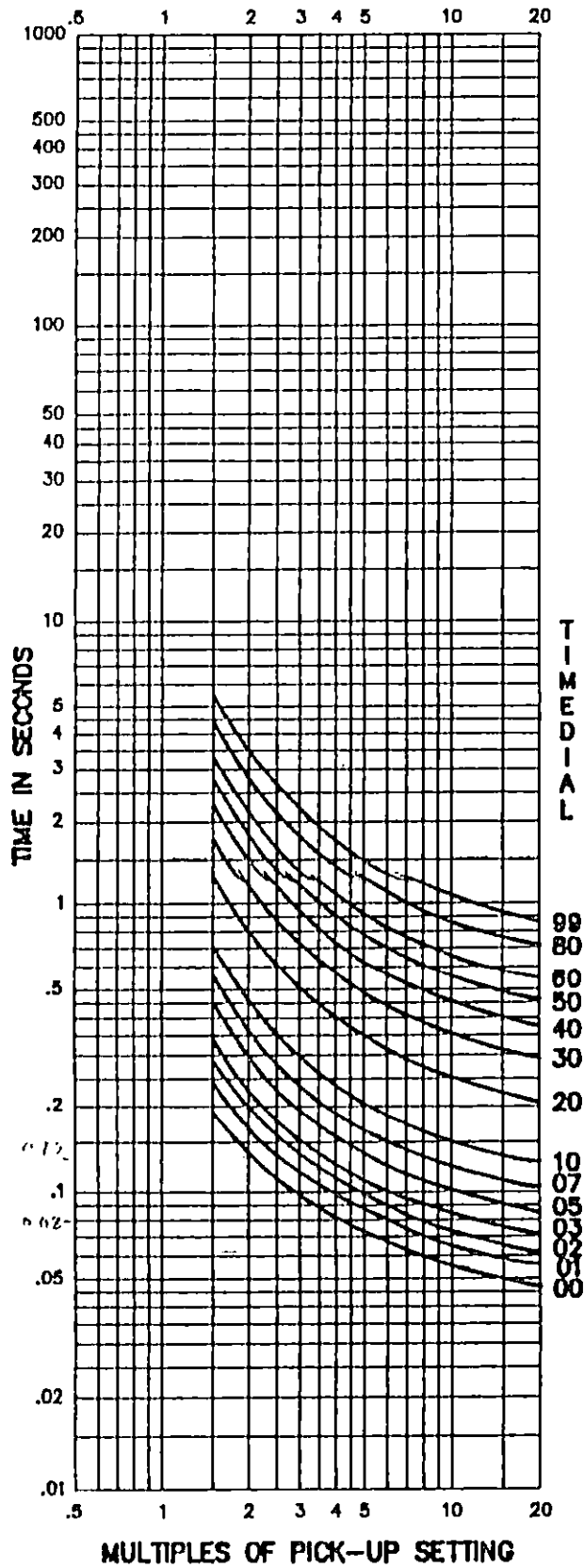
CURVAS CARACTERISTICAS:

RELEVADORES.

RECONECTADORES.

FUSIBLES.

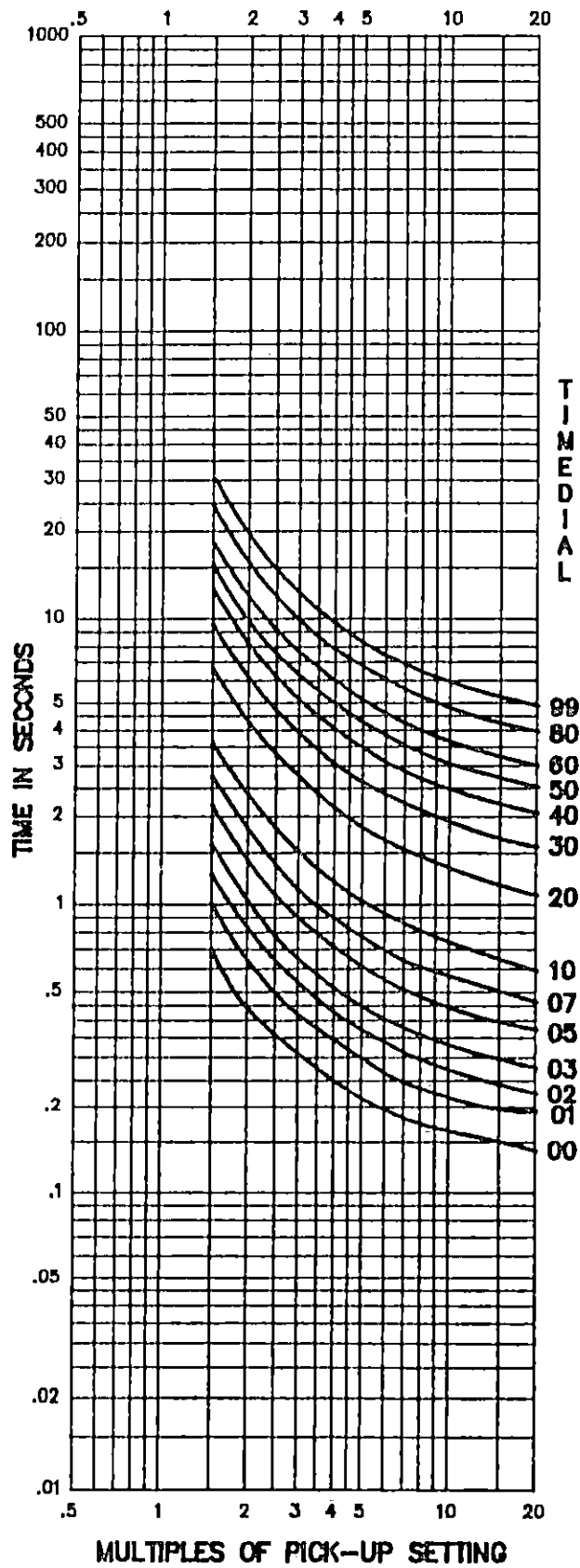
BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R



BE1-51
D427-002
1-23-90

Figure 1-5. Timing Type B1: Short Inverse
(Drawing No. 99-0932)

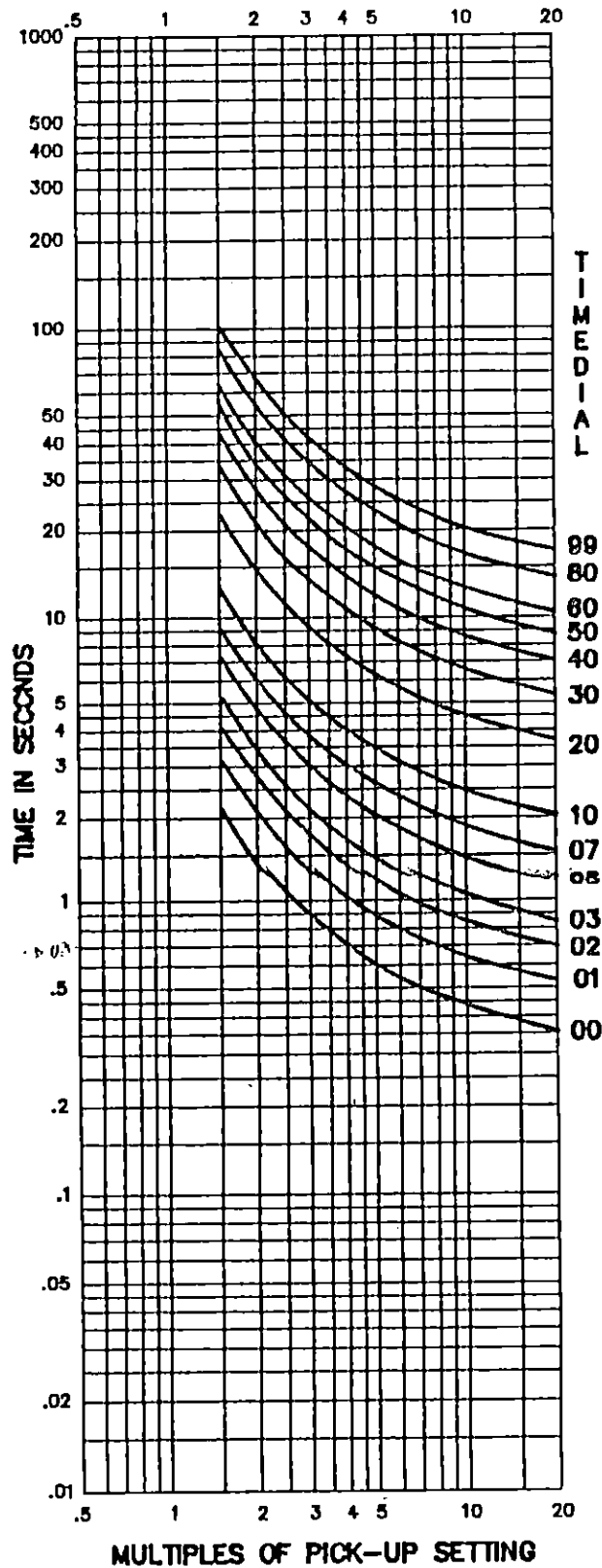
BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R



BE1-51
D425-004
1-23-80

Figure 1-6. Timing Type B1: Short Inverse with Extended Timing Range (Drawing No. 99-0944)

BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R



BE1-51
D427-003
1-23-80

Figure 1-7. Timing Type B2: Long Inverse
(Drawing No. 99-0931)

BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R

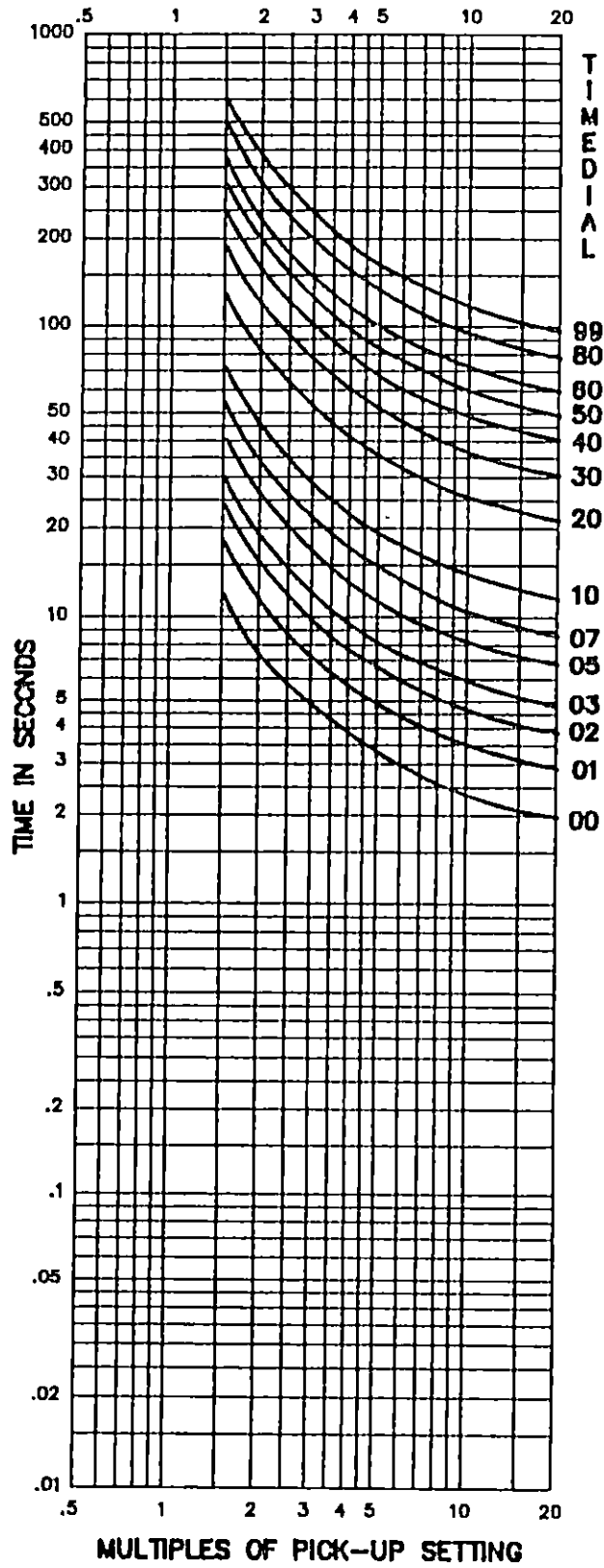


Figure 1-8. Timing Type B2: Long Inverse with Extended Timing Range (Drawing No. 99-0946)

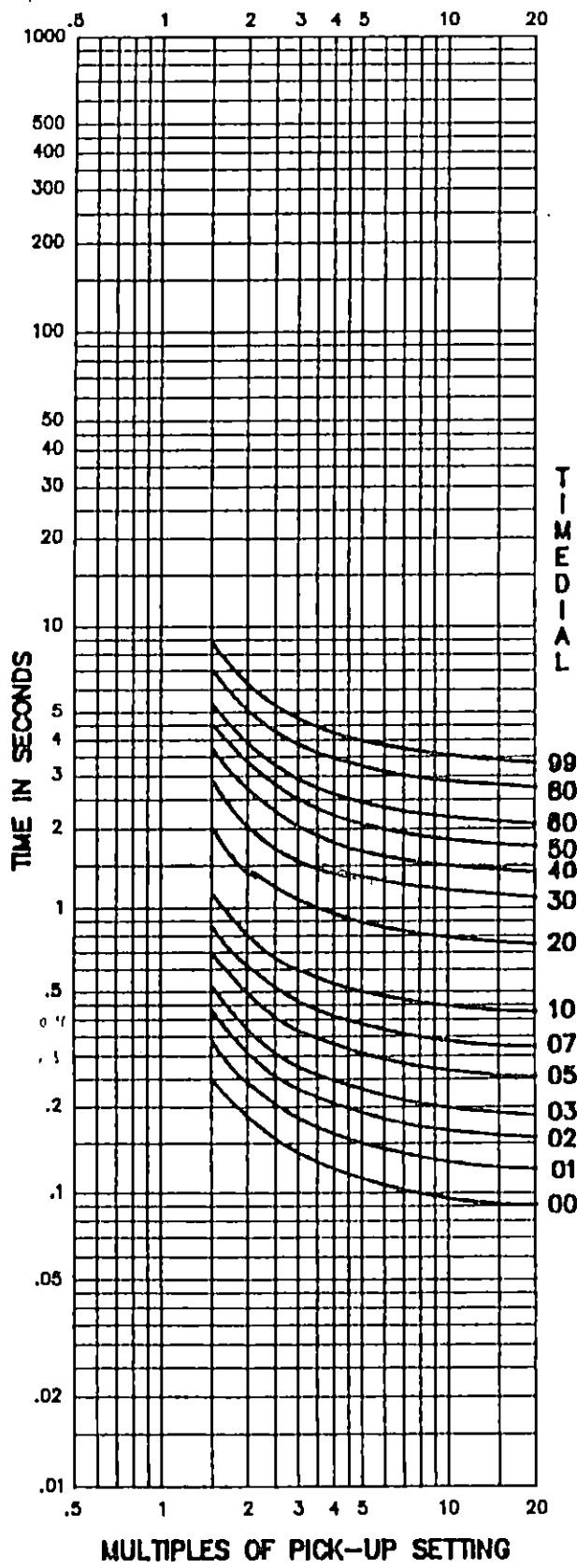
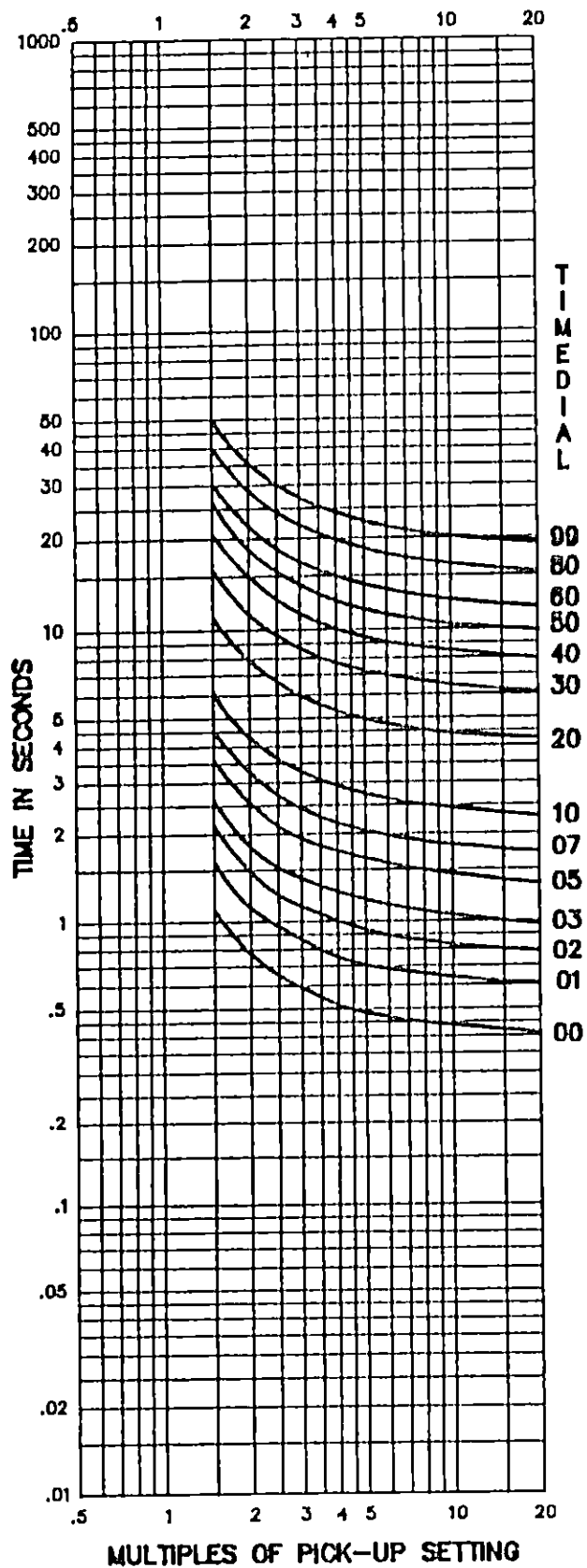


Figure 1-9. Timing Type B3: Definite Time
(Drawing No. 99-0933)

BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R



BE1-51
D426-002
1-23-90

Figure 1-10. Timing Type B3: Definite Time with Extended Timing Range (Drawing No. 99-0942)

BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R

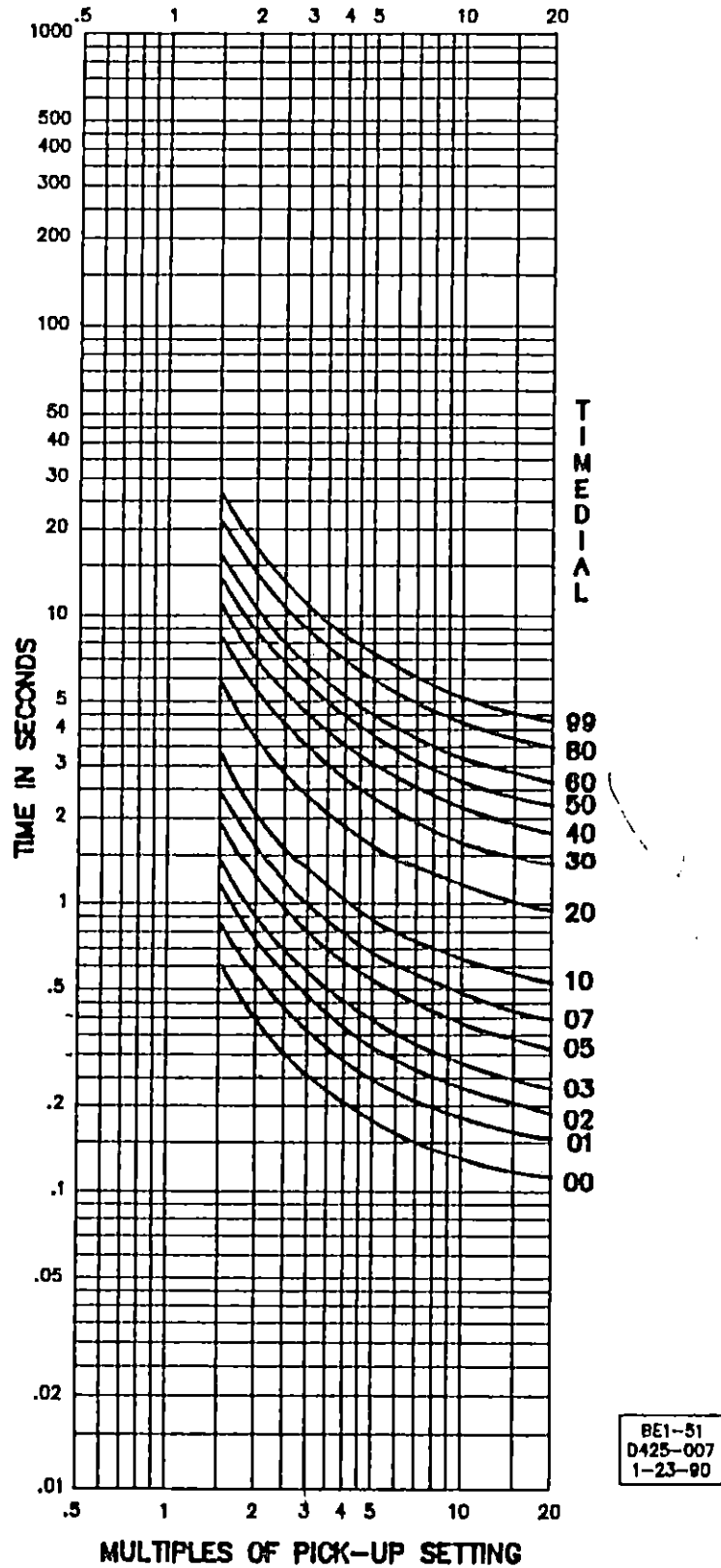


Figure 1-11. Timing Type B4: Moderately Inverse
(Drawing No. 99-0930)

BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R

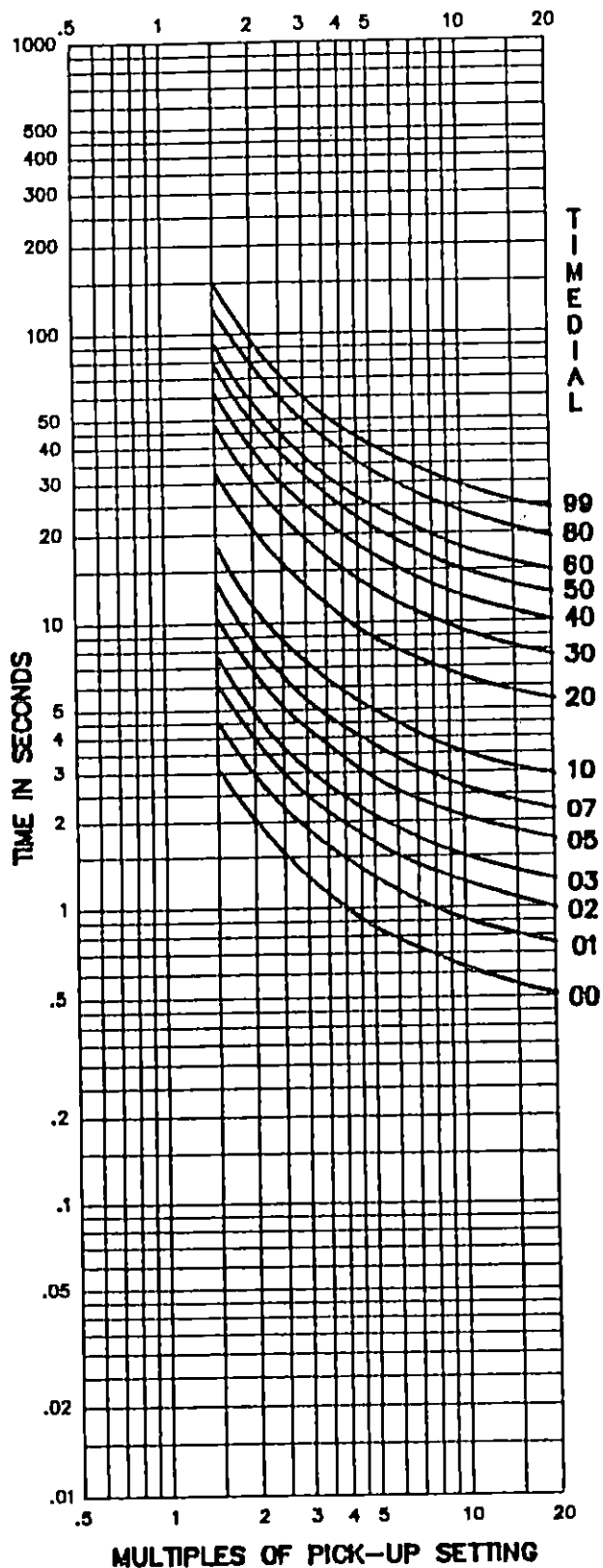
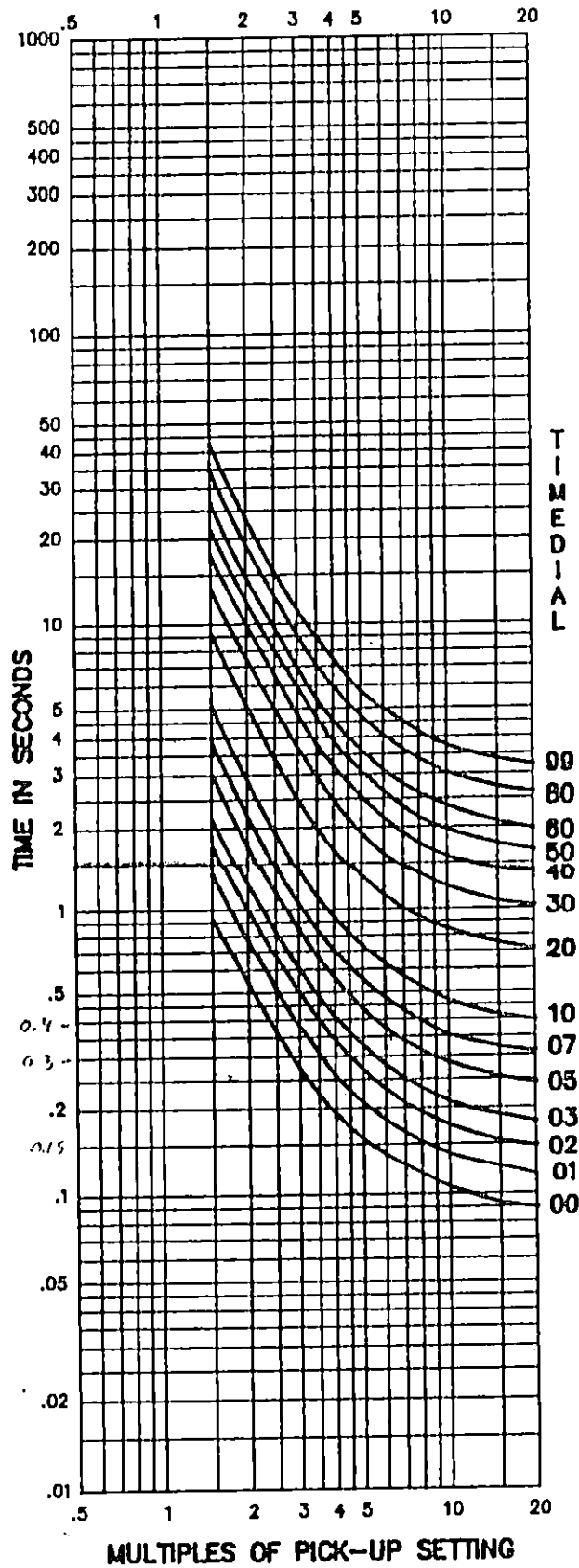


Figure 1-12. Timing Type B4: Moderately Inverse with Extended Timing Range (Drawing No. 99-0945)

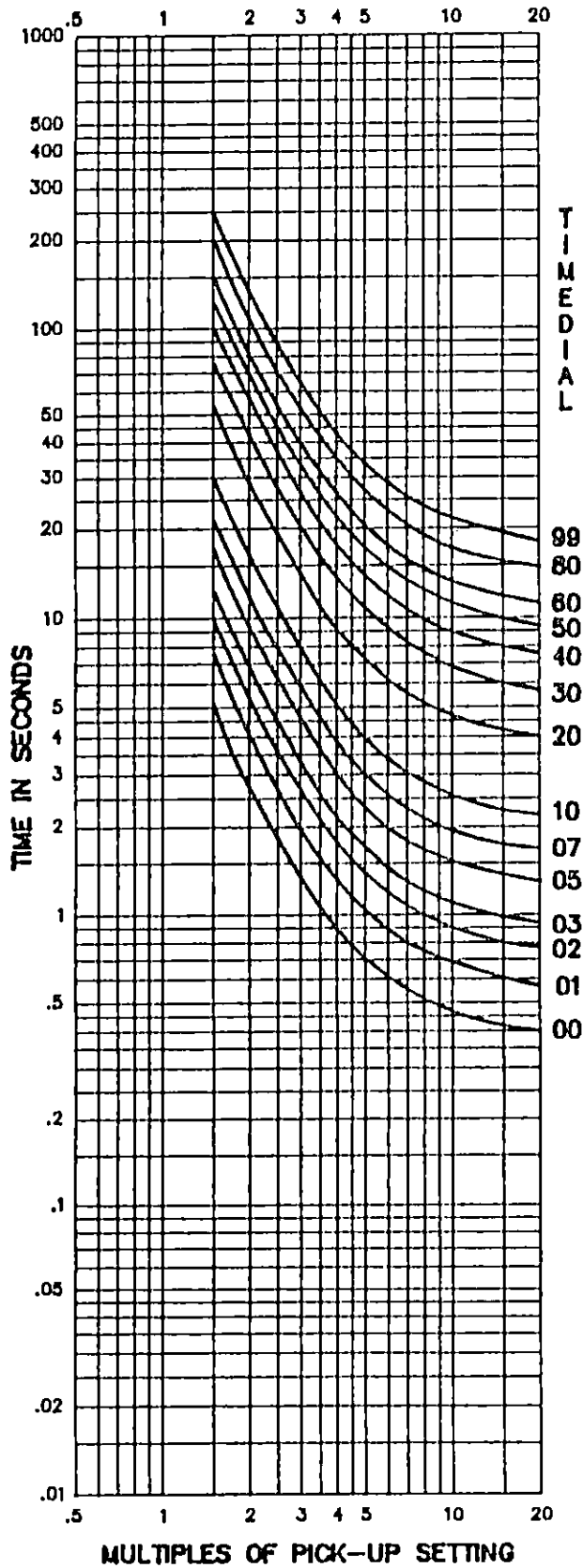
BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R



BE1-51
D425-006
1-23-90

Figure 1-13. Timing Type B5: Inverse
(Drawing No. 99-0929)

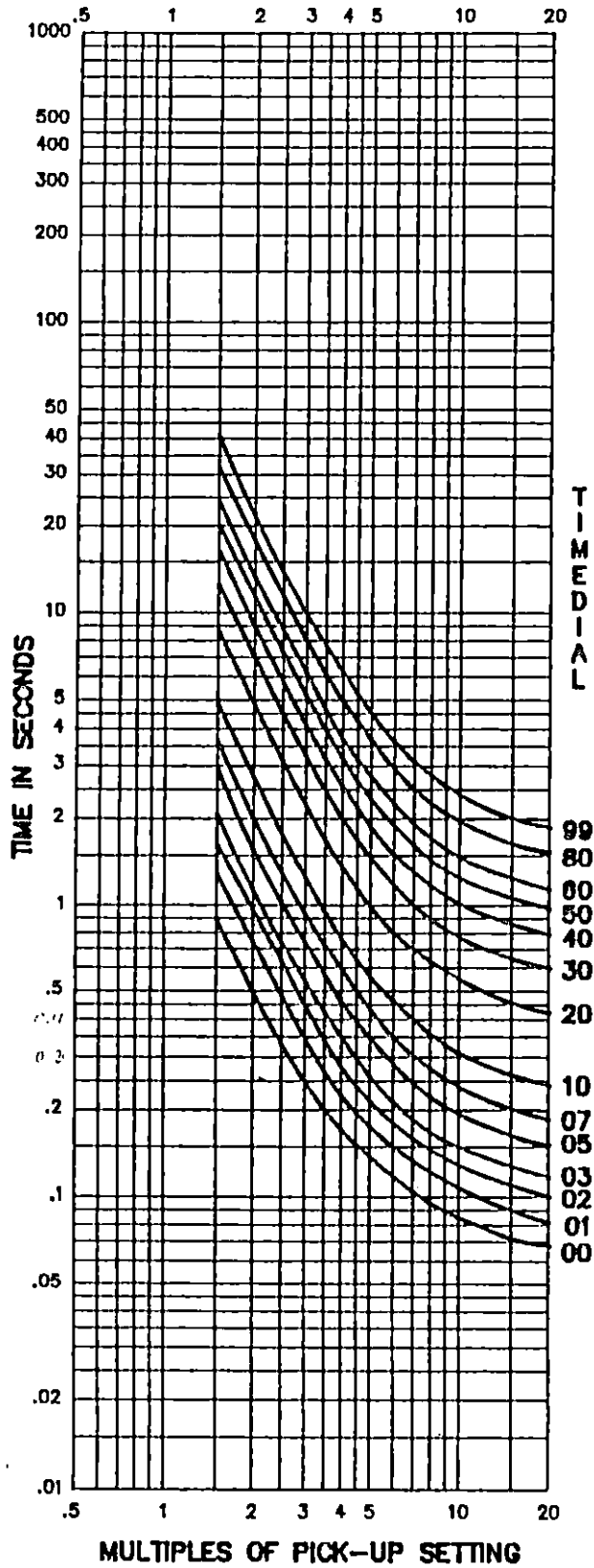
BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R



BE1-51
0428-005
1-23-90

Figure 1-14. Timing Type B5: Inverse with Extended Timing Range (Drawing No. 99-0943)

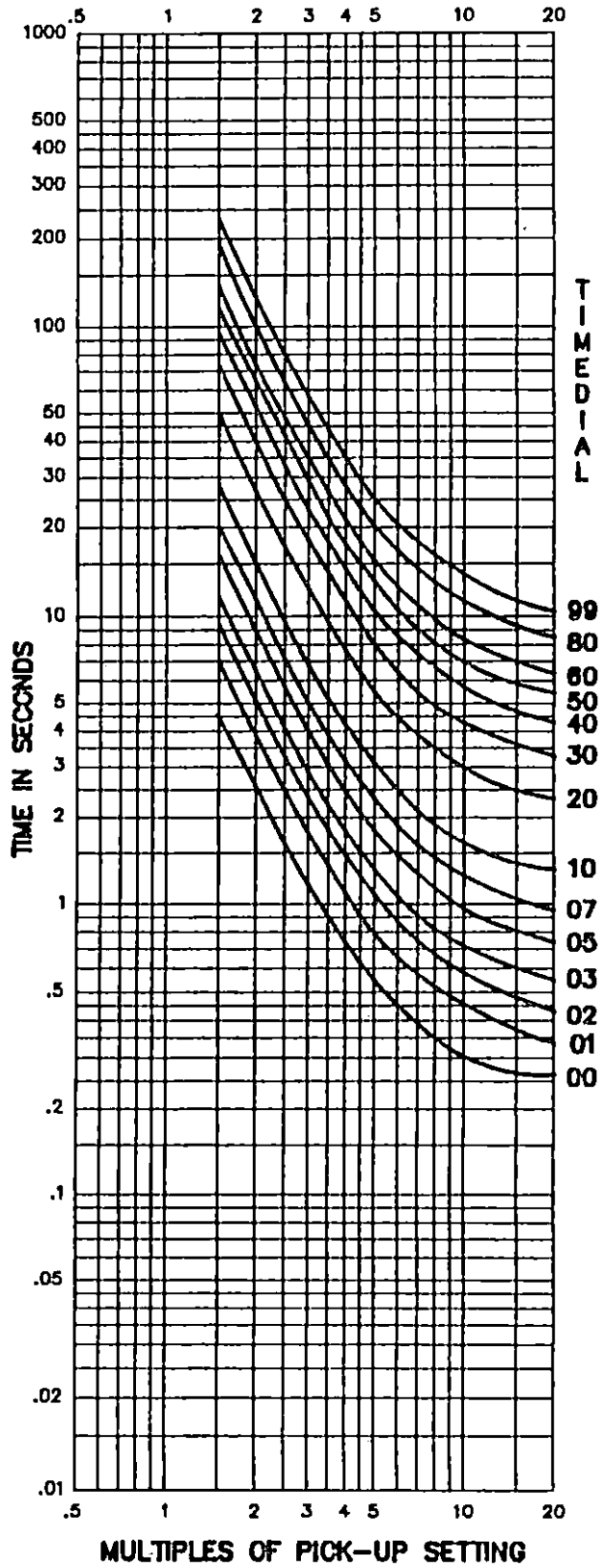
BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R



BE1-51
D426-004
1-23-80

Figure 1-15. Timing Type B6: Very Inverse
(Drawing No. 99-0928)

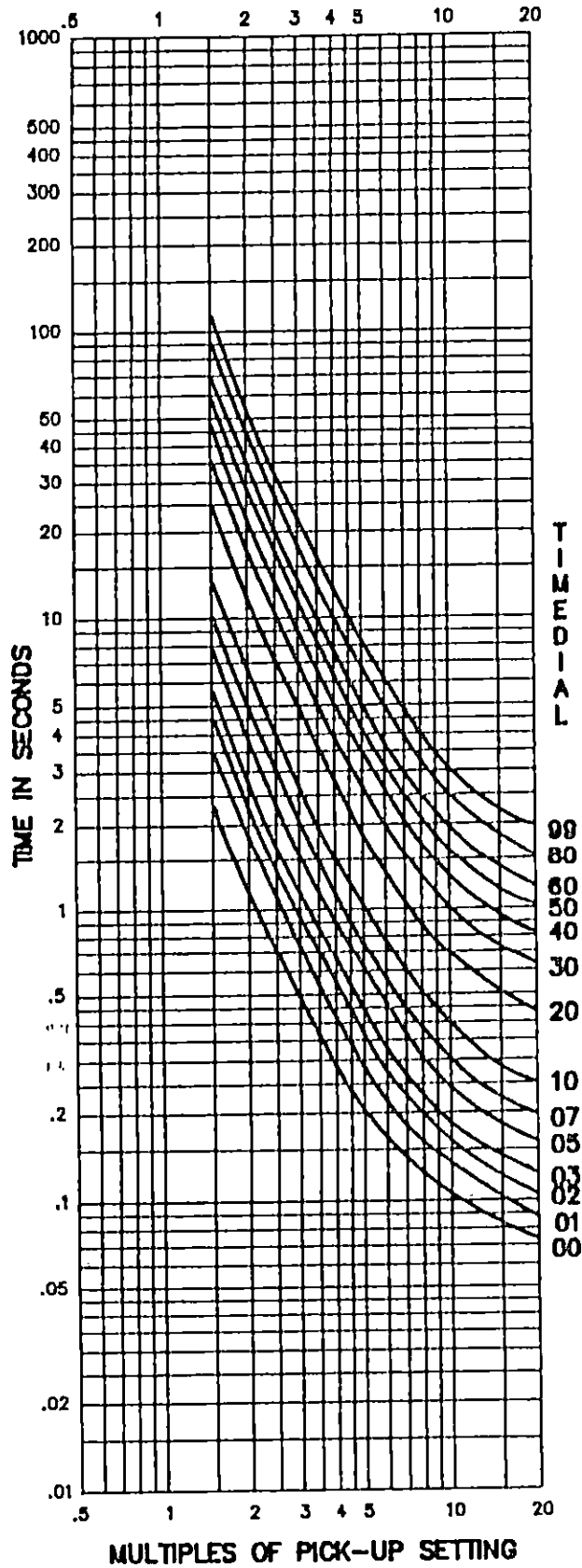
BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R



BE1-51
D430-003
1-23-00

Figure 1-16. Timing Type B6: Very Inverse with Extended Timing Range (Drawing No. 99-0941)

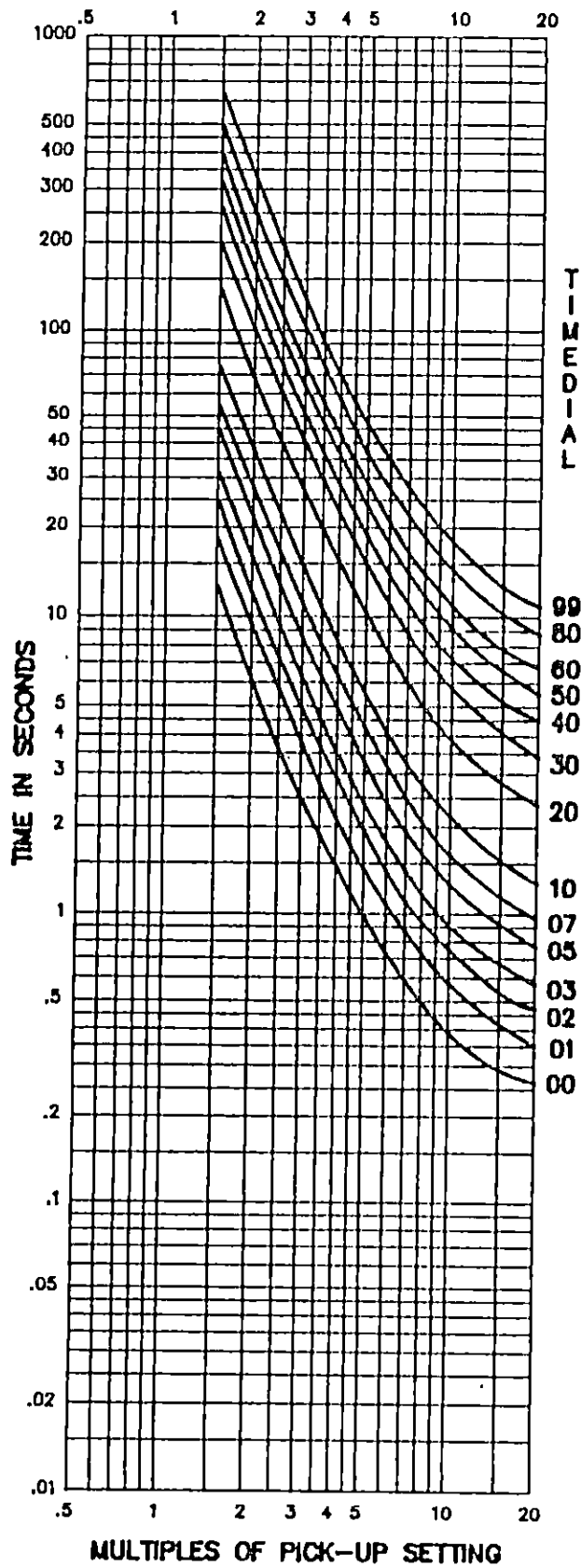
BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R



BE1-51
D426-001
1-23-90

Figure 1-17. Timing Type B7: Extremely Inverse
(Drawing No. 99-0927)

BE1-51, BE1-51/27C, BE1-51/27R



BE1-51
D430-004
1-23-90

Figure 1-18. Timing Type B7: Extremely Inverse with Extended Timing Range (Drawing No. 99-0940)

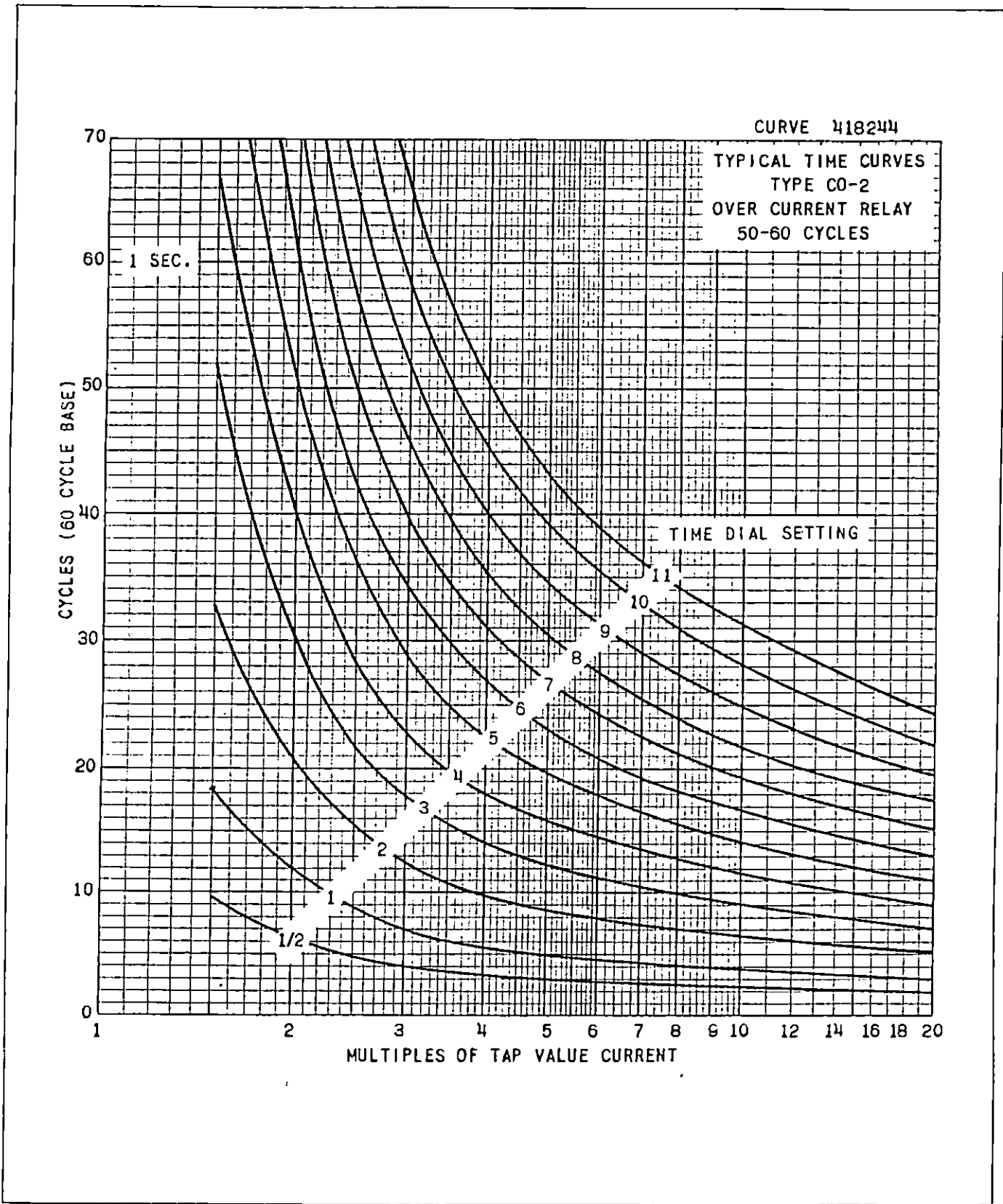


Fig. 7. Typical Time Curves of the Type CO-2 Relay.

CURVE 418245

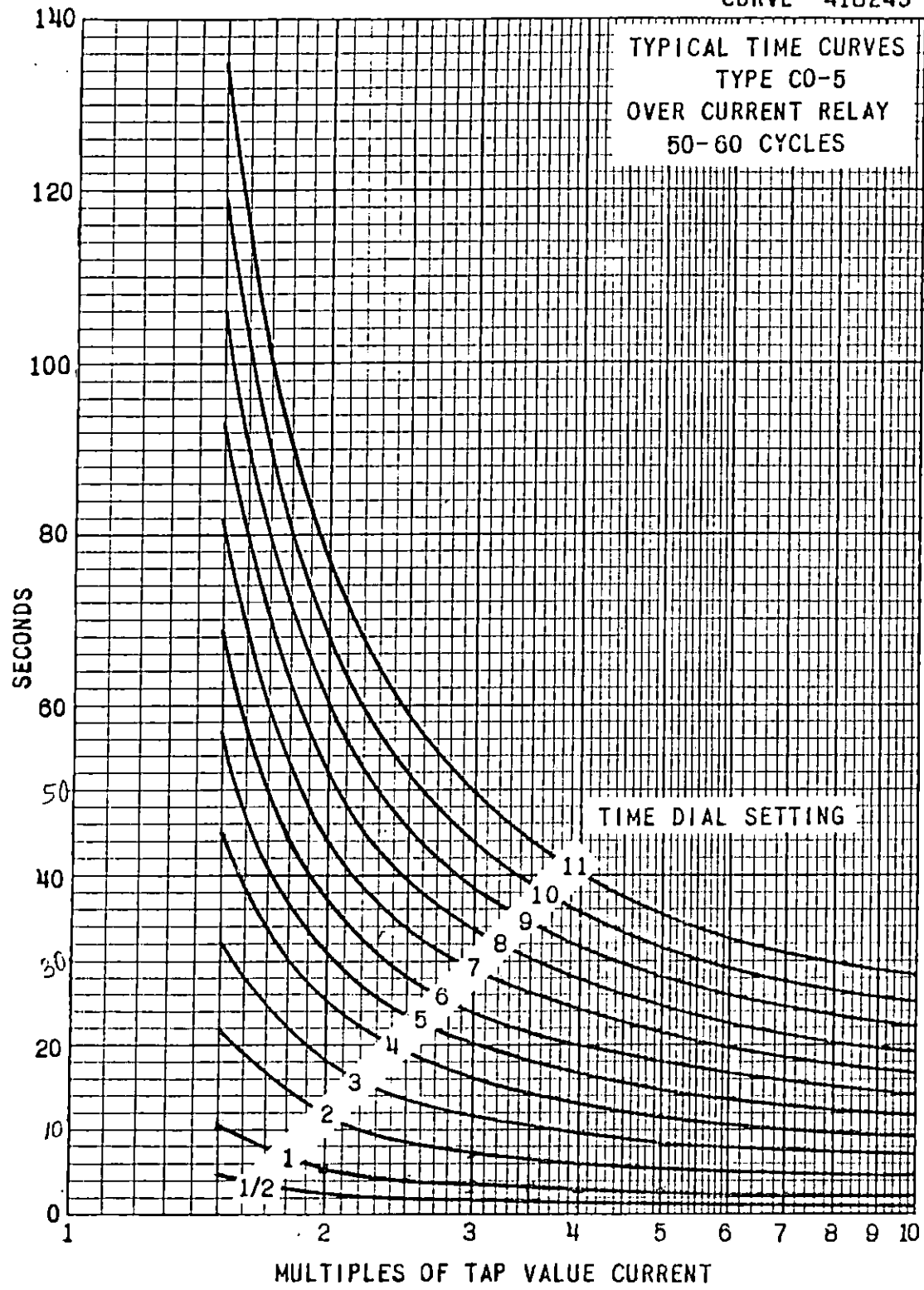


Fig. 8. Typical Time Curves of the Type CO-5 Relay.

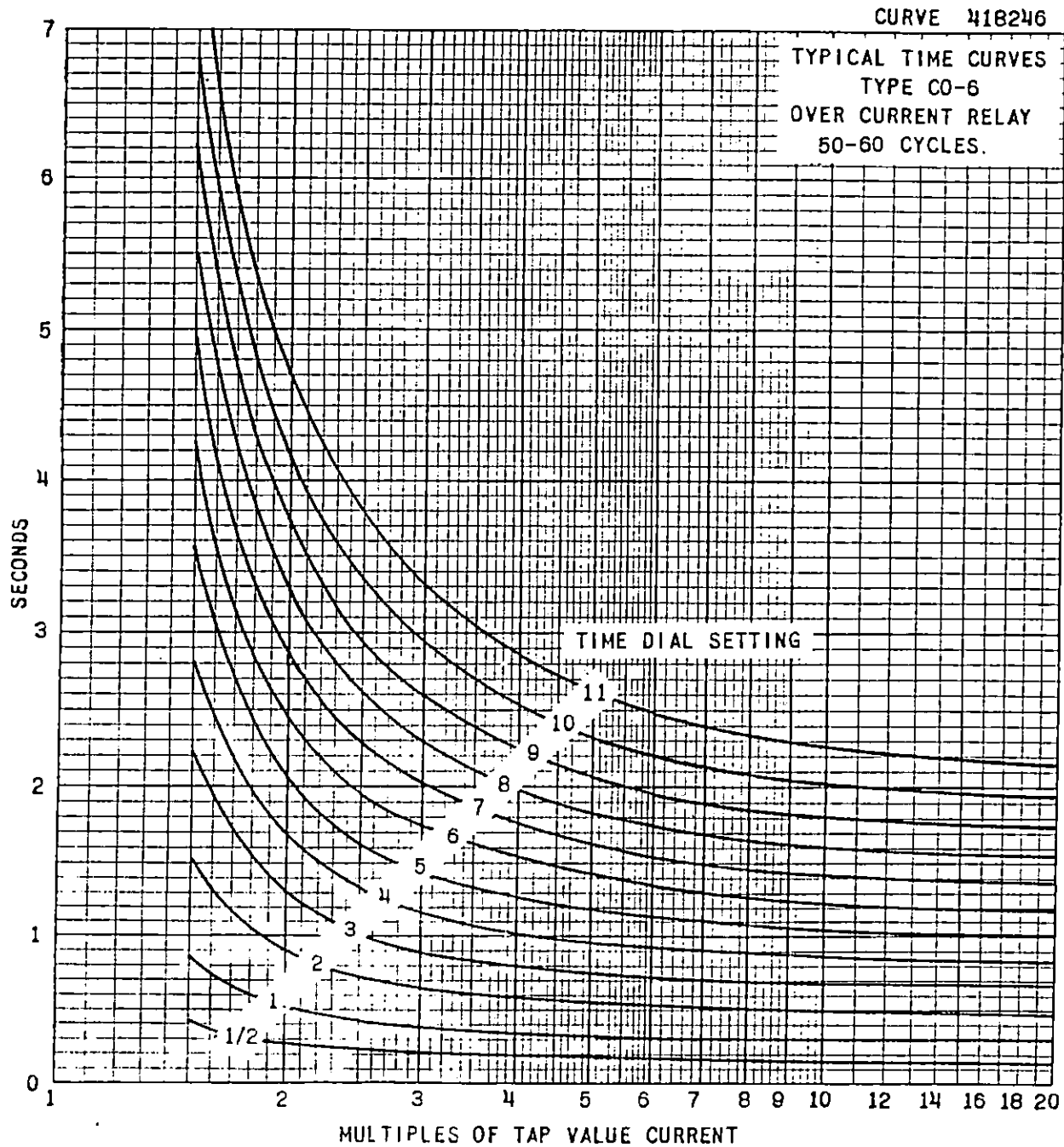


Fig. 9. Typical Time Curves of the Type CO-6 Relay.

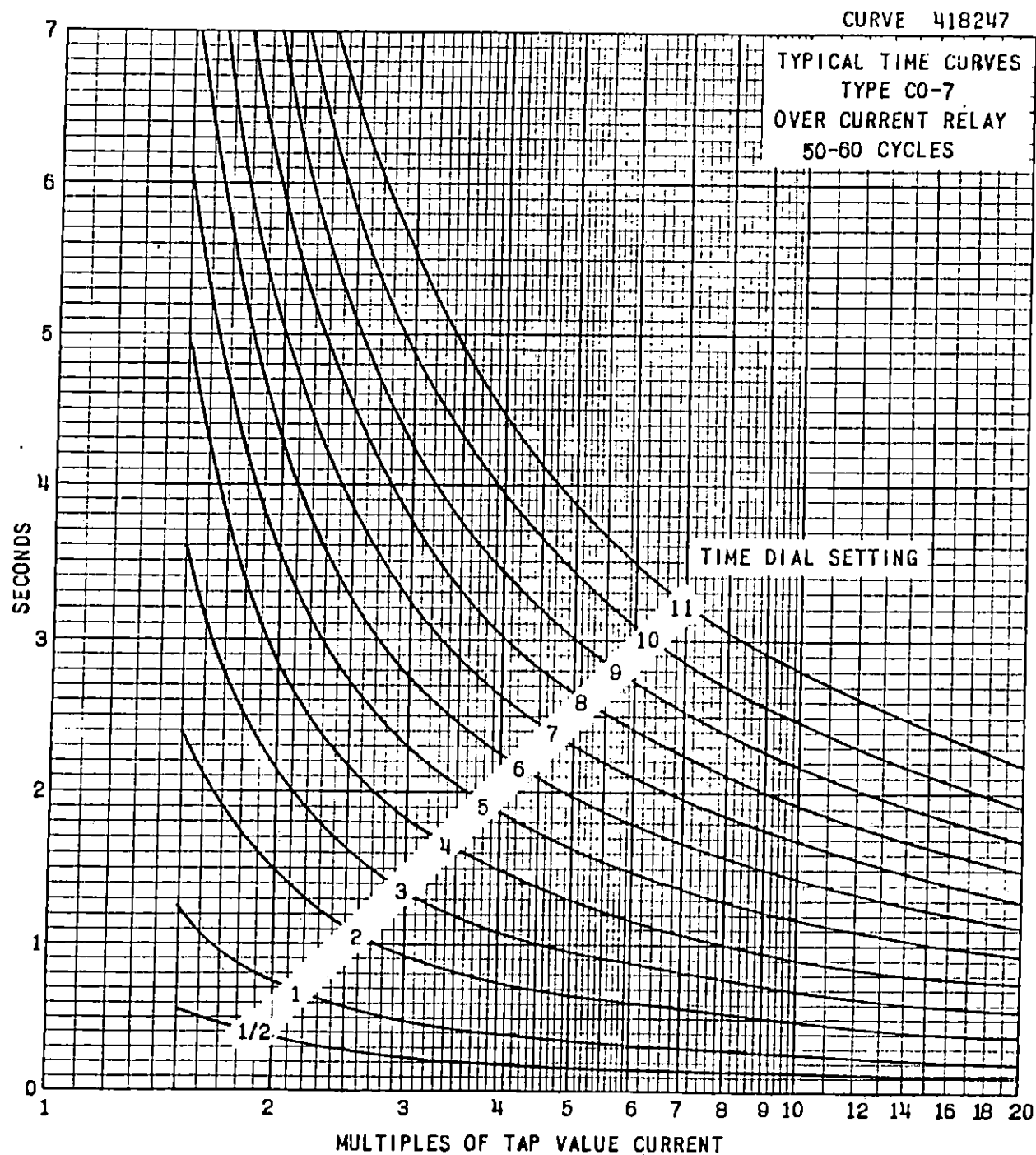


Fig. 10. Typical Time Curves of the Type CO-7 Relay.

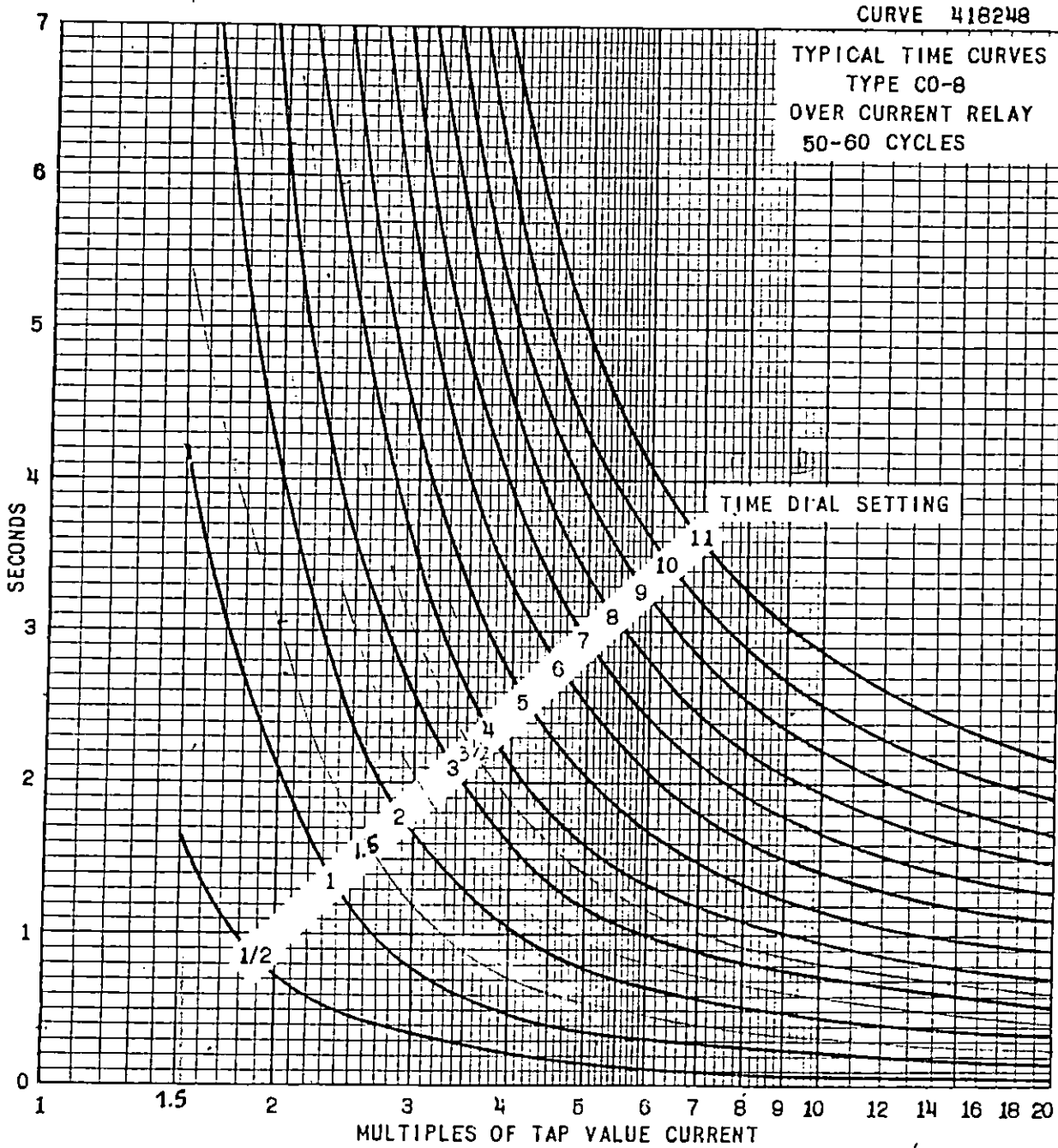


Fig. 11. Typical Time Curves of the Type CO-8 Relay.

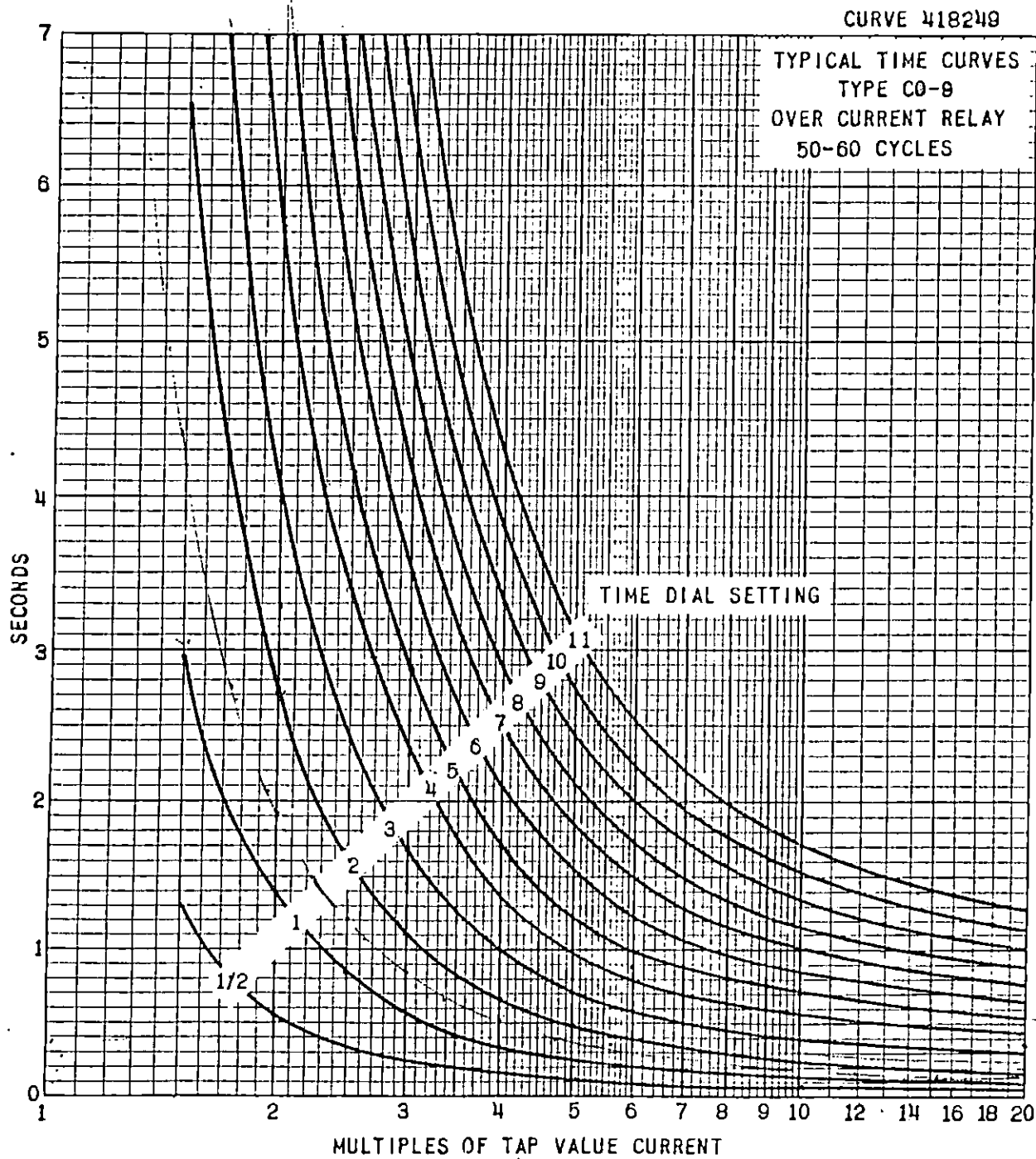
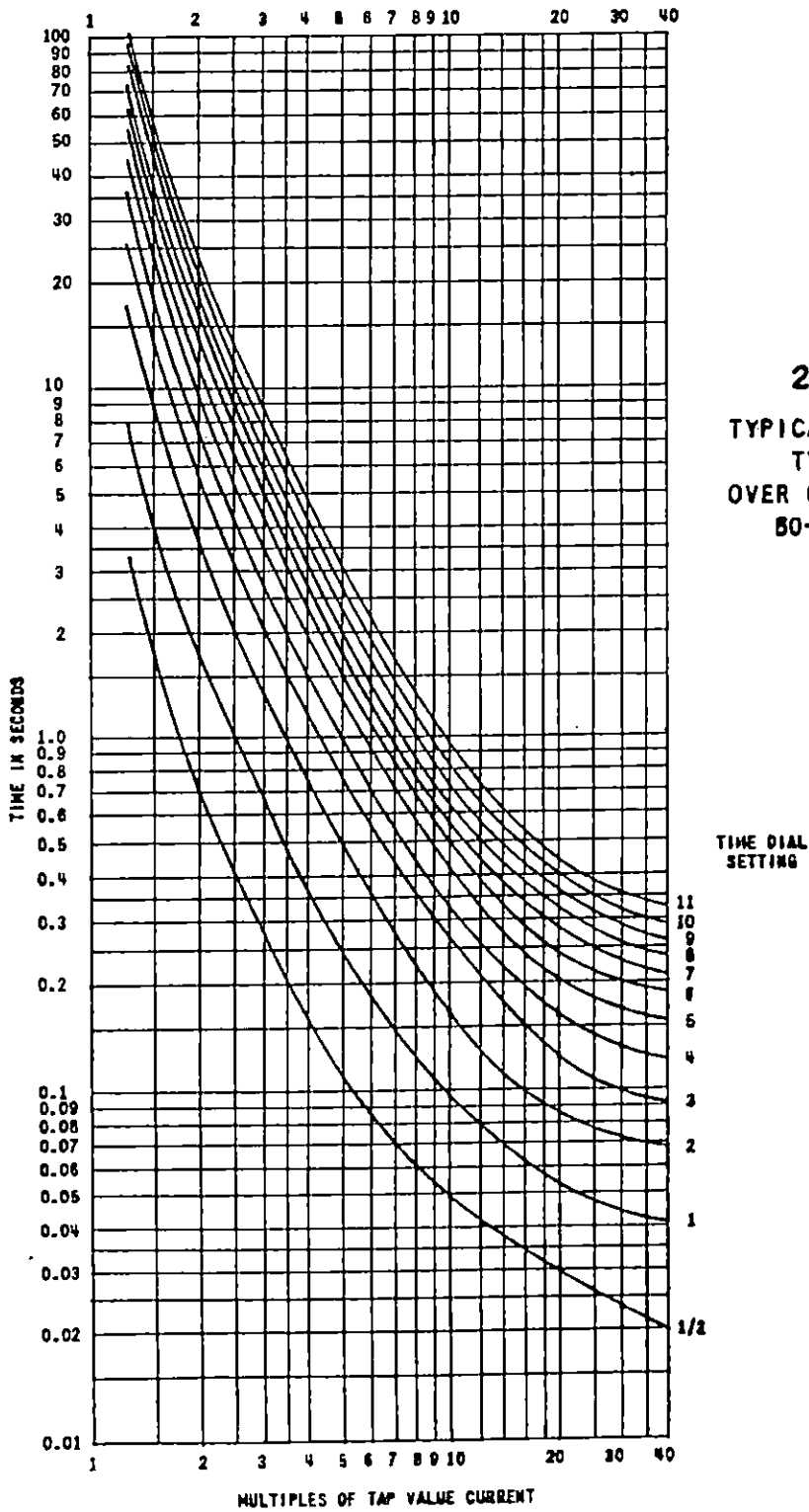


Fig. 12. Typical Time Curves of the Type CO-9 Relay.



288B655
TYPICAL TIME CURVES
TYPE CO-11
OVER CURRENT RELAY
50-60 CYCLES

TIME DIAL
 SETTING

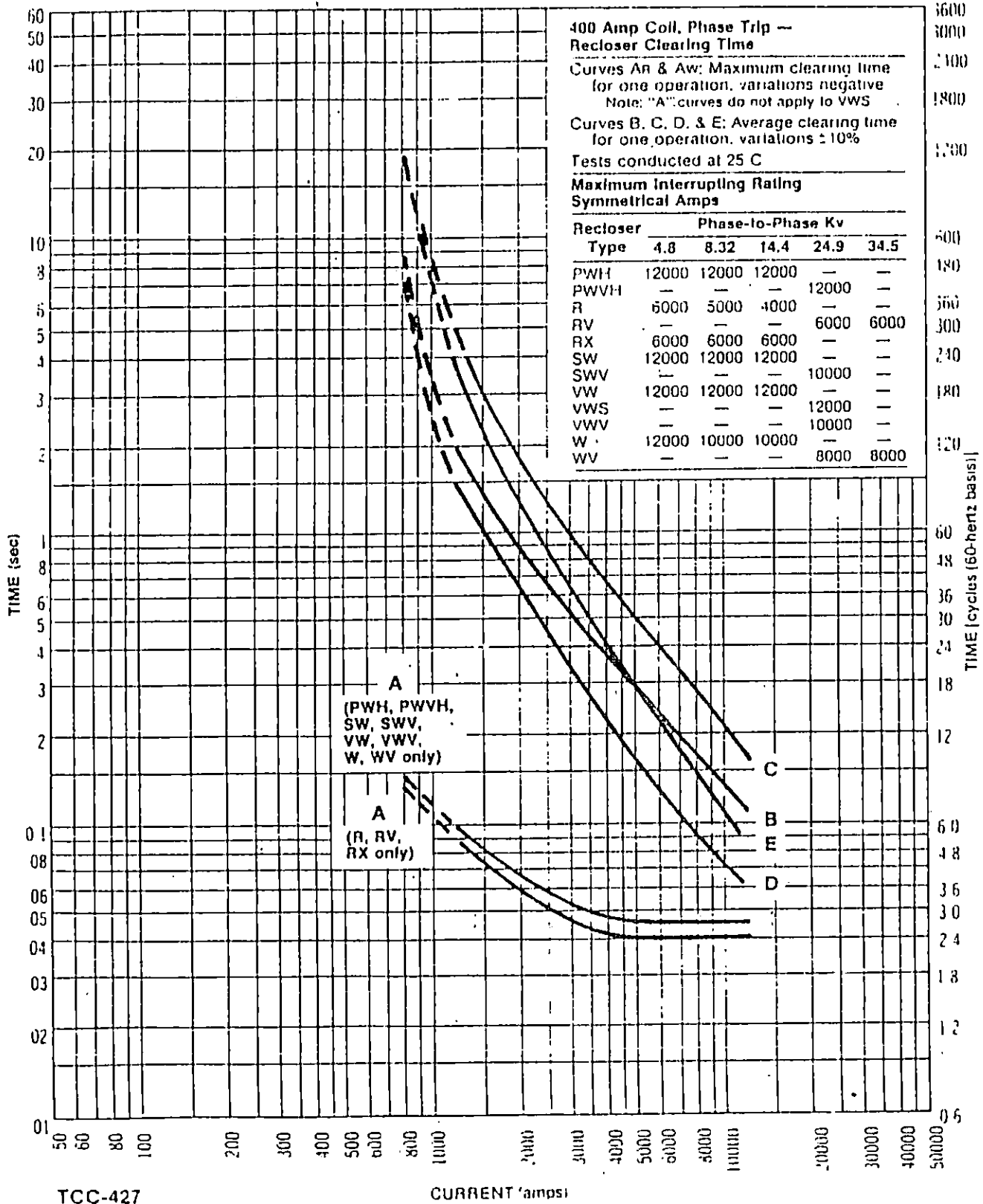
Fig. 13. Typical Time Curves of the Type CO-11 Relay.

Reclosers

Types PWH, PWHV, R, RV, RX, SW, SWV, VW, VWS, VWV, W, WV — Time-Current Curves

R280-91-6

Reference Data



TCC-427

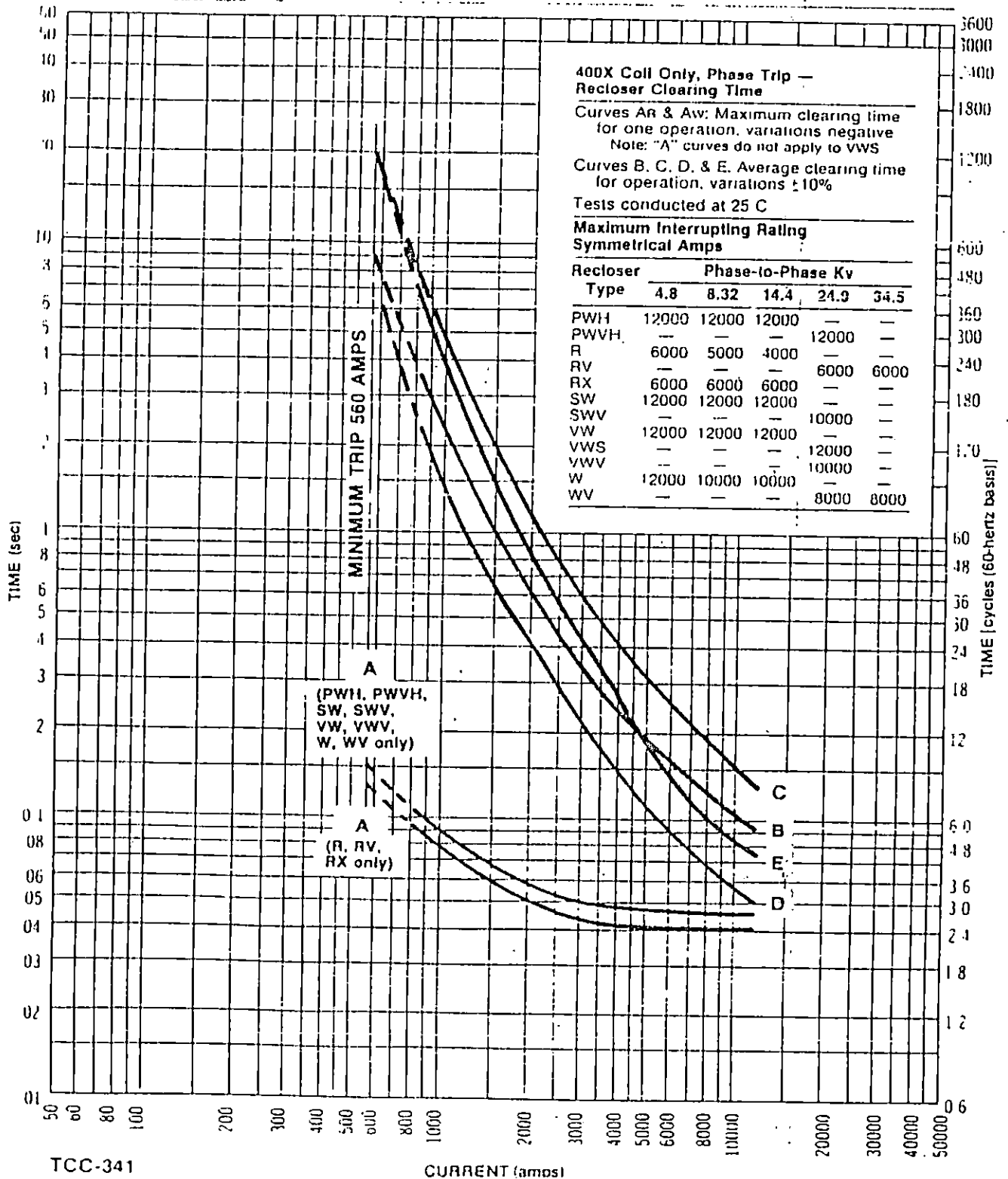
July 1980 Supersedes 373

Reclosers

Types PWH, PWH, R, RV, RX, SW, SWV, VW, VWS, VWV, W, WV — Time-Current Curves

R280-91-6

Reference Data



400X Coil Only, Phase Trip —
 Recloser Clearing Time
 Curves AR & Av: Maximum clearing time for one operation, variations negative
 Note: "A" curves do not apply to VWS
 Curves B, C, D, & E. Average clearing time for operation, variations ±10%
 Tests conducted at 25 C

Maximum Interrupting Rating
 Symmetrical Amps

Recloser Type	Phase-to-Phase Kv				
	4.8	8.32	14.4	24.9	34.5
PWH	12000	12000	12000	—	—
PWH	—	—	—	12000	—
R	6000	5000	4000	—	6000
RV	—	—	—	6000	6000
RX	6000	6000	6000	—	—
SW	12000	12000	12000	—	—
SWV	—	—	—	10000	—
VW	12000	12000	12000	—	—
VWS	—	—	—	12000	—
VWV	—	—	—	10000	—
W	12000	10000	10000	—	—
WV	—	—	—	8000	8000

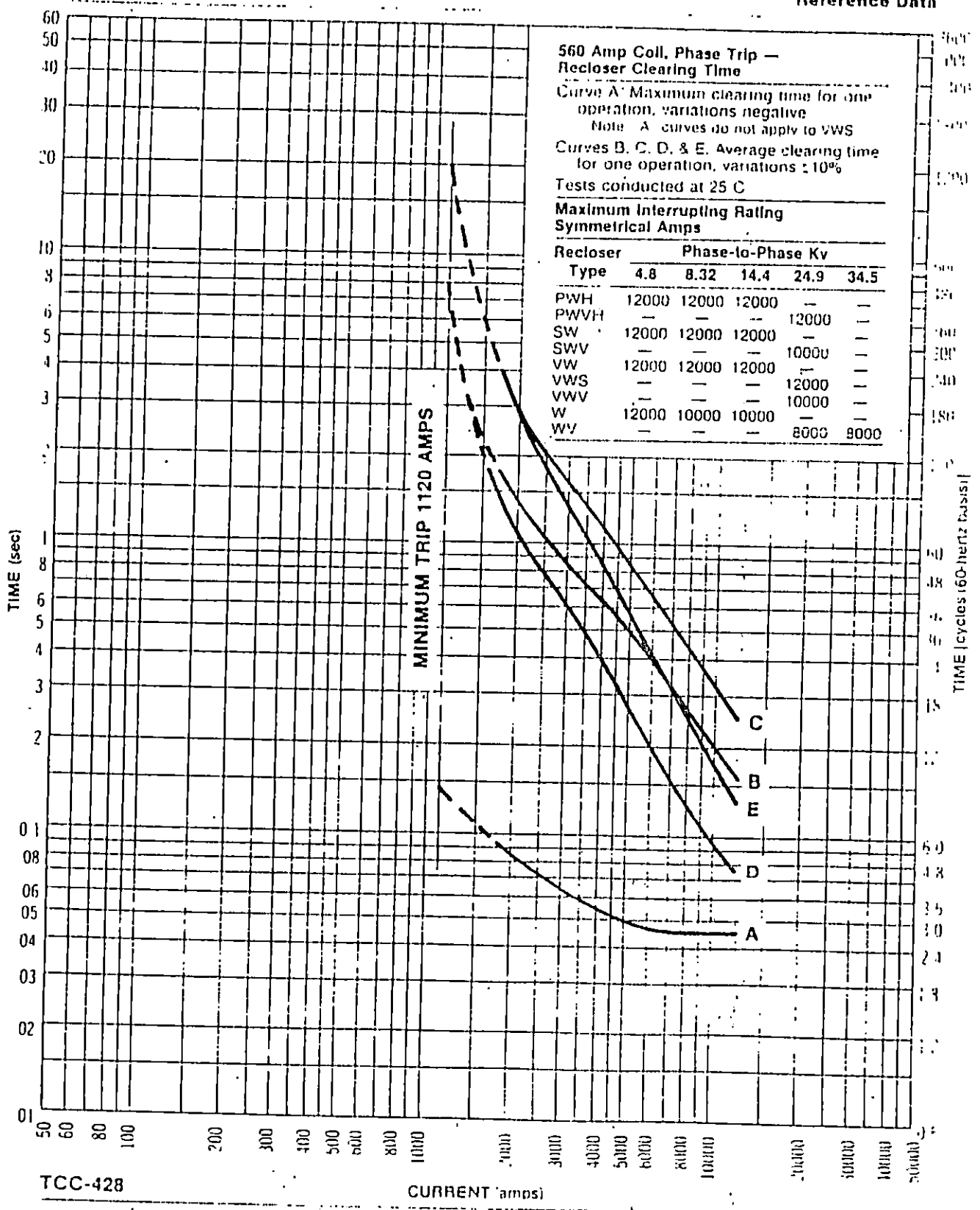
TCC-341

July 1980 Supersedes J 73

Reclosers

Types PWH, PWVH, SW, SWV, VW, VWS, VWV, W, WV — Time-Current Curves

R280-91-6
Reference Data



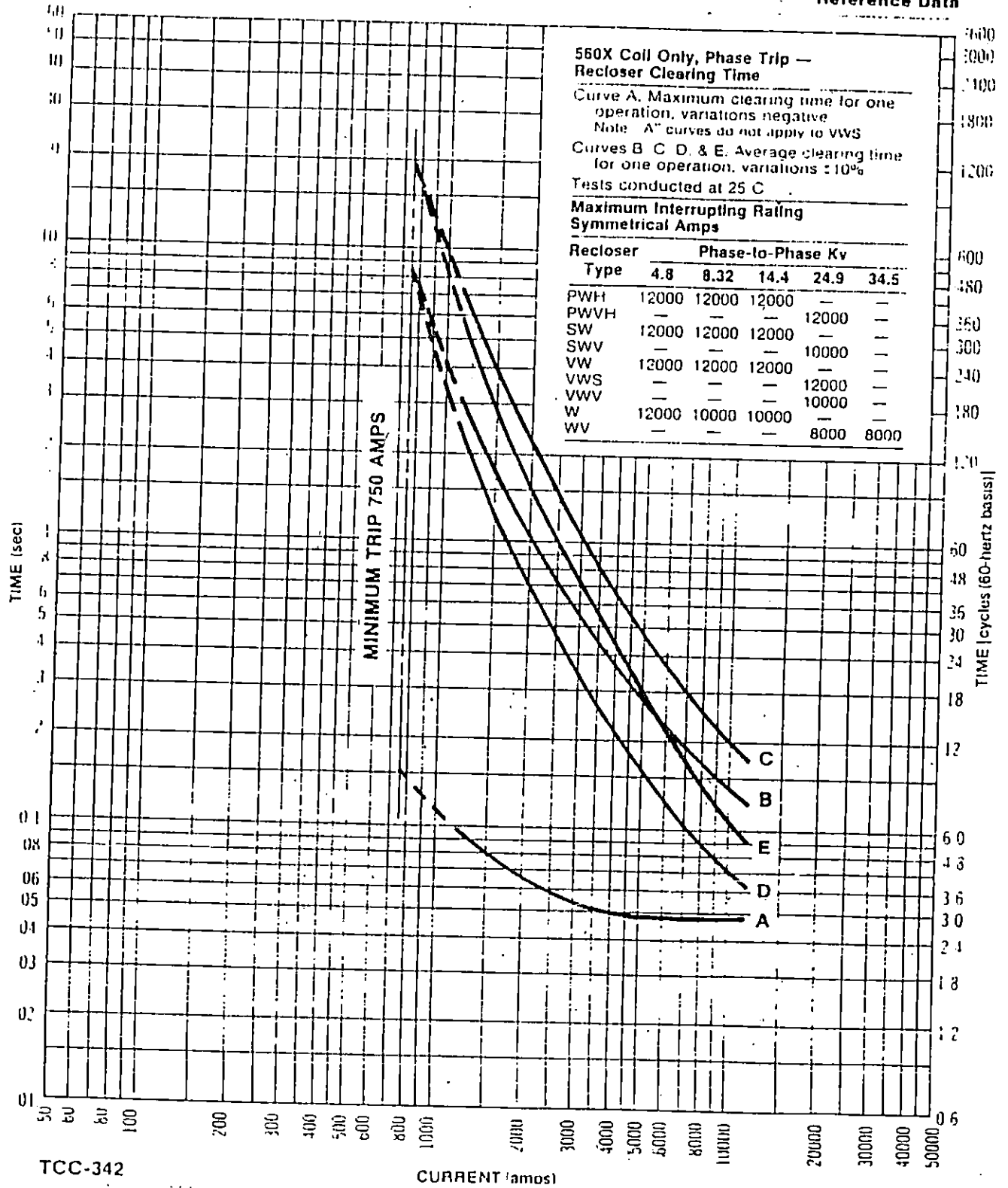
TCC-428

Reclosers

Types PWH, PWVH, SW, SWV, VW, VWS, VWV, W, WV — Time-Current Curves

R280-91-6

Reference Data



TCC-342

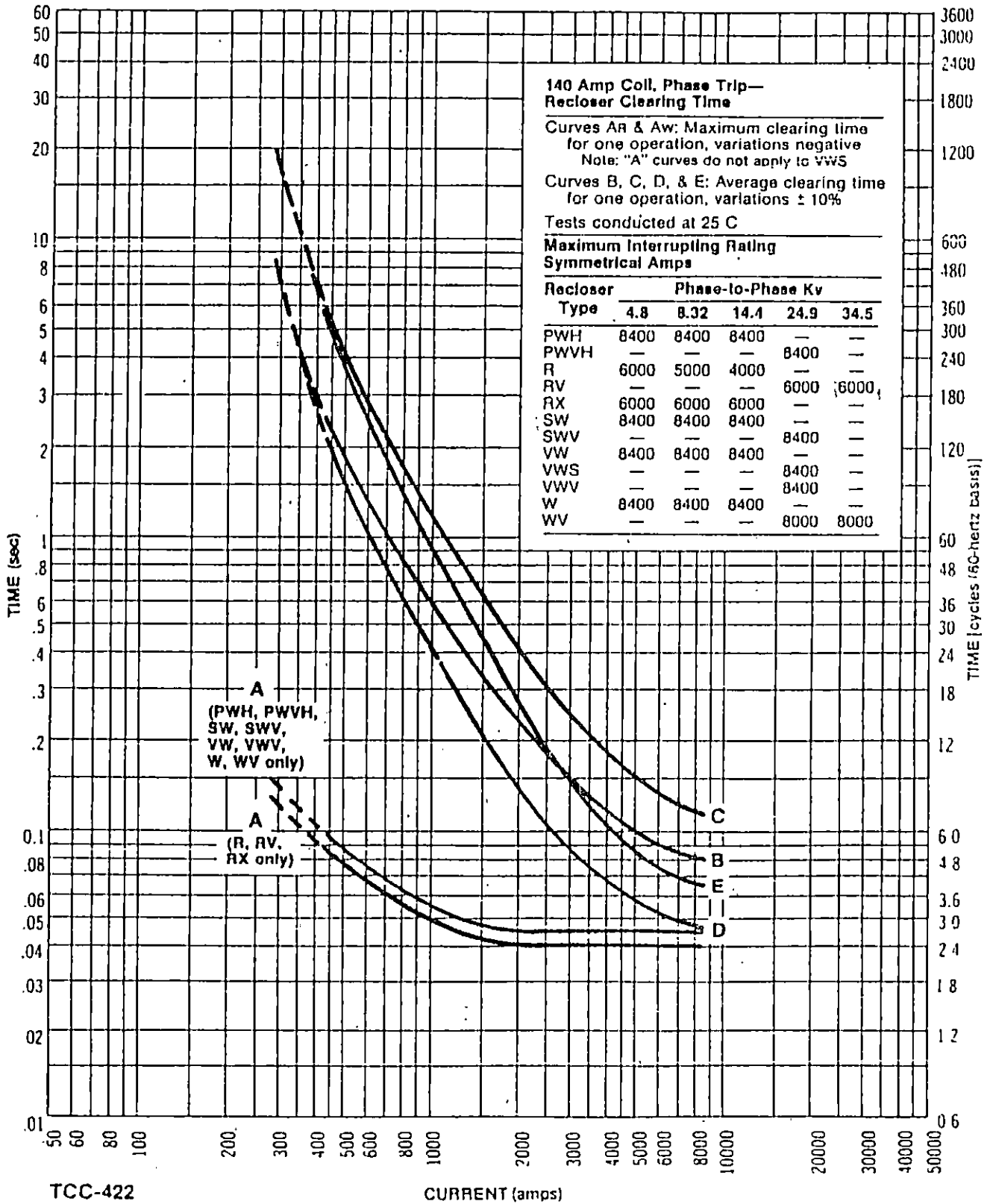
REV. 108 (10/19/68) SUPPLIES 1.12

Reclosers

Types PWH, PWVH, R, RV, RX, SW, SWV, VW, VWS, VWV, W, WV — Time-Current Curves

R280-91-6

Reference Data



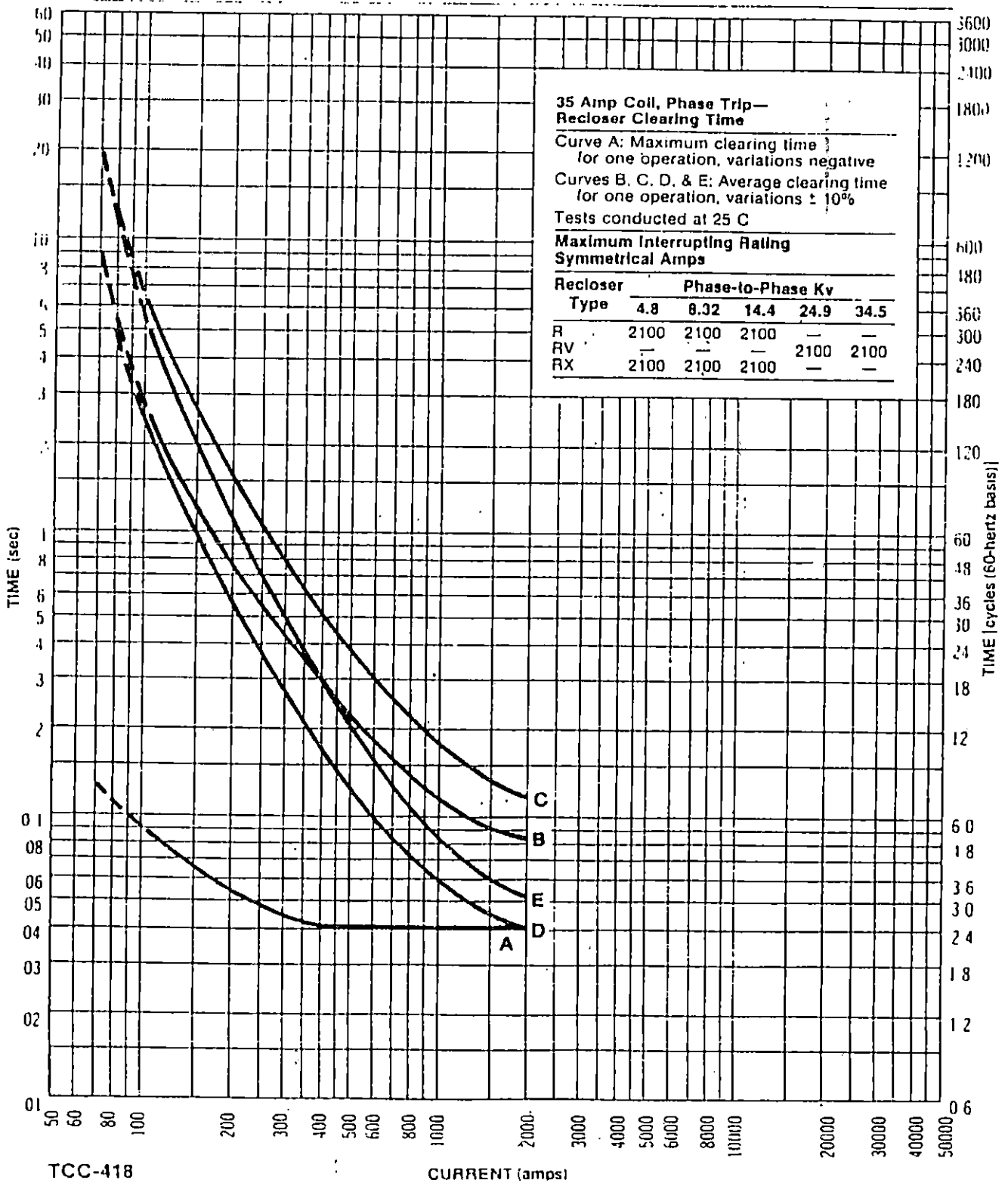
TCC-422

July 1980 Supersedes 3.73

Reclosers

Types R, RV, RX
Time-Current Curves

R280-91-6
Reference Data



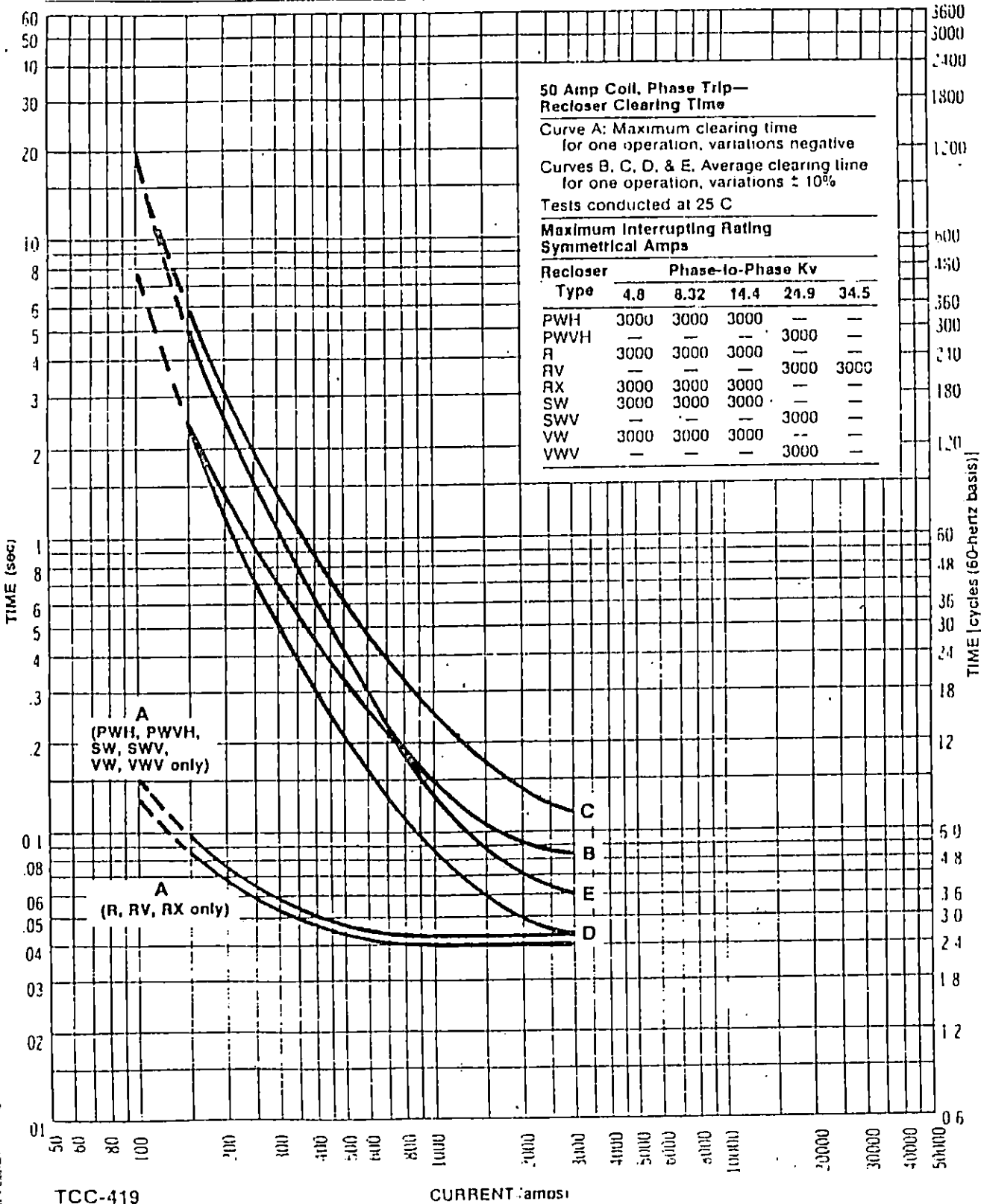
TCC-418

CURRENT (amps)

Reclosers

Types PWH, PWHV, R, RV, RX, SW, SWV, VW, VWV — Time-Current Curves

R280-91-6
Reference Data



50 Amp Coil, Phase Trip—
Recloser Clearing Time

Curve A: Maximum clearing time
for one operation, variations negative

Curves B, C, D, & E. Average clearing time
for one operation, variations $\pm 10\%$

Tests conducted at 25 C

Maximum Interrupting Rating
Symmetrical Amps

Recloser Type	Phase-to-Phase Kv				
	4.8	8.32	14.4	24.9	34.5
PWH	3000	3000	3000	—	—
PWHV	—	—	—	3000	—
R	3000	3000	3000	—	—
RV	—	—	—	3000	3000
RX	3000	3000	3000	—	—
SW	3000	3000	3000	—	—
SWV	—	—	—	3000	—
VW	3000	3000	3000	—	—
VWV	—	—	—	3000	—

TCC-419

CURRENT (amps)

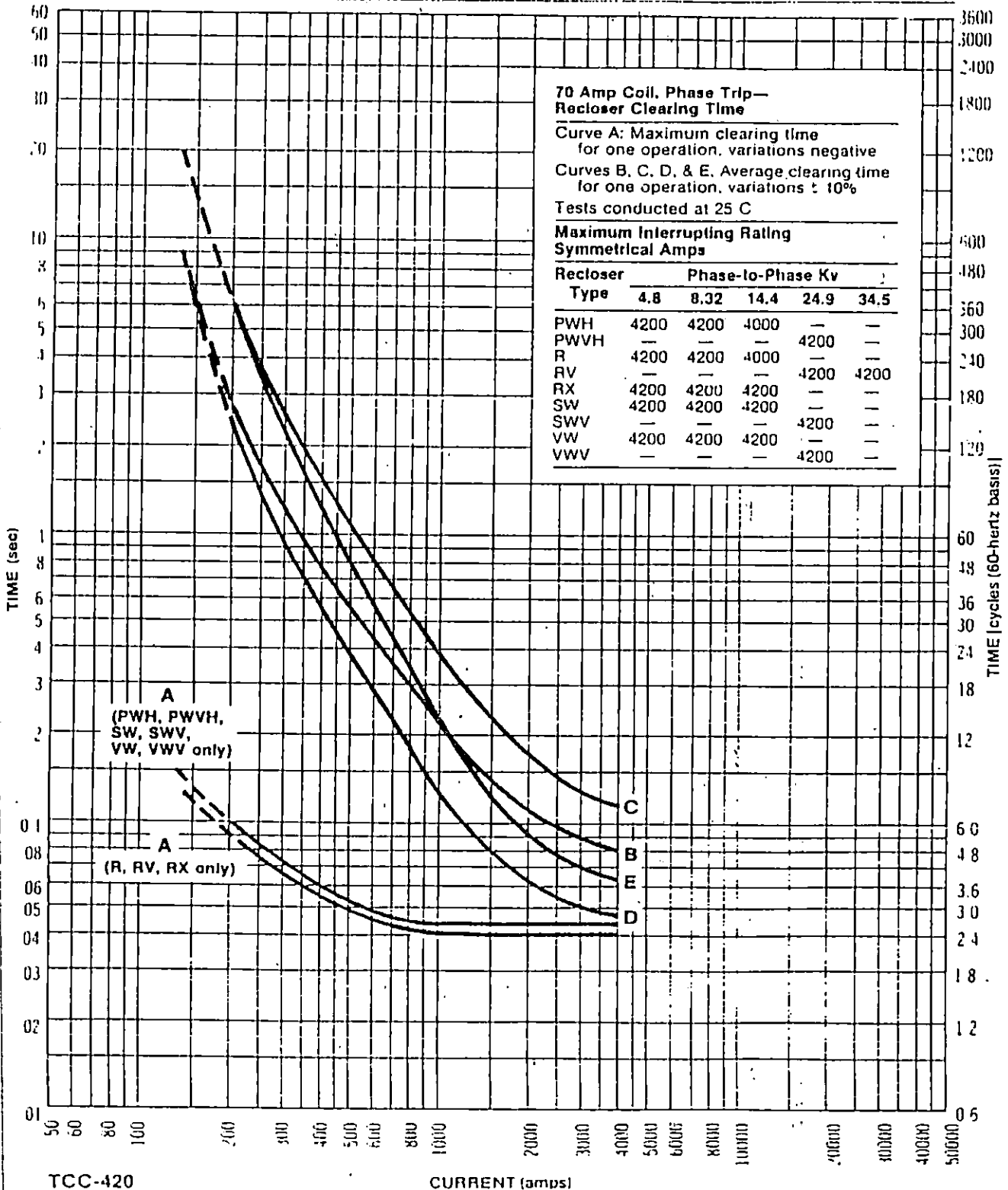
July 1969

Reclosers

Types PWH, PWHV, R, RV, RX, SW, SWV, VW, VWV — Time-Current Curves

R280-91-6

Reference Data



TCC-420

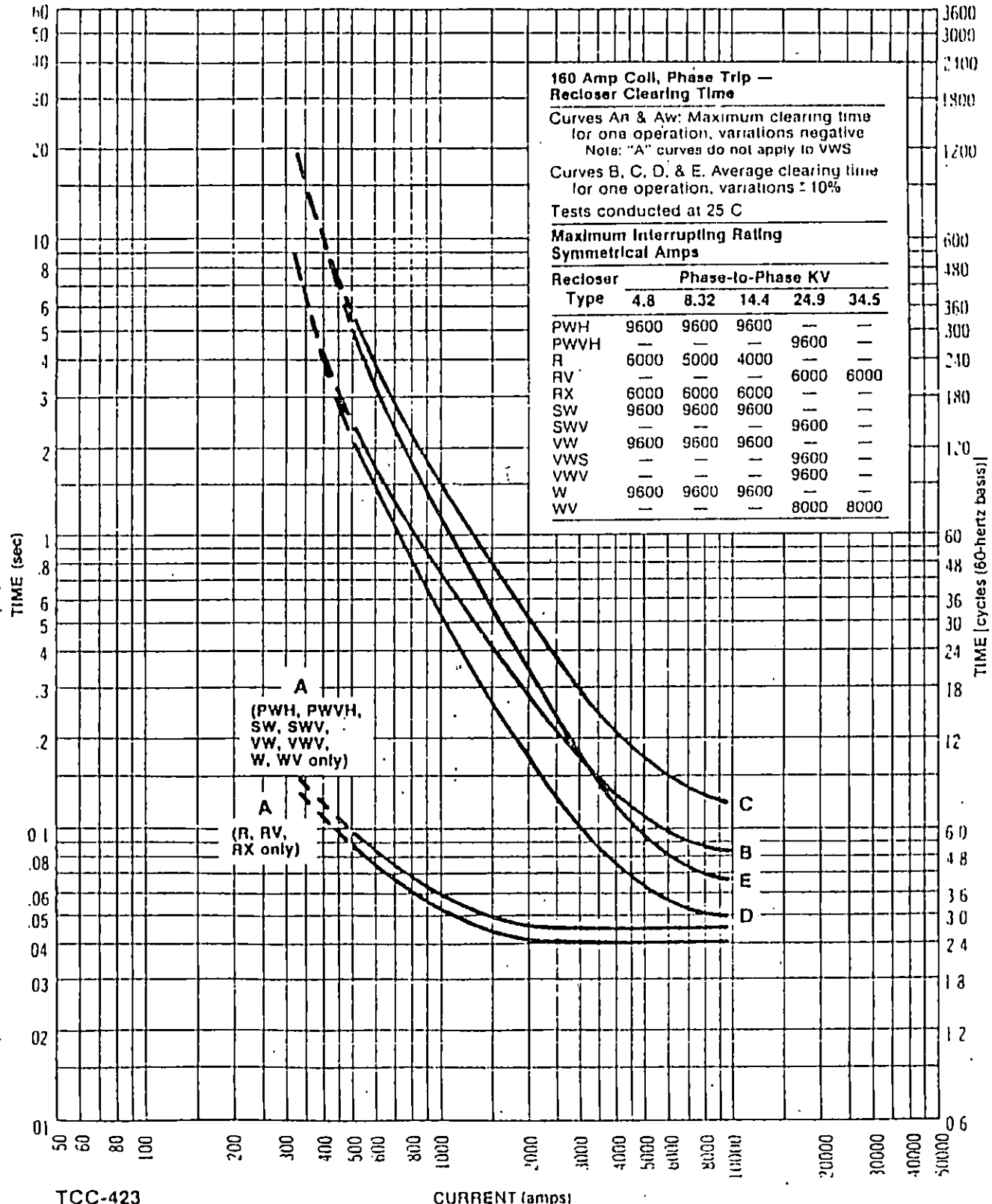
July 1990 Supersedes 3-73

Reclosers

Types PWH, PWVH, R, RV, RX, SW, SWV, VW, VWS, VWV, W, WV — Time-Current Curves

R280-91-6

Reference Data



160 Amp Coil, Phase Trip —
Recloser Clearing Time

Curves A_n & A_w: Maximum clearing time for one operation, variations negative
Note: "A" curves do not apply to VWS

Curves B, C, D, & E: Average clearing time for one operation, variations ± 10%

Tests conducted at 25 C

Maximum Interrupting Rating
Symmetrical Amps

Recloser Type	Phase-to-Phase KV				
	4.8	8.32	14.4	24.9	34.5
PWH	9600	9600	9600	—	—
PWVH	—	—	—	9600	—
R	6000	5000	4000	—	—
RV	—	—	—	6000	6000
RX	6000	6000	6000	—	—
SW	9600	9600	9600	—	—
SWV	—	—	—	9600	—
VW	9600	9600	9600	—	—
VWS	—	—	—	9600	—
VWV	—	—	—	9600	—
W	9600	9600	9600	—	—
WV	—	—	—	8000	8000

A
(PWH, PWVH,
SW, SWV,
VW, VWV,
W, WV only)

A'
(R, RV,
RX only)

C
B
E
D

TCC-423

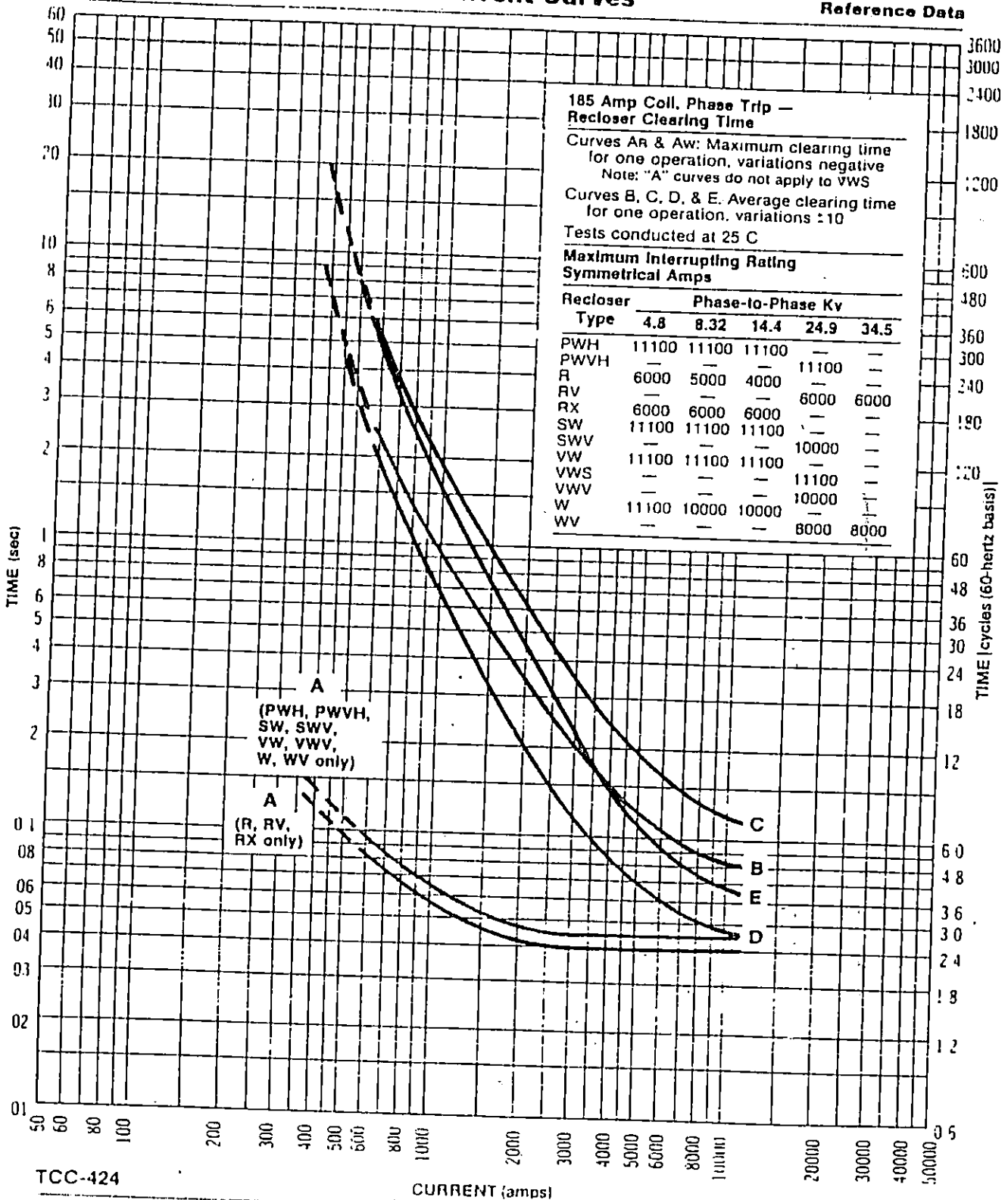
CURRENT (amps)

Reclosers

Types PWH, PWHV, R, RV, RX, SW, SWV, VW, VWS, VWV, W, WV — Time-Current Curves

R280-91-6

Reference Data



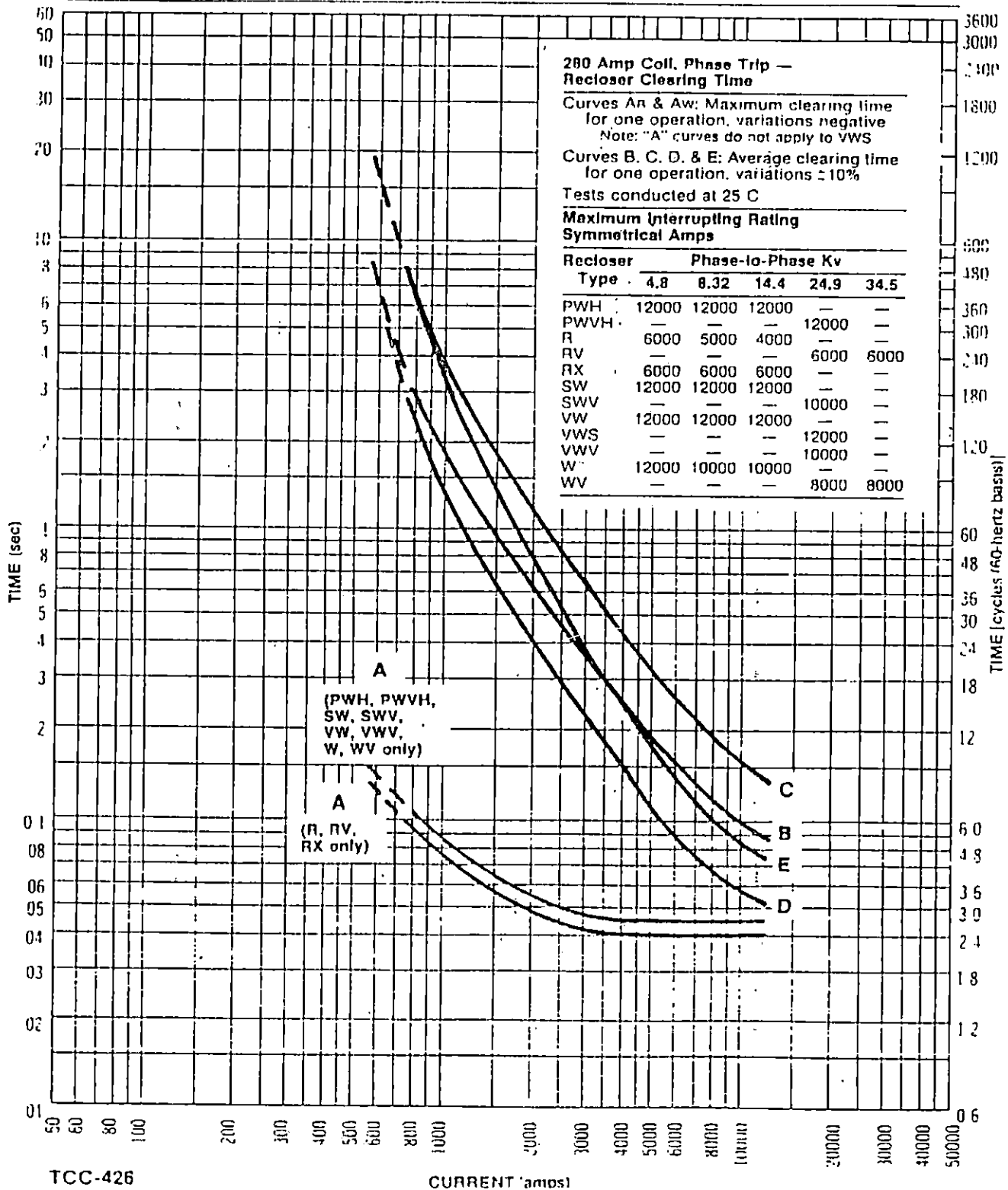
TCC-424

July 1980 Supersedes 173

Reclosers

Types PWH, PWVH, R, RV, RX, SW, SWV, VW, VWS, VWV, W, WV — Time-Current Curves

R280-91-6
Reference Data



TCC-426

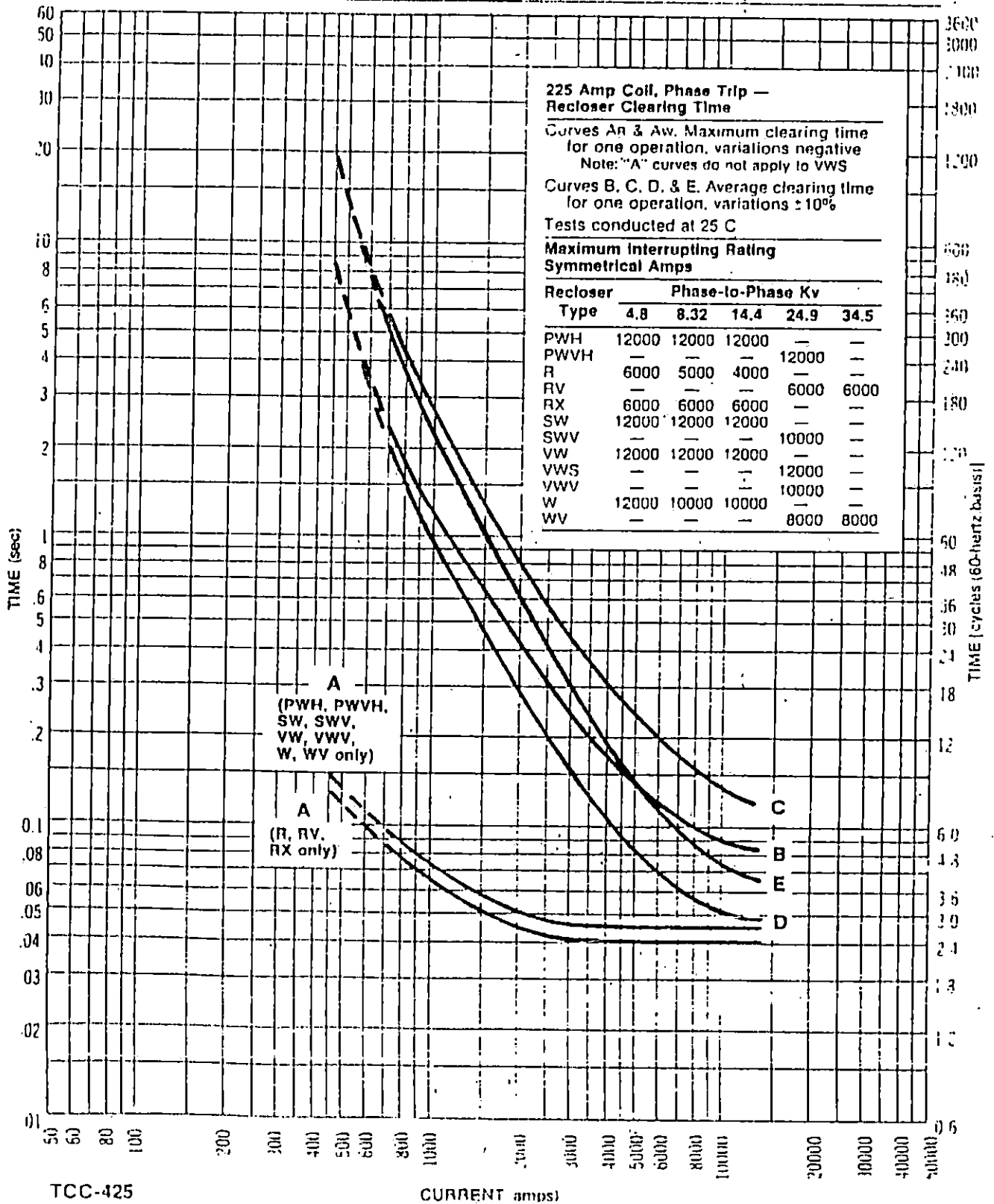
CURRENT (amps)

Reclosers

Types PWH, PWVH, R, RV, RX, SW, SWV, VW, VWS, VWV, W, WV — Time-Current Curves

R280-91-6

Reference Data



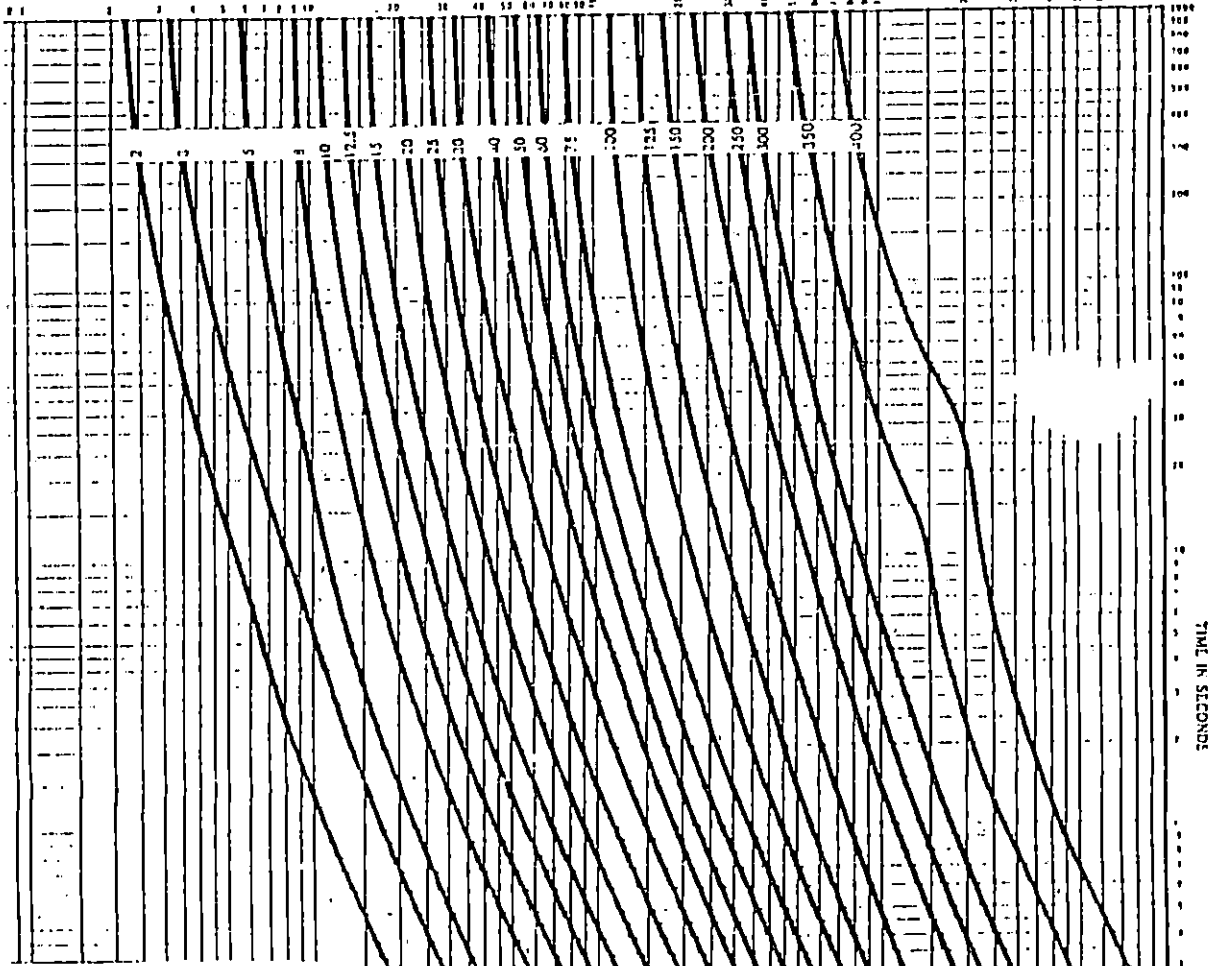
PM

MIN MELT 34.5KV - 69KV

CURVE NO. 40

CURRENT IN AMPERES

These curves are also applicable to Types M and LIM fuses



TIME-CURRENT CHARACTERISTIC
CURVES
 FOR
TYPE PM FUSE KITS
 FOR USE IN
 SOUTHERN STATES
POWER FUSES
 34.5 KV - 69 KV
MINIMUM MELTING

MINIMUM MELTING TIME CURVES FOR SOUTHERN STATES TYPE PM FUSES
 Curves are plotted to MINIMUM melting time of fuses.
 These curves are also applicable to Types M and LIM fuses.

Southern States, Inc. **gulton**

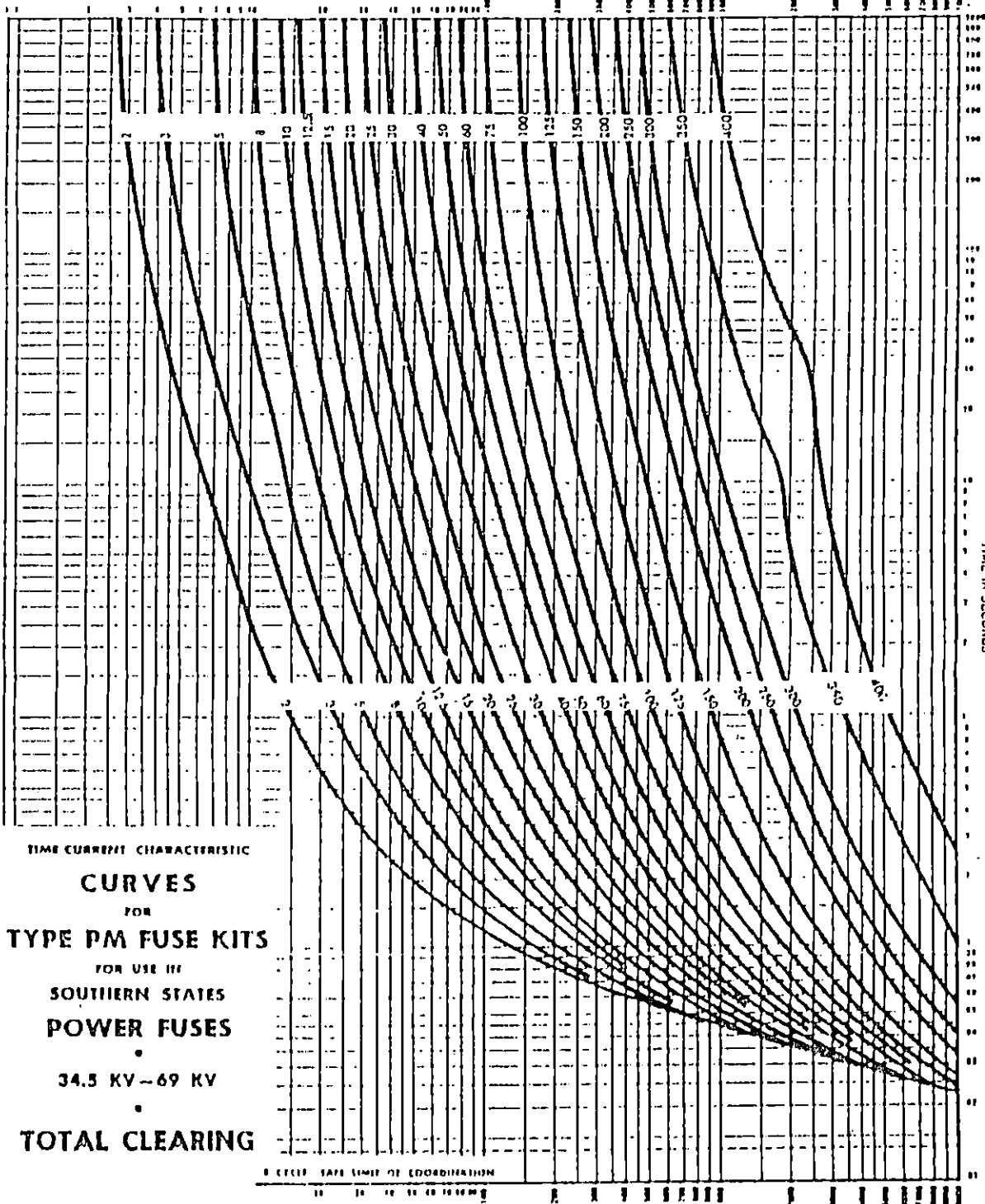
PM

TOT. CLEAR 34.5KV - 69KV

CURVE NO. 41

CURRENT IN AMPERES

These curves are also applicable to Types PM and TSM links



TIME CURRENT CHARACTERISTIC
CURVES
 FOR
TYPE PM FUSE KITS
 FOR USE IN
SOUTHERN STATES
POWER FUSES
 34.5 KV - 69 KV
TOTAL CLEARING

1/2 CYCLE SAFE LIMIT OF COORDINATION

TOTAL CLEARING TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

For SOUTHERN STATES TYPE PM Fuse Kits in COLLECTION CENTER POWER FUSES
 Curves are plotted to MAXIMUM test points at constant Joule let-through at 250° with no initial load
 These curves are also applicable to Types PM and TSM links

Southern States, Inc. **gulton**

10-11215R-2114 Date: 11/11/71

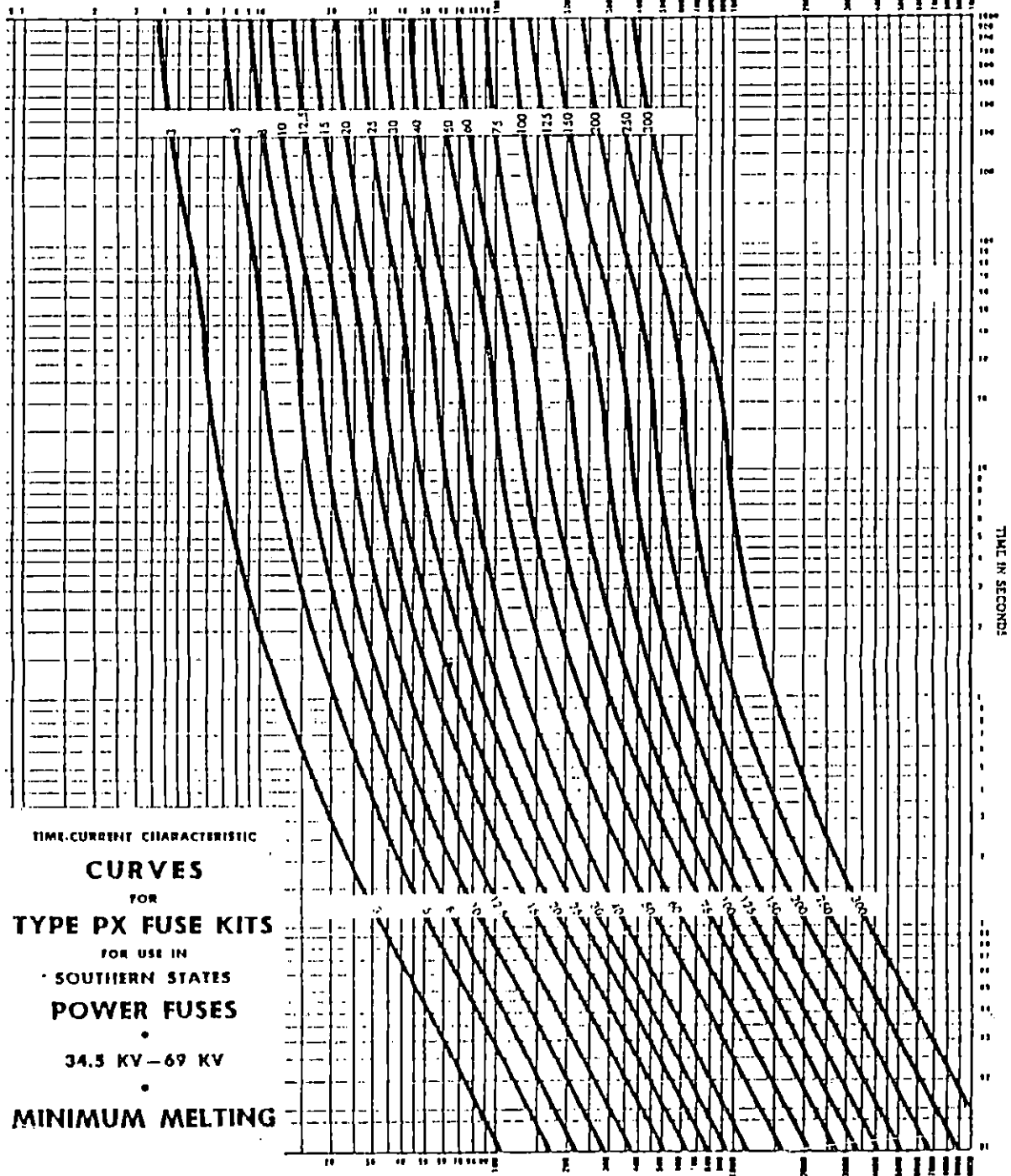
PX

MIN MELT 34.5KV - 69KV

CURVE NO. 42

CURRENT IN AMPERES

These curves are also applicable to Types X and UX links



TIME-CURRENT CHARACTERISTIC
CURVES
 FOR
TYPE PX FUSE KITS
 FOR USE IN
 SOUTHERN STATES
POWER FUSES
 34.5 KV-69 KV
MINIMUM MELTING

MINIMUM MELTING TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
 For SOUTHERN STATES TYPE PX Fuse Kits in SOUTHERN STATES POWER FUSES
 Curves are plotted to MINIMUM test points by variation of current in PERCUSSION TESTS
 These curves are also applicable to Types X and UX links

Southern States, Inc. **gulton**

No. B 20116 511 2

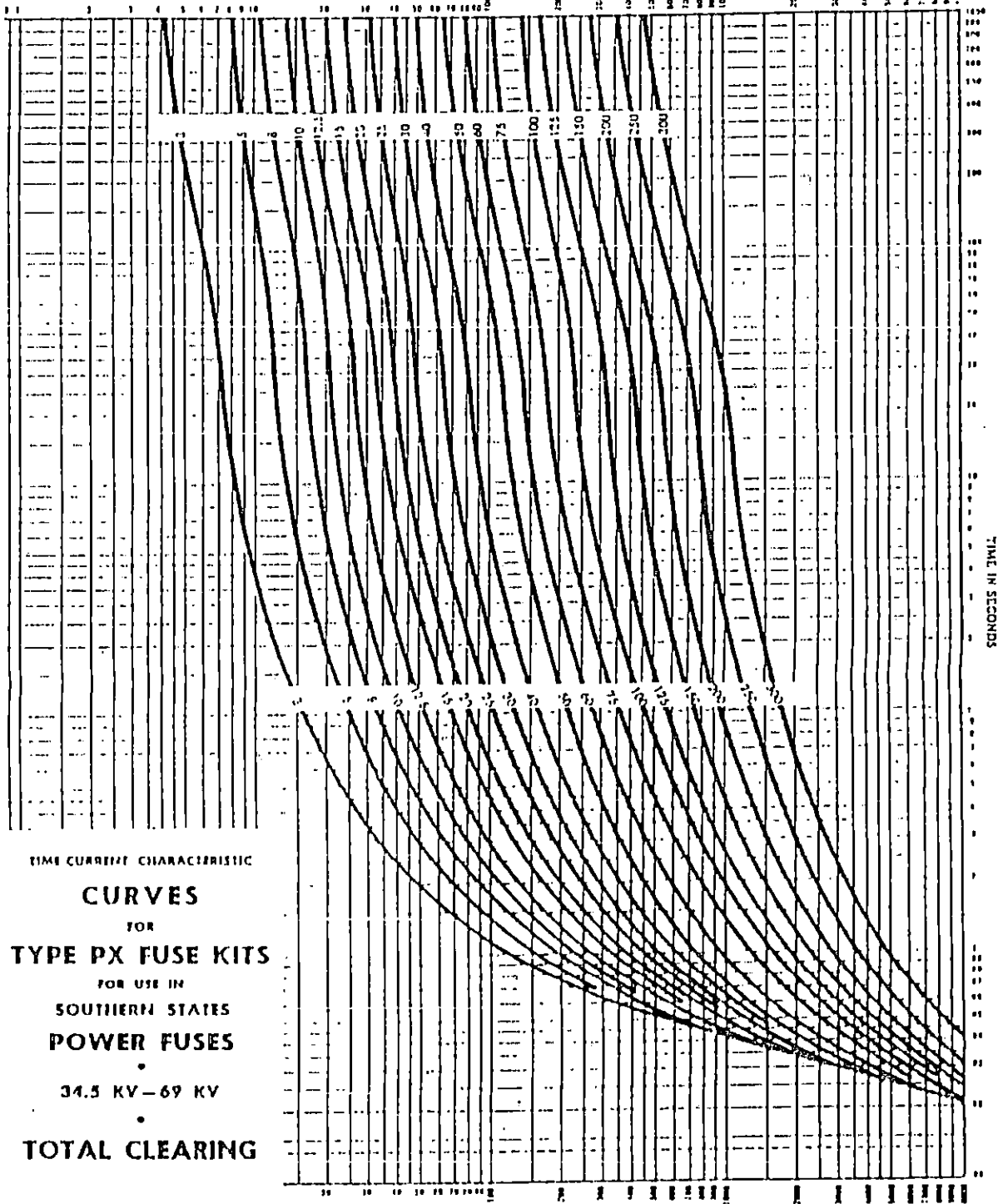
PX

100 CLEAR 34.5KV 69KV

CURVE NO 43

VERTICAL IN AMPERES

These curves are also applicable to Types R and RM fuses



TIME CURRENT CHARACTERISTIC
CURVES
 FOR
TYPE PX FUSE KITS
 FOR USE IN
**SOUTHERN STATES
 POWER FUSES**
 •
34.5 KV-69 KV
 •
TOTAL CLEARING

TOTAL CLEARING TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

FOR SOUTHERN STATES TYPE PX FUSE KITS IN SOUTHERN STATES POWER FUSES

CURVES ARE PLOTTED TO MAXIMUM 100 PERCENT OF NOMINAL RATED CURRENT

THESE CURVES ARE ALSO APPLICABLE TO TYPES R AND RM FUSES

FIG. R 2011A 5014

DATE: 09/27/1970

Southern States, Inc.

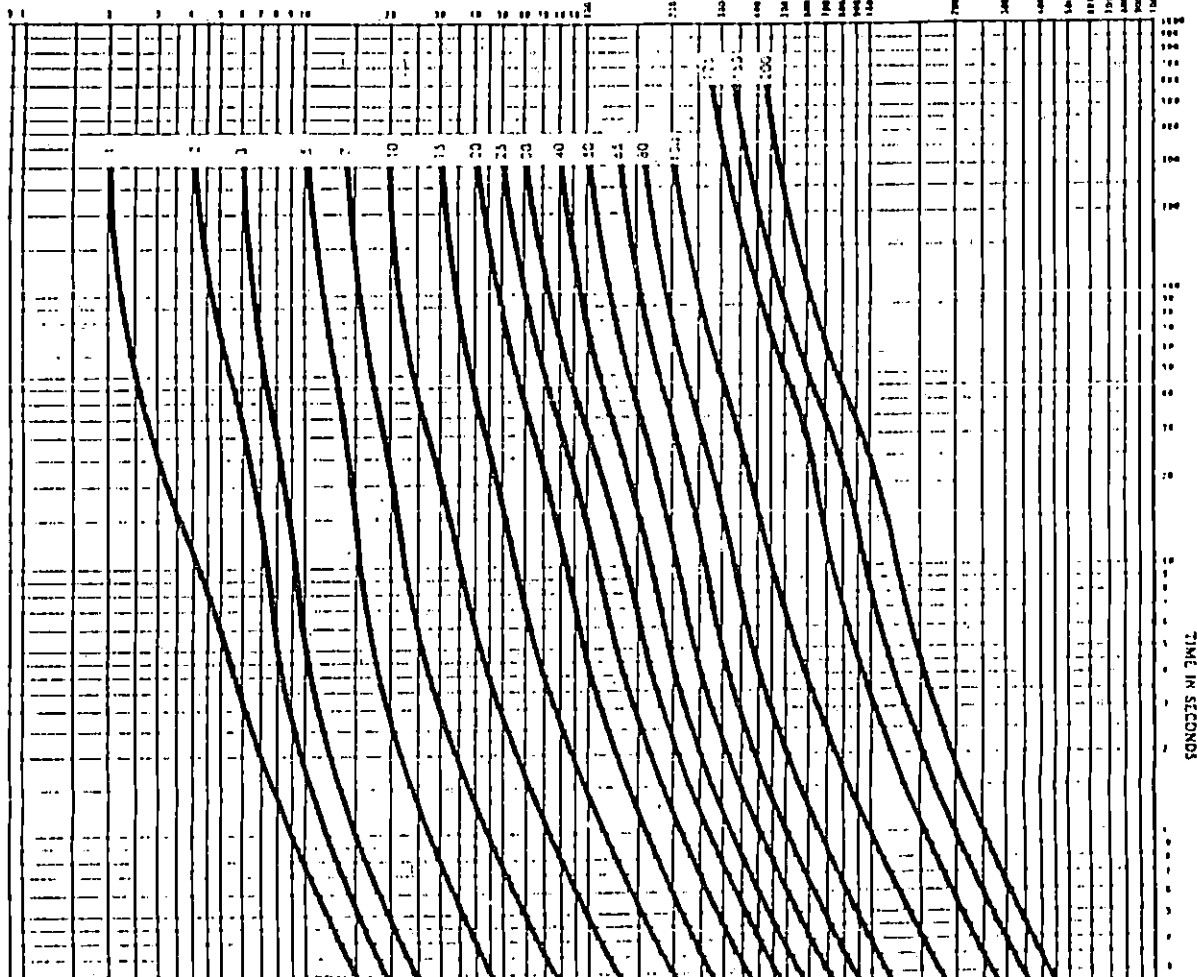
gulton

PE MIN MELT 34.5KV - 69KV

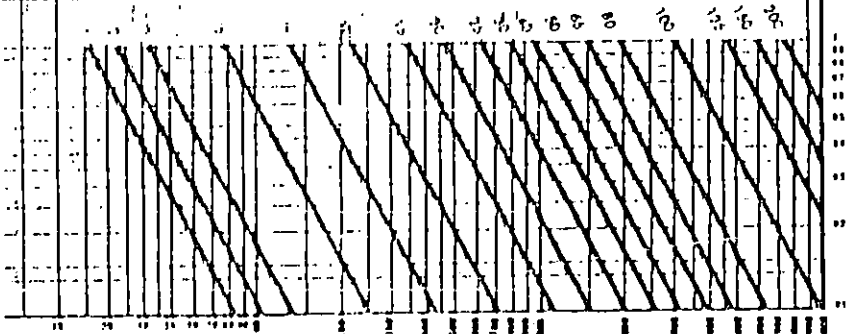
CURVE NO. 44

CURRENT IN AMPERES

These curves are also applicable to Types E and UE links

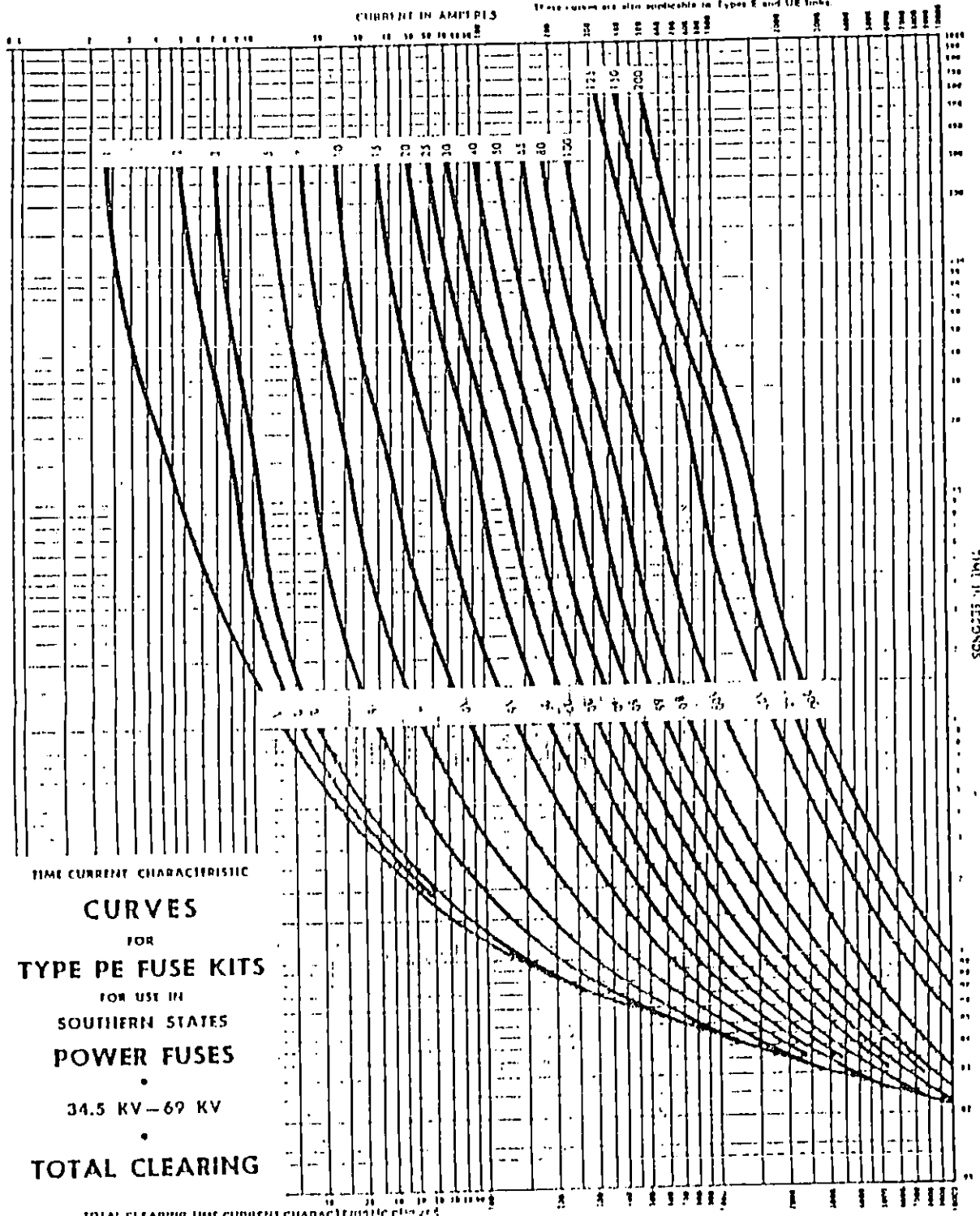


TIME-CURRENT CHARACTERISTIC
CURVES
 FOR
TYPE PE FUSE KITS
 FOR USE IN
SOUTHERN STATES
POWER FUSES
 34.5 KV - 69 KV
MINIMUM MELTING



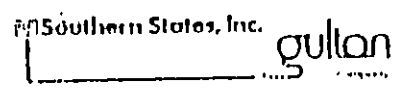
MINIMUM MELTING TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
 For SOUTHERN STATES TYPE PE Fuse Kits in SOUTHERN STATES POWER FUSES
 Refer to Data Standards NEMA PUB 502-1964 being published 1964
 Curves are plotted to MINIMUM test points as various conditions of use are not specified
 These curves are also applicable to Types E and UE links

Southern States, Inc. **gulton**



TIME CURRENT CHARACTERISTIC
CURVES
 FOR
TYPE PE FUSE KITS
 FOR USE IN
 SOUTHERN STATES
POWER FUSES
 •
 34.5 KV - 69 KV
 •
TOTAL CLEARING

TOTAL CLEARING TIME CURRENT CHARACTERISTIC plus 2%
 For SOUTHERN STATES TYPE PE Fuse Kits in SOUTHERN STATES POWER SYSTEMS
 Refer to Data Standards NEMA PUB. 502 1954 (and INCORPORATED 1955)
 Curves are plotted to MAXIMUM test points as indicated on the graph. (See Note on page 10 of this manual)
 These curves are also applicable to Types E and UE fuses.
 File No. 20002 S11.4 Date NOVEMBER 11, 1955



ANEXO C
TABLAS DE CONDUCTORES

TABLE 2

Impedance of ACSR Conductor in Ohms per Thousand Feet
 Three-phase Geometric Mean Spacing: 4.69 feet Line-to-neutral Spacing: 4.00 feet
 Fault Resistivity: 100 meter-ohms Conductor Temperature: 50°C

Conductor Size	Strands	Positive and Negative Sequence Impedance Components			Zero Sequence Impedance Components for Three Wire Circuits			Phase Conductor Wire Size	Neutral Wire Size	Zero Sequence Impedance Components for Four Wire Multi- grounded Neutral Circuits		
		$R_1 = R_2$	$X_1 = X_2$	$Z_1 = Z_2$	R_0	X_0	Z_0			R_0	X_0	Z_0
100000	24	0.244	.1108	.1138	0.786	.5871	.5928	295,000 CM	4/0	.1144	.3994	.3985
100000	24	0.243	.1119	.1153	0.814	.5803	.5931	295,000	3/0	.1231	.3817	.3797
100000	24	0.191	.1131	.1170	0.845	.5996	.5947	295,000	2/0	.1317	.3761	.3777
100000	24	0.107	.1131	.1172	0.848	.5996	.5947	215,000	4/0	.1172	.3506	.3701
100000	24	0.120	.1130	.1168	0.867	.5902	.5968	115,000	3/0	.1261	.3629	.3816
100000	24	0.182	.1139	.1201	0.891	.5911	.5929	115,000	2/0	.1307	.3711	.3899
100000	24	0.190	.1150	.1214	0.912	.5913	.5934	680,600	4/0	.1201	.3519	.3727
100000	24	0.199	.1167	.1239	0.931	.5910	.5931	680,600	3/0	.1292	.3442	.3662
100000	24	0.191	.1189	.1264	1.012	.5951	.5923	680,600	2/0	.1398	.3706	.3811
100000	24	0.580	.1206	.1341	.1121	.5970	.6061	036,000	4/0	.1206	.3519	.3727
100000	24	0.608	.1220	.1379	.1161	.5993	.6098	636,000	3/0	.1295	.3642	.3867
100000	24	0.729	.1231	.1439	.1271	.5990	.6136	636,000	2/0	.1409	.3704	.3834
100000	0	.1121	.1453	.1817	.1663	.6210	.6420	605,000	4/0	.1275	.3526	.3727
100000	0	.1369	.1528	.2055	.1911	.6292	.6572	605,000	3/0	.1314	.3548	.3803
100000	0	.1695	.1569	.2311	.2217	.6330	.6705	605,000	2/0	.1419	.3792	.4019
100000	0	.2121	.1595	.2655	.2663	.6358	.6894	556,500	4/0	.1252	.3534	.3750
100000	0	.2614	.1612	.3078	.3155	.6375	.7121	556,500	3/0	.1311	.3657	.3890
100000	0	.3201	.1612	.3570	.3742	.6375	.7424	556,500	2/0	.1415	.3801	.4072
100000	0	.3920	.1694	.4231	.4462	.6377	.7765	500,000	4/0	.1292	.3536	.3789
100000	0	.4867	.1690	.5133	.5407	.6364	.8371	500,000	3/0	.1381	.3659	.3924
100000	0	.7530	.1627	.7689	.8080	.6380	1.0303	500,000	2/0	.1487	.3803	.4091
								477,000	3/0	.1398	.3676	.3910
								477,000	2/0	.1504	.3820	.3999
								477,000	4/0	.1614	.4000	.4110
								397,500	3/0	.1477	.3692	.3927
								397,500	2/0	.1583	.3841	.4153
								397,500	1/0	.1693	.4020	.4225
								336,400	3/0	.1560	.3716	.4025
								336,400	2/0	.1672	.3860	.4195
								336,400	1/0	.1784	.4017	.4420
								300,000	2/0	.1742	.3873	.4244
								300,000	1/0	.1852	.4061	.4420
								300,000	1	.1943	.4248	.4641
								266,800	2/0	.1822	.3886	.4545
								266,800	1/0	.1934	.4074	.4492
								266,800	1	.2023	.4261	.4706
								4/0	1/0	.2124	.4294	.4879
								4/0	1	.2415	.4481	.5095
								4/0	2	.2447	.4652	.5246
								3/0	1/0	.2574	.4681	.5076
								3/0	1-	.2665	.4857	.5275
								3/0	2	.2697	.4727	.5145
								2/0	1	.2900	.4695	.5311
								2/0	2	.3021	.4765	.5410
								2/0	3	.3025	.4970	.5411
								1/0	2	.3147	.4794	.5099
								1/0	3	.3451	.4998	.6117
								1/0	4	.3443	.5214	.6241
								1	2	.3941	.4811	.6222
								1	3	.3945	.5015	.6101
								1	4	.3938	.5231	.6531
								2	2	.4528	.4811	.6510
								2	3	.4532	.5015	.6629
								2	4	.4525	.5231	.6912
								3	3	.5252	.5000	.7251
								3	4	.5244	.5223	.7008
								3	6	.5102	.5551	.7509
								4	4	.6193	.5220	.8058
								4	6	.6051	.5549	.8210
								6	6	.8122	.5576	1.0199

For geometric mean spacing of 4.0 Ft. subtract .0034 from $X_1 = X_2$ and solve for $Z_1 = Z_2$
 For geometric mean spacing of 3.5 Ft. subtract .0064 from $X_1 = X_2$ and solve for $Z_1 = Z_2$
 For geometric mean spacing of 3.0 Ft. subtract .0100 from $X_1 = X_2$ and solve for $Z_1 = Z_2$
 For geometric mean spacing of 5.0 Ft. add .0017 to $X_1 = X_2$ and solve for $Z_1 = Z_2$
 $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$

TABLA DE CONDUCTORES

Table 3—Characteristics of Aluminum Cable Steel Reinforced (Aluminum Company of America)

Table with 10 columns: Circular Mills of A.W.G. Aluminum, Steel, Copper Equivalent, Ultimate Strength, Wt. Lbs. per Mile, Area, Amps, Resistance Fa, Inductive Reactance ZL, and Shunt Capacitive Reactance ZC. Each column contains detailed technical specifications for various conductor types.

*Based on copper 97 per cent, aluminum 61 per cent conductivity. †For conductor at 25 C., air at 25 C., and 1.4 miles per hour (2.1 ft./sec), frequency = 60 cycles. ‡Current Approx. 75% Capacity is 75% of the "Approx. Current Carrying Capacity in Amps." and is approximately the current which will produce 80°C. conductor temp. (25°C. rise) with 25°C. air temp., wind 1.4 miles per hour.

PLANTA HIDROELECTRICA DE CUCUMACAYAN

REPORTE DE PRODUCCION ENERGETICA

Mes de Agosto de 1992

Período considerado:

De las 14:32 hrs del 31 del mes de Julio de 1992

A las 9:19 hrs del 31 del mes de Agosto de 1992

PARAMETROS	REG. PERIODO CONSIDERADO	REGISTRO AÑO ANTERIOR	VARIACION ABSOLUTA	VARIACION PORCENTUAL
Total hrs del período	738.7	671.1	67.6	10.1
Hrs suspensión del servicio de CEL	22.6	64.6	- 42.0	- 65.0
Hrs suspensión producción Grupo 1	45.5	671.1	-625.6	- 93.2
Hrs producción Grupo 1	693.2	---	693.2	---
Kwh generados por Grupo 1	618260.5	---	618260.5	---
Mwh acumulados por Grupo 1	3799.1	3091.5	707.6	22.9
Kw potencia media generada Grupo 1	891.9	---	891.9	---
Kw potencia máxima generada Grupo 1	---	---	---	---
Hrs suspensión producción Grupo 2	95.8	80.2	15.6	19.5
Hrs producción Grupo 2	642.9	590.9	52.0	8.8
Kwh generados por Grupo 2	335056.7	361424.0	-26367.3	- 7.3
Mwh acumulados por Grupo 2	2586.3	1983.6	602.7	30.4
Kw potencia media generada Grupo 2	521.2	611.7	- 90.5	- 14.8
Kw potencia máxima generada Grupo 2	---	---	---	---
mm totales de precipitación lluviosa	379.3	336.1	43.2	12.9
m ³ /seg del caudal del río	2.6	2.8	- 0.2	- 7.1
Kwh de consumo local	5368.0	8665.0	-3297.0	- 38.0
Kwh producción neta	990176.2	352759.0	637417.2	180.7
Mwh acumulados de producción neta	6632.6	3091.5	3541.1	114.5

Observaciones: Tiempo de generación neta: 699.2 hrs., potencia promedio de generación neta: 1416.2 Kw, potencia máxima de generación neta: 1909.1 Kw.; demanda máxima en medición circuito a Santa Ana: 191.9 kw.

La potencia máxima de generación neta y los Kwh de producción neta se obtuvieron del medidor N° 78865368, el cual se encuentra nuevamente en servicio. El valor de Kwh de producción neta que se obtuvo con el medidor N° 19385 es de 982874.3 Kwh, lectura que difiere en 0.1% del valor que proporciona el medidor N° 78865368.

Para medir el caudal se utilizará de ahora en adelante un aparato construido especialmente para tal efecto. Sus valores son alrededor de 19% mayores que los obtenidos con el método anterior.

PLANTA HIDROELECTRICA DE CUCUMACAYAN

REPORTE DE PRODUCCION ENERGETICA

Mes de Septiembre de 19 92

Período considerado:

De las 9:15 hrs del 31 del mes de Agosto/92

A las 8:55 hrs del 30 del mes de Septiembre/92

PARAMETROS	REG. PERIODO CONSIDERADO	REGISTRO AÑO ANTERIOR	VARIACION ABSOLUTA	VARIACION PORCENTUAL
Total hrs del período	719.7	743.5	-23.8	-3.2
Hrs suspensión del servicio de CEL	34.0	128.1	-94.1	-73.5
Hrs suspensión producción Grupo 1	69.3	365.6	-296.3	-81.0
Hrs producción Grupo 1	650.4	377.9	272.5	72.1
Kwh generados por Grupo 1	556327.8	212331.0	343996.8	162.0
Mwh acumulados por Grupo 1	4355.4	3303.8	1051.6	31.8
Kw potencia media generada Grupo 1	855.4	561.9	293.5	52.2
Kw potencia máxima generada Grupo 1	---	---	---	---
Hrs suspensión producción Grupo 2	27.8	146.5	-118.7	-81.0
Hrs producción Grupo 2	691.9	597.0	94.9	15.9
Kwh generados por Grupo 2	363140.6	318790.0	44350.6	13.9
Mwh acumulados por Grupo 2	2949.4	2302.4	647.0	28.1
Kw potencia media generada Grupo 2	524.8	534.0	-9.2	-1.7
Kw potencia máxima generada Grupo 2	---	---	---	---
mm totales de precipitación lluviosa	444.1	326.9	117.2	35.9
m ³ /seg del caudal del río	3.2	2.8	0.4	14.3
Kwh de consumo local	5282.0	7660.0	-2378.0	-31.0
Kwh producción neta	954540.0	523461.0	431079	82.4
Mwh acumulados de producción neta	7587.1	5540.6	2046.5	36.9

Observaciones: Tiempo neto de generación: 695.9 hrs.; potencia promedio de generación neta: 1371.7 Kw.; potencia máxima de generación neta: 1867.7 Kw.; Demanda máxima en medición circuito a Los Naranjos: 198.5 Kw. En la lectura correspondiente a la máxima demanda en el circuito a Los Naranjos medidor N° 78865357, realizada el 30 de septiembre de 1992, se cometió un error, el valor correcto es 17.068 y no 27.068, como aparece en las hojas de reporte.-

PLANTA HIDROELECTRICA DE CUCUMACAYAN

REPORTE DE PRODUCCION ENERGETICA

Mes de DICIEMBRE de 1992

Período considerado:

De las 14:37 hrs del 30 del mes de NOVIEMBRE/92

A las 8:55 hrs del 30 del mes de DICIEMBRE/92

PARAMETROS	REG. PERIODO CONSIDERADO	REGISTRO AÑO ANTERIOR	VARIACION ABSOLUTA	VARIACION PORCENTUAL
Total hrs del período	714.3	744.0	-29.7	-4.0
Hrs suspensión del servicio de CEL	9.4	8.8	0.6	6.8
Hrs suspensión producción Grupo 1	12.0	9.5	2.5	26.3
Hrs producción Grupo 1	702.3	734.5	-32.2	-4.4
Kwh generados por Grupo 1	457995.4	540395.0	-82399.6	-15.2
Mwh acumulados por Grupo 1	5985.1	8723.6	-2738.5	-31.4
Kw potencia media generada Grupo 1	652.1	735.7	-83.6	-11.4
Kw potencia máxima generada Grupo 1	---	---	---	---
Hrs suspensión producción Grupo 2	13.4	9.7	3.7	38.1
Hrs producción Grupo 2	700.9	734.3	-33.4	-4.5
Kwh generados por Grupo 2	352823.7	364274.0	-11450.3	-3.1
Mwh acumulados por Grupo 2	4019.5	2323.1	1696.4	73.0
Kw potencia media generada Grupo 2	503.4	496.1	7.3	1.5
Kw potencia máxima generada Grupo 2	---	---	---	---
mm Totales de precipitación lluviosa	45.0	25.6	19.4	75.8
m ³ /seg del caudal del río	1.94	2.10	-0.16	-7.6
Kwh de consumo local	5551.0	6403.0	-852.0	-13.3
Kwh producción neta	839040.7	898266.0	-59225.3	-6.6
Mwh acumulados de producción neta	10386.8	8017.4	2369.4	29.6

Observaciones: Tiempo neto de generación: 704.7 hrs.

Potencia promedio entregada: 1174.6 KW

Potencia máxima entregada: 1804.1 KW

Energía no servida:

Demanda máxima en Circuito a Sta. Ana: 322.6 KW

Caudales medidos durante el mes en el canal: 2.2, 2.1, 1.9 1.8 y 1.7 M³/S,

Caudal promedio: 1.94. m³/s.

PLANTA HIDROELECTRICA DE CUCUMACAYAN

REPORTE DE PRODUCCION ENERGETICA

Mes de Noviembre de 19 92

Período considerado:

De las 9:15 hrs del 03 del mes de Noviembre/92.

A las 14:37 hrs del 30 del mes de Noviembre/92.

PARAMETROS	REG. PERIODO CONSIDERADO	REGISTRO AÑO ANTERIOR	VARIACION ABSOLUTA	VARIACION PORCENTUAL
Total hrs del período	653.4	714.8	-61.4	-8.6
Hrs suspensión del servicio de CEL	10.6	143.7	-133.1	-92.6
Hrs suspensión producción Grupo 1	25.9	184.2	-158.3	-85.9
Hrs producción Grupo 1	627.5	530.6	96.9	18.3
Kwh generados por Grupo 1	478328.6	452929.0	25399.6	5.6
Mwh acumulados por Grupo 1	5527.1	8183.2	-2656.1	-32.5
Kw potencia media generada Grupo 1	762.3	853.6	-91.3	-10.7
Kw potencia máxima generada Grupo 1	----	----	----	----
Hrs suspensión producción Grupo 2	28.2	177.9	-149.7	-84.1
Hrs producción Grupo 2	625.2	536.9	88.3	16.4
Kwh generados por Grupo 2	312622.9	263839.0	48783.9	18.5
Mwh acumulados por Grupo 2	3666.7	1958.9	1707.8	87.2
Kw potencia media generada Grupo 2	500.0	491.4	8.6	1.8
Kw potencia máxima generada Grupo 2	----	----	----	----
mm totales de precipitación lluviosa	123.0	16.1	106.9	664.0
m ³ /seg del caudal del río	2.25	2.0	0.25	12.5
Kwh de consumo local	4668.0	6320.0	-1652.0	-26.1
Kwh producción neta	820904.4	710448.0	110456.4	15.5
Mwh acumulados de producción neta	9547.8	7119.1	2428.7	34.1

Observaciones: Tiempo neto de generación: 628.2 hrs. Potencia promedio de generación neta: 1306.8 Kw. Potencia máxima de generación neta: 1864.5 Kw.

Caudales medidos los días viernes del mes: 2.3, 2.3, 2.1 y 2.3 M3/s

Demanda máxima medida en circuito a Los Naranjos: 314.0

PLANTA HIDROELECTRICA DE CUCUMACAYAN
 REPORTE DE PRODUCCION ENERGETICA

Mes de Octubre de 1992

Período considerado:

De las 8:55 hrs del 30 del mes de Septiembre/92.

A las 9:15 hrs del 3 del mes de Noviembre/92.

PARAMETROS	REG. PERIODO CONSIDERADO	REGISTRO AÑO ANTERIOR	VARIACION ABSOLUTA	VARIACION PORCENTUAL
Total hrs del período	816.3	725.7	90.6	12.5
Hrs suspensión del servicio de CEL	8.0	101.3	-93.3	-92.1
Hrs suspensión producción Grupo 1	9.3	124.6	-115.3	-92.5
Hrs producción Grupo 1	807.0	601.1	205.9	34.3
Kwh generados por Grupo 1	693326.4	617160.5	76165.9	12.3
Mwh acumulados por Grupo 1	5048.8	3921.0	1127.8	28.8
Kw potencia media generada Grupo 1	859.1	1026.7	-167.6	-16.3
Kw potencia máxima generada Grupo 1	---	---	---	---
Hrs suspensión producción Grupo 2	15.9	215.3	-199.4	-92.6
Hrs producción Grupo 2	800.4	510.4	290.0	56.8
Kwh generados por Grupo 2	404658.1	257838.5	146819.6	56.9
Mwh acumulados por Grupo 2	3354.1	2560.2	793.9	31.0
Kw potencia media generada Grupo 2	505.6	505.2	0.4	0.0
Kw potencia máxima generada Grupo 2	---	---	---	---
mm totales de precipitación lluviosa	151.0	343.5	-192.5	-56.0
m ³ /seg del caudal del río	2.3	2.6	- 0.3	-11.5
Kwh de consumo local	6082.0	6915.0	-833.0	-12.0
Kwh producción neta	1139720.8	868084.0	271636.8	31.3
Mwh acumulados de producción neta	8726.9	6408.7	2318.2	36.2

Observaciones: Tiempo neto de generación: 807.0 hrs. Potencia promedio de generación neta: 1412.3 Kw. Potencia máxima de generación neta: 1692.7 Kw. Demanda máxima en medición circuito a Los Naranjos: 260.6 Kw.

REPORTE DE LECTURAS Y OBSERVACIONES EN SALA DE CONTROL DE CIRCITOS A 35 KV

Fecha: 1° del mes de FEBRO de 19 93 Turno de 0 a 8 HORAS.

CIRCUITOS A 35 KV

LECTURAS DE MEDIDORES DE Kwh

LOS NARANJOS		ATEOS					SONSONATE					CONSUMO PLANTA	LOS NARANJOS	ATEOS	SUMINISTRO	RECIBO	PRODUCCION GENERAL	TEMPERATURA TRANSFORMADOR
A	A	KV	A	A	A	KV	A	A	A	A	A							
6.5	2.5	32.4	37	39	25	30.5	16			13	05891.2	59502.0	11524.6	07183.6	27907.6	42378.6	45	
2.5	2.5	32.4	37	39	35	30.5	16			13	91.9		99820.5				45	
6.5	6.5	30.5	37	39	35	30.5	15	35/6		13	92.1						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13							45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13	92.2						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13	93.2						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13							45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13	93.2						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13	94.2						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13	94.8						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13							45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15	37/4		13	95.2						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13							45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13	95.8						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13							45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13	96.2						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13							45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13	96.8						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13	97.2						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13							45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13	97.8						45	
6.0	6.5	30.5	37	32	35	30.5	15			13	98.2						45	

Nº DEL EVENTO	CTO. SONSONATE				CTO. ATEOS				CTO. LOS NARANJOS				CAUSAS DE LAS DESCONEXIONES:	OBSERVACIONES:
	Hr	DESCONEXION	Hr	RECONEXION	Hr	DESCONEXION	Hr	RECONEXION	Hr	DESCONEXION	Hr	RECONEXION		
1													CAUSAS DE LAS DESCONEXIONES: 2012-08-14 10:00 AM - 10:15 AM 2012-08-14 10:15 AM - 10:30 AM 2012-08-14 10:30 AM - 10:45 AM 2012-08-14 10:45 AM - 11:00 AM 2012-08-14 11:00 AM - 11:15 AM 2012-08-14 11:15 AM - 11:30 AM 2012-08-14 11:30 AM - 11:45 AM 2012-08-14 11:45 AM - 12:00 AM	
2														
3														
4														
5														
6														
7														
8														

RESPONSABLES DEL TURNO:

AYUDANTE OPERADOR: *Julio Alberto*

PARRILLERO BOCATONA: *EDUARDO SA*

PARRILLERO PRESA: _____

REPORTE DE LECTURAS Y OBSERVACIONES EN SALA DE CONTROL DE CIRCUITOS A 35 KV

Fecha: 1° del mes de Febrero de 1983 Turno de 8 a 16 horas

CIRCUITOS A 35 KV

LECTURAS DE MEDIDORES DE KWh

OS NARANJOS	ATEOS				SONSONATE				CONSUMO PLANTA	LOS NARANJOS	ATEOS	SUMINISTRO	RECIBO	PRODUCCION GENERAL	TEMPERATURA TRANSFORMADOR	
	A	A	KV	A	A	A	KV	A								A
75	75	210	29	28	22	22	210	12	1%	132985	595115	115330	071585	477140	293925	17
75	75	210	29	28	22	210	12	1%								
75	75	210	29	28	22	210	12	1%	984		998325				010	17
75	75	210	29	28	22	210	12	1%	990						017	17
75	75	210	29	28	22	210	12	1%							025	17
75	75	210	29	28	22	210	12	1%							050	19
75	75	210	29	28	22	210	12	1%	998						065	18
75	75	210	29	28	22	210	12	1%							096	19
75	75	210	29	28	22	210	12	1%	800						090	18
75	75	210	29	28	22	210	12	1%								
75	75	210	29	28	22	210	12	1%	033006	595166	115320	071580	477145	293927	181101	18
75	75	210	29	28	22	210	12	1%	010		998447				115	18
75	75	210	29	28	22	210	12	1%							150	18
75	75	210	29	28	22	210	12	1%	015						140	18
75	75	210	29	28	22	210	12	1%							155	18
75	75	210	29	28	22	210	12	1%	010						190	18
75	75	210	29	28	22	210	12	1%							190	18
75	75	210	29	28	22	210	12	1%	012						180	18
75	75	210	29	28	22	210	12	1%	015						195	18

CECSA:

BULULU:

IZALCO:

mm DE LLUVIA

PLANTA DE CUCCUMACAYAN

REPORTE DE LECTURAS Y OBSERVACIONES EN CASA DE MAQUINAS

Fecha: 10 del mes de *Junio* de 1993 Turno de 0 a 8

REGISTRO DE TEMPERATURAS

GRUPO N° 1

GRUPO N° 2

APERTURAS DE ALABES

Códig	AL	AL	AL	AD	VD	KWH	KV	KW	Códig	AL	AL	AL	AD	VD	KWH	GRUPO N° 1		GRUPO N° 2		TURBINA N° 1	TURBINA N° 2			
																TURBINA	SOPORTE	GENERADOR	TURBINA			INTERMEDIO	INFERIOR	SUPERIOR
084	71	70	74	27	39	616.0	500	500	084	53	52	55	56	11	28.7	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	71	70	74	27	39	606	500	500	084	53	52	55	56	11	43.0	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	71	70	74	22	39	10.0	500	500	084	53	52	55	56	11	43.0	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	65	64	66	27	39	10.8	500	500	084	53	52	55	56	11	44.4	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	68	68	71	27	39	11.8	500	500	084	52	51	53	58	11	46.0	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	69	69	72	29	39	12.0	500	500	084	52	51	53	58	11	46.5	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	69	69	72	27	39	12.9	500	500	084	52	51	53	58	11	47.7	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	69	69	72	27	39	12.9	500	500	084	52	51	53	58	11	47.7	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	69	69	72	27	39	14.0	500	500	084	52	51	53	58	11	49.4	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	66	67	69	28	40	15.0	500	500	084	52	51	53	58	11	51.1	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	66	67	69	28	40	15.8	500	500	084	52	51	53	58	11	52.0	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	66	67	69	28	40	15.8	500	500	084	52	51	53	58	11	52.0	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	66	67	69	28	40	16.9	500	500	084	52	51	53	58	11	53.2	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	66	67	69	28	40	17.8	500	500	084	52	51	53	58	11	55.0	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	66	67	69	28	40	18.8	500	500	084	52	51	53	58	11	56.5	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	60	62	65	29	40	18.8	500	500	084	50	50	52	59	11	56.5	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	60	62	65	29	40	19.6	500	500	084	50	50	52	59	11	56.9	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	60	62	65	29	40	19.6	500	500	084	50	50	52	59	11	56.9	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	65	66	70	29	41	20.1	500	500	084	50	50	52	59	11	59.5	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	65	66	70	29	41	20.1	500	500	084	50	50	52	59	11	59.5	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	65	66	70	29	41	21.5	500	500	084	50	50	52	59	11	61.0	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	65	66	70	29	41	22.3	500	500	084	50	50	52	59	11	62.3	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	60	65	68	30	42	23.6	500	500	084	50	50	52	59	11	64.1	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74
084	60	65	68	30	42	23.6	500	500	084	50	50	52	59	11	64.1	57.5	39	40	46.5	62	54	39	42	74

Nº DEL EVENTO	Hr DESCONEXION DE CEL						Hr RECONEXION DE CEL						Hr DESCONEXION GENERADOR Nº 1						Hr RECONEXION GENERADOR Nº 1						Hr DESCONEXION GENERADOR Nº 2						Hr RECONEXION GENERADOR Nº 2						CAUSAS DE LAS DESCONEXIONES:	OBSERVACIONES:
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6		
1																																						
2																																						
3																																						
4																																						
5																																						
6																																						
7																																						
8																																						

RESPONSABLES DEL TURNO

OPERADOR: *[Signature]*
 MAQUINISTA: *[Signature]*
 AYUDANTE MAQUINISTA: *[Signature]*

88

10

