

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“Estudio de Coordinación de las protecciones eléctricas para la Empresa
Eléctrica Península de Santa Elena (EMEPE) Año 2001, Sub-Estaciones:
Sta. Rosa, Libertad, Salinas y Chipipe”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

PRESENTADA POR:

Andrés León Carrera

Javier Villón Villacreses

Guayaquil – Ecuador
2002

AGRADECIMIENTO

Al ING. ALBERTO HANZE B.
Director de Tesis, por su ayuda y
colaboración para la realización de este
trabajo.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Carlos Monsalve
SUBDECANO DE LA FIEC

Ing. Alberto Hanze B.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Jorge Chiriboga V.
VOCAL

Ing. Jorge Flores
VOCAL

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL).

Andrés León Carrera

Javier Villón Villacreses

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla el estudio de una alternativa de protección y coordinación de dispositivos de sobrecorriente para el sistema eléctrico de los cantones La Libertad y Salinas, redes actualmente administradas por la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena –EMEPE-.

El proyecto tiene como finalidad mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica y fomentar el uso de programa de simulación de redes SYNERGEE como herramienta de trabajo para los ingenieros de planificación en estudios futuros.

La primera parte del trabajo trata sobre la teoría en que se fundamenta la protección de sistemas radiales de energía eléctrica, así como el programa de computadora utilizado para el estudio de cortocircuito y flujo de carga.

La segunda parte comprende la revisión, interpretación y análisis de los resultados de flujo de carga y cortocircuito de los alimentadores de las subestaciones de Salinas y La Libertad generados por el programa; además se propone una alternativa de protección y coordinación por sobrecorriente para las redes mencionadas, así como recomendaciones para el manejo de la información de fallas que permitan tomar decisiones tendientes a la mejora de la confiabilidad sistema de distribución.

INDICE GENERAL

	Página
Resumen	v
Indice general	vi
Indice de figuras	x
Indice de tablas	xi
Indice de planos	xiv
Indice de hojas de coordinación	xv
Introducción	xvii
1. Consideraciones Básicas de la protección por sobrecorriente en redes de distribución de EMEPE	1
1.1 Importancia del sistema de protección para las redes de distribución	1
1.2 Características de equipos de protección por sobrecorriente	2
1.2.1 Interruptores de potencia y relés de sobrecorriente	3
1.2.2 Reconectores	11
1.2.3 Fusibles	14
1.3 Criterios para el ajuste y la coordinación de la protección por sobrecorriente para redes eléctricas	18
1.3.1 Coordinación relé – relé	19
1.3.2 Coordinación relé – reconector	22
1.3.3 Coordinación relé – fusible	27
1.3.4 Coordinación reconector – fusible	29

1.3.5 Coordinación fusible – fusible	30
1.4 Uso del programa SYNERGEE en el estudio de redes de distribución de EMEPE	30
1.4.1 Aspectos generales	30
1.4.2 Modelado de las redes de distribución de los cantones La Libertad y Salinas	31
2. Coordinación de la protección por sobrecorriente en el sistema de subtransmisión Península	33
2.1 Sistema de subtransmisión a 69,000 voltios	33
2.1.1 Operación del sistema de subtransmisión Península	34
2.1.2 Coordinación de los dispositivos de protección para el sistema de subtransmisión Península	34
3. Coordinación de la protección por la sobrecorriente en las subestaciones La Libertad y Santa Rosa	49
3.1 Subestación La Libertad	49
3.1.1 Características técnicas	49
3.1.1.1 Transformadores de potencia	49
3.1.1.2 Generadores	50
3.1.1.3 Barras a 13,800 voltios	51
3.1.1.4 Alimentadores	53
3.1.1.5 Sistema de protección por sobrecorriente	54
3.1.2 Coordinación de los dispositivos de protección	54

3.1.2.1 Barras de la subestación	54
3.1.2.2 Alimentador Libertad	59
3.1.2.3 Alimentador Acacias	64
3.1.2.4 Alimentador Salinas I	72
3.1.2.5 Alimentador Suburbio	76
3.2 Subestación Santa Rosa	80
3.2.1 Características técnicas	80
3.2.1.1 Transformadores de potencia	80
3.2.1.2 Barras a 13,800 voltios	80
3.2.1.3 Alimentadores	81
3.2.1.4 Sistema de protección por sobrecorriente	83
3.2.2 Coordinación de los dispositivos de protección	83
3.2.2.1 Barras de la subestación	83
3.2.2.2 Alimentador Muey	88
3.2.2.3 Alimentador Santa Rosa	96
3.2.2.4 Alimentador Puerto Lucía	101
4. Coordinación de la protección por sobrecorriente en las subestaciones Salinas y Chipipe	108
4.1 Subestación Chipipe	108
4.1.1 Características técnicas	108
4.1.1.1 Transformador de potencia	108
4.1.1.2 Barras a 13,800 voltios	109

4.1.1.3 Alimentadores	109
4.1.1.4 Sistema de protección por sobrecorriente	110
4.1.2 Coordinación de los dispositivos de protección	113
4.1.2.1 Barras de la subestación	113
4.1.2.2 Alimentador Chipipe	117
4.1.2.3 Alimentador Interconexión	118
4.2 Subestación Salinas	124
4.2.1 Características técnicas	124
4.2.1.1 Transformador de potencia	124
4.2.1.2 Barras a 13,800 voltios	124
4.2.1.3 Alimentadores	125
4.2.1.4 Sistema de protección por sobrecorriente	126
4.2.2 Coordinación de los dispositivos de protección	126
4.2.2.1 Barras de la subestación	126
4.2.2.2 Alimentador Dobronsky	133
4.2.2.3 Alimentador Las Dunas	134
4.2.2.4 Alimentador Interconexión	135
4.2.2.5 Alimentador Bases Militares	136
4.2.2.6 Alimentador Rubira	137
Conclusiones y Recomendaciones	159
Anexos	161
Bibliografía	

INDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
FIGURA 1.1 ESQUEMA DE CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y LAS BOBINAS DE DISPARO POR SOBRECORRIENTE E INSTANTÁNEO DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE.	4
FIGURA 1.2 ESQUEMA ELÉCTRICO DEL RELÉ DE SOBRECORRIENTE MARCA MITSUBISHI CO9-I.	5
FIGURA 1.3 RELÉ ELECTRÓNICO SPAJ140C PARA LA PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA.	5
FIGURA 1.4 CURVAS DE TIEMPO INVERSO DEL RELÉ ELECTRÓNICO DE SOBRECORRIENTE ABB MODELO SPAJ140C	7
FIGURA 1.5 DIVERSOS TIPOS DE CURVAS DE TIEMPO INVERSO PARA RELÉS DE SOBRECORRIENTE	9
FIGURA 1.6 REDUCCIÓN EN EL TIEMPO DE DISPARO DEL RELÉ A TRAVÉS DE LA UNIDAD INSTANTÁNEA.	9
FIGURA 1.7 DIAGRAMA DEL CICLO DE TRABAJO DEL RECONECTADOR.	13
FIGURA 1.8 SECUENCIA COMPLETA DE OPERACIÓN DE UN RECONECTADOR.	13
FIGURA 1.9 CURVAS DE TIEMPO INVERSO DE UNA TIRA – FUSIBLE	15
FIGURA 1.10 TIRA – FUSIBLE COOPER-KEARNEY	16
FIGURA 1.11 CAJA FUSIBLE TIPO L (INTERCAMBIABLE) MARCA COOPER-KEARNEY	17
FIGURA 1.12 DISPOSICIÓN RELATIVA ENTRE EQUIPOS DE PROTECCIÓN	18
FIGURA 1.13 DIAGRAMA UNIFILAR DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PROTEGIDO CON RELÉS DE SOBRECORRIENTE.	20
FIGURA 1.14 RELÉ ELECTROMECAÁNICO DE DISCO MODELO IFC MARCA GE	26
FIGURA 1.15 TIEMPOS DE REPOSICIÓN DE RELÉS ELECTROMECAÁNICOS GE Y WESTINGHOUSE	26
FIGURA 1.16 CURVAS DEL RELÉ CO-8 Y DEL RECONECTADOR	28
FIGURA 1.17 MODELO DEL ALIMENTADOR CHIPIPE EN EL PROGRAMA SYNERGEE®	32
FIGURA 1.18 VENTANA DE DESARROLLO DE MODELOS SYNERGEE®	32

INDICE DE PLANOS

	PAG.
PLANO 1 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA PENINSULA	45
PLANO 2 DIAGRAMA UNIFILAR CON PROTECCIONES	46
PLANO 3 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN LA LIBERTAD	52
PLANO 4 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR LA LIBERTAD	62
PLANO 5 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR ACACIAS	69
PLANO 6 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR SALINAS 1	75
PLANO 7 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR SUBURBIO 1	79
PLANO 8 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA	82
PLANO 9a DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR MUEY	94
PLANO 9b DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR MUEY	95
PLANO 10 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR SANTA ROSA	100
PLANO 11a DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR PUERTO LUCIA	106
PLANO 11b DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR PUERTO LUCIA	107
PLANO 12 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN CHIPIPE	112
PLANO 13 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR CHIPIPE	120
PLANO 14 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR INTERCONEXIÓN CHIPIPE	121
PLANO 15 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN SALINAS	130
PLANO 16 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR DOBRONSKY	140
PLANO 17 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR LAS DUNAS	141
PLANO 18a DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR INTERCONEXIÓN	142
PLANO 18b DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR INTERCONEXIÓN	143
PLANO 19a DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR BASE MILITARES	144
PLANO 19b DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR BASE MILITARES	145
PLANO 20 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR RUBIRA	146

INDICE DE HOJAS DE COORDINACION

		PÁGINA
HOJA DE COORDINACIÓN 1	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE FASE RELE DE SOBRECORRIENTE CO-9 DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION LA LIBERTAD SANTA ROSA	47
HOJA DE COORDINACIÓN 2	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE NEUTRO RELE DE SOBRECORRIENTE CO-9 DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION LA LIBERTAD SANTA ROSA	48
HOJA DE COORDINACIÓN 3	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE FASE RELE DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCIÓN EN BARRAS S/E LA LIBERTAD – RELE DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES	57
HOJA DE COORDINACIÓN 4	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE NEUTRO RELE DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCIÓN EN BARRAS S/E LA LIBERTAD – RELE DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES	58
HOJA DE COORDINACIÓN 5	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE FASE ALIMENTADORES S/E LA LIBERTAD RELE DE SOBRECORRIENTE Y FUSIBLES – PROTECCIÓN DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LA LIBERTAD	61
HOJA DE COORDINACIÓN 6	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE ALIMENTADORES: ACACIAS, SALINAS 1 Y SUBURBIO RELE DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES – RECONECTADOR - FUSIBLES 80T – FUSIBLES 50T	71
HOJA DE COORDINACIÓN 7	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE FASE RELE DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCIÓN EN BARRAS S/E SANTA ROSA – RELE DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES	86
HOJA DE COORDINACIÓN 8	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE NEUTRO RELE DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCIÓN EN BARRAS S/E SANTA ROSA – RELE DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES	87

HOJA DE COORDINACIÓN 9	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE FASE ALIMENTADORES S/E SANTA ROSA RELE DE SOBRECORRIENTE Y FUSIBLES – PROTECCIÓN DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SANTA ROSA	93
HOJA DE COORDINACIÓN 10	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE FASE ALIMENTADORES S/E CHIPIPE RELE DE SOBRECORRIENTE Y FUSIBLES – PROTECCIÓN DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CHIPIPE	115
HOJA DE COORDINACIÓN 11	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE NEUTRO S/E CHIPIPE RELE DE SOBRECORRIENTE – PROTECCIÓN DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CHIPIPE	116
HOJA DE COORDINACIÓN 12	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE FASE ALIMENTADORES S/E SALINAS RELE DE SOBRECORRIENTE Y FUSIBLES – PROTECCIÓN DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SALINAS	131
HOJA DE COORDINACIÓN 13	CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE NEUTRO S/E SALINAS RELE DE SOBRECORRIENTE – PROTECCIÓN DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SALINAS	132

INTRODUCCION

El presente trabajo es un estudio de coordinación de los dispositivos de protección existentes en las líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, y en las líneas de distribución de los cantones Salinas y La Libertad, cuyos servicios son suministrados por la Empresa Eléctrica de la Península (EMEPE).

Este estudio de coordinación es elaborado para obtener Sensibilidad, Selectividad y Rapidez en el sistema de protección en estudio; características claves para que un sistema eléctrico de distribución sea confiable.

El Sistema de protección debe ser **Sensible** para que con cualquier tipo de falla por más mínima que sea la magnitud de la misma éste opere y la aísle del sistema.

Así mismo debe ser **Selectivo**, para determinar bajo que condiciones debe o no operar, y en caso de que deba operar con que retardo de tiempo debe de hacerlo. Aunque en la mayoría de los casos el sistema de protección debe de ser **Rápido** para evitar que se maximicen los daños en el sistema.

Capítulo 1

1. CONSIDERACIONES BÁSICAS DE LA PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE EMEPE

1.1 Importancia del sistema de protección para las redes de distribución

Los equipos de distribución de potencia son susceptibles a daños involuntarios ó fortuitos, mala operación y deterioro de los mismos. Esto hace necesario implantar un sistema capaz de detectar valores anormales de corriente, voltaje y frecuencia- un sistema de protección de redes.

La protección por sobrecorriente es parte del sistema de protección de redes. El sistema supervisa la corriente de línea de los alimentadores y al detectar corrientes de valores mucho mayores a la corriente normal de operación, abre el circuito con el fin de aislar y minimizar el área con problemas.

Un sistema de protección debe mantener el servicio a pesar de una falla permanente en una parte de la red. Eso implica que el sistema tenga la cualidad de seccionalización de la red ante fallas, y permite aislar el área

con problemas. También debe distinguir entre fallas temporales y permanentes, para así evitar una salida permanente de la red (ó parte de ella) ante una falla temporal. Esto exige que el sistema de protección permita reconexiones. Finalmente, facilitar la ubicación de una falla permanente cuando ésta ocurra. Así se reduce el tiempo sin servicio a los usuarios. Estas cualidades conducen mejorar el servicio de distribución haciéndolo más confiable ante posibles eventos que afecten la operación normal de la red.

1.2. Características de los equipos de protección por sobrecorriente

La protección de las líneas de distribución se realiza a través de equipos diseñados para soportar los esfuerzos por cortocircuito y están dotados con sistemas de control sensibles a corrientes de falla y mecanismos de operación para abrir el circuito y aislar la sección a la cual están conectados.

La característica que les distingue a los equipos de protección por sobrecorriente es que detectan una falla al medir una corriente varias veces superior a la de la línea que supervisan. También poseen una característica de retardo de tiempo en función de la magnitud de la corriente de falla que detectan; ésta se denomina característica de tiempo inverso. Esta característica de tiempo inverso en los equipos de sobrecorriente es útil en sistemas de distribución, ya que permite lo siguiente:

- En sistemas de distribución, la magnitud de corriente de falla depende en gran parte de la ubicación de la misma, es decir, mientras más lejos de la fuente se ubique la falla, menor es la corriente de cortocircuito. Esta característica del sistema permite coordinar equipos de protección por sobrecorriente en cascada.

- Las corrientes de arranque (o “inrush”) de los motores y transformadores poseen una característica inversa. Esto permite a los ingenieros de planificación establecer los parámetros del equipo de protección de manera que sea insensible a tales corrientes de arranque, evitando una desconexión innecesaria.

1.2.1 Interruptores de potencia y relés de sobrecorriente

El conjunto interruptor – relé está diseñado para detectar fallas de la línea por medio del relé y abrir el circuito a través del interruptor de potencia. La figura 1.1 muestra el interruptor y el relé de sobrecorriente para los alimentadores de la subestación La Libertad. Nótese que el relé mide la corriente que circula por el circuito que supervisa (el circuito del alimentador) y está instalado un relé por fase, además de un relé en el neutro. La figura N°1.2 muestra el esquema eléctrico del relé electromecánico marca MITSUBISHI CO-9I con las terminales indicadas en la figura N°1.2. La figura N°1.3 muestra un relé electrónico de sobrecorriente, marca ABB modelo SPAJ140C, utilizado para la protección por sobrecorriente de la subestación Santa Rosa. Un grupo de curvas que utiliza este relé se muestra en la figura n°1.4. Este relé posee un mayor número de funciones que el relé electromecánico gracias al microprocesador y memoria, lo que permite almacenar las últimas lecturas de corriente en fases antes de alguna falla; además permite escoger de entre un grupo variado de curvas la mejor que se ajuste a los equipos de protección. El relé electrónico no realiza sobre – viajes ya que no posee dispositivos electromecánicos.

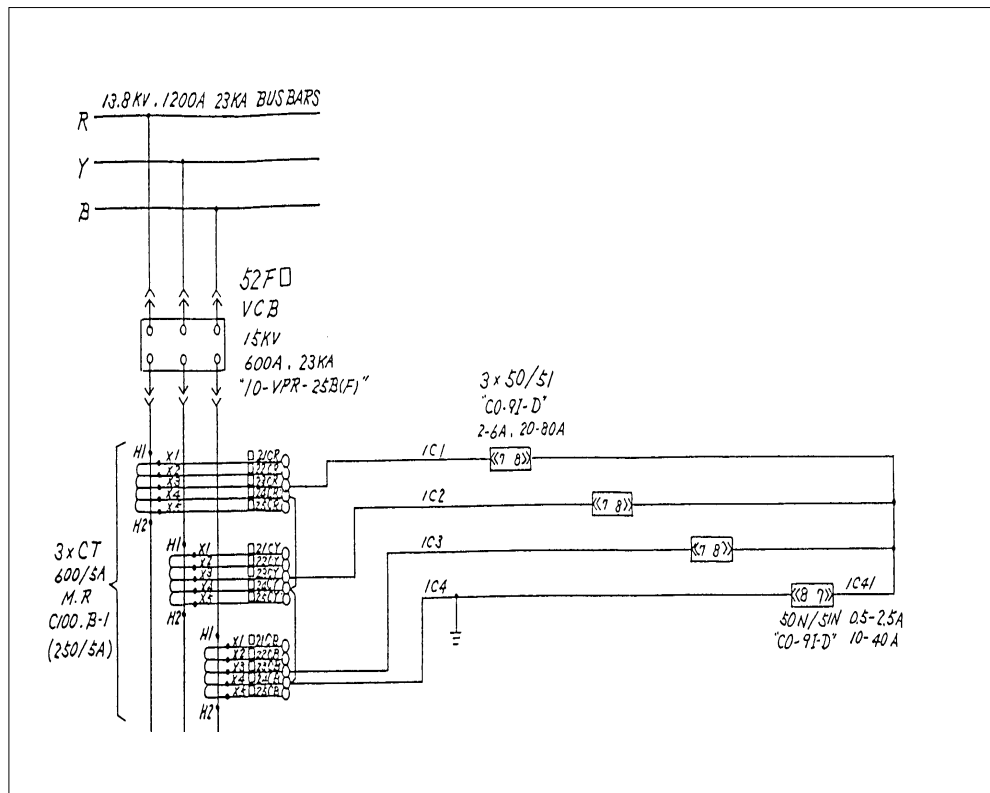


Figura N°1.1. Esquema de conexión de los transformadores de corriente y las bobinas de disparo por sobrecorriente e instantáneo de los relés de sobrecorriente.

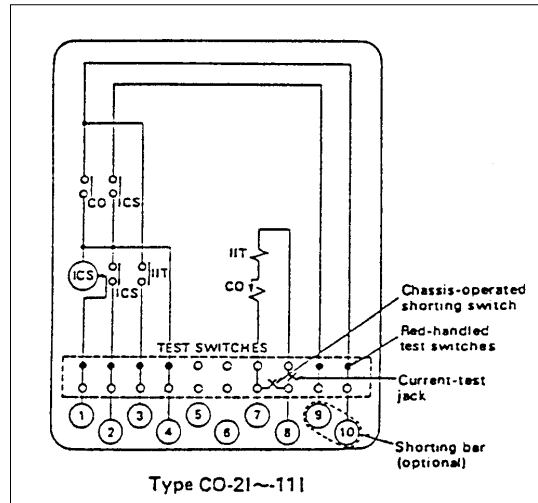


Figura N°1.2. Esquema eléctrico del relé de sobrecorriente marca MITSUBISHI CO-9I.



Figura N°1.3. Relé electrónico SPAJ 140C para la protección por sobrecorriente de la subestación Santa Rosa.

Los parámetros que un relé de sobrecorriente posee son dos: la corriente mínima de disparo, expresada en amperios y el retardo de tiempo TD, que permite escoger entre curvas con diversos tiempos de operación. Esto es útil al ingeniero en planificación para hacer más o menos sensible al relé y retardar o acelerar la operación del relé, respectivamente. La corriente mínima de disparo depende de la relación de transformación del transformador de corriente (abreviada RTC) del alimentador a supervisar y del TAP o corriente mínima que el relé debe “ver” en el secundario del transformador de corriente del alimentador al cual está supervisando para ponerse en marcha y operar el interruptor. Esta relación se expresa en la siguiente fórmula:

$$I_{\substack{\text{mínima} \\ \text{disparo}}} = RTC * TAP[A]$$

El retardo de tiempo del relé (más conocido como TD, por su abreviatura en inglés de Time Dial) permite escoger una curva de tiempo inverso que describe los tiempos de operación del relé según la intensidad de la corriente del alimentador a supervisar. Un ejemplo de estas curvas de operación se muestran en la figura N°1.4.

La corriente mínima de disparo permite ajustar la sensibilidad del relé, discriminando corrientes máximas de operación o emergencia de corrientes de cortocircuito. El retardo de tiempo TD permite escoger entre varias curvas de tiempo inverso, haciendo al relé más o menos rápido según la corriente de cortocircuito.

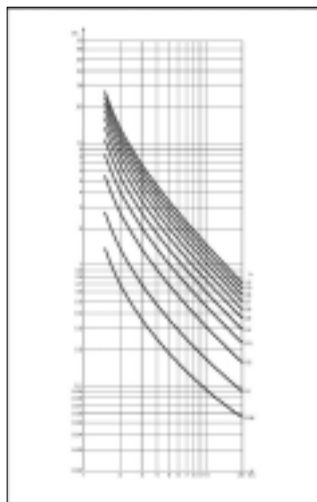


Figura N°1.4. Curvas de tiempo inverso del relé electrónico de sobrecorriente ABB modelo SPAJ140C.

Estándares internacionales se han adoptado para obtener diversas formas de la curva inversa corriente – tiempo. El Instituto Nacional de Estándares Americano (ANSI, en inglés) ha publicado diversos tipos de curvas de tiempo inverso que se pueden utilizar para la protección de líneas por sobrecorriente. La elección del tipo de curva depende del sistema de distribución a proteger (véase Figura N°1.5). También asigna números a las diversas funciones de protección de los relés y a los dispositivos de protección y operación de un sistema eléctrico.

En la Tabla I y Tabla II se muestran algunos números de funciones de relés y números ANSI para equipos de potencia según el estándar ANSI C37.2, respectivamente. Estos números se utilizan como denominación en planos constructivos y de diseño de sistemas eléctricos en USA y América.

TABLA I. NUMEROS ANSI PARA RELES DE PROTECCIÓN

NUMERO ANSI	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN
50	Sobrecorriente instantánea
51	Sobrecorriente con retardo de tiempo
81 u	Baja frecuencia
81 o	Sobre frecuencia
27	Bajo voltaje
59	Sobre voltaje
79	Operación de recierre

TABLA II. NUMEROS ANSI PARA EQUIPOS DE POTENCIA

NUMERO ANSI	EQUIPO
52	Interruptor de potencia
89	Seccionador de línea
57	Seccionador de puesta a tierra
43	Switch selector
LA	Pararrayos
M	Motor

La función de sobrecorriente instantánea suele aplicarse en la protección por relés para reducir el tiempo de operación de estos dispositivos. Al proteger una línea con un relé equipado con una unidad instantánea, puede ajustarse la misma de modo que proteja el 50 ó 60% de la línea, yendo desde la fuente hacia la carga. La utilidad de esta protección es notoria en líneas donde la corriente de cortocircuito varía de la fuente hacia la carga en una proporción del doble ó el triple. La figura N°1.6 muestra la reducción de tiempo de disparo del relé gracias a la unidad instantánea instalada en A y B.

El interruptor de potencia es un dispositivo electro – mecánico automático capaz de cerrar y abrir circuitos de potencia, es decir, conducir e interrumpir corrientes bajo condiciones normales (corrientes de carga nominal) y también puede conducir (por un intervalo de tiempo

determinado) y abrir circuitos con corrientes de cortocircuito en condiciones anormales del sistema.

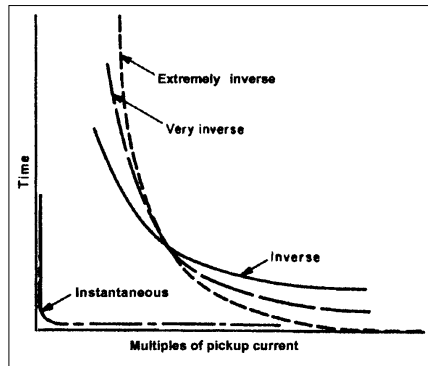


Figura N°1.5. Diversos tipos de curvas de tiempo inverso para relés de sobrecorriente.

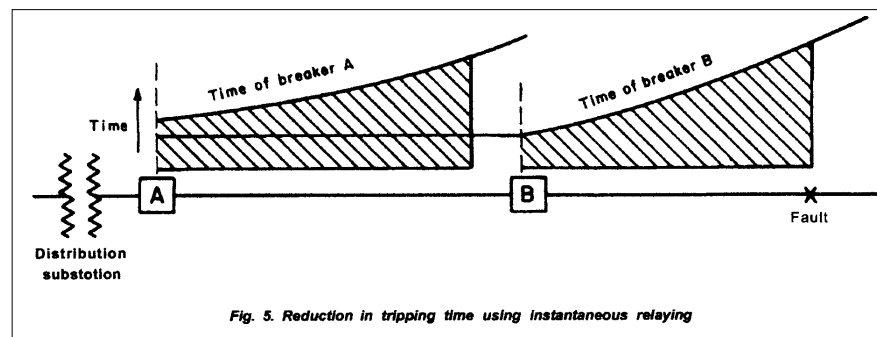


Figura N°1.6. Reducción en el tiempo de disparo del relé a través de la unidad instantánea.

TABLA III. CARACTERÍSTICAS PREFERIDAS PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA EN SISTEMAS A 13.8Kv SEGÚN NORMA ANSI C37.06-1979

Identificación		Valores Establecidos								Valores relacionados					
		Voltaje		Nivel de aislamiento		Corriente		Tiempo de interrupción (ciclos)	Tiempo de retardo permisible (seg.)	Máx. voltaje dividido entre K (kV)	Corriente				
Clase de Voltaje (kV)	Clase Normal de Potencia (MVA)	Voltaje máximo (kV, rms) (1)	Factor de rango de voltaje, K (2)	Voltaje de test		Continua rms a 60Hz (amperios)	CortoCircuito rms (al voltaje máx., amperios) (3)				Cap. Máx. de interrup.	Cap. Conducción de 3 seg.	Cap. Momentánea en Amp rms (kA)		
				Frec. Industrial (kV)	Impulso pico (kV)									K veces la corriente de cortocircuito rms	
														(kA)	(kA)
4.16	250	4.76	1.24	19	60	1200	29	5	2	3.85	36	36	58		
4.16	250	4.76	1.24	19	60	2000	29	5	2	3.85	36	36	58		
4.16	350	4.76	1.24	19	60	3000	41	5	2	4.0	49	49	78		
4.16	350	4.76	1.24	19	60	3500	41	5	2	4.0	49	49	78		
7.2	500	8.25	1.25	36	95	1200	33	5	2	6.6	41	41	66		
7.2	500	8.25	1.25	36	95	2000	33	5	2	6.6	41	41	66		
7.2	500	8.25	1.25	36	95	3000	33	5	2	6.6	41	41	66		
7.2	500	8.25	1.25	36	95	3500	33	5	2	6.6	41	41	66		
13.8	500	15	1.3	36	95	1200	18	5	2	11.5	23	23	37		
13.8	750	15	1.3	36	95	1200	28	5	2	11.5	36	36	58		
13.8	1000	15	1.3	36	95	1200	37	5	2	11.5	48	48	77		
13.8	1500	15	1	36	95	1200	63	5	2	15	63	63	101		

Notas sobre la Tabla III:

(1) Voltaje máximo para el cual el interruptor está diseñado.

(2) K la relación entre el voltaje máximo y el voltaje mínimo, rango entre el cual la capacidad de cortocircuito y la capacidad momentánea varían de manera inversamente proporcional al voltaje de operación.

(3) Para obtener la capacidad de cortocircuito al voltaje de operación que fluctúa en un rango de entre el máximo voltaje y 1/K veces el voltaje máximo, debe utilizar la siguiente fórmula:

$$\text{Corriente de cortocircuito} = (\text{Voltaje máximo nominal})/(\text{Voltaje de operación})$$

1.2.2 Reconectores

El reconector es un dispositivo automático de recierre de un circuito ante una falla temporal en el mismo. Está diseñado para soportar corrientes de cortocircuito y poseen un sistema de control capaz de medir la corriente de la línea a la cual están supervisando; en caso de una falla abren o cierran el circuito en una secuencia predeterminada. Si la falla persiste después de ejecutada la secuencia de apertura y cierre, el reconector aislará del resto del sistema el segmento con problemas.

Los reconectores se clasifican de acuerdo a la técnica de extinción del arco utilizado y al tipo de control que utilizan para ejecutar la secuencia de recierre. De acuerdo a la primera, existen los de vacío y los de aceite mineral. La inteligencia o control puede ser hidráulico ó electrónico. Las características principales del reconector son las siguientes:

- Corriente de interrupción: es la máxima corriente simétrica RMS que el reconector puede interrumpir.
- Ciclo de trabajo: el ciclo de trabajo del reconector es la secuencia de operación que el equipo utiliza para despejar una falla y sobre la cual se determina el tiempo de vida útil del equipo según la corriente de interrupción.
- Corriente nominal: es la corriente continua a 60 Hz que el equipo puede soportar por un tiempo indefinido. Los reconectores con control electrónico vienen provistos de bobinas de 560 A ó 1120 A, según las cantidades de potencia manejadas por el sistema. Los reconectores con control hidráulico tienen bobinas en serie con el circuito bajo supervisión, en un rango que varían desde 25 hasta 560 amperios.

- Tensión de servicio: es el voltaje nominal de operación del reconectador. Generalmente, el reconectador está diseñado para soportar voltajes superiores a los voltajes de línea del sistema. Así por ejemplo, para un sistema de distribución a 13.8 kV, la clase de voltaje de un reconectador es de 15.5 kV

Los reconectadores tienen varias curvas de tiempo inverso, lo que permite escoger la adecuada para un caso de coordinación. Estas curvas se denominan “lentas”, mientras que la operación de apertura instantánea también posee curvas, denominadas curvas “rápidas”.

La secuencia de operación es un parámetro que se puede manejar. Generalmente la secuencia se compone de cuatro operaciones, entendiéndose cada operación como una apertura del circuito. La rapidez de cada operación (apertura) la podemos ajustar estableciendo en el reconectador qué curva domina la primera apertura, la segunda, la tercera y la cuarta. La secuencia o ciclo estándar de trabajo para un reconectador se muestra en la figura N°1.7: el recierre del circuito después de una apertura demora dos segundos en equipos con control hidráulico, y para equipos con control electrónico este tiempo es ajustable. La figura N°1.8 muestra la secuencia de operación del reconectador ante una falla en el circuito que supervisa.

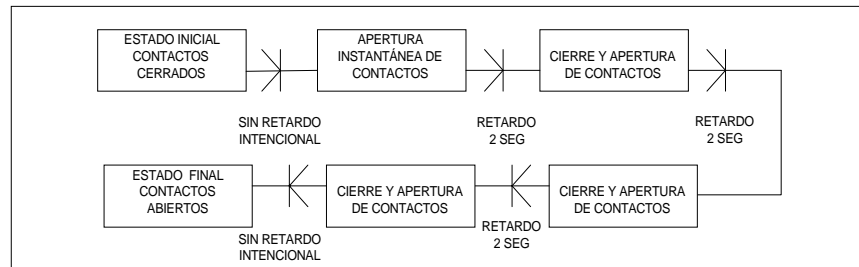


Figura N°1.7. Diagrama del ciclo de trabajo del reconectador.

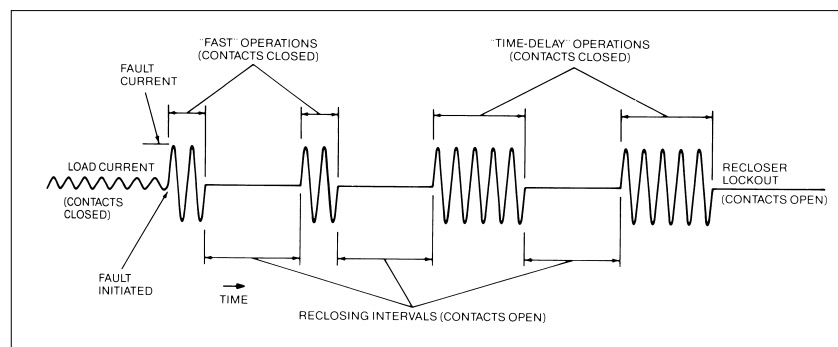


Figura N°1.8. Secuencia completa de operación de un reconectador.

1.2.3 Fusibles

Los fusibles son dispositivos que tienen la propiedad de aislar una sección del circuito cuando la corriente que circula a través del mismo funde el material del cual está compuesto el fusible. Es la protección de líneas más básica y barata, y en el mercado se ofrece una variedad extensa de fusibles. Los fusibles que más se utilizan para sistemas de distribución aéreos son los del tipo expulsión, los cuales se componen de la tira fusible y la caja fusible.

La tira – fusible protege contra cortocircuitos fundiéndose cuando cierta cantidad de corriente pasa a través de la misma. Por ello, al instalarlo en serie con una línea de distribución, la protege de corrientes excesivas. La tira – fusible está definida por su característica de tiempo inverso, la cual se divide en dos curvas: la curva mínima de fusión y la curva máxima de despeje (MMT y MCT, según sus siglas en inglés). La curva mínima de fusión determina el tiempo necesario en función de la cantidad de corriente debe circular por la tira para poder iniciar la fusión de la misma. La curva máxima de despeje de falla determina el tiempo máximo (en función de la corriente) que requiere la tira para fundirse completamente. Las curvas características para una tira – fusible se muestran en la Figura N°1.9.

Al existir una variedad extensa de tiras – fusibles con características diferentes, diversas normas internacionales han clasificado a las tiras – fusibles según las curvas de tiempo inverso. La norma ANSI/IEEE C37.43 ha clasificado ciertas tiras como la “K” y la tira “T”. Las tiras tipo K son tiras denominadas “rápidas”, porque la relación de la intensidad de corriente a 0.1 segundos y la intensidad de corriente a 300 segundos (denominada “relación de velocidad”) varía entre 6 y 8. Las T son tiras fusible “lentas”. La relación de velocidad de estas tiras es de 10 a 13.

Entonces, las curvas de las tiras – fusibles tipo K son más “empinadas” que las curvas del tipo T para una misma corriente nominal.

Existen algunos tipos de tiras fusibles que no están reconocidas por la norma ANSI/IEEE, pero que pueden ser útiles en la coordinación del sistema de protección.

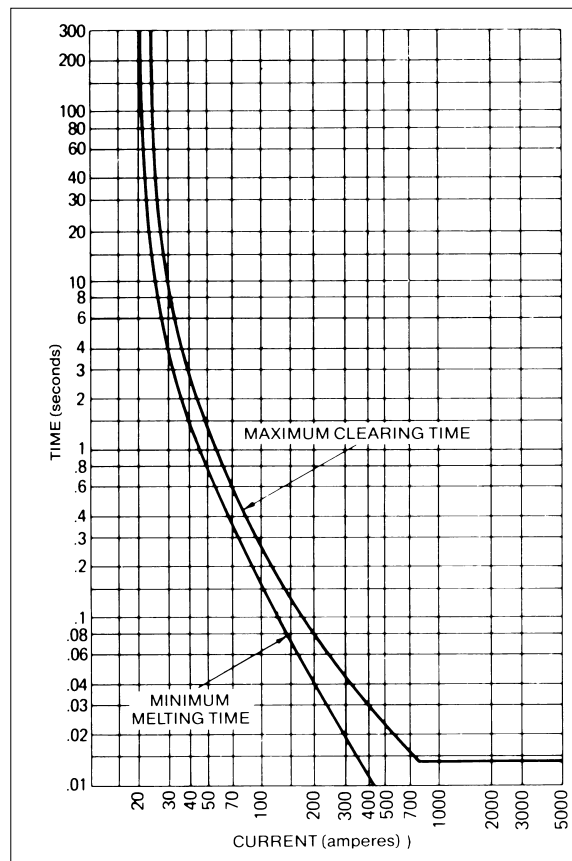


Figura N°1.9. Curvas de tiempo inverso de una tira – fusible.

Las características eléctricas de estos dispositivos son: la corriente nominal de operación, el tipo de tira – fusible (T, K, N, XS) y el voltaje de operación. Si elegimos una tira – fusible marca COOPER 3K, ésta tira tendrá una corriente nominal de 4 amperios, será del tipo K (“rápida”) y su curva mínima de fusión (MMC, por sus siglas en inglés) puede obtenerse por catálogo. La Figura N°1.10 muestra una tira – fusible marca COOPER-KEARNEY.

La caja fusible es el equipo que soporta la tira – fusible y al cual llegan las terminales de los conductores de la línea. Está diseñado para soportar la tensión de operación e intensidades de corriente superiores a las de la tira – fusible. La figura N° 1.11 muestra una caja fusible tipo COOPER, tipo L o intercambiable.



Figura N°1.10. Tira – fusible COOPER-KEARNEY.



Figura N°1.11. Caja Fusible Tipo L (intercambiable) marca COOPER-KEARNEY.

La indicación visible de que una tira fusible se ha fundido, es que la “vela” está hacia abajo y es clara la desconexión del circuito. Las características de las cajas fusibles se muestran en la Tabla IV, para distintos voltajes de operación.

Tabla IV. Características eléctricas de las cajas fusibles de 15kV con vela.

Voltaje Máximo de Diseño (kV)	Voltaje de Impulso (BIL) para una onda tipo cresta 1.2x50us	Corriente continua de operación a 60Hz	Corriente de interrupción en amperios rms		Distancia de aislamiento (mm)
			Simétrica	Asimétrica	
15	110	100	7,100	10,000	216
15	110	100	10,600	16,000	216
15	110	200	8,000	12,000	216

1.3 Criterios para el ajuste y la coordinación de la protección por sobrecorriente para redes eléctricas.

La regla básica de coordinación de equipos de protección por sobrecorriente es de permitir al dispositivo más cercano a la falla (equipo de protección primaria) despejarla ó aislarla; en caso de fallar el dispositivo de protección primaria, el dispositivo próximo de protección (equipo de protección secundaria) ubicado del lado de la fuente deberá despejar la falla. Un esquema que muestra la posición relativa de estos equipos se observa en la figura N°1.12.

Para lograr selectividad en la protección por sobrecorriente, deben discriminarse las fallas temporales de las permanentes. El conjunto relé – interruptor y el reconectador son dispositivos idóneos para tal función: su característica de recierre permite despejar fallas temporales.

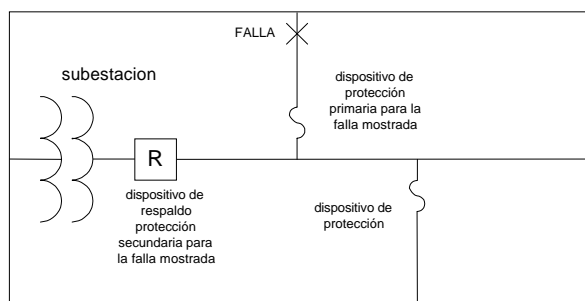


Figura N°1.12. Disposición relativa entre equipos de protección

Además, con la característica de tiempo inverso de estos equipos deben coordinarse los fusibles, de modo que éstos aíslen la falla y puedan restablecer el servicio en el resto de la red. Si se coordinan los fusibles

entre sí, se podrá minimizar el área con problemas, reduciendo los usuarios sin servicio y el tiempo de localización de fallas.

1.3.1 Coordinación Relé - Relé

La coordinación de relés de sobrecorriente se logra a través del establecimiento de la corriente mínima de disparo y del retardo de tiempo de manera que exista sensibilidad para poder detectar fallas en casos de mínima generación, y selectividad para poder discriminar fallas en zonas de protección primarias y secundarias (de respaldo). Para que la operación de los relés en conjunto sea selectiva, es preferible utilizar curvas de tiempo inverso con el mismo grado de inversión (curvas muy inversas, extremadamente inversas, etc.)

Para coordinar los relés de sobrecorriente, primero debemos establecer los linderos de las zonas de protección que éstos deberán tener y los datos de equipos de protección, como modelo, marca y número de parte de los relés, transformadores de corriente; también debe conocerse las características del sistema eléctrico a proteger, como tipo y distancias de las líneas, transformadores de potencia y celdas de media tensión y características de los interruptores de potencia.

La figura N°1.13 la cual muestra un diagrama unifilar de una parte de un sistema eléctrico de distribución, tomado como ejemplo.

Se ha establecido las zonas de protección de los relés ubicados en los puntos A, B y C. Note que en caso de una falla en una zona donde existe un traslape de contornos, puede operar más de un relé. Si no existiese traslape de zonas de protección en los interruptores, una falla entre zonas no traslapadas no será aislada completamente, solo se desconectará la zona en la que actúa el relé de protección primaria. A su vez, el relé ubicado en la posición A deberá brindar protección de

respaldo (protección secundaria) a la zona de protección del relé en B. Por lo tanto, el relé en A deberá ser lo suficientemente sensible para operar ante fallas al final de la línea de B.

Se asumirá que las características de corriente de disparo y retardo de tiempo están ajustadas en el relé en la posición A. Para coordinar el relé B con el relé A se realizan los siguientes pasos:

La corriente mínima de disparo para el relé en B se ajusta tomando en cuenta los siguientes factores:

- La mínima corriente de falla en la zona de protección primaria,
- La mínima corriente de falla en la zona de protección secundaria,
- Otras posibles configuraciones del sistema que afecten los valores antes mencionados.

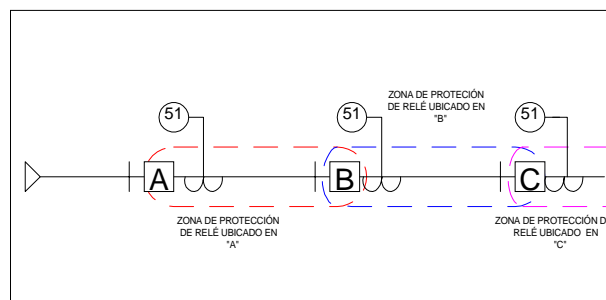


Figura N°1.13. Diagrama unifilar de un sistema de distribución protegido con relés de sobrecorriente.

Para los relés que supervisan las fases de la línea que va de B hacia C (relés ubicados en B), la mínima corriente de falla para la zona de

protección primaria y secundaria la provee una falla entre fases en condiciones de mínima generación. Para el relé del neutro se toma en cuenta la corriente de falla de línea a tierra en condiciones de mínima generación en la misma sección. Una vez obtenidos estos valores, se ajusta la corriente mínima de disparo de manera que el relé actúe ante estas corrientes de falla, tanto para la protección primaria de la línea B-C como para la protección secundaria de la línea siguiente al punto C.

El segundo paso es ajustar del retardo de tiempo a través de las curvas de tiempo inverso de los relés a coordinar. La coordinación del relé en B con el relé en A se realiza tomando en cuenta lo siguiente:

- La curva de tiempo inverso del relé ubicado en A.
- Las características del interruptor ubicado en B y del relé que lo controla. Se debe conocer tiempos de apertura del interruptor, marca, modelo y características del relé.

Una vez obtenidos estos valores, se calcula en tiempo estimado de operación del conjunto relé – interruptor, desde la señal de sobrecorriente hasta la apertura total de contactos del interruptor; es usual dejar un intervalo de tiempo ya que el tiempo estimado no es exacto en todas las operaciones.

Luego se procede a dibujar en papel logarítmico la curva del relé en A y la curva tentativa del relé en B. Se procede a comparar los tiempos de operación para las corrientes de cortocircuito que se presentan en el sistema, y si la coordinación se logra para los casos expuestos, el ajuste del relé en B está alcanzado. La coordinación con relés subsiguientes se realiza de manera similar al proceso descrito anteriormente.

1.3.2 Coordinación Relé – Reconectador

La coordinación del conjunto relé – interruptor (ubicado del lado de la fuente) y del reconectador (ubicado del lado de la carga) está influenciada por el tipo de relé de sobrecorriente que se utilice, ya que el reconectador realiza reconexiones sucesivas para poder despejar fallas temporales. Esta secuencia debe ser discriminada de las fallas permanentes en el alimentador por el relé de sobrecorriente de manera que no opere ante tales reconexiones. Los relés con mecanismos electromecánicos cierran los contactos de disparo a través de un disco giratorio impulsado por fuerzas electromagnéticas proporcionales a la corriente que circula por la bobina de disparo del relé - ver Figura N°1.14 -. Si el impulso del disco es interrumpido durante el movimiento del mismo, el disco tiende a seguir girando debido a la inercia de su masa; este fenómeno se conoce como “sobre viaje” del relé.

La Tabla V muestra el tiempo que el disco del relé electromecánico se mantiene en movimiento a pesar del cese de fuerzas actuantes sobre el mismo. Este tiempo se denomina “tiempo de impulso marginal” o TIM. El TIM está determinado por el tipo de relé que se utiliza. Por esto cuando un reconectador ubicado en el lado de la carga del equipo relé – interruptor realiza la secuencia de reconexión, el relé electromecánico no restablece su posición inicial, por lo que el tiempo de operación del relé tiende a acumularse.

Tabla V. Tiempo de Impulso Marginal (TIM) para distintos tipos de relés electromecánicos de sobrecorriente.

Tipo de Relé	TIM en segundos
CO-2	0.05
CO-6	0.06
CO-7	0.05
CO-8	0.03
CO-9	0.03
CO-11	0.03

La Figura N°1.15 muestra los tiempos de restablecimiento (o reposición) de relés electromecánicos más utilizados. Para lograr la coordinación del reconectador con el relé se realizan cálculos del sobre –viaje que realiza el disco del relé electromecánico a medida que el reconectador realiza la secuencia de recierre.

Estos sobre –viajes tienden a acumular el tiempo de operación del relé, por lo que el número de operaciones del reconectador y sus intervalos de apertura y cierre deberán ocasionar en el relé un tiempo acumulado menor que el tiempo de disparo para un valor de corriente de cortocircuito. En la Figura N°1.16 se observa las curvas de un relé y reconectador tomados como ejemplo. La coordinación está garantizada al realizar este cálculo en la porción de las curvas más cercanas entre sí. En este ejemplo, se analizará la coordinación entre equipos a una corriente de cortocircuito de 1000 amperios. El reconectador tiene cuatro secuencias de operación: dos rápidas y dos lentas (2A/2C). El relé CO-8 tiene un TIM de 0.03 segundos, un TD de 5 y una corriente mínima de disparo de 300 amperios. De estos datos obtenemos un tiempo de reposición –ver Figura N°1.15- de 30 segundos.

El tiempo de operación del relé para 1000 amperios es de 0.6 segundos. Para verificar la coordinación del reconectador con el relé se determina el porcentaje de viaje del relé en función de la secuencia de apertura y cierre del reconectador.

La tabla VI muestra la secuencia de cálculo del porcentaje de sobreviaje del relé en cada operación del reconectador. Debido a que el viaje del disco del relé es menor al 100% del tiempo necesario para disparar el interruptor, la coordinación entre el relé y el reconectador es lograda.

Tabla VI. Cálculo de viaje del relé en porcentaje del tiempo de operación para la secuencia elegida del reconectador.

<i>Operación</i>	<i>Viaje del relé en % del tiempo de operación para 1000 A</i>
Viaje del relé durante la primera operación del reconectador (curva A) (.035/0.6x100)	5.8
TIM del relé (.03/0.6x100)	+ <u>5.0</u>
Viaje total del relé durante la primera operación del reconectador	10.8
Reposición del relé durante los 2 segundos de apertura del reconectador (2/30x100)	- <u>6.7</u>
Viaje neto del relé	4.1
Viaje del relé durante la segunda operación rápida (curva A) del relé (0.035/0.6x100)	+5.8
TIM del relé (.03/0.6x100)	+ <u>5.0</u>
Viaje total del relé durante la segunda operación del reconectador	14.9
Reposición del relé durante los 2 segundos de apertura del reconectador (2/30x100)	- <u>6.7</u>
Viaje neto del relé	8.2
Viaje del relé durante la primera operación lenta (curva C) del relé (0.3/0.6x100)	+50.0
TIM del relé (.03/0.6x100)	+ <u>5.0</u>
Viaje total del relé durante la primera operación lenta del reconectador	63.2
Reposición del relé durante los 10 segundos de la última apertura del reconectador (10/30x100)	- <u>33.3</u>
Viaje neto del relé	29.9
Viaje del relé durante la segunda operación lenta (curva C) del relé (0.3/0.6x100)	+50.0
TIM del relé (.03/0.6x100)	+ <u>5.0</u>
Viaje total del relé	84.9% del total de tiempo de operación del relé ∴ reconectador coordinado con relé



Figura N°1.14. Relé electromecánico de disco modelo IFC marca GE.

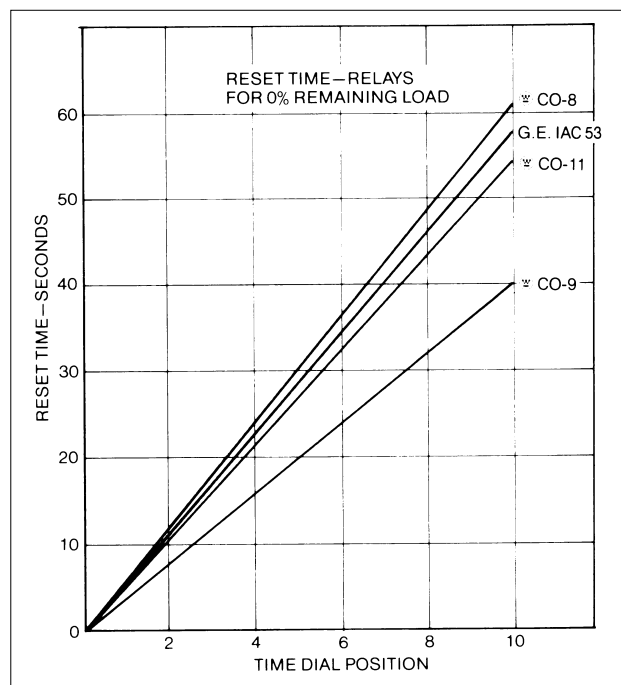


Figura N°1.15. Tiempos de reposición de relés electromecánicos GE y WESTINGHOUSE.

1.3.3 Coordinación Relé – Fusible

La coordinación entre un relé de una subestación y un fusible de un alimentador es lograda cuando el fusible opera antes de que el relé. Un margen de 0.2 a 0.3 segundos entre la curva máxima de despeje del fusible y la curva de tiempo inverso del relé debe mantenerse con el fin de permitir sobre –viajes del relé, errores en la señal del transformador de corriente, etc.

Esto minimiza el área con problemas. Sin embargo, ciertos interruptores tienen relés de recierre, que ejecutan una secuencia de cierres en un intento de despejar fallas temporales. En este caso, la coordinación entre el relé de recierre y el fusible se logra cuando los recierres de despeje se realizan sin fundir el fusible; al culminar estos recierres y la falla persiste, el fusible debe fundirse antes de que el relé abra permanentemente el circuito. Esta coordinación es similar a la realizada entre un reconectador y un fusible, la cual se detallará más adelante.

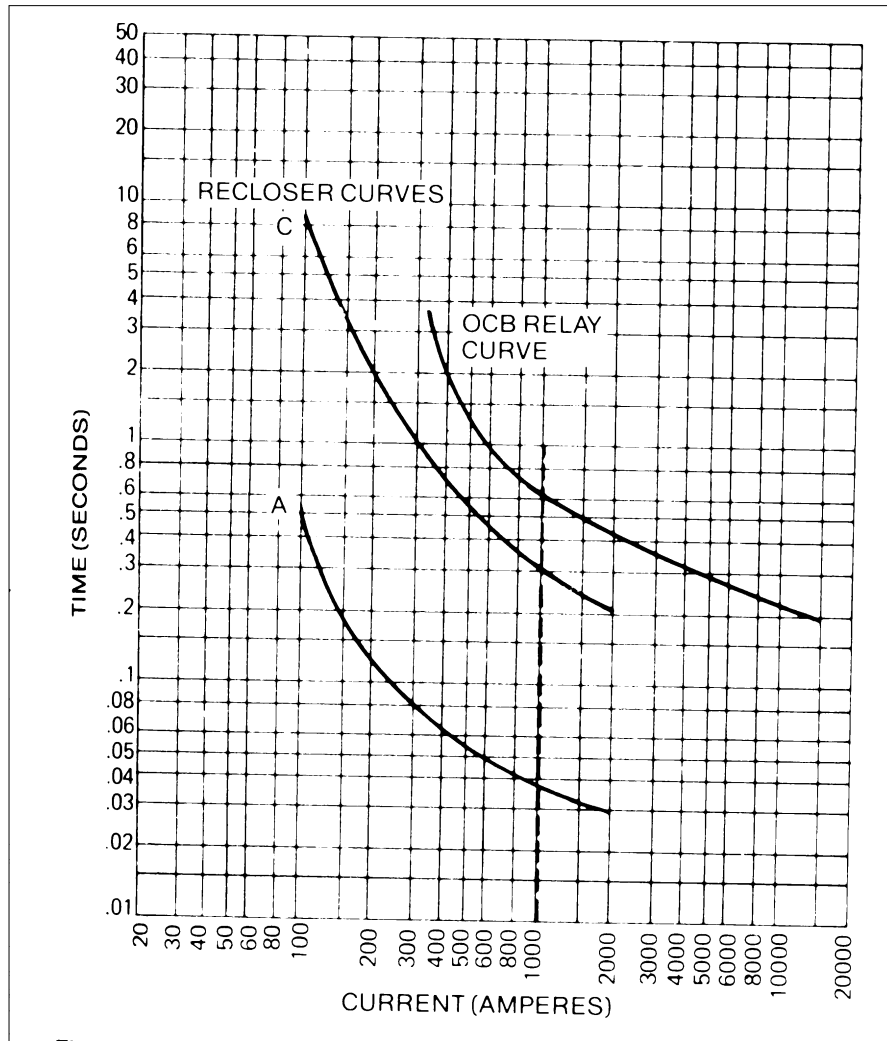


Figura N°1.16. Curvas del relé CO-8 y del reconectador.

1.3.4 Coordinación Reconectador – Fusible

La coordinación entre reconectador y fusible aplica los principios básicos de la coordinación; es decir, el reconectador, ubicado en el lado de la fuente, despeja fallas temporales en la red; al ser las fallas permanentes, el fusible más cercano a la falla debe aislarla de manera que se minimice el área con problemas.

Para lograr este objetivo se hace uso de la coordinación por curvas de tiempo inverso con factores de ajuste. Los factores de ajuste permiten coordinar fusibles con reconectadores de manera que los primeros no se dañen debido a la operación rápida del reconectador. Las reglas básicas de coordinación son las siguientes:

1. Para todos los valores posibles de la corriente de cortocircuito en el punto donde se ubica el fusible, el tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo de operación de la apertura rápida del reconectador (curva A), multiplicada por un factor. Esto permite evitar fatigas o daños en el fusible. La Tabla VII muestra los factores aplicables a cada tipo de reconectador.
2. Para todos los valores de corriente de cortocircuito posibles en el lugar donde está instalado el fusible, el tiempo máximo de despeje del fusible no debe ser mayor que el tiempo de operación de la apertura lenta del reconectador.

Tabla VII. Factores de desplazamiento para la curva rápida del reconector.

Tiempo de recierre en ciclos	Multiplicador para:	
	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25-30	1.25	1.8
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

1.3.5 Coordinación Fusible – Fusible

La coordinación fusible – fusible se logra a través de una selección adecuada del tipo de fusible y de su capacidad, de manera que el fusible más cercano a la falla se funda antes que el de respaldo, minimizando el área con problemas. La práctica en coordinación de fusibles dicta que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo, en el rango posible de corrientes de cortocircuito. Además, se practica la coordinación de fusibles del mismo tipo (K, T, N, XS, etc. .) para un alimentador ó circuito.

1.4 Uso del programa SYNERGEE en el estudio de redes de distribución de EMEPE

1.4.1 Aspectos generales

SynerGEE® Electric es un programa que permite analizar y optimizar sistemas eléctricos de distribución. Esta aplicación para Sistemas Eléctricos de potencia calcula Flujos de carga para sistemas balanceados y no balanceados, análisis de Cortocircuito, flujos de

corrientes de Cortocircuito, Caídas de Voltaje, Pérdidas, Análisis en estado transiente en Sistemas de distribución. Para la coordinación de dispositivos de protección por sobrecorriente es necesario contar con información acerca de la red que debe proteger. Información tal como corrientes de cortocircuito disponibles en puntos críticos del sistema, flujos de carga en transformadores y conductores durante condiciones normales y de emergencia. A través del programa de simulación de redes SYNERGEE se logró modelar las redes de distribución para los cantones Salinas y La Libertad.

1.4.2 Modelado de las redes de distribución de los cantones La Libertad y Salinas

La simulación del sistema de distribución requirió la recopilación, organización e ingreso de información referente al sistema. El modelo obtenido se fundamenta en una base de datos de conductores, transformadores de distribución y elementos de protección proporcionada por el departamento de planificación de EMEPE. El programa permite dibujar el sistema de distribución de modo que no solo ofrezca información textual, sino que a través de colores, formatos de líneas y gráficos, permita al usuario interpretar los resultados rápidamente. La figura N°1.17 muestra la gráfica de un alimentador generada por el programa. La construcción del modelo empieza con el dibujo de cada tramo de cada alimentador, al cual se le asignan las características físicas y eléctricas requeridas por el modelo. Una vez concluido la representación del alimentador, se “conecta” la red a un alimentador. Aquí se almacenan las impedancias equivalentes de la subestación, las demandas máximas del alimentador y la tensión de servicio. La construcción de nuevos alimentadores se realiza del mismo modo. Cada

alimentador puede ahora asociarse a un transformador de subestación, conectándolo a través de segmentos. La figura N°1.18 muestra una parte de la red modelada.

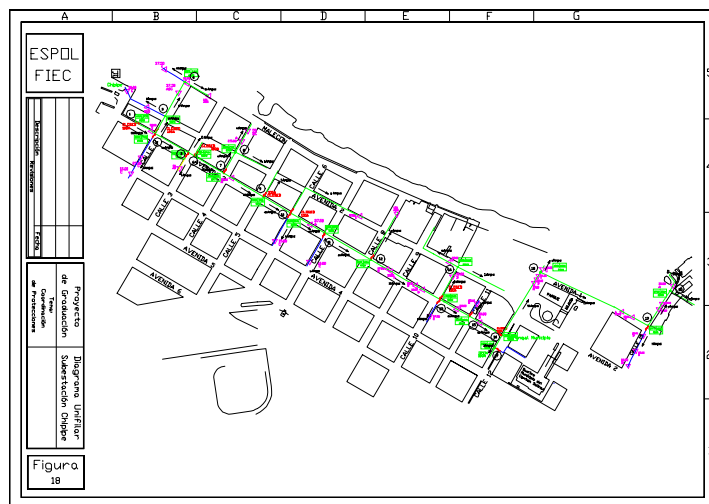


Figura N°1.17. Modelo del alimentador Chipipe en el programa SYNERGEE®.

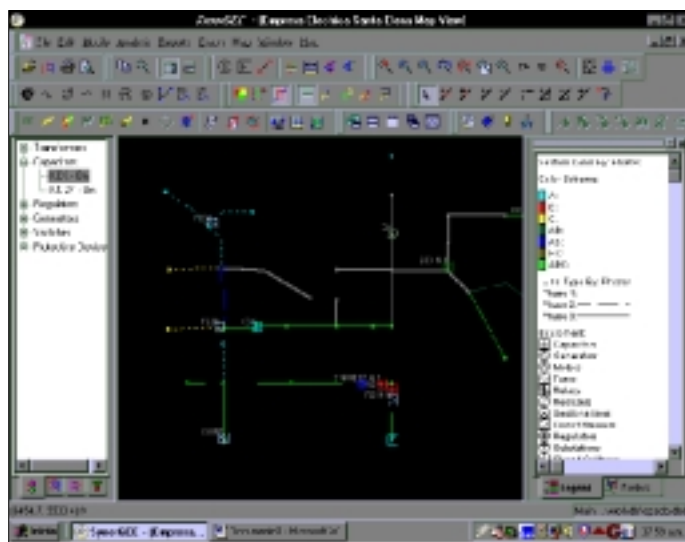


Figura N°1.18. Ventana de desarrollo de modelos SYNERGEE®.

Capítulo 2

2. COORDINACIÓN DE LA PROTECCION POR SOBRECORRIENTE EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISION PENINSULA

2.1 Sistema de subtransmisión a 69,000 voltios

La energía entregada por TRANSELECTRIC a EMEPE es repartida a las diversas subestaciones a través de un sistema de subtransmisión que opera a una tensión nominal de 69,000 voltios.

El sistema de subtransmisión está compuesto por las estructuras de soporte y las líneas de subtransmisión que permiten transportar la energía eléctrica hacia las subestaciones de distribución de EMEPE. La tabla VIII detalla las características eléctricas y físicas de las diversas líneas del sistema de subtransmisión en mención.

El sistema de subtransmisión Península entrega energía eléctrica a diez subestaciones de distribución ubicadas en el área de la Península de Santa Elena, de las cuales nueve pertenecen a EMEPE y una a PETROECUADOR. Las características de los transformadores de las subestaciones del sistema Península de EMEPE se detallan en la Tabla IX (pag 39). El plano n°1 muestra el diagrama unifilar de las líneas de subtransmisión que alimentan las subestaciones La Libertad, Santa

Rosa, Petropenínsula, San Vicente, Salinas y Chipipe. La generación térmica instalada en EMEPE sirve a las subestaciones La Libertad, Santa Rosa y Petroproducción, conectándose a la barra de 69kV en La Libertad a través del transformador elevador de la subestación, cuyas características se detallan en la Tabla IX. La Tabla X (pag 40) muestra las características de los generadores térmicos de EMEPE. El diagrama unifilar con los dispositivos de protección de las posiciones de línea Libertad y Salinas de la subestación Santa Elena así como la de las subestaciones mencionadas están en el plano n°2 .

2.1.1. Operación del sistema de subtransmisión Península.

El sistema de subtransmisión Península opera de manera radial con opción a transferencia en casos emergentes. Sin embargo, la transferencia se realiza en casos de daño permanente en alguna línea de subtransmisión. El diagrama unifilar de operación normal se muestra en la plano n°2.

La protección del sistema península contra cortocircuitos es lograda a través de relés de sobrecorriente de tiempo inverso, con unidades de sobrecorriente instantáneas. Los ajustes actuales de los relés para las líneas Santa Elena – La Libertad, Santa Elena – Salinas y La Libertad – Santa Rosa se muestran en la Tabla XI (pag 41).

2.1.2 Coordinación de los dispositivos de protección para el sistema de subtransmisión Península

Relés de sobrecorriente ubicados en la subestación Santa Elena protegen las líneas del sistema de subtransmisión. El relé instalado al inicio de la línea Santa Elena – Libertad, ofrece protección primaria contra cortocircuitos a la línea propiamente dicha y a la línea La Libertad – Petropenínsula. La protección de la línea La Libertad – Santa Rosa es

lograda a través del relé MITSUBISHI CO 9 ubicado en la subestación La Libertad.

La protección primaria de las líneas de subtransmisión Santa Elena – San Vicente, San Vicente – Salinas y Salinas – Chipipe se obtiene por medio de un relé ubicado al inicio de la línea que va hacia San Vicente en la subestación Santa Elena.

La coordinación del relé de la línea La Libertad – Santa Rosa a 69kV con el relé de la subestación Santa Elena se obtuvo al establecer un intervalo de tiempo de 0,3 segundos entre ambos dispositivos; este tiempo corresponde a la suma de: el tiempo de operación del interruptor que protege esta línea (5 ciclos = 0.083seg), un sobreviaje del relé (0,03 seg) y un factor de seguridad (0.16); al añadir este intervalo a la curva de sobrecorriente del relé de la subestación Santa Elena permite establecer los valores de TD y TAP que permiten disparar el relé de la línea La Libertad – Santa Rosa sin que primero se dispare el relé de la subestación Santa Elena.

Por ejemplo a los 1600 A el tiempo de despeje de falla del dispositivo de protección en la Subestación La Libertad es de 0.32 seg, por lo cual el dispositivo de protección ubicado en la Subestación Santa Elena deberá de operar en 0,060 seg, lo que se demuestra en la siguiente ecuación:

$$T_A = T_B + B_B + O_A + F$$

Donde :

$T_A = 0.60$ = Tiempo de operacion del relé ubicado en A (S/E Santa Elena)

$T_B = 0.32$ = Tiempo de operacion del relé ubicado en B (S/E La Libertad)

$B_B = 0.083$ = Tiempo de interrupción de cortocircuito del interruptor
en B (S/E La Libertad)

$O_A = 0.03$ = "Sobreviaje" del relé ubicado en A (S/E Santa Elena)

$F = 0.16$ = Factor de seguridad

La tabla XII (pag 41) muestra los valores de impedancia del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) equivalentes en la barra de 69,000 voltios de la subestación Santa Elena utilizados para el cálculo de las corrientes de cortocircuito y para la obtención de las impedancias equivalentes en cada subestación del Sistema Península. Esta información fue proporcionada por TRANSELECTRIC a EMEPE en julio de 2000.

En la tabla XIII (pag 42) se presentan los resultados de la simulación del sistema de subtransmisión para máxima y mínima generación a través del programa SYNERGEE que incluyen impedancias acumuladas en cada subestación de distribución, impedancias de líneas y corrientes de cortocircuito. Los valores de impedancia acumulada obtenidos representan las impedancias equivalentes en cada una de las subestaciones del sistema Península y son el punto de partida para el estudio de cortocircuito y flujo de carga del sistema de distribución a 13800 Voltios.

De igual manera en la Tabla XV (pag 44) se observa el resumen de los resultados obtenidos mediante la simulación del sistema de subtransmisión Península, la cual detalla las impedancias de cada una de las Líneas de subtransmisión en estudio.

En este estudio la coordinación del relé de la línea La Libertad – Santa Rosa a 69,000 voltios con el relé de la posición La Libertad ubicado en la Subestación Santa Elena se logra por medio del ajuste del relé ubicado en la S/E La Libertad y solo de él debido a que como TRANSELECTRIC debe de tener todo su sistema de protección debidamente coordinado una variación en los ajustes de los relés ubicados en la Subestación Santa Elena pueden repercutir en la coordinación de su Sistema. La coordinación de estos dispositivos la podemos observar en la hoja de

coordinación n°1 y n°2 . Los ajustes que deben realizarse en el relé Mitsubishi CO – 9 de la S/E La Libertad para obtener la coordinación entre éste relé con el relé de la S/E Santa Elena se detallan en la Tabla XVI, así también se muestran los ajustes actuales del relé de la S/E Santa Elena (véase pag 44).

TABLA VIII. CARACTERÍSTICAS DE LAS LINEAS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69,000 VOLTIOS DE EMEPE.

DESCRIPCIÓN				CONDUCTOR (FASES)		ESPACIAMIENTO EQUIVALENTE		ALTURA EQUIVA- LENTE	RESIS- TENCIA	REACTANCIA
DE SUBESTACION	A SUBESTACION	TENSION (kV)	DIST. (Km)	CALIBRE (KCM)	DIAM. (cm)	ENTRE FASES	FASE- NEUTRO		A 75 C	A 1 PIE DE ESPACIAMIENTO
						(cm)	(cm)		(mts)	OHM/Km
SISTEMA PENINSULA										
S/E STA. ELENA	DESVIO PENINSULA	69	6	394.5	1.69	271	356.6	12.37	0.196975	0.284764
DESVIO PENINSULA	S/E CHANDUY	69	5	394.5	1.69	271	356.6	12.37	0.196975	0.000285
DESVIO PENINSULA	S/E COLONCHE	69	24	312.8	1.6	271	356.6	12.37	0.247927	0.002940
S/E STA. ELENA	S/E LIBERTAD	69	7.6	394.5	1.69	271	356.6	12.37	0.196975	0.000285
S/E STA. ELENA	S/E S. VICENTE	69	7.6	394.5	1.69	271	356.6	12.37	0.196975	0.000285
S/E S. VICENTE	S/E SALINAS	69	10	394.5	1.69	271	356.6	12.37	0.196975	0.000285
S/E LIBERTAD	S/E PETROPEN.	69	0.8	155.4	1.05	176.39	265.58	12.84	0.49896	0.000325
S/E LIBERTAD	S/E S. VICENTE	69	1.6	394.5	1.69	176.39	265.58	12.84	0.196975	0.000285
S/E LIBERTAD	S/E STA. ROSA	69	6.5	312.8	1.6	176.39	265.58	12.84	0.247927	0.002940
S/E STA. ROSA	S/E SALINAS	69	2	312.8	1.6	176.39	265.58	12.84	0.247927	0.002940
S/E SALINAS	S/E CHIPIPE	69	4.5	312.8	1.6	176.39	265.58	12.84	0.247927	0.002940
S/E COLONCHE	S/E MANGLARAL	69	30	312.8	1.6	271	356.6	12.37	0.247927	0.002940

Nota: El tipo de conductor utilizado es AAAC-5005 para las fases y neutro. El neutro es de calibre 4/0 para todas las líneas.

(2001/07/01)

TABLA IX. CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA PENINSULA DE EMEPE

SUBESTACION	TRANSFORMADOR		RELACION		CAPACIDAD CONTINUA/ EMERGENCIA		CONEXIÓN	RESIS- SISTENCIA (%R)	IMPE- DANCIA (%Z)	PERDIDAS	
	MARCA	SERIE N°	PRIM (KV)	SEC (KV)	MVA	ENFRIA- MIENTO				KW(NL)	KW(FL)
S/E LIBERTAD (RED.)	mitsubishi	8817600105	69	13.8	10/12.5	OA/FA	DYn1	0.390	7.710	10.47	52.00
S/E LIBERTAD (ELEV.)	GE	G860435	69	13.2	10/11.2	OA/FA	YYoD	0.520	6.980	16.20	73.80
S/E SALINAS	mitsubishi	817600102	69	13.8	10/12.5	OA/FA	DYn1	0.480	7.660	11.91	60.00
S/E STA. ROSA	PAUWELS	9424070	69	13.2	5/6.25	OA/FA	Dyn1	0.520	6.800	6.75	30.00
S/E CHANDUY	GE	G860369B1	69	13.2	3.75/5.25	OA/FA	Dyn1	0.679	7.060	7.10	36.00
S/E CHANDUY (2)	GE	L249604A	69	13.2	3.75/5.25	OA/FA	Dyn1	0.787	7.560	7.14	32.15
S/E CHIPIPE	mitsubishi	8771730103	69	13.8	5/5	OA	Dyn1	0.610	6.870	6.75	30.00
S/E PETROPENINSULA	-----	-----	69	2.4	2.5/2.5	OA	DYn1	0.630	7.060	7.10	36.00
S/E SAN VICENTE	GE	C860363B	69	13.2	3.75/5.25	OA/FA	DYn1	0.740	7.280	7.14	35.90
S/E SAN VICENTE (2)	FUERA DE SERVICIO										
S/E COLONCHE	PAUWELS	9324015	69	13.2	10	OA/FA	Dyn1	0.410	6.430	10.70	61.00
S/E MANGLARALTO	GE	G860369A	69	13.2	3.75	OA	DYn1	0.840	8.430	7.10	36.00

(2001/07/01)

TABLA X. CARACTERISTICAS DE LOS GENERADORES ELÉCTRICOS SISTEMA PENINSULA DE EMEPE

CARACTERÍSTICAS MECANICAS									
Central	Tipo de central	Conexión a sistema	Unidad	Modelo de motor	Marca	Generador	RPM	Combustible	Rendimiento (KWH/gal.)
La Libertad	Térmica	Subtransmisión	Grupo 6	38TD8-1/8	FAIRBANKS MORSE	FAIRBANKS MORSE	900	Diesel	12,53
La Libertad	Térmica	Subtransmisión	Grupo 7	38TD8-1/8	FAIRBANKS MORSE	FAIRBANKS MORSE	900	Diesel	11,98
La Libertad	Térmica	Subtransmisión	Grupo 8	12 PC2V400	COLT PIELSTICK	BELOIT POWER SYSTEMS	514	Diesel	13,71
La Libertad	Térmica	Subtransmisión	Grupo 9	12 PC2V400	COLT PIELSTICK	BELOIT POWER SYSTEMS	514	Diesel	13,71

CARACTERISTICAS ELECTRICAS (TENSIÓN DE OPERACIÓN 13.8Kv)													
Unidad	Potencia Instalada (MVA)	Factor de Potencia	Reactancias de generador en porcentaje con base de placa								Resistencias en ohmios a 75°C		Capacitancia a tierra MFD/PH
			Dispersión	Sincrónica		Transiente		Subtransien te		Sec. Cero	Armadura	Campo	
				Xd	Xq	Xd	Xq	Xd	Xq				
Grupo 6	5,55	0,8	11,98	133,3	91,3	32,9	18,8	18,8	22,5	6,4	0,428	0,8	0,022
Grupo 7	5,55	0,8	11,98	133,3	91,3	32,9	18,8	18,8	22,5	6,4	0,428	0,8	0,022
Grupo 8	5,55	0,8	13,41	140,7	93,89	30,21	19,85	19,85	24,8	22,2	0,247	1,53	0,041
Grupo 9	5,55	0,8	13,41	140,7	93,89	30,21	19,85	19,85	24,8	22,2	0,247	1,53	0,041

**TABLA XI. CARACTERISTICAS ACTUALES DE LOS RELES DE
SOBRECORRIENTE – SISTEMA DE SUBTRANSMISION PENINSULA**

Ubicación	Función del relé	Marca del relé	Tipo de relé	Razón de TC	Rango		Característica			Equipo a proteger
					Tap (A)	IIT (A)	TAP	TD	INST	
S/E Santa Elena	50/51	General Electric	IFC 51	600/5	1-12	2-50	2	2	25	L/T Santa – La Libertad
S/E Santa Elena	50/51N	General Electric	IFC 53	600/5	0.5-4	2-50	2	3	20	L/T Santa Elena – La Libertad
S/E Santa Elena	50/51	General Electric	IFC 51	600/5	1-12	2-50	2	2	25	L/T Santa Elena – San Vicente
S/E Santa Elena	50/51N	General Electric	IFC 53	600/5	0.5-4	2-50	2	3	20	L/T Santa Elena – San Vicente
S/E La Libertad	50/51	Mitsubishi	CO-9	200/5	2-6 A	20-40	2.5	2	30	L/T La Libertad – Santa Rosa
S/E La Libertad	50/51N	Mitsubishi	CO-9	200/5	2-6 A	20-40	1.5	2	20	L/T La Libertad – Santa Rosa

**TABLA XII. VALORES DE IMPEDANCIA EQUIVALENTE Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DE TRANSELECTRIC EN SANTA ELENA
(2000/07/01)**

<i>S/E Santa Elena</i>			
Generación máxima (Sin ECUAPOWER)		Generación mínima (Sin ECUAPOWER)	
Corrientes de falla		Corrientes de falla	
I trifásica (138Kv)	1264A	I trifásica (138Kv)	1237A
I trifásica (69Kv)	1913A	I trifásica (69Kv)	1882A
I monofásica (138Kv)	798A	I monofásica (138 Kv)	792A
I monofásica (69 Kv)	2370A	I monofásica (69Kv)	2342A
Equivalente en 69Kv	Equivalente en 138Kv	Equivalente en 69Kv	Equivalente en 138Kv
Z0=0.00843 +j0.19233	Z0=0.21025 +j0.89220	Z0= 0.00843 +j0.19233	Z0=0.21025 +j0.89220
Z1=0.09202 +j0.42755	Z1=0.09202 +j0.31805	Z1=0.09205 +j0.43506	Z1=0.09205 +j0.32556
Z2=0.09197 +j0.42152	Z2=0.09197 +j0.31202	Z2=0.09201 +j0.42689	Z2=0.09201 +j0.31739
Nota: La base de potencia es 100 MVA		Nota: La base de potencia es 100 MVA	

**TABLA XIII. IMPEDANCIAS Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO
OBTENIDOS A TRAVES DEL PROGRAMA SYNERGEE. SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN PENINSULA, POSICIONES DE LÍNEA LA LIBERTAD
Y SALINAS A 69,000 VOLTIOS –SIN GENERACION EMEPE-.**

Nombre de la sección	Distancia Acumul. (km.)	Ohmios Acumulados Referidos 69kV				Amperios de Falla				
		R1	X1	R0	X0	Tipo	L-G	L-L	L-L-G	3Ph
Bus 69kV Sta Elena	0	4.38	20.36	0.40	9.20	S	2355	1657	2252	1913
						A	3008	2041	2876	2141
Bus 69kV La Libertad	7.6	5.88	23.78	3.85	18.61	S	1758	1409	1702	1627
						A	2120	1680	2053	1787
Bus 69kV Sta Rosa	14.1	7.49	26.55	7.23	26.78	S	1442	1251	1443	1444
						A	1674	1448	1676	1560
Bus 69kV Salinas	17.6	7.85	28.27	8.38	30.98	S	1317	1176	1338	1358
						A	1533	1366	1558	1470
Bus 69kV Chipipe	22.1	8.96	30.19	10.72	36.63	S	1181	1096	1228	1265
						A	1354	1254	1407	1358

Nota: En la columna "Tipo" la letra S hace referencia a la corriente de cortocircuito simétrica, mas la letra A hace referencia la corriente asimétrica de cortocircuito.

**TABLA XIV.- IMPEDANCIAS Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO
OBTENIDOS A TRAVES DEL PROGRAMA SYNERGEE. SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN PENINSULA, POSICIONES DE LÍNEA LA LIBERTAD
Y SALINAS A 69,000 VOLTIOS –GENERACION LOCAL DE EMEPE-.**

Nombre Del Bus	Distancia acumul. (Km.)	Ohmios Acumulados Referidos 69kV				Amperios de Falla				
		R1	X1	R0	X0	Tipo	L-G	L-L	L-L-G	3Ph
Bus 69kV Sta Elena	0	4.38	20.36	0.40	9.20	S	2355	1657	2252	1913
						A	3008	2041	2876	2141
Bus 69kV La Libertad	7.6	4.22	20.15	2.96	16.29	S	2071	1676	2012	1935
						A	3586	2903	3485	2698
Bus 69kV Sta Rosa	14.1	5.83	22.92	6.35	24.46	S	1647	1459	1667	1685
						A	2853	2527	2887	2348
Bus 69kV Salinas	17.6	6.81	25.58	8.35	30.40	S	1415	1303	1464	1505
						A	2451	2258	2536	2098
Bus 69Kv Chipipe	22.1	7.92	27.50	10.70	36.06	S	1260	1206	1336	1392
						A	2183	2088	2314	1940

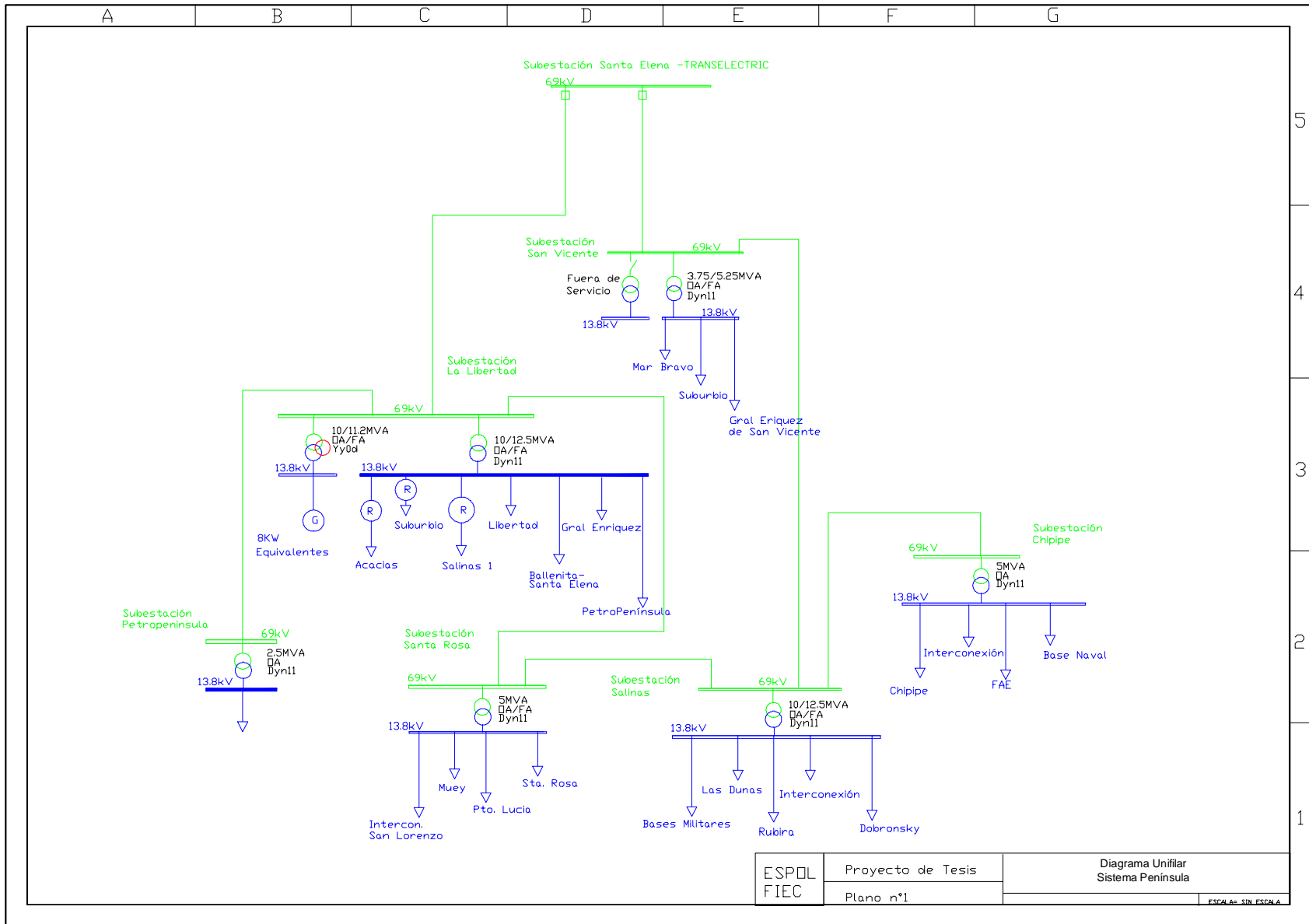
Nota: En la columna "Tipo" la letra S hace referencia a la corriente de cortocircuito simétrica, mas la letra A hace referencia la corriente asimétrica de cortocircuito.

TABLA XV. RESUMEN DE LOS VALORES OBTENIDOS A TRAVES DEL PROGRAMA SYNERGEE EN LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN PENINSULA – POSICIONES DE LÍNEA LA LIBERTAD Y SALINAS A 69,000 VOLTIOS.

Nombre de la línea	Distancia de sección (km.)	Ohmios de la sección ref. 69kV			
		R1	X1	R0	X0
L/T Sta Elena-La Libertad	7.6	1.50	3.42	3.45	9.41
L/T La Libertad-Sta Rosa	6.5	1.61	2.77	3.38	8.17
L/T Sta Elena-San Vicente	7.6	1.50	3.42	3.45	9.41
L/T San Vicente-Salinas	10	1.97	4.49	4.53	12.37
L/T Salinas-Chipipe	4.5	1.11	1.92	2.34	5.65

TABLA XVI. AJUSTES SUGERIDOS PARA EL RELÉ DE LA LÍNEA LA LIBERTAD – SANTA ROSA A 69,000 VOLTIOS (EMEPE)

Ubicación	Función del relé	Marca de relé	Tipo de relé	Relación de CT	Rango		Característica			Hoja de coordinación n°
					Tap Amp.	IIT Amp.	TAP	TD	INST	
S/E Santa Elena	50/51	General Electric	IFC 51	600/5	1-12	2-50	2	2	25	1
S/E Santa Elena	50/51N	General Electric	IFC 53	600/5	0.5-4	2-50	2	3	20	2
S/E La Libertad	50/51	Mitsubishi	CO-9	200/5	2- 6 A	20-40	4	2.5	40	1
S/E La Libertad	50/51N	Mitsubishi	CO-9	200/5	0.5-2.5 A	10-40	2.5	2.5	45	2

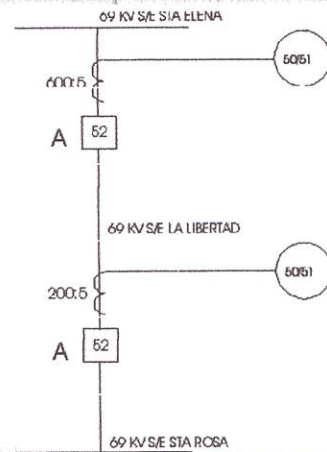


Hoja de Coordinación N° 1

Fase 69 KV

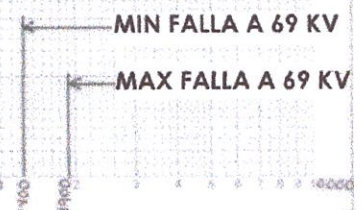
Hoja de Coordinación N° 2

Neutro 69



B
L/T LIBERTAD - STA ROSA
CO 9
TAP 4
TD 2.5
INST 40

A
STA ELENA
IFC 51
TAP 2
TD 2
INST 25



AMPERIOS A 69 KV
CURVA CARACTERISTICA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE FASE

PARA: RELE DE SOBRECORRIENTE CO-9 DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION
LA LIBERTAD - SANTA ROSA

HOJA N° 1
FECHA: DIC 2001

HOJA N° 2
FECHA: DIC 2001

Capítulo 3

3. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES POR SOBRECORRIENTE EN LAS SUBESTACIONES LA LIBERTAD Y SANTA ROSA

3.1 Subestación La Libertad

La subestación de distribución La Libertad pertenece a EMEPE y tiene como función primordial la distribución de energía eléctrica a los cantones de La Libertad y parte de los cantones Salinas y Santa Elena. Se encuentra ubicada junto a la vía Santa Elena – Libertad, frente a las instalaciones de la refinería de PETROPRODUCCION. La subestación recibe energía de la línea de subtransmisión que viene desde la subestación Santa Elena de TRANSELECTRIC.

3.1.1 Características Técnicas

3.1.1.1 Transformadores de potencia

La subestación La Libertad cuenta con un transformador de potencia marca MITSUBISHI de 10 MVA de capacidad, cuyas características técnicas se muestran en la tabla IX (pag 39, Cap. 2). Este transformador reduce el nivel de tensión de 69,000 voltios a la tensión de distribución de

13,800 voltios. El equipo de seccionamiento del transformador (cuchillas de puesta a tierra, interruptor, cuchillas de seccionamiento) está confinado en un sistema de aislamiento por gas de hexafluoruro de azufre (SF₆) e incorporado con el transformador en una sola unidad.

Existe un transformador elevador marca General Electric de 10 MVA, el cual eleva la tensión a 69,000 voltios para incorporar la generación de la subestación a la barra de 69kV. Las características de este transformador se muestran también en la Tabla IX.

3.1.1.2 Generadores

La subestación Libertad cuenta con nueve unidades generadoras, cinco de las cuales generan a 13800 Voltios, y las cuatro restantes lo hacen a 4160 Voltios. De estas unidades, cinco están fuera de servicio debido a que no existen los repuestos necesarios para las mismas. Por este motivo sólo cuatro unidades están disponibles para generar de acuerdo a las necesidades del sistema eléctrico, dos de éstas unidades lo hacen a 13.8 KV y las otras dos a 4.16 KV.

Las unidades que generan a 13.8KV están conectadas al sistema de subtransmisión a 69Kv por medio del transformador elevador General Electric de 10MVA. Las unidades que generan a 4.16KV están conectadas a un pórtico de 13,8KV, de donde salen las alimentadoras Suburbio, Acacias y Salinas 1. Esto se logra a través de los transformadores elevadores de relación 4.16/13.8 KV, cuyas características se detallan en la Tabla XVI (pag 51).

Las características de todas las unidades generadoras están detalladas en la Tabla X (pag 40). El plano nº 3 muestra el diagrama unifilar eléctrico de la subestación, con sus dispositivos de protección por sobrecorriente.

Tabla XVII. Características de los transformadores 4.16/13.2 kV para los generadores a 4,160 voltios.

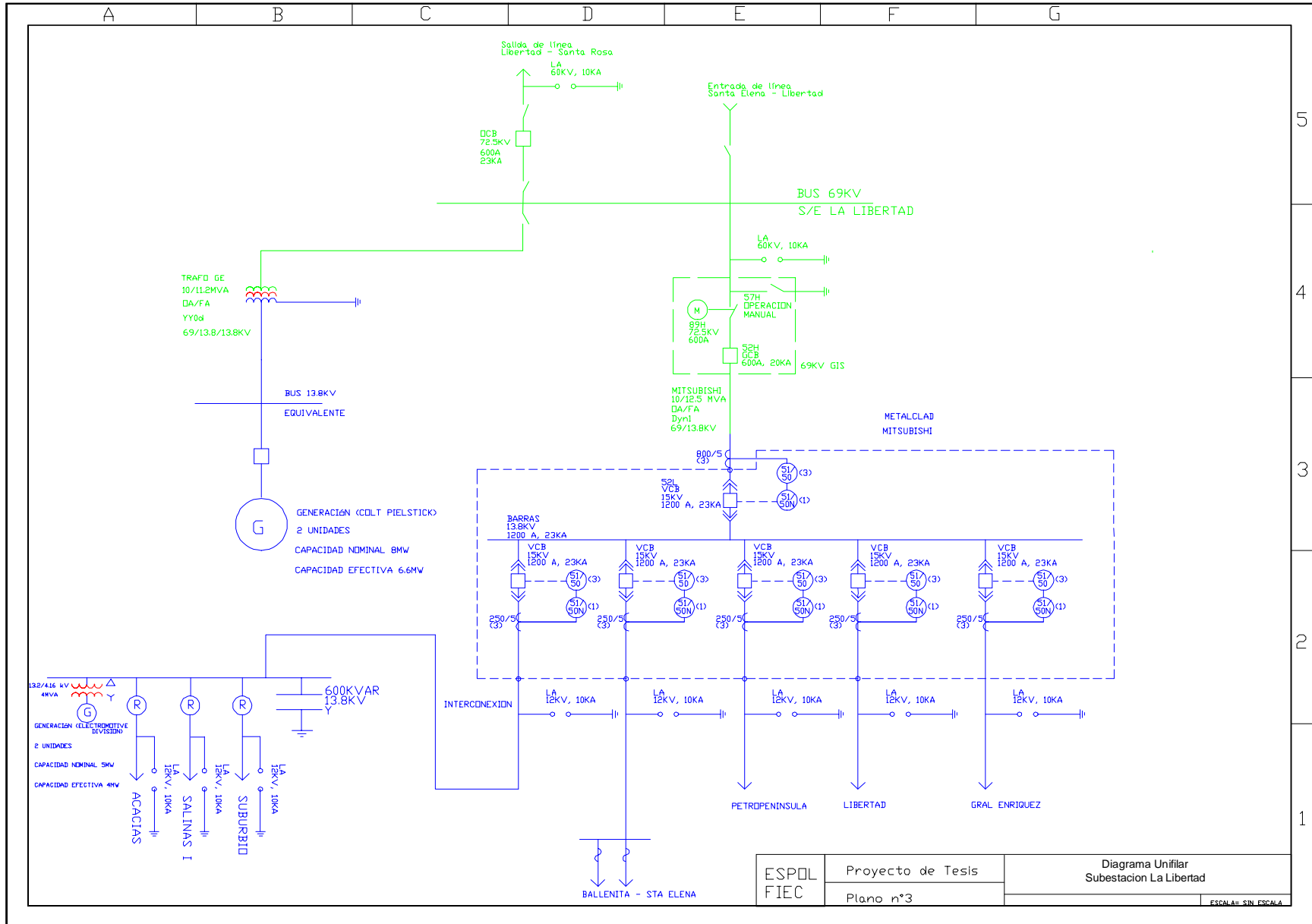
Capacidad continua	4MVA
Enfriamiento	OA/FA
Capacidad de emergencia	4.2 MVA
Conexión	Y Δ
Resistencia	0.98%
Impedancia	3%
Pérdidas en vacío	1.2KW
Pérdidas a plena carga	N/D

Barras a 13,800 voltios

Los terminales del transformador de reducción se conectan a través de cables apropiados a una celda de entrada metalclad marca MITSUBISHI del tipo interior. La celda metalclad de entrada distribuye a través de sus barras energía a las demás celdas, conectadas a las barras de la primera. Existen en total ocho celdas, de las cuales cinco son para salidas de alimentador, una para servicios auxiliares de corriente continua y las restantes para el transformador de servicios auxiliares y la celda de entrada.

Las barras del metalclad tienen una capacidad de conducción continua de 1,200 amperios y una capacidad de cortocircuito de 23,000 amperios.

En el plano 3 se muestra el diagrama unifilar de la subestación La Libertad con las salidas de sus alimentadores.



3.1.1.3 Alimentadores

Los alimentadores distribuyen la energía a los transformadores de distribución esparcidos en el área de influencia de la subestación. La subestación La Libertad posee cinco salidas de la barra de 13.8kV, las cuales se nombran a continuación:

1. Interconexión
2. La Libertad
3. Ballenita - Santa Elena
4. Petrocomercial
5. General Enríquez

La salida “Interconexión” alimenta una barra de 13.8kV (pórtico de 13.8kV) ubicada en la subestación, de la cual se alimentan tres sub – alimentadores: Acacias, Salinas I y Suburbio. Las demás salidas se conectan a redes primarias de distribución. Esta parte del trabajo se limita al estudio de la coordinación de protecciones de los alimentadores Interconexión (Salinas I, Acacias y Suburbio) y La Libertad.

La operación de cada alimentador es radial, con opción a transferir la carga entre alimentadores, gracias a seccionadores convenientemente ubicados en puntos identificados. El conductor de fase para la red troncal ó primaria del alimentador es del tipo AAAC5005 de calibre 4/0 AWG, y el neutro del mismo tipo pero calibre 1/0 AWG. La red primaria es trifásica en su totalidad, conectándose a ella derivaciones (o “arranques”) que abarcan más lugares con el fin de cubrir el área de servicio. Las derivaciones pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas.

3.1.1.5 Sistema de protección por sobrecorriente

La protección de la red de distribución se logra a través de equipos como relés, interruptores, reconectadores y fusibles tipo expulsión. Estos equipos operan ante fallas eléctricas en el sistema de distribución, de manera tal que el dispositivo más cercano a la falla (protección primaria) actúe aislando la sección con problemas. En caso de que falle esta protección, existe la protección de respaldo ó protección secundaria. La operación del interruptor del alimentador en la subestación ocurre cuando las protecciones primarias y de respaldo fallan, obligando a sacar al alimentador de servicio.

3.1.2 Coordinación de los dispositivos de protección

3.1.2.1 Barras de la subestación

El transformador de la subestación reduce el nivel de tensión de 69kV a 13.8kV, y se conecta a las barras metalclad a través de un interruptor de vacío (Las características del transformador se detallan en la tabla IX, página 39 del Capítulo 2).

Para fallas de cortocircuito en las barras de 13.8 kV de la subestación debe coordinarse la operación del interruptor de vacío con el interruptor de la línea de subtransmisión que alimenta a la subestación.

Los ajustes del relé de la línea de subtransmisión se muestran en la tabla XVIII.

**TABLA XVIII.- AJUSTES ACTUALES DE LA LINEA DE
SUBTRANSMISION SANTA ELENA – LA LIBERTAD**

Ubicación	Función del relé	Marca de relé	Tipo de relé	Relación de CT	Rango		Característica		
					Tap Amp.	IIT Amp.	TAP	TD	INST
S/E Santa Elena	50/51	General Electric	IFC 51	600/5	1-12	2-50	2	2	25
S/E Santa Elena	50/51N	General Electric	IFC 53	600/5	0.5-4	2-50	2	3	20

Para la coordinación del relé de barra de 13.8kV con el relé de la línea de subtransmisión, se refirió la curva de tiempo inverso de este último de la escala de amperios a 69kV a la escala de amperios a 13,8kV, esto se logra multiplicando los valores de corriente de la curva de tiempo inverso por la relación 69/13,8.

Para lograr selectividad en la operación de los relés se ajusta la curva del relé de barra (TAP y TD) de manera que para la máxima corriente de cortocircuito en barras a 13.8kV, el interruptor de vacío logre despejar la falla antes de que el relé de la línea de subtransmisión cierre sus contactos.

De esta manera:

$$T_A = T_B + B_B + O_A + F$$

Donde :

$$T_A = 0.80 = \text{Tiempo de operación del relé ubicado en A (S/E Santa Elena)}$$

$$T_B = 0.48 = \text{Tiempo de operación del relé ubicado en B (Barras 13.,8kV S/E La Libertad)}$$

$$B_B = 0.083 = \text{Tiempo de interrupción de cortocircuito del interruptor en B (Barras 13.8kV S/E La Libertad)}$$

$$O_A = 0.03 = \text{"Sobreviaje" del relé ubicado en A (S/E Santa Elena)}$$

$$F = 0.20 = \text{Factor de seguridad}$$

La hoja de coordinación N° 3 muestra las curvas de los relés

anteriormente mencionados. Note que la curva del relé de la línea de subtransmisión esta referida a la escala de amperios a 13.8 kV.

La coordinación de los relés de cada alimentador con el relé de barra se obtiene utilizando un criterio similar al utilizado en la coordinación anterior. Las curvas de los relés de cada alimentador están incluidas en la hoja de coordinación N° 3.

La característica instantánea de los relés de barra y de los alimentadores está deshabilitada debido a que no se logra selectividad en la operación de los mismos ante una falla a la salida de cada alimentador.

Los ajustes de los relés de neutro del interruptor de barra con los interruptores de cada alimentador se lograron de manera idéntica que los de fase, es decir añadiendo el tiempo de operación del relé y el de despeje del interruptor entre las curvas de los relés mencionados, asegurando la selectividad de la operación.

Al igual que los relés de fase la característica instantánea está deshabilitada.

Los ajustes sugeridos del relé de barra y de los relés de cada alimentador se muestran en la tabla XIX.

**TABLA XIX.- AJUSTES SUGERIDOS PARA LOS RELES DE BARRA Y
DE ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN LA LIBERTAD**

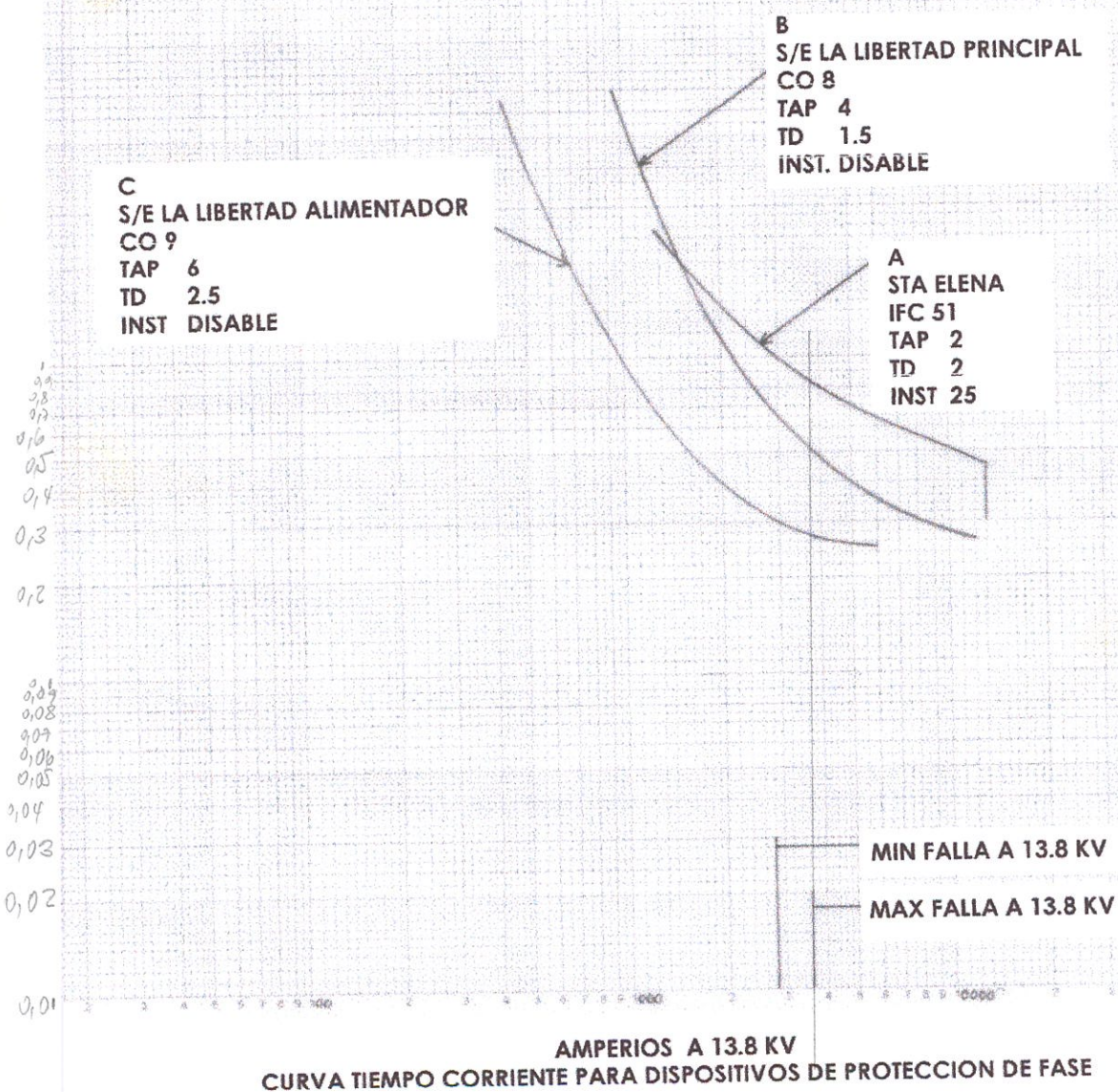
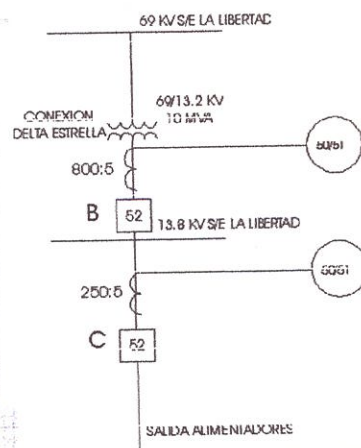
Ubicación	Función del relé	Marca de relé	Tipo de relé	Relación De CT	Rango		Característica			Hoja de coordinación n°
					Tap Amp.	IIT Amp.	TAP	TD	INST	
Barra 13.8kV	50/51	Mitsubishi	CO-8	800/5	4-12	10-40	4	1.5	N/A	3
Barra 13.8kV	50/51N	Mitsubishi	CO-8	800/5	0.5-2.5	10-40	2.5	4	N/A	4
Alimentadores	50/51	Mitsubishi	CO-9	250/5	2- 6 A	20-80	6	2.5	N/A	3
Alimentadores	50/51N	Mitsubishi	CO-9	250/5	0.5-2.5 A	10-40	2.5	4	N/A	4

Hoja de coordinación nº3

Barras fase

Hoja de coordinación nº4

Barra neutro

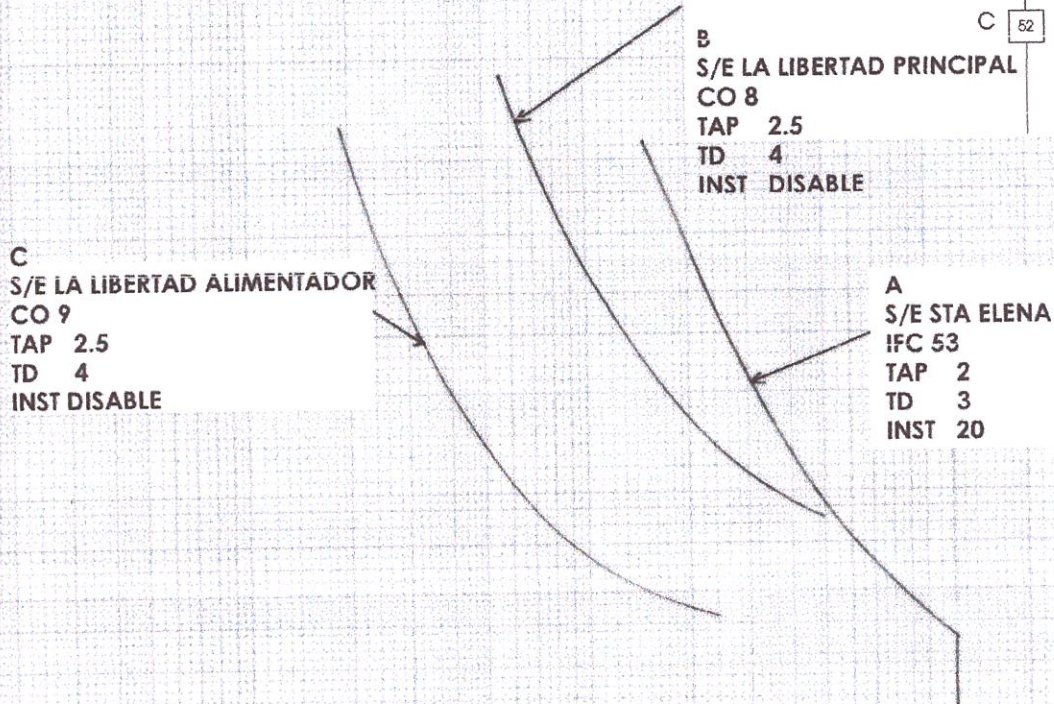
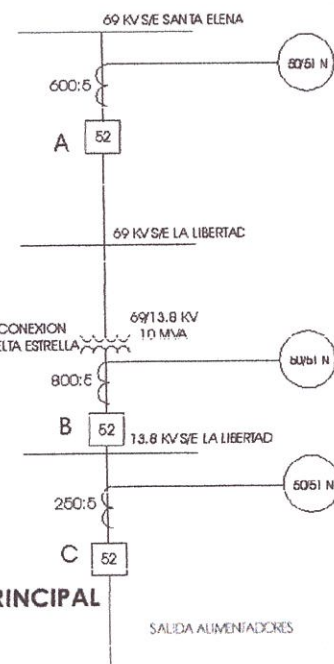


PARA: RELE DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCION EN BARRAS S/E
LA LIBERTAD - RELE DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES

HOJA N° 3
FECHA: DIC 2001

$$I_{B3} = 0,27 + 0,083 + 0,03 + 0,2$$

$$I_{B3} = 0,383$$



MIN FALLA A 13.8 KV
MAX FALLA A 13.8 KV

AMPERIOS A 13.8 KV
CURVA CARACTERISTICA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE NEUTRO

PARA: RELE DE PROTECCION POR SOBRECORRIENTE EN BARRAS S/E LA LIBERTAD
RELE DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES

HOJA N° 4
FECHA: DIC 2001

3.1.2.2 Alimentador La Libertad

El alimentador La Libertad empieza en los contactos de salida del interruptor de la celda “La Libertad” del panel de la Subestación. La protección de la troncal y de sus arranques contra fallas de cortocircuito temporales y permanentes es función primordial del interruptor. Los fusibles ubicados en las distintas derivaciones de la troncal tienen como función proteger dicha sección y aislarla completamente del sistema en caso de fallas permanentes.

Este alimentador no posee reconectador, la protección la cumple el fusible en caso de fallas, y el interruptor como dispositivo de respaldo o protección secundaria.

La coordinación entre las tiras fusibles instaladas a lo largo de las derivaciones y arranques y el relé de salida del alimentador se obtuvo al dejar un intervalo de 0.25 seg. entre la curva de máximo tiempo de despeje de falla del fusible con la curva de tiempo inverso del relé, para la máxima corriente de falla disponible en el alimentador.

La coordinación entre fusibles se logró utilizando las curvas de tiempo inverso de manera que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no deba exceder el 75% del tiempo de fusión del fusible de respaldo. La Hoja de coordinación N° 5 muestra las curvas de tiempo inverso de los dispositivos coordinados.

En el plano n° 4 se muestra el diagrama unifilar del alimentador La Libertad indicando las máximas corrientes de carga en cada sección de la misma, las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en cada nodo, así como las tira fusibles que logran coordinar con el relé de salida del alimentador.

La tabla XX de la pagina 63 muestra el resumen del reporte de cortocircuito para máxima y mínima generación, para todos los tipos de

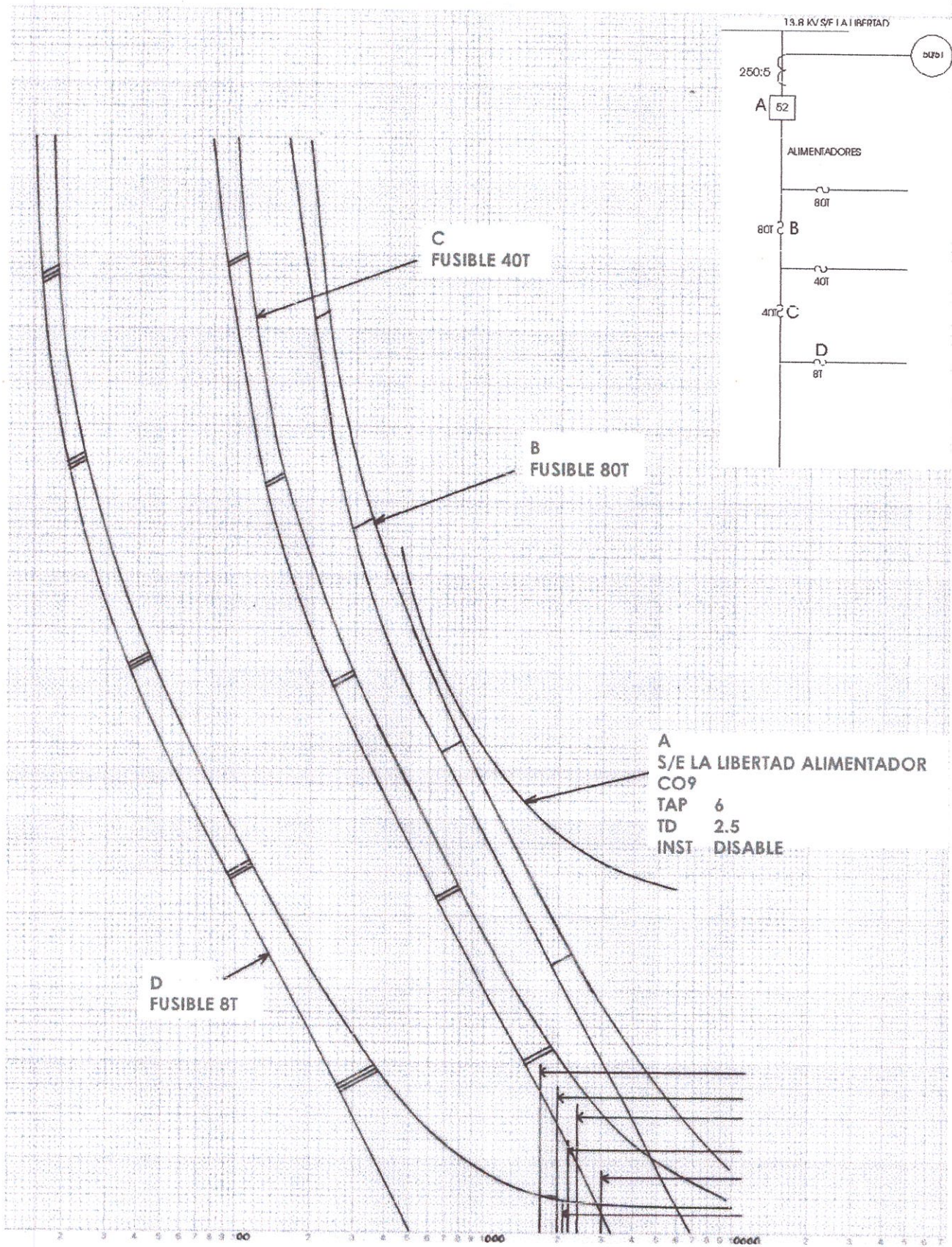
falla y corrientes simétricas y asimétricas. La primera columna muestra el número de nodo de acuerdo al plano del alimentador (véase plano nº 4). Las tiras fusibles utilizadas para la coordinación con el reconectador son del tipo T, y la capacidad de las tiras está incluida en el plano del alimentador.

Hoja de coordinación nº5

Alimentador la libertad

Plano 4

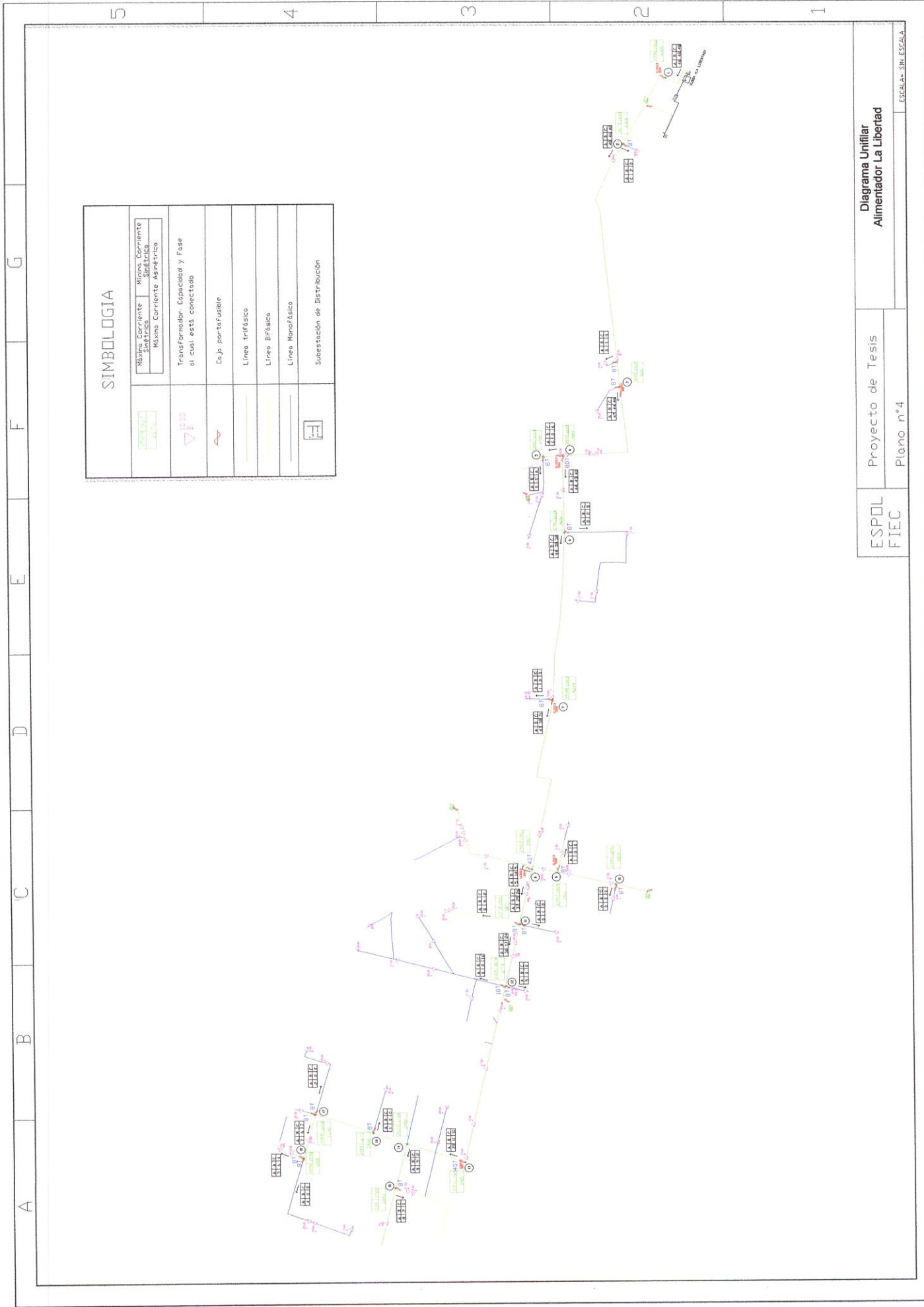
Alimentador la libertad



CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE FASE ALIMENTADORES
S/E LA LIBERTAD

PARA: RELE DE SOBRECORRIENTE Y FUSIBLES - PROTECCION DE
SISTEMA DE DISTRIBUCION LA LIBERTAD

HOJA N° 5
FECHA DIC 2001



SIMBOLOGIA			
	Máxima Corriente	Máxima Corriente Simétrica	Máxima Corriente Asimétrica
	Máxima Corriente	Máxima Corriente Simétrica	Máxima Corriente Asimétrica
	Máxima Corriente	Máxima Corriente Simétrica	Máxima Corriente Asimétrica
	Transformador: Capacidad y Fase al cual está conectado		
	Caja portafusible		
	Línea trifásica		
	Línea bifásica		
	Línea monofásica		
	Subestación de Distribución		

TABLA XX.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL ALIMENTADOR

LA LIBERTAD – PROGRAMA SYNERGEE

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACION			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	3247	3124	3841	3992	3607	2812	3533	3692
	ASIM	3875	5411	6652	6915	5028	3855	4943	5166
2	SIM	3117	2986	3577	3677	3448	2699	3297	3420
	ASIM	3636	5172	6195	6368	4806	3566	4360	4522
3	SIM	2779	2633	3003	2964	3040	2407	2786	2794
	ASIM	3093	4560	5201	5134	4238	2937	3328	3338
4	SIM	2638	2487	2796	2705	2872	2285	2601	2563
	ASIM	2891	4308	4842	4685	4003	2713	3019	2974
5	SIM	2620	2469	2771	2674	2851	2269	2579	2535
	ASIM	2866	4277	4799	4631	3974	2686	2984	2933
6	SIM	2561	2408	2688	2572	2781	2218	2506	2443
	ASIM	2785	4171	4656	4455	3876	2599	2870	2798
7	SIM	2406	2250	2482	2321	2598	2083	2322	2216
	ASIM	2581	3898	4299	4020	3622	2382	2599	2480
8	SIM	2254	2097	2291	2094	2422	1952	2151	2008
	ASIM	2391	3632	3967	3627	3375	2186	2365	2209
9	SIM	2227	2070	2258	2056	2391	1929	2122	1973
	ASIM	2358	3586	3911	3561	3332	2152	2327	2164
10	SIM	2183	2027	2205	1995	2340	1891	2074	1917
	ASIM	2305	3510	3819	3455	3262	2099	2265	2093
11	SIM	2211	2054	2238	2034	2372	1915	2104	1953
	ASIM	2339	3558	3877	3522	3307	2133	2304	2138
12	SIM	2164	2007	2181	1968	2318	1874	2053	1892
	ASIM	2281	3476	3778	3408	3230	2075	2238	2062
13	SIM	2020	1865	2012	1778	2153	1749	1901	1716
	ASIM	2112	3229	3485	3079	3001	1907	2047	1847
14	SIM	2002	1847	1992	1756	2133	1734	1883	1695
	ASIM	2092	3200	3450	3041	2973	1888	2025	1823
15	SIM	1974	1819	1959	1720	2101	1709	1854	1662
	ASIM	2059	3151	3393	2978	2928	1856	1989	1783
16	SIM	1981	1826	1968	1729	2109	1716	1861	1670
	ASIM	2068	3164	3408	2994	2940	1864	1998	1793
17	SIM	1945	1791	1926	1684	2068	1684	1824	1628
	ASIM	2026	3102	3336	2916	2882	1823	1953	1743
18	SIM	1919	1765	1897	1652	2038	1662	1797	1598
	ASIM	1996	3058	3285	2861	2741	1795	1921	1708

3.1.2.1 Alimentador Acacias

Este alimentador es protegido al inicio por un reconectador marca COOPER, con control electrónico microprocesado y funciones de sobrecorriente y secuencia de apertura y cierre. Este dispositivo se coordinó con los fusibles ubicados en cada arranque de la troncal y a su vez éstos fueron coordinados con fusibles localizados más cerca de la carga. El plano N° 5 es el diagrama obtenido a través del programa Synergee, en donde las líneas de color verde representan las líneas trifásicas, las amarillas las bifásicas y las azules las monofásicas.

El diagrama muestra además los puntos donde se calcularon las corrientes de cortocircuito, numerados desde el inicio del alimentador en la subestación. Junto a tales puntos se ubican cuadros de resumen de las corrientes obtenidas en la simulación (máxima y mínima de cortocircuito simétrica, y máxima asimétrica).

Junto a cada sección (tramo entre dos puntos) del alimentador, se encuentran cuadros de resumen de las corrientes de máxima carga obtenidas en el estudio de flujo de carga. Esta información se obtuvo ingresando al programa las máximas demandas del alimentador y alimentando la base de datos con el número y capacidad de cada transformador a lo largo del alimentador. Las características eléctricas del reconectador se resumen en la Tabla XXI.

Tabla XXI. Características eléctricas del reconectador trifásico del alimentador Acacias.

CONTROL DEL RECONECTADOR	
NUMERO DE SERIE	215451
TIPO	KYLE FORM 4C
RECONECTADOR HIDRÁULICO KYLE® TIPO VW	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Voltaje Nominal del Sistema	14.4 KV
Máximo Nivel de Voltaje	15.5 KV
BIL	110 KV
Maxima Corriente Continua	560 A
NIVEL DE INTERRUPCION	
Nivel de Interrupción	12000 A/10000 A
Voltaje	4.8 KV/14.4 KV

La coordinación del reconectador con el interruptor de la celda metalclad se logró al calcular el tiempo acumulado de operación del reconectador en porcentaje del tiempo de operación del relé y el interruptor para la máxima corriente de falla en el alimentador (cortocircuito en el pórtico de 13.8kV). Dicho porcentaje debe ser menor al 100% para asegurar la selectividad en la operación del interruptor y del reconectador. El cálculo se realizó como sigue:

$$TORE = 0.3seg$$

$$TORCR(A) = 0.011seg$$

$$TORCL(D) = 0.125seg$$

$$TRRE = 10seg$$

$$RR = 2seg$$

Análisis :

$$1^{\circ}operación_rápida : \left(\frac{0.011}{0.3} * 100\right) = 3.6\%$$

$$TIM \left(\frac{0.03}{0.3} * 100\right) = 10\%$$

$$sobreviaje_del_relé = 10 + 3.6 = 13.6\%$$

$$reseteo_del_relé = \left(\frac{2seg}{10seg} * 100\right) = -20\%$$

$$viaje_neto_relé = 13.6 - 20 = 0\%$$

$$2^{\circ}operación_rápida : \left(\frac{0.011}{0.3} * 100\right) = 3.6\%$$

$$TIM = 10\%$$

$$sobreviaje_del_relé = 0\% + 3.6\% + 10\% = 13.6\%$$

$$reseteo_del_relé = -20\%$$

$$viaje_neto_del_relé = 0\%$$

$$3^{\circ}operación_lenta : \left(\frac{0.125}{0.3} * 100\right) = 41.66\%$$

$$TIM = 10\%$$

$$reseteo_del_relé = \left(\frac{8seg}{10seg} * 100\right) = -80\%$$

$$viaje_neto_del_relé = 0\% + 41.66\% + 10\% - 80\% = 0\%$$

$$4^{\circ}operación_lenta : \left(\frac{0.125}{0.3} * 100\right) = 41.66\%$$

$$TIM = 10\%$$

$$reseteo_del_relé = \left(\frac{8seg}{10seg} * 100\right) = -80\%$$

$$viaje_neto_del_relé = 0\% + 41.6\% - 80\% = 0\% \therefore relé_no_opera$$

Por lo tanto, la operación del interruptor y relé como dispositivo de respaldo en caso de falla del reconectador está asegurada. Los ajustes del reconectador sugeridos para la coordinación se muestran en la Tabla XXII (página siguiente).

La coordinación del reconectador con los fusibles ubicados a lo largo de los arranques y derivaciones se obtuvo desplazando la curva mínima de fusión del fusible hacia arriba de la curva rápida del reconectador, para los todos los posibles valores de corriente de cortocircuito en los puntos donde se ubican los fusibles. Estas curvas se muestran en la hoja de coordinación nº 6. La operación de la tira fusible aísla la falla antes de que el reconectador desconecte el alimentador en su totalidad. En caso de falla del fusible como dispositivo de protección primaria, el siguiente fusible aguas arriba o el reconectador, actúan como dispositivo de respaldo del dispositivo que no funcionó.

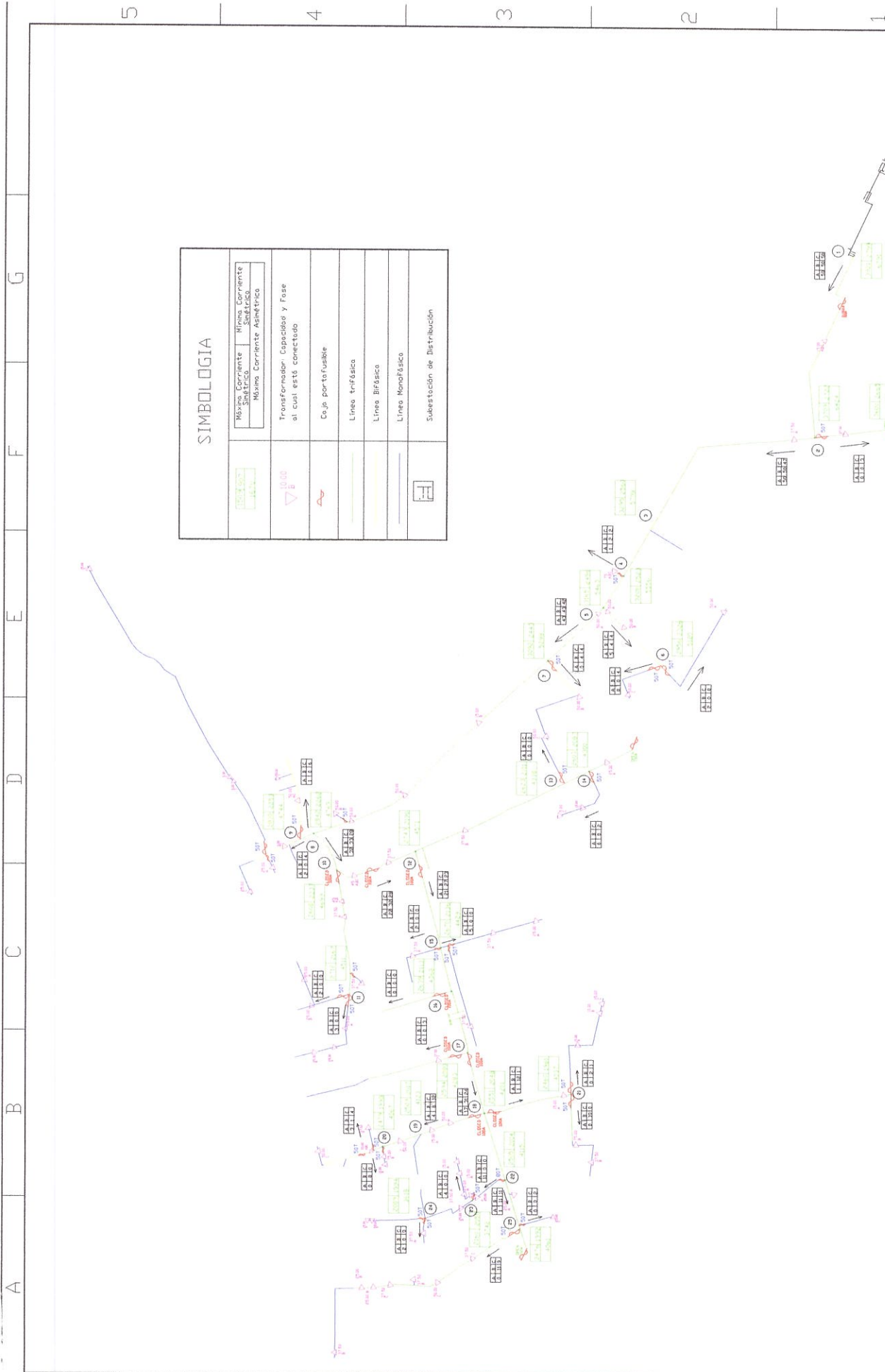
La tabla XXIII muestra el resumen del reporte de cortocircuito para máxima y mínima generación, para todos los tipos de falla y corrientes simétricas y asimétricas. La primera columna muestra el número de nodo de acuerdo al plano del alimentador (véase plano nº5). Las tiras fusibles utilizadas para la coordinación con el reconectador son del tipo T, y la capacidad de las tiras está incluida en el plano del alimentador.

TABLA XXII.- AJUSTES SUGERIDOS PARA EL RECONECTADOR CON CONTROL ELECTRÓNICO DE LOS ALIMENTADORES SALINAS 1, ACACIAS Y SUBURBIO 1

CODIGO DE ACCESO	PARAMETROS	LIMITES		AJUSTE
01	CORRIENTE MINIMA DE DISPARO (FASE)	50	1600	100
01	CORRIENTE MINIMA DE DISPARO (TIERRA)	50	800	50
02	CURVA RAPIDA PARA FASE	--	--	104
02	CURVA RAPIDA PARA TIERRA	--	--	102
03	CURVA CON RETARDO PARA FASE	--	--	138
03	CURVA CON RETARDO PARA TIERRA	--	--	114
04	N° DE OPERACIONES RAPIDAS PARA FASE	0	4	2
04	N° DE OPERACIONES PARA TIERRA	0	4	2
05	N° DE OPERACIONES PARA DESCONEXION TOTAL (FASE)	1	4	4
05	N° DE OPERACIONES PARA DESCONEXION TOTAL (TIERRA)	1	4	4
06	TIEMPO DE "RESETEO" (SEG)	3	180	30
07	TIEMPO PARA 1ER RECIERRRE (SEG)	0.3	45	2
08	TIEMPO PARA 2DO RECIERRRE (SEG)	1.8	45	2
09	TIEMPO PARA 3ER RECIERRRE (SEG)	1.8	45	8

Plano nº 5

Alimentador las acacias

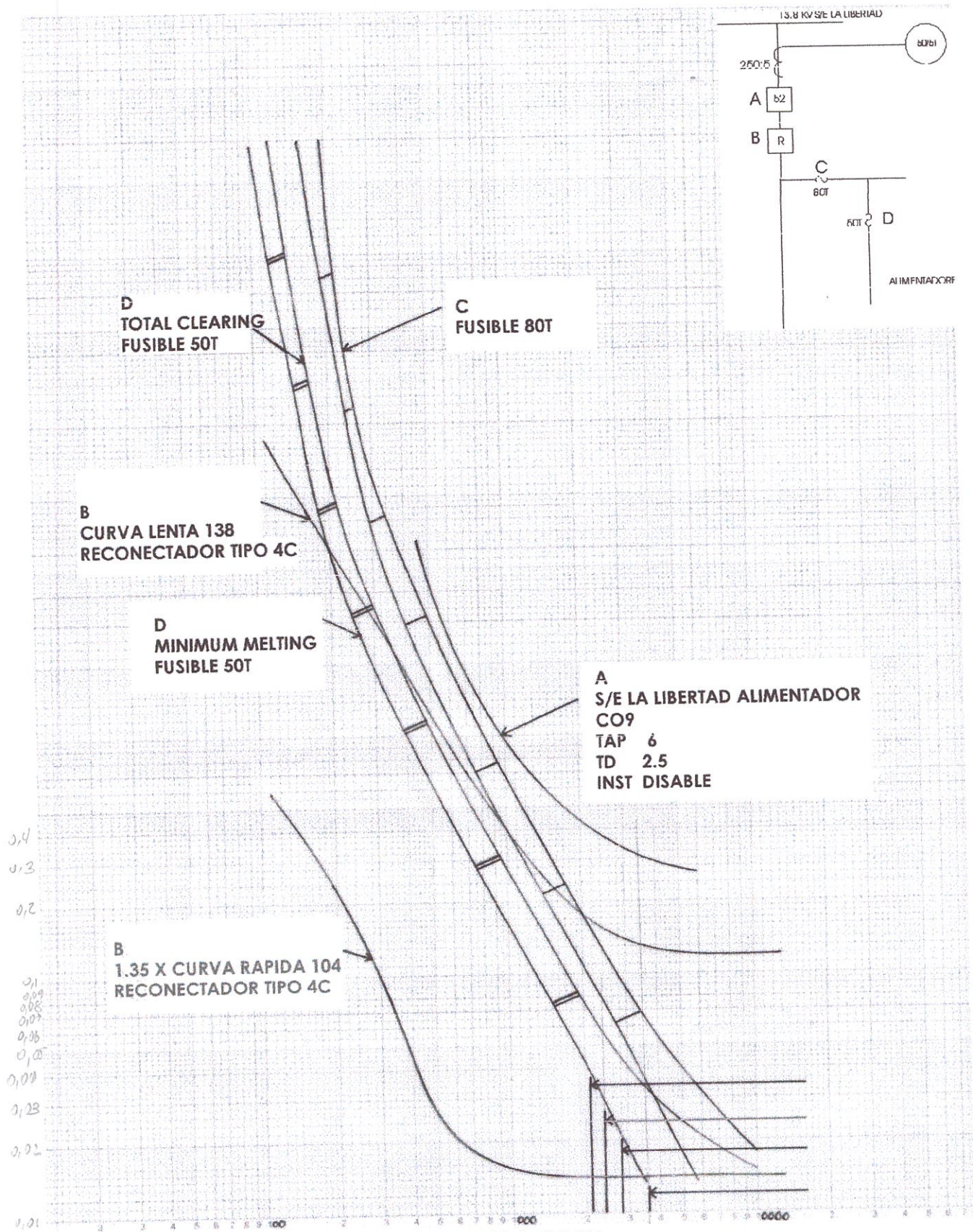


SIMBOLOGIA		
	Máxima Corriente Simétrica	Máxima Corriente Asimétrica
	Transformador	Capacidad y Fase al cual está conectado
	Caja portafusible	
	Línea trifásica	
	Línea bifásica	
	Línea monofásica	
	Subestación de Distribución	

**TABLA XXIII.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR ACACIAS – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACIÓN			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	3232	2799	3481	3630	3590	3109	3785	3921
	ASIM	3851	3828	4832	5039	5004	5385	6556	6791
2	SIM	3144	2722	3324	3447	3482	3015	3609	3709
	ASIM	3688	3630	4442	4606	4853	5222	6252	6424
3	SIM	2956	2560	3026	3086	3254	2818	3275	3295
	ASIM	3369	3253	3788	3863	4535	4881	5672	5708
4	SIM	2914	2523	2964	3009	3202	2773	3204	3208
	ASIM	3301	3174	3664	3720	4464	4804	5550	5556
5	SIM	2882	2496	2919	2953	3165	2741	3154	3144
	ASIM	3252	3118	3578	3620	4411	4747	5463	5446
6	SIM		2376	2736	2729		2597	2956	2911
	ASIM		2768	3136	3128		4497	5120	5041
7	SIM	2821	2443	2834	2848	3092	2677	3059	3025
	ASIM	3158	3012	3420	3437	4309	4637	5298	5239
8	SIM	2612	2262	2563	2508	2842	2462	2753	2644
	ASIM	2857	2677	2962	2898	3962	4263	4769	4580
9	SIM	2602	2253	2550	2492	2830	2451	2739	2626
	ASIM	2843	2661	2942	2875	3945	4245	4744	4549
10	SIM	2583	2237	2527	2463	2808	2431	2713	2594
	ASIM	2817	2633	2905	2832	3713	4211	4699	4493
11	SIM	2502	2167	2430	2343	2712	2349	2604	2461
	ASIM	2708	2517	2758	2659	3781	4069	4511	4262
12	SIM	2528	2190	2461	2381	2743	2376	2639	2503
	ASIM	2743	2554	2805	2714	3824	4115	4571	4336
13	SIM	2426	2101	2341	2233	2623	2272	2504	2340
	ASIM	2609	2411	2629	2508	3656	3934	4338	4053

Hoja de coordinación alimentador Acacias, Salinas 1 y Suburbio nº6



AMPERIOS A 13.8 KV
CURVA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION POR SOBRECORRIENTE A LIMENTADORES
ACACIAS, SALINAS 1 Y SUBURBIO

PARA: RELE DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES - RECONECTADOR -
FUSIBLES 80T - FUSIBLES 50T

HOJA N° 6
FECHA: DIC 2001

3.1.3.1. Alimentador Salinas I

El alimentador Salinas I al igual que el alimentador Acacias empieza en la salida del patio de 13,8 KV alimentado desde el interruptor de la celda “Interconexión” del panel de la Subestación. La protección de la troncal y de sus arranques contra fallas de cortocircuito temporales es función primordial del reconectador. Los fusibles ubicados en las distintas derivaciones de la troncal tienen como función proteger dicha sección y aislarla completamente del sistema en caso de fallas permanentes.

En el plano n°6 se muestra el diagrama unifilar del alimentador Acacias indicando las máximas corrientes de carga y las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito en cada sección de la misma. Además, se indican los números de cada nodo que corresponden con la tabla de cortocircuito del alimentador. En la tabla XXIV se detalla el reporte de cortocircuito para este alimentador. El ajuste del reconectador electrónico del alimentador es idéntico al ajuste realizado para el alimentador Salinas I, por lo que dicho análisis es obviado. La coordinación del reconectador con las tiras fusibles tipo T a través de las curvas de tiempo inverso se muestra en la hoja de coordinación n°6 (página anterior).

**TABLA XXIV.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR SALINAS I – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MÁXIMA GENERACIÓN			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	3235	2802	3487	3637	3594	3112	3791	3928
	ASIM	3857	3836	4847	5056	5009	5390	6567	6804
2	SIM	2914	2523	2964	3009	3202	2773	3204	3208
	ASIM	3301	3174	3664	3720	4464	4804	5550	5556
3	SIM	2852	2470	2876	2900	3128	2709	3105	3083
	ASIM	3204	3064	3497	3526	4360	4692	5379	5341
4	SIM	2675	2316	2641	2606	2916	2526	2841	2753
	ASIM	2944	2772	3087	3046	4065	4374	4921	4768
5	SIM	2608	2259	2557	2501	2837	2457	2747	2637
	ASIM	2851	2671	2953	2889	3855	4256	4759	4567
6	SIM	2475	2144	2398	2303	2694	2333	2584	2436
	ASIM	2672	2479	2711	2604	3756	4042	4476	4220
7	SIM				2205				2322
	ASIM				2438				4021
8	SIM				2014				2110
	ASIM				2152				3654
9	SIM	2447	2119	2365	2263	2647	2293	2531	2373
	ASIM	2636	2440	2663	2548	3690	3971	4384	4109
10	SIM	2412	2089	2325	2214	2607	2258	2487	2319
	ASIM	2591	2393	2607	2482	3634	3910	4307	1017
11	SIM	2334	2021	2236	2106	2515	2178	2387	2200
	ASIM	2491	2289	2482	2337	3506	3773	4134	3811
12	SIM	2280	1974	2176	2033	2452	2123	2319	2121
	ASIM	2433	2219	2401	2243	3418	3678	4017	3674

**TABLA XXIV (CONTINUACIÓN) REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA
EL ALIMENTADOR SALINAS I – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MÁXIMA GENERACIÓN			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
13	SIM	2095	1814	1978	1799	2239	1939	2098	1867
	ASIM	2201	1995	2143	1950	3121	3359	3634	3234
14	SIM				1688				1754
	ASIM				1792				3038
15	SIM	2076	1798	1958	1776	2217	1920	2075	1842
	ASIM	2178	1973	2118	1921	3091	3326	3595	3191
16	SIM	2038	1765	1918	1730	2174	1882	2031	1793
	ASIM	2133	1929	2068	1866	3030	3260	3518	3105
17	SIM	2027	1755	1906	1717	2161	1871	2018	1779
	ASIM	2120	1916	2054	1850	3012	3241	3495	3081
18	SIM	1971	1707	1849	1652	2098	1817	1955	1710
	ASIM	2057	1854	1984	1773	2925	3147	3386	2961
19	SIM	1941	1681	1818	1618	2064	1787	1920	1672
	ASIM	2022	1820	1947	1732	2877	3096	3326	2897
20	SIM	1881	1629	1757	1549	1995	1728	1852	1600
	ASIM	1953	1753	1873	1652	2781	2993	3208	2771
21	SIM	1845	1598	1721	1510	1955	1693	1813	1558
	ASIM	1913	1715	1831	1607	2725	2933	3140	2698
22	SIM				1462				1496
	ASIM				1543				2592
23	SIM	1876	1625	1752	1545	1991	1724	1848	1595
	ASIM	1948	1747	1867	1646	2775	2986	3200	2762

Plano de Salinas 1 nº6

A

B

C

D

E

F

G

5

4

3

2

1

SIMBOLOGIA		
	Máxima Corriente Simétrica	Máxima Corriente Asimétrica
	Transformador Capacidad y Fase al cual está conectado	
	Caja portafusible	
	Línea trifásica	
	Línea bifásica	
	Línea monofásica	
	Subestación de Distribución	

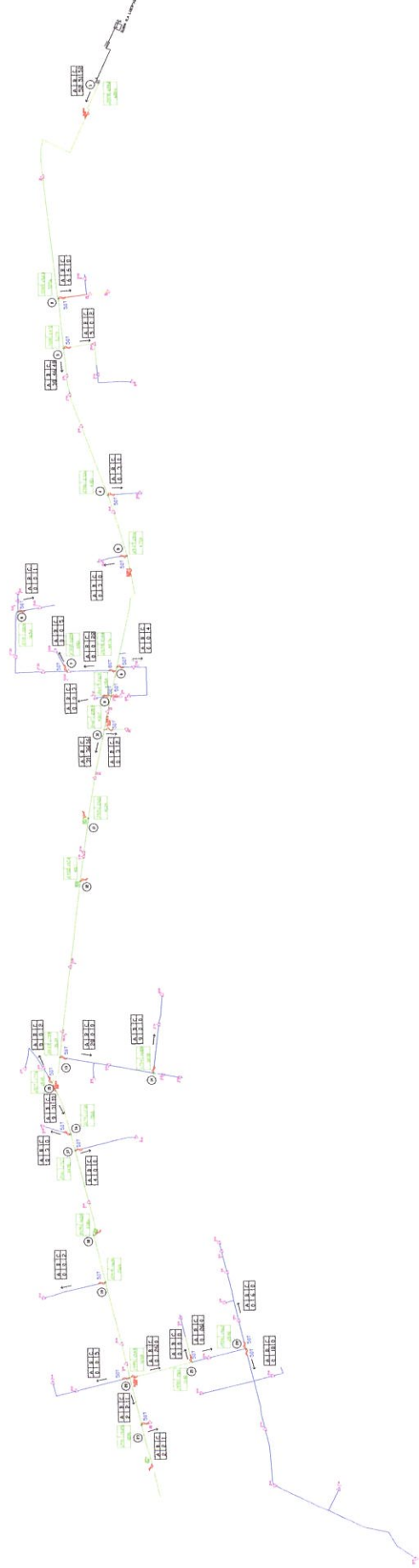


Diagrama Unifilar
Alimentador Salinas1

Proyecto de Tesis
Plano n°6

ESPOL
FIEC

ESCALA= SIN ESCALA

3.1.3.3 Alimentador Suburbio 1

El Alimentador Suburbio empieza en la salida del patio de 13,8 KV alimentado desde el interruptor de la celda “Interconexión” del panel de la Subestación, a este mismo patio se conectan los alimentadores antes mencionados Suburbio y Acacias. La protección de la troncal y de sus arranques contra fallas de cortocircuito temporales es función primordial del Reconectador. Los fusibles ubicados en las distintas derivaciones de la troncal tienen como función proteger dicha sección y aislarla completamente del sistema en caso de fallas permanentes.

En el plano n°7 se muestra el diagrama unifilar del alimentador Suburbio 1 indicando las máximas corrientes de carga en cada sección de la misma y las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito en cada nodo del alimentador.

En la tabla XXV se detalla el reporte de cortocircuito para este alimentador. La coordinación de los dispositivos de protección se basa en las curvas de tiempo inverso de los fusibles, reconectadores y relés, con ajustes idénticos a los obtenidos con el alimentador Salinas I y Acacias. Las tiras fusibles que se utilizaron para la coordinación fueron las tipo T, las cuales coordinan con el reconectador para el despeje de fallas temporales y permanentes de la red.

En la hoja de coordinación N°6 podemos apreciar que existe coordinación entre los dispositivos de protección existentes en el Alimentador Suburbio 1.

**TABLA XXV.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR SUBURBIO I – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACIÓN			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	3252	2816	3541	3702	3614	3129	3851	4004
	ASIM	3883	3865	4965	5190	5037	5420	6670	6936
2	SIM	3059	2649	3201	3305	3379	2926	3470	3546
	ASIM	3536	3448	4144	4278	4710	5068	6010	6141
3	SIM	2902	2513	2959	3010	3189	2762	3198	3208
	ASIM	3280	3149	3646	3708	4445	4783	5539	5557
4	SIM	2866	2482	2907	2945	3145	2724	3139	3134
	ASIM	3224	3085	3547	3593	4384	4718	5437	5429
5	SIM	2635	2282	2598	2559	2869	2485	2792	2701
	ASIM	2887	2709	3014	2968	4000	4304	4836	1677
6	SIM	2478	2146	2406	2319	2683	2324	2576	2435
	ASIM	2674	2480	2720	2622	3740	4025	4462	4217
7	SIM	2853	2471	2888	2921	3129	2710	3118	3108
	ASIM	3204	3062	3512	3552	4362	4694	5401	5383
8	SIM	2730	2365	2721	2712	2983	2583	2930	2872
	ASIM	3022	2857	3215	3206	4157	4474	5075	4975
9	SIM	2666	2309	2637	2607	2906	2516	2836	2755
	ASIM	2930	2755	3076	3041	4050	4358	4912	4771
10	SIM	2634	2281	2597	2557	2868	2484	2791	2699
	ASIM	2886	2707	3012	2966	3889	4303	4834	4675
11	SIM	2546	2205	2487	2421	2764	2393	2668	2547
	ASIM	2765	2577	2842	2765	3852	4145	4621	4412
12	SIM	2519	2182	2456	2381	2732	2366	2632	2503
	ASIM	2730	2539	2793	2709	3809	4099	4559	4336

**TABLA XXV (CONTINUACIÓN).- REPORTE DE CORTOCIRCUITO
PARA EL ALIMENTADOR SUBURBIO I – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACIÓN			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
13	SIM	2418	2094	2337	2234	2614	2264	2499	2341
	ASIM	2597	2399	2620	2505	3643	3921	4328	4055
14	SIM	2394	2073	2308	2199	2585	2239	2467	2302
	ASIM	2566	2366	2580	2458	3603	3877	4272	3988
15	SIM	2299	1991	2201	2068	2474	2143	2347	2160
	ASIM	2446	2242	2432	2285	3449	3711	4064	3740
16	SIM	2229	1930	2124	1976	2393	2072	2260	2059
	ASIM	2360	2154	2329	2167	3335	3589	3915	3565
17	SIM	2327	2016	2233	2107	2508	2172	2383	2202
	ASIM	2482	2279	2476	2336	3495	3761	4127	3814
18	SIM	2242	1941	2138	1993	2408	2086	2276	2077
	ASIM	2376	2171	2348	2189	3357	3612	3943	3598
19	SIM	2168	1877	2057	1897	2323	2011	2186	1973
	ASIM	2286	2080	2243	2068	3237	3484	3787	3418
20	SIM		1668	1811	1630		1760	1900	1682
	ASIM		1756	1900	1710		3048	3291	2913
21	SIM		1623	1760	1577		1709	1843	1625
	ASIM		1694	1835	1644		2960	3193	2815
22	SIM	2002	1734	1883	1695	2134	1848	1992	1756
	ASIM	2092	1888	2025	1823	2974	3200	3451	3041
23	SIM				2014				2109
	ASIM				2136				3653

Plano de Suburbio I nº7

3.2 Subestación Santa Rosa

La subestación de distribución Santa Rosa es otra de las subestaciones que pertenecen a EMEPE y tiene como función primordial la distribución de energía eléctrica a las parroquias de Santa Rosa, Muey entre otras pertenecientes a los cantones de La Libertad y Salinas. Se encuentra ubicada junto a la vía Libertad - Salinas, junto a los talleres de mantenimiento del Municipio. La subestación recibe energía de la línea de subtransmisión Santa Elena – La Libertad – Santa Rosa.

3.2.1 Características técnicas

3.2.1.1 Transformadores de potencia

La subestación Santa Rosa está provisto de un transformador de potencia marca PAUWELS de 5 MVA de capacidad, cuyas características técnicas se detallan en la tabla IX del Capítulo 2. Este transformador reduce el nivel de tensión de 69,000 voltios a la tensión de distribución de 13,200 voltios. El equipo de seccionamiento del transformador (cuchillas de puesta a tierra, interruptor, cuchillas de seccionamiento) está compuesto por un sistema de aislamiento por gas de hexafluoruro de azufre (SF₆) e incorporado con el transformador en una sola unidad.

3.2.1.2 Barras a 13,800 voltios

Los terminales del transformador de reducción se conectan a una celda de entrada metalclad marca PAUWELS del tipo interior. La celda metalclad de entrada distribuye energía a las demás celdas a través de sus barras. Existen en total seis celdas, de las cuales cuatro son para salidas de alimentador, una para servicios auxiliares de corriente continua y la restante es la celda de entrada desde el transformador de Potencia.

Las barras del metalclad tienen una capacidad de cortocircuito de 40,000 amperios.

El diagrama unifilar de la subestación Santa Rosa con las salidas de sus alimentadores es mostrado en el plano 8.

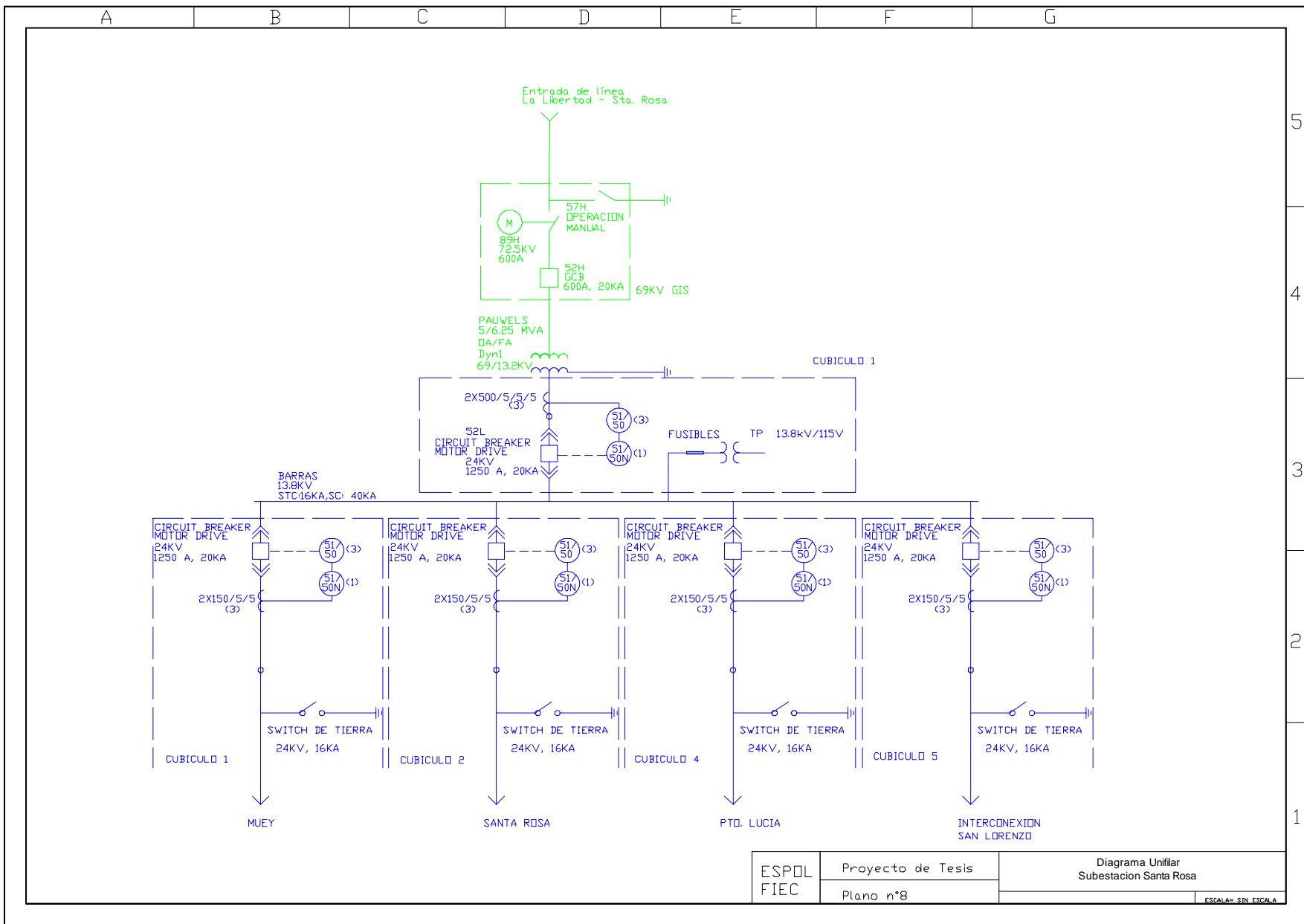
3.2.1.3 Alimentadores

Los alimentadores se encargan de llevar la energía eléctrica hasta los transformadores de distribución los cuales son los encargados de bajar el voltaje a 120/240V. La subestación Santa Rosa posee cuatro salidas de la barra de 13.8kV (alimentadores), las cuales se nombran a continuación:

1. Muey
2. Santa Rosa
3. Puerto Lucía
4. Interconexión San Lorenzo

Los diagramas unifilares de los alimentadores están en los planos n°9, n°10 y n°11, respectivamente.

La operación de cada alimentador es radial como en los alimentadores de la Subestación La Libertad, con opción a transferir la carga entre alimentadores, gracias a seccionadores ubicados en puntos identificados. Al igual que todos los alimentadores de las subestaciones de EMEPE el conductor de fase para la red troncal ó primaria del alimentador es del tipo AAAC5005 de calibre 4/0 AWG, y el neutro del mismo tipo pero calibre 1/0 AWG. La red primaria es trifásica en su totalidad, derivándose de ella ramales monofásicos, de 2 fases y trifásicos con el fin de cubrir totalmente el área de servicio.



ESPOL FIEC	Proyecto de Tesis	Diagrama Unifilar Subestacion Santa Rosa	
	Plano n°8		ESCALA= SIN ESCALA

3.1.2.4 Sistema de protección por sobrecorriente

La protección del sistema de distribución se logra por medio de equipos como relés – interruptores y fusibles tipo expulsión. El principio de operación de estos dispositivos es igual a los estudiados anteriormente, es decir debe operar el equipo más cercano a la sección donde ocurre la falla cuando ésta ocurra, y en caso de no hacerlo, el equipo de respaldo debe de aislar la falla del resto del sistema.

En los alimentadores de la S/E Sta, Rosa, la función del conjunto relé – interruptor es operar ante fallas en cualquier punto del alimentador, de manera rápida con el fin de evitar que opere algún fusible. Realizada la primera desconexión por parte del relé, se cierra manualmente el circuito, inhabilitando la unidad instantánea del relé. En esta ocasión, las características de tiempo inverso del relé y los fusibles (previamente coordinados) permiten aislar la mínima porción del circuito.

3.2.2 Coordinación de los dispositivos de protección

3.2.2.1 Barras de la Subestación

La protección por sobrecorriente para las barras la brinda un disyuntor con su respectivo relé marca ABB Modelo SPAJ140C.

Para coordinar el relé de la Subestación La Libertad y el relé de barra de la Subestación Santa Rosa se procedió a establecer un margen de tiempo entre ambas curvas en el punto para máxima corriente de falla.

El margen de tiempo entre ambas curvas se fijo tomando en cuenta los tiempos de operación del relé y del interruptor y adicionándole un factor de seguridad, cabe indicar que en este caso no se incluye el “Sobreviaje” del relé debido a que como éste no es un relé electromecánico sino electrónico, no tiene esta característica.

Véase la siguiente ecuación para mayor detalle:

$$T_A = T_B + B_B + F$$

Donde :

$T_A = 0.95$ = Tiempo de operación del relé ubicado en A (S/E La Libertad)

$T_B = 0.65$ = Tiempo de operación del relé ubicado en B (Barras 13.8kV S/E Santa Rosa)

$B_B = 0.083$ = Tiempo de interrupción de cortocircuito del interruptor
en B (Barras 13.8kV S/E La Libertad)

$F = 0.20$ = Factor de seguridad

$0.95 > 0.933 \therefore$ Existe coordinación

Para coordinar los relés de cada alimentador con el relé principal de barras, hay que seguir los pasos anteriores; de igual manera no hay que tomar en cuenta “sobreviaje del relé debido a que también es electrónico.

Para ajustar los relés de neutro tanto el principal como los de la salida de los alimentadores, hay que realizar un procedimiento similar al seguido para coordinar los relés de fase, es decir añadiendo el tiempo de operación del relé y el de despeje del interruptor.

La característica instantánea ha sido deshabilitada tanto para los relés de fase como de neutro debido a que al habilitarla no se logra selectividad en la operación de los relés ante una falla a la salida de cada alimentador.

Gráficamente podemos observar la coordinación entre los dispositivos de protección de la S/E La Libertad y La S/E Santa Rosa en las Hojas de Coordinación N° 7 y N°8.

En la Tabla XXVI se han tabulado las características de los relés de fase y de neutro, de la Subestación Santa Rosa, así también los ajustes sugeridos para que exista coordinación.

**TABLA XXVI.- AJUSTES SUGERIDOS DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN
POR SOBRECORRIENTE – RELES S/E
SANTA ROSA**

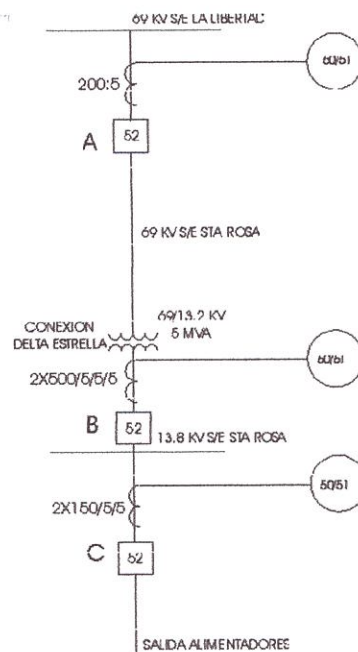
Relé	Control de interruptor	Características		Ajustes Sugeridos	
FASE	Interruptor principal de barra 13,800 voltios	MARCA TIPO In RANGO (I>/In) K IIT RANGO (I>>/In) t>	ABB SPAJ140C 5A 60Hz 0.5-5.0xIn 0.05-1.0 0.5-40In 0.05-300	TIPO DE CURVA I>/In K I>>/In	EXTREM. INVERSE 0.6 0.5 Disable
NEUTRO	Interruptor principal de barra 13,800 voltios	MARCA TIPO In RANGO (I ₀ >/In) K IIT RANGO (I ₀ >>/In) T ₀	ABB SPAJ140C 5A 60Hz 0.1-0.8xIn 0.05-1.0 0.1-10xIn 0.05-300	TIPO DE CURVA I ₀ >/In K I ₀ >>/In	VERY INVERSE 0.28 0.4 Disable
FASE	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	MARCA TIPO In RANGO (I>/In) K IIT RANGO (I>>/In) t>	ABB SPCJ4D29 5A 60Hz 0.5-5.0xIn 0.05-1.0 0.5-40In 0.05-300	TIPO DE CURVA I>/In K I>>/In	EXTREM. INVERSE 1.33 0.7 Disable
NEUTRO	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	MARCA TIPO In RANGO (I ₀ >/In) K IIT RANGO (I ₀ >>/In) T ₀	ABB SPCJ4D29 5A 60Hz 0.1-0.8xIn 0.05-1.0 0.1-10xIn 0.05-300	TIPO DE CURVA I ₀ >/In K I ₀ >>/In	VERY INVERSE 1.1 0.05 Disable

Hoja de coordinación nº7

Sta Rosa Fase

Hoja de coordinación nº8

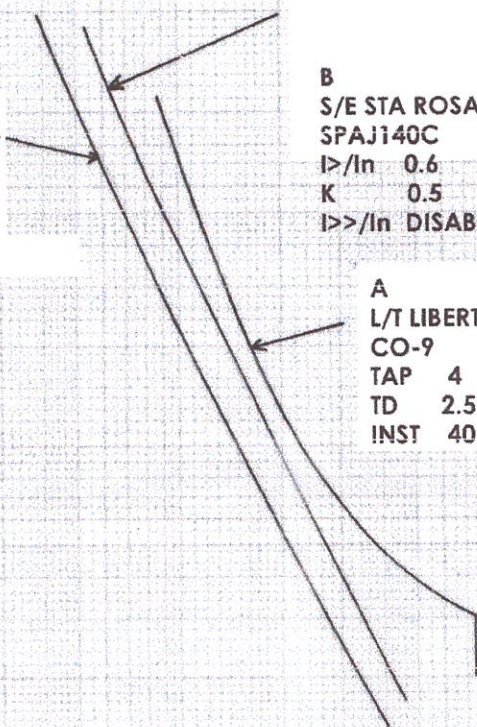
Sta Rosa Neutro



C
S/E STA ROSA ALIMENTADORES
SPCJ4D29
 $I>/I_n$ 1.33
 K 0.7
 $I>>/I_n$ DISABLE

B
S/E STA ROSA PRINCIPAL
SPAJ140C
 $I>/I_n$ 0.6
 K 0.5
 $I>>/I_n$ DISABLE

A
L/T LIBERTAD - STA ROSA
CO-9
TAP 4
TD 2.5
INST 40

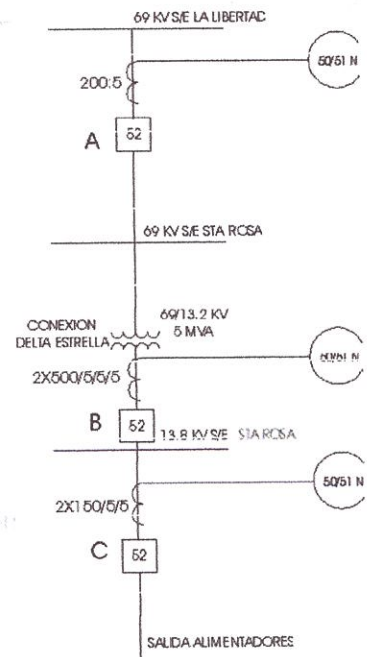


MIN FALLA A 13.8KV.
 MAX FALLA A 13.8KV.

AMPERIOS A 13.8 KV
CURVA CARACTERISTICA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE FASE

PARA: RELE DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCION DE BARRAS
S/E STA ROSA, RELES DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES

HOJA N° 7
FECHA: DIC 2001



B
S/E STA ROSA PRINCIPAL
SPA1140C

$I_{o>}/I_n$ 0.28

K_o 0.4

$I_{o>>}/I_n$ DISABLE

A
L/T LIBERTAD - STA ROSA
CO9
TAP 2.5
TD 2.5
INST 45

C
S/E STA ROSA ALIMENTADORES

$I_{o>}/I_n$ 1.1

K_o 0.05

$I_{o>>}/I_n$ DISABLE

MIN. FALLA A 13.8 KV

MAX FALLA A 13.8 KV

AMPERIOS A 13.8 KV

CURVA CARACTERISTICA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE NEUTRO

PARA: RELES DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCION DE BARRAS
S/E SANTA ROSA - RELE DE SOBRECORRIENTE PARA ALIMENTADORES

HOJA N° 8
FECHA: DIC 2001

3.2.2.2 Alimentador Muey

El Alimentador Muey parte del interruptor de la celda del mismo nombre del panel de la Subestación para alimentar a parte del Cantón La Libertad, específicamente a la parroquia Muey. La protección de la troncal y de sus arranques contra fallas de cortocircuito temporales es función primordial del Conjunto breaker - relé. Los fusibles ubicados en las distintas derivaciones de la troncal tienen como función proteger dicha sección y aislarla completamente del sistema en caso de fallas permanentes.

Al igual que en los alimentadores de la Subestación La Libertad, en los alimentadores de esta subestación también se han ubicado nodos a lo largo del mismo, numerando cada uno de ellos e indicando la máxima y mínima corriente de cortocircuito y la máxima corriente de falla asimétrica en cada uno de los nodos. Además, en cada sección del alimentador se han ubicado los valores máximos de corriente da carga. En la tabla XXVII se han tabulado los valores de corriente para todos los tipos de falla en cada uno de los nodos en que se dividió el alimentador; esto obtenido a través del programa Synergee®.

Para mayor detalle se puede observar el plano N°9, en el cual se muestra el diagrama unifilar indicando los nodos a lo largo del alimentador y todos los valores indicados anteriormente.

La coordinación entre las tiras fusibles instaladas en las derivaciones y arranques a lo largo del alimentador y el relé de salida del alimentador se obtuvo al dejar un intervalo de 0.25 seg. entre la curva de máximo tiempo de despeje de falla del fusible con la curva de tiempo inverso del relé, esto para la máxima corriente de falla disponible en el alimentador.

La coordinación entre fusibles se logró utilizando las curvas de tiempo inverso de tal forma que el tiempo máximo de despeje de falla de un

fusible no deba exceder el 75% del tiempo de fusión del fusible de respaldo. La coordinación entre los dispositivos de protección mencionados anteriormente para el alimentador Muey se puede observar en la Hoja de Coordinación N° 9.

Los fusibles en cada arranque a lo largo del alimentador que logran coordinar con el relé de la subestación podemos observarlos en el plano N°9.

**TABLA XXVII.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR MUEY – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACIÓN			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	2183	1891	2280	2351	2275	1970	2356	2420
	ASIM	2524	2490	3021	3116	3171	3412	4081	4192
2	SIM				1735				1774
	ASIM				1848				3072
3	SIM	2141	1854	2213	2270	2229	1930	2286	2334
	ASIM	2469	2403	2868	2942	3107	3343	3960	4043
4	SIM	2123	1838	2185	2236	2209	1913	2257	2299
	ASIM	2438	2368	2807	2872	3080	3314	3910	3982
5	SIM	2020	1749	2036	2052	2099	1818	2102	2105
	ASIM	2274	2177	2502	2522	2925	3148	3640	3646
6	SIM				1803				1845
	ASIM				2010				3196
7	SIM		1698	1960	1960		1763	2022	2009
	ASIM		2024	2307	2307		3054	3503	3479
8	SIM				1918				1965
	ASIM				2221				3404
9	SIM				1859				1903
	ASIM				2108				3297
10	SIM	1960	1697	1955	1950	2034	1762	2016	1998
	ASIM	2183	2074	2351	2345	2835	3051	3493	3461
11	SIM	1904	1649	1882	1860	1975	1710	1941	1904
	ASIM	2102	1984	2224	2197	2752	2962	3362	3297
12	SIM	1873	1622	1843	1811	1942	1681	1900	1853
	ASIM	2058	1935	2159	2121	2706	2912	3291	3209
13	SIM	1852	1604	1818	1779	1919	1662	1873	1820
	ASIM	2024	1895	2109	2065	2675	2879	3245	3152
14	SIM				1701				1738
	ASIM				1910				3010
15	SIM				1553				1584
	ASIM				1675				2744
16	SIM	1750	1515	1694	1626	1810	1567	1744	1660
	ASIM	1890	1754	1925	1847	2522	2714	30221	2875
17	SIM		1486	1657	1582		1536	1705	1614
	ASIM		1687	1852	1768		2660	2952	2795

**TABLA XXIII (CONTINUACIÓN).- REPORTE DE CORTOCIRCUITO
PARA EL ALIMENTADOR MUEY – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACION			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
18	SIM	1725	1494	1666	1592	1784	1545	1715	1624
	ASIM	1859	1721	1884	1799	2486	2676	2970	2813
19	SIM	1663	1440	1595	1505	1717	1487	1640	1534
	ASIM	1779	1637	1782	1681	2394	2576	2841	2657
20	SIM	1631	1413	1560	1462	1683	1458	1603	1490
	ASIM	1738	1596	1732	1624	2346	2525	2777	2580
21	SIM	1604	1389	1529	1426	1654	1432	1571	1452
	ASIM	1704	1560	1691	1576	2305	2481	2722	2515
22	SIM		1305	1427	1308		1343	1464	1330
	ASIM		1425	1542	1413		2327	2535	2303
23	SIM		1295	1415	1295		1333	1452	1317
	ASIM		1409	1525	1396		1309	2515	2281
24	SIM	1883	1631	1856	1827	1953	1691	1914	1870
	ASIM	2073	1951	2181	2146	2722	2929	3315	3239
25	SIM	1873	1622	1844	1812	1942	1681	1900	1854
	ASIM	2053	1926	2151	2114	2706	2912	3292	3211
26	SIM	1849	1601	1813	1773	1915	1659	1868	1813
	ASIM	2024	1898	2109	2063	2670	2873	3236	3141
27	SIM				1660				1695
	ASIM				1851				2936
28	SIM	1834	1589	1796	1751	1900	1646	1850	1791
	ASIM	2004	1877	2081	2030	2648	2850	3204	3101
29	SIM	1823	1579	1781	1734	1888	1635	1835	1772
	ASIM	1988	1859	2059	2004	2631	2831	3179	3070
30	SIM				1621				1655
	ASIM				1799				1866
31	SIM	1765	1528	1712	1648	1826	1581	1763	1683
	ASIM	1910	1776	1952	1879	2545	2739	3053	2915
32	SIM	1764	1528	1712	1647	1825	1581	1762	1682
	ASIM	1910	1775	1951	1878	1544	2738	3052	2914
33	SIM	1713	1483	1652	1574	1770	1533	1700	1606
	ASIM	1842	1704	1863	1775	2468	2656	2944	2781
34	SIM	1699	1471	1636	1555	1756	1520	1683	1586
	ASIM	1824	1685	1840	1748	2447	2633	2915	2746
35	SIM	1642	1422	1572	1477	1695	1468	1616	1505
	ASIM	1752	1610	1749	1643	2362	2542	2799	2606

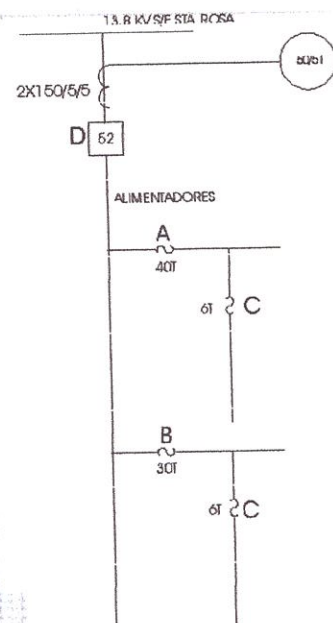
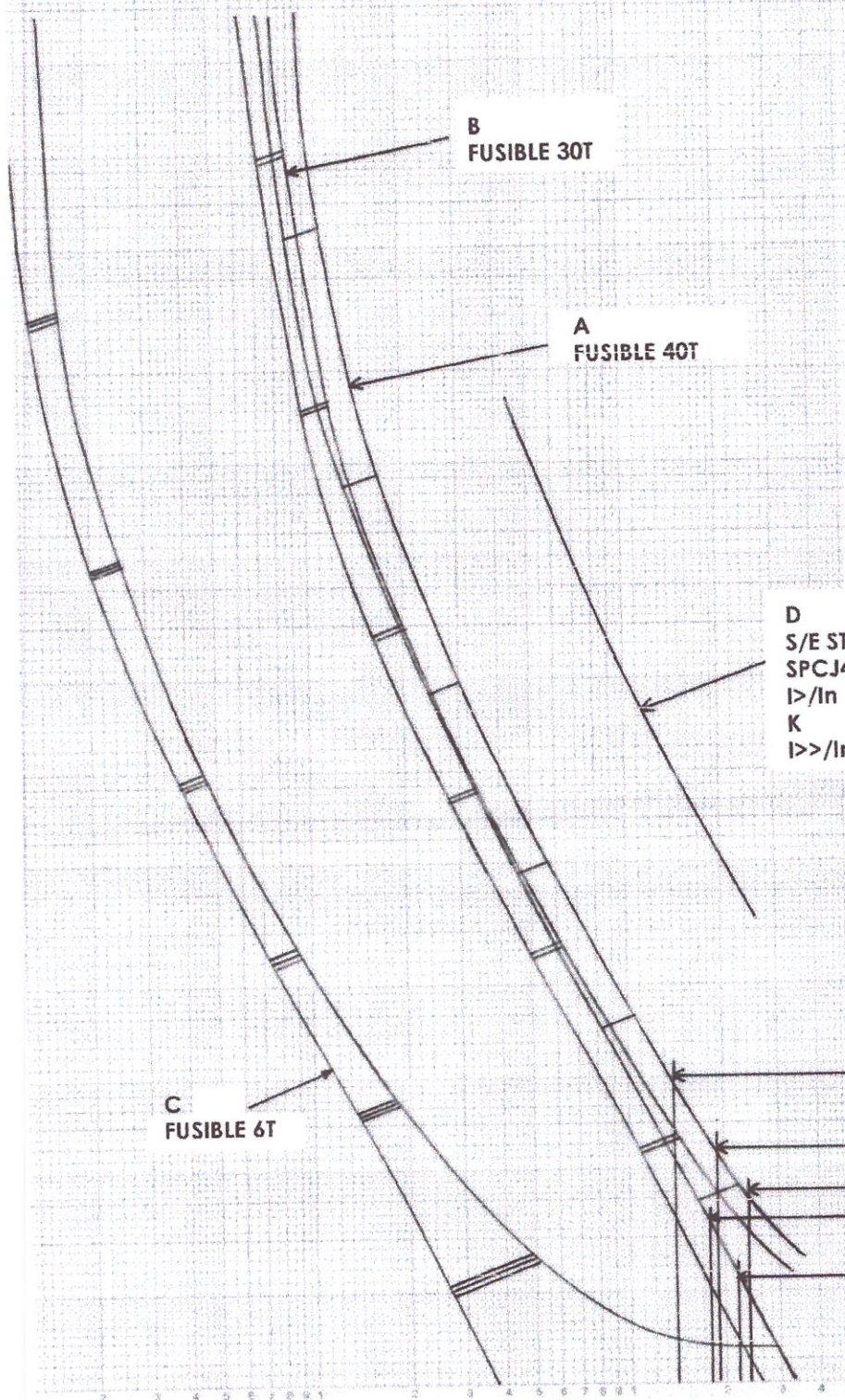
**TABLA XXVII (CONTINUACIÓN).- REPORTE DE CORTOCIRCUITO
PARA EL ALIMENTADOR MUEY – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACION			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
36	SIM				1411				1437
	ASIM				1538				2789
37	SIM				1387				1411
	ASIM				1501				2445
38	SIM				1387				1412
	ASIM				1502				2446
39	SIM	1608	1393	1535	1432	1659	1437	1577	1458
	ASIM	1710	1567	1698	1584	2313	2489	2731	2526
40	SIM	1584	1372	1508	1401	1633	1415	1549	1426
	ASIM	1680	1536	1662	1544	2277	2450	2683	2469
41	SIM				1254				1274
	ASIM				1330				2207
42	SIM	1562	1353	1485	1372	1610	1395	1524	1397
	ASIM	1654	1509	1631	1508	2244	2415	2640	2419
43	SIM				1319				1341
	ASIM				1426				2323
44	SIM				1245				1265
	ASIM				1322				2190
45	SIM				1270				1290
	ASIM				1356				2235
46	SIM		1270	1387	1266		1307	1422	1286
	ASIM		1364	1479	1350		2264	2463	2228
47	SIM		1224	1333	1209		1258	1366	1227
	ASIM		1294	1405	1274		2179	1366	2126
48	SIM		1197	1301	1176		1229	1333	1194
	ASIM		1256	1364	1232		2129	2308	2067
49	SIM				1144				1161
	ASIM				1193				2011
50	SIM		1132	1228	1101		1162	1256	1116
	ASIM		1172	1272	1141		2012	2176	1934

Hoja de Coordinación 9
Subestación Santa Rosa Alimentadores

Plano 9a Alimentador Muey

Plano 9b del alimentador muey

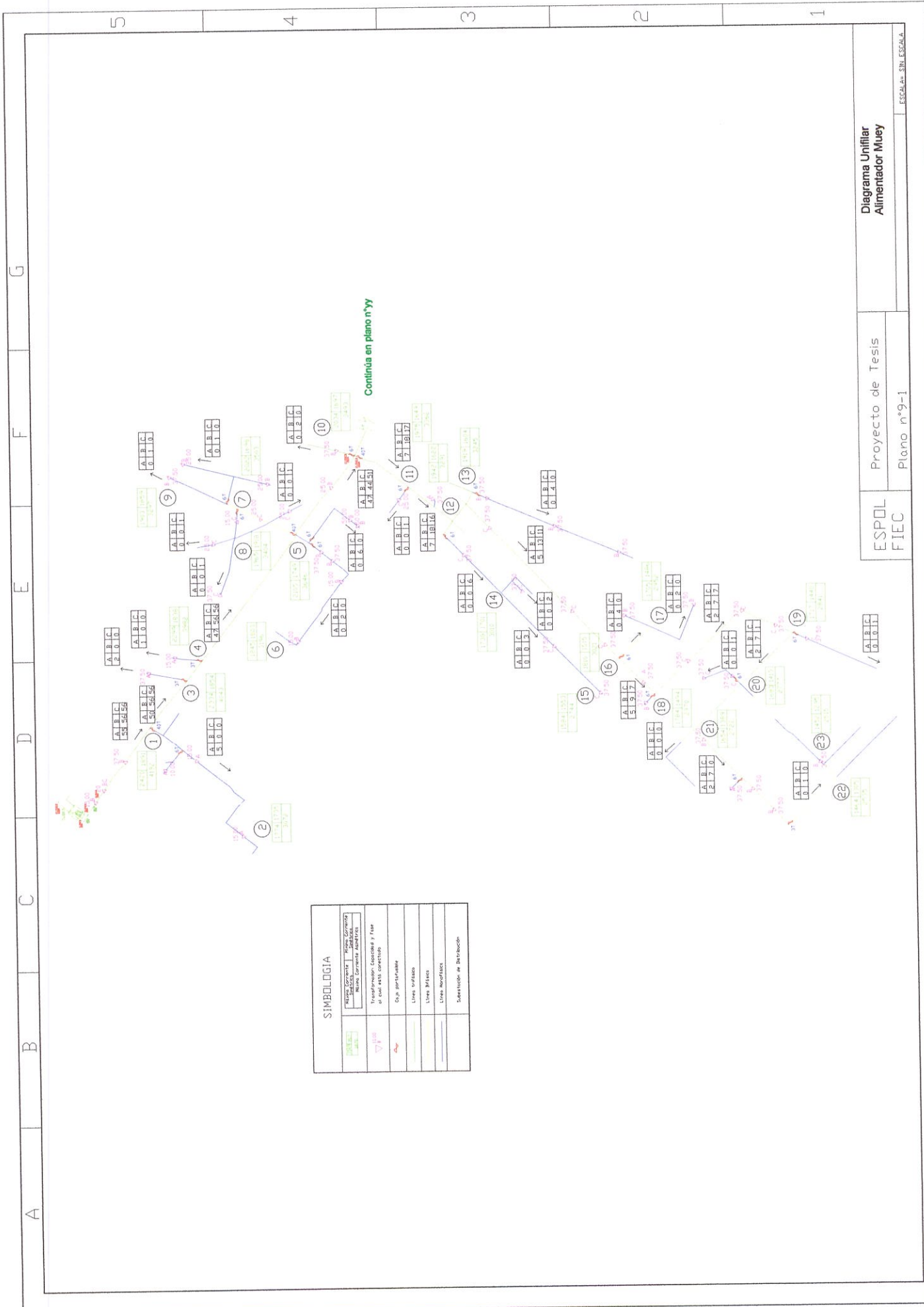


D
S/E STA ROSA ALIMENTADOR
SPCJ4D29
 $I>/I_n$ 1.38
K 0.7
 $I>>/I_n$ DISABLE

AMPERIOS A 13.8 KV
CURVA CARACTERISTICA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE FASE

PARA: RELE DE SOBRECORRIENTE Y FUSIBLES - PROTECCION DE
SISTEMA DE DSITRIBUCION STA ROSA

HOJA N° 9
FECHA: DIC 2001



SIMBOLOGIA	
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Transmisor Controlado y Fila
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Relé Controlado
	Relé Controlado

Vista de plano n°yy-1

SIMBOLOGIA	
	Corriente Eléctrica
	Transformador
	Interruptor
	Cable
	Línea
	Barra Colectora
	Distribución



Diagrama Unifilar
Alimentador Muey

Proyecto de Tesis
Plano n°9-2

ESPOL
FIEC

ESCALA: SIN ESCALA

3.2.3.1. Alimentador Santa Rosa

La protección de la troncal de este alimentador así como de sus arranques contra fallas temporales es función primordial del Conjunto breaker - relé. Los fusibles ubicados en las distintas derivaciones de la troncal tienen como función proteger dicha sección y aislarla completamente del sistema en caso de fallas permanentes.

De igual manera que el alimentador Muey, en éste alimentador también se han ubicado nodos a lo largo del mismo, numerando cada uno de ellos e indicando la máxima y mínima corriente de cortocircuito y la máxima corriente de falla asimétrica en cada uno de los nodos. Además, en cada sección del alimentador se han ubicado los valores máximos de corriente da carga. En la tabla XXVIII se han tabulado los valores de corriente para todos los tipos de falla en cada uno de los nodos en que se dividió el alimentador; esto obtenido a través del programa Synergee®.

En el plano N°10 se muestra el diagrama unifilar indicando los nodos a lo largo del alimentador y todos los valores indicados anteriormente.

La coordinación entre las tiras fusibles instaladas en las derivaciones y arranques a lo largo del alimentador y el relé de salida del alimentador se obtuvo al dejar un intervalo de 0.25 seg. entre la curva de máximo tiempo de despeje de falla del fusible con la curva de tiempo inverso del relé, esto para la máxima corriente de falla disponible en el alimentador.

La coordinación entre fusibles se logró utilizando las curvas de tiempo inverso de tal forma que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no deba exceder el 75% del tiempo de fusión del fusible de respaldo. La coordinación entre los dispositivos de protección mencionados anteriormente para el alimentador Muey se puede observar en la Hoja de Coordinación N° 10.

Los fusibles en cada arranque a lo largo del alimentador que logran coordinar con el relé de la subestación se muestran en el plano N°10.

**TABLA XXVIII.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR SANTA ROSA – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACIÓN			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	2238	1938	2370	2460	2358	2042	2492	2584
	ASIM	2639	2607	3243	3366	2830	2826	3512	3642
2	SIM	2213	1916	2328	2410	2307	1998	2408	2843
	ASIM	2594	2553	3138	3248	2733	2708	3288	3391
3	SIM	2182	1889	2277	2349	2273	1969	2355	2418
	ASIM	2539	2487	3015	3110	2672	2633	3154	3240
4	SIM	2101	1820	2153	2197	2187	1894	2225	2259
	ASIM	2403	2326	2738	2794	2521	2453	2854	2898
5	SIM				2156				2215
	ASIM				2679				2773
6	SIM				2113				2171
	ASIM				2572				2658
7	SIM				1997				2049
	ASIM				2315				2383
8	SIM	1994	1727	2001	2008	2071	1794	2066	2060
	ASIM	2235	2132	2436	2444	2335	2237	2529	2522
9	SIM	1951	1689	1943	1936	2025	1754	2005	1984
	ASIM	2170	2059	2330	2321	2264	2156	2416	2391
10	SIM	1848	1601	1816	1780	2006	1737	1981	1954
	ASIM	1980	1825	2047	2006	2236	2125	2373	2341
11	SIM	1933	1674	1920	1907	1916	1659	1872	1821
	ASIM	2144	2031	2290	2274	2056	1899	2114	2057
12	SIM	1902	1647	1880	1857	1973	1709	1939	1902
	ASIM	2099	1981	2220	2193	2187	2070	2299	2255

**TABLA XXVIII (CONTINUACIÓN).- REPORTE DE CORTOCIRCUITO
PARA EL ALIMENTADOR SANTA ROSA – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACIÓN			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
13	SIM	1887	1634	1861	1833	1956	1694	1919	1876
	ASIM	2078	1957	2188	2155	2163	2044	2264	2214
14	SIM	1824	1579	1785	1740	1889	1636	1839	1779
	ASIM	1962	1815	2022	1971	2037	1888	2088	2020
15	SIM	1793	1553	1749	1697	1856	1608	1801	1734
	ASIM	1912	1755	1953	1895	1983	1823	2015	1940
16	SIM	1815	1572	1772	1722	1879	1627	1825	1760
	ASIM	1977	1848	2043	1986	2054	1924	2111	2036
17	SIM	1875	1624	1846	1815	1944	1683	1903	1857
	ASIM	2061	1939	2163	2126	2145	2024	2238	2184
18	SIM	1849	1601	1814	1774	1916	1659	1869	1814
	ASIM	2024	1898	2110	2064	2105	1980	2181	2118
19	SIM	1780	1541	1730	1670	1842	1595	1781	1706
	ASIM	1930	1797	1978	1910	2003	1869	2042	1956
20	SIM				1451				1479
	ASIM				1555				1585
21	SIM	1768	1531	1716	1653	1829	1584	1767	1688
	ASIM	1914	1780	1957	1885	1986	1850	2020	1930
22	SIM	1730	1499	1672	1599	1789	1549	1721	1632
	ASIM	1865	1727	1892	1809	1933	1794	1951	1850
23	SIM	1719	1489	1659	1583	1777	1539	1707	1615
	ASIM	1850	1712	1873	1787	1917	1777	1931	1827
24	SIM	1662	1439	1594	1504	1716	1486	1639	1533
	ASIM	1777	1636	1780	1679	1838	1695	1833	1714

Plano 10 Alimentador Santa Rosa

A B C D E F G

5 4 3 2 1



SIMBOLOGIA	
	Transformador (Potencia y Tensión)
	Interruptor (Potencia y Tensión)
	Carga (Potencia y Tensión)
	Línea (Potencia y Tensión)
	Barra (Potencia y Tensión)
	Terminación de Distribución

3.2.3.2. Alimentador Pto. Lucía

La protección de la troncal de este alimentador así como de sus arranques contra fallas temporales es función primordial del Conjunto breaker - relé. Los fusibles ubicados en las distintas derivaciones de la troncal tienen como función proteger dicha sección y aislarla completamente del sistema en caso de fallas permanentes.

Al igual que los alimentadores anteriores, en éste alimentador se han ubicado nodos a lo largo del mismo, numerando cada uno de ellos e indicando la máxima y mínima corriente de cortocircuito y la máxima corriente de falla asimétrica en cada uno de los nodos. Además, en cada sección del alimentador se han ubicado los valores máximos de corriente da carga. En la tabla XXIX se han tabulado los valores de corriente para todos los tipos de falla en cada uno de los nodos en que se dividió el alimentador; esto obtenido a través del programa Synergee®.

En el plano N°11 se muestra el diagrama unifilar indicando los nodos a lo largo del alimentador y todos los valores indicados anteriormente.

La coordinación entre las tiras fusibles instaladas en las derivaciones y arranques a lo largo del alimentador y el relé de salida del alimentador se obtuvo al dejar un intervalo de 0.25 seg. entre la curva de máximo tiempo de despeje de falla del fusible con la curva de tiempo inverso del relé, esto para la máxima corriente de falla disponible en el alimentador.

La coordinación entre fusibles se logró utilizando las curvas de tiempo inverso de tal forma que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no deba exceder el 75% del tiempo de fusión del fusible de respaldo. La coordinación entre los dispositivos de protección mencionados anteriormente para el alimentador Muey se puede observar en la Hoja de Coordinación N° 11.

Los fusibles en cada arranque a lo largo del alimentador que logran coordinar con el relé de la subestación se muestran en el plano N°11.

**TABLA XXIX.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR PUERTO LUCIA – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACION			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	2220	1923	2341	2424	2315	2421	2005	2498
	ASIM	2608	2569	3169	2382	2748	3322	2726	3428
2	SIM	2185	1892	2282	2354	2310	2413	2001	2489
	ASIM	2544	2493	3027	3123	2740	3302	2715	3406
3	SIM	2141	1854	2213	2271	2230	2288	1931	2336
	ASIM	2470	2404	2870	2944	2594	2996	2540	3060
4	SIM	2121	1836	2182	2232	2207	2255	1912	2296
	ASIM	2435	2363	2800	2865	2556	2921	2495	2974
5	SIM				2155				2215
	ASIM				2658				2750
6	SIM	2048	1774	2076	2101	2130	2144	1844	2158
	ASIM	2318	2228	2581	2612	2426	2684	2343	2702
7	SIM				2029				2082
	ASIM				2434				2511
8	SIM				1972				2023
	ASIM				2309				2377
9	SIM				1918				1938
	ASIM				2201				2209
10	SIM				1744				1784
	ASIM				1903				1948
11	SIM	2062	1785	2095	2125	2144	2164	1857	2183
	ASIM	2339	2252	2619	2656	2450	2725	2370	2749
12	SIM	1985	1719	1988	1992	2061	2052	1785	2043
	ASIM	2221	2116	2413	2417	2319	2504	2219	2493
13	SIM				1764				1805
	ASIM				1962				2010
14	SIM	1966	1703	1964	1961	2042	2026	1768	2010
	ASIM	2193	2085	2368	2365	2289	2456	2185	2437
15	SIM	1863	1614	1831	1795	1931	1887	1672	1837
	ASIM	2044	1920	2140	2098	2127	2213	2004	2154
16	SIM	1950	1689	1942	1934	2024	2004	1753	1982
	ASIM	2169	2058	2329	2320	2263	2415	2155	2389
17	SIM	1931	1673	1917	1903	2004	1978	1736	1950
	ASIM	2141	2028	2286	2269	2233	2368	2121	2335
18	SIM	1815	1572	1772	1721	1879	1825	1627	1759
	ASIM	1977	1848	2044	1986	2054	2112	1924	2036
19	SIM	1802	1560	1756	1702	1865	1808	1615	1739
	ASIM	1960	1828	2019	1957	2035	2086	1903	2005
20	SIM				1606				1639
	ASIM				1784				1824
21	SIM	1785	1546	1736	1677	1848	1788	1600	1714
	ASIM	1937	1805	1989	1921	2011	2054	1877	1968

**TABLA XXIX (CONTINUACIÓN).- REPORTE DE CORTOCIRCUITO
PARA EL ALIMENTADOR PUERTO LUCIA – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACION			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
22	SIM	1771	1534	1720	1657	1833	1771	1587	1692
	ASIM	1919	1785	1964	1892	1991	2027	1856	1937
23	SIM				1584				1617
	ASIM				1763				1802
24	SIM	1756	1521	1702	1634	1816	1752	1573	1669
	ASIM	1898	1763	1937	1860	1969	1998	1832	1904
25	SIM		1497	1671	1599		1720	1548	1632
	ASIM		1709	1877	1796		1935	1773	1836
26	SIM		1479	1649	1572		1696	1529	1605
	ASIM		1670	1835	1750		1891	1732	1789
27	SIM				1455				1482
	ASIM				1567				1598
28	SIM	1742	1508	1685	1614	1801	1734	1560	1648
	ASIM	1880	1743	1912	1832	1949	1972	1811	1874
29	SIM		1385	1531	1438				1523
	ASIM		1501	1647	1546				1663
30	SIM	1710	1481	1648	1569	1797	1696	1530	1601
	ASIM	1838	1700	1858	1769	1904	1915	1764	1808
31	SIM				1545				1509
	ASIM				1727				1654
32	SIM				1499				1528
	ASIM				1651				1685
33	SIM	1679	1454	1613	1526	1734	1659	1502	1556
	ASIM	1798	1658	1807	1710	1861	1862	1718	1746
34	SIM	1667	1444	1600	1510	1722	1645	1491	1540
	ASIM	1784	1642	1789	1689	1846	1842	1702	1724
35	SIM				1390				1415
	ASIM				1496				1524
36	SIM	1605	1390	1531	1427	1656	1573	1434	1454
	ASIM	1706	1563	1694	1579	1763	1743	1616	1610
37	SIM	1593	1380	1518	1412	1643	1560	1423	1438
	ASIM	1692	1548	1676	1559	1747	1724	1600	1589
38	SIM	1558	1350	1480	1367	1606	1520	1391	1391
	ASIM	1649	1504	1626	1501	1702	1671	1554	1529
39	SIM	1545	1338	1466	1350	1592	1505	1379	1374
	ASIM	1633	1488	1607	1480	1684	1651	1536	1507
40	SIM				1274				1295
	ASIM				1367				1390
41	SIM	1597	1383	1522	1416	1647	1563	1426	1442
	ASIM	1695	1552	1681	1564	1751	1729	1604	1595
42	SIM	1591	1377	1515	1408	1640	1556	1421	1434
	ASIM	1688	1544	1672	1554	1743	1720	1596	1584

**TABLA XXIX (CONTINUACIÓN).- REPORTE DE CORTOCIRCUITO
PARA EL ALIMENTADOR PUERTO LUCIA – PROGRAMA SYNERGEE**

NODO		MINIMA GENERACIÓN				MAXIMA GENERACION			
		TIPO DE FALLA				TIPO DE FALLA			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G	TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
43	SIM	1566	1356	1489	1377	1614	1529	1398	1401
	ASIM	1658	1514	1637	1514	1712	1683	1564	1542
44	SIM	1554	1346	1475	1361	1601	1515	1387	1385
	ASIM	1643	1499	1619	1494	1695	1664	1548	1521
45	SIM	1507	1305	1425	1302	1551	1462	1344	1324
	ASIM	1587	1442	1554	1420	1635	1596	1487	1445
46	SIM	1485	1286	1402	1276	1529	1438	1324	1297
	ASIM	1561	1416	1525	1387	1608	1565	1460	1411
47	SIM	1544	1337	1465	1349	1591	1504	1378	1372
	ASIM	1632	1487	1606	1478	1683	1650	1535	1505
48	SIM	1502	1301	1420	1297	1547	1457	1340	1318
	ASIM	1582	1437	1548	1413	1630	1589	1482	1438
49	SIM	1523	1319	1442	1322	1568	1480	1358	1344
	ASIM	1606	1461	1576	1444	1656	1618	1507	1470
50	SIM		1290	1409	1285		1445	1328	1307
	ASIM		1409	1523	1390		1563	1452	1414
51	SIM	1510	1308	1429	1306	1555	1466	1347	1329
	ASIM	1591	1446	1559	1425	1640	1600	1492	1450
52	SIM	1486	1287	1403	1277	1529	1439	1324	1298
	ASIM	1562	1417	1526	1388	1609	1566	1461	1412
53	SIM	1478	1280	1395	1267	1521	1431	1317	1288
	ASIM	1553	1408	1516	1377	1600	1555	1451	1400
54	SIM	1449	1254	1364	1231	1490	1398	1290	1251
	ASIM	1518	1374	1476	1333	1562	1514	1414	1355
55	SIM	1461	1266	1377	1247	1503	1412	1302	1267
	ASIM	1533	1389	1493	1352	1578	1532	1430	1375
56	SIM	1445	1251	1360	1227	1486	1394	1287	1247
	ASIM	1514	1369	1472	1328	1558	1509	1410	1350
57	SIM	1438	1245	1353	1219	1479	1387	1281	1238
	ASIM	1506	1361	1463	1318	1549	1500	1402	1339
58	SIM	1258	1090	1170	1017	1290	1196	1117	1031
	ASIM	1302	1164	1243	1080	1334	1270	1193	1094
59	SIM	1207	1045	1119	963	1235	1143	1070	975
	ASIM	1244	1110	1183	1018	1274	1209	1136	1031
60	SIM				949				961
	ASIM				1000				1012
61	SIM	1184	1025	1097	939	1211	1120	1049	951
	ASIM	1219	1086	1158	991	1248	1182	1112	1003
62	SIM	1153	999	1067	908	1184	1093	1026	924
	ASIM	1186	1055	1124	957	1218	1152	1084	973
63	SIM	1136	984	1050	890	1161	1071	1006	901
	ASIM	1167	1037	1104	937	1193	1126	1060	948

Plano 11a Puerto Lucia

Plano 11b de puerto lucia



Escala: Gráfica

Capítulo 4

4. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES POR SOBRECORRIENTE EN LAS SUBESTACIONES CHIPIPE Y SALINAS

4.1 Subestación Chipipe

La subestación de distribución Chipipe de EMEPE distribuye energía eléctrica al sector de Chipipe y al destacamento militar compuesto por la Base Naval y FAE. La Subestación Chipipe se encuentra ubicada en la avenida 2 y calle 1, junto a las instalaciones militares mencionadas. La subestación recibe energía de la línea de subtransmisión que viene desde la subestación Salinas de EMEPE.

4.1.1 Características técnicas

4.1.1.1 Transformador de potencia

La subestación Chipipe cuenta con un transformador marca MITSUBISHI de 5 MVA de capacidad y ventilación por aire natural con características detalladas en la tabla VIII del Capítulo 2. Este transformador reduce el nivel de tensión de 69,000 voltios a la tensión de distribución de 13,800 voltios. El tipo de conexión de los devanados de fase es Dyn1. El equipo

de seccionamiento del transformador (cuchillas de puesta a tierra, interruptor, cuchillas de seccionamiento) está confinado en un sistema de aislamiento por gas de hexafluoruro de azufre (SF6) e incorporado con el transformador en una sola unidad.

4.1.1.2 Barras a 13,800 voltios

Los terminales del transformador se conectan a una celda de entrada metalclad marca MITSUBISHI del tipo interior. La celda metalclad de entrada distribuye energía a través de sus barras a las demás celdas, conectadas a las barras de la primera. Existen en total siete celdas, de las cuales cuatro son para salidas de alimentador, una para servicios auxiliares de corriente continua y las restantes para el transformador de servicios auxiliares y la celda de entrada.

Las barras de la celda metalclad tienen una capacidad de conducción continua de 1,200 amperios y una capacidad de cortocircuito de 23,000 amperios simétricos.

El diagrama unifilar de la subestación Chipipe se muestra en el plano 12

4.1.1.3 Alimentadores

Los alimentadores distribuyen la energía a los transformadores de distribución ubicados en Chipipe que es el área de influencia de la subestación. La subestación Chipipe posee cuatro salidas de la barra de 13.8kV, las cuales se nombran a continuación:

1. Chipipe
2. Interconexión Chipipe
3. FAE
4. Base Naval

Las salidas “FAE” y “Base Naval” son alimentadores expresos que están fuera del alcance de nuestro estudio. Las demás salidas se conectan a redes aéreas primarias de distribución.

La operación de cada alimentador es radial, con opción a transferir la carga entre alimentadores (a excepción de los alimentadores FAE y Base Naval), gracias a seccionadores convenientemente ubicados en puntos identificados. El conductor de fase para la red troncal ó primaria del alimentador es del tipo AAAC5005 de calibre 4/0 AWG, y el neutro del mismo tipo pero calibre 1/0 AWG. La red primaria es trifásica en su totalidad, conectándose a ella derivaciones (o “arranques”) que abarcan más lugares con el fin de cubrir el área de servicio. Las derivaciones pueden ser monofásicas, de 2 fases o trifásicas.

4.1.1.4 Sistema de protección por sobrecorriente

La protección de la red de distribución se logra a través de equipos como relés – interruptores y fusibles tipo expulsión. Las características y ajustes actuales de los relés de protección se muestran en la Tabla XXX y las características de las cajas fusibles en la Tabla XXXI

La función del conjunto relé – interruptor es operar ante fallas en cualquier punto del alimentador, en caso de que el dispositivo más cercano falle en aislar el área con problemas (protección de respaldo). Las características de tiempo inverso del relé y los fusibles (previamente coordinados) permiten aislar la mínima porción del circuito.

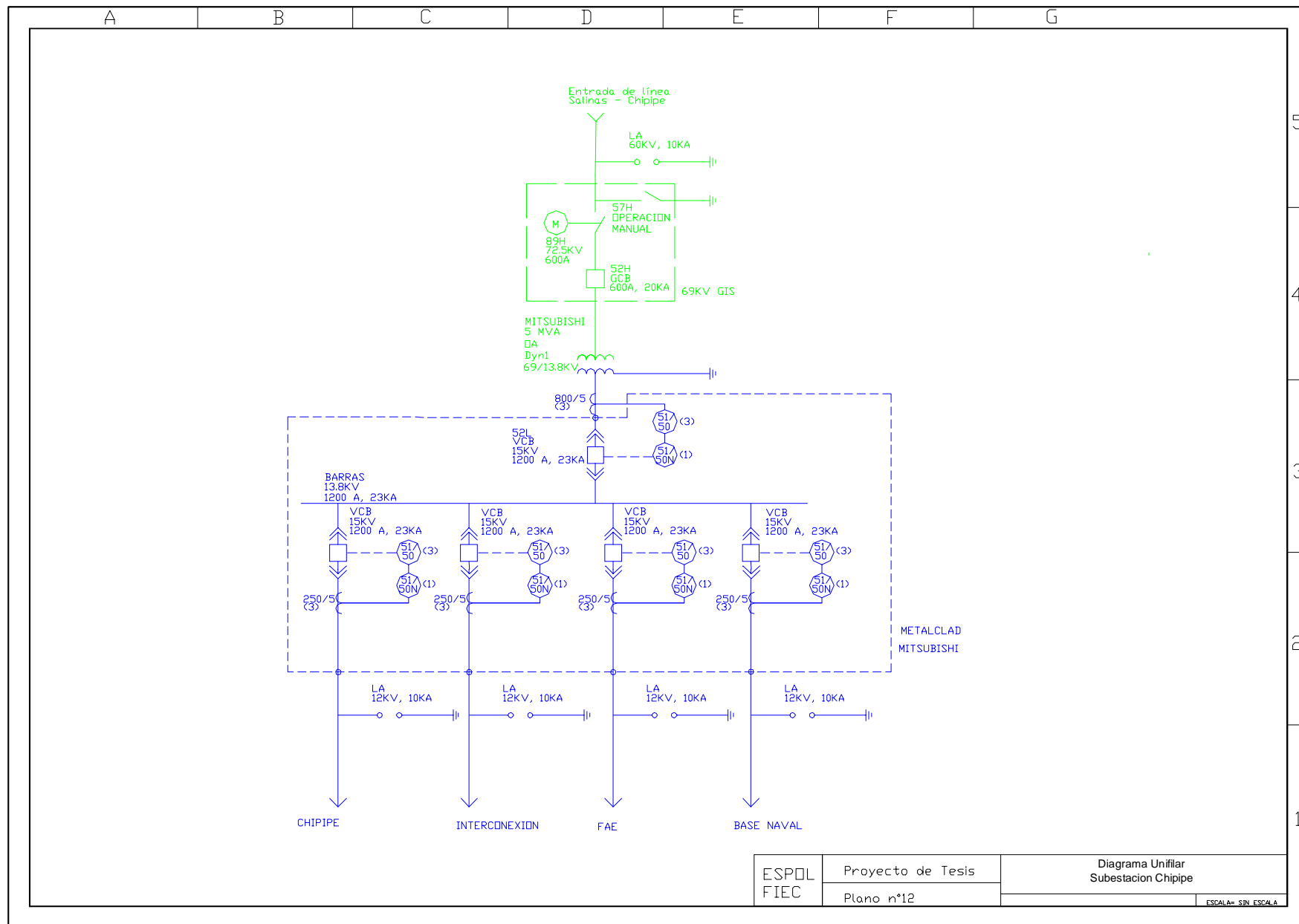
TABLA XXX.- CARACTERÍSTICAS ACTUALES DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE – RELES S/E CHIPIPE

Ubicación	Función del relé	Marca del relé	Tipo de relé	Relación De TC	Característica				
					TAP	TD	INST	RANGO TAP	RANGO INST
Barra 13,800 voltios	50/51	MITSUBI SHI	CO-8	800/5	5	1	30	4-12 A	10-40 A
Barra 13,800 voltios	50/51N	MITSUBI SHI	CO-8	800/5	2	3.4	30	0.5-2.5 A	10-40 A
Chipepe	50/51	MITSUBI SHI	CO-9	250/5	4	2	40	2-6 A	20-80 A
Chipepe	50/51N	MITSUBI SHI	CO-9	250/5	2	2	20	0.5-2.5 A	10-40 A
Intercone- xión	50/51	MITSUBI SHI	CO-9	250/5	4	2	40	2-6 A	20-80 A
Intercone- xión	50/51N	MITSUBI SHI	CO-9	250/5	2	2	20	0.5-2.5 A	10-40 A

(2000/07/01)

TABLA XXXI.- CARACTERÍSTICAS Y AJUSTES DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE – CAJAS FUSIBLES

MARCA	ABB ICX CUTOUTS
VOLTAJE NOMINAL	15 KV
BIL	110 KV
CORRIENTE CONTINUA	100, 200 Amps
CORRIENTE DE INTERRUPCION ASIMETRICA RMS	10,000 Amps



4.1.2 Coordinación de los dispositivos de protección

4.1.2.1 Barras a 13,800 voltios

La subestación Chipipe recibe energía a través de la línea de subtransmisión Santa Elena – San Vicente – Salinas – Chipipe, protegida por el relé de sobrecorriente en la subestación Santa Elena. La coordinación del relé de barra a 13,800 voltios de Chipipe con el relé de la subestación Santa Elena se logra estableciendo un margen de tiempo de 0,3 seg entre estos 2 dispositivos; este margen de tiempo lo componen el tiempo de “sobreviaje del relé”, el tiempo de operación del interruptor de la barra de 13,800 voltios y un margen de seguridad. En la siguiente ecuación se resume lo expresado anteriormente:

$$T_A = T_B + B_B + O_A + F$$

Donde :

T_A = Tiempo de operación del relé ubicado en A (Barra S/E Chipipe)

T_B = Tiempo de operación del relé ubicado en B (Salida Alimentadores)

$B_B = 0.083$ = Tiempo de interrupción de cortocircuito del interruptor en B (Salida Alimentadores)

$O_A = 0.03$ = "Sobreviaje" del relé ubicado en A (Barra S/E Chipipe)

$F = 0.20$ = Factor de seguridad

Al añadir este intervalo a la curva de sobrecorriente del relé ubicado en la Salida de cada alimentador permite establecer los valores de TD y TAP que permiten disparar el relé en la salida de cada alimentador de la subestación sin que primero se dispare el relé de Barra de la subestación, en el caso que ocurra una falla en los alimentadores.

Debido a la conexión en delta – estrella del transformador de potencia, la curva del relé de 69kV de Santa Elena se refirió al circuito de 13.8kV para la coordinación. A su vez, la coordinación del relé de la barra Chipipe a

13.8kV con los relés de los alimentadores se realizó mediante el mismo método. La hoja de coordinación n°10 muestra las curvas de sobrecorriente para los relés de fase y fusibles de la subestación y alimentadores.

Para la coordinación de los relés de neutro de la salida de los alimentadores con el relé principal en barras se utilizó el mismo criterio que para los relés de fase. La hoja n°11 contiene las curvas de los relés de neutro.

Cabe indicar que la característica instantánea de los relés de la subestación Chipipe, tanto de fase como de neutro, ha sido deshabilitada debido a que no se logra selectividad en la operación de los mismos ante una falla a la salida de cada alimentador.

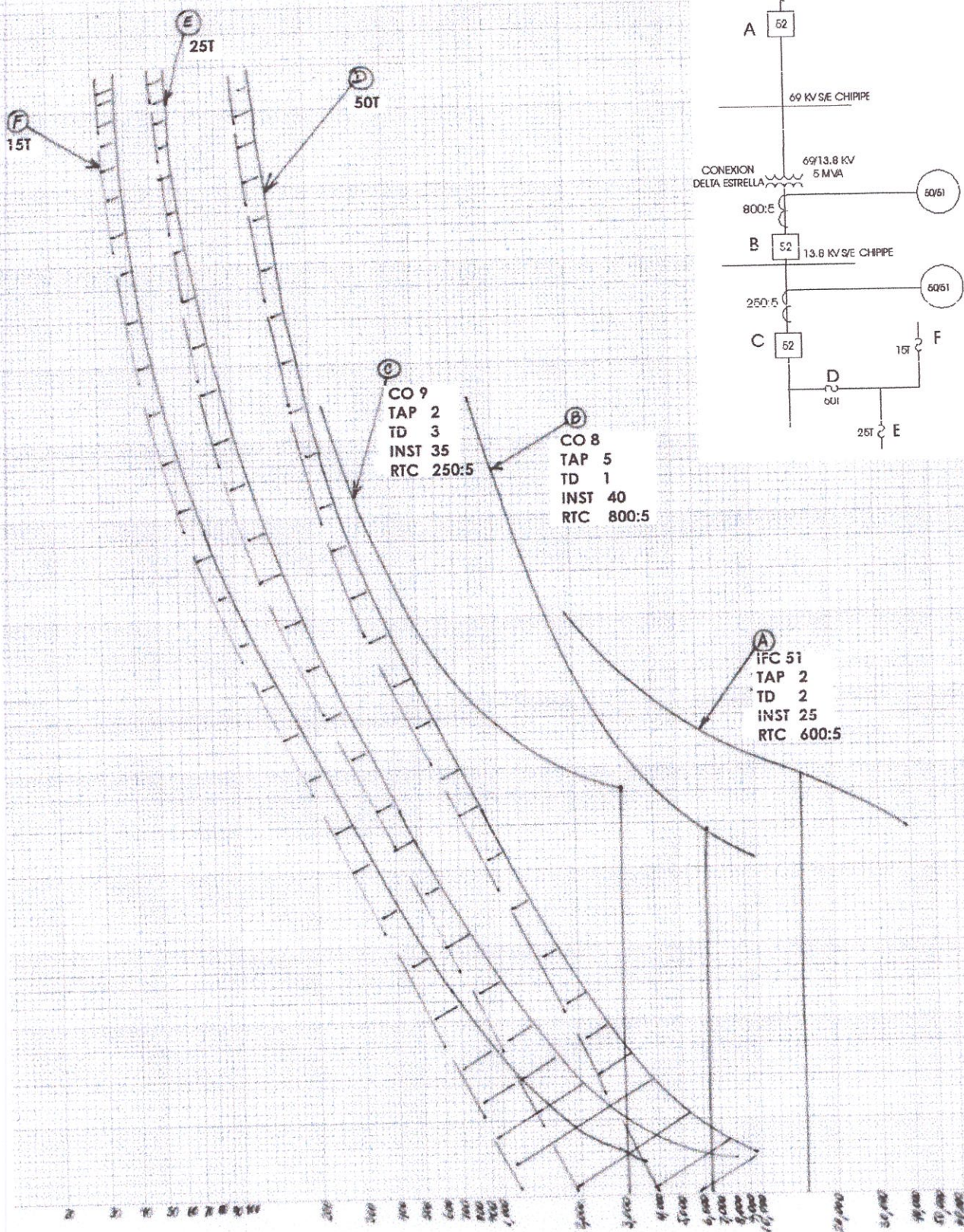
La Tabla XXXII muestra los ajustes sugeridos para los relés de protección tanto de barras como para la salida de los alimentadores.

TABLA XXXII.- AJUSTES SUGERIDOS DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE – RELES S/E CHIPIPE

Ubicación	Función del relé	Radio de TC	Tipo de relé	Característica					Hoja n°
				TAP	TD	INST	RANGO TAP	RANGO INST	
Barra 13,800 voltios	50/51	800/5	CO-8	5	1	40	4-12 A	10-40 A	10
Barra 13,800 voltios	50/51N	800/5	CO-8	2	3	35	0.5-2.5 A	10-40 A	11
Chipipe	50/51	250/5	CO-9	3	4	60	2-6 A	20-80 A	10
Chipipe	50/51N	250/5	CO-9	2	4	10	0.5-2.5 A	10-40 A	11
Intercone- xión	50/51	250/5	CO-9	3	2	60	2-6 A	20-80 A	10
Intercone- xión	50/51N	250/5	CO-9	2	2	10	0.5-2.5 A	10-40 A	11

Aquí viene hoja de coordinación 10

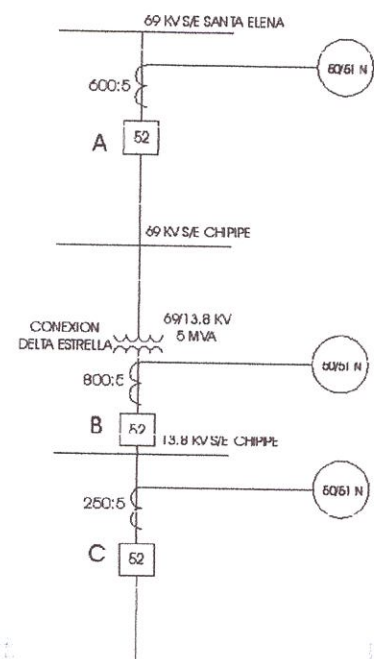
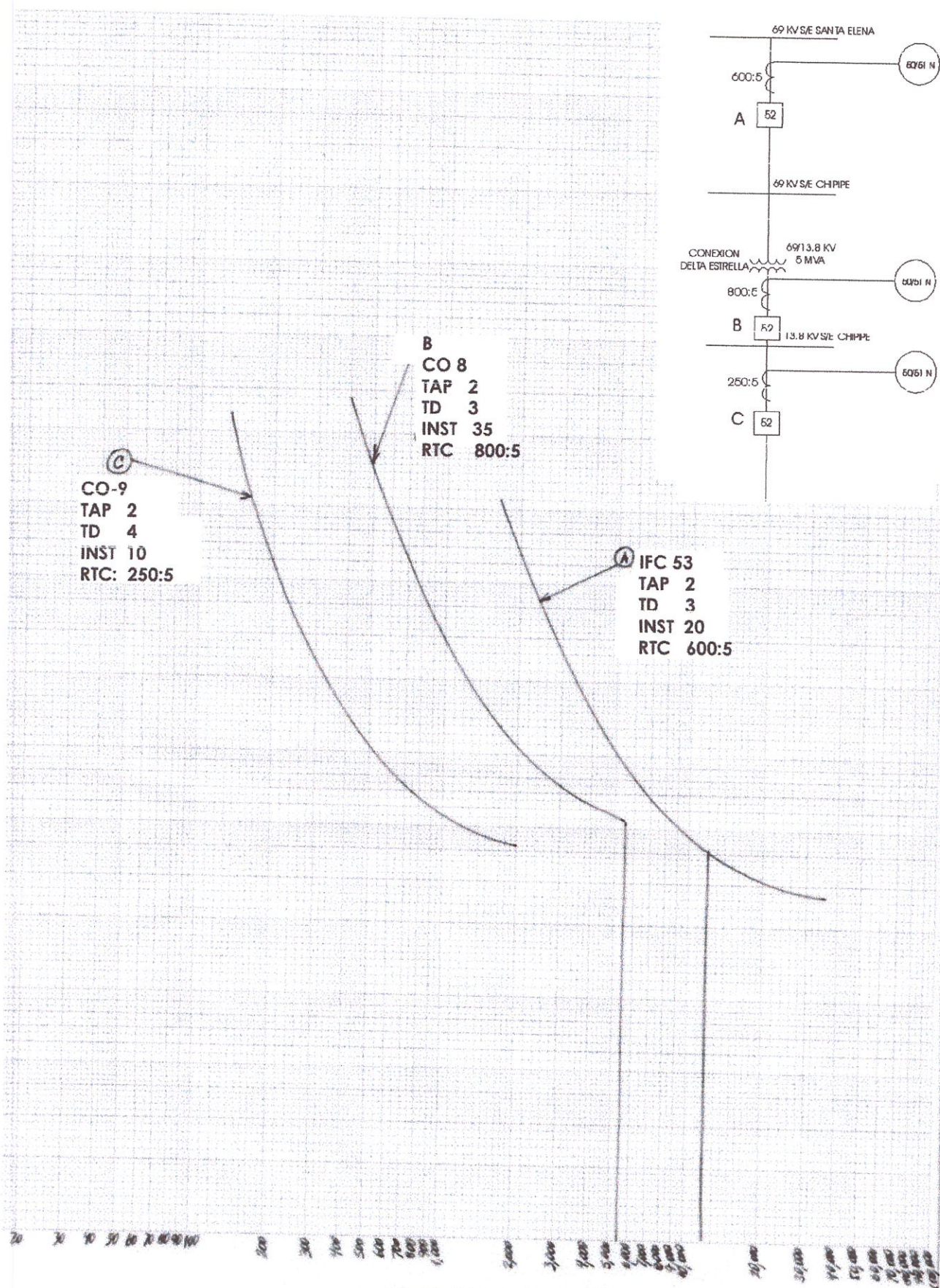
Aquí viene hoja de coordinación 11



AMPERIOS A 13.8 KV
CURVA CARACTERISTICA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE FASE

PARA: RELES DE SOBRECORRIENTE Y FUSIBLES - PROTECCION DE SISTEMA
DE PROTECCION DE SISTEMA DE DISTRIBUCION CHIPPE

HOJANº 10
FECHA: DIC 2001



AMPERIOS A 13.8 KV
CURVA CARACTERISTICA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE NEUTRO

PARA: RELES DE SOBRECORRIENTE - PROTECCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION CHIPIE

HOJA N° 11
FECHA: DIC 2001

4.1.2.2 Alimentador Chipipe

El alimentador Chipipe inicia en los bornes de salida del interruptor de la celda metalclad “Chipipe” de la subestación del mismo nombre. La protección de la troncal y arranques contra fallas de cortocircuito es función primordial del equipo relé-interruptor; los fusibles ubicados en arranques (derivaciones de la troncal) tienen la función de proteger la sección y aislarla en caso de fallas permanentes.

Para el estudio se ha procedido a ubicar nodos a lo largo del alimentador indicando en cada uno de ellos los valores de corrientes de falla para los distintos tipos de falla para máxima y mínima generación obtenidos a través del programa Synergee® . Los valores obtenidos están tabulados en la tabla XXXIII. De igual manera en el plano n°13 se muestra el diagrama unifilar del alimentador, con las máximas corrientes de carga en cada sección y también los valores máximos y mínimos de corrientes de falla en cada nodo.

La coordinación de las tiras fusibles instaladas a lo largo de las derivaciones y arranques y el relé de salida del alimentador se obtuvo al dejar un intervalo de 0.25 seg. entre la curva de máximo tiempo de despeje de falla del fusible con la curva de tiempo inverso del relé, para la máxima corriente de falla disponible en el alimentador.

La coordinación entre fusibles se logró utilizando las curvas de tiempo inverso de manera que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no exceda el 75% del tiempo de fusión del fusible de respaldo. La Hoja de coordinación N° 10 muestra las curvas de tiempo inverso de los dispositivos coordinados.

Los fusibles ubicados en cada uno de los nodos que logran coordinar con el interruptor de vacío están ubicados gráficamente en el plano n°13

4.1.2.2 Alimentador Interconexión

La protección de la troncal y arranques del alimentador Interconexión contra fallas de cortocircuito temporales y permanentes se logra a través del interruptor de potencia; los fusibles ubicados en arranques (derivaciones de la troncal) protegen la sección y la aíslan en caso de fallas permanentes.

Al igual que para el alimentador Chipipe, se procedió a ubicar nodos a lo largo de alimentador Interconexión indicando en cada uno de ellos los valores de corrientes de falla para máxima y mínima generación obtenidos a través del programa Synergee®. En la tabla XXXIV se han tabulado estos valores, y de igual manera en el plano n° 14 se muestra el diagrama unifilar del alimentador, con las máximas corrientes de carga en esa sección y también los valores máximos y mínimos de falla en cada nodo.

La coordinación de las tiras fusibles instaladas a lo largo de las derivaciones y arranques y el relé de salida del alimentador Interconexión al igual que para el alimentador Chipipe se obtuvo al establecer un intervalo de 0.25 seg. entre la curva de máximo tiempo de despeje de falla del fusible con la curva de tiempo inverso del relé, esto para la máxima corriente de falla disponible en el alimentador.

La coordinación entre fusibles se logró utilizando las curvas de tiempo inverso de manera que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no exceda el 75% del tiempo de fusión del fusible de respaldo. La Hoja de coordinación N° 10 muestra las curvas de tiempo inverso de los dispositivos coordinados.

Los fusibles ubicados en cada uno de los nodos que logran coordinar con el interruptor de vacío VCB de la celda metalclad ubicados gráficamente en el plano n°14

**TABLA XXXIII.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR CHIPIPE – PROGRAMA SYNERGEE**

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFÁSICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	2050	1775	2193	2284
	ASIM	2387	2338	2947	3068
2	SIM	2020	1749	2141	2222
	ASIM	2335	2277	2824	2931
3	SIM	2011	1741	2126	2205
	ASIM	2320	2259	2789	2892
4	SIM	1994	1727	2098	2171
	ASIM	2292	2226	2727	2822
5	SIM	2003	1735	2113	2189
	ASIM	2307	2244	2760	2860
6	SIM	2001	1733	2109	2184
	ASIM	2303	2239	2751	2849
7	SIM	1983	1717	2080	2150
	ASIM	2274	2205	2687	2777
8	SIM	1973	1709	2064	2130
	ASIM	2257	2185	2651	2737
9	SIM	1964	1701	2049	2112
	ASIM	2242	2168	2620	2701
10	SIM	1951	1690	2028	2088
	ASIM	2221	2144	2577	2652
11	SIM	1934	1675	2002	2056
	ASIM	2195	2113	2523	2591
12	SIM	1913	1656	1969	2015
	ASIM	2160	2073	2456	2513
13	SIM	1881	1629	1922	1958
	ASIM	2112	2018	2365	2408
14	SIM	1867	1617	1902	1932
	ASIM	2090	1993	2325	2363
15	SIM	1869	1618	1904	1935
	ASIM	2093	1996	2330	2368
16	SIM	1854	1606	1883	1909
	ASIM	2071	1972	2291	2323
17	SIM	1843	1596	1868	1890
	ASIM	2055	1954	2263	2290
18	SIM	1826	1582	1844	1861
	ASIM	2030	1925	2220	2240
19	SIM	1777	1539	1777	1777
	ASIM	1959	1846	2102	2103
20	SIM	1762	1526	1757	1752
	ASIM	1938	1823	2069	2063

**TABLA XXXIV.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR INTERCONEXION – PROGRAMA SYNERGEE**

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFÁSICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	2054	1778	2200	2292
	ASIM	2394	2346	2963	3087
2	SIM	1987	1720	2086	2156
	ASIM	2279	2211	2699	2791
3	SIM				2114
	ASIM				2667
4	SIM				2063
	ASIM				2533
5	SIM	1920	1663	1980	2029
	ASIM	2172	2087	2479	2540
6	SIM	1853	1605	1882	1908
	ASIM	2070	1970	2289	2321
7	SIM	1839	1593	1862	1883
	ASIM	2049	1946	2252	2277
8	SIM	1824	1580	1841	1857
	ASIM	2027	1922	2214	2234
9	SIM				1763
	ASIM				2033
10	SIM				1777
	ASIM				2072
11	SIM	1810	1568	1822	1833
	ASIM	2006	1899	2180	2193
12	SIM	1793	1553	1799	1804
	ASIM	1982	1872	2140	2146
13	SIM	1779	1541	1780	1780
	ASIM	1962	1849	2107	2108
14	SIM	1772	1535	1771	1769
	ASIM	1952	1839	2091	2090
15	SIM	1755	1519	1747	1740
	ASIM	1927	1811	2052	2043
16	SIM	1763	1527	1758	1754
	ASIM	1939	1825	2071	2066
17	SIM	1749	1515	1740	1731
	ASIM	1919	1803	2040	2030
18	SIM	1736	1503	1722	1709
	ASIM	1901	1782	2012	1996
19	SIM	1743	1510	1732	1722
	ASIM	1908	1789	2016	2004
20	SIM	1735	1502	1722	1709
	ASIM	1897	1777	1999	1984
21	SIM	1722	1491	1704	1687
	ASIM	1878	1757	1972	1951

Hoja de coordinación N° 12

Alimentadores Chipipe e Interconexion

4.2 Subestación Salinas

La subestación de distribución Salinas de EMEPE distribuye energía eléctrica al cantón Salinas. Se encuentra ubicada en la avenida 46 y calle 37, Salinas. La subestación recibe energía de la línea de subtransmisión que viene desde la subestación San Vicente de EMEPE.

4.2.1 Características técnicas

4.2.1.1 Transformador de potencia

La subestación Salinas cuenta con un transformador marca MITSUBISHI de 10 MVA de capacidad y ventilación por aire con características detalladas en la tabla VIII. Este transformador reduce el nivel de tensión de 69,000 voltios a la tensión de distribución de 13,800 voltios. El tipo de conexión de los devanados de fase es Dyn1. El equipo de seccionamiento del transformador (cuchillas de puesta a tierra, interruptor, cuchillas de seccionamiento) está confinado en un sistema de aislamiento por gas de hexafluoruro de azufre (SF6) e incorporado con el transformador en una sola unidad.

4.2.1.2 Barras a 13,800 voltios

Las características de las barras a 13.8kV son idénticas a las de la Subestación Chipipe, debido a que ambas fueron equipadas con dispositivos MITSUBISHI.

Los terminales del transformador se conectan a una celda de entrada metalclad marca MITSUBISHI del tipo interior. La celda metalclad de entrada distribuye energía a través de sus barras a las demás celdas. Existen en total ocho celdas, de las cuales cinco son para salidas de alimentador, una para servicios auxiliares de corriente continua y las

restantes para el transformador de servicios auxiliares y la celda de entrada.

Las barras de la celda metalclad tienen una capacidad de conducción continua de 1,200 amperios y una capacidad de interrupción de 23,000 amperios simétricos.

El diagrama unifilar de la subestación Salinas se muestra en el plano 15.

4.2.1.3 Alimentadores

Los alimentadores distribuyen la energía a los transformadores de distribución esparcidos en el área de influencia de la subestación. La subestación Salinas posee cinco salidas de la barra de 13.8kV, las cuales se nombran a continuación:

1. Rubira
2. Dobronsky
3. Las Dunas
4. Interconexión San Lorenzo
5. Bases Militares

El alimentador Interconexión San Lorenzo puede alimentarse a través de la subestación Salinas (operación normal) ó en casos de emergencia ser alimentada a través de la subestación Santa Rosa, ya que posee una salida de las celdas metalclad a 13.8kV en ambas subestaciones.

Las salidas se conectan a redes aéreas primarias de distribución. Los diagramas unifilares de tales alimentadores están en los planos n°16 a n°20 en el orden que se han presentado.

4.2.1.4 Sistema de protección por sobrecorriente

El sistema de protección por sobrecorriente está compuesto por el interruptor de vacío para cada salida de alimentador y para la desconexión de la barra de 13,800 voltios. En distintos puntos de derivación de la troncal de cada alimentador, se ha colocado cajas fusibles con el propósito de proteger la sección y aislarla de la troncal en caso de falla. La protección de los alimentadores de la subestación Salinas se realiza a través del interruptor y los fusibles.

4.2.2 Coordinación de los dispositivos de sobrecorriente

4.2.2.1 Barras a 13,800 voltios

La subestación Salinas recibe energía a través de la línea de subtransmisión Santa Elena – San Vicente – Salinas, protegida por el relé de sobrecorriente en la subestación Santa Elena.

El transformador de la subestación reduce el nivel de tensión de 69kV a 13.8kV, y se conecta a las barras metalclad a través de un interruptor de vacío (Las características del transformador se detallan en la tabla IX, página 39 del Capítulo 2).

Para fallas de cortocircuito en las barras de 13.8 kV de la subestación debe coordinarse la operación del interruptor de vacío con el interruptor de la línea de subtransmisión que alimenta a la subestación.

El proceso de coordinación de los dispositivos de protección utilizados en la subestación Salinas y sus alimentadores es igual al utilizado en la Subestación La Libertad y Chipipe, es decir:

Para la coordinación del relé de barra de 13.8kV con el relé de la línea de subtransmisión, se refirió la curva de tiempo inverso de este último de la escala de amperios a 69kV a la escala de amperios a 13,8kV, esto se

logra multiplicando los valores de corriente de la curva de tiempo inverso por la relación 69/13,8.

Para lograr selectividad en la operación de los relés se ajusta la curva del relé de barra (TAP y TD) de manera que para la máxima corriente de cortocircuito en barras a 13.8kV, el interruptor de vacío logre despejar la falla antes de que el relé de la línea de subtransmisión cierre sus contactos.

De esta manera:

$$T_A = T_B + B_B + O_A + F$$

Donde :

T_A = Tiempo de operación del relé ubicado en A (Barra S/E Salinas)

T_B = Tiempo de operación del relé ubicado en B (Salida Alimentadores)

$B_B = 0.083$ = Tiempo de interrupción de cortocircuito del interruptor en B (Barras S/E Salinas)

$O_A = 0.03$ = "Sobreviaje" del relé ubicado en A (S/E Salinas)

$F = 0.20$ = Factor de seguridad

La hoja de coordinación N° 13 muestra las curvas de los relés anteriormente mencionados. Note que la curva del relé de la línea de subtransmisión esta referida a la escala de amperios a 13.8 kV.

La coordinación de los relés de cada alimentador con el relé de barra se obtiene utilizando un criterio similar al utilizado en la coordinación anterior. Las curvas de los relés de cada alimentador están incluidas en la hoja de coordinación N° 13.

Los ajustes de los relés de neutro del interruptor de barra con los interruptores de cada alimentador se lograron añadiendo el tiempo de operación del relé y el de despeje del interruptor entre las curvas de los

relés mencionados, asegurando la selectividad de la operación. Véase Hoja de Coordinación N° 14.

La característica instantánea de los relés de barra y de los alimentadores, tanto de fase como de neutro, está deshabilitada debido a que no se logra selectividad en la operación de los mismos ante una falla a la salida de cada alimentador.

Los ajustes sugeridos del relé de barra y de los relés de cada alimentador se muestran en la tabla XXXV.

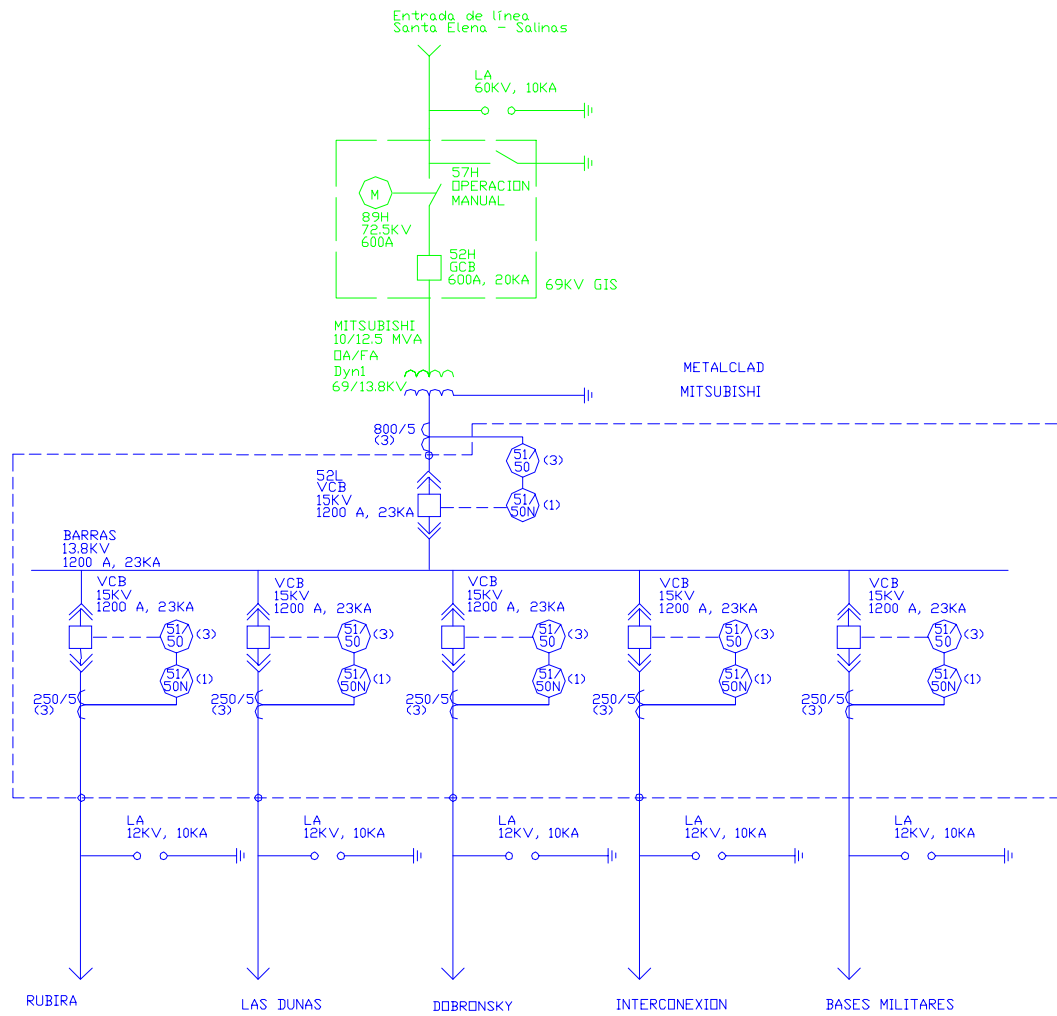
5

4

3

2

1



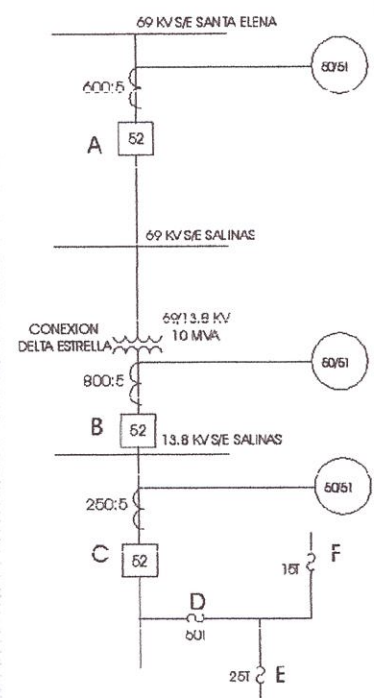
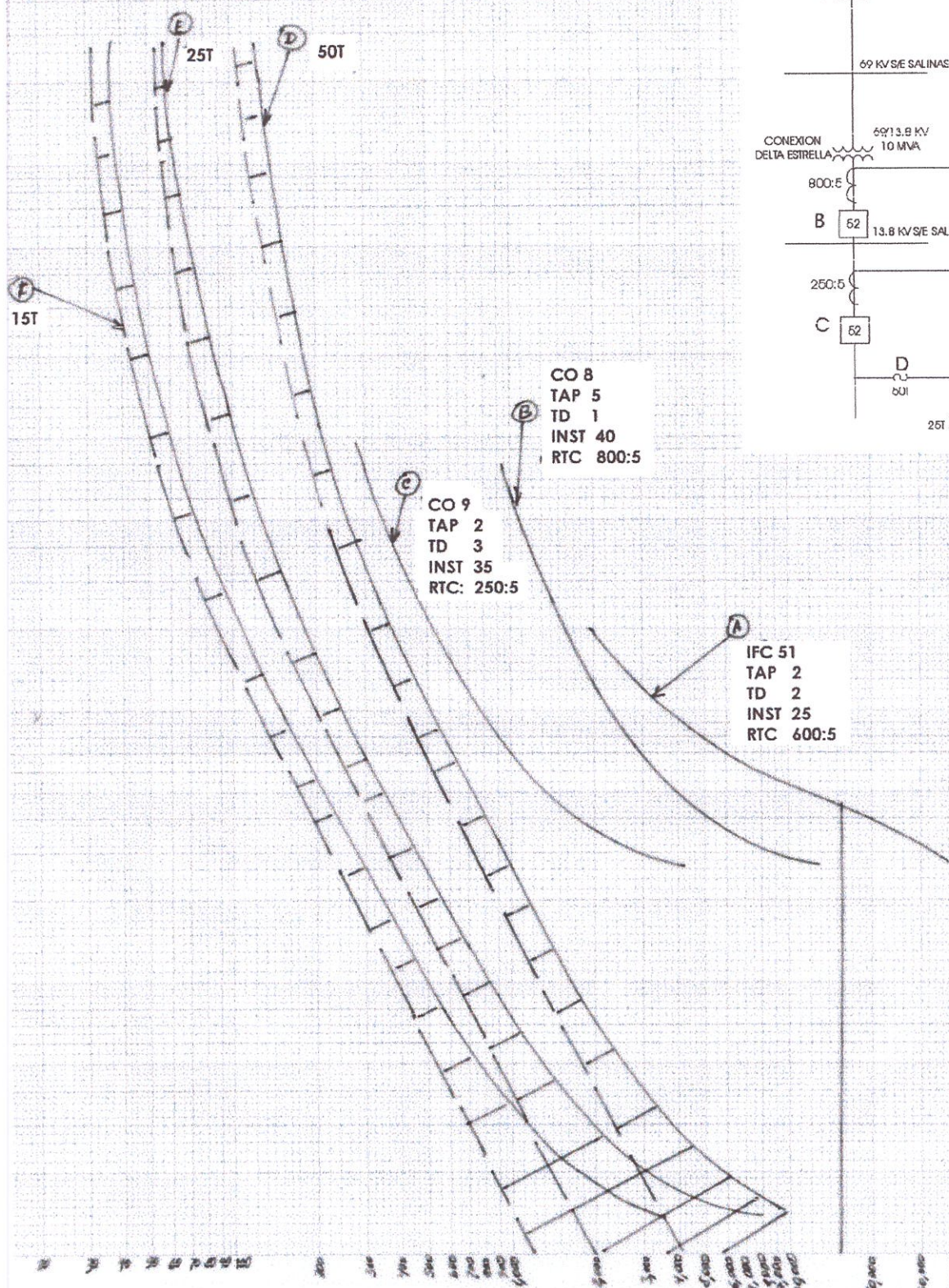
ESPOL FIEC	Proyecto de Tesis	Diagrama Unifilar Subestacion Salinas	
	Plano n°15		ESCALA= SIN ESCALA

Hoja de Coordinación N° 13

Fase Reles Salinas

Hoja de Coordinación N°14

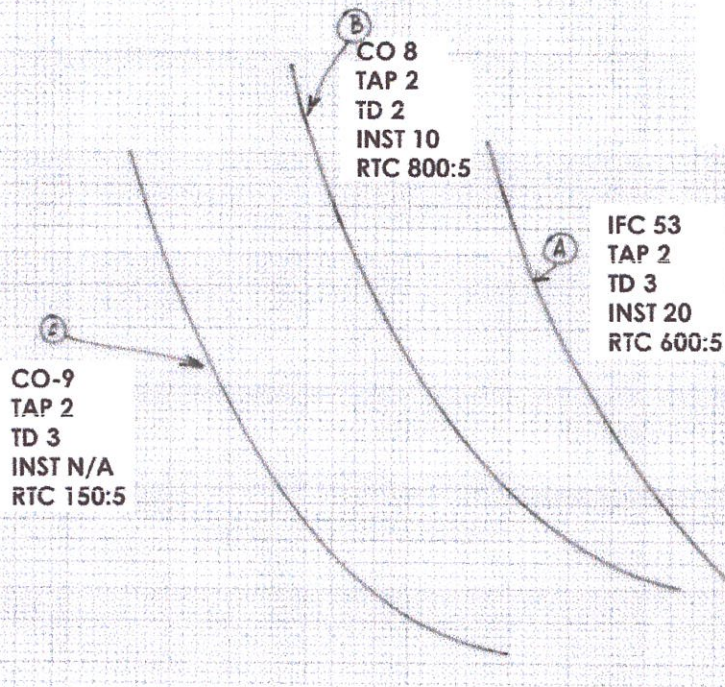
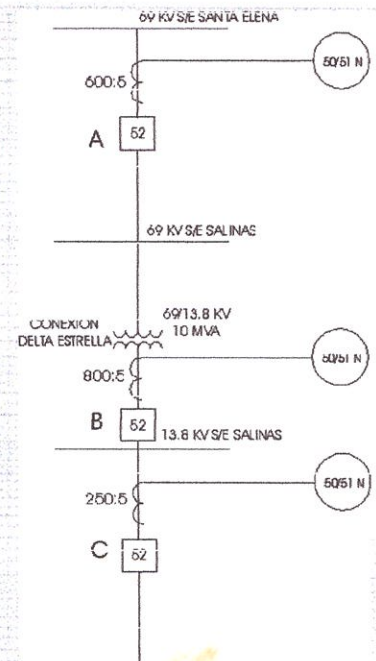
Neutro Reles Salinas



AMPERIOS A 13.8 KV
CURVA CARACTERISTICA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE FASE

PARA: RELE DE SOBRECORRIENTE Y FUSIBLES - PROTECCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION SALINAS

HOJA N° 12
FECHA: DIC 2001



AMPERIOS A 13.8 KV

CURVA CARACTERISTICA TIEMPO CORRIENTE PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE NEUTRO

**PARA: RELES DE SOBRECORRIENTE DEL SISTEMA DE PROTECCION
DE LA SUBSTACION SALINAS**

**HOJA N° 13
FECHA: DIC/2001**

TABLA XXXV.- CARÁCTERÍSTICAS SUGERIDAS PARA EL EQUIPO DE PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE – RELES S/E SALINAS

Ubicación	Función del relé	Radio de TC	Tipo de relé	Característica					Hoja n°
				TAP	TD	INST	RANGO TAP	RANGO INST	
Barra 13,800 voltios	50/51	800/5	CO-8	4	1.5	40	4-12 A	10-40 A	13
Barra 13,800 voltios	50/51N	800/5	CO-8	2	3	40	0.5-2.5 A	10-40 A	14
Rubira	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40	2-6 A	20-80 A	13
Rubira	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20	0.5-2.5 A	10-40 A	14
Las Dunas	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40	2-6 A	20-80 A	13
Las Dunas	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20	0.5-2.5 A	10-40 A	14
Bases Militares	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40	2-6 A	20-80 A	13
Bases Militares	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20	0.5-2.5 A	10-40 A	14
Interconex.	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40	2-6 A	20-80 A	13
Interconex.	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20	0.5-2.5 A	10-40 A	14
Dobronsky	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40	2-6 A	20-80 A	13
Dobronsky	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20	0.5-2.5 A	10-40 A	14

4.2.2.2 Alimentador Dobronsky

La protección de la troncal y arranques del alimentador Dobronsky contra fallas de cortocircuito temporales y permanentes se logra a través del interruptor de potencia; los fusibles ubicados en arranques (derivaciones de la troncal) protegen la sección y la aíslan en caso de fallas permanentes.

Al igual que todos los alimentadores anteriores, se procedió a ubicar nodos a lo largo de alimentador Dobronsky indicando en cada uno de ellos los valores de corrientes de falla para máxima y mínima generación obtenidos a través del programa Synergee®. En la tabla XXXVI se han tabulado estos valores, y de igual manera en el plano n° 16 se muestra el diagrama unifilar del alimentador, con las máximas corrientes de carga en esa sección y también los valores máximos y mínimos de falla en cada nodo.

La coordinación de las tiras fusibles instaladas a lo largo de las derivaciones y arranques y el relé de salida al igual que para los alimentadores anteriores se obtuvo al establecer un intervalo de 0.25 seg. entre la curva de máximo tiempo de despeje de falla del fusible con la curva de tiempo inverso del relé, esto para la máxima corriente de falla disponible en el alimentador.

La coordinación entre fusibles se logró utilizando las curvas de tiempo inverso de manera que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no exceda el 75% del tiempo de fusión del fusible de respaldo. La Hoja de coordinación N° 15 muestra las curvas de tiempo inverso de los dispositivos coordinados.

Los fusibles ubicados en cada uno de los nodos que logran coordinar con el interruptor de vacío VCB de la celda metalclad están ubicados gráficamente en el plano n°16

4.2.2.3 Alimentador Las Dunas

La protección de la troncal y arranques contra fallas de cortocircuito temporales y permanentes en este alimentador se logra a través del interruptor de potencia; los fusibles ubicados en los arranques (derivaciones de la troncal) a lo largo del alimentador protegen la sección y la aíslan en caso de fallas permanentes.

Al igual que en todos los alimentadores anteriores, se procedió a ubicar nodos a lo largo de este alimentador para indicar en cada uno de ellos los valores de corrientes de falla para máxima y mínima generación obtenidos a través del programa Synergee®. En la tabla XXXVII se han tabulado estos valores, y en el plano n° 17 se muestra el diagrama unifilar del alimentador, con las máximas corrientes de carga en esa sección y también los valores máximos y mínimos de falla en cada nodo.

La coordinación de las tiras fusibles instaladas en las derivaciones y arranques del alimentador y el relé de salida se obtuvo al establecer un intervalo de 0.25 seg. entre la curva de máximo tiempo de despeje de falla del fusible con la curva de tiempo inverso del relé, esto para la máxima corriente de falla disponible en el alimentador.

La coordinación entre fusibles se logró utilizando las curvas de tiempo inverso de manera que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no exceda el 75% del tiempo de fusión del fusible de respaldo. La Hoja de coordinación N° 15 muestra las curvas de tiempo inverso de los dispositivos coordinados.

Los fusibles ubicados en cada uno de los nodos que logran coordinar con el interruptor de vacío VCB de la celda metalclad están ubicados gráficamente en el plano n°17.

4.2.2.4 Alimentador Interconexión

El Alimentador Interconexión san Lorenzo puede ser alimentado por la Subestación Salinas como por la subestación Santa Rosa, esta ultima alternativa en caso de emergencia debido a una transferencia de carga. La protección de la troncal y arranques contra fallas de cortocircuito temporales y permanentes en este alimentador se logra a través del interruptor de potencia ubicado a la salida del alimentador, los fusibles ubicados en los arranques (derivaciones de la troncal) a lo largo del alimentador protegen la sección y la aíslan en caso de fallas permanentes.

Para facilitar la coordinación primero se procedió a ubicar nodos a lo largo de este alimentador para indicar en cada uno de ellos los valores de corrientes de falla para máxima y mínima generación obtenidos a través del programa Synergee®. En la tabla XXXVIII se han tabulado estos valores, y en los planos n° 18a y 18b se muestra el diagrama unifilar del alimentador, con las máximas corrientes de carga en esa sección y también los valores máximos y mínimos de falla en cada nodo.

La coordinación de las tiras fusibles instaladas en las derivaciones y arranques del alimentador y el relé de salida se obtuvo al establecer un intervalo de 0.25 seg. entre la curva de máximo tiempo de despeje de falla del fusible con la curva de tiempo inverso del relé, esto para la máxima corriente de falla disponible en el alimentador.

La coordinación entre fusibles se logró utilizando las curvas de tiempo inverso de manera que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no exceda el 75% del tiempo de fusión del fusible de respaldo. La Hoja de

coordinación N° 15 muestra las curvas de tiempo inverso de los dispositivos coordinados.

Los fusibles ubicados en cada uno de los nodos que logran coordinar con el interruptor de vacío VCB de la celda metalclad están ubicados gráficamente en los planos n°18a y 18b.

4.2.2.5 Alimentador Bases Militares

La protección de la troncal y arranques contra fallas de cortocircuito temporales y permanentes en este alimentador se logra por medio del interruptor de potencia instalado al inicio del alimentador; los fusibles ubicados en los arranques (derivaciones de la troncal) a lo largo del alimentador protegen la sección y la aíslan en caso de fallas permanentes.

Al igual que en todos los alimentadores anteriores, se procedió a ubicar nodos a lo largo de este alimentador para indicar en cada uno de ellos los valores de corrientes de falla para máxima y mínima generación obtenidos a través del programa Synergee®. En la tabla XXXIX se han tabulado estos valores, y en los planos n° 19a y 19b se muestra el diagrama unifilar del alimentador, con las máximas corrientes de carga en esa sección y también los valores máximos y mínimos de falla en cada nodo.

La coordinación de las tiras fusibles instaladas en las derivaciones y arranques del alimentador y el relé de salida se obtuvo al establecer un intervalo de 0.25 seg. entre la curva de máximo tiempo de despeje de falla del fusible con la curva de tiempo inverso del relé, esto para la máxima corriente de falla disponible en el alimentador.

La coordinación entre fusibles se logró utilizando las curvas de tiempo inverso de manera que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no exceda el 75% del tiempo de fusión del fusible de respaldo. La Hoja de

coordinación N° 15 muestra las curvas de tiempo inverso de los dispositivos coordinados.

Los fusibles ubicados en cada uno de los nodos que logran coordinar con el interruptor de vacío VCB de la celda metalclad están ubicados gráficamente en los planos n°19a y 19b.

4.2.2.6 Alimentador Rubira

La protección contra fallas de cortocircuito temporales y permanentes en este alimentador se logra por medio del interruptor de potencia instalado al inicio del alimentador; los fusibles ubicados en los arranques (derivaciones de la troncal) a lo largo del alimentador protegen la sección y la aíslan en caso de fallas permanentes.

Al igual que en todos los alimentadores de esta subestación, se procedió a ubicar nodos a lo largo de este alimentador para indicar en cada uno de ellos los valores de corrientes de falla para máxima y mínima generación obtenidos a través del programa Synergee®. En la tabla XL se han tabulado estos valores, y en el plano n° 20 se muestra el diagrama unifilar del alimentador, con las máximas corrientes de carga en esa sección y también los valores máximos y mínimos de falla en cada nodo.

La coordinación de las tiras fusibles instaladas en las derivaciones y arranques del alimentador y el relé de salida se obtuvo al establecer un intervalo de 0.25 seg. entre la curva de máximo tiempo de despeje de falla del fusible con la curva de tiempo inverso del relé, esto para la máxima corriente de falla disponible en el alimentador.

A lo largo de alimentador se utilizaron fusibles tipo T. La coordinación entre fusibles se logró utilizando las curvas de tiempo inverso de manera que el tiempo máximo de despeje de falla de un fusible no exceda el 75% del tiempo de fusión del fusible de respaldo. La Hoja de coordinación N° 15 muestra las curvas de tiempo inverso de los dispositivos coordinados.

Los fusibles ubicados en cada uno de los nodos que logran coordinar con el interruptor de vacío de la celda metalclad están ubicados gráficamente en el plano n°20.

Aquí va Dobronsky plano 16

Aquí va Las Dunas plano 17

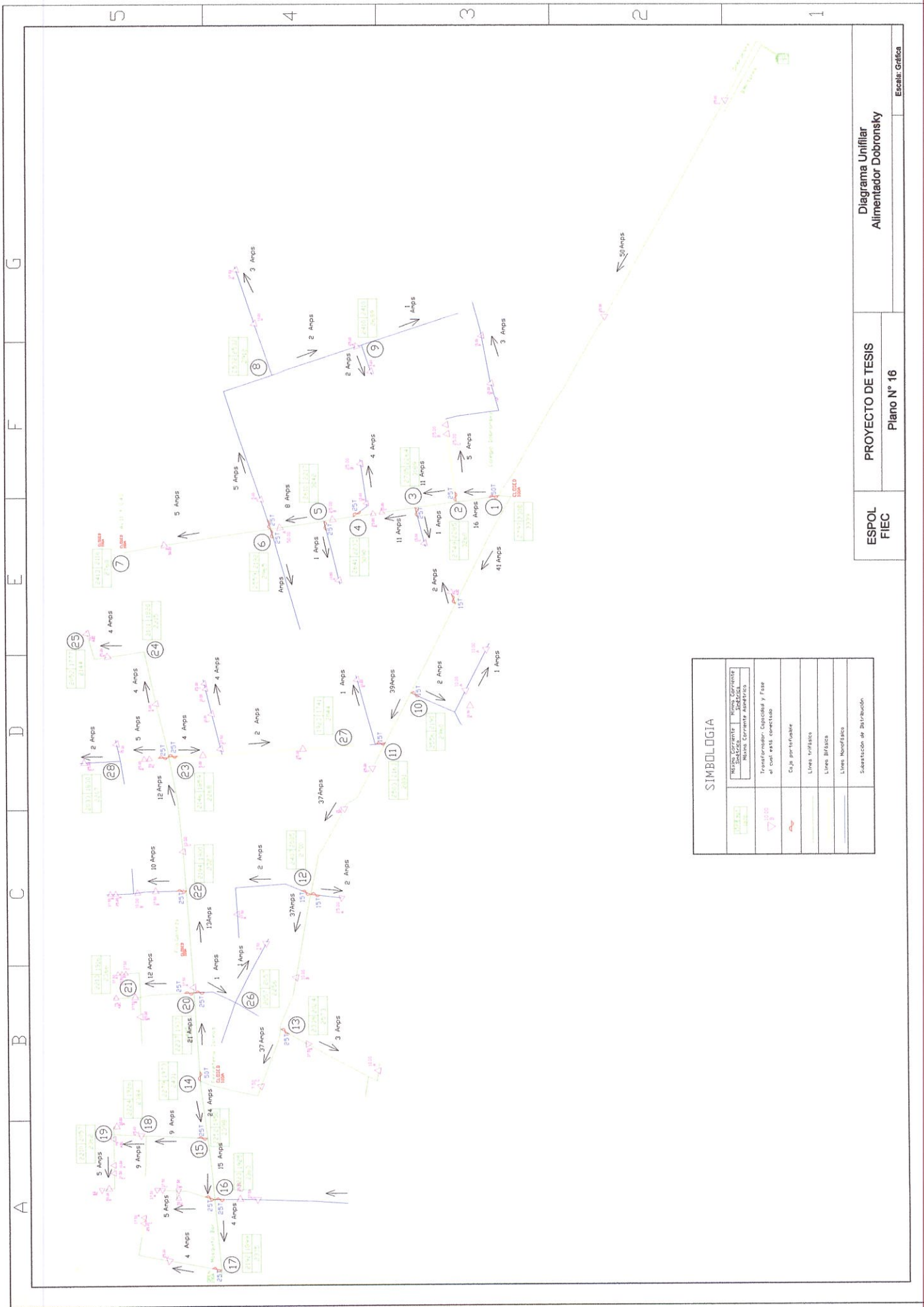
Aquí va interconexión plano 18^a

Aquí va Plano 18 b
Interconexion

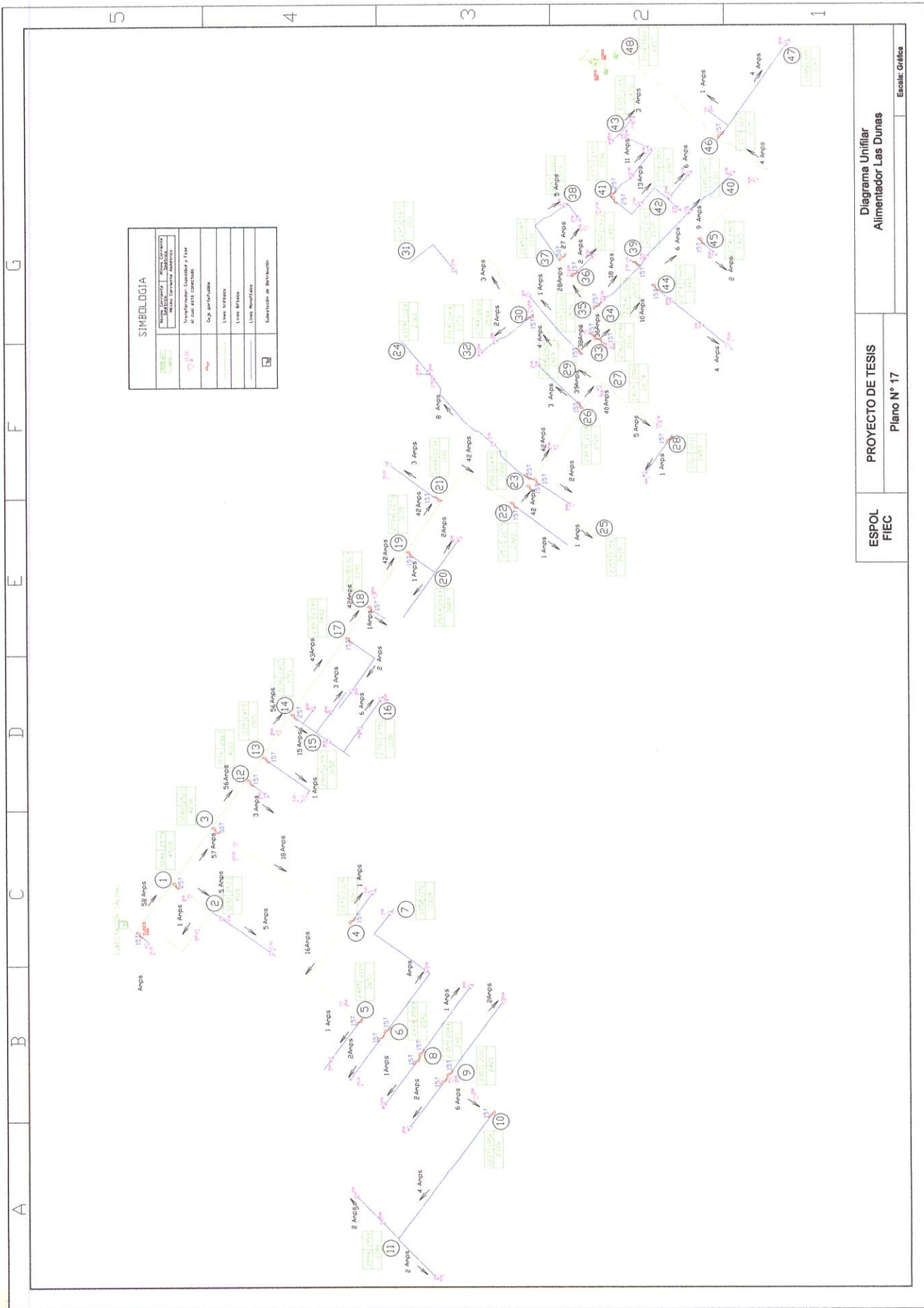
Aquí va Bases Militares plano 19a

Plano 19b Bases Militares

Aquí va Rubira Plano nº 20

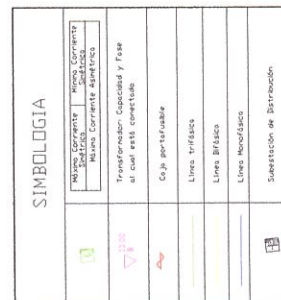


SIMBOLOGIA	
	Medición de potencia y corriente
	Medición de corriente
	Medición de potencia
	Transformador Capacitivo y Fase de voltaje
	Capacitor
	Línea trifásica
	Línea monofásica
	Subestación de distribución





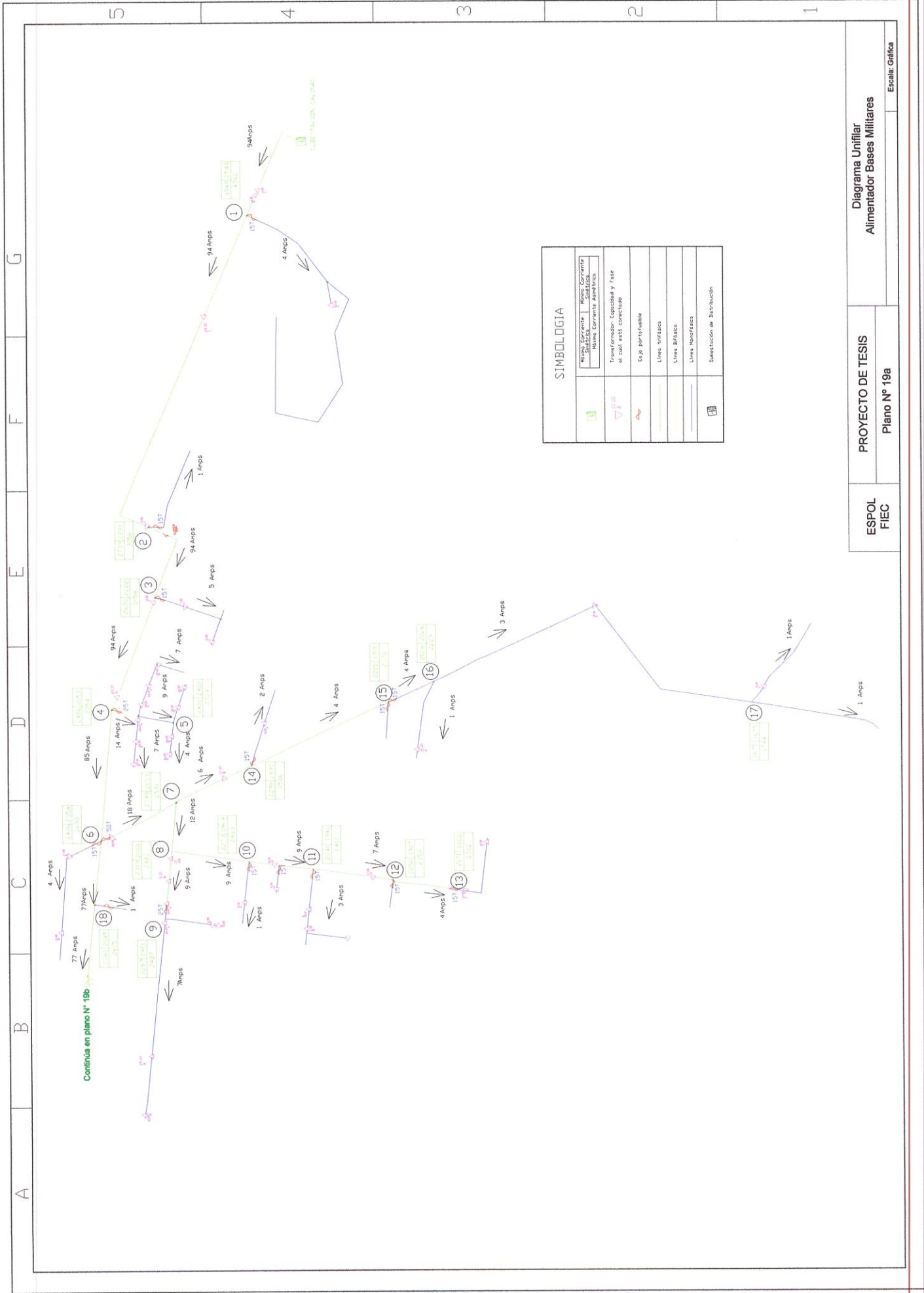
Escala: Gráfica

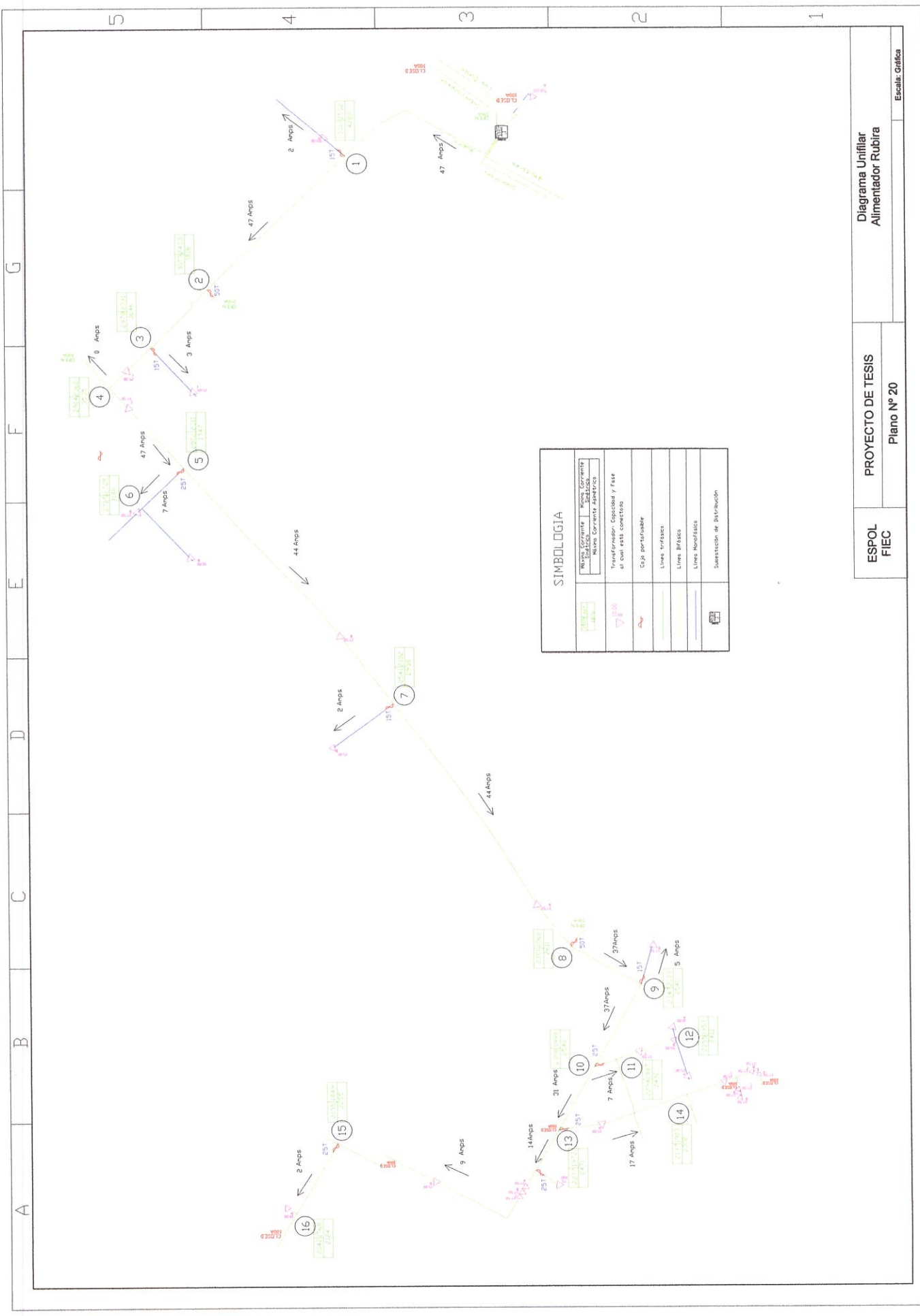


PROYECTO DE TESIS

ESPOL
FIEC

Escala: Gráfica





SIMBOLOGIA	
	Principal Corriente
	Nueva Corriente
	Transformador
	Capacitor y Fase
	Coil portátil
	Línea trifásica
	Línea monofásica
	Subestación de distribución

**TABLA XXXVI.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR DOBRONSKY – PROGRAMA SYNERGEE**

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFÁSICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	2665	2308	2737	2797
	ASIM	2951	2791	3267	3339
2	SIM	2639	2285	2698	2749
	ASIM	2912	2748	3199	3260
3	SIM	2614	2264	2662	2705
	ASIM	2877	2710	3139	3189
4	SIM	2578	2233	2610	2641
	ASIM	2827	2654	3054	3090
5	SIM	2560	2217	2586	2610
	ASIM	2802	2627	3014	3042
6	SIM	2531	2192	2544	2559
	ASIM	2761	2583	2948	2965
7	SIM	2443	2116	2428	2413
	ASIM	2643	2456	2768	2752
8	SIM				2532
	ASIM				2912
9	SIM				2410
	ASIM				2689
10	SIM	2529	2190	2542	2556
	ASIM	2759	2580	2944	2960
11	SIM	2497	2163	2499	2503
	ASIM	2716	2534	2877	2881
12	SIM	2407	2085	2382	2356
	ASIM	2596	2406	2700	2670
13	SIM	2338	2024	2295	2247
	ASIM	2506	2312	2573	2520
14	SIM	2279	1973	2223	2158
	ASIM	2431	2234	2472	2400
15	SIM	2252	1950	2191	2118
	ASIM	2398	2200	2429	2348
16	SIM	2223	1925	2157	2077
	ASIM	2363	2163	2383	2294
17	SIM	2192	1899	2121	2032
	ASIM	2325	2125	2335	2237
18	SIM	2224	1926	2158	2078
	ASIM	2364	2164	2384	2295
19	SIM	2210	1914	2141	2057
	ASIM	2346	2146	2362	2269
20	SIM	2237	1937	2173	2097
	ASIM	2380	2181	2405	2320

**TABLA XXXVI.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR DOBRONSKY – PROGRAMA SYNERGEE (continuación)**

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
21	SIM	2213	1916	2145	2061
	ASIM	2350	2150	2366	2274
22	SIM	2194	1900	2123	2035
	ASIM	2327	2127	2337	2240
23	SIM	2146	1859	2068	1967
	ASIM	2268	2068	2264	2154
24	SIM	2101	1820	2017	1906
	ASIM	2215	2013	2199	2077
25	SIM	2052	1777	1964	1844
	ASIM	2144	1935	2115	1985
26	SIM				2057
	ASIM				2256
27	SIM		1741	1923	1803
	ASIM		1865	2044	1916
28	SIM		1830	2033	1927
	ASIM		2015	2207	2092

**TABLA XXXVII.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR LAS DUNAS – SYNERGEE**

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFÁSICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	2977	2579	3273	3426
	ASIM	3493	3350	4326	4528
2	SIM	2914	2523	3154	3292
	ASIM	3282	3144	3954	4128
3	SIM	2914	2523	3150	3288
	ASIM	3439	3225	4058	4236
4	SIM		2328	2792	2873
	ASIM		2665	3172	3263
5	SIM		2119	2466	2485
	ASIM		2274	2630	2650
6	SIM		2089	2423	2434
	ASIM		2228	2570	2582
7	SIM				2152
	ASIM				2228
8	SIM		2044	2359	2359
	ASIM		2162	2483	2482
9	SIM		2010	2312	2303
	ASIM		2114	2421	2412
10	SIM		1956	2237	2215
	ASIM		2039	2326	2303
11	SIM				1994
	ASIM				2046
12	SIM	2860	2477	3053	3176
	ASIM	3246	3125	3858	4013
13	SIM	2835	2455	3009	3125
	ASIM	3206	3079	3770	3915
14	SIM	2791	2417	2934	3036
	ASIM	3137	3001	3625	3751
15	SIM				2997
	ASIM				3652
16	SIM				2751
	ASIM				3128
17	SIM	2711	2348	2807	2883
	ASIM	3018	2866	3390	3482
18	SIM	2682	2323	2762	2828
	ASIM	2975	2818	3311	3390
19	SIM	2630	2278	2685	2734
	ASIM	2900	2735	3178	3235
20	SIM				2664
	ASIM				3089

**TABLA XXXVII.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR LAS DUNAS – SYNERGEE (continuación)**

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFÁSICA	LL	LL-G	L-G
21	SIM	2582	2236	2616	2648
	ASIM	2832	2660	3063	3100
22	SIM	2514	2177	2522	2531
	ASIM	2738	2558	2912	2922
23	SIM	2498	2163	2500	2503
	ASIM	2717	2534	2878	2882
24	SIM				2189
	ASIM				2361
25	SIM				2355
	ASIM				2615
26	SIM	2429	2104	2410	2391
	ASIM	2625	2437	2741	2720
27	SIM	2409	2086	2384	2358
	ASIM	2598	2408	2703	2674
28	SIM	2322	2011	2279	2231
	ASIM	2459	2244	2509	2456
29	SIM	2384	2065	2352	2319
	ASIM	2566	2374	2656	2619
30	SIM	2344	2030	2302	2257
	ASIM	2514	2320	2584	2533
31	SIM				1973
	ASIM				2112
32	SIM				2164
	ASIM				2379
33	SIM	2362	2046	2325	2285
	ASIM	2538	2344	2616	2571
34	SIM	2354	2039	2315	2272
	ASIM	2527	2334	2602	2554
35	SIM	2339	2026	2296	2249
	ASIM	2508	2314	2576	2523
36	SIM		1993	2252	2196
	ASIM		2243	2495	2433
37	SIM		1973	2226	2166
	ASIM		2204	2450	2384
38	SIM				2045
	ASIM				2201
39	SIM				2163
	ASIM				2379

**TABLA XXXVII.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR LAS DUNAS – SYNERGEE (continuación)**

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
40	SIM				2001
	ASIM				2138
41	SIM		1907	2140	2065
	ASIM		2081	2311	2229
42	SIM				1970
	ASIM				2096
43	SIM				1950
	ASIM				2069
44	SIM	2315	2005	2267	2212
	ASIM	2478	2282	2534	2473
45	SIM	2274	1969	2217	2151
	ASIM	2425	2228	2465	2391
46	SIM	2179	1887	2106	2014
	ASIM	2309	2108	2315	2213
47	SIM				1995
	ASIM				2183
48	SIM	2104	1822	2020	1909
	ASIM	2217	2016	2202	2081

**TABLA XXXVIII.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR INTERCONEXION SALINAS – SYNERGEE**

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	2783	2410	2922	3021
	ASIM	3125	2987	3601	3723
2	SIM		2204	2575	2604
	ASIM		2508	2896	2928
3	SIM				2522
	ASIM				2788
4	SIM	2726	2361	2830	2911
	ASIM	3039	2890	3431	3529
5	SIM				2886
	ASIM				3471
6	SIM	2671	2315	2749	2808
	ASIM	2959	2804	3282	3356
7	SIM	2616	2266	2665	2709
	ASIM	2881	2713	3144	3195
8	SIM	2556	2213	2579	2602
	ASIM	2796	2620	3003	3030
9	SIM	2475	2143	2469	2465
	ASIM	2686	2501	2831	2826
10	SIM	2428	2103	2409	2389
	ASIM	2624	2435	2739	2717
11	SIM	2263	1960	2204	2135
	ASIM	2412	2214	2447	2370
12	SIM	2176	1884	2102	2009
	ASIM	2304	2104	2309	2207
13	SIM	2562	2219	2589	2614
	ASIM	2805	2630	3018	3048
14	SIM	2468	2138	2461	2455
	ASIM	2677	2492	2818	2811
15	SIM	2434	2107	2415	2398
	ASIM	2631	2443	2750	2730
16	SIM	2404	2082	2378	2351
	ASIM	2592	2402	2693	2663
17	SIM				2303
	ASIM				2579
18	SIM				2238
	ASIM				2470
19	SIM				2138
	ASIM				2315
20	SIM	2422	2098	2401	2380
	ASIM	2616	2427	2728	2703

**TABLA XXXVIII.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR INTERCONEXION SALINAS – SYNERGEE
(continuación)**

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
21	SIM				2316
	ASIM				2590
22	SIM				2270
	ASIM				2512
23	SIM	2370	2052	2335	2297
	ASIM	2548	2355	2631	2588
24	SIM				2233
	ASIM				2478
25	SIM	2333	2020	2288	2239
	ASIM	2500	2305	2564	2509
26	SIM				2170
	ASIM				2394
27	SIM				2027
	ASIM				2178
28	SIM	2245	1944	2183	2108
	ASIM	2390	2191	2418	2335
29	SIM	2214	1918	2148	2067
	ASIM	2343	2137	2357	2268
30	SIM	2171	1880	2097	2003
	ASIM	2299	2098	2302	2199
31	SIM	2159	1870	2083	1985
	ASIM	2284	2083	2284	2177
32	SIM				1968
	ASIM				2149
33	SIM				1928
	ASIM				2090
34	SIM				1881
	ASIM				2021
35	SIM				1858
	ASIM				1988
36	SIM	2114	1830	2031	1923
	ASIM	2229	2028	2217	2098
37	SIM				1881
	ASIM				2036
38	SIM	2093	1813	2008	1895
	ASIM	2205	2004	2187	2063
39	SIM				1806
	ASIM				1934

**TABLA XXXVIII.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR INTERCONEXION SALINAS – SYNERGEE
(continuación)**

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
40	SIM	2068	1791	1981	1861
	ASIM	2175	1974	2152	2022
41	SIM	2006	1737	1914	1785
	ASIM	2089	1879	2050	1912
42	SIM				1711
	ASIM				1810
43	SIM	2029	1757	1937	1810
	ASIM	2129	1929	2097	1959

**TABLA XXXIX.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR BASES MILITARES – SYNERGEE**

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	2942	2548	3204	3349
	ASIM	3379	2380	4173	4362
2	SIM	2633	2281	2690	2739
	ASIM	2905	2740	3186	3244
3	SIM	2566	2222	2594	2620
	ASIM	2810	2636	3027	3058
4	SIM	2486	2153	2485	2484
	ASIM	2701	2518	2854	2854
5	SIM				2400
	ASIM				2709
6	SIM	2406	2084	2381	2354
	ASIM	2595	2405	2698	2668
7	SIM	2348	2033	2307	2262
	ASIM	2519	2325	2591	2541
8	SIM	2319	2008	2271	2218
	ASIM	2482	2286	2540	2480
9	SIM	2287	1981	2233	2171
	ASIM	2443	2245	2487	2418
10	SIM	2273	1969	2216	2150
	ASIM	2425	2227	2463	2389
11	SIM	2241	1941	2178	2103
	ASIM	2385	2186	2412	2328
12	SIM	2202	1907	2133	2047
	ASIM	2337	2137	2350	2255
13	SIM	2171	1880	2096	2002
	ASIM	2299	2098	2302	2198
14	SIM	2298	1990	2247	2187
	ASIM	2456	2260	2506	2440
15	SIM	2215	1918	2147	2065
	ASIM	2352	2153	2370	2279
16	SIM				2026
	ASIM				2229
17	SIM				1675
	ASIM				1744
18	SIM	2361	2045	2324	2283
	ASIM	2537	2343	2615	2570
19	SIM	2166	1876	2091	1995
	ASIM	2293	2092	2294	2189
20	SIM	2084	1805	1998	1882
	ASIM	2194	1993	2174	2048

**TABLA XXXIX.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR BASES MILITARES – SYNERGEE (continuación)**

Nodo		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
21	SIM	2051	1776	1961	1838
	ASIM	2154	1953	2127	1993
22	SIM	1966	1702	1868	1728
	ASIM	2055	1855	2011	1860
23	SIM	1936	1676	1836	1690
	ASIM	2020	1821	1972	1815
24	SIM	1889	1636	1786	1632
	ASIM	1967	1770	1912	1746
25	SIM	1870	1620	1767	1609
	ASIM	1946	1749	1888	1720
26	SIM		1643	1797	1647
	ASIM		1755	1915	1755
27	SIM				1547
	ASIM				1623
28	SIM				1531
	ASIM				1603
29	SIM	1939	1679	1840	1694
	ASIM	2024	1825	1976	1820
30	SIM	1909	1653	1808	1659
	ASIM	1984	1781	1930	1771
31	SIM	1925	1667	1825	1677
	ASIM	2009	1810	1958	1799
32	SIM	1917	1661	1817	1667
	ASIM	1999	1801	1948	1788
33	SIM	1890	1636	1788	1635
	ASIM	1962	1761	1906	1744
34	SIM	1893	1639	1790	1636
	ASIM	1971	1774	1916	1752
35	SIM	1882	1630	1779	1624
	ASIM	1960	1762	1903	1737
36	SIM	1873	1622	1769	1612
	ASIM	1948	1751	1891	1723
37	SIM	1844	1597	1739	1578
	ASIM	1916	1720	1855	1683
38	SIM	1825	1580	1720	1556
	ASIM	1891	1693	1827	1654
39	SIM	1801	1560	1695	1530
	ASIM	1860	1661	1794	1619

**TABLA XXXIX.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ALIMENTADOR BASES MILITARES – SYNERGEE (continuación)**

Nodo		TRIFASICA	LL	LL-G	L-G
40	SIM	1596	1382	1493	1321
	ASIM	1619	1422	1538	1361
41	SIM	1586	1373	1482	1310
	ASIM	1607	1411	1526	1349
42	SIM	1817	1574	1712	1548
	ASIM	1881	1683	1816	1642
43	SIM	1802	1560	1696	1531
	ASIM	1861	1662	1795	1620
44	SIM	1838	1592	1733	1570
	ASIM	1909	1713	1847	1674
45	SIM	1800	1559	1693	1525
	ASIM	1867	1673	1801	1622
46	SIM	1748	1543	1675	1505
	ASIM	1842	1647	1775	1595
47	SIM	1810	1567	1703	1537
	ASIM	1877	1683	1813	1683

TABLA XL.- REPORTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL ALIMENTADOR

RUBIRA – PROGRAMA SYNERGEE

Nodo		Tipo de falla			
		TRIFÁSICA	LL	LL-G	L-G
1	SIM	2924	2532	3170	3310
	ASIM	3349	3246	4100	4282
2	SIM	2809	2433	2965	3073
	ASIM	3166	3033	3684	3818
3	SIM	2761	2391	2886	2978
	ASIM	3092	2949	3533	3646
4	SIM	2728	2362	2833	2914
	ASIM	3042	2893	3436	3535
5	SIM	2668	2311	2741	2802
	ASIM	2955	2795	3274	3347
6	SIM				2725
	ASIM				3180
7	SIM	2520	2182	2530	2541
	ASIM	2747	2567	2925	2938
8	SIM	2381	2062	2348	2314
	ASIM	2562	2370	2650	2611
9	SIM	2347	2033	2306	2262
	ASIM	2519	2325	2590	2540
10	SIM	2308	1999	2258	2201
	ASIM	2468	2272	2522	2458
11	SIM	2294	1987	2242	2182
	ASIM	2446	2246	2492	2425
12	SIM	2255	1953	2196	2127
	ASIM	2385	2176	2412	2336
13	SIM	2277	1972	2221	2156
	ASIM	2430	2233	2471	2398
14	SIM	2197	1903	2129	2046
	ASIM	2308	2093	2314	2223
15	SIM	2135	1849	2055	1952
	ASIM	2255	2054	2248	2135
16	SIM	2042	1768	1954	1835
	ASIM	2124	1909	2090	1962

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El modelo de red de distribución generado a través del programa SYNERGEE se utilizó para obtener los reportes de cortocircuito y flujo de carga, tanto para máxima y mínima generación. La construcción de este modelo requirió la recopilación de información de planos, inspección a subestaciones y revisión de bases de datos de transformadores de distribución, características de líneas de distribución y su recorrido. Las corrientes de carga mostradas en los planos son resultado de la simulación del modelo con carga instalada, acometidas en alta tensión de usuarios con carga mayor a 30 kilovatios y con las máximas demandas del alimentador registradas en la subestación y factores de demanda por alimentador.
- Debido a que los relés de la S/E Santa Elena de Transelectric están ajustados y coordinados con los demás dispositivos de protección del SIN, los dispositivos de protección ubicados en esta subestación son el punto de partida para nuestro estudio, es por este motivo que los ajustes de estos relés no fueron modificados, no así los demás dispositivos del sistema EMEPE a los que debieron efectuarse cambios en sus ajustes para que exista coordinación.
- En los sistemas de distribución de la empresa EMEPE existían problemas de coordinación de las protecciones, un ejemplo de ello es que al ocurrir una falla en la S/E Salinas; dependiendo del tipo de falla; podía salir de servicio la S/E san Vicente cuando debían de operar únicamente las protecciones ubicadas en la S/E Salinas. Es por ello que los ajustes de los relés ubicados en la Línea de Subtransmisión La Libertad – Santa Rosa, y en las distintas subestaciones de distribución de EMEPE deben ser cambiados previo al estudio

realizado. A continuación se presentan los ajustes recomendados para tales dispositivos:

Ubicación	Equipo a proteger	Función del relé	Tipo de relé	Razón de TC	Ajustes sugeridos		
					TAP	TD	INST
S/E Santa Elena	L/T Santa – La Libertad	50/51	IFC 51	600/5	2	2	25
S/E Santa Elena	L/T Santa Elena – La Libertad	50/51N	IFC 53	600/5	2	3	20
S/E Santa Elena	L/T Santa Elena – San Vicente	50/51	IFC 51	600/5	2	2	25
S/E Santa Elena	L/T Santa Elena – San Vicente	50/51N	IFC 53	600/5	2	3	20
S/E La Libertad	L/T La Libertad – Santa Rosa	50/51	CO-9	200/5	4	2.5	40
S/E La Libertad	L/T La Libertad – Santa Rosa	50/51N	CO-9	200/5	2.5	2.5	45
S/E La Libertad	Barra 13.8kV	50/51	CO-8	800/5	4	1.5	N/A
S/E La Libertad	Barra 13.8kV	50/51N	CO-8	800/5	2.5	4	N/A
S/E La Libertad	Alimentadores	50/51	CO-9	250/5	6	2.5	N/A
S/E La Libertad	Alimentadores	50/51N	CO-9	250/5	2.5	4	N/A
S/E Chipipe	Barra 13,800 voltios	50/51	800/5	CO-8	5	1	40
S/E Chipipe	Barra 13,800 voltios	50/51N	800/5	CO-8	2	3	35
S/E Chipipe	Chipipe	50/51	250/5	CO-9	3	4	60
S/E Chipipe	Chipipe	50/51N	250/5	CO-9	2	4	10
S/E Chipipe	Interconexión	50/51	250/5	CO-9	3	2	60
S/E Chipipe	Interconexión	50/51N	250/5	CO-9	2	2	10
S/E Salinas	Barra 13,800 voltios	50/51	800/5	CO-8	4	1.5	40
S/E Salinas	Barra 13,800 voltios	50/51N	800/5	CO-8	2	3	40
S/E Salinas	Rubira	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40
S/E Salinas	Rubira	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20
S/E Salinas	Las Dunas	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40
S/E Salinas	Las Dunas	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20
S/E Salinas	Bases Militares	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40
S/E Salinas	Bases Militares	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20
S/E Salinas	Interconex	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40
S/E Salinas	Interconex	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20
S/E Salinas	Dobronsky	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40
S/E Salinas	Dobronsky	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20

Para los relés de la S/E Santa Rosa :

Relé	Control de interruptor	Características		Ajustes Sugeridos	
FASE	Interruptor principal de barra 13,800 voltios	MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	EXTREM. INVERSE
		TIPO	SPAJ140C	$I > / I_n$	0.6
		I_n	5A 60Hz	K	0.5
		RANGO ($I > / I_n$)	0.5-5.0x I_n	$I >> / I_n$	Disable
		K	0.05-1.0		
NEUTRO	Interruptor principal de barra 13,800 voltios	IIT RANGO ($I >> / I_n$)	0.5-40 I_n		
		$t >$	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	VERY INVERSE
		TIPO	SPAJ140C	$I_0 > / I_n$	0.28
		I_n	5A 60Hz	K	0.4
FASE	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	RANGO ($I_0 > / I_n$)	0.1-0.8x I_n	$I_0 >> / I_n$	Disable
		K	0.05-1.0		
		IIT RANGO ($I_0 >> / I_n$)	0.1-10x I_n		
		T_0	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	EXTREM. INVERSE
NEUTRO	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	TIPO	SPCJ4D29	$I > / I_n$	1.33
		I_n	5A 60Hz	K	0.7
		RANGO ($I > / I_n$)	0.5-5.0x I_n	$I >> / I_n$	Disable
		K	0.05-1.0		
		IIT RANGO ($I >> / I_n$)	0.5-40 I_n		
FASE	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	$t >$	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	VERY INVERSE
		TIPO	SPCJ4D29	$I_0 > / I_n$	1.1
		I_n	5A 60Hz	K	0.05
		RANGO ($I_0 > / I_n$)	0.1-0.8x I_n	$I_0 >> / I_n$	Disable
NEUTRO	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	K	0.05-1.0		
		IIT RANGO ($I_0 >> / I_n$)	0.1-10x I_n		
		T_0	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	EXTREM. INVERSE
		TIPO	SPCJ4D29	$I > / I_n$	1.33
FASE	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	I_n	5A 60Hz	K	0.7
		RANGO ($I > / I_n$)	0.5-5.0x I_n	$I >> / I_n$	Disable
		K	0.05-1.0		
		IIT RANGO ($I >> / I_n$)	0.5-40 I_n		
		$t >$	0.05-300		
NEUTRO	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	VERY INVERSE
		TIPO	SPCJ4D29	$I_0 > / I_n$	1.1
		I_n	5A 60Hz	K	0.05
		RANGO ($I_0 > / I_n$)	0.1-0.8x I_n	$I_0 >> / I_n$	Disable
		K	0.05-1.0		
FASE	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	IIT RANGO ($I_0 >> / I_n$)	0.1-10x I_n		
		T_0	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	EXTREM. INVERSE
		TIPO	SPCJ4D29	$I > / I_n$	1.33
		I_n	5A 60Hz	K	0.7
NEUTRO	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	RANGO ($I > / I_n$)	0.5-5.0x I_n	$I >> / I_n$	Disable
		K	0.05-1.0		
		IIT RANGO ($I >> / I_n$)	0.5-40 I_n		
		$t >$	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	VERY INVERSE
FASE	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	TIPO	SPCJ4D29	$I_0 > / I_n$	1.1
		I_n	5A 60Hz	K	0.05
		RANGO ($I_0 > / I_n$)	0.1-0.8x I_n	$I_0 >> / I_n$	Disable
		K	0.05-1.0		
		IIT RANGO ($I_0 >> / I_n$)	0.1-10x I_n		
NEUTRO	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	T_0	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	EXTREM. INVERSE
		TIPO	SPCJ4D29	$I > / I_n$	1.33
		I_n	5A 60Hz	K	0.7
		RANGO ($I > / I_n$)	0.5-5.0x I_n	$I >> / I_n$	Disable
FASE	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	K	0.05-1.0		
		IIT RANGO ($I >> / I_n$)	0.5-40 I_n		
		$t >$	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	VERY INVERSE
		TIPO	SPCJ4D29	$I_0 > / I_n$	1.1
NEUTRO	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	I_n	5A 60Hz	K	0.05
		RANGO ($I_0 > / I_n$)	0.1-0.8x I_n	$I_0 >> / I_n$	Disable
		K	0.05-1.0		
		IIT RANGO ($I_0 >> / I_n$)	0.1-10x I_n		
		T_0	0.05-300		

- La operación de los reconectores en los alimentadores Suburbio, Salinas y Acacias permite despejar fallas temporales sin que opere algún dispositivo tira fusible ubicado a lo largo del alimentador. La corriente mínima de disparo se ajustó de manera que la mínima corriente de falla en las condiciones de mínima generación y en el punto más lejano de la subestación, sea varias veces mayor a la mínima corriente de disparo del reconector. Esto asegura que la sensibilidad del reconector es suficiente para la protección del alimentador en su totalidad. Siguiendo este principio los ajustes para los reconectores quedarían:

CODIGO DE ACCESO	PARAMETROS	LIMITES		AJUSTE
01	CORRIENTE MINIMA DE DISPARO (FASE)	50	1600	100
01	CORRIENTE MINIMA DE DISPARO (TIERRA)	50	800	50
02	CURVA RAPIDA PARA FASE	--	--	104
02	CURVA RAPIDA PARA TIERRA	--	--	102
03	CURVA CON RETARDO PARA FASE	--	--	138
03	CURVA CON RETARDO PARA TIERRA	--	--	114
04	N° DE OPERACIONES RAPIDAS PARA FASE	0	4	2
04	N° DE OPERACIONES PARA TIERRA	0	4	2
05	N° DE OPERACIONES PARA DESCONEXION TOTAL (FASE)	1	4	4
05	N° DE OPERACIONES PARA DESCONEXION TOTAL (TIERRA)	1	4	4
06	TIEMPO DE "RESETEO" (SEG)	3	180	30
07	TIEMPO PARA 1ER RECIERRE (SEG)	0.3	45	2
08	TIEMPO PARA 2DO RECIERRE (SEG)	1.8	45	2
09	TIEMPO PARA 3ER RECIERRE (SEG)	1.8	45	8

- Las tiras fusibles tipo T poseen curvas de tiempo inverso de forma similar a las curvas de los relés MITSUBISHI y ABB, lo que permitió obtener corrientes máximas de coordinación por encima de las más altas corrientes de cortocircuito en cada alimentador y en condiciones de máxima generación. Es por este motivos que las tiras fusibles tipo T se utilizaron en todos los alimentadores de las subestaciones analizadas.
- Para obtener mejores resultados de este trabajo es conveniente que la base de datos de transformadores, cargas, etc creada en el programa Synergee® sea actualizada constantemente de acuerdo al comportamiento de la carga, y de cómo el sistema eléctrico se acople a la misma. Esto para que al necesitar un reajuste en los dispositivos de protección solo sería necesario realizar un estudio de cortocircuito y flujo de carga en el mismo programa.
- Debido a que los alimentadores de las subestaciones de distribución del sistema Península de EMEPE tienen una longitud relativamente corta, y no se pueden colocar fusibles en la troncal de los mismos, sería conveniente la implementación de reconectores a la salida de los alimentadores, para de esta manera evitar la salida de todo el alimentador en caso de fallas temporales.
- Ya que se ha empezado a realizar una revisión de los dispositivos de protección por sobrecorriente de parte del sistema Península, es recomendable concluir con el estudio del Sistema Península y extenderse hacia el Sistema Playas de EMEPE.

12 Load Allocation Methods

This chapter discusses load allocation. You can invoke load allocation by selecting the Load Allocation in the Analysis menu.

Load allocation adjusts all distributed loads on a feeder so that the total load into a feeder after a balanced or by-phase analysis matches the feeder demands specified in the feeder dialog. The value of these distributed loads are determined by running a load-flow analysis and looking at the difference between the specified feeder demand values and the actual power into the feeder. This mismatch is divided among the sections and phases. The steps of this iterative process are listed below:

- 1 Remove all distributed loads from feeder.
- 2 Run Balanced or By Phase load-flow.
- 3 $\Delta S^i = S_{\text{Specified}} - S_{\text{Into Feeder}}^i$
- 4 Add ΔS^i to feeder distributed loads.
- 5 If $|\Delta S^i| > \text{Tolerance}$, go back to Step 2.

If balanced allocation is selected, balanced analysis is used. Otherwise, by-phase analysis is used. The distribution of ΔS^i among sections is dependent on allocation factors for each section.

The following items should be noted.

- Sections without kVA values (or kWh if you selected allocation based on kWh) do not receive portions of the allocated loads.
- Losses are inherently included in the allocation since the SynerGEE load-flow analysis is used during each iteration.
- Capacitors and generators increase the amount of load that is allocated since they, in fact, supply real and reactive values of power to the feeder.
- Once a state of convergence is reached, you are asked if resulting distributed loads for each section are to replace the existing ones in the database. If the response is to not replace the database loads, a report is generated but no permanent changes are made to the feeder.



Types of Allocation

SynerGEE supports three allocation models. They are by-phase allocation using by-phase demands, by-phase allocation using total demands, and balanced allocation. These options are designed to facilitate the various levels of detail in feeder models, phasing, and feeder load meter readings.

Balanced and by-phase demands

Load allocation can treat the feeder and substation transformer demands in different ways. It can also base its analysis on balanced or by-phase load-flow.

- By-phase allocation – This analysis uses a by-phase load-flow. It allocates loads by phase and uses the by-phase demands for apportionment.
- By-phase allocation, Use total demand – This option still uses a by-phase load-flow. It allocates loads by phase. By-phase loads are determined from the ratio to by-phase information to the feeder total. Feeder or substation demands are shifted to be proportional to the total by-phase allocation parameters such as kWH or kVA.
- Balanced allocation – This option uses balanced load-flow analysis. It allocates evenly across all phases of a line. It also totals feeder and substation transformer demands.

Some suggested approaches to load allocation

There are many approaches to allocating load. The best approach is to try various settings, run allocate, then choose not to update your feeder loads. You can look at the resulting report and find an approach to allocation that produces the most reasonable numbers based on your feeder and your experience.

Here are some suggested approaches:

- You have total value for feeder demand and your section by-phase information is sketchy.
Use balanced allocation.
- You have a total value for feeder demand and your section phasing is accurate.
Use by-phase allocation with total demand.
- You have by-phase feeder demands and accurate section phasing.
Use by-phase allocation with by-phase demands.
- You have a total value for feeder demand, accurate section phasing, and a pretty balanced loading.
Use by-phase allocation with by-phase demands. Average the demands in the feeder record before allocating.

An Example

You can see the variation between the different types of allocation with the simple feeder shown below. All sections are short and so the effects of losses, charging, and coupling are negligible. There are no controlled devices like regulators or capacitors. All load models are 100% constant power. To further simplify things, we are only using kW demands and the connected kVA on sections for our allocation parameter.

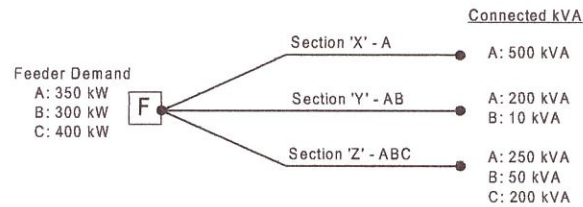


Figure 12-1 - Sample feeder

The feeder serves three sections phased A, AB, and ABC. The demands for the feeder and the connected kVA values for each section are shown. Lets look at the results for each type of load allocation first. They are shown in the following table:

Sect	Ph	Connected kVA	<i>kW values resulting from type of Allocation</i>		
			Balanced Allocate	By-phase Allocate	By-phase Allocate with total demand
X	A	500 kVA	186 kW	79 kW	186 kW
Y	A	200 kVA	39 kW	32 kW	74 kW
	B	10 kVA	39 kW	17 kW	4 kW
Z	A	250 kVA	62 kW	39 kW	93 kW
	B	50 kVA	62 kW	83 kW	19 kW
	C	200 kVA	62 kW	200 kW	74 kW

Notice that the resulting distributed loads have the same value for all phases of a section when balanced allocation is performed. Allocating using the by-phase with total demand option leads to the same total load on each section. However, the values are spread out across the phases proportionally to the by-phase, connected kVA.

The following table data and results for the entire feeder for each type of allocation. The values used for convergence comparison are double underlined:

	A	B	C	Tot
<i>Initial data</i>				
Connected kVA	950	60	200	1210
Spot Loads (kW)	200	200	200	600
Specified Demand (kW)	350	300	400	1050
<i>Balanced allocation</i>				
Distributed Loads	287	101	62	450
Dist. & Spot Loads	487	301	262	<u>1050</u>
<i>By-Phase allocation with by-phase demands</i>				
Distributed Loads	150	100	200	450
Dist. & Spot Loads	<u>350</u>	<u>300</u>	<u>400</u>	1050
<i>By-phase allocation with total demand</i>				
Distributed Loads	353	23	74	450
Dist. & Spot Loads	553	223	274	<u>1050</u>

This example shows the diversity of results that can appear over the range of allocation options. Our large spot load contributed greatly to this. Review the Distributed Loads rows and compare to the Connected kVA rows to gain a feel for the relationship between phasing, allocation parameter, and resulting load.

Numbers for balanced allocation

A section's load is determined by the ratio of the section's total allocation parameter (connected kVA in this example) to the total for the feeder. The load for a section is spread over the phases that have positive values for the allocation parameter.

$$X_A = \frac{500kVA}{1210kVA} * [1050kW - 600kW] = 186kW \quad (12-2)$$

$$Y_A = Y_B = \frac{210kVA}{1210kVA} * [1050kW - 600kW] * \frac{1}{2} = 39kW$$

$$Z_A = Z_B = Z_C = \frac{500kVA}{1210kVA} * [1050kW - 600kW] * \frac{1}{3} = 62kW$$

Numbers for by-phase allocation using by-phase demands

The load for a particular phase is determined by the ratio of the phase allocation parameter to the total feeder allocation parameter for that phase.

$$\begin{aligned}
 X_A &= \frac{500kVA}{950kVA} * (350kW + 200kW) = 79kW \\
 Y_A &= \frac{200kVA}{950kVA} * (350kW + 200kW) = 32kW \\
 Y_B &= \frac{10kVA}{60kVA} * (300kW + 200kW) = 17kW \\
 Z_A &= \frac{250kVA}{950kVA} * (350kW + 200kW) = 39kW \\
 Z_B &= \frac{50kVA}{60kVA} * (300kW + 200kW) = 83kW \\
 Z_C &= \frac{200kVA}{200kVA} * (400kW + 200kW) = 200kW
 \end{aligned}
 \tag{12-3}$$

Numbers for by-phase allocation using total demand

The load for a particular phase on a section's distributed load is determined by the ratio of the phase allocation parameter to the total feeder allocation parameter for all phases.

$$\begin{aligned}
 X_A &= \frac{500kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 186kW \\
 Y_A &= \frac{200kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 74kW \\
 Y_B &= \frac{10kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 4kW \\
 Z_A &= \frac{250kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 93kW \\
 Z_B &= \frac{50kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 19kW \\
 Z_C &= \frac{200kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 74kW
 \end{aligned}
 \tag{12-4}$$

Allocation factors

Scaler allocation factors are calculated for each section by phase. If a balanced allocation is desired, the factors for a section are the same for all phases. (This section presents calculations for by phase allocation.) These factors are used to apportion ΔS_p^i among the sections as follows:

$$\begin{aligned} SectDistLoad_{k,p}^{i+1} &= SectDistLoad_{k,p}^i + f_{k,p} * \Delta S_p^i \\ i &= \text{Iteration}, \quad k = \text{Section}, \quad p = \text{Phase} \end{aligned} \quad (12-5)$$

Notice that the total load to apportion, ΔS_p^i is a by-phase quantity.

The allocation factors are calculated based on the allocation method selected. The by-phase factors, $f_{k,p}$, for section k can be found with the following expressions. (Factors used in balanced allocation have similar expressions.)

Allocate by connected kVA

This factor corresponds to the ratio of the section's by-phase kVA values to the by-phase total kVA values for the entire feeder. A section must have connected kVA values in order to pick up allocated load. For example,

$$f_{k,p} = \frac{kVA_{k,p}}{\sum_{Fdr, k \in Fdr} kVA_{j,p}} \quad (12-6)$$

Allocate by total kWh

This factor corresponds to the ratio of the section's by-phase kWh values to the by-phase total kWh values for the entire feeder. A section must have kWh values in order to pick up allocated load. For example,

$$f_{k,p} = \frac{kWh_{k,p}}{\sum_{Fdr, k \in Fdr} kWh_{j,p}} \quad (12-7)$$

Allocate by RUS method

This factor corresponds to the ratio of the section's by-phase RUS (formerly REA) values to the by-phase total RUS values for the entire feeder. A section must have kWh and customer values in order to pick up allocated load, as in the following:

$$\begin{aligned} A_{k,p} &= Cust_{k,p} * \left(2.5 - Cust_{k,p} + \sqrt{Cust_{k,p}^2 + 40} \right) * 0.4 \\ B_{k,p} &= 0.005925 * \left(\frac{kWh_{k,p}}{Cust_{k,p}} \right)^{0.885} \\ RUS_{k,p} &= A_{k,p} * B_{k,p} \\ f_{k,p} &= \frac{RUS_{k,p}}{\sum_{Fdr, k \in Fdr} RUS_{j,p}} \end{aligned} \quad (12-8)$$

Example showing convergence process

We previously showed the calculations used to determine distributed load based on feeder demands. The allocation process uses these calculations in a iterative fashion. Iterations are run with load-flow analysis. Mismatch values between the feeder demand and the actual power flow into the feeder are used along with the allocation parameters and the allocation method.

This feeder will be used to outline a by-phase allocation using by-phase demands and the kVA method on the feeder shown below:

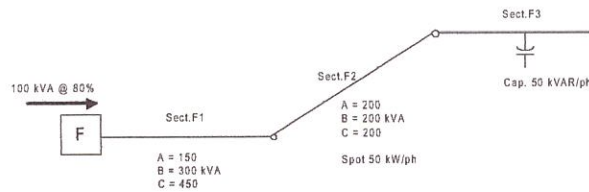


Figure 12-9 – Sample feeder

The allocation factors are calculated as follows:

$$\begin{aligned}
 f_{F1,A} &= 150/350 = 0.429 & f_{F2,A} &= 200/350 = 0.571 & f_{F3,A} &= 0/350 = 0.0 \\
 f_{F1,B} &= 300/500 = 0.600 & f_{F2,B} &= 200/500 = 0.400 & f_{F3,B} &= 0/500 = 0.0 \\
 f_{F1,C} &= 450/650 = 0.692 & f_{F2,C} &= 200/650 = 0.308 & f_{F3,C} &= 0/650 = 0.0
 \end{aligned}$$

After the load-flow run, the power into each phase of the feeder was found to be $62 + j48$ kVA. The by-phase load to apportion can be found as follows:

	$S_{\text{Specified}}$	-	$S_{\text{Into Feeder}}^i$	=	ΔS^i
A	80 + j60 kVA		62 - j48 kVA		18 + j12 kVA
B	80 + j60 kVA	-	62 - j48 kVA	=	18 + j12 kVA
C	80 + j60 kVA		62 - j48 kVA		18 + j12 kVA

The by-phase distributed loads are now modified by adding in the apportioned load factored to each section. For example,

$$SectDistLoad_{k,p}^i + f_{k,p} * \Delta S_p^i = SectDistLoad_{k,p}^{i+1}$$

Section F1

$$\begin{aligned}
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.429 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 7.7 + j5.2 \text{ kVA} \\
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.600 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 10.8 + j7.2 \text{ kVA} \\
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.692 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 12.5 + j8.3 \text{ kVA}
 \end{aligned}$$

Section F2

$$\begin{aligned}
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.571 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 10.3 + j6.8 \text{ kVA} \\
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.400 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 7.2 + j4.8 \text{ kVA} \\
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.308 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 5.5 + j3.7 \text{ kVA}
 \end{aligned}$$

Notice that the $SectDistLoad_{k,p}^i$ value for each section is zero since all the distributed load was removed at the start of the analysis. The loads are apportioned, and a new load flow is run. After the second load flow run, the calculated ΔS^i load to apportion on the next iteration of allocate will be very small.

$S_{Specified}$	-	$S_{Into Feeder}^{i+1}$	=	ΔS^{i+1}
80 + j60 kVA		82 - j59 kVA		-2 + j1 kVA
80 + j60 kVA	-	80 - j61 kVA	=	- j1 kVA
80 + j60 kVA		80 - j60 kVA		0

The apportionment process is repeated until ΔS is acceptably small.

After each iteration, losses, voltages, and currents change. Also, regulators and capacitors may operate.

Device options

The handling of switched capacitors and regulators can be setup before starting the allocation process. The following options are available for each type of device on the Load Allocation dialog.

Regulators*	Capacitors*
Maximum tap	Trip modules
Minimum tap	Close modules
Neutral tap	Controlled by SynerGEE load-flow
Controlled by SynerGEE load-flow	Hold current switch state
Hold current tap	
*Only regulators in automatic mode will be affected by these selections. SynerGEE never adjusts manual mode regulators.	* Only the switched portion of capacitor installations in automatic mode are affected by these selections. SynerGEE never adjusts manual mode capacitors.

Allocating on substation transformers

When allocating on substation transformers, the substation transformer demands are recognized as occurring on the secondary of the transformer. After allocating and viewing a load-flow report, the power into the primary side will not match the demands. The power out of the substation transformer should match the specified demands.

Allocating with loops

Load allocation will only handle radial models. If tie switches are setup, they will be treated as open switches during allocate.

Allocating with generators

Synchronous and induction generators are reverted to their corresponding PQ model during allocation. They will produce their specified output power (scheduled % * rated power) at rated power factor.

Demand format

SynerGEE allows demands to be specified in the following formats:

- Amps and power factor
- kW and kvar
- kVA and power factor
- kW and power factor

The demands are stored in the database as kW and kvar values. The values are converted to the various formats in the Demands dialog using the nominal voltage of the feeder or substation transformer. Therefore, if the feeder or substation transformer nominal voltage is changed, the demands specified in Amps, pf will also change.

Initial estimate

Power systems sometimes have multiple solutions that are numerically achievable. To avoid reaching an unrealistic solution, the initial load-flow used on the feeder model is simplified. An initial estimate of the total load to allocate is found using the following:

$$\begin{array}{rcl}
 & \text{Specified FeederDemand} & (12-10) \\
 - & \text{Estimated SpotLoad} & \\
 - & \text{Estimated Losses} & \\
 + & \text{Estimated Generator Injection} & \\
 + & \text{Estimated Capacitor Injection} & \\
 \hline
 & \text{Initial Distributed Load to Allocate} &
 \end{array}$$

This initial estimate of distributed load is spread out using the allocation factors discussed above.

BIBLIOGRAFIA

- *The Art of Science of Protective Relaying* By C. Russell Mason.
- *Manual de Usuario del Programa SynerGee* por Stoner Associates Inc.
- *Protective Relaying* By Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation
- *Electrical Transmission and Distribution, Reference Book* Fourth Edition By Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation.
- *Electrical Distribution – System Protection* – Third Edition By Cooper Power Systems.
- *Papers de Referencia de los dispositivos de protección* usados en EMEPE de Cooper Power Systems, General Electric, entre otros.
- *Papers de Referencia de los Transformadores y Generadores* de las Subestaciones de EMEPE.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El modelo de red de distribución generado a través del programa SYNERGEE se utilizó para obtener los reportes de cortocircuito y flujo de carga, tanto para máxima y mínima generación. La construcción de este modelo requirió la recopilación de información de planos, inspección a subestaciones y revisión de bases de datos de transformadores de distribución, características de líneas de distribución y su recorrido. Las corrientes de carga mostradas en los planos son resultado de la simulación del modelo con carga instalada, acometidas en alta tensión de usuarios con carga mayor a 30 kilovatios y con las máximas demandas del alimentador registradas en la subestación y factores de demanda por alimentador.
- Debido a que los relés de la S/E Santa Elena de Transelectric están ajustados y coordinados con los demás dispositivos de protección del SIN, los dispositivos de protección ubicados en esta subestación son el punto de partida para nuestro estudio, es por este motivo que los ajustes de estos relés no fueron modificados, no así los demás dispositivos del sistema EMEPE a los que debieron efectuarse cambios en sus ajustes para que exista coordinación.
- En los sistemas de distribución de la empresa EMEPE existían problemas de coordinación de las protecciones, un ejemplo de ello es que al ocurrir una falla en la S/E Salinas; dependiendo del tipo de falla; podía salir de servicio la S/E san Vicente cuando debían de operar únicamente las protecciones ubicadas en la S/E Salinas. Es por ello que los ajustes de los relés ubicados en la Línea de Subtransmisión La Libertad – Santa Rosa, y en las distintas subestaciones de distribución de EMEPE deben ser cambiados previo al estudio

realizado. A continuación se presentan los ajustes recomendados para tales dispositivos:

Ubicación	Equipo a proteger	Función del relé	Tipo de relé	Razón de TC	Ajustes sugeridos		
					TAP	TD	INST
S/E Santa Elena	L/T Santa – La Libertad	50/51	IFC 51	600/5	2	2	25
S/E Santa Elena	L/T Santa Elena – La Libertad	50/51N	IFC 53	600/5	2	3	20
S/E Santa Elena	L/T Santa Elena – San Vicente	50/51	IFC 51	600/5	2	2	25
S/E Santa Elena	L/T Santa Elena – San Vicente	50/51N	IFC 53	600/5	2	3	20
S/E La Libertad	L/T La Libertad – Santa Rosa	50/51	CO-9	200/5	4	2.5	40
S/E La Libertad	L/T La Libertad – Santa Rosa	50/51N	CO-9	200/5	2.5	2.5	45
S/E La Libertad	Barra 13.8kV	50/51	CO-8	800/5	4	1.5	N/A
S/E La Libertad	Barra 13.8kV	50/51N	CO-8	800/5	2.5	4	N/A
S/E La Libertad	Alimentadores	50/51	CO-9	250/5	6	2.5	N/A
S/E La Libertad	Alimentadores	50/51N	CO-9	250/5	2.5	4	N/A
S/E Chipipe	Barra 13,800 voltios	50/51	800/5	CO-8	5	1	40
S/E Chipipe	Barra 13,800 voltios	50/51N	800/5	CO-8	2	3	35
S/E Chipipe	Chipipe	50/51	250/5	CO-9	3	4	60
S/E Chipipe	Chipipe	50/51N	250/5	CO-9	2	4	10
S/E Chipipe	Interconexión	50/51	250/5	CO-9	3	2	60
S/E Chipipe	Interconexión	50/51N	250/5	CO-9	2	2	10
S/E Salinas	Barra 13,800 voltios	50/51	800/5	CO-8	4	1.5	40
S/E Salinas	Barra 13,800 voltios	50/51N	800/5	CO-8	2	3	40
S/E Salinas	Rubira	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40
S/E Salinas	Rubira	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20
S/E Salinas	Las Dunas	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40
S/E Salinas	Las Dunas	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20
S/E Salinas	Bases Militares	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40
S/E Salinas	Bases Militares	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20
S/E Salinas	Interconex	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40
S/E Salinas	Interconex	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20
S/E Salinas	Dobronsky	50/51	250/5	CO-9	4	2.5	40
S/E Salinas	Dobronsky	50/51N	250/5	CO-9	2	3	20

Para los relés de la S/E Santa Rosa :

Relé	Control de interruptor	Características		Ajustes Sugeridos	
FASE	Interruptor principal de barra 13,800 voltios	MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	EXTREM. INVERSE
		TIPO	SPAJ140C	$I > / I_n$	0.6
		I_n	5A 60Hz	K	0.5
		RANGO ($I > / I_n$)	0.5-5.0x I_n	$I >> / I_n$	Disable
		K	0.05-1.0		
NEUTRO	Interruptor principal de barra 13,800 voltios	IIT RANGO ($I >> / I_n$)	0.5-40 I_n		
		$t >$	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	VERY INVERSE
		TIPO	SPAJ140C	$I_0 > / I_n$	0.28
		I_n	5A 60Hz	K	0.4
FASE	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	RANGO ($I_0 > / I_n$)	0.1-0.8x I_n	$I_0 >> / I_n$	Disable
		K	0.05-1.0		
		IIT RANGO ($I_0 >> / I_n$)	0.1-10x I_n		
		T_0	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	EXTREM. INVERSE
NEUTRO	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	TIPO	SPCJ4D29	$I > / I_n$	1.33
		I_n	5A 60Hz	K	0.7
		RANGO ($I > / I_n$)	0.5-5.0x I_n	$I >> / I_n$	Disable
		K	0.05-1.0		
		IIT RANGO ($I >> / I_n$)	0.5-40 I_n		
FASE	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	$t >$	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	VERY INVERSE
		TIPO	SPCJ4D29	$I_0 > / I_n$	1.1
		I_n	5A 60Hz	K	0.05
		RANGO ($I_0 > / I_n$)	0.1-0.8x I_n	$I_0 >> / I_n$	Disable
NEUTRO	Interruptor de salida alimentador 13,800 voltios	K	0.05-1.0		
		IIT RANGO ($I_0 >> / I_n$)	0.1-10x I_n		
		T_0	0.05-300		
		MARCA	ABB	TIPO DE CURVA	EXTREM. INVERSE
		TIPO	SPAJ140C	$I > / I_n$	0.6

- La operación de los reconectores en los alimentadores Suburbio, Salinas y Acacias permite despejar fallas temporales sin que opere algún dispositivo tira fusible ubicado a lo largo del alimentador. La corriente mínima de disparo se ajustó de manera que la mínima corriente de falla en las condiciones de mínima generación y en el punto más lejano de la subestación, sea varias veces mayor a la mínima corriente de disparo del reconector. Esto asegura que la sensibilidad del reconector es suficiente para la protección del alimentador en su totalidad. Siguiendo este principio los ajustes para los reconectores quedarían:

CODIGO DE ACCESO	PARAMETROS	LIMITES		AJUSTE
01	CORRIENTE MINIMA DE DISPARO (FASE)	50	1600	100
01	CORRIENTE MINIMA DE DISPARO (TIERRA)	50	800	50
02	CURVA RAPIDA PARA FASE	--	--	104
02	CURVA RAPIDA PARA TIERRA	--	--	102
03	CURVA CON RETARDO PARA FASE	--	--	138
03	CURVA CON RETARDO PARA TIERRA	--	--	114
04	N° DE OPERACIONES RAPIDAS PARA FASE	0	4	2
04	N° DE OPERACIONES PARA TIERRA	0	4	2
05	N° DE OPERACIONES PARA DESCONEXION TOTAL (FASE)	1	4	4
05	N° DE OPERACIONES PARA DESCONEXION TOTAL (TIERRA)	1	4	4
06	TIEMPO DE "RESETEO" (SEG)	3	180	30
07	TIEMPO PARA 1ER RECIERRE (SEG)	0.3	45	2
08	TIEMPO PARA 2DO RECIERRE (SEG)	1.8	45	2
09	TIEMPO PARA 3ER RECIERRE (SEG)	1.8	45	8

- Las tiras fusibles tipo T poseen curvas de tiempo inverso de forma similar a las curvas de los relés MITSUBISHI y ABB, lo que permitió obtener corrientes máximas de coordinación por encima de las más altas corrientes de cortocircuito en cada alimentador y en condiciones de máxima generación. Es por este motivos que las tiras fusibles tipo T se utilizaron en todos los alimentadores de las subestaciones analizadas.
- Para obtener mejores resultados de este trabajo es conveniente que la base de datos de transformadores, cargas, etc creada en el programa Synergee® sea actualizada constantemente de acuerdo al comportamiento de la carga, y de cómo el sistema eléctrico se acople a la misma. Esto para que al necesitar un reajuste en los dispositivos de protección solo sería necesario realizar un estudio de cortocircuito y flujo de carga en el mismo programa.
- Debido a que los alimentadores de las subestaciones de distribución del sistema Península de EMEPE tienen una longitud relativamente corta, y no se pueden colocar fusibles en la troncal de los mismos, sería conveniente la implementación de reconectores a la salida de los alimentadores, para de esta manera evitar la salida de todo el alimentador en caso de fallas temporales.
- Ya que se ha empezado a realizar una revisión de los dispositivos de protección por sobrecorriente de parte del sistema Península, es recomendable concluir con el estudio del Sistema Península y extenderse hacia el Sistema Playas de EMEPE.

12 Load Allocation Methods

This chapter discusses load allocation. You can invoke load allocation by selecting the Load Allocation in the Analysis menu.

Load allocation adjusts all distributed loads on a feeder so that the total load into a feeder after a balanced or by-phase analysis matches the feeder demands specified in the feeder dialog. The value of these distributed loads are determined by running a load-flow analysis and looking at the difference between the specified feeder demand values and the actual power into the feeder. This mismatch is divided among the sections and phases. The steps of this iterative process are listed below:

- 1 Remove all distributed loads from feeder.
- 2 Run Balanced or By Phase load-flow.
- 3 $\Delta S^i = S_{\text{Specified}} - S_{\text{Into Feeder}}^i$
- 4 Add ΔS^i to feeder distributed loads.
- 5 If $|\Delta S^i| > \text{Tolerance}$, go back to Step 2.

If balanced allocation is selected, balanced analysis is used. Otherwise, by-phase analysis is used. The distribution of ΔS^i among sections is dependent on allocation factors for each section.

The following items should be noted.

- Sections without kVA values (or kWh if you selected allocation based on kWh) do not receive portions of the allocated loads.
- Losses are inherently included in the allocation since the SynerGEE load-flow analysis is used during each iteration.
- Capacitors and generators increase the amount of load that is allocated since they, in fact, supply real and reactive values of power to the feeder.
- Once a state of convergence is reached, you are asked if resulting distributed loads for each section are to replace the existing ones in the database. If the response is to not replace the database loads, a report is generated but no permanent changes are made to the feeder.



Types of Allocation

SynerGEE supports three allocation models. They are by-phase allocation using by-phase demands, by-phase allocation using total demands, and balanced allocation. These options are designed to facilitate the various levels of detail in feeder models, phasing, and feeder load meter readings.

Balanced and by-phase demands

Load allocation can treat the feeder and substation transformer demands in different ways. It can also base its analysis on balanced or by-phase load-flow.

- By-phase allocation – This analysis uses a by-phase load-flow. It allocates loads by phase and uses the by-phase demands for apportionment.
- By-phase allocation, Use total demand – This option still uses a by-phase load-flow. It allocates loads by phase. By-phase loads are determined from the ratio to by-phase information to the feeder total. Feeder or substation demands are shifted to be proportional to the total by-phase allocation parameters such as kWH or kVA.
- Balanced allocation – This option uses balanced load-flow analysis. It allocates evenly across all phases of a line. It also totals feeder and substation transformer demands.

Some suggested approaches to load allocation

There are many approaches to allocating load. The best approach is to try various settings, run allocate, then choose not to update your feeder loads. You can look at the resulting report and find an approach to allocation that produces the most reasonable numbers based on your feeder and your experience.

Here are some suggested approaches:

- You have total value for feeder demand and your section by-phase information is sketchy.
Use balanced allocation.
- You have a total value for feeder demand and your section phasing is accurate.
Use by-phase allocation with total demand.
- You have by-phase feeder demands and accurate section phasing.
Use by-phase allocation with by-phase demands.
- You have a total value for feeder demand, accurate section phasing, and a pretty balanced loading.
Use by-phase allocation with by-phase demands. Average the demands in the feeder record before allocating.

An Example

You can see the variation between the different types of allocation with the simple feeder shown below. All sections are short and so the effects of losses, charging, and coupling are negligible. There are no controlled devices like regulators or capacitors. All load models are 100% constant power. To further simplify things, we are only using kW demands and the connected kVA on sections for our allocation parameter.

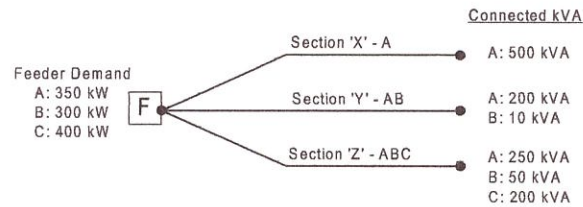


Figure 12-1 - Sample feeder

The feeder serves three sections phased A, AB, and ABC. The demands for the feeder and the connected kVA values for each section are shown. Lets look at the results for each type of load allocation first. They are shown in the following table:

Sect	Ph	Connected kVA	<i>kW values resulting from type of Allocation</i>		
			Balanced Allocate	By-phase Allocate	By-phase Allocate with total demand
X	A	500 kVA	186 kW	79 kW	186 kW
Y	A	200 kVA	39 kW	32 kW	74 kW
	B	10 kVA	39 kW	17 kW	4 kW
Z	A	250 kVA	62 kW	39 kW	93 kW
	B	50 kVA	62 kW	83 kW	19 kW
	C	200 kVA	62 kW	200 kW	74 kW

Notice that the resulting distributed loads have the same value for all phases of a section when balanced allocation is performed. Allocating using the by-phase with total demand option leads to the same total load on each section. However, the values are spread out across the phases proportionally to the by-phase, connected kVA.

The following table data and results for the entire feeder for each type of allocation. The values used for convergence comparison are double underlined:

	A	B	C	Tot
<i>Initial data</i>				
Connected kVA	950	60	200	1210
Spot Loads (kW)	200	200	200	600
Specified Demand (kW)	350	300	400	1050
<i>Balanced allocation</i>				
Distributed Loads	287	101	62	450
Dist. & Spot Loads	487	301	262	<u>1050</u>
<i>By-Phase allocation with by-phase demands</i>				
Distributed Loads	150	100	200	450
Dist. & Spot Loads	<u>350</u>	<u>300</u>	<u>400</u>	1050
<i>By-phase allocation with total demand</i>				
Distributed Loads	353	23	74	450
Dist. & Spot Loads	553	223	274	<u>1050</u>

This example shows the diversity of results that can appear over the range of allocation options. Our large spot load contributed greatly to this. Review the Distributed Loads rows and compare to the Connected kVA rows to gain a feel for the relationship between phasing, allocation parameter, and resulting load.

Numbers for balanced allocation

A section's load is determined by the ratio of the section's total allocation parameter (connected kVA in this example) to the total for the feeder. The load for a section is spread over the phases that have positive values for the allocation parameter.

$$X_A = \frac{500kVA}{1210kVA} * [1050kW - 600kW] = 186kW \quad (12-2)$$

$$Y_A = Y_B = \frac{210kVA}{1210kVA} * [1050kW - 600kW] * \frac{1}{2} = 39kW$$

$$Z_A = Z_B = Z_C = \frac{500kVA}{1210kVA} * [1050kW - 600kW] * \frac{1}{3} = 62kW$$

Numbers for by-phase allocation using by-phase demands

The load for a particular phase is determined by the ratio of the phase allocation parameter to the total feeder allocation parameter for that phase.

$$\begin{aligned}
 X_A &= \frac{500kVA}{950kVA} * (350kW + 200kW) = 79kW \\
 Y_A &= \frac{200kVA}{950kVA} * (350kW + 200kW) = 32kW \\
 Y_B &= \frac{10kVA}{60kVA} * (300kW + 200kW) = 17kW \\
 Z_A &= \frac{250kVA}{950kVA} * (350kW + 200kW) = 39kW \\
 Z_B &= \frac{50kVA}{60kVA} * (300kW + 200kW) = 83kW \\
 Z_C &= \frac{200kVA}{200kVA} * (400kW + 200kW) = 200kW
 \end{aligned}
 \tag{12-3}$$

Numbers for by-phase allocation using total demand

The load for a particular phase on a section's distributed load is determined by the ratio of the phase allocation parameter to the total feeder allocation parameter for all phases.

$$\begin{aligned}
 X_A &= \frac{500kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 186kW \\
 Y_A &= \frac{200kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 74kW \\
 Y_B &= \frac{10kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 4kW \\
 Z_A &= \frac{250kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 93kW \\
 Z_B &= \frac{50kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 19kW \\
 Z_C &= \frac{200kVA}{1210kVA} * (1050kW + 600kW) = 74kW
 \end{aligned}
 \tag{12-4}$$

Allocation factors

Scaler allocation factors are calculated for each section by phase. If a balanced allocation is desired, the factors for a section are the same for all phases. (This section presents calculations for by phase allocation.) These factors are used to apportion ΔS_p^i among the sections as follows:

$$\begin{aligned} SectDistLoad_{k,p}^{i+1} &= SectDistLoad_{k,p}^i + f_{k,p} * \Delta S_p^i \\ i &= \text{Iteration}, \quad k = \text{Section}, \quad p = \text{Phase} \end{aligned} \quad (12-5)$$

Notice that the total load to apportion, ΔS_p^i is a by-phase quantity.

The allocation factors are calculated based on the allocation method selected. The by-phase factors, $f_{k,p}$, for section k can be found with the following expressions. (Factors used in balanced allocation have similar expressions.)

Allocate by connected kVA

This factor corresponds to the ratio of the section's by-phase kVA values to the by-phase total kVA values for the entire feeder. A section must have connected kVA values in order to pick up allocated load. For example,

$$f_{k,p} = \frac{kVA_{k,p}}{\sum_{Fdr, k \in Fdr} kVA_{j,p}} \quad (12-6)$$

Allocate by total kWh

This factor corresponds to the ratio of the section's by-phase kWh values to the by-phase total kWh values for the entire feeder. A section must have kWh values in order to pick up allocated load. For example,

$$f_{k,p} = \frac{kWh_{k,p}}{\sum_{Fdr, k \in Fdr} kWh_{j,p}} \quad (12-7)$$

Allocate by RUS method

This factor corresponds to the ratio of the section's by-phase RUS (formerly REA) values to the by-phase total RUS values for the entire feeder. A section must have kWh and customer values in order to pick up allocated load, as in the following:

$$\begin{aligned} A_{k,p} &= Cust_{k,p} * \left(2.5 - Cust_{k,p} + \sqrt{Cust_{k,p}^2 + 40} \right) * 0.4 \\ B_{k,p} &= 0.005925 * \left(\frac{kWh_{k,p}}{Cust_{k,p}} \right)^{0.885} \\ RUS_{k,p} &= A_{k,p} * B_{k,p} \\ f_{k,p} &= \frac{RUS_{k,p}}{\sum_{Fdr, k \in Fdr} RUS_{j,p}} \end{aligned} \quad (12-8)$$

Example showing convergence process

We previously showed the calculations used to determine distributed load based on feeder demands. The allocation process uses these calculations in a iterative fashion. Iterations are run with load-flow analysis. Mismatch values between the feeder demand and the actual power flow into the feeder are used along with the allocation parameters and the allocation method.

This feeder will be used to outline a by-phase allocation using by-phase demands and the kVA method on the feeder shown below:

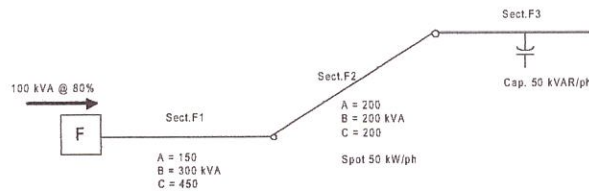


Figure 12-9 – Sample feeder

The allocation factors are calculated as follows:

$$\begin{aligned}
 f_{F1,A} &= 150/350 = 0.429 & f_{F2,A} &= 200/350 = 0.571 & f_{F3,A} &= 0/350 = 0.0 \\
 f_{F1,B} &= 300/500 = 0.600 & f_{F2,B} &= 200/500 = 0.400 & f_{F3,B} &= 0/500 = 0.0 \\
 f_{F1,C} &= 450/650 = 0.692 & f_{F2,C} &= 200/650 = 0.308 & f_{F3,C} &= 0/650 = 0.0
 \end{aligned}$$

After the load-flow run, the power into each phase of the feeder was found to be $62 + j48$ kVA. The by-phase load to apportion can be found as follows:

	$S_{\text{Specified}}$	-	$S_{\text{Into Feeder}}^i$	=	ΔS^i
A	80 + j60 kVA		62 - j48 kVA		18 + j12 kVA
B	80 + j60 kVA	-	62 - j48 kVA	=	18 + j12 kVA
C	80 + j60 kVA		62 - j48 kVA		18 + j12 kVA

The by-phase distributed loads are now modified by adding in the apportioned load factored to each section. For example,

$$SectDistLoad_{k,p}^i + f_{k,p} * \Delta S_p^i = SectDistLoad_{k,p}^{i+1}$$

Section F1

$$\begin{aligned}
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.429 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 7.7 + j5.2 \text{ kVA} \\
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.600 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 10.8 + j7.2 \text{ kVA} \\
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.692 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 12.5 + j8.3 \text{ kVA}
 \end{aligned}$$

Section F2

$$\begin{aligned}
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.571 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 10.3 + j6.8 \text{ kVA} \\
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.400 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 7.2 + j4.8 \text{ kVA} \\
 0 + j0 \text{ kVA} + 0.308 * (18 + j12 \text{ kVA}) &= 5.5 + j3.7 \text{ kVA}
 \end{aligned}$$

Notice that the $SectDistLoad_{k,p}^i$ value for each section is zero since all the distributed load was removed at the start of the analysis. The loads are apportioned, and a new load flow is run. After the second load flow run, the calculated ΔS^i load to apportion on the next iteration of allocate will be very small.

$S_{Specified}$	-	$S_{Into Feeder}^{i+1}$	=	ΔS^{i+1}
80 + j60 kVA		82 - j59 kVA		-2 + j1 kVA
80 + j60 kVA	-	80 - j61 kVA	=	- j1 kVA
80 + j60 kVA		80 - j60 kVA		0

The apportionment process is repeated until ΔS is acceptably small.

After each iteration, losses, voltages, and currents change. Also, regulators and capacitors may operate.

Device options

The handling of switched capacitors and regulators can be setup before starting the allocation process. The following options are available for each type of device on the Load Allocation dialog.

Regulators*	Capacitors*
Maximum tap	Trip modules
Minimum tap	Close modules
Neutral tap	Controlled by SynerGEE load-flow
Controlled by SynerGEE load-flow	Hold current switch state
Hold current tap	
*Only regulators in automatic mode will be affected by these selections. SynerGEE never adjusts manual mode regulators.	* Only the switched portion of capacitor installations in automatic mode are affected by these selections. SynerGEE never adjusts manual mode capacitors.

Allocating on substation transformers

When allocating on substation transformers, the substation transformer demands are recognized as occurring on the secondary of the transformer. After allocating and viewing a load-flow report, the power into the primary side will not match the demands. The power out of the substation transformer should match the specified demands.

Allocating with loops

Load allocation will only handle radial models. If tie switches are setup, they will be treated as open switches during allocate.

Allocating with generators

Synchronous and induction generators are reverted to their corresponding PQ model during allocation. They will produce their specified output power (scheduled % * rated power) at rated power factor.

Demand format

SynerGEE allows demands to be specified in the following formats:

- Amps and power factor
- kW and kvar
- kVA and power factor
- kW and power factor

The demands are stored in the database as kW and kvar values. The values are converted to the various formats in the Demands dialog using the nominal voltage of the feeder or substation transformer. Therefore, if the feeder or substation transformer nominal voltage is changed, the demands specified in Amps, pf will also change.

Initial estimate

Power systems sometimes have multiple solutions that are numerically achievable. To avoid reaching an unrealistic solution, the initial load-flow used on the feeder model is simplified. An initial estimate of the total load to allocate is found using the following:

$$\begin{array}{rcl}
 & \text{Specified FeederDemand} & (12-10) \\
 - & \text{Estimated SpotLoad} & \\
 - & \text{Estimated Losses} & \\
 + & \text{Estimated Generator Injection} & \\
 + & \text{Estimated Capacitor Injection} & \\
 \hline
 & \text{Initial Distributed Load to Allocate} &
 \end{array}$$

This initial estimate of distributed load is spread out using the allocation factors discussed above.