

TUES
1504
FG34p
1998
Ej. 2

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



TRABAJO DE GRADUACION

“Propuesta de Diseño de la Red de Distribución Subterránea de
Energía Eléctrica en el Centro Histórico de San Salvador”

PRESENTADO POR:

MANUEL ANTONIO FLORES BATRES
ALEXANDER ERIBERTO RAMOS DUARTE
NELSON ROLANDO TORRENTO CHICAS

15101243

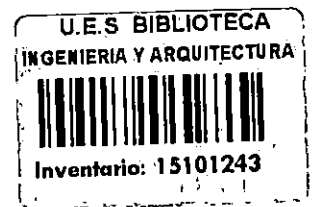
15101243

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA



CIUDAD UNIVERSITARIA, JULIO DE 1998



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

DR. JOSE BENJAMIN LOPEZ GUILLEN

SECRETARIO GENERAL:

LIC. ENNIO ARTURO LUNA

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. JOAQUIN ALBERTO VANEGAS AGUILAR

SECRETARIO:

ING. JOSE RIGOBERTO MURILLO CAMPOS

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

DIRECTOR:

ING. JOSE ROBERTO RAMOS LOPEZ



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

Trabajo de graduación previo a la opción de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título: "Propuesta de Diseño de la Red de Distribución Subterránea de Energía Eléctrica en el Centro Histórico de San Salvador"

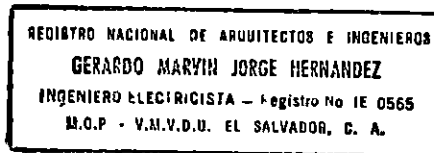
Presentado por:

Manuel Antonio Flores Batres
Alexander Eriberto Ramos Duarte
Nelson Rolando Torrento Chicas

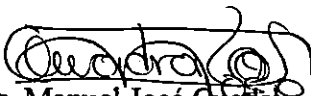
Trabajo de Graduación aprobado por:

Coordinador :


Ing. Gerardo Marvín Jorge Hernández



Asesor:


Ing. Manuel José Cuadra



Asesor:


Ing. Numa Pompilio Jiménez

San Salvador, Julio de 1998

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 31 de julio de 1978 en el local de la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las nueve horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

- 1- Ing. José Roberto Ramos López
Director
- 2- Ing. Gerardo Marvin Jorge Hernández
Secretario



Firma

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

- 1- Ing. Huberto Jaime Meléndez Recinos
- 2- Ing. Jorge Alberto Zetino

Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

"Propuesta de Diseño de la Red de Distribución Subterránea de Energía Eléctrica en el Centro Histórico de San Salvador"

A cargo de los Bachilleres:

FLORES BATRES, MANUEL ANTONIO
RAMOS DUARTE, ALEXANDER ERIBERTO
TORRENTO CHICAS, NELSON ROLANDO

Habiendo obtenido el presente trabajo una nota final, global de 8.3
(ocho punto tres.)

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Manuel José Cuadra, asesor de este trabajo de graduación y que fue desde el comienzo hasta el final quién más involucrado estuvo y por haber aportado toda la información y tiempo necesario para la elaboración de este trabajo.

Al Licenciado Leonardo Dimitri García, Jefe de la sección de Mapeo Digital (CAESS), por haber proporcionado toda la información y material necesario para la conclusión de este trabajo.

Al Ingeniero Numa Pompilo Jiménez, por el aporte brindado a este trabajo de graduación.

Al Ingeniero Gerardo Marvin Hernández, por su responsabilidad en la coordinación del trabajo de graduación.

En general a todas aquellas personas de CAESS que directa o indirectamente colaboraron para que este trabajo de graduación se realizara; así también a todo el personal de la OPAMSS que brindaron la información necesaria.

DEDICATORIA

El presente trabajo de graduación quiero dedicarlo de manera muy especial:

A DIOS TODO PODEROSO:

Por guiar mis pasos y fortalecerme en los momentos difíciles de la carrera, por llenarme de muchas bendiciones a lo largo de mi vida y permitirme culminar mis estudios, lo cual ha sido una de mis mayores metas propuestas.

A MI ESPOSA:

Melany del Rosario Romero de Flores por darme todo el apoyo necesario desde el inicio de mi carrera hasta su culminación, por llenarse de mucha paciencia y sacrificar gran parte de su tiempo por mí, por su amor, comprensión y ánimo en los momentos difíciles.

A MIS HIJOS:

Gabriela Melissa y Jared Benjamín, quienes han sido mi inspiración para continuar adelante y culminar mi carrera, por el tiempo de sacrificio que no les pude brindar y su apoyo incondicional, también dedico este trabajo a mi hijo (a), que está por nacer.

A MIS PADRES:

Antonio Flores Guzmán (de gratos recuerdos) y Julia Batres Vda. De Flores, quienes me impulsaron desde niño a estudiar y a continuar estudios universitarios, así como su gran apoyo para culminar mi carrera, a ellos mil gracias por su amor y fortaleza en todo momento.

A MIS HERMANOS:

José Israel, quien siempre estuvo conmigo, en todo momento, a Maricela Lisseth, porque cuando necesite su apoyo lo encontré, a José Fernando por darme su apoyo moral, para continuar adelante, a Gilma Suyapa, José Isabel, Juan Edilberto, José Osmín y Sebastián Flores, por su amor fraternal.

MANUEL ANTONIO FLORES BATRES

DEDICATORIA

El presente trabajo de graduación quiero dedicarlo de manera muy especial:

A DIOS:

Por haberme prestado vida y permitido terminar mi carrera satisfactoriamente.

A MIS PADRES:

Inocente Ramos Linares y Concepción de María Duarte de Ramos, por ser las columnas que siempre me sostuvieron a pesar de las adversidades que se presentaron y supieron darme su apoyo moral y económico en todo momento, sin lo cual hubiera difícil llegar a la conclusión de mi carrera.

A MIS HERMANAS:

Nuria Arely y Ada Marleny porque siempre estuvieron incentivándome y brindándome apoyo.

ALEXANDER ERIBERTO RAMOS DUARTE

DEDICATORIA

El presente trabajo de graduación quiero dedicarlo de manera muy especial:

A DIOS TODO PODEROSO:

Por darme la vida y la tenacidad para terminar mi carrera.

A MIS PADRES:

Jorge Antonio y Gloria Marina por orientarme espiritualmente y brindarme el apoyo moral y económico siempre que le necesité.

A MIS HERMANOS:

A mis hermanos Jorge Arturo y Mauricio Enrique por confiar en mi y brindarme el apoyo necesario en todo momento.

NELSON ROLANDO TORRENTO CHICAS

TABLA DE CONTENIDOS

	Página
Lista de Figuras	
Lista de Tablas	
Prefacio.	i
Resumen del trabajo.	ii
 Capítulo	
 I. CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS SISTEMAS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA	
1.0 Introducción.	1
1.1 Generalidades.	1
1.2 Sistema eléctrico de distribución.	2
1.3 Clasificación de las Cargas.	3
1.3.1 Distribución subterránea en zonas residenciales.	3
1.3.2 Distribución subterránea en zonas comerciales.	4
1.3.3 Distribución subterránea en zonas industriales.	4
1.4 Seguridad y confiabilidad en un sistema subterráneo de distribución.	6
1.4.1 Confiabilidad.	6
1.4.2 Seguridad.	7
Conclusiones del capítulo I.	8
Referencias bibliográficas.	9
 II. PLANEAMIENTO DE LA DISTRIBUCION SUBTERRANEA	
2.0 Introduccion.	10
2.1 Generalidades.	10
2.2 Configuración de las redes de distribución.	11
2.2.1 Configuración radial.	11
2.2.2 Configuración en anillo.	13
2.2.3 Configuración de alimentador selectivo.	14
2.3 Red de distribución de baja tensión.	15
2.3.1 Red automatizada o malla de baja tensión.	16
2.4 Consideraciones en la selección de la configuración del sistema.	17

Conclusiones del capítulo II.	18
Referencias bibliográficas.	19

III. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

3.0 Introducción.	20
3.1 Generalidades.	20
3.2 Cables para uso subterráneo.	20
3.2.1 Constitución de los cables para uso subterráneo.	21
3.3 Transformadores para distribución subterránea.	25
3.3.1 Transformadores tipo sumergible.	26
3.3.2 Transformadores tipo pedestal.	27
3.3.3 Accesorios para transformadores de distribución subterránea. ...	28
3.4 Empalmes.	28
3.4.1 Clasificación y tipos de empalmes.	29
3.5 Accesorios.	30
3.5.1 Terminales.	30
3.5.2 Protección de líneas subterráneas.	32
3.6 Pozos de registro.	33
3.7 Ductos.	33
Conclusiones del capítulo III.	36
Referencias bibliográficas.	37

IV. CONSIDERACIONES DE INSTALACION PARA UN SISTEMA SUBTERRANEO DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

4.0 Introducción.	38
4.1 Generalidades.	38
4.2 Instalación de cables.	38
4.2.1 Cables directamente enterrados.	39
4.2.2 Cables en ductos.	41
4.3 Instalación de accesorios.	44
4.3.1 Terminales.	44
4.3.2 Empalmes.	47
4.4 Instalación de transformadores.	48
4.4.1 Transformadores tipo pedestal.	48
4.4.2 Transformadores tipo sumergibles.	48

4.5 Equipo de protección.	49
4.5.1 Equipo de protección contra sobrevoltaje.	49
4.5.2 Equipo de protección contra sobrecorriente.	49
4.6 Mantenimiento y operación del sistema.	50
4.6.1 Mantenimiento.	50
4.6.2 Operación.	51
Conclusiones del capítulo IV.	52
Referencias bibliográficas.	53

V. PARAMETROS ELECTRICOS DE CABLES PARA USO SUBTERRANEO

5.0 Introducción.	54
5.1 Generalidades.	54
5.2 Resistencia a la corriente directa.	54
5.2.1 Efecto de la temperatura en la resistencia.	55
5.3 Resistencia a la corriente alterna.	56
5.4 Inductancia y reactancia inductiva.	58
5.4.1 Reactancia inductiva.	59
5.4.2 Resistencia y reactancia aparente.	59
5.4.3 Inductancia de cables en paralelo.	60
5.5 Capacitancia y reactancia capacitiva.	61
5.5.1 Reactancia capacitiva.	63
Conclusiones del capítulo V.	64
Referencias bibliográficas.	65

VI. ESTUDIO DE CARGA DE LA RED ELECTRICA EXISTENTE

6.0 Introducción.	66
6.1 Generalidades.	66
6.2 Diagrama unifilar de la red eléctrica existente.	66
6.3 Descripción del Milsoft.	67
6.4 Tomas de lectura de corriente.	67
6.5 Resultados del análisis del Milsoft.	71
Conclusiones del capítulo VI.	73
Referencias bibliográficas.	74

VII. DISEÑO DE LA RED SUBTERRANEA DE DISTRIBUCION ELECTRICA EN EL CENTRO HISTORICO DE SAN SALVADOR

7.0	Introducción.	75
7.1	Generalidades.	75
7.2	Diseño de la red de media tensión.	75
7.2.1	Configuración y voltaje del sistema.	75
7.2.2	Selección del calibre del conductor.	76
7.3	Diseño de la red de baja tensión.	77
7.3.1	Tomas de lectura de corriente.	77
7.3.2	Cálculo de las subestaciones de servicio.	79
7.3.3	Cálculo del calibre del conductor.	80
7.4	Caída de tensión.	84
7.5	Cálculo de las protecciones para los transformadores en media tensión.	85
7.5.1	Cálculo de las protecciones contra sobrecorriente.	85
7.5.2	Cálculo de las protecciones contra sobrevoltaje.	87
7.6	Simbología y planos.	87
7.7	Consideraciones de construcción.	87
7.8	Análisis de la red subterránea de distribución de energía eléctrica.	88
7.8.1	Caída de voltaje.	88
7.8.2	Niveles de falla.	89
7.9	Estimado económico de la construcción de la red subterránea de distribución de energía eléctrica.	98
	Conclusiones del capítulo VII.	102
	Referencias bibliográficas.	103

VIII. ESPECIFICACIONES TECNICAS

8.0	Introducción.	104
8.1	Generalidades.	104
8.2	Descripción general del proyecto.	104
8.2.1	Trayectoria de los cables.	104
8.2.2	Características generales.	105
8.2.3	Prescripciones generales.	105
8.2.4	Condiciones ambientales.	105
8.2.5	Normas.	106
8.2.6	Expedición y montaje.	106
8.3	Materiales y equipos.	107
8.3.1	Conductores.	107
8.3.2	Terminales.	108

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1.1 Diagrama unifilar de un sistema de distribución.....	2
2.1 Circuito típico subterráneo en configuración en anillo.....	13
2.2 Circuito subterráneo en anillo con punto de corte abierto.....	14
3.1 Constitución de cables para uso subterráneo.....	21
3.2 Transformador para uso subterráneo, tipo sumergible.....	26
3.3 Transformador para uso subterráneo, tipo pedestal.....	27
3.4 Empalme SlipOver (ABB).....	29
3.5 Terminal clase 1, tipo bayoneta.....	30
3.6 Terminal clase 2, modular para intemperie (TMI).....	31
3.7 Terminal para uso en interiores (TIP).....	32
5.1 Variación de la resistencia de un conductor eléctrico metálico con la temperatura.....	55
5.2 Agrupación de cables monopolares en paralelo.....	61
5.3 Cables dispuestos en charolas.....	61
5.4 Coeficiente geométrico G empleado en el cálculo de la capacitancia.....	63
6.1 Gráfico de lectura de corriente del punto No.1.....	72
7.1 Corriente admisible en aire para conductores de cobre.....	82
7.2 Corriente admisible en ductos subterráneos para conductores de cobre.....	83
7.3 Serie de fusibles tipo T.....	86
8.1 Accesorios para uso subterráneo.	111
8.2 Detalle de ductos con recubrimiento de concreto y profundidad de enterramiento mínimo.....	116
8.3a Pozo de registro para distribución en baja tensión.....	117
8.3b Vista de planta de un pozo para baja tensión.....	118
8.4a Pozo de registro para distribución en media tensión.....	119
8.4b Vista de planta para un pozo para media tensión.....	120
8.5a Pozo de registro para distribución en media y baja tensión.....	121
8.5b Pozo de registro para distribución en media y baja tensión.....	122
8.5c Vista de planta de pozo de registro.....	123
8.6 Buses secundarios tipo UPC.....	124
8.7 Buses secundarios tipo UPC colocados verticalmente.....	125
8.8 Bóveda para transformadores sumergibles.....	127
8.9 Armario de protección en baja tensión.....	128
8.10 Fusibles NH.....	129
8.11a Interruptor sumergible, a gas SF-6.....	131
8.11b Interruptor sumergible, a gas SF-6, instalación.....	132

8.3.3 Empalmes.	109
8.3.4 Accesorios.	110
8.3.5 Transformadores.	112
8.4 Obras Civiles y Montajes.	113
8.4.1 Acceso al sitio.	113
8.4.2 Trabajos de ingeniería civil.	113
8.4.3 Problemas de tráfico.	113
8.4.4 Obras civiles.	113
8.5 Puntos de transición.	130
8.6 Interruptores.	130
8.7 Inspecciones y pruebas.	133
8.7.1 Cables de media y baja tensión.	133
Conclusiones del capítulo VIII.	135
Referencias bibliográficas.	136
Conclusiones y recomendaciones generales.	137
ANEXOS.	138
Anexo A. Diagramas de Flujo, red aérea.	
Anexo B. Resultados del Milsoft, análisis de caída de voltaje, red aérea.	
Anexo C. Plano Unifilar.	
Anexo D. Resultados del Milsoft, análisis de loop, red subterránea.	
Anexo E. Resultados del Milsoft, caída de voltaje y niveles de falla, red subterránea.	
Anexo F. Estadístico y puntos de medición.	
Anexo G. Cables y accesorios	
Anexo H. Simbología, Planos de media y baja tensión, red subterránea.	

LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
1.1 Factores de demanda.....	5
1.2 Resumen de la clasificación de la carga.....	6
3.1 Porcentaje de área y dimensiones de tubería.....	34
3.2 Profundidades mínimas para el nivel de voltaje de línea y el tipo de ductería.....	35
4.1 Para selección del tamaño de la terminal TTB.....	45
4.2 Selección del terminal modular intemperie TMI.....	46
4.3 Selección del terminal TIP con base a la clase de aislamiento y calibre del conductor.....	47
5.1 Factores de cableado.....	55
5.2 Radio medio geométrico de conductores.....	58
5.3 Fórmulas de cálculo de la inductancia total (H/Km).....	59
7.1 Comparación entre la potencia instalada y la carga demandada.....	78
7.2 Cálculo del conductor que va de la salida del transformador al panel de distribución.....	80
7.3 Sobrecargas permisibles para tiempos menores de 2 horas.....	81
7.4 Cálculo de los calibres de los conductores en los ramales de la red de baja tensión.....	84
7.5 Longitudes máximas permitidas por ramal.....	85
7.6 Fusibles recomendados para diferentes capacidades de transformadores.....	86
8.1 Radios mínimos de curvatura para cables.....	108
8.2 Dimensiones mínimas de zanjas y pozos de registro para diferentes cantidades de ductos.....	126
8.3 Capacidades de fusibles tipo NH a utilizar para proteger los ramales.....	130
8.4 Máxima aceptación de pruebas de voltaje para cables de media tensión.....	134

PREFACIO

La red aérea de distribución de energía eléctrica en el centro Histórico de la ciudad de San Salvador, cuenta con más de 30 años de existir, y se puede observar que los cables se encuentran en un estado de deterioro, lo que implica que están propensos a sufrir daños con mayor facilidad debido a las inclemencias del tiempo o fenómenos naturales como tormentas eléctricas, viento, etc., que al final provocan una interrupción del fluido eléctrico que repercute en pérdidas económicas tanto para la empresa distribuidora como para el usuario. Además, el aumento desproporcionado de las líneas aéreas, provoca contaminación visual, lo que ha llevado a la OPAMSS a proponer dentro del plan para el rescate del centro histórico, una reestructuración de la red eléctrica. Por tanto, como una alternativa a la problemática planteada, se propone el diseño de la red subterránea de distribución de energía eléctrica en el centro histórico de San Salvador.

El objetivo principal de este trabajo es contribuir con el Plan Maestro de Desarrollo Urbano (PLAMADUR), propuesto por la OPAMSS, en el rescate del centro histórico de San Salvador, de forma que pueda desaparecer todo tipo de distribución de energía eléctrica aérea, sustituyéndola por una red de distribución subterránea, contribuyendo con esto, en tener una vista panorámica de la ciudad, más limpia y agradable. Además, se desarrollan conceptos teóricos, para la construcción de la red subterránea de distribución de energía eléctrica y el diseño final, presentando los planos de media y baja tensión, así como un estimado del costo de la misma.

Las instituciones involucradas en el desarrollo futuro de la red, tienen en este documento una base para la ejecución del mismo.

RESUMEN DEL TRABAJO

El trabajo de graduación se desarrolló en tres etapas:

1. Descripción del Marco Teórico.
2. Análisis de la red actual.
3. Diseño de la red subterránea de distribución de energía eléctrica en el centro histórico.

En cada una de las etapas se hicieron las consultas necesarias a personas e instituciones, relacionadas con el tema del trabajo de graduación. Entre las instituciones o empresas consultadas están: CAESS, OPAMSS, SIEMENS S.A., ABB, CASA AMA, CSH y las bibliotecas de La Universidad de El Salvador y de la UCA.

En la parte práctica, se recibió el soporte técnico de CAESS, específicamente de los departamentos de Normas y Estándares, Mapeo Digital, Control de Voltaje, Subestaciones y Obras Civiles. Así como también de la oficina de planificación del Area Metropolitana de San Salvador (OPAMSS).

La metodología empleada durante la elaboración del trabajo, se define de la siguiente manera:

1. Definición de alcances y objetivos globales del trabajo.
2. Definición de alcances y objetivos por capítulos.
3. Elaboración de borrador del trabajo por capítulos.
4. Someter a evaluación de los asesores dicho borrador.
5. Corrección del documento con base a las observaciones realizadas por los asesores.
6. Repetir las etapas 3 y 4, hasta obtener un documento depurado que cumpla con las etapas 1 y 2.

El contenido general del trabajo, presentado por capítulos es el siguiente: en el capítulo I se presentan las consideraciones generales de un sistema subterráneo de distribución de energía eléctrica; en el capítulo II se describen las configuraciones más usadas en sistemas subterráneos; en el capítulo III se describe en forma general los materiales y equipos usados en sistemas subterráneos de distribución; así como también se describe la obra civil; en el capítulo IV se muestran las consideraciones de instalación de materiales y equipos, inclusive obra civil; en el capítulo V, se describe los parámetros eléctricos de cables para uso subterráneo; en el capítulo VI, se presenta un análisis de la red actual, usando un software de análisis de redes de potencia; en el capítulo VII se realiza el diseño de la red subterránea, describiendo la metodología empleada, presentando los planos de la red de media y baja tensión, un estimado económico, así como también un análisis por medio de software de la misma y por último en el capítulo VIII, se presentan las especificaciones técnicas del proyecto.

CAPITULO I

CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS SISTEMAS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

1.0 INTRODUCCION

Para el diseño de un sistema subterráneo de distribución de energía eléctrica es muy importante conocer el tipo de carga que va a ser servida por dicho sistema. Con la ayuda que proporciona el conocimiento del tipo de carga, se puede llegar a distinguir entre una zona residencial, comercial e industrial, así como zonas que presenten la combinación de ambas.

En este capítulo se hace un enfoque generalizado sobre un sistema de potencia especificando cada una de las partes que lo constituyen, además se trata de dar una idea de la clasificación de cargas tomando como base el tipo de servicio que se pretende suministrar por un sistema de distribución subterráneo. Por último se analiza la confiabilidad y seguridad de un sistema de distribución subterráneo, desde el punto de vista de la comparación con el sistema aéreo.

1.1 GENERALIDADES

Las investigaciones que hasta el momento se han realizado en nuestro país con relación a sistemas eléctricos subterráneos, se han quedado limitados a un nivel de manuales, diseños de acometidas y pequeños diseños de colonias, con lo cual se cree que no se ha tocado lo que es un estudio completo de un sistema subterráneo a nivel de distribución. Los estudios posteriores a realizar deben ser enfocados con mayor grado de profundidad que los anteriores de tal manera que aporten al empuje del desarrollo económico, social e industrial de nuestro país.

Actualmente, existen factores que hacen atractivo el uso de sistemas subterráneos, ya sea para una mayor continuidad del servicio eléctrico como también para mejorar la estética de una ciudad. Históricamente, los sistemas de distribución en áreas céntricas de las ciudades han sido las primeras en experimentar la construcción subterránea.

La elección entre un sistema subterráneo de distribución de energía eléctrica y uno aéreo en zonas residenciales, comerciales e industriales, básicamente radica en los factores de: densidad de carga, confiabilidad, estética, costo de la obra, costo de operación y mantenimiento. Estos factores son determinantes cuando se presenta la necesidad de seleccionar entre un sistema u otro.

Para un sistema subterráneo de distribución de energía eléctrica, los factores de densidad de carga, la confiabilidad y la estética cobran mayor realce, ya que el estudio de

estos proporciona la información necesaria para la clasificación y el análisis respectivo de la carga a ser alimentada.

1.2 SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION

En forma general, un sistema de distribución es aquel que está integrado por todo el material y equipo eléctrico comprendido entre dos puntos; existiendo redes de distribución de media tensión y redes de distribución de baja tensión. Todo lo anterior expuesto es válido tanto para sistemas aéreos como para sistemas subterráneos de distribución de energía eléctrica.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica reciben la energía de las líneas de transmisión, para convertirla a un nivel de voltaje menor llamado voltaje de distribución de media tensión; este nivel de tensión es llevado hasta las subestaciones de servicio, de donde sale la red de baja tensión, para suministrar la energía a los usuarios o abonados.

Un sistema de distribución, está compuesto básicamente de las siguientes partes:

- Subestación de distribución
- Sistema de media tensión
- Subestación de servicio
- Sistema de ~~media~~ ^{baja} tensión
- Acometidas de servicio

La figura 1.1 muestra el diagrama esquemático de un sistema de distribución, desde el punto de recepción en la subestación de distribución hasta el punto de entrega al abonado.

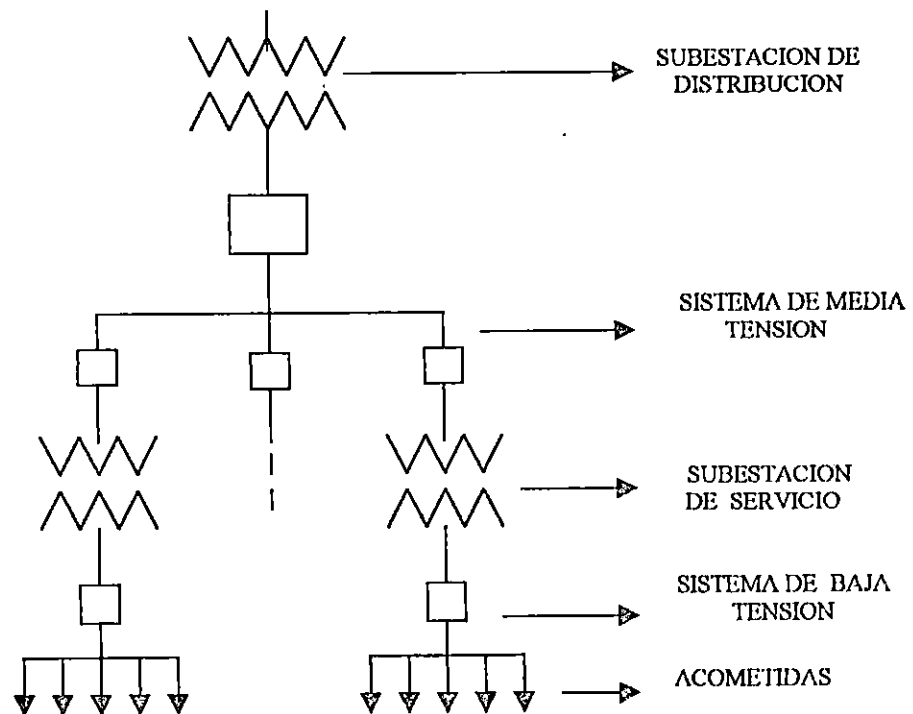


Fig. 1.1 Diagrama unifilar de un sistema de distribución.

Subestaciones de distribución: Estas tienen la función de recibir la energía de las líneas de transmisión o subtransmisión y convertirla a voltaje de media tensión. De las subestaciones de distribución pueden salir uno o más circuitos, los cuales pueden operar a diferentes niveles de voltaje de media tensión.

Líneas de media tensión: Son las encargadas de transportar la energía desde las subestaciones de distribución hasta las subestaciones de servicio. Las líneas de distribución de media tensión pueden operar en un rango de 2.3 a 35KV; en El Salvador se distribuye a 4.16, 13.2 y 23KV.

Subestaciones de servicio: Cumplen la función de recibir la energía de las líneas de distribución de media tensión y transformarla a niveles de baja tensión para consumo de los abonados.

Líneas de baja tensión: Sirven de interface entre la subestación de servicio y la acometida del abonado; opera entre 110 y 600V.

Acometidas de servicio eléctrico: Transportan la energía desde las líneas de baja tensión hasta el medidor del abonado.

1.3 CLASIFICACION DE LAS CARGAS

Por el tipo de servicio que un sistema subterráneo de distribución prestará, las cargas se pueden clasificar de la siguiente manera:

- a) **Residencial**
 - Urbana
 - Suburbana
 - Rural

- b) **Comercial**
 - Zonas comerciales
 - Centros comerciales
 - Edificios comerciales

- c) **Industrial**
 - Plantas pequeñas
 - Plantas grandes

1.3.1 Distribución subterránea en zonas residenciales

La distribución subterránea en zonas residenciales se inició aproximadamente a partir del año de 1967, desde entonces la tendencia ha su utilización ha ido en incremento en pequeños grupos habitacionales y conjuntos de estos, aumento que se debe básicamente a necesidades de orden estético.

Cuando se habla de zonas residenciales, se están considerando todas aquellas áreas en donde el 85% de todas las construcciones son casas de habitación, el resto está distribuido a servicios colectivos tales como mercados, escuelas, sistemas de bombeo de agua, alumbrado público y pequeños comercios.

En una distribución subterránea residencial, se consideran las siguientes densidades de carga:

Pequeños grupos habitacionales: hasta 5 MVA/KM²

Conjuntos habitacionales:

- Baja densidad de carga 5 a 10 MVA/KM²
- Alta densidad de carga 10 a 15 MVA/KM²

Considerando que en las zonas residenciales se dan tasas de crecimiento menores al 5%. Una de las ventajas primordiales de los sistemas subterráneos residenciales es que facilitan la distribución en aceras y calles con trazo caprichoso y reducen los costos de mantenimiento, ya que estas zonas se caracterizan por ser muy arboladas.

1.3.2 Distribución subterránea en zonas comerciales

Los factores más importantes que se caracterizan o que se deben de considerar en un sistema subterráneo de distribución en zonas comerciales, son la densidad de carga y la confiabilidad. Dentro de estas zonas se consideran 3 clasificaciones de densidades de carga:

- Densidad de carga baja: 5 a 10 MVA/KM²
- Densidad de carga media: 10 a 20 MVA/KM²
- Densidad de carga alta: más de 20 MVA/KM²

[Ref3]

Las zonas comerciales de baja densidad de carga, son aquellas en donde la gran mayoría de construcciones son locales comerciales, edificios de oficinas, pequeños talleres, tiendas de autoservicio, edificios de departamento, etc.

Las zonas comerciales de media y alta densidad de carga, se consideran las áreas comerciales de las ciudades importantes en donde los altos valores de la densidad de carga obligan al cambio de sistemas aéreos por subterráneos, ya que además de ofrecer una alta confiabilidad, no afectan la estética que existe en calles y avenidas de esas áreas importantes.

1.3.3 Distribución subterránea en zonas industriales

Hablar de densidad de carga en áreas industriales, generalmente no tiene sentido a causa de la extremadamente extensa variación de las magnitudes de las cargas de plantas industriales. En general, las plantas industriales son consideradas como sitios de grandes concentraciones de carga.

Dentro de un sistema subterráneo de distribución, es necesario definir algunos términos que son de gran importancia para la determinación de la carga a servir por dicho sistema.

- 1) **Carga instalada:** es la suma total de la potencia de los equipos eléctricos conectados al sistema o instalación, tales como motores, alumbrado, calefacción, etc.
- 2) **Demanda:** la demanda de un sistema o instalación es la carga medida en sus terminales en un intervalo de tiempo determinado.
- 3) **Demanda máxima:** es la demanda más alta que ocurre durante un periodo de tiempo especificado. La demanda máxima es de gran importancia en el diseño de un sistema, ya que representa las condiciones de operación más severas.
- 4) **Factor de demanda:** es la relación entre la demanda máxima de un sistema y el total de la carga conectada al mismo.

Los factores de demanda dependen del tipo de servicio

Tabla 1.1 Factores de demanda [Ref 3]

TIPO DE SERVICIO	F.D
Casa de habitación	0.4 - 0.6
Alumbrado público	1.0
Sistemas de bombeo	0.7 - 0.8
Iglesias	0.3 - 0.4
Escuelas	0.4 - 0.5
Servicios propios edificios	0.4 - 0.5
Tiendas de autoservicio	0.4 - 0.5
Restaurantes.	0.5 - 0.6
Bancos	0.4 - 0.5
Gasolineras	0.4 - 0.5
Cines	0.4 - 0.5

- 5) **Densidad de carga:** es un término utilizado para cuantificar la carga por unidad de superficie. Las unidades usadas son Watio/m^2 , KVA/m^2 . La densidad de carga es con frecuencia una medida útil en la revisión de áreas para facilitar los requerimientos eléctricos. Este término, sin embargo está totalmente limitado específicamente a edificios comerciales o plantas industriales, por ejemplo podría referirse a carga de luces de oficina, conociendo la densidad de carga y el área de la oficina, la carga puede ser obtenida.
- 6) **Factor de carga:** es la relación entre la carga promedio durante un determinado periodo y la carga máxima que ocurre en dicho periodo.
- 7) **Factor de coincidencia:** es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas máximas individuales de dichos consumidores.

Tabla 1.2 Resumen de la clasificación de la carga [Ref 2]

MANERA DE CLASIFICACION	CLASIFICACION
- Ambiente o localización geográfica	a) Centro, b) Urbano, c) Suburbano, d) Rural
-Tipo de establecimiento del consumidor	a) Doméstico (Residencial), b) Comercial, c) Industrial
- Dependencia en el servicio eléctrico	a) Crítica, b) Emergencia, c) Normal
- Efecto sobre otras cargas y el diseño y operación del sistema	a) Transiente (Cíclica y no cíclica), b) Estado estable (normal)
- Porcentaje de horario del servicio eléctrico	a) Residencial, b) Luces comerciales c) Potencia comercial y d) Industrial
- Consideraciones especiales	Automático y otros procesos críticos, en el cual cualquier interrupción del servicio eléctrico puede ser costosa. Sensibilidad del voltaje en las cargas

1.4 SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD EN UN SISTEMA SUBTERRANEO DE DISTRIBUCION

1.4.1 Confiabilidad:

Para analizar la confiabilidad de las líneas de distribución aéreas y subterráneas, es necesario evaluar las causas de fallas en ambas líneas, así las causas más comunes en líneas aéreas son:

- a) **Descargas eléctricas:** entre el 30% y el 45% de las fallas de los transformadores están relacionadas con descargas eléctricas.
- b) **Medio ambiente:** Interviene la lluvia, vientos fuertes, contaminación atmosférica, etc.
- c) **Choques o golpes a los postes por vehículos**
- d) **Fuego**
- e) **Caída de árboles o ramas sobre las líneas**
- f) **Cortocircuitos causados por pájaros y otros animales**
- g) **Vandalismo.**

En las líneas de distribución subterráneas las fallas se presentan por las siguientes causas.

- a) **Excavaciones:** es la más usual en estas líneas y se produce por lo general en cables directamente enterrados, esta causa puede ser reducida usando señales de aviso o barreras colocadas encima de los cables, o usando la instalación en ductos.
- b) **Corrosión:** las fallas por corrosión ocurren básicamente por la degradación del aislamiento de los cables.
- c) **Daño al aislamiento por roedores y otros animales.**
- d) **Pérdidas de aislamiento por vejez o daño por las raíces de los árboles** (usualmente en cables directamente enterrados).

1.4.2 Seguridad

En las líneas aéreas, cuando se produce una falla se pone en peligro la seguridad de los peatones, lo cual no ocurre en las líneas subterráneas.

En las líneas aéreas el riesgo para la seguridad del personal es mayor, ya que se realizan trabajos en lo alto de los postes, sujetado a ellos en posiciones no muy seguras, lo cual no sucede en las líneas subterráneas, donde las maniobras las realiza el personal con mayor facilidad y seguridad.

Con lo anteriormente planteado se puede concluir que una distribución subterránea es más confiable desde el punto de vista de la prestación del servicio eléctrico, así como más segura para aquellos que realizan la construcción y el mantenimiento de la misma.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO I

1. En la selección de un sistema de distribución, siempre es necesario que se analicen los factores de densidad de carga, la confiabilidad, la estética, el costo de la obra y los costos de operación y mantenimiento, ya que son fuentes de indicación para elegir entre un sistema subterráneo o aéreo.
2. Para la clasificación de cargas es necesario conocer muchos factores, pero el aspecto principal y el que toma mayor relevancia para tal efecto es la densidad de carga.
3. Cuando se desee realizar un diseño de un sistema subterráneo de distribución, se recomienda identificar y clasificar el tipo de carga que será objeto del estudio, ya que de esta forma se estará consiguiendo información clave para el desarrollo posterior del mismo.
4. Al hacer el análisis entre una línea subterránea y una línea aérea, se demuestra que la primera es más confiable que la segunda, ya que las líneas aéreas están expuestas a un mayor número de fallas que las subterráneas, por lo tanto, la confiabilidad hace que la línea subterránea sea más continua en su servicio, ya que la posibilidad de falla es menor que en la línea aérea.
5. Por sus características de construcción, operación y mantenimiento una línea subterránea presenta una mayor seguridad que una línea aérea.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R1. Sarmiento Héctor G. Seminario sobre Diseño de Sistemas Subterráneos de Distribución. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México D.F.: Editorial, Octubre de 1968.
- R2. Transmission and Distribution Reference Book. U.S.A: Westinghouse Electric Corporation East Pittsburg P.A. [1965].
- R3. Manual Eléctrico, El Salvador C.A, CONELCA S.A [1986]
- R4. Lemus Peñate, Jorge Alfredo. "Red de Distribución Eléctrica de Alta y Baja Tensión de Urbanización Vista Hermosa." Tesis para optar al grado de: Ingeniero Electricista. Biblioteca de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, UES marzo 1968.
- R5. Estévez Posada Enrique A. y García Moz José H. "Diseño de Sistemas de Distribución Subterránea" Tesis para optar al grado de: Ingeniero Electricista. Biblioteca de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, UES, enero de 1992.

CAPITULO II

PLANEAMIENTO DE LA DISTRIBUCION SUBTERRANEA

2.0 INTRODUCCION

El planeamiento en la construcción de una red subterránea de distribución de energía eléctrica, es de mucha importancia cuando se realiza el diseño, ya que de esto depende la eficiencia en el servicio y la economía de la misma.

En este capítulo, se describen en forma general las configuraciones de sistemas de distribución de energía eléctrica más usados; se hace con el fin de compararlos desde el punto de vista de eficiencia en el servicio y economía para seleccionar el más conveniente.

2.1 GENERALIDADES

En países desarrollados hablar de redes subterráneas de distribución de energía eléctrica es muy común; lo ideal sería que las ciudades adoptaran para distribución de energía eléctrica, redes de distribución subterránea. Estas hacen ver mejor el aspecto de las ciudades, evitando la contaminación visual; por otro lado una red de distribución subterránea bien planeada es mucho más eficiente que una red de distribución aérea desde el punto de vista de continuidad en el servicio que se presta al usuario, así como más segura para el personal que opera en ella.

En nuestro país la construcción de una red subterránea de distribución de energía eléctrica tiene un costo que oscila aproximadamente entre cuatro y cinco veces el costo de construcción de una red de distribución aérea; en cambio en países desarrollados que desde hace años han estado construyendo redes subterráneas de distribución, el costo de dicha red es aproximadamente igual al de una aérea, donde la comparación involucra no solamente al factor económico.

La planeación de la red de distribución subterránea se hará tomando como punto de partida la red eléctrica aérea existente, dado que los puntos de toma de carga ya están establecidos así como el tipo de dicha carga.

En función de la densidad de suministro de energía y del aumento futuro de cargas, las redes subterráneas se clasifican en los siguientes grupos:

- Redes subterráneas en zonas urbanas de alta densidad de carga.
- Redes subterráneas en zonas urbanas de densidad normal de carga.

La planeación de la red subterránea incluye distribución en media tensión y baja tensión, cuya configuración de red será igual o diferente, dependiendo de las condiciones que se presenten.

Una de las desventajas que presenta un sistema de distribución subterráneo es lo poco flexible que resulta, debido a esto es necesario considerar en la planeación de una red subterránea la expansión futura de carga.

2.2 CONFIGURACION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION

Como ya se mencionó en el capítulo I, que por el tipo de carga los sistemas de distribución de energía eléctrica subterráneos se clasifican en residenciales, comerciales e industriales; cada uno de estos sistemas tiene sus propias peculiaridades en cuanto a densidad y tipo de carga. Es de hacer notar que la configuración de distribución que se adopte estará en concordancia con la clasificación antes mencionada y supeditada al factor económico y a la continuidad de servicio.

Existen diversas configuraciones de estructuras de sistemas de distribución, pero dentro de las más utilizadas se tienen:

1. Configuración radial
2. Configuración en anillo
3. Configuración con alimentador selectivo

2.2.1 Configuración radial

Este tipo de distribución se caracteriza por que se alimenta desde un solo punto; este sistema es el más comúnmente usado así como también el más económico pero el menos confiable.

Existen dos clases de distribución radial:

1. Distribución radial tipo árbol
2. Distribución radial al centro de la carga

Distribución radial tipo árbol: Es el sistema de distribución de energía más simple y por consiguiente el que más se tiende a utilizar.

En este sistema un conductor principal sale de la subestación atravesando toda el área a servir. Del conductor principal se derivan ramales a lo largo de todo el recorrido de dicho conductor. Los ramales tienen la función de suministrar energía a las cargas distantes del alimentador principal; cabe mencionar que los ramales pueden ser de una, dos o tres fases, todo dependerá de la carga que alimenten; para tener un buen balance de carga, los ramales se tomarán de fases alternas.

El calibre de conductor no se calcula sólo por la capacidad de corriente que dicho conductor pueda transportar, sino que también por la caída de voltaje en la línea; entonces de lo anterior se concluye que la máxima carga que puede ser distribuida por un circuito no está limitada por la máxima corriente permisible en el conductor y el equipo, si no que está determinado por el máximo voltaje permitido en el punto de utilización del primer abonado del circuito y el mínimo voltaje en el punto de utilización, en el momento que se da la máxima demanda.

Esta configuración de sistema de distribución se utiliza en zonas con cargas dispersas y de baja densidad; en algunas ocasiones se utiliza para alimentar zonas con alta densidad de carga en sitios cercanos a la subestación, donde los límites del circuito están bien definidos y la fuente de suministro está al centro de la carga.

Las ventajas de este sistema son:

1. Sistema de distribución simple
2. Costo inicial relativamente bajo

Los problemas que presenta este tipo de configuración, son que cuando ocurre una falla, deja sin servicio una gran cantidad de carga, dado que sólo tiene una fuente de alimentación. Este problema se puede resolver utilizando equipo de protección en cada ramal; entonces cuando ocurre una falla, la carga conectada entre el punto de falla y a lo largo de esta, se aísla y se reconecta la energía.

Otra manera de mantener la continuidad es la utilización de cuchillas de transferencia para la interconexión entre circuitos en caso de fallas; este método es el utilizado por CAESS.

De lo anterior se puede concluir que mediante un análisis del funcionamiento de un sistema de distribución radial tipo árbol, este se puede optimizar, aplicando criterios de transferencia y seccionalización.

Distribución radial al centro de la carga: De la subestación sale un alimentador principal al centro de la carga; entonces del centro de la carga se derivan ramales en todas direcciones para servir las cargas.

Esta configuración se utiliza con más ventaja en áreas con alta densidad de carga. El calibre del conductor principal debe ser lo suficientemente grande para mantener un voltaje en el centro de la carga, que garantice un potencial en los extremos de los alimentadores más largos o más cargados, que esté sobre el mínimo permisible.

En esta configuración, la máxima capacidad del circuito, está determinado por el voltaje más alto permisible en el primer abonado en el centro de la carga y el mínimo voltaje permisible en el último consumidor. La capacidad de este tipo de configuración puede ser varias veces la capacidad de un sistema radial tipo árbol. En general, en la conexión al sistema de distribución aéreo, típicamente es usado un fusible de corte (cutout) es por esto, que fallas en un lateral radial no causarían una interrupción en todo el alimentador. Generalmente un alimentador radial es usado en áreas remotas, donde el costo de un sistema cerrado podría ser elevado. El sistema radial puede ser equipado con puntos de seccionalización a intervalos que permitan aislar cualquier sección.

2.2.2 Configuración en anillo

Como las fallas en sistemas subterráneos pueden ser más difíciles de localizar y toman más tiempo en reparar que en sistemas aéreos, el suministro en media tensión puede ser en anillo, como es mostrado en la figura 2.1.

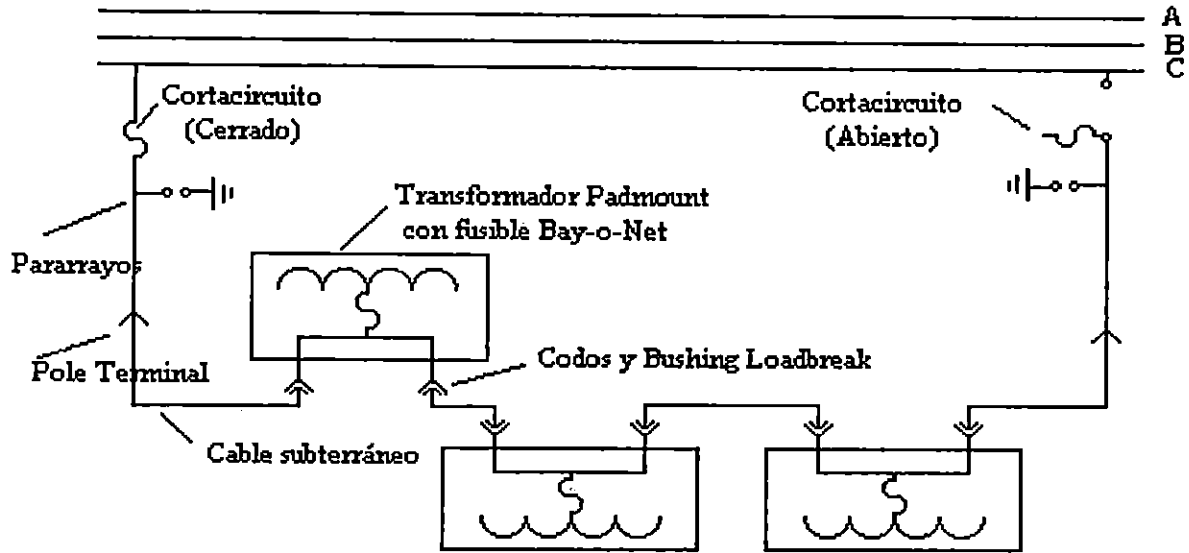


Figura 2.1 Circuito típico subterráneo en configuración anillo.

El diseño de alimentador en anillo es usado con frecuencia en desarrollos habitacionales donde la densidad de carga es relativamente grande y donde un segundo punto de conexión al sistema de distribución aéreo puede ser hecho sin mucho costo adicional. La línea cerrada es equipada con un número de puntos de seccionalización, posiblemente uno en cada transformador. Esto permite el aislamiento de cualquier porción de la línea, mientras todas las demás secciones están energizadas. En los puntos de conexión al sistema de distribución aéreo se conectan fusibles de corte.

Cuando ocurre una falla en el cable subterráneo, por ejemplo, la sección de cable fallado puede ser aislado por la desconexión de ambos terminales en los puntos de seccionalización y el servicio puede ser restablecido por el cierre del punto de corte normalmente abierto, tal como aparece en la figura 2.2.

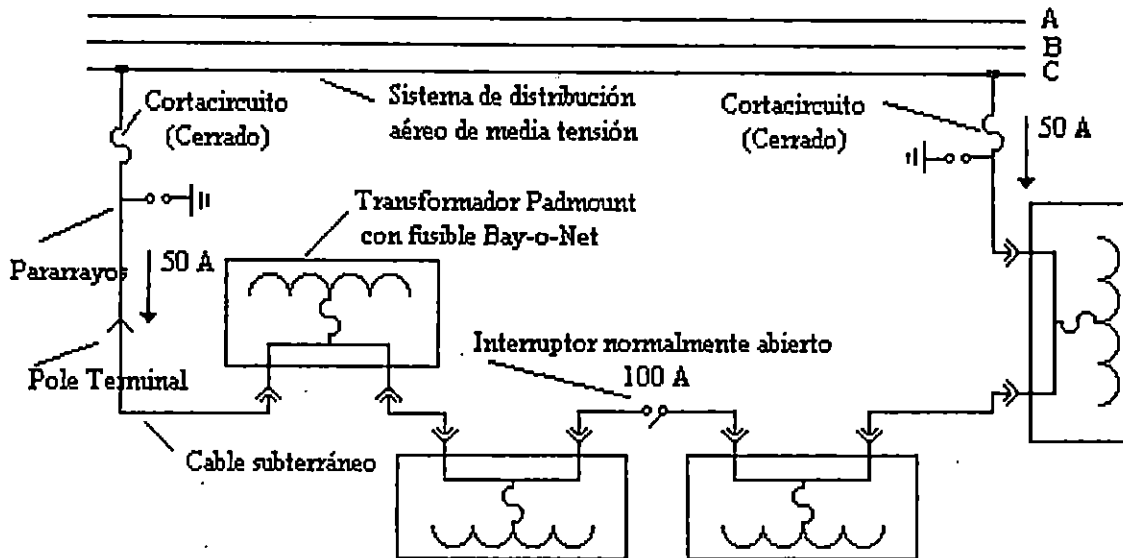


Figura 2.2 Circuito subterráneo en anillo con punto de corte abierto.

El anillo abierto normalmente facilita la localización y aislamiento de fallas y la restauración más rápida del servicio a todos los abonados en la porción del anillo no fallada. Se estima que alrededor del 85% de los sistemas subterráneos de distribución son operados como sistemas de alimentador en anillo, el resto es radial [Ref 1].

El anillo deberá operar normalmente abierto en un punto, generalmente el punto medio. El anillo deberá diseñarse con la capacidad suficiente y la regulación adecuada, para alimentar de emergencia toda la carga del anillo con una sola fuente de alimentación en caso de falla.

La duración de las interrupciones debidas a fallas en los cables de media tensión es entre 3 ó 4 horas que es el tiempo necesario, para localizar el tramo dañado y efectuar las maniobras de seccionalización para aislarlo. El uso de indicadores de falla colocados en cada uno de los transformadores facilita la localización de la falla y reduce el tiempo de interrupción. [Ref 3].

2.2.3 Configuración de alimentador selectivo

Este sistema utiliza dos alimentadores que parten de la misma o diferentes subestaciones de distribución, cada uno de ellos alimenta normalmente a la mitad de la carga en el área, pero ambos tienen la capacidad para alimentar la carga completa en caso de falla del otro alimentador.

Cada transformador tiene la posibilidad de seleccionar su alimentación de cualquiera de los circuitos, por medio de un seccionizador de operación manual o automática.

La falla de cualquiera de los alimentadores provocará una interrupción en el 50% de la carga, durante el tiempo necesario para que sea transferida al otro alimentador, la duración de la interrupción dependerá si el equipo de transferencia es manual o automático, en este último caso, el tiempo de interrupción no es mayor de 2 ó 3 segundos[Ref 3].

Bajo operación normal, el transformador está alimentado para el circuito preferente y cuando ocurre una falla, automáticamente (o manualmente) se cambia a la alimentación de emergencia, por lo que el restablecimiento del servicio es muy rápido, ya que no es necesario localizar el punto de falla para hacer la transferencia.

Este sistema se recomienda en la alimentación de servicios importantes en zonas turísticas y comerciales, así como hospitales y centros médicos, los cuales requieren de una elevada continuidad.

2.3 RED DE DISTRIBUCION DE BAJA TENSION

Se denomina red subterránea de distribución de baja tensión al conjunto de canalizaciones eléctricas enterradas incluyendo las conducciones y los elementos componentes que, partiendo de los centros de transformación, alimentan los correspondientes abonados.

En zonas urbanas de alta densidad la explotación de la estructura de la red debe ser radial, con posibilidad de poderse mallar, cerrando en anillos a medida que vayan apareciendo puntos de inyección en la misma[Ref 3].

El arranque del cable se debe disponer como protección del mismo, frente a una posible sobrecarga con cortacircuitos o fusibles de alto poder de ruptura. El resto de las protecciones deben ser selectivas entre ellas y con la primera y cuando por un mejor aprovechamiento de las instalaciones, ello no sea posible, se colocarán cuchillas seccionadoras pasando la protección de la derivación sobre el fusible.

Elementos de la red:

- a) Armarios de distribución de baja tensión en la estación de transformación.
- b) Armarios de distribución urbana de seccionamiento y derivación.

En zonas urbanas de densidad normal la estructura de la red es radial y de sección cónica decreciente. El arranque del cable se debe disponer como protección del mismo frente a una posible sobrecarga, el resto de las protecciones debe ser selectiva entre ellas y con la primera y cuando no sea posible se colocarán cuchillas seccionadoras.

Los elementos constructivos de la red en este sistema de distribución son:

- Armario de distribución de baja tensión
- Armario de distribución urbana de seccionamiento y derivación que se instala a la intemperie.
- Armario de conexión de derivaciones individuales, ubicadas en el exterior.
- Caja de conexión de medidores, instalada a la intemperie.
- Caja de cambios de sección, situada en el exterior.
- Caja general de protección y derivación.
- Caja de protección y medida.

El conductor neutro se conecta a tierra en el centro de transformación y fuera de este en otros puntos de la red con el objeto de disminuir su resistencia total a tierra. Se conecta a tierra a lo largo de la red por lo menos cada 200 metros y preferentemente en

los armarios de distribución, no pudiendo interrumpir su continuidad. Si se interrumpe el neutro, se producen fluctuaciones o interrupción del suministro de energía, pudiendo dañar los aparatos conectados al sistema. El suministro de energía se puede mantener normal siempre y cuando en cada punto en que se aterriza el neutro, sea un punto sólidamente aterrizado, por esto se hace la recomendación de aterrizar como mínimo cada 200m [Ref 4].

Criterios de selección para la red de baja tensión:

- a) Potencia admisible del conductor
- b) Caída de tensión
- c) Valoración de pérdidas en los conductores
- d) Crecimiento de la demanda

2.3.1 Red automatizada o malla de baja tensión

Este sistema consiste de varios transformadores conectados a cuatro o más circuitos primarios en anillo normalmente abierto, para darle un alto grado de contabilidad a la red de baja tensión.

En el lado de baja tensión, los secundarios de los transformadores se conectan en paralelo por medio de un protector de red a una extensa malla de baja tensión. Existen dos tipo de malla de baja tensión: la sólidamente conectada y la malla con limitadores.

En la malla sólidamente conectada, las altas corrientes de cortocircuito funden los cables, aislando automáticamente la falla y manteniéndose el servicio en toda la red. En este tipo de malla se tendrán interrupciones en el servicio únicamente si la falla ocurre en alguna acometida.

En las mallas con limitadores, se instalan estos cerca de los nodos de conexión de los cables de baja tensión. En caso de falla en un cable de baja tensión, se fundirán los dos alimentadores adyacentes al punto de falla, dejando sin servicio el tramo completo de cable y las acometidas conectadas al mismo.

En las mallas sólidamente conectadas, normalmente se utilizan cables de baja tensión con aislamiento de papel y forro de plomo y en las mallas con limitadores se pueden utilizar con aislamiento extruido.

Tanto los circuitos de media tensión como los transformadores, deberán tener la capacidad suficiente para llevar el total de la carga del área en caso de falla de uno de los alimentadores de media tensión (si la malla está diseñada para una primera contingencia).

El protector de red es un interruptor con relevadores diseñados para abrirlo en caso de flujo de potencia inverso como en el caso de falla de un transformador o un alimentador primario.

Este tipo de sistema proporciona la más alta confiabilidad, ya que las fallas en los alimentadores primarios o en los transformadores no provocarán interrupciones al servicio.

Este tipo de sistema se utiliza en los centros comerciales de grandes ciudades, en donde se tiene una gran densidad de carga.

2.4 CONSIDERACIONES EN LA SELECCION DE LA CONFIGURACION DEL SISTEMA

El costo comparativo de los sistemas mencionados del más económico al más caro, incluyendo la línea aérea será:

- 1) Aéreo
- 2) Radial
- 3) Anillo abierto
- 4) Alimentación selectiva
- 5) Red automatizada

Es evidente que el costo del sistema se incrementa en función de la complejidad del diseño. Por ejemplo un sistema radial con operación en anillo con equipo sofisticado de seccionalización y capacidad de carga suficiente, puede llegar a costar más caro que un sistema de alimentación de selectiva con seccionalizadores manuales.

La contabilidad se refiere a la calidad del servicio con base a la presencia o ausencia de tensión en el servicio del consumidor [Ref 2].

Una selección comparativa de los sistemas mencionados del menos confiable al más confiable será:

- 1) Radial
- 2) Loop abierto
- 3) Alimentación selectiva
- 4) Red automatizada

Los esfuerzos principales para controlar la confiabilidad del servicio, deben enfocarse en el control de fallas en los circuitos de media tensión, el número de usuarios afectados y el tiempo de duración de las interrupciones.

El control de la confiabilidad de servicio incluye el diseño, construcción y operación de los sistemas de distribución [Ref 3].

CONCLUSIONES DEL CAPITULO II

1. La configuración de sistemas de distribución más utilizada es la radial, debido a que es más económico y además su funcionalidad se puede mejorar utilizando equipo de seccionalización en cada ramal y/o cuchillas de transferencia para la interconexión entre circuitos.
2. De entre las configuraciones de sistemas de distribución de media tensión, la más confiable es la de alimentador selectivo seguida de la configuración en anillo y la radial en su orden, donde la aplicación dependerá en casos especiales del tipo de carga, sin importar el factor económico.
3. Para selección de la configuración adecuada, se tienen que tomar en cuenta factores tales como: económicos, confiabilidad, seguridad, continuidad y tipo de carga a servir.
4. Un factor importante de mencionar, es que el tipo de equipo utilizado en la construcción de una red de distribución la puede encarecer en comparación con otros sistemas que aparentemente resultan más económicos.
5. Un sistema de distribución de energía eléctrica subterráneo; es más eficiente desde el punto de vista de continuidad en el servicio debido al menor número de fallas a que está expuesto. Pero al mismo tiempo resulta menos flexible para su posible expansión, por lo cual es necesario prever todo esto en la planeación, que se hará para el diseño del sistema de distribución subterráneo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R6. Cooper UD Manual. U.S.A.: Cooper Power System Inc. [Agosto de 1993] Redes Subterráneas para Distribución de Energía Eléctrica. España : Ministerio de Industria y Energía, file://C/HP, XTRA/SUBT3.htm. [1996].
- R7. Manual Eléctrico. El Salvador C.A.: CONELCA S.A. [1986].
- R8. Bibliotecas de Instalaciones, Gas y Electricidad. España: ATRIUM [1978].
- R9. Lemus Peñate, Jorge Alfredo. "Red de Distribución Eléctrica de Alta y Baja Tensión de Urbanización Vista Hermosa." Tesis para optar al grado de: Ingeniero Electricista. Biblioteca de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, UES marzo 1968.
- R10. Estévez Posada Enrique A. y García Moz José H. "Diseño de Sistemas de Distribución Subterránea" Tesis para optar al grado de: Ingeniero Electricista. Biblioteca de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, UES, enero de 1992

CAPITULO III

CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

3.0 INTRODUCCION

Para el diseño de sistemas subterráneos de distribución de energía eléctrica es fundamental tener un conocimiento de los materiales y equipos utilizados para ello, sus características y su adecuada aplicación. Con tal fin se da una descripción general sobre cables subterráneos, transformadores, dispositivos de protección, accesorios etc. Se agrega además un apartado sobre canalización, ductos y pozos de registro como parte esencial en la consideración del diseño.

3.1 GENERALIDADES

Es básico conocer la composición de los cables para distribución subterránea, precisamente para poder elegir, de acuerdo a la necesidad. Existen criterios de selección basados en el material del que están compuestos, su forma, aislamiento, etc. De igual forma cuando se trata de transformadores para distribución subterránea existen dos tipos: de pedestal y sumergible, cada uno de ellos tiene características distintas, para diferente aplicación. Cuando hablamos de accesorios existen para diferente aplicación, como por ejemplo: para instalación, para protección, etc. Todos ellos tienen diferentes dispositivos, los cuales se deben conocer para su correcta aplicación.

3.2 CABLES SUBTERRANEOS

Los cables para distribución subterránea, en su composición física, son diferentes a los cables aéreos, sin embargo cumplen la misma función, esto es llevar la energía eléctrica hasta la carga conectada, cumpliendo los estándares de eficiencia, pérdidas y caídas de voltaje permisibles.

Algunas de las funciones adicionales que tienen son:

- Aislar la línea del medio que la rodea (suelo, humedad, tubería, etc.)
- Proporcionar suficiente resistencia mecánica.
- Proporcionar suficiente flexibilidad para su manejo.

3.2.1 Constitución de los cables para uso subterráneo.

Existen diferentes tipos de cables, pero básicamente se componen de las siguientes partes: Conductor, pantalla metálica, cubierta, pantalla semiconductora sobre conductor, pantalla semiconductora sobre aislamiento (ver fig. 3.1).

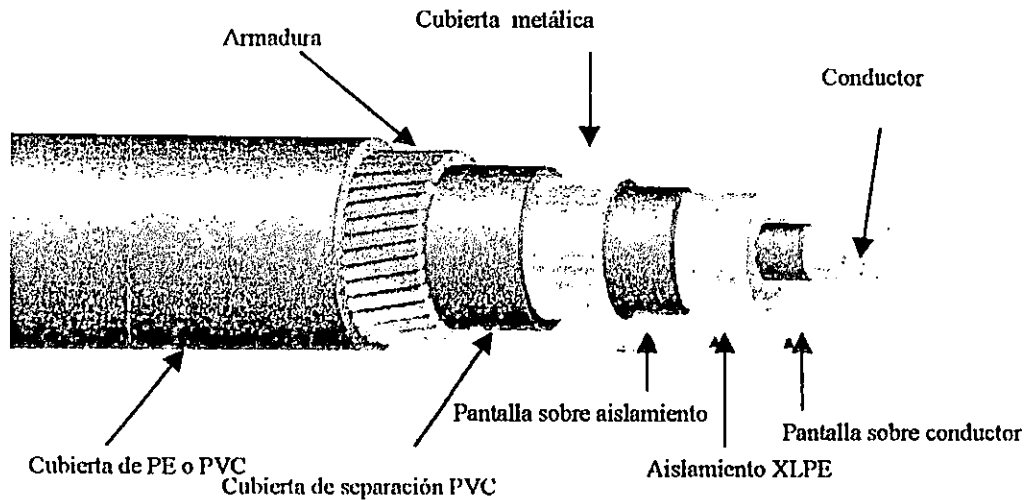


Figura 3.1 Constitución de cables para uso subterráneo

De acuerdo a su configuración, los cables para uso subterráneo se dividen en cables monopolares y cables multipolares.

Cables monopolares: Están constituidos por un solo conductor, por lo general de sección circular, con su correspondiente aislamiento y los recubrimientos protectores necesarios.

Cables multipolares: Están constituidos por dos o más conductores independientes, incluyendo los conductores de neutro y de protección. Cada conductor lleva su propio aislamiento y el conjunto puede completarse con una cinta aislante y otras cubiertas protectoras. Entre los cables más comunes están: Bipolares, Tripolares, y Tetrapolares.

Los cables Tripolares son de los más usados, principalmente para transportar energía eléctrica alterna trifásica sin neutro, sus tres conductores que lo forman están desplazados 120° entre sí.

CONDUCTOR.

Cada cable para uso subterráneo puede estar provisto de uno, dos, tres o cuatro conductores. Los materiales más usados son el cobre y el aluminio. El cobre presenta mejores características mecánicas y eléctricas que el aluminio, el cual tiene una conductividad aproximada del 60% de la del cobre y el 40% de su resistencia a la tensión

mecánica. La principal ventaja del aluminio contra el cobre consiste en su bajo peso y costo, lo cual también le ha permitido un amplio uso.

En el cobre existen tres tipos de temple: Suave o recocado, semiduro y duro. Siendo el cobre suave el de mayor conductividad eléctrica y el cobre duro el de mayor resistencia a la tensión mecánica, esto es según normas IACS (International Annealed Copper Standard). El cobre suave es el de mayor uso, pues su aplicación se extiende a cualquier conductor aislado o no donde sea primordial la alta conductividad eléctrica y la flexibilidad.

Generalmente se conocen dos formas de conductores de uso general:

- a) Redonda. Un conductor redondo es un alambre o cable cuya sección transversal es sustancialmente circular. Cuando los alambres son de mayor diámetro, el torcido de los mismos se efectúa generalmente en capas concéntricas alrededor de un núcleo central de uno o más alambres. Este cable se denomina "cable concéntrico". Cuando el cable concéntrico es comprimido tenemos como resultado el "cable redondo compacto.
- b) Sectorial. Un conductor sectorial es un conductor formado por un cable cuya sección transversal es sustancialmente un sector de círculo. Se utilizan principalmente en cables de energía trifásicos, en calibres superiores a 1/0 AWG. Este tipo de cable comparado con los conductores redondos tiene las siguientes ventajas: menor diámetro, menor peso, menor costo. Con las siguientes desventajas: menor flexibilidad y mayor dificultad en la ejecución de las uniones.

Anteriormente los conductores eran concéntricos, en la actualidad los conductores se encuentran trenzados o arrollados en hélice, esto es así porque los conductores concéntricos presentan mayor dificultad de fabricación y aislamiento.

Los cables para uso subterráneo deben ser suficientemente flexibles para facilitar su preparación e instalación. Existen dos formas de flexibilizar un conductor, recociendo el material para suavizarlo o aumentando el número de alambres que lo forman. A la operación de reunir varios conductores se le denomina cableado y da lugar a diferentes flexibilidades, de acuerdo con el número de alambres que lo forman, al paso o longitud del torcido de agrupación y el tipo de cuerda. Se designan letras para identificar los diferentes tipos de cableado. Existen tablas con recomendaciones generales según normas ASTM, indicando la letra del cable y su aplicación.

Otro aspecto importante que debe tener el conductor, es su resistencia mecánica al manejo en la instalación y la resistencia a la corrosión. En este aspecto el cobre presenta mayores ventajas con respecto al aluminio que es más susceptible al esfuerzo y a la corrosión, por lo que se requiere un mayor cuidado de instalación y de protección contra la humedad.

Por otra parte, para la selección del diámetro de un conductor, se consideran su ampacidad y nivel de voltaje. La capacidad de transportar corriente, está en función del límite térmico del aislamiento que se usa y del tipo de instalación por su capacidad de disipar calor. El nivel de voltaje se requiere por la necesidad de mantener los esfuerzos eléctricos en la superficie del conductor dentro de los límites tolerables del aislamiento que se está usando.

En Estados Unidos y muchas partes del mundo la escala más usada para alambres destinados a usos eléctricos es la American Wire Gage (AWG). Para secciones superiores a 4/0 se define el cable directamente por su diámetro o área. Mil, para diámetros, siendo

una unidad de longitud igual a una milésima de pulgada. Circular mil, para áreas, unidad que representa el área del círculo de un mil de diámetro, tal círculo tiene un área de 0.7854 mils cuadrados. Se emplean las siglas MCM que equivale a mil circular mil.

EL AISLAMIENTO.

El aislante está constituido por un material especial, cuya función principal es confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener el campo eléctrico.

Los materiales aislantes más usados en cables subterráneos son:

a) Papel impregnado. Este es un papel de fabricación especial, de pulpa de madera, arrollado en hélice sobre el conductor y formando una capa de espesor uniforme que se impregna con una sustancia que mejora sus características aislantes. Entre las sustancias más utilizadas están: aceite viscoso, aceite viscoso con resina refinada, aceite viscoso con polímeros de hidrocarburos, aceite de baja viscosidad, etc.

b) Aislamientos de tipo seco. Son compuestos cuya resina proviene de los hidrocarburos. Por su comportamiento ante el calor se clasifican en:

- Termoplásticos: Estos al calentarse permiten ser moldeados, recuperando sus propiedades iniciales al enfriarse, manteniendo la forma que se les imprimió.
- Termofijos: Estos no son reblandecidos después de subsecuentes calentamientos, es decir, ya no permiten ser moldeados.

El PVC (Cloruro de Polivinilo) es uno de los aislamientos usados en la actualidad, el cual posee una alta rigidez dieléctrica y su resistencia a la ionización (efecto corona), le permite ser usado en cables de energía de hasta 23 KV.

Los principales materiales aislantes usados en la actualidad son: el hule etileno propileno (EP) y el Polipropileno de cadena cruzada (XLP). Un cable aislado con XLP puede soportar a temperatura ambiente, mayores tensiones de AC y de impulso que el EP, a menos que contenga burbujas o cavidades de grandes dimensiones. Esta condición se invierte a medida pasamos la temperatura ambiente a la de operación (90°C), sobrecarga (130°C), y cortocircuito (250°C), es decir el XLP comienza a perder sus características de soportar tensiones AC y de impulso conforme la temperatura sobrepasa los 90°C. En cuanto a las pruebas de envejecimiento cíclico el EP muestra resultados superiores a los del XLP. En general podemos mencionar en base a pruebas de laboratorio y de instalación, algunas ventajas del EP sobre el XLP que lo hacen ser más confiable:

- Mayor resistencia a las arborescencias en presencia de agua.
- Resistencia a las descargas parciales (corona).
- Mayor estabilidad del esfuerzo dieléctrico con el incremento de las dimensiones del cable.
- Mejor retención de las propiedades físicas y eléctricas a las temperaturas de emergencia y de cortocircuito.
- Mayor tiempo de vida tanto en condiciones secas como húmedas.
- Menor coeficiente de expansión térmica.
- Mayor flexibilidad y facilidad de instalación.
- Mayor confiabilidad de los empalmes y terminales.

Nivel de Aislamiento: Existen tres clases o categorías para seleccionar el nivel de aislamiento de un cable:

- a) Clase 1 nivel 100%. En esta clasificación están los cables que se usan en sistemas protegidos con relevadores que liberan fallas a tierra lo más rápido posible, en un tiempo no mayor a un minuto. Este nivel es aplicable a la mayoría de los sistemas con neutro a tierra.
- b) Clase 2 nivel 133%. Aquí se incluyen los cables destinados a instalaciones en donde las condiciones de tiempo de operación de protecciones no cumplen con los requisitos del nivel 100%, pero que en cualquier caso se libera la falla en no más de una hora.
- c) Clase 3 nivel 173%. En este nivel entran los cables, en donde el sistema no tiene un tiempo definido para liberar una falla. También se recomienda en sistemas con problemas de resonancia, en los que se pueden presentar sobretensiones de gran magnitud.

PANTALLAS.

a) Pantalla semiconductora sobre el conductor.

Entre las funciones que la pantalla realiza se pueden mencionar:

- Evitar concentraciones de esfuerzos eléctricos que se presentan en los espacios de un conductor cableado.
- Obtener una superficie equipotencial uniforme.
- Evitar ionización entre el conductor y el aislamiento.
- Sirve como elemento de transición entre éste (pantalla) y el aislamiento.
- En cables con aislamiento de papel, evitan la formación de compuestos nocivos al aislamiento.

Los materiales de los que están compuestas las pantallas dependen del material aislante del que está compuesto el cable, si el aislante es de papel impregnado se usan cintas de papel carbón CB (Carbon Black), y cuando es aislamiento seco se utilizan pantallas extruidas de material compatible con el aislamiento.

b) Pantalla sobre el aislamiento.

Generalmente son de dos tipos: pantalla semiconductora y pantalla metálica.

- Pantalla Semiconductora: Su material es un semiconductor compatible con el aislante; esta pantalla asegura el contacto firme con el aislamiento.
En cable con aislamiento seco la pantalla puede ser de material termoplástico o termofijo, cinta conductora y/o barniz. En aislamiento de papel impregnado se usan cintas de papel CB (Carbon Black).

- Pantalla metálica: Estas son de alambres, cintas planas o corrugadas o una combinación de alambres y cintas; el diseño de la pantalla, es decir su forma y espesor está determinado por el uso que se le dará. Y se clasifican de la forma siguiente:

- a) Pantalla para propósitos electrostáticos.
- b) Pantallas para conducir corrientes de falla.
- c) Pantalla para neutro.

En términos generales las funciones de las pantallas sobre el aislamiento son:

- a) Crear una distribución radial y simétrica de los esfuerzos eléctricos. Esto contribuye a que el aislamiento sea más eficiente, de lo contrario, este se vería deteriorado con el tiempo.
- a) Proveer al cable de una capacitancia uniforme. Debido a que los lugares donde los cables son colocados, tienen diferentes características eléctricas variables, humedad, ductos diferentes etc., esto a su vez proporciona una capacitancia variable, así como una impedancia no uniforme. Las pantallas sobre el aislamiento ayudan a mejorar este problema de la siguiente manera:
- Presentan en el cable una impedancia uniforme.
 - Proveen al cable de la máxima capacitancia a tierra, lo cual reduce las ondas de sobretensión.
 - Absorben energía de las ondas de sobretensión al inducir en la pantalla una corriente proporcional a la del conductor.
 - Reducen el peligro de choque eléctrico al personal y proveen un drenaje adecuado a tierra de las corrientes capacitivas.

El uso de pantallas sobre el aislamiento se debe considerar en cables de energía de 5 KV ó más, o cuando existen conexiones a líneas aéreas, transición a terrenos húmedos, tubería húmeda etc. El uso de pantallas puede resultar peligroso si no se puede aterrizar adecuadamente o cuando el espacio es inadecuado para terminar correctamente la pantalla.

CUBIERTAS.

La función principal de las cubiertas es proteger al cable de agentes externos, del medio ambiente que lo rodea, tanto cuando está operando como en la instalación.

La cubierta puede estar fabricada de los siguientes materiales:

- a) Metálica: el metal más usado es el plomo y sus aleaciones; el aluminio en menor escala.
- b) Termoplásticos: los más usados son el PVC y el Polietileno de alta y baja densidad.
- c) Elastómeros: los más usados son el Neopreno (Policloropreno) y el Hypalón (Polietileno clorosulfonado).
- d) Textiles: se emplea una combinación de yute impregnado en asfalto recubierto con un baño de cal y talco.

ARMADURAS.

Este es un elemento opcional que todo cable para uso subterráneo podría llevar. Su uso se recomienda cuando es deseable dar protección adicional al cable contra agentes externos y/o esfuerzos de tensión extraordinarios. Generalmente estas armaduras son metálicas de acero galvanizado, también las hay de aluminio o bronce formado por hilos, cintas, pletinas y trenzas.

3.3 TRANSFORMADORES PARA DISTRIBUCION SUBTERRANEA.

Existen dos tipos de transformadores usados en distribución subterránea, estos son los de tipo sumergibles instalados en bóveda bajo la superficie del terreno y los de tipo pedestal instalados sobre la superficie.

3.3.1 Transformadores tipo sumergible.

Estos transformadores se colocan en bóvedas bajo la superficie del terreno, con un adecuado montaje, que permite tener las condiciones de seguridad y de funcionalidad óptimas. Este tipo de transformadores es utilizado en lugares con limitación de espacio o cuando las condiciones de estética sean fundamentales, esto puede ser centros comerciales o zonas urbanas con alta densidad de carga, como ejemplo el centro histórico de San Salvador.

Una de las características de estos transformadores es que disponen de todos sus accesorios en la cubierta del tanque, para facilitar el acceso a maniobras y mantenimiento. Otra característica, es que posee todos los sellos o empaques adecuados para operar en ambientes húmedos, es decir, sumergido parcial o totalmente en el agua. En la figura 3.2 se muestra un transformador de tipo Sumergible.

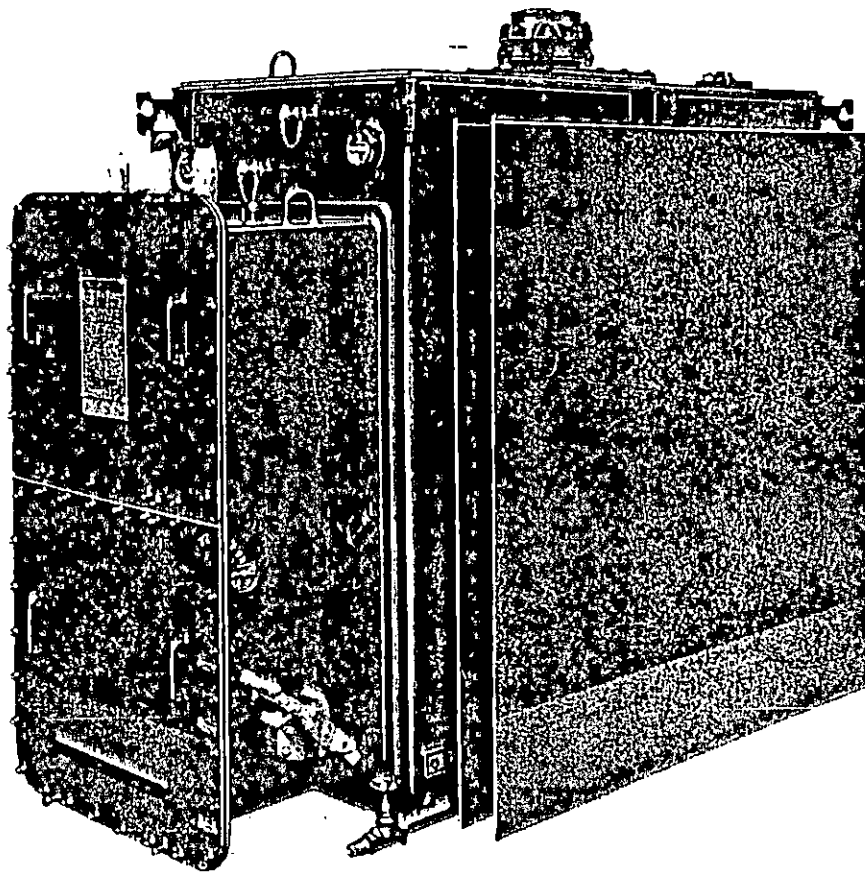


Fig. 3.2 Transformador para uso subterráneo, tipo sumergible.

3.3.2 Transformadores tipo pedestal.

Estos transformadores traen sus accesorios encerrados en un gabinete integrado, así como los terminales para conectarse a los circuitos. Se conocen como transformadores de Pedestal (Pad Mounted), porque son diseñados para ser montados sobre bases de concreto, y puedan permanecer a la intemperie, sin que estos sufran deterioro alguno. Estos transformadores poseen un pararrayo montado en el tanque, con la finalidad de brindar mayor protección inclusive la de alargar la vida del cable; este pararrayo es de óxido de zinc y opera inmerso en aceite.

Los transformadores de pedestal se clasifican de acuerdo al tipo de aislamiento de sus accesorios en: de frente muerto, cuando no tienen partes vivas expuestas dentro del gabinete, y de frente vivo, cuando si las tiene.

Una de las características de estos transformadores es que todos sus accesorios se colocan en la pared frontal del tanque, colocando generalmente al lado izquierdo los componentes de alta tensión y al derecho los de baja tensión e indicadores (placa de datos, termómetros, etc.). En la figura 3.3 se muestra un transformador de tipo pedestal.

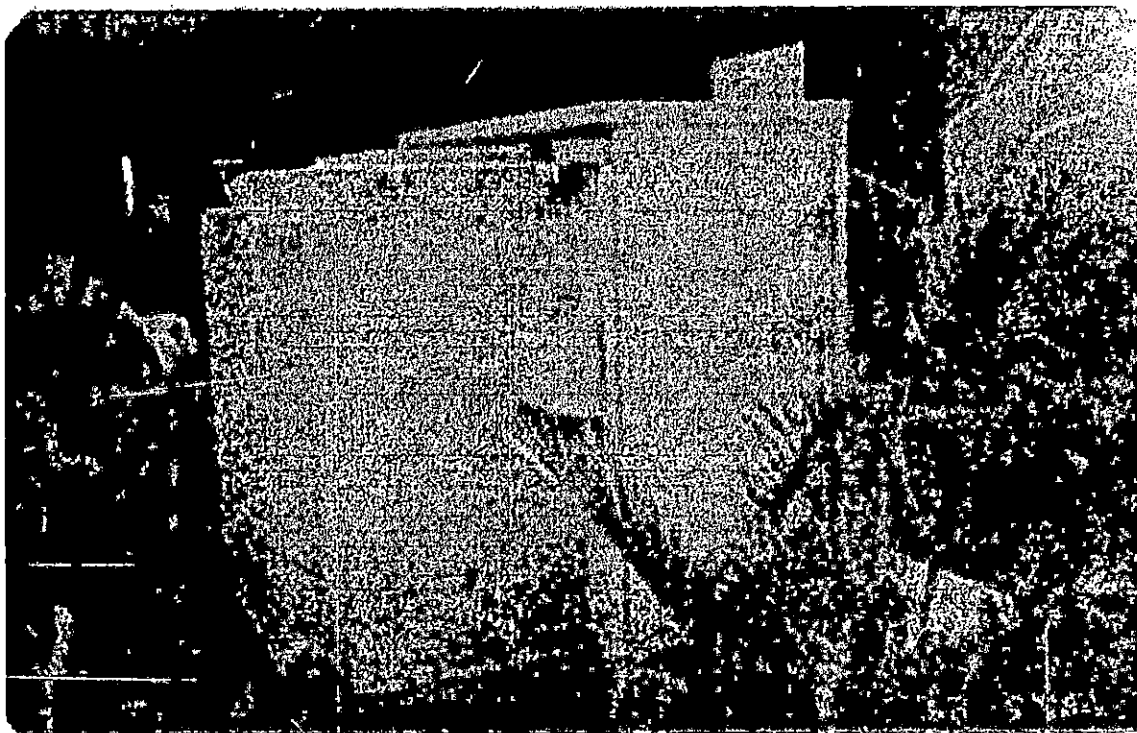


Fig. 3.3 Transformador para uso subterráneo, tipo Pedestal.

3.3.3 Accesorios para transformadores de distribución subterránea.

a) **Pasatapas (bushing) de alta tensión:** Estos se ensamblan a un adaptador y a un codo conectado directamente al cable; estos ensambles son de tipos: para conexión y desconexión con carga y para conexión y desconexión sin carga.

b) **Pasatapas (bushing) de baja tensión:** En transformadores de tipo pedestal, se usa más el tipo espada con cuatro barrenos para la alimentación de varios circuitos; en transformadores de tipo sumergibles se utiliza el tipo boquilla de cables aislados encapsulados en epoxy para ensamblarse al transformador.

c) **Seccionadores:** Existen dos tipos de seccionadores: radial y de anillo. Su función básica es aislar el transformador del sistema y son de operación con carga, sumergidos en el aceite del transformador. Su operación es por medio de pértiga desde el interior del transformador.

Los seccionadores en anillo se caracterizan por tener cuatro formas de operación que son:

1. Conexión por el lado izquierdo del transformador.
2. Conexión por el lado derecho del transformador.
3. Conexión por ambos lados del transformador.
4. Desconexión del sistema.

d) **Elementos de protección:** Estas protecciones son especiales y se clasifican de dos maneras según la función que realizan:

1. Para protección del transformador del lado de la carga, contra condiciones de sobrecarga o cortocircuito.
2. Para protección del sistema contra fallas internas en el transformador.

e) **Interruptor de baja tensión:** Este puede ser de tipo térmico o termomagnético con manija de operación desde el interior y luz indicadora de operación en condiciones anormales. También cuenta con un dispositivo que permite al transformador soportar cargas pico mayores en condiciones de emergencia.

f) **Fusible sensible a sobrecargas:** Este fusible es sensible a la corriente y a la temperatura del aceite del transformador. Se instala en el lado de alta tensión y tiene un montaje especial para removerse desde el interior del transformador.

3.4 EMPALMES.

La función principal de un empalme es la conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable de potencia aislado, protegidos mecánicamente dentro una misma cubierta o carcasa.

La contabilidad de un empalme para cables, depende de varios factores, tales como la calidad de los materiales empleados, el diseño y la mano de obra de instalación. En el diseño de empalmes es necesario que se considere que los materiales utilizados deben ser compatibles con los elementos constitutivos del cable que se unirá.

3.4.1 CLASIFICACION Y TIPOS DE EMPALMES

Existen varios tipos de empalmes, los cuales son identificables considerando los materiales utilizados y la forma en que se aplican para restituir el aislamiento de los cables por unir; estos son:

- a) Encintados. Caracterizado por la aplicación de cintas en forma sucesiva hasta lograr la restitución de los diferentes componentes del cable; las cintas aislantes aplicadas para obtener un nivel de aislamiento adecuado, puede ser del tipo autovulcanizable o del tipo vulcanizable, ninguna de las cuales contiene adhesivo. Dependiendo del elemento a restituir se determinan las características físicas y químicas que tendrán las cintas utilizables en la elaboración de un empalme completamente encintado.
- b) Moldeado en fábrica. Son aquellos en que los componentes son moldeados por el fabricante, utilizando materiales elastoméricos. Existen varios criterios de diseño de este tipo de empalmes, esto es, algunos fabricantes los elaboran en forma integral de tal modo que todos los elementos elastoméricos que los constituyen se encuentren contenidos en una sola pieza; existen otros que se fabrican utilizando varias piezas elastoméricas para obtener el empalme total.
- c) Moldeados en el campo. Son aquellos en que los componentes del empalme se aplican en el cable por unir, utilizando materiales sólidos vulcanizables por medio del calor y presión que se suministran a través de equipo diseñado para tal fin.
El único diseño que se tiene, hasta el momento consiste en hacer exclusivamente el moldeo o vulcanizado de material aislante del empalme, utilizando una prensa portátil que provee la presión y temperatura adecuadas para hacer el proceso. Los demás componentes del empalme, según la construcción específica que se requiera se lleva a cabo utilizando algunas de las siguientes técnicas: encintado, barnizado, aplicación de materiales termocontráctiles o encapsulados con sistemas epóxicos.
- d) Termocontráctiles. Son aquellos en que los componentes se aplican en el cable por unir utilizando materiales con características retráctiles por la acción del calor suministrado por un equipo diseñado para tal fin. Este diseño generalmente tiene integrado en una sola pieza el blindaje semiconductor del aislamiento. En la actualidad, el uso de empalmes elaborados con esta técnica se restringe a cables con aislamiento extruido, aún cuando en algunos países de Europa también se aplica para unir cables con aislamiento laminar.

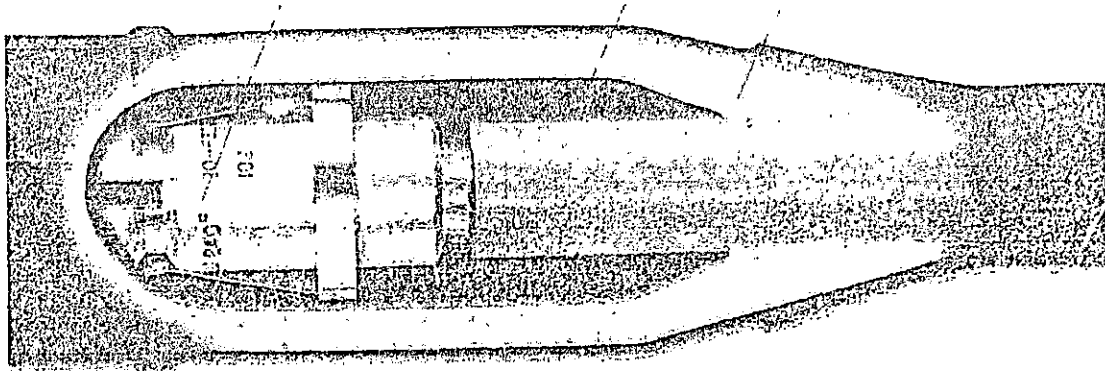


Fig. 3.4 Empalme SLIPOWER (ABB).

3.5 ACCESORIOS

Los accesorios son elementos que hacen posible efectuar las transiciones entre líneas de distribución aéreas y subterráneas, de cable a equipo (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.), o simplemente entre cables. Por la importancia que tiene la continuidad en el servicio y en vista de que los accesorios forman parte de la red de distribución, estos deben estar diseñados, fabricados e instalados haciendo uso de tecnología y calidad suficiente, para asegurar un largo período de vida con el mínimo de problemas.

3.5.1 Terminales

El objetivo principal de la utilización de terminales en los sistemas de distribución subterránea es el de reducir o controlar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla sobre el aislamiento, otro objetivo es proporcionar al cable una distancia de fuga aislada, adicional y hermeticidad.

Los terminales se clasifican de la siguiente manera:

- a) Terminal clase 1: esta se distingue por tener un cono de alivio metálico preformado para controlar el esfuerzo eléctrico, un aislador de porcelana que brinda al cable una distancia de fuga aislada externa entre los conductores del cable y tierra y un sello de hermeticidad, manteniendo la presión, si la hay, del sistema del cable. En la figura 3.4 se muestra una terminal tipo bayoneta.

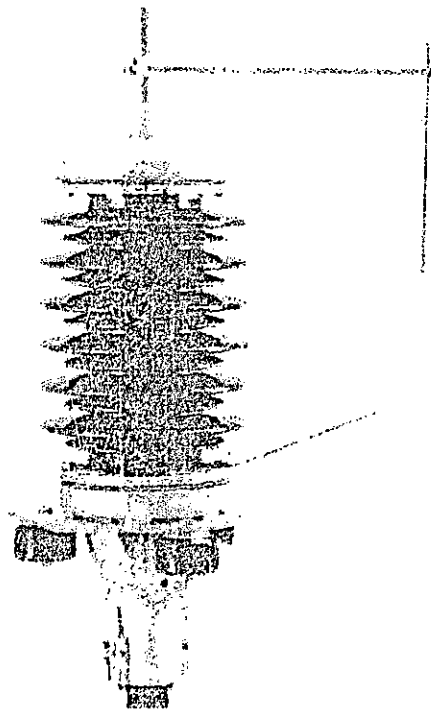


Fig. 3.4 Terminal clase 1, tipo bayoneta.

- b) Terminal clase 2: está constituido por un cono de alivio premoldeado que controla los esfuerzos eléctricos, campanas premoldeadas proporcionando una distancia adicional de fuga, un conector universal y un sello semiconductor para homogenizar el campo eléctrico presente en el extremo del conductor-conector y proporciona un sello contra el ingreso de humedad a la región en donde se retira el aislamiento. En la figura 3.5 se muestra una terminal clase 2, tipo TMI (modular para intemperie).

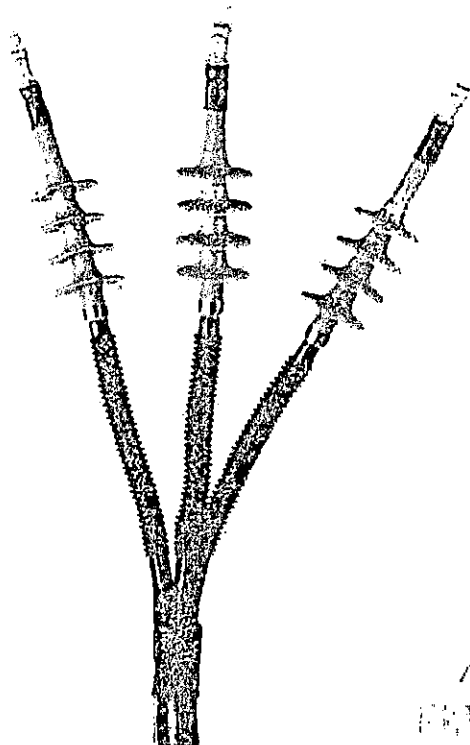


Fig. 3.5 Terminal clase 2, modular para intemperie (TMI).

- c) Terminal clase 3: El elemento funcional de este terminal es básicamente el de cono de alivio, proporcionando al cable únicamente control de los esfuerzos eléctricos, la distancia de fuga necesaria se obtiene con el espacio de aislamiento entre el conductor y el corte de la pantalla, por esta razón este tipo de terminal no debe ser utilizado en lugares donde se exponga a la luz solar o a la lluvia. En la figura 3.6 se muestra una terminal clase 3, tipo TIP (para uso de interiores).

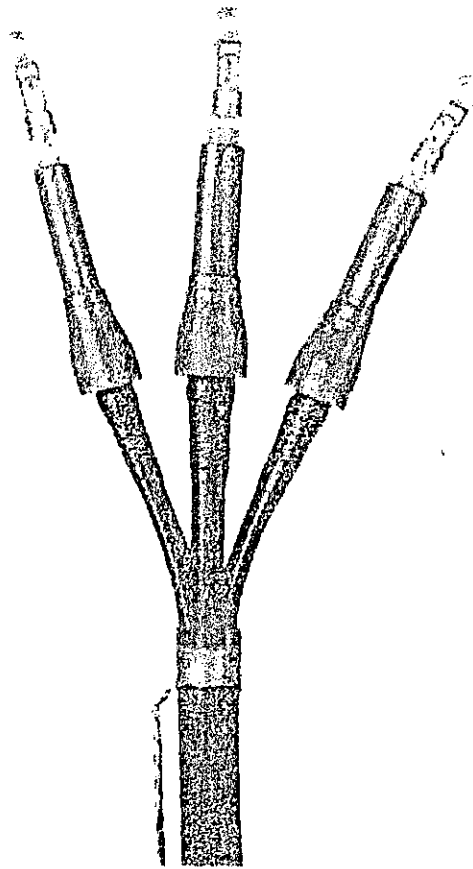


Fig. 3.6 Terminal para uso en interiores (TIP).

3.5.2 Protección de líneas subterráneas

La protección de líneas subterráneas depende básicamente de los fenómenos que puedan presentarse en ellas, al igual que en las líneas aéreas, estos fenómenos son: sobrecorriente y sobrevoltaje.

- a) Protección contra sobrevoltajes. Los sobrevoltajes en líneas subterráneas se pueden clasificar:
1. Sobrevoltajes de origen interno: se deben a la operación de dispositivos de desconexión y a condiciones de resonancia.
 2. Sobrevoltajes de origen externo: la causa de estos es el contacto de líneas aéreas con otras de mayor voltaje y a descargas atmosféricas que son de muy corta duración pero en extremo severo.

Pararrayos

La selección del pararrayos adecuado, para la protección de líneas subterráneas, se realiza de la misma forma que para líneas aéreas; en líneas subterráneas deben tomarse algunas consideraciones adicionales como son:

- El equipo a proteger se encuentra generalmente muy alejado del pararrayos, por lo que la efectividad del mismo disminuye.
- Al producirse una descarga atmosférica se producen fenómenos de reflexión en algunos puntos de la línea subterránea (en transformadores o interruptores normalmente abiertos) que pueden duplicar el valor del sobrevoltaje.

b) Protección contra sobrecorriente

Cuando en una línea subterránea se produce una falla, esta es siempre de carácter permanente, debido a que la falla se debe a contacto directo a tierra. Hay dos aspectos básicos que se deben considerar al seleccionar la protección:

1. Diseñar y mantener las instalaciones de tal forma que la línea tenga un mínimo de fallas.
2. Minimizar el efecto de una falla, es decir, poner fuera al menor número de usuarios posible.

3.6 POZOS DE REGISTRO

Es una construcción subterránea, diseñada con la resistencia mecánica necesaria, que permitirá hacer dentro de ella las maniobras necesarias durante la instalación del cable; además protegerá los elementos de la línea (cables, empalmes, interruptores, etc.) del medio ambiente. Los ductos deben tener pozos de registro en los cambios de dirección y en tramos rectos cada 100 m

Recomendaciones generales para pozos de registro

1. Se deberá de prever el espacio necesario para maniobras y para empalmes si las hubiere.
2. La resistencia e impermeabilidad de un pozo de registro es de vital importancia para las condiciones que se le impondrán.
3. Se recomienda colocar dentro del pozo lo siguiente:
 - i. Anclas para facilitar el halado de cables
 - ii. Varilla de polarización para aterrizar equipo, estructuras y pantallas de cables
 - iii. Soportes para los cables y empalmes que permitan el libre movimiento de los cables
4. Las tapas de los pozos deben tener como mínimo un diámetro de 60 cm, si es redonda y de 50x60 cm, si es rectangular y debe estar dotada de sumideros para el fácil drenaje del agua.
5. Los ductos a la llegada al pozo de registro deben estar rodeados de tierra o relleno muy bien compactados para evitar esfuerzos cortantes en los tubos.

3.7 DUCTOS

Cuando se requiera una red flexible en rapidez y facilidad para efectuar cambios (por reparación o ampliación) en la línea, es necesario hacer uso de ductos para la instalación de los cables subterráneos, proporcionando de esta forma una prolongada duración del cable como también una previsión por aumento de carga. Los factores más importantes que deben considerarse para la selección correcta del tamaño del ducto son:

- **Area utilizable:** Criterio relacionado con la disipación de calor, ya que un área cubierta en gran proporción puede causar sobrecalentamiento en los cables, lo que se traduce en mayores pérdidas del sistema, disminución de la vida útil del cable, etc.

Tabla 3.1 Porcentajes de área y dimensiones de tubería

Tamaño nominal del ducto (pulg)	Diámetro interno nominal (pulg)	Area total interna (pulg) ²	55%	30%	40%	38%
			1 cable	2 cables	3 cables	4 cables
			Area máxima del conductor (pulg).			
2	2.065	3.35	1.85	1.01	1.34	1.28
2 1/2	2.469	4.79	2.63	1.44	1.92	1.82
3	3.068	7.38	4.06	2.21	2.95	2.80
4	3.548	12.72	7.00	3.82	5.09	4.83

Fuente : Tabla 4 Cap. 9 NEC (1987)

Acuñamiento: aspecto que se presenta cuando se halan tres cables en un ducto con curva o cuando el cable se tuerce. Para evitar el acuñamiento debe tenerse presente lo siguiente:

Acuñamiento = $KD/d > 3.0$ no es posible el acuñamiento

Acuñamiento = $2.5 < KD/d < 3.0$; serios acuñamientos.

Acuñamiento = $KD/d < 2.5$ no es posible el acuñamiento pero debe vigilarse el cumplimiento de los otros parámetros

$K = 1.05$; por ovalación del ducto

$D =$ Diámetro del ducto

$d =$ Diámetro del conductor

- **Claro :** Para evitar presión de la superficie superior del cable contra la pared del ducto, el claro debe ser lo más pequeño posible; el claro debe ser de 6 a 25 mm para cables de diámetros y longitudes grandes

Dimensiones de profundidad y separación entre ductos

En un banco de ductos, se recomienda que haya una separación mínima de 5 cm de concreto entre uno y otro ducto. Las dimensiones del zanjeado para la colocación de la ductería dependen del número de cables que se instalarán así como de las tensiones de opresión.

Tabla 3.2 Profundidades mínimas para el nivel de voltaje de línea y el tipo de ductería

VOLTAJE (KV)	TUBERIA	
	NO METALICA (pulg)	METALICA (pulg)
600 a 22	18	6
22 a 40	24	6
Mayor de 40	30	6

(Fuente de datos: Tabla 710-3 (b) NEC (1987))

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R1. Manual Técnico de Cables de Energía. Segunda Edición_México D. F.: Mc Graw Hill. CONDUMEX [Junio de 1985].
- R2. Estévez Posada Enrique A., y García Moz José H. "Diseño de Sistemas de Distribución Subterránea" Tesis para optar al grado de: Ingeniero Electricista. Biblioteca de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, UES, enero de 1991.
- R3. Sarmiento Héctor G. Seminario sobre Diseño de Sistemas Subterráneos de Distribución Instituto de Investigaciones Eléctricas, México D.F.: Editorial, Octubre de 1968.
- R4. National Electric Code, 1987 Edition.

CONCLUSIONES CAPITULO III

1. Para una correcta selección de los materiales, es necesario tener un conocimiento general de los tipos que existen y de su aplicación, así como tener los criterios para saber escoger de acuerdo a la necesidad, es decir, capacidad, medio en que va a trabajar, nivel de aislamiento, etc.
2. El cobre como conductor presenta las mejores características eléctricas y mecánicas, a menos que el factor económico tenga una gran incidencia y las condiciones de operación no fuesen tan severas, el uso del aluminio como conductor, sería una buena opción de selección.
3. Entre los materiales para aislamiento de cables, el que mejor resultados ha dado es el EP, pues debido a pruebas de laboratorio y trabajo de campo, a largo plazo éste presenta mejores características de funcionabilidad y durabilidad, por lo que este sería una buena alternativa al momento de elegir.
4. Entre los dos tipos de transformadores de distribución subterránea que existen, el de tipo sumergible presenta la mejor opción de selección por sus características de operación, donde la estética de la obra y el poco espacio disponible juega un papel primordial, además está adaptado para trabajar en condiciones húmedas adversas. El de tipo pedestal es más barato y se usa generalmente donde la estética no es importante.
5. Para la selección de los accesorios para distribución subterránea, básicamente se debe tomar en cuenta, factor económico y características de operación de los dispositivos de tal forma que satisfagan la necesidad del diseño realizado.
6. La utilización de pozos de registro en un sistema de distribución subterráneo, se considera indispensable, ya que estos facilitan muchas operaciones en la instalación de todo el equipo, accesorios y materiales a utilizar.
7. Si en el diseño de un sistema de distribución subterráneo es necesario que la red sea lo más flexible y fácil para realizar cambios futuros, se recomienda el uso de ductos para la instalación de los cables.

CAPITULO IV

CONSIDERACIONES DE INSTALACION PARA UN SISTEMA SUBTERRANEO DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

4.0 INTRODUCCION

Este capítulo se enfoca en lo que son las instalaciones de cables, equipos y ductos. Se considera la instalación de cables directamente enterrados y cables en ductos. En la instalación de equipo tales como transformadores se consideran las dos posibles opciones: instalación de transformadores sumergibles y de pedestal. Así mismo se considera la instalación de protecciones y detectores de fallas. También se estudia el mantenimiento preventivo y operación del sistema subterráneo de distribución de energía eléctrica.

4.1 GENERALIDADES

La instalación de cables, equipos y ductos es un tópico muy complejo, necesitando personal para realizar la obra civil, técnicos para el montaje e ingenieros para realizar el diseño y dar alternativas de solución a la posible problemática que genere la instalación general.

La instalación de cables, involucra una serie de factores tales como trayectoria que seguirán, obra civil, tipo de suelo y comportamiento de estos a los efectos de la temperatura.

En la instalación de cables para uso subterráneo existen varias opciones, de las cuales las más utilizadas son: cables directamente enterrados y cables en ductería.

Al igual que en la instalación de cables, la instalación de equipos tales como los transformadores, está sujeto a una serie de factores, entre los cuales se tiene, espacio físico, condiciones de operación y estética. Los transformadores pueden ir al aire libre en casetas o sumergidos, todo depende de las condiciones que se presenten.

El predecir como funcionará la red, trae consigo una mayor continuidad en el servicio, ya que con anterioridad se conocen los probables puntos de falla y las soluciones que se plantean.

4.2 INSTALACION DE CABLES

Por las condiciones físicas en que se encontrará el cable, este puede ser instalado de las siguientes formas:

- Cables directamente enterrados

- Cables en ductos
- Cables en trincheras
- Cables en charolas.

De las cuatro formas de instalación mencionadas las más utilizadas son las primeras dos; por lo cual en este capítulo sólo se estudiará la instalación de cables directamente enterrados y cables en ducterías.

4.2.1 Cables directamente enterrados

Es la instalación más rápida y segura, y su costo es más bajo que en otro tipo de instalaciones.

Los conductores se instalan en el fondo de la zanja convenientemente preparadas, que en zonas urbanizadas se abren preferentemente a lo largo de las vías públicas, y siempre que sea posible, en los paseos o aceras. Se rodean de arena o tierra cribada y se instalan de forma que no puedan perjudicarles la presión o asientos del terreno. A unos diez centímetros por encima de los conductores se coloca una cobertura de aviso y protección contra golpes de pico, constituida por ladrillos, piezas cerámicas, placas de hormigón u otros materiales adecuados.

La profundidad mínima de instalación de los conductores directamente enterrados o dispuestos en ductos es 0.70 metros, para niveles de voltaje hasta 10 kv y para niveles de voltaje mayores de 10 kv, la profundidad mínima es de 1.00 metros; salvo cuando hay cruzamientos se debe incrementar de 30 a 40 cms. La profundidad indicada podrá reducirse en casos especiales debidamente justificados, sin perjuicio de mantener la conveniente protección de los conductores.

Ventajas de la instalación de cables directamente enterrados:

- Mayor rapidez en la instalación
- Más económica
- Mayor capacidad de conducción de corriente que la instalación en ductería (10 a 20%)
- Menos posibilidad de daño durante la instalación

Desventajas que presenta este tipo de instalación:

- Mayor posibilidad de daño que cables en ducterías
- La localización y reparación de fallas consume gran cantidad de tiempo
- La capacidad de expansión se ve limitada.
- El reemplazo de cables en servicio se vuelve difícil.

Dado que los cables van directamente enterrados, el tipo de cable que se utilice debe ser diferente que el que se utiliza en ducterías. Para la instalación directa en el suelo se debe disponer de cables con armadura, ya que esta provee protección contra tracción mecánica y golpes.

Profundidad y separación entre cables

En la instalación de cables directamente enterrados, la separación entre estos debe ser mayor que el diámetro del cable; de la práctica se ha deducido que una separación entre 12.5 y 25 centímetros asegura una operación óptima del cable.

Cuando se trabaja con una distancia menor de 12.5 centímetros, la capacidad de conducción del cable disminuye; por otro lado una separación mayor de 25 centímetros provoca un aumento en la reactancia de la línea.

Construcción de zanjas

Para la instalación de cables directamente enterrados debe construirse como mínimo una zanja de un metro de profundidad por 0.5 metros de ancho.

La profundidad de la zanja debe estar en función de la tensión de operación del cable, así como el número de capas de cables que deben ir en dicha zanja.

En cuanto al ancho de la zanja, este depende del número de cables a instalar, más 10 centímetros adicionales, que son el margen de separación entre cable y pared (cinco centímetros por cada lado); recordando además la separación que se debe guardar entre cables.

La zanja debe estar completamente libre de piedras u otros objetos que puedan dañar al cable; para evitar esto se recomienda colocar una capa de arena o tierra cribada con un espesor de 10 a 15 centímetros, sobre la cual se tienden los cables debidamente nivelados; sobre el cable se coloca otra capa de arena o tierra similar a la especificada.

Por último se rellena la zanja con la tierra previamente extraída, compactándola adecuadamente para tratar en lo posible de que el terreno quede igual a como se encontraba.

Para la protección de los cables, cuando estos tienen armadura, se coloca una hilera de ladrillos sobre la trayectoria del cable a unos 10 ó 15 centímetros; cuando los cables no tienen armadura es conveniente la protección en toda la longitud, por medio de un recinto de ladrillos.

Cuando los cables crucen calles o carreteras, deben colocarse ductos de cemento, tubería metálica o PVC embebido en concreto, para evitar que el cable se dañe con la presión del terreno; además debe instalarse un ducto extra para futuras expansiones o reparaciones.

Para disminuir el costo, cuando es necesario levantar pavimento, se recomienda construir una zanja a intervalos, en tramos de dos a tres metros alternados. En la parte no levantada se perfora sólo por donde atraviesan los conductores. Este procedimiento reduce a la mitad el pavimento que hay que reponer y por lo tanto el costo en la instalación general.

Equipo a utilizar en la instalación de cables directamente enterrados:

- Desenrollador con flechas y collarines (fijos o móviles)
- Malacate
- Destorcedor

- Rodillos
- Equipo de comunicación
- Barreras de seguridad y avisos

Para la instalación de cables existen tres métodos, los cuales son:

a) Depósito del cable directamente sobre la zanja

Se hace desde un vehículo en movimiento, cuando la zanja no se cruza con construcciones. El tendido se efectúa desenrollando el cable a mano, estando dos personas en el carrete controlando la velocidad y otros dos más guiando y depositando el cable en la zanja.

b) Método de rodillos y poleas

Se hace por medio de un desenrollador y rodillos en la zanja a lo largo de la trayectoria, procurando tener una separación tal que, cuando se aplique tensión al cable, este no se arrastre en el suelo.

Para el halado del cable se utiliza equipo de tracción; con una velocidad de tendido no mayor de 15m/min.

c) Método manual

Se utiliza este método cuando se requiere instalar un tramo de cable completo y la distancia y peso del mismo son tales que rebasan los límites permisibles.

El tendido se hace a mano por medio de personal distribuido a lo largo de la trayectoria.

4.2.2 Cables en ductos

Este tipo de instalación es común en la gran mayoría de industrias y en los sistemas de distribución comercial y en aquellos casos donde se requiera una red flexible en la rapidez y facilidad para efectuar los cambios (por ampliación o reparación) en el sistema de cables que sea de primordial importancia.

La instalación de cables en ductos subterráneos es la alternativa a seleccionar cuando el sistema de cables tenga que atravesar zonas construidas, en ciudades, caminos o cualquier otro sitio en donde no es posible abrir zanjas para cambio de cables o aumento de circuitos con determinada frecuencia, por las grandes pérdidas de materiales, mano de obra y tiempo.

En zonas urbanas, las compañías de servicio acostumbran usar bancos de ductos para llevar energía eléctrica a los usuarios, debido a que los sistemas de cables van por la acera.

Los sistemas de ductos subterráneos deben seguir en lo posible, una trayectoria recta entre sus extremos. Si la trayectoria sigue una ruta paralela a otras canalizaciones o estructuras subterráneas, no deben localizarse directamente arriba o debajo de ellas. Se debe evitar en lo posible que la trayectoria de los ductos subterráneos atraviesen terrenos inestables (pantanosos, lodosos, etc.) o altamente corrosivos. Si existen cambios de dirección en la trayectoria, se debe hacer por medio de pozos de registro, de dimensiones lo suficientemente grandes como para efectuar maniobras.

Los aspectos que deben considerarse para la selección correcta del tamaño del ducto son:

- Relleno de ducto
- Acuñamiento
- Claro

El dimensionamiento de los ductos depende del número de cables que se instalan dentro de ellos y el diámetro externo de cada cable.

En un banco de ductos se recomienda que exista una separación mínima de seis centímetros de concreto entre uno y otro ducto; así como también instalar un ducto adicional como mínimo de reserva.

Algunas consideraciones generales sobre la instalación en ductería son:

- Para instalaciones eléctricas, los ductos más usuales son de asbesto-cemento y de PVC grado eléctrico, no es recomendable el uso de ductos con interior áspero.
- En cruces de calles o en lugares de tráfico pesado, es necesario colocar una losa de concreto armado, sobre el banco de ductos para distribuir la carga.
- Los cambios de dirección se hacen por medio de pozos de registro y la distancia entre cada pozo no debe ser mayor de 100 metros.
- Los ductos deben tener una pendiente mínima de 1% para facilitar que el agua se drene hacia los registros.
- Los ductos que atraviesen los muros de un edificio, deben estar provistos de sellos que eviten la entrada de gases o líquidos al edificio.
- Deben evitarse curvas en los ductos entre un registro y otro, en caso de no poderse evitar, el radio mínimo de curvatura debe ser 12 veces el diámetro del ducto.
- Cuando los ductos se crucen con alguna fuente de calor, es indispensable colocar entre ellos, una barrera térmica adecuada.

En la instalación de cables en ductos, sólo debe disponerse un cable (o un conjunto de conductores unipolares que constituyan un sistema) por conducto, y se deben establecer registros suficientes y convenientemente dispuestos de modo que la sustitución, reposición o ampliación de los conductores pueda efectuarse fácilmente.

Parámetros a considerar antes de la instalación de cables

- Máxima tensión de halado
- Longitud de halado
- Presión lateral
- Radio mínimo de curvatura
- Fricción

Equipo y materiales a utilizar en la instalación de cables en ductos

Equipo:

- Desenrollador con flecha y collarines
- Tubo flexible (alimentar pozos)
- Rodillos y poleas

- Destorcedor
- Estructura con polea
- Equipo de comunicación
- Bombas de agua
- Barreras protectoras
- Malla de acero
- Guía de fibra de vidrio

Materiales:

- Lubricante (bentonita, talco industrial, etc.)
- Estopa
- Cintas
- Alambre de Hierro recocido
- Cable manila o de nilón
- Polines y madera para troquelar
- Tapones para sellar cable

Generalidades sobre la instalación de cables

- Los valores de temperatura del conductor, en ningún punto de la instalación deben exceder los siguientes valores:
 - a) 70 grados centígrados para tensiones de servicio hasta 15KV.
 - b) 60 grados centígrados para tensiones de servicio de 20 a 30KV.
 - c) 55 grados centígrados para tensiones de servicio hasta 45KV.
- Para una misma intensidad de corriente, los cables multipolares se calientan más que los unipolares, debido a que en los primeros el calentamiento de cada conductor influye sobre el de los demás, mientras que en los cables unipolares, cada conductor está térmicamente aislado de los demás.
- Para condiciones especiales de instalación (efectos no deseables de temperatura) existen factores de corrección para la temperatura a la que operará el cable.

Recomendaciones

- Los cables se deben forrar con cintas no combustibles o con protección adecuada para evitar que la falla de uno de ellos se transfiera a los demás.
- En un banco de ductos, los cables de mayor sección deben ser colocados en los ductos externos, de modo que el calor sea transmitido lo más rápido posible al terreno.
- Al instalar cables de diferentes tensiones, los de mayor tensión se deben instalar en las vías más profundas.
- Utilizar sellos para tapar ductos.
- Dejar cierto excedente de cable en los pozos de registro para absorber las contracciones y dilataciones.

4.3 INSTALACION DE ACCESORIOS

Dentro de los accesorios a considerar en la instalación de un sistema subterráneo de distribución de energía eléctrica se encuentran:

- Terminales
- Empalmes
- Indicadores de falla
- Conectores aislados separables

4.3.1 Terminales

Dentro de los terminales a considerar se encuentran:

- Terminal tipo bayoneta (TTB)
- Terminal modular intemperie (TMI)
- Terminal interior premoldeado (TIP)

Terminales TTB

Pueden ser instalados en cables con aislamiento extruido (EP, XLP, etc.), como en cables con aislamiento laminar (papel impregnado, barnizado, etc.); pueden también ser instalados en cables con conductor de cobre o aluminio. Los parámetros que limitan la instalación de este tipo de terminales son:

- a) El gradiente de esfuerzos que proporciona el cono de alivio.
- b) La distancia de fuga, función del diseño del aislador.
- c) La ampacidad, que es función de los conectores de la terminal.

Cada uno de los estuches de este tipo de terminales contiene un instructivo de instalación, en el que se describe paso a paso la secuencia de instalación.

La tabla 4.1, se utiliza para la selección del tamaño de la terminal; debiendo adicionarse al código obtenido una letra S cuando se trate de cable con aislamiento extruido o una letra P, cuando el cable sea con aislamiento laminar; y de igual manera indicar el calibre y el material del conductor del cable.

Tabla 4.1 para selección del tamaño de la terminal TTB [Ref 2].

CALIBRE (AWG O MCM)	CLASE DE AISLAMIENTO			
	5 - 8.7(KV) Máx. tensión a tierra 5.5KV	15 (KV) Máx. tensión a tierra 9.6 KV	25 (KV) Máx. Tensión a tierra 16 KV	35 (KV) Máx. tensión a tierra 22 KV
4 2 1				
1/0 2/0 3/0 4/0	TTB - 15-1 (13.0-30.0)*		TT-25-1 (20.0-29.0)*	TTB-35-1 (28.0-40.0)*
250 300 350 400 500	TTB-15-2 (19.0-30.0)*		TTB-25- (26.0-36.0)*	
750 100	TT-25-3 (30.0-42.0)*			TTB-35-2 TTB-35-2

*Diámetro sobre aislamiento (mm).

TERMINALES TMI

Pueden ser utilizadas exclusivamente en cables con aislamiento extruido (EP, XLP, etc.) y están especialmente diseñadas para uso en intemperie.

Estas terminales modulares pueden ser utilizadas en aislamiento que varíe de 5 hasta 34.5 KV y calibres de conductores de cobre o aluminio, desde 6 AWG hasta 1000MCM, mediante la aplicación de ocho tamaños básicos diferentes, correspondiendo a ocho intervalos de valores del diámetro sobre aislamiento de los cables, y agregando campanas de acuerdo a la clase de aislamiento.

Para seleccionar una terminal TMI se puede utilizar la siguiente expresión:

TMI - X - Y - C - M, donde:

TMI: terminal modular intemperie.

X: tamaño básico determinado en función del diámetro sobre aislamiento del cable.

Y: clase de aislamiento del sistema cable-accesorio en KV.

C: calibre (AWG, MCM, mm²).

M: material del conductor (Cu o AL).

En la tabla 4.2 se ilustra la selección, con base en el calibre del conductor y la clase de aislamiento.

Tabla 4.2 Selección del terminal modular intemperie TMI [Ref 2].

CALIBRE DEL CONDUCTOR (AWG o MCM)															
TENSION (KV)	6	4	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0	250	300	400	500	600	750	1000
5	RR		R			1			2		3		4		5
8	RR		R			1			2		3		4	5	
15			1			2			3	4		5		6	
25	-	2		3			4		5		6			7	
34.5	-		4			5		6			7	8			

Un factor importante a mencionar es, que no se necesita rebajar como punta de lápiz el aislamiento, y que las características elásticas de los componentes aseguran el contacto y presión interfacial entre cable y terminal, durante el servicio del sistema.

Terminales TIP

Las terminales TIP están diseñadas para controlar los esfuerzos presentes en cables de 5 a 34.5 KV con blindaje eléctrico, su aplicación es exclusivamente en interiores. Los cables en que se deben instalar serán siempre del tipo de aislamiento extruido.

La tabla 4.3, sirve de guía para seleccionar una TIP con base en la clase de aislamiento (nivel 100%) y calibre del conductor.

Tabla 4.3 Selección del terminal TIP con base a la clase de aislamiento y calibre del conductor [Ref. 2].

TENSION (KV)	6	4	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0	250	300	350	400	500	600	750	1000
5	RR		R			1			2			3	4		5	
8	RR		R			1			2			3	4	5		
15				1			2			3	4		5	6		
25				2	3			4			5	6		7		
34.5					4			5			6		7	8		

Para esta terminal TIP, las características elásticas del cono de alivio aseguran el contacto interfacial con el cable, en condiciones de servicio del sistema, además no es necesario agregar ningún encintado adicional a la terminal, cuando sea instalada en interiores. La figura 4.3 ilustra el detalle de instalación de una terminal interior premoldeada (TIP), en un cable con aislamiento extruido.

4.3.2 Empalmes

Dentro de los tipos de empalmes utilizados se tienen:

Encintados

Moldeados en fábrica

Moldeados en el campo

Termocontráctiles

Cada uno de los estuches de empalmes viene provisto de un instructivo de instalación; es por esto que no se entra en más detalles.

Indicadores de falla

Las carátulas de los indicadores de falla se instalan de tal forma que se puedan revisar sin tener que abrir las puertas del equipo. Para tal efecto se cuenta con estuches que contienen todos los elementos con los cuales llevar a cabo el montaje, como son:

- Placa de materiales plásticos. Resistente a la acción de la intemperie y al abuso mecánico, su función es la de proteger la carátula del indicador (transparente).

- Tornillo para fijación. Para fijar la placa al equipo y la carátula a la placa.
- Plantilla autoadherible de dimensiones. Para indicar los orificios necesarios para llevar a cabo la instalación y poder revisar la carátula del indicador.

4.4 INSTALACION DE TRANSFORMADORES

Los transformadores deben ser manejados cuidadosamente para evitar daño y también deben ser instalados en concordancia con las hojas de estaqueo y los planos y especificaciones. Sólo personal calificado y con experiencia debe ser permitido para hacer conexiones y terminaciones de cable.

La capacidad del transformador a utilizar depende del tipo de configuración a utilizar. Cuando se hace una configuración en anillo se utilizar transformadores monofásicos de 75KVA como máximo y para una red trifásica la capacidad máxima es de 112.5KVA y 23KV tanto transformadores monofásicos como trifásicos.

Los transformadores de 300 a 500KVA trifásicos se utilizan en configuración para operación radial y anillo [Ref 1].

4.4.1 Transformadores tipo Pedestal

El compartimiento consiste de un tanque con dos puertas de acceso para las terminales de alto y bajo voltaje. Las puertas o ventanas deben ser separadas por una barrera de metal rígido, el tanque y los compartimientos deben ser ensamblados como unidad integral para un montaje rápido sobre una superficie plana y rígida, para el ensamble se restringe cualquier entrada de agua dentro de los compartimientos.

El gabinete debe guardar una distancia mínima de 1plg² arriba de la superficie de montaje, la cual debe ser tratada para minimizar la corrosión; el gabinete además posee cuatro ganchos para levantar a la hora de la instalación. La conexión del cable a los terminales primarios del transformador puede ser de dos maneras:

- En terminales de frente vivo: el cable es asegurado con un conector perno de argolla al bushing de porcelana de alto voltaje el cual se encuentra asegurado externamente por una abrazadera.
- En terminales de frente muerto: se utiliza un buen aislador y cortador de carga opcional.

4.4.2 Transformadores sumergibles.

Estos son instalados en bóvedas, las cuales deben ser diseñadas para soportar toda la carga esperada que pueda ser impuesta sobre la estructura; donde la carga puede ser una combinación de cargas verticales y horizontales que produzcan el máximo esfuerzo cortante. El peso del equipo instalado no debe ser considerado como parte del peso de la estructura.

Se debe dejar un claro lo suficientemente espacioso para dar mantenimiento al equipo; donde según el NESC (323-C, pag. 336) el espacio horizontal de trabajo no debe ser menor de tres pies y el espacio vertical de trabajo no debe ser menor de seis pies.

En caso de que el transformador no esté provisto de protecciones internas, se debe dejar un espacio adicional para las instalaciones de protecciones externas.

La dimensión horizontal de la bóveda para la instalación de transformadores es: la suma de las dimensiones de cada transformador, más el espacio entre transformadores, más el espacio de trabajo.

La dimensión vertical debe ser igual a la altura del transformador, más la separación vertical entre las partes vivas y parte superior de la bóveda.

Las bóvedas que contengan transformadores de más de 100KVA deben tener una pendiente para drenar agua o aceite. (Art. 46 NEC)

4.5 EQUIPO DE PROTECCION

Dada la importancia que tiene la protección de todo sistema de distribución subterráneo, es necesario que se analicen las diferentes consideraciones que se deben de tomar en cuenta cuando se instale un equipo de protección en cualquier punto del sistema.

4.5.1 Equipo de protección contra sobrevoltajes

Existen diferentes tipos de pararrayos que se utilizan para la protección de líneas eléctricas contra sobrevoltajes externos e internos, cuyas características eléctricas son diferentes, por lo cual es necesario que se consideren ciertos factores que son determinantes para su instalación:

- Voltaje nominal del sistema en que opera.
- Condiciones de aterrizaje del sistema.
- Rango de voltaje, determinado por el mayor voltaje que puede soportar el pararrayos sin dañarse.

Los pararrayos se recomienda colocarlos a la entrada de la línea subterránea y si es necesario, se deberá colocar otro juego de pararrayos a la salida de la línea pudiendo ser este último de menor rango de voltaje que el primero.

4.5.2 Equipo de protección contra sobrecorriente.

Los fusibles son considerados como los dispositivos de protección contra sobrecorriente y usualmente la forma más económica de lograrlo.

Por considerarse como dispositivos indispensables en un sistema de distribución subterráneo, los fusibles deben ser cuidadosamente seleccionados para el nivel de protección del sistema de distribución al que se destine, así como también se deben de tomar en cuenta los siguientes factores para que su instalación sea lo más confiable posible:

- Voltaje nominal
- Corriente nominal continua
- Capacidad de interrupción
- Localización óptima
- Coordinación correcta del equipo.

Se instalan cortacircuitos fusibles de calibre adecuado para la potencia de las derivaciones en el arranque de las mismas, siempre que exista una reducción de la intensidad de corriente admisible en estas, ya sea debido a cambio de tipo de conductor, a reducción de sección o a distintas condiciones de instalación y siempre que no exista protección anterior que por sus características, sirviera para la protección de la derivación. Únicamente en las derivaciones de pequeña longitud, y para facilitar su instalación y revisión, se admite que la protección esté confiada a los fusibles instalados en el extremo final de la derivación.

Cuando los fusibles sean exteriores a locales afectos a un servicio eléctrico, se instalan en cajas apropiadas dispuestas sobre el suelo o enterradas, y podrán ser metálicas o de otros materiales adecuados con la resistencia mecánica y estanquidad necesarias. Sus dimensiones y disposición deben permitir la fácil maniobra en los fusibles.

Es necesario conocer la máxima corriente de falla que pueda presentarse en el punto de instalación del dispositivo para asegurar que éste no se dañe al operar, además es necesario conocer el valor mínimo de corriente de falla para que los dispositivos sean capaces de detectarla y aislarla.

4.6 MANTENIMIENTO Y OPERACION DEL SISTEMA

4.6.1 Mantenimiento

En general existen requisitos de mantenimiento que son establecidos con base a tres criterios principales:

- Factores que hacen que la falla en un equipo o parte del sistema provoquen consecuencias que se consideran críticas; la contraparte a lo anterior es aquel tipo en que la falla no provoca serias consecuencias y que es considerada como un factor no crítico.
- Un segundo criterio es aquel en el cual a un equipo o sistema se le establecen límites hasta los cuales funcionará correctamente, lo anterior generalmente se basa en pruebas.
- Un tercer criterio se consiste en hacer un análisis del funcionamiento de un equipo o sistema con base a los datos que aporta el fabricante en las hojas de especificaciones, pudiendo establecer mediante esto, límites de la vida útil o intervalos de tiempo en los cuales se dará mantenimiento.

Una buena planificación de mantenimiento comprende:

- Recolección, análisis y archivo de resultados.
- Determinación de los programas de mantenimiento
- Características del personal de mantenimiento
- Políticas del tipo de mantenimiento.

En cuanto al mantenimiento de un sistema de distribución se establecen tres tipos:

Mantenimiento correctivo: Es el tipo de mantenimiento que se aplica hasta que un equipo o instalación falla; lo anterior implica poco o ningún control y planeación sobre el equipo o sistema.

Esta falta de planeación provoca muchas interrupciones en el servicio eléctrico, ya que es necesario reparar o sustituir un equipo o parte de una instalación

Mantenimiento preventivo: Consiste en hacer inspecciones a intervalos de tiempo previamente programados; con esto se logra prevenir las fallas y por tanto las interrupciones en el servicio eléctrico. Todo lo anterior redundaría en prolongar el tiempo de operación de un equipo o sistema.

Dado que este mantenimiento implica revisiones periódicas, hace que los costos sean relativamente elevados.

Mantenimiento predictivo: Combina las ventajas de los tipos de mantenimiento anteriores para lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar el trabajo innecesario. Esto se logra mediante técnicas de revisión y pruebas más avanzadas que determinan la condición real del equipo, así también se debe llevar un control bien riguroso para hacer una buena planeación y por consiguiente realizar las revisiones que realmente sean necesarias.

4.6.2 Operación

La operación se refiere a como funcionará el sistema de distribución para el caso de la zona en estudio (Centro-ciudad de San Salvador) esto se hace tomando como punto de partida la red actual existente y más que todo la carga conectada a dicho sistema; el análisis del funcionamiento se facilita grandemente mediante el uso de un software de análisis de redes eléctricas (Milsoft), ya que este proporciona datos sobre caídas de voltaje por cada sección, pérdidas en KW, KVAR, etc.

La información que proporciona Milsoft es bastante confiable, ya que esto ha sido comprobado a lo largo del tiempo que este software de análisis de redes eléctricas ha sido utilizado en empresas distribuidoras.

La información obtenida es a partir de la introducción de los datos del diseño, tales como potencia instalada, carga conectada, calibre de conductores, distancias entre secciones, distribución monofásica o trifásica, ángulo de inclinación de las líneas, conductores aéreos o subterráneos, puntos de corte, etc.

En general, el análisis de operación de la red de distribución involucra los siguientes factores:

- Análisis de impedancia, caída de tensión y regulación de voltaje
- Pérdida de energía
- Capacidad de conducción
- Sobrecargas y cortocircuitos
- Tensiones inducidas en las pantallas y cubiertas metálicas

CONCLUSIONES DEL CAPITULO IV

- 1. De los tipos de instalación de cables, la más económica es la instalación de cables directamente enterrados. Para el caso del diseño a proponer, se utilizará la instalación de cables en ductería; esto es debido a las condiciones que presenta dicha zona, donde el espacio, cruces y tráfico juegan un papel primordial para la escogitación del tipo de instalación antes mencionado.**
- 2. Un factor muy importante de la instalación en ductería, es el número de ductos de reserva que se dejarán.**
- 3. Para la instalación de equipos y accesorios se deben seguir las normas y estándares de instalación que se encuentran en los manuales técnicos de ANSI, NEC, NESC, etc; donde se detallan paso a paso el procedimiento a seguir.**
- 4. El mantenimiento adecuado para la red de distribución subterránea a construir es el predictivo, dadas las bondades y confiabilidad que presenta.**
- 5. El predecir como funcionará el sistema estará amarrado al diseño realizado.**

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R1. Specification and Drawings for Underground Electric Distribution. U.S.A. : Rural Electrification Administration of Agriculture (NRECA) [January 1975]
- R2. Manual Técnico de Cables de Energía. Segunda Edición_México D. F. : Mc Graw Hill. CONDUMEX [Junio de 1985].
- R3. Redes Subterráneas para Distribución de Energía Eléctrica. España : Ministerio de Industria y Energía, file://C/HP, XTRA/SUBT3.htm. [1996].

CAPITULO V

PARAMETROS ELECTRICOS DE CABLES PARA USO SUBTERRANEO

5.0 INTRODUCCION

En este capítulo se describen en forma general los parámetros eléctricos de cables para uso subterráneo, se considera tanto la resistencia a la corriente directa como la resistencia a la corriente alterna y la relación que existe entre estos dos parámetros; así como también su inductancia y capacitancia.

5.1 GENERALIDADES

Los parámetros de operación de los cables aislados son de utilidad para el diseñador de sistemas de distribución de energía eléctrica, ya que el conocimiento de dichos parámetros permite el estudio técnico-económico que sirve de base para la selección correcta del calibre del conductor, con base a la caída de tensión, pérdida de energía en el conductor, etc. También permite determinar, para un cable ya seleccionado, el valor de la impedancia (Z) que es tan necesario en los análisis de cortocircuito del sistema así como en el comportamiento del cable en regímenes transitorios y al efectuar las pruebas de campo y el mantenimiento correspondiente.

5.2 RESISTENCIA A LA CORRIENTE DIRECTA

La resistencia a la corriente directa de un conductor eléctrico, formado por un alambre de cualquier material, está expresada por la fórmula:

$$R_{cd} = \rho L/A \text{ [ohms]}$$

Donde:

L: longitud del conductor

A: Area de la sección transversal del conductor

ρ : Resistividad volumétrica del material del conductor

Efecto de cableado

Cuando se trata de conductores cableados, su resistencia es igual a la resistencia de cada uno de los alambres divididos entre el número de ellos; para lo cual se toma en cuenta que las longitudes de los alambres de las capas superiores tienen una longitud mayor, entonces el incremento de la resistencia por efecto de cableado, para fines prácticos, se puede suponer:

$$R_{cd} = \rho L/A(1 + K_c)$$

Donde:

K_c : es el factor de cableado

En la tabla 5.1 aparecen valores correspondientes para diversos tipos de cuerdas.

Tabla 5.1 Factores de Cableado [Ref 1].

Tipo de cableado	K_c
Redondo normal	0.020
Redondo compacto	0.020
Sectorial	0.015
Segmental	0.020

5.2.1 Efecto de la temperatura en la resistencia.

Dentro de los límites normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados son los incrementos en la resistencia y la longitud que estos sufren, en virtud de cambios en la temperatura. El más importante para los cables aislados, es el cambio en el valor de la resistencia, ya que el incremento en el valor de longitud sólo es importante en el caso de líneas aéreas con grandes tramos entre postes.

En cables aislados bastará con usar una técnica adecuada de instalación que permita absorber el cambio en las dimensiones del conductor.

La fórmula que se ilustró en el apartado anterior para el cálculo de la resistencia a la corriente directa, es a una temperatura de 20 grados centígrados.

A continuación se presentará una curva, para obtener la fórmula para el cálculo de la resistencia a la corriente directa a diferentes temperaturas.

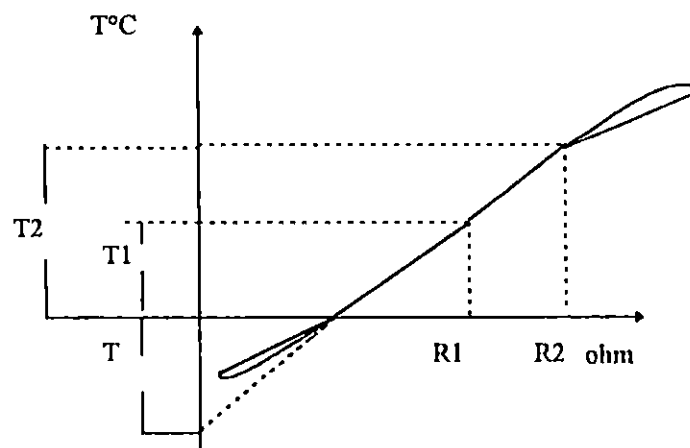


Fig. 5.1 Variación de la resistencia de un conductor eléctrico metálico con la temperatura.

La resistencia R2, a una temperatura cualquiera T2, en función de la resistencia R1, a una temperatura T1 distinta de cero, está dada por:

$$R2 = R1 [1 + \alpha(T2 - T1)]$$

En donde α se denomina coeficiente de corrección por temperatura y sus dimensiones son el recíproco de grados centígrados.

De la figura 5.1 se deduce que:

$$R2 / R1 = (T2 + T) / (T1 + T)$$

La cual es una expresión útil para cálculos prácticos de ingeniería y donde:

R1: resistencia a 20 °C [Ω]

R2: resistencia medida a temperatura de prueba [Ω]

T: temperatura de prueba [°C]

Con la expresión anterior se puede obtener cualquier valor de resistencia a la corriente directa a temperatura diferente de 20 °C.

5.3 RESISTENCIA A LA CORRENTE ALTERNA

La resistencia de un conductor eléctrico por el que circula corriente alterna, es mayor que la resistencia que presenta el mismo conductor a la corriente directa; este incremento es ocasionado por dos efectos:

- EL efecto superficial o de piel
- El efecto de proximidad

Por lo que la resistencia a la corriente alterna se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Rca = Rcd (1 + Ys + Yp)$$

Donde:

Rca: resistencia a la corriente alterna

Rcd: resistencia a la corriente directa

Ys: factor debido al efecto piel

Yp: factor debido al efecto de proximidad

Si se hace circular una corriente alterna por un conductor, las pérdidas de energía por resistencia resultan algo mayores que las pérdidas que se producen cuando circula una corriente directa de magnitud igual al valor eficaz de la corriente alterna.

El efecto piel que se produce en un conductor debido al paso de la corriente alterna es provocado por el flujo magnético, que hace que la densidad de corriente sea mayor en la superficie del conductor que en el centro.

Al efecto piel también se le conoce como " efecto pelicular o efecto Kelvin " y se calcula por medio de:

$$Ys = Xs^4 / (192 + 0.8 * Xs^4)$$

Con:

$$Xs^4 = (8\pi f / R') * 10^{-4} * Ks$$

Donde:

f: frecuencia del sistema en Hz

R': resistencia del conductor a la corriente directa corregida a la temperatura de

operación, ohm / Km
Ks: factor

Efecto de proximidad

Cuando un conductor por el que fluye una corriente eléctrica de variación alterna se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales características pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de densidad de flujo, originando una reducción en la inductancia en las caras próximas y un aumento en las diametralmente opuestas, dando por resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y un aumento aparente de la resistencia efectiva, la cual se calcula afectando la resistencia original por un factor Y_p .

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas y trifásicas. La fórmula siguiente da el valor de Y_p :

$$Y_p = [(X_p^4 / (192 + 0.8X_p^4))(dc / S)^2][0.132 (dc / S)^2 + 1.18 / (X_p^4 / (1.92 + 0.8X_p^4) + 0.27)]$$

Con :

$$X_p^2 = (8\pi f / R') \times 10^{-4} K_p$$

Donde:

dc: diametro del conductor (cm)

S: distancia entre ejes de los conductores

En el caso de cables tripolares con conductor segmental, el valor de Y_p obtenido se deberá multiplicar por 2/3, para obtener el factor de proximidad; también se deberá sustituir en la fórmula original:

dc = dx, que es el diametro de un conductor redondo de la misma área que el conductor sectorial.

$$S = dx + t$$

t = espesor del aislamiento

5.4 INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA.

A la razón de la variación del flujo magnético a la variación de la corriente en el tiempo se le conoce como inductancia, la cual se representa de la siguiente manera:

$$L \propto \frac{\text{Variación del flujo magnético en el tiempo}}{\text{Variación de la corriente en el tiempo}}$$

en donde la inductancia L se da en Henrys.

La inductancia de un cable está dada por la suma de la inductancia propia o interna L_o (ya que parte del flujo generado corta al conductor mismo) más la externa o mutua L_m .

$$L = L_o + L_m$$

La inductancia propia (L_o) de un conductor es constante, dependiendo únicamente de su construcción; esto es, si es sólido o cableado. Matemáticamente se puede demostrar que podemos considerar un conductor imaginario que no es cortado por el flujo generado, afectando el radio (r) de la sección conductora por una constante (tabla 5.2); así se obtiene el radio de un conductor imaginario para el que todo el flujo es externo. Al radio así calculado se le conoce como radio medio geométrico del conductor (RMG).

Tabla 5.2 Radio medio geométrico de conductores.

CONSTRUCCION DEL CONDUCTOR	RMG
ALAMBRE SOLIDO	0.779r
CABLE DE UN SOLO MATERIAL	
7 HILOS	0.726r
19 HILOS	0.758r
37 HILOS	0.768r
61 HILOS	0.772r
91 HILOS	0.774r
127 HILOS	0.776r

La inductancia mutua depende de la separación y disposición de los cables, de la construcción del cable en cuanto al conductor y si está provisto o no de pantallas o cubiertas metálicas y conexión a tierra de las mismas.

En el cálculo de la inductancia total (incluidos los efectos de las inductancias mutua y propia) se pueden distinguir los siguientes casos:

1. Cables sin pantallas o cubierta metálica, o bien, los cables que provistos de pantallas o cubiertas metálicas éstas se encuentren conectadas a tierra de tal forma que no existen corrientes a través de las mismas.
2. Cables con pantallas o cubiertas metálicas que se encuentran conectadas a tierra de tal forma que permiten corrientes a través de las mismas.

5.4.1 Reactancia inductiva

El valor de la reactancia inductiva depende de la frecuencia del sistema y del valor de la inductancia total (suma de la inductancia propia y mutua) del cable y se obtiene de la siguiente expresión.

$$X_L = 12 \times \pi \times f \times L \quad \text{ohm/Km}$$

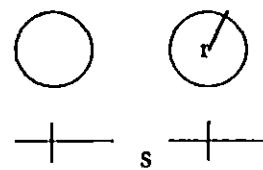
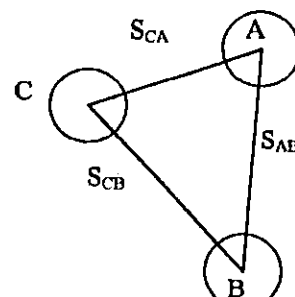
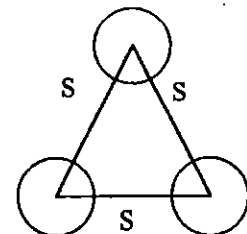
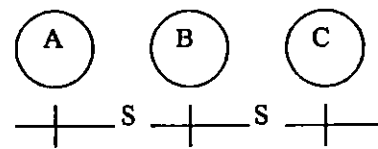
Donde:

f = Frecuencia del sistema en Hz

L = Inductancia en Henry/Km

A continuación se presentan las fórmulas para el cálculo de la inductancia total, para diversas disposiciones de los cables:

Tabla 5.3 Fórmulas de cálculo de la inductancia total (H/Km)

 $L = 2 \times 10^{-4} \ln s / \text{RMG}$	 <p>El valor medio de la inductancia total del sistema es:</p> $L = 2 \times 10^{-4} \ln \text{DMG} / \text{RMG}$ <p>Donde DMG es la distancia media geométrica y queda definida como:</p> $\text{DMG} = \sqrt[3]{S_{AB} \times S_{BC} \times S_{CA}}$ <p>$S_{AB} \neq S_{BC} \neq S_{CA}$ Formación triangular</p>
<p>Formación triangular equidistante</p>  $L = L_A = L_B = L_C$ $L = 2 \times 10^{-4} \ln S / \text{RMG}$	 <p>El valor medio de la inductancia total es:</p> $L = 2 \times 10^{-4} \ln \text{DMG} / \text{RMG}$ <p>Donde $\text{DMG} = \sqrt{2} \times S$</p> <p>Formación plana</p>

Para el cálculo de la inductancia y reactancia inductiva en cables provistos de pantallas y cubiertas metálicas que se encuentran conectadas a tierra en dos o más puntos, es necesario considerar el flujo producido por las corrientes que circulan por la pantalla o cubierta metálica.

5.4.2 Resistencia y reactancia aparente

Una forma simplificada de determinar los efectos de las corrientes que circulan en pantallas y cubiertas metálicas es considerar un cable imaginario sin pantalla, que presente una resistencia y reactancia comparable a la que presenta un conductor real, incluidos los efectos de la pantalla.

A la resistencia y reactancia de este cable imaginario se les conoce como resistencia y reactancia aparentes, y los valores obtenidos de estos parámetros permiten de manera directa el cálculo de la impedancia de la línea, caída de tensión, etc.

La reducción aparente en la pantalla o cubierta metálica es de poca magnitud y de ninguna manera comparable al incremento aparente que afecta a la resistencia, por lo que es de esperarse en estos casos valores mayores de caída de tensión e impedancia que en los cables desprovistos de éstas.

5.4.3 Inductancia de cables en paralelo

En ocasiones, las conexiones de los sistemas deben de realizarse a través de más de un cable por fase, dando lugar a sistemas con dos o más cables en paralelo.

La inducción y, consecuentemente, la reactancia inductiva de cables en paralelo de una misma fase debe ser igual para todos, puesto que de ello depende la distribución de la corriente; por ejemplo: en un sistema con dos cables en paralelo es de esperarse que cada uno conduzca la mitad de la carga; si el sistema no tiene una reactancia inductiva uniforme esto ocasionará que uno de los cables conduzca una carga mayor que la proyectada, ocasionando envejecimiento prematuro de los aislamientos y, como consecuencia, fallas.

Cuando se utilizan cables de tres conductores, se obtiene una distribución completamente uniforme de la corriente, ya que de esta forma se elimina la influencia inductiva de los cables próximos.

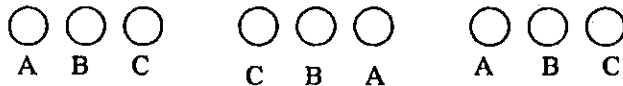
En el caso de cables monopolares en paralelo que están dispuestos en configuración plana, si los cables de una misma fase están agrupados y tendidos uno junto al otro (fig. 5.2-1) se obtiene un coeficiente de inducción muy irregular. Es mejor agrupar los cables de distintas fases en sistemas, y hacer que las separaciones entre los cables (d) pertenecientes a un sistema sea menor que las distancias (D) entre los propios sistemas.

El orden de las fases dentro de un sistema es igualmente de gran importancia. En concordancia con el número de sistemas trifásicos se recomienda la sucesión de fases de la fig. 5.2-2 con estas disposiciones los coeficientes de inducción de los cables paralelos en una fase son prácticamente iguales, mientras que las fases A, B y C difieren entre sí. Sin embargo esto es menos perjudicial que la diferencia en inducción de cables de la misma fase.

En la fig. 5.2-3 se tiene un ejemplo de distribución que cumple con las condiciones de agrupar cables de distintas fases en sistemas y también conservar la separación entre sistemas ($D \gg d$) mayor que la que existe entre cables; pero es desfavorable pues, en este caso, difieren no sólo los coeficientes de inducción entre las fases ABC, sino también los de los cables paralelos en una misma fase.



1. Posición incorrecta; cables de la misma fase contiguos.



2. Posición correcta; cables de distintas fases formando sistemas.



3. Posición incorrecta; cables con una mala secuencia de fases.

Fig.5.2 Agrupación de cables monoplares en paralelo.

Para el caso de cables en charolas, puede suceder que, además de tener cables en configuración plana, se tengan más charolas en posición vertical. En esta situación se recomienda agrupar a los cables como se muestra en la fig. 5.3

El coeficiente de inducción de los cables conectados en paralelo es prácticamente uniforme si se adopta esta disposición. Los coeficientes de inducción de las distintas fases son diferentes, lo cual no tiene importancia, ya que en la mayoría de los casos los circuitos son de poca longitud.

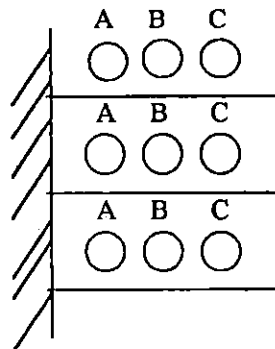


Fig.5.3 Cables dispuestos en charolas

5.5 CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA

La capacitancia entre dos conductores se define como la razón de la carga entre los conductores a la diferencia de potencial aplicada entre ellos.

En el caso de cables aislados, el cálculo de la capacitancia depende de su construcción; si es monopolar o tripolar, provisto o no de pantallas; así como del material y espesor del aislamiento.

Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica

En este caso, el cable representa un capacitor en el que el conductor, que se encuentra al potencial de línea, constituye una de las placas y la pantalla o cubierta metálica, que está a tierra, constituye la otra placa. Por último, el dieléctrico lo constituye el propio aislamiento.

En términos de la definición de capacitancia, se puede demostrar que para este tipo de cables la capacitancia queda dada por:

$$C = [(0.0241 \text{ SIC}) / \log(d_a / d_c)] \times 10^{-6} \text{ farad / km}$$

Donde:

SIC: constante inductiva específica del aislamiento

da: diámetro sobre el aislamiento

dc: diámetro bajo el aislamiento

Cable tripolar con cubierta común

La capacitancia para este tipo de cables se da en función del llamado factor geométrico, G, de la siguiente manera:

$$C = (0.166 \text{ SIC} / G) \times 10^{-6} \text{ F / km}$$

El factor geométrico G determina la construcción del cable, es adimensional y depende únicamente de la relación entre conductores y aislamiento. Los valores adecuados para G pueden tomarse en la gráfica de la figura 5.4.

En el caso de conductores sectoriales, el factor geométrico es menor que para un conductor redondo de la misma sección y espesor de aislamiento; el valor correspondiente se obtiene al considerar al conductor sectorial en términos de su equivalente redondo y multiplicando por el factor de reducción también indicado en la gráfica de la figura 5.4.

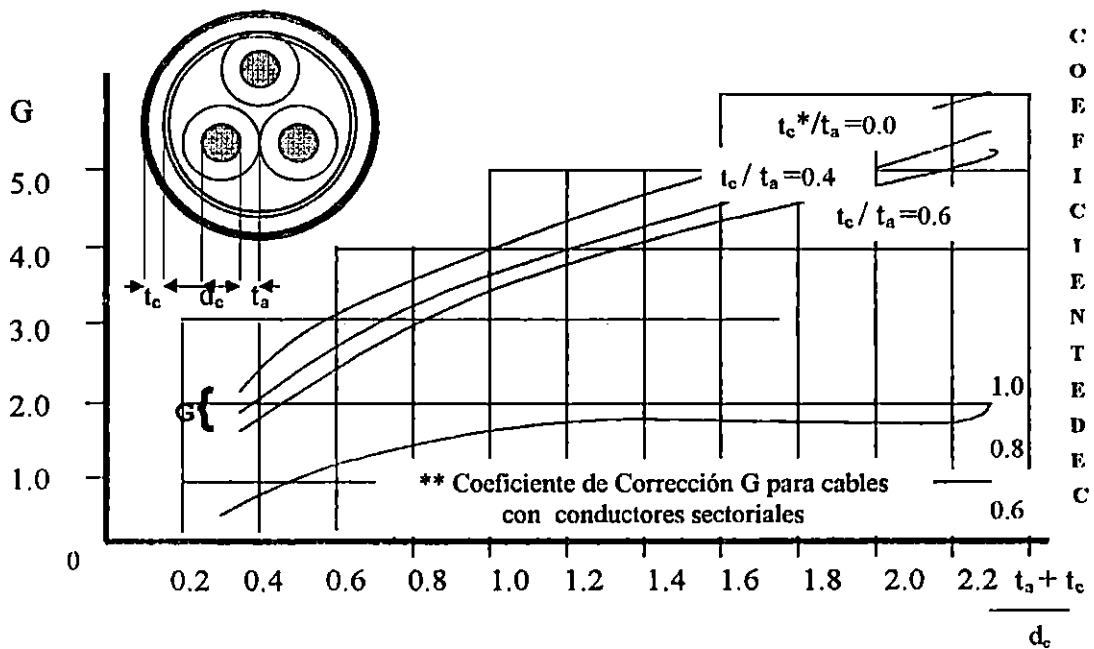


Fig. 5.4 Coeficiente geométrico G empleado en el cálculo de la capacitancia.

5.5.1 REACTANCIA CAPACITIVA

La reactancia capacitiva queda definida por la siguiente ecuación:

$$X_c = 1 / 2\pi f C$$

Donde:

X_c : reactancia capacitiva en Mohm / km

C : capacitancia en farad / km, calculada en los incisos anteriores

f : frecuencia del sistema

CONCLUSIONES DEL CAPITULO V

1. El comportamiento de la resistencia eléctrica de un cable desnudo y uno aislado es prácticamente el mismo, con algunas diferencias tales como, el efecto de proximidad que se presenta en cables aislados; por otro lado en un cable aislado se presentan los mismos fenómenos que en un cable desnudo como son: efecto de cableado y efecto de temperatura en la resistencia.
2. La inductancia de cables aislados depende de la separación y disposición de los cables, de la construcción del cable en cuanto al conductor y si está provisto o no de pantallas metálicas y conexión a tierra de las mismas; por lo cual para obtener un valor de inductancia que no produzca un efecto negativo, se tienen que combinar todos los factores antes mencionados en el análisis de la inductancia que se haga para el diseño.
3. La capacitancia que se presenta en cables aislados, difiere de la capacitancia que se presenta en cables desnudos; ya que en cables aislados la capacitancia depende de la construcción del cable: si es monopolar o tripolar, provisto o no de pantalla; así como del material y espesor del aislamiento

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R1.** Manual Técnico de Cables de Energía. Segunda Edición. McGraw Hill, México D.F.: Mc Graw Hill. CONDUMEX, Junio de 1985.
- R2.** Estévez Posada Enrique A. y Garcia Moz José H. "Diseño de Sistemas de Distribución Subterránea." Tesis para Optar al Grado de: Ingeniero Electricista Biblioteca de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, UES, Enero de 1991.

CAPITULO VI

ESTUDIO DE CARGA DE LA RED ELECTRICA EXISTENTE

6.0 INTRODUCCION

En este capítulo se da una descripción general del estado actual de la red existente en el área del centro histórico de San Salvador, un detalle preciso de la carga demandada en puntos estratégicos de la red. Se hizo uso del Milsoft para realizar dicho análisis por lo que se describe brevemente el proceso realizado. Con base a la información proporcionada por Milsoft se procedió a realizar diagramas de flujo de carga, de cada circuito involucrado en el estudio. Cabe aclarar que se hicieron mediciones de corriente en diferentes puntos de la red, con el objetivo de que los resultados fuesen más precisos.

6.1 GENERALIDADES

Un punto muy importante en el diseño de una red de distribución eléctrica, es el estudio de carga previo al mismo, debido a que es indispensable conocer la demanda existente y la máxima a la que la red puede verse expuesta. Al tener una aproximación real de estos valores, se puede realizar un diseño seguro y confiable. Para nuestro caso, ya existe una distribución aérea, la cual tiene una maniobrabilidad ya establecida, que con el nuevo diseño se pretende mejorarla con base a las necesidades. Al tener un detalle de las corrientes circulantes por cada sección de la red, fácilmente pueden ser identificables los centros de concentración de carga. Este es el punto de partida para la realización del proyecto del diseño de la red subterránea de distribución eléctrica.

6.2 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RED ELECTRICA EXISTENTE

Para la identificación y maniobrabilidad de la red eléctrica existente en el centro histórico de San Salvador se ha elaborado un nuevo plano unifilar utilizando un programa de dibujo asistido por computadora (AUTOCAD); en el cual se ha incluido solamente los circuitos que alimentan la zona del centro histórico; ya que los planos eléctricos unifilares de CAESS, involucran todos los circuitos existentes en las subestaciones. El plano unifilar mencionado puede verse en el ANEXO C.

6.2 DESCRIPCION DEL MILSOFT

El MILSOFT es un software considerado como una poderosa herramienta en el análisis de redes de potencia, que adquiere mucha relevancia especialmente, en redes con mucha complejidad.

Entre los análisis que el MILSOFT puede realizar, están: relocalización de carga, análisis de caída de tensión y cálculo de niveles de falla, entre otros. Así de igual manera, puede realizar los análisis anteriores en LOOP, es decir, en lazo cerrado, para aplicaciones especiales.

Entre los requisitos que MILSOFT debe cumplir, para realizar el análisis, comprende un trabajo muy cuidadoso, especialmente para construir la base de datos, la cual debe incluir, los datos más precisos que se puedan recabar, de tal forma que los resultados se acerquen lo más posible a la realidad.

La base de datos está dividida por secciones, estas secciones deben incluir: número de sección, longitud de la sección, tipo de cable, número de fases, carga, ángulo de posición de la línea, etc. Para la creación de nuestra base de datos, se utilizó los planos de distribución I-9, I-10, J-9, y J-10, que son los que contienen el área del centro histórico de San Salvador. La base de datos del estudio de la red existente se puede observar en el ANEXO C.

Las consideraciones hechas durante la creación de la base de datos son:

- 1) Cada sección de línea generalmente comienza y termina en la carga representada por uno o varios transformadores de distribución, bancos de capacitores, convertidoras, o en dispositivos de corte y/o protección, a excepción cuando la línea es considerablemente larga, en puntos de ramificación del circuito, cuando existan cambios en el número de fases o del tipo de conductor.
- 2) Debido a la falta de información sobre el faseo, la carga se asumirá balanceada y se tratará en lo posible de mantener este efecto en la red.
- 3) Cada elemento de corte y/o protección es representado por un FAKE, ej. : fusibles, seccionalizadores, alduty, interruptores de cuchillas, etc.
- 4) Los puntos donde no se puede establecer la carga, longitud y faseo de la línea, se representan por un FAKE para que luego puedan ser sustituidos adecuadamente.

6.4 TOMAS DE LECTURA DE CORRIENTE

Para la selección de los puntos de lectura de corriente, se utilizó el diagrama unifilar de la red eléctrica existente, buscando los puntos estratégicos que contribuyeran a que los resultados del análisis en Milsoft sean más precisos. Los puntos de medición tomados son los siguientes:

**LECTURAS DE CORRIENTE TOMADAS EN DIFERENTES PUNTOS DEL
CENTRO HISTORICO DE SAN SALVADOR**

1. INTERSECCION 1ª CALLE PTE. Y 11ª AV. NTE.
SUB. MARTE CKT. 010822

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	121	78	93.3
CTRO.	95	78	84.7
SUR	104	76	85.4

2. INTERSECCION 6ª CALLE PTE. Y 6ª AV. SUR
SUB. CENTRAL CKT. 002812

	Imáx.	Imin.	Iprom.
PTE.	97	24	55.5
CTRO.	48	6	21.2
OTE.	155	46	97.4

3. SOBRE 3ª AV, SUR, ANTES DE INTERSECCION CON 4ª C. PTE
SUB. MARTE CKT. 010821

	Imáx.	Imin.	Iprom.
PTE.	97	18	50.3
CTRO.	126	28	69.8
OTE.	96	19	49.83

4. SOBRE CALLE RUBEN DARIO, ENTRE 3ª Y 5ª AV. SUR
SUB. MARTE CKT. 010823

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	118	14	56.2
CTRO.	141	27	76
SUR	97	8	42.1

5. SOBRE CALLE ARCE, INTERSECCION CON 11ª AV. NTE.
SUB. BERMEJA CKT. 003823

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	76	7	30.7
CTRO.	89	7	36.88
SUR	93	6	38.3

6. SOBRE 4ª CALLE PTE. INTERSECCION CON 11ª AV. SUR
SUB. BERMEJA CKT. 003824

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	197	21	92.85
CTRO.	202	17	93.45
SUR	187	17	84.1

7. SOBRE 1ª CALLE OTE. Y 8ª AV. NTE.
SUB. CENTRAL CKT. 002823

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	118	26	64.6
CTRO.	141	29	72.5
SUR	132	29	71.6

8. SOBRE CALLE DELGADO Y 8ª AV. NTE.
SUB. CENTRAL CKT. 002824

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	136	31	63.5
CTRO.	130	30	63.3
SUR	126	28	57.1

9. SOBRE 8ª AV. SUR, INTERSECCION CON CALLE RUBEN DARIO
SUB. CENTRAL CKT. 002821

	Imáx.	Imin.	Iprom.
PTE.	33	15	21.4
CTRO.	40	17	25.4
OTE.	50	17	28.9

10. 3ª CALLE OTE. INTERSECCION CON 8ª AV. NTE.
SUB. CENTRAL CKT. 002813

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	140	35	75.8
CTRO.	144	19	62.7
SUR	148	31	77

11. SOBRE 3ª CALLE PTE. Y 3ª AV. NTE.
SUB. MARTE CKT. 010812

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	82	11	41.9
CTRO.	104	17	56.1
SUR	92	13	46.3

12. SOBRE 1ª CALLE PTE. Y 5ª AV. NTE.
SUB. MARTE CKT. 010813

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	155	20	70.6
CTRO.	119	12	54.3
SUR	75	33	47.8

13. SOBRE 6ª CALLE OTE. Y 6ª AV. SUR
SUB. CENTRAL CKT. 002812

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	122	56	84.4
CTRO.	128	45	78.2
SUR	58	39	49.3

14. SOBRE CALLE GERARDO BARRIOS Y 11ª AV. SUR
SUB. BERMEJA CKT. 003814

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	18	3	9.3
CTRO.	29	6	14.6
SUR	15	2	7

15. SOBRE 6ª CALLE PTE. Y AV. CUSCATLAN
SUB. CENTRAL CKT. 002812

	Imáx.	Imin.	Iprom.
NTE.	91	44	63.2
CTRO.	85	34	54.9
SUR	45	22	34.7

Para la toma de lecturas de corriente, se utilizó instrumentos Load Logger de RIS, los cuales proporcionan la facilidad de obtener lecturas precisas y confiables, ya que por su sistema computarizado permite registrar información a intervalos de uno, cinco y quince minutos de acuerdo a la programación realizada, así como el modo de memoria utilizado (Hold o Rolling). Para la programación de estos instrumentos y la extracción de la información registrada, se requiere de una interface para comunicarse con una PC, dicha interface es un software llamado Load Smart, que proporciona los parámetros de corriente máxima y mínima con sus respectivos tiempos, así como la gráfica correspondiente. Además posee una instrucción para convertir el archivo a formato EXCEL y así obtener una mejor resolución y presentación de los gráficos. De las tomas de lecturas de corriente, en la fig. 6.1 se presenta un ejemplo gráfico de los datos obtenidos en el punto de medición No.1.

Otro aspecto importante son las lecturas de demanda de corriente que CAESS lleva mensualmente por circuito en cada subestación. Para el estudio realizado de la red eléctrica existente, se ha tomado como base las estadísticas del mes de Diciembre de 1997,

por ser uno de los meses donde existe mayor demanda durante el año. De estos valores se han tomado las corrientes máximas por ser las que representan en determinado momento la situación más crítica, reflejándose en la caída de voltaje de la red ó el accionamiento de algún dispositivo de protección por sobrecorriente, etc.

6.5 RESULTADOS DEL ANALISIS EN MILSOFT

El método utilizado para realizar el análisis en Milsoft es el de KVA, dado que se introdujo en la base de datos potencia instalada. Los resultados proporcionados por Milsoft se presentan por circuitos, en los listados del ANEXO B

Los parámetros obtenidos son: caída de voltaje, corriente y pérdida en KW y KVAR por sección, así como también la máxima caída de voltaje en el circuito; no se ha incluido en este análisis corrientes de falla.

DIAGRAMAS DE FLUJO

De los resultados proporcionados por Milsoft se han elaborado diagramas de flujo de las secciones más representativas de cada circuito, con el objetivo de que exista una mejor comprensión del estado actual de cada circuito de la red. En los diagramas de flujo se han identificado los puntos de mayor concentración de carga representados por un cuadro a trazos que encierra el área identificada. Ver ANEXO A

GRAFICO DE CORRIENTE

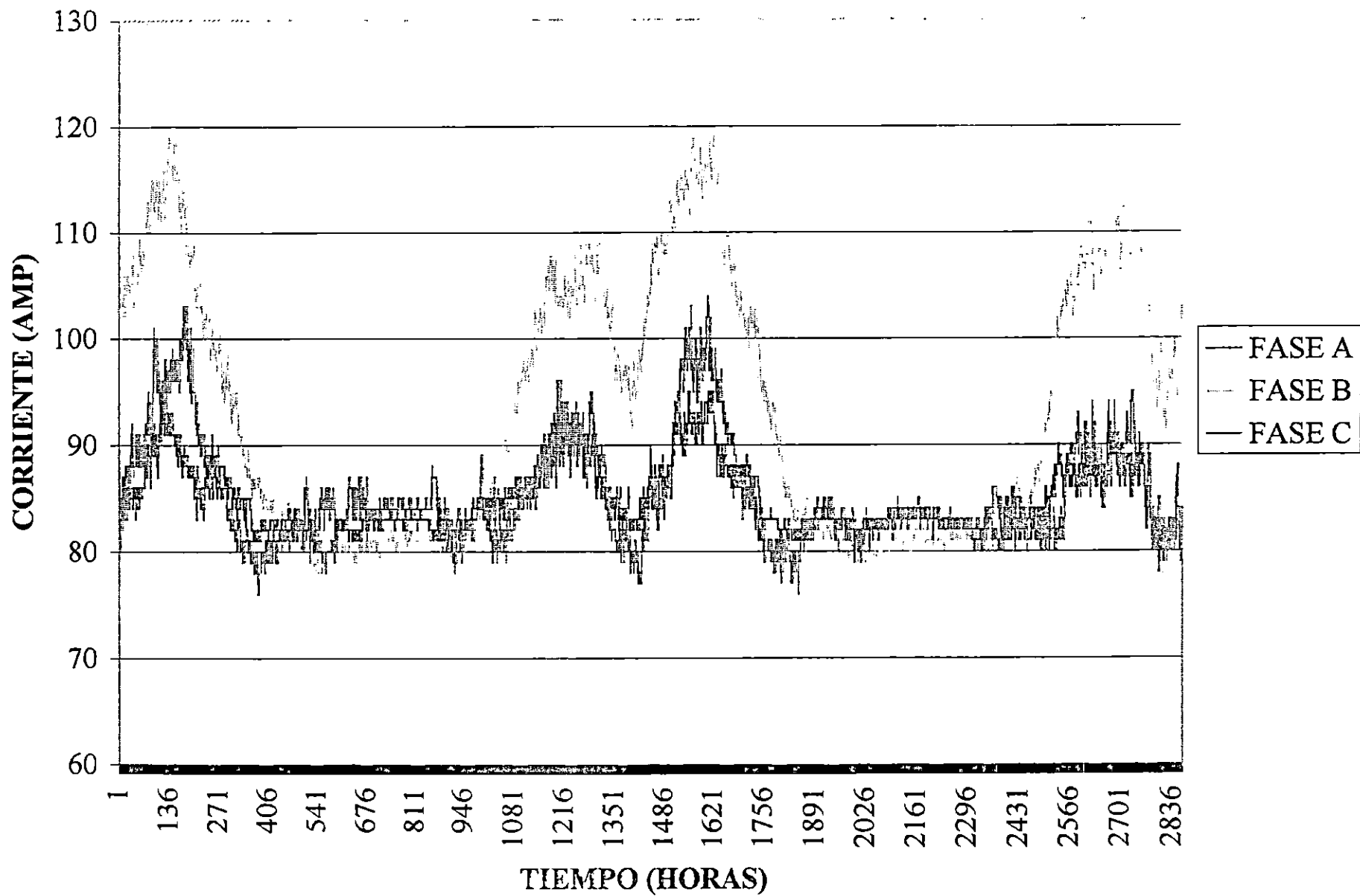


Figura 1. Gráfico de lectura de corriente del punto No. 1

CONCLUSIONES DEL CAPITULO VI

1. Para la base de datos del Milsoft, se tomó la demanda máxima de corriente, porque esta representa la situación más crítica que en determinado momento podemos tener. Esto por supuesto, nos da la base para dimensionar y seleccionar cables, equipos y dispositivos del nuevo diseño, de tal forma que este pueda ser confiable ante una situación similar.
2. De los resultados obtenidos en Milsoft, se puede observar que en el análisis de caída de voltaje del circuito 002812 de la subestación central, presenta una situación anormal, con una caída de voltaje muy grande en los tramos de sección donde el conductor es 2 / 0 AL, en los circuitos restantes la caída de voltaje es moderada.
3. El análisis realizado en Milsoft se hizo simulando un sistema balanceado.
4. Los diagramas de flujo elaborados nos brindan dos beneficios importantes: 1) Nos ayudan a simplificar la información obtenida en Milsoft, proporcionando las corrientes en cada punto, lo que a su vez nos ayuda a identificar los puntos de concentración de carga. 2) Nos dan un panorama general de la situación actual de la red, lo que contribuye a visualizar el esquema general del diseño de la red subterránea a elaborar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

R1. Distribution Analysis, Manual de Milsoft, 1987.

R1. Planos de Distribución de Energía Eléctrica de San Salvador, J-9, J-10, I-9, I-10, CAESS, 1984.

R1. Diagrama Unifilar de San Salvador a 4.16 KV, Area Metropolitana, CAESS, 1997.

CAPITULO VII

DISEÑO DE LA RED SUBTERRANEA DE DISTRIBUCION ELECTRICA EN EL CENTRO HISTORICO DE SAN SALVADOR

7.0 INTRODUCCION

En este capítulo se presentan los criterios de diseño de la red subterránea de distribución de energía eléctrica en el Centro Histórico de San Salvador, y se presentan los planos de la red de media y baja tensión realizados en Autocad, así como el diseño y dimensiones de la canalización, las bóvedas para los transformadores y pozos de registro.

7.1 GENERALIDADES

Para la elaboración del diseño de la red subterránea de energía eléctrica, es necesario el estudio de cargas de la zona, para hacer un diagnóstico de la red y generar un buen diseño, que incluya soluciones a problemas tales como sobrecarga, ineficiencia de la red, crecimiento futuro, etc.

Se debe buscar la configuración y trayectoria más adecuada de la red de media tensión, considerando el tipo de carga a servir de tal forma que se tenga el menor tiempo de interrupción del servicio y las pérdidas sean mínimas, para esto una buena herramienta es MILSOFT que proporciona los datos necesarios para hacerlo.

Se debe minimizar el número de subestaciones de servicio, estableciendo que cada subestación alimente una mayor área, sin sobrepasar la caída de voltaje establecida por ANSI C84.1a -1973.

El diseño resultante debe estar acorde a la modernización que está experimentando la ciudad de San Salvador y al plan de rescate del Centro Histórico de San Salvador.

7.2 DISEÑO DE LA RED DE MEDIA TENSION

Tomando como base los resultados en el capítulo VI, y auxiliándose de los diagramas de flujo, en los cuales se observa la máxima corriente demandada por circuito tal y como se encuentra actualmente, se procede a realizar el diseño en el lado de media tensión.

7.2.1 Configuración y voltaje del sistema

La escogitación del voltaje de distribución de media tensión del Centro Histórico depende de las condiciones técnicas y económicas más favorables para esta zona.

Técnicamente hay varios factores que se deben tomar en cuenta para la elección de un nivel de voltaje, tales como:

- a) El nivel de aislamiento
- b) Corriente a demandar
- c) Sección transversal de los conductores.

Basándose en estos aspectos el nivel de voltaje que convendría servir es a 23 KV, pero económicamente la realización de esta red a este nivel de voltaje no es viable, porque el nivel de voltaje del sistema actual es a 4.16 KV y por ende todas las subestaciones privadas están adaptadas a este nivel de voltaje, lo que una reconversión implicaría una inversión millonaria la cual para ser justificada, merecería un análisis económico más profundo, que está fuera del objetivo de este trabajo, por lo que la decisión ha sido servir a 4.16 KV.

La configuración establecida para este sistema es radial en condiciones normales, diseñada para funcionar en anillo abierto cuando sea necesario, ya que se establecieron trayectorias cerradas entre la subestación Marte y la subestación Central. Esto se puede ver en los planos de distribución de media tensión, en donde el calibre del conductor es uniforme en toda la trayectoria cerrada.

Se han interconectado 4 circuitos de la subestación Central con 4 circuitos de la subestación Marte, para alimentar la mayor parte de la zona, pues un pequeño sector tendrá su alimentación desde la subestación Bermeja, por lo que se reubicaron las trayectorias de los circuitos de tal forma que pasen dentro del área del Centro Histórico, quedando intactas las líneas aéreas que salen del área, colocando un punto de transición cuando la línea aérea se convierta a subterránea ó viceversa.

Se utilizó el MILSOFT para hacer el análisis de lazo cerrado (LOOP) y establecer los puntos de corte entre las subestaciones Central y Marte, este procedimiento analiza la caída de voltaje en todo el lazo y donde el flujo cambia de dirección es decir en donde la caída es mayor y a partir de ahí comienza a disminuir, es el punto de corte más eficiente.

7.2.2 Selección del calibre del conductor

Como se puede observar en el estudio de cargas efectuado, los circuitos manejan como corriente máxima menos de 200 amperios, excepto el circuito 010821 de Sub Marte que maneja 222 A, pero interconecta con el circuito 002821 de Sub Central que maneja 69 A, esto implica que se puede seleccionar el cable basándose en la corriente máxima del circuito más cargado, esto nos estaría dando un margen de seguridad adecuado. Por lo que la selección se haría de la siguiente manera:

$$I = 1.2 * I_{rms_{m\acute{a}x}} * f_c \quad [Amp.] \quad (7.1)$$

Donde:

f_s : Es un factor de seguridad establecido en un 20% de la I max del circuito. Esto es 44.4 Amp.

f_c : factor de crecimiento, dicho factor es calculado para un crecimiento del 0.75% anual durante 40 años en la zona del centro histórico de San Salvador. Para la justificación del

factor de crecimiento se tomaron datos estadísticos de CAESS, cuyo análisis se muestra en el anexo (ESTADISTICO). Por lo tanto:

$$f_c = (1 + 0.0075)^{40} = 1.35 \quad (7.2)$$

Calculando la I máxima utilizando la ecuación (7.1) tenemos:

$$I = (222 + 44.4) * 1.35$$

$$I = 360 \text{ A}$$

De acuerdo a la gráfica mostrada en la figura 7.1, el calibre recomendado para conducir esta corriente es el 350 MCM de cobre, monopolar colocado en ductos separados, cuya capacidad de corriente es de 425 A. Un aspecto importante que se puede resaltar es de que la corriente promedio es mucho menor que la corriente máxima calculada, lo cual se ha usado para la selección del calibre del conductor por razones de seguridad de la red.

Para las derivaciones del circuito principal, el calibre a utilizar es el 2/0 AWG cuya capacidad de corriente es 250 amperios, esto es justificado en los diagramas de flujo.

Se recomienda que las acometidas a las subestaciones privadas se realice a través de un conductor de calibre no menor de # 2 AWG.

7.3 DISEÑO DE LA RED DE BAJA TENSION

Para el diseño de la red de baja tensión se efectuaron lecturas de corriente en diferentes puntos del Centro Histórico de San Salvador con el fin de establecer una metodología para dimensionar las subestaciones que darán servicio a los abonados en baja tensión.

7.3.1 Tomas de lecturas de corriente

Debido a la complejidad de la red aérea existente no es posible realizar un diseño con la información que los planos de distribución secundaria presentan, por lo que es necesario realizar mediciones de corrientes en todos los ramales de las subestaciones, pero debido a que son muchas los puntos de lectura en el área total, se optó por elegir puntos que son representativos de la zona. Según estadísticas de CAESS, la demanda de corriente en esta zona se mantiene constante durante las 8.00 A.M. hasta las 6.00 P.M., por lo que los datos obtenidos entre este período, se consideran representativos. Al realizar la inspección de campo de dicha zona se observó que las conexiones de las subestaciones son estrella-delta con servicio secundario 120/240 V.

Las lecturas que se tomaron fueron 17, en la zona comprendida entre la 1a y 3a. calle poniente y la 3a y 5a. avenida norte.

De los datos obtenidos se identificó la cantidad de carga monofásica y trifásica utilizando las siguientes fórmulas:

$$KVA 1\phi = (I_a + I_b - 2I_c) * 120/1000 \quad (7.3)$$

$$KVA\ 3\phi = \sqrt{3} * I_c * 240 / 1000 \quad (7.4)$$

Utilizando las medidas de corriente tomadas e introduciéndolas en las fórmulas (7.3) y (7.4), se obtiene que la carga monofásica es el 95% de la carga total y el 5% restante es carga trifásica, se entiende que estos porcentajes son resultado de un muestreo y que puede variar dentro de la zona en estudio, pero que su variación no debe ser significativa a la hora de realizar el diseño de las subestaciones de servicio.

Al obtener la carga monofásica y trifásica real en cada uno de los bancos de transformadores censados, se estableció la capacidad real a la que los transformadores están trabajando, comparándola contra la capacidad instalada; por lo tanto, para obtener estos resultados se auxilió de las siguientes fórmulas:

Para un banco de tres transformadores conectados en delta, la capacidad real que cada transformador está entregando es:

$$T1 = (2/3)(KVA1\phi) + (1/3)(KVA3\phi) \quad (7.5)$$

$$T2 = T3 = (1/3)(KVA1\phi) + (1/3)(KVA3\phi) \quad (7.6)$$

Para un banco de dos transformadores conectados en delta abierta, la capacidad real que cada transformador está entregando es:

$$T1 = 100\% (KVA1\phi) + 58\% (KVA3\phi) \quad (7.7)$$

$$T3 = 58\% (KVA3\phi) \quad (7.8)$$

Se realizó el análisis para los 4 bancos de transformadores existentes en la zona de muestreo, los cuales se muestran en la tabla 7.1

Tabla 7.1 Comparación entre la potencia instalada y la carga demandada

BANCO	P. INSTALADA (KVA)	C. ENTREGADA(KVA)	% DEMANDA
1	150	131.92	87.95
2	112.5	38.40	34.13
3	60	45.72	76.20
4	100	43.80	43.80

Al realizar un promedio del porcentaje de la demanda de los cuatro bancos de transformadores, se obtiene un 60 %, pero a criterio de los autores se incremento este valor a un 80 % por las variaciones que existen en la zona y de esta forma lograr un margen de seguridad para el nuevo diseño.

7.3.2 Cálculo de las subestaciones de servicio.

Para un sistema de distribución subterráneo, existen dos tipos de transformadores: de Pedestal y Sumergible. Se decidió utilizar transformadores sumergibles por las siguientes razones:

- Se tiene poco espacio disponible en aceras de la ciudad
- Con este tipo de transformador se contribuye con el PLAMADUR de la OPAMSS, ya que, lo que se busca es mejorar la estética de la ciudad.
- Evitar accidentes automovilísticos contra subestaciones de pedestal.

Los transformadores sumergibles a utilizar son monofásicos, debido a que la mayor parte de la carga a suministrar es monofásica y a las ventajas siguientes:

1. Menor costo de unidades de reserva.
2. En caso de averías, menor perturbación del servicio.
3. Menor costo de reparación.

Las capacidades nominales disponibles en el mercado para este tipo de transformador son las siguientes: 25, 50, 75, 100 y 167 KVA.

Se utilizarán bancos de 3 transformadores en configuración estrella-delta, a 240/120 voltios, con neutro.

Para la determinación de la potencia de los bancos, se utilizó la siguiente fórmula:

$$P = P_i * f_d * f_c \quad (7.9)$$

en donde:

P : Potencia del banco a instalar

P_i : Potencial instalada actualmente

f_d : Factor de demanda, establecido en 0.8.

f_c : Factor de crecimiento = 1.35 (0.75% anual, 40 años)

Una vez obtenida la potencia del banco a instalar, se le aplica el porcentaje de carga monofásica(95%) y trifásica(5%), establecida en el apartado 7.3.1. Para encontrar las capacidades individuales de los transformadores se utilizaron las fórmulas (7.5) y (7.6) y se aproximó a la capacidad nominal inmediata superior disponible.

Se estandarizó capacidades de transformadores a utilizar siendo estos: 50, 75, 100 y 167 KVA. Debido a que la carga demandada en el Centro Histórico no es uniforme, se realizó un análisis de la carga instalada, en donde se agruparon subestaciones existentes por zonas y se estandarizaron 4 capacidades de bancos, las cuales son:

- Banco (1): 1x167KVA y 2x100KVA
- Banco (2): 1x167KVA y 2x75 KVA
- Banco (3): 1x100KVA y 2x75 KVA
- Banco (4): 1x100KVA y 2x50 KVA

Existe una excepción a estas capacidades en donde tenemos un banco de 3x167KVA, que es un caso especial de servicio trifásico.

En los planos de baja tensión se pueden observar, las ubicaciones de estos bancos, sus respectivas capacidades y el área que alimentan.

7.3.3 Cálculo del calibre del conductor

Para el cálculo del calibre del conductor a emplear se han utilizado como base las gráficas mostradas en las figuras 7.1 y 7.2. Primeramente se hace el cálculo para el conductor que se ocupará en la salida de los transformadores hacia el panel de distribución. Como las capacidades de los bancos de transformadores ya están establecidas, el conductor se dimensiona para conducir la corriente máxima que un determinado banco puede suministrar, previendo que la caída de voltaje no sea superior al 5%, tal como se establece en ANSI C84.1a-1973. En la tabla (7.2) se presenta un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 7.2 Cálculo del conductor que va de la salida del transformador al panel de Distribución.

BANCO	CORRIENTE MAXIMA (AMP.)			CALIBRE DEL CONDUCTOR (MCM O AWG)			
	IA	IB	IC	FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO
1	1019	1019	714	2x500	2x500	2x250	250
2	919	919	536	2x500	2x500	1x500	250
3	612	612	536	2x250	2x250	1x500	250
4	612	612	357	2x250	2x250	1x250	4/0

Para la interconexión de los transformadores, se utilizará un conductor de cobre 2x500 MCM

Los datos proporcionados en la Tabla 7.2 son válidos bajo las condiciones siguientes:

- a) Del total de la carga demandada en la zona, el 95% o menos sea monofásico y como mínimo el 5% sea trifásico (la máxima potencia trifásica que cada banco de transformadores puede suministrar es 3 veces la potencia del transformador de menor capacidad, con base a esto se selecciona el calibre del conductor para la fase C).
- b) Si se cumple la condición anterior y utilizando las ecuaciones (7.5) y (7.6), la carga total que cada banco puede entregar es la siguiente:
 - I. Para el banco (1), es de 250 KVA, bajo esta condición, el transformador de 167 KVA estaría al 100% de su capacidad y los transformadores de 100 KVA a un 83%.
 - II. Para el banco (2), es de 225 KVA, bajo esta condición los transformadores de 75 KVA estarían al 100% de su capacidad y el transformador de 167 KVA quedaría trabajando a un 87.5%.
 - III. Para el banco (3), es de 150 KVA, bajo esta condición el transformador de 100 KVA estaría trabajando al 100% de su capacidad y los transformadores de 75 KVA a un 66%.
 - IV. Para el banco (4), es de 150 KVA, bajo esta condición tanto los transformadores de 100 KVA como de 50 KVA, estarían trabajando al 100% de su capacidad.
 - V. Para el banco de 3x167 KVA, se utilizará el mismo calibre de conductor para las tres fases, este es 2x 750 MCM, el cual debe ser capaz de manejar 1200 amperios.

Se establecieron diferentes calibres de conductores en la red de baja tensión, ya que estos fueron calculados, para la máxima corriente que las subestaciones pueden dar y de

acuerdo al número de ramales que de las subestaciones puedan salir, se asume que el punto de ubicación de la subestación, es en el centro de la carga a servir. Los resultados se muestran en la tabla 7.3. El tipo de cable utilizado en este diseño no puede ser cargado a más del 120% de su capacidad nominal lo cual queda demostrado por la siguiente fórmula:

$$I_{sc} = I_n \sqrt{\frac{T_o - T_a}{T_c - T_a} \times \frac{R}{R_o}} \quad \text{amp.}$$

En donde:

I_n = valor de la corriente normalmente permisible en el cable

I_{sc} = valor de la corriente de sobrecarga del cable

T_o = temperatura máxima de emergencia del conductor en °C

T_c = temperatura máxima de operación normal del conductor en °C

T_a = temperatura del medio ambiente

R = factor de corrección de la resistencia del conductor, a la temperatura máxima nominal de operación.

R_o = factor de corrección de la resistencia del conductor, a la temperatura máxima de emergencia.

Tabla 7.3 Sobrecargas permisibles para tiempos menores de 2 horas [Ref 11].

Tipo de aislamiento	Temperatura del conductor		Factores de incremento para temperaturas ambiente					
	Normal	Emergencia	20		30		40	
			Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
Etileno propileno (EPR)	90	130	1.18	1.18	1.22	1.22	1.26	1.26
Polietileno de cadena cruzada (XLP)	90	130	1.18	1.18	1.22	1.22	1.26	1.26
Papel impregnado	85	105	1.10	1.10	1.12	1.12	1.19	1.19

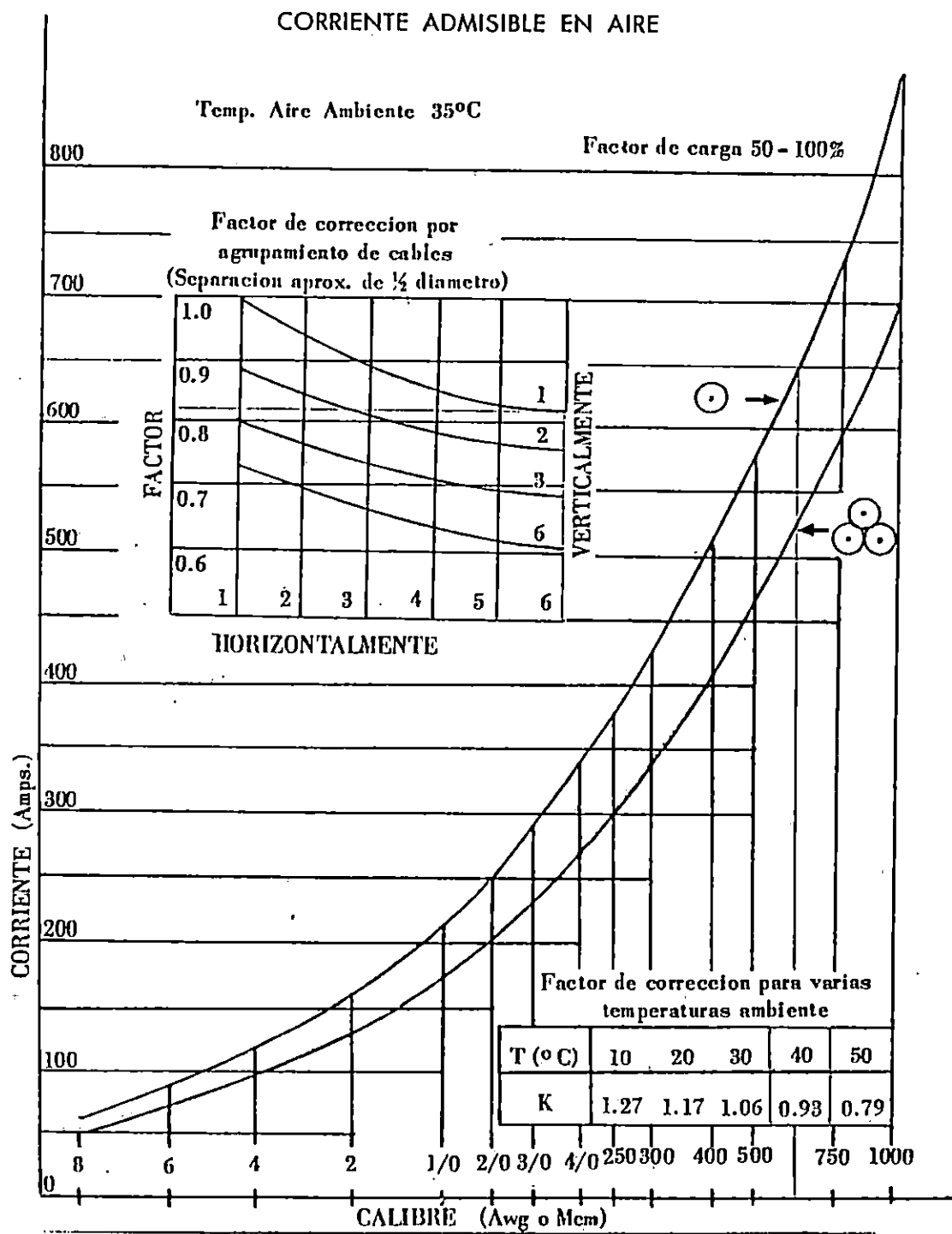


Figura 7.1 Corriente admisible en aire para conductores de cobre

CORRIENTE ADMISIBLE EN DUCTOS SUBTERRANEOS

Temp. Terreno 25°C

Factor de carga 75-100%

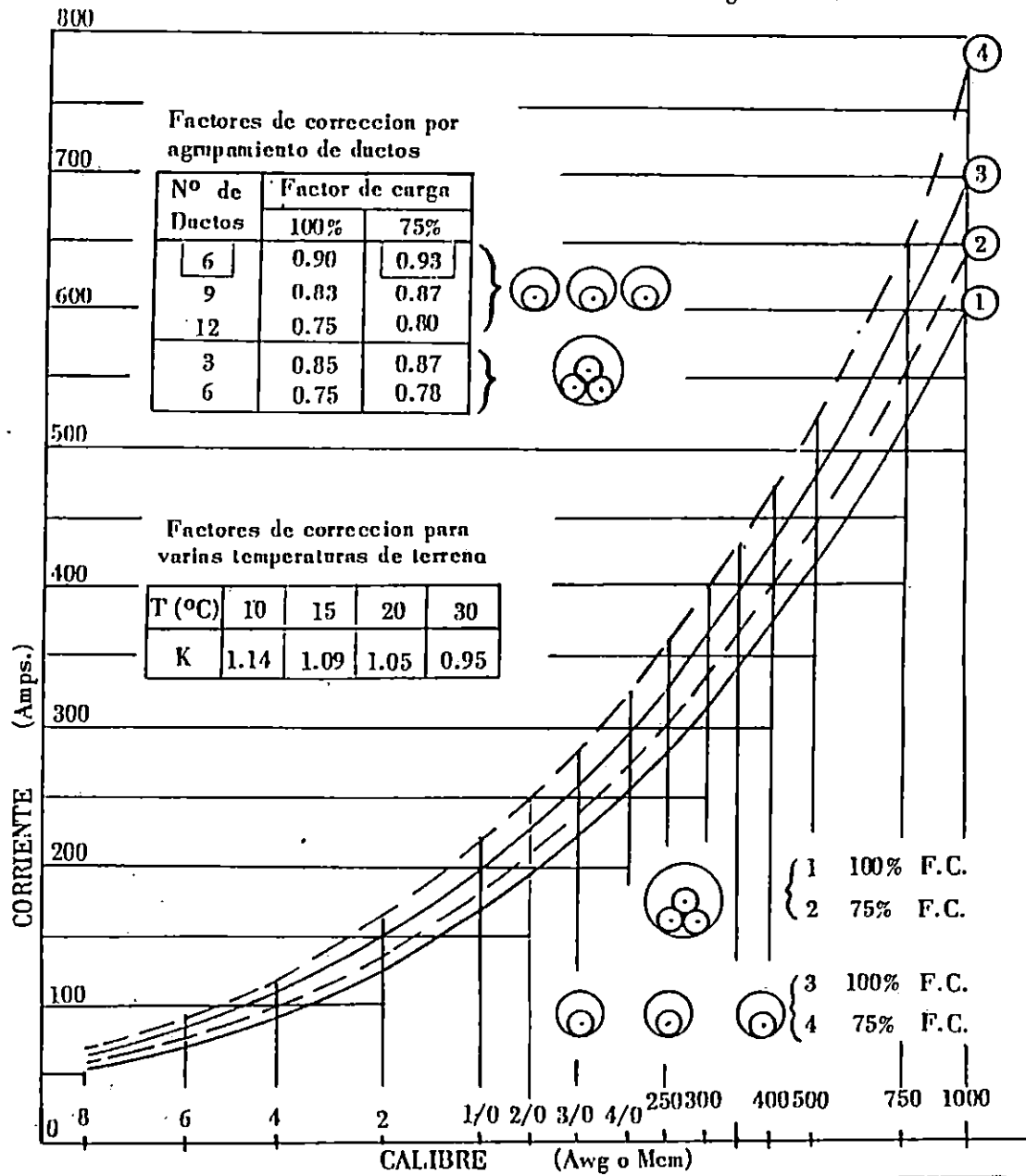


Figura 7.2 Corriente admisible en ductos subterráneos para conductores de cobre

Tabla 7.4 Cálculo de los calibres de los conductores en los ramales de la red de baja tensión.

BANCO	# DE RAMALES	CORRIENTE MAXIMA			CALIBRE DEL CONDUCTOR (MCM o AWG)			
		IA	IB	IC	FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO
1	2	509.5	509.5	357	500	500	250	1/0
	3	340	340	238	250	250	2/0	1/0
	4	255	255	179	4/0	4/0	2/0	1/0
2	2	460	460	268	500	500	4/0	1/0
	3	306	306	179	250	250	2/0	1/0
	4	230	230	134	4/0	4/0	2/0	1/0
3	2	306	306	268	250	250	4/0	1/0
	3	204	204	179	3/0	3/0	2/0	1/0
	4	153	153	134	2/0	2/0	2/0	1/0
4	2	306	306	179	250	250	2/0	1/0
	3	204	204	119	3/0	3/0	2/0	1/0
	4	153	153	89	2/0	2/0	2/0	1/0

7.4 CAIDA DE TENSION

Los calibres de los cables han sido calculados, basados en la máxima corriente que cada ramal llevaría, por lo tanto se debe conocer la longitud máxima que los cables pueden servir sin sobrepasar la máxima caída de voltaje, establecida en ANSI C84.1a-1973 en baja tensión, el cual es del 5%; por lo tanto se procede a calcular las longitudes máximas permitidas en cada uno de los cables, utilizando la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{\rho L I}{A} \text{ [Voltios]} \quad (7.10)$$

donde:

ΔV : Caída de voltaje permitida (12 voltios, a 240 V)

ρ : Resistividad del cobre 17.241 ohm-mm²/Km

A: Área de la sección (mm²)

I: Corriente máxima de ramal (Amp)

L: Longitud máxima permitida

Por lo tanto:

$$L = \frac{\Delta V A}{\rho I} \text{ [Km]} \quad (7.11)$$

Utilizando la fórmula (7.11), y sustituyendo los valores de área y de corriente para cada cable, por ramal y por banco de transformadores, se calculó la longitud máxima permitida, obteniéndose los siguientes resultados que se muestran en la tabla 7.5

Tabla 7.5 Longitudes máximas permitidas por ramal.

BANCO	# de ramales	I max	Calibre	L máxima (m)	75% de Lmáx
1	2	509.5	500 MCM	345	280
	3	340	250 MCM	259	194
	4	255	4/0 AWG	292	219
2	2	460	500 MCM	382	286
	3	306	250 MCM	288	216
	4	230	4/0 AWG	324	243
3	2	306	250 MCM	288	216
	3	204	3/0 AWG	290	217
	4	153	2/0 AWG	307	230
4	2	306	250 MCM	288	216
	3	204	3/0 AWG	290	217
	4	153	2/0 AWG	307	230

Tomando como base, los resultados de la tabla 7.5 se dimensionó las longitudes de los ramales de cada subestación, de tal forma que no sobrepasara el 75%, esto es considerando que el centro de la carga a lo largo de cada ramal, está concentrada al 75% de su longitud máxima, esto se puede observar en los planos de la red de baja tensión.

7.5 CALCULO DE LAS PROTECCIONES PARA LOS TRANSFORMADORES EN MEDIA TENSION

Generalmente los transformadores son protegidos contra sobrecorrientes y sobrevoltajes que se pueden generar en la red eléctrica debido a diferentes fenómenos, por lo cual en este apartado se hace el calculo de los elementos que se utilizan para estos propósitos.

7.5.1 Cálculo de las protecciones contra sobrecorriente

El dispositivo a utilizar para este propósito es el cortacircuito con fusible, el cual hace las veces de interruptor y elemento de protección. Para el dimensionamiento de este dispositivo, es necesario tomar en cuenta la corriente nominal del transformador referido al primario. En la figura 7.3, se muestra una serie de fusibles tipo T para diferentes capacidades de transformadores, tomando como base esta gráfica se calculan las protecciones para todos los transformadores que se utilizan en este diseño, mostrándose estos resultados en la tabla 7.6.

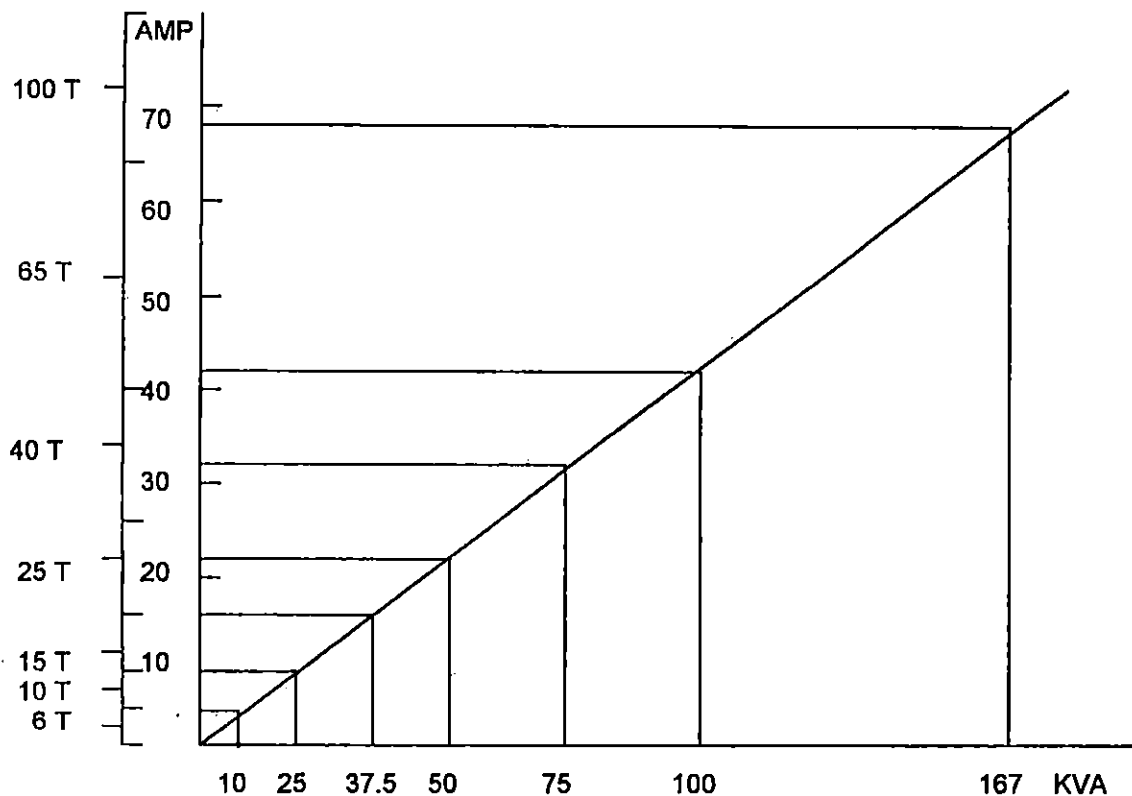


Figura 7.3 Serie de fusibles tipo T

Tabla 7.6 Fusibles recomendados para diferentes capacidades de transformadores

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA)	CORRIENTE NOMINAL (AMP.)	FUSIBLES TIPO T RECOMENDADO
50	20.83	25 T
75	31.25	40 T
100	41.66	67 T
167	69.58	100 T

Nota: Los transformadores sumergibles presentan la opción de traer, su protección incorporada, en el lado primario.

7.5.2 Cálculo de las protecciones contra sobrevoltaje

El dispositivo de protección utilizado para estos propósitos es el pararrayos, debido a la forma de protección que los caracteriza, la ubicación de estos debe ser exterior, por lo que para este diseño de la red subterránea estos se localizaran en los puntos de transición ubicados en diferentes lugares de la zona en estudio, tal como se muestran en los planos de media tensión. Los pararrayos seleccionados tendrán un nivel de voltaje de 3 KV, para un sistema estrella de 4160 voltios.

7.6 SIMBOLOGIA Y PLANOS

La simbología adoptada para el diseño de la red subterránea de energía eléctrica, ha sido tomada de SDG&E Electric Standards, con algunas modificaciones, tal como se muestran en los anexos (Ver anexo Simbología).

Una vez adoptados los criterios de diseño, se procedió a completarlo y a realizar los planos de media y baja tensión, utilizando AUTOCAD. (Ver anexo Planos de media y baja tensión).

7.7 CONSIDERACIONES DE CONSTRUCCION

En todo proyecto, existen problemas que pueden retrasar o modificar la ejecución del mismo, por lo que se hace necesario identificar problemas futuros y brindar alternativas de solución.

Entre los problemas o limitantes que se han identificado, se encuentran los siguientes:

1. En el diseño está contemplado llegar hasta los pozos de servicio de baja tensión, quedando fuera las acometidas de los abonados, por lo que se requiere un análisis aparte, de costo, procedimiento y aportación económica de cada abonado. Una buena aproximación en el aspecto de instalación sería, subir con tubería conduit hasta el cuerpo terminal instalado actualmente en cada casa o edificio, sea este, domiciliar o comercial.
2. De igual forma que en el apartado anterior, en la red de media tensión, está contemplado la construcción de pozos de servicio para acometidas privadas, excluyendo el costo de las acometidas, en el estimado económico presentado, por lo que también requeriría un estudio posterior.
3. La ubicación de los pozos de servicio de baja tensión, se ha diseñado tomando en cuenta la distribución de lotes y dimensionamiento de aceras por manzana en el Centro Histórico, realizado por la OPAMSS, dichos datos fueron proporcionados en formato de levantamiento y no se encuentran presentados todavía en planos. Si existiera alguna duda, se puede referir a la oficina de la OPAMSS y pedir mayor información.
4. Para los transformadores exclusivos, se recomienda que los abonados instalen la subestación dentro de su local, para dar el servicio en primario, de lo contrario habría

que hacer una bóveda exclusiva y tener transformador sumergible exclusivo para el cliente.

5. El alumbrado público no está incluido en este diseño, pero si está contemplado el tomar energía de los pozos de servicio en baja tensión, recomendando la instalación de postes metálicos y luminarias decorativas.
6. No se contó con los planos de distribución de agua potable y alcantarillado de ANDA, ni con los planos de distribución subterránea de ANTEL, por lo que a la hora de ejecutar el proyecto, es importante verificar con estas entidades, algún problema con los sistemas ya existentes. El diseño de la red subterránea de distribución eléctrica, contiene en el apartado de especificaciones técnicas las recomendaciones adecuadas para problemas comunes de cruzamiento.

7.8 ANALISIS DE LA RED SUBTERRANEA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

Igual como se hizo con la red aérea actual, una vez realizado el diseño de la red subterránea, se ha sometido al análisis del MILSOFT, los circuitos que interconectan las subestaciones Marte y Central.

El primer análisis que se realizó fue un análisis de LOOP, por medio del cual se conoció los puntos de corte de las trayectorias trazadas, dichos puntos de corte representan el punto más eficiente de servicio en toda la trayectoria, viéndolo desde cualquiera de las dos subestaciones, es decir este procedimiento simula el flujo de carga desde la subestación Marte hasta la subestación Central y se analiza la caída de voltaje en toda la trayectoria y en donde la caída de voltaje es mayor y a partir de ahí comienza a disminuir, es el punto indicado. Los puntos resultantes se pueden observar en los planos de media tensión. Los resultados del MILSOFT se pueden ver en los anexos. (Ver ANEXO D).

7.8.1 Caída de voltaje

En vista de que la red tiene una nueva estructura, el análisis aplicado en Milsoft para cada circuito, ha sido suponiendo la situación más crítica de un circuito, incluyendo el porcentaje de crecimiento. Se puede ver que la caída de voltaje no sobrepasa el 3% establecido en el ANSI C84 1a-1973. Dichos resultados proporcionan un parámetro de como funcionará la red, bajo estas condiciones. El detalle de los resultados se puede observar, en los anexos (Ver ANEXO E).

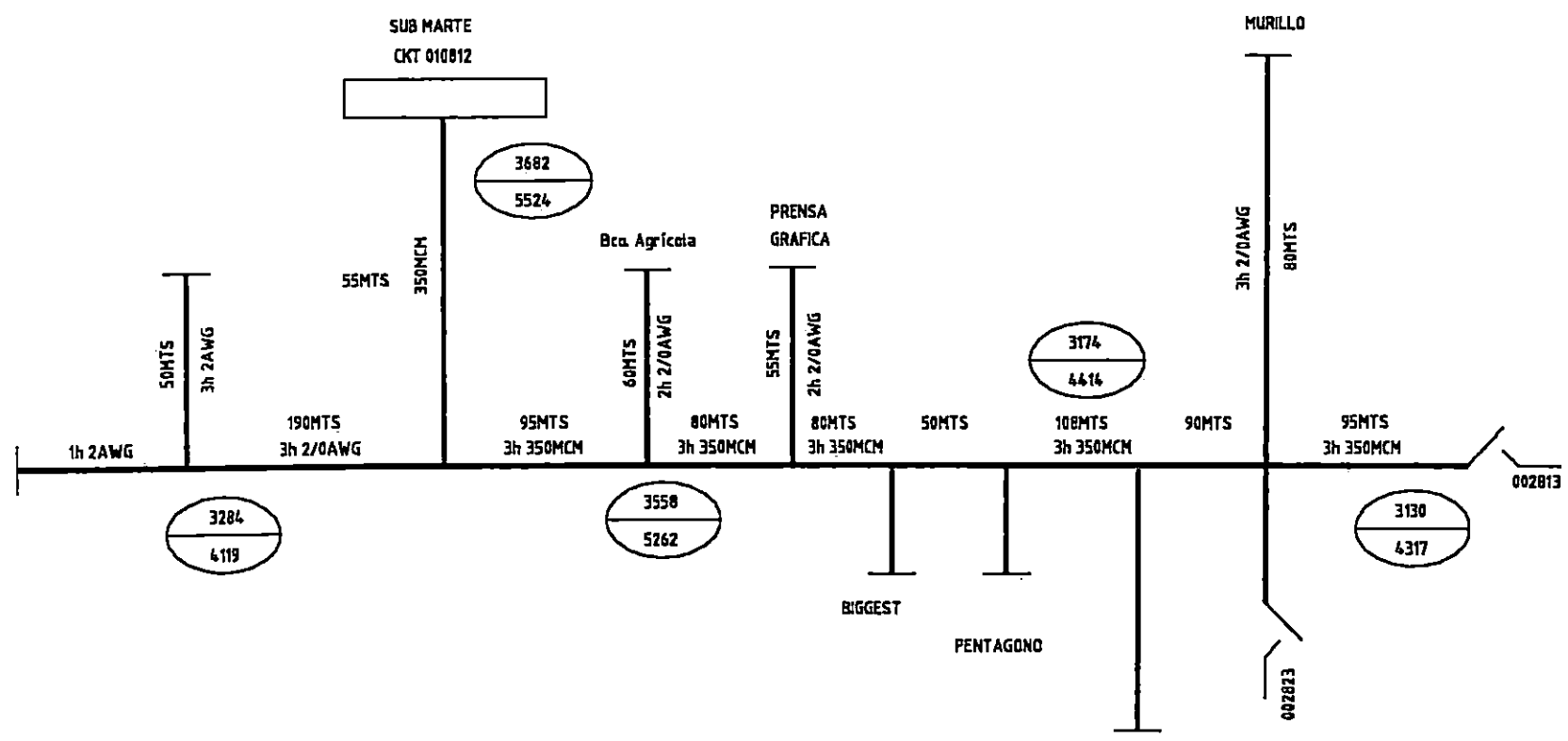
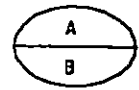
Cabe aclarar que solo aparecen 8 circuitos que son los que involucran el 90% del área en estudio.

7.8.2 Niveles de falla

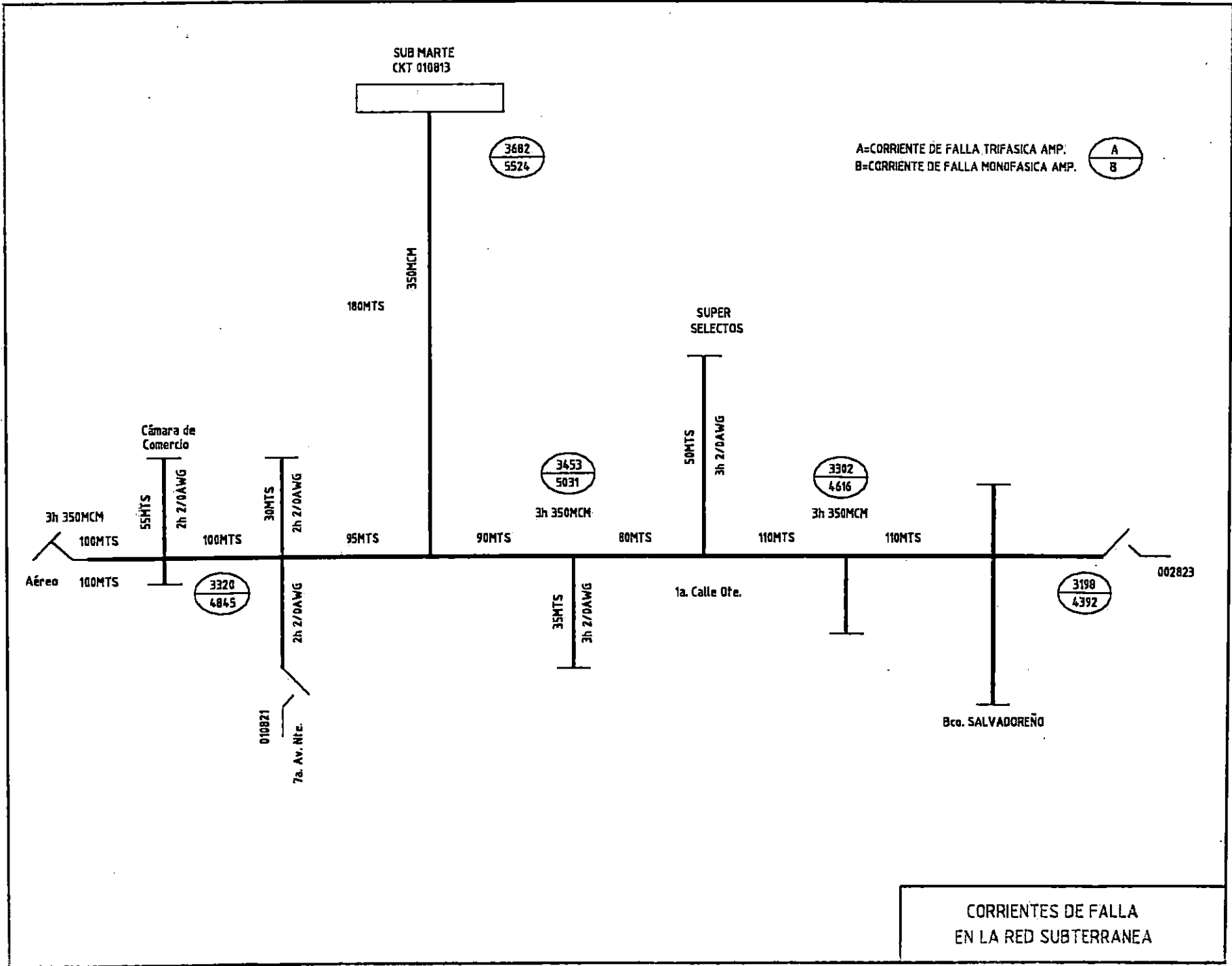
Estos datos, son otros resultados que el MILSOFT, proporciona.

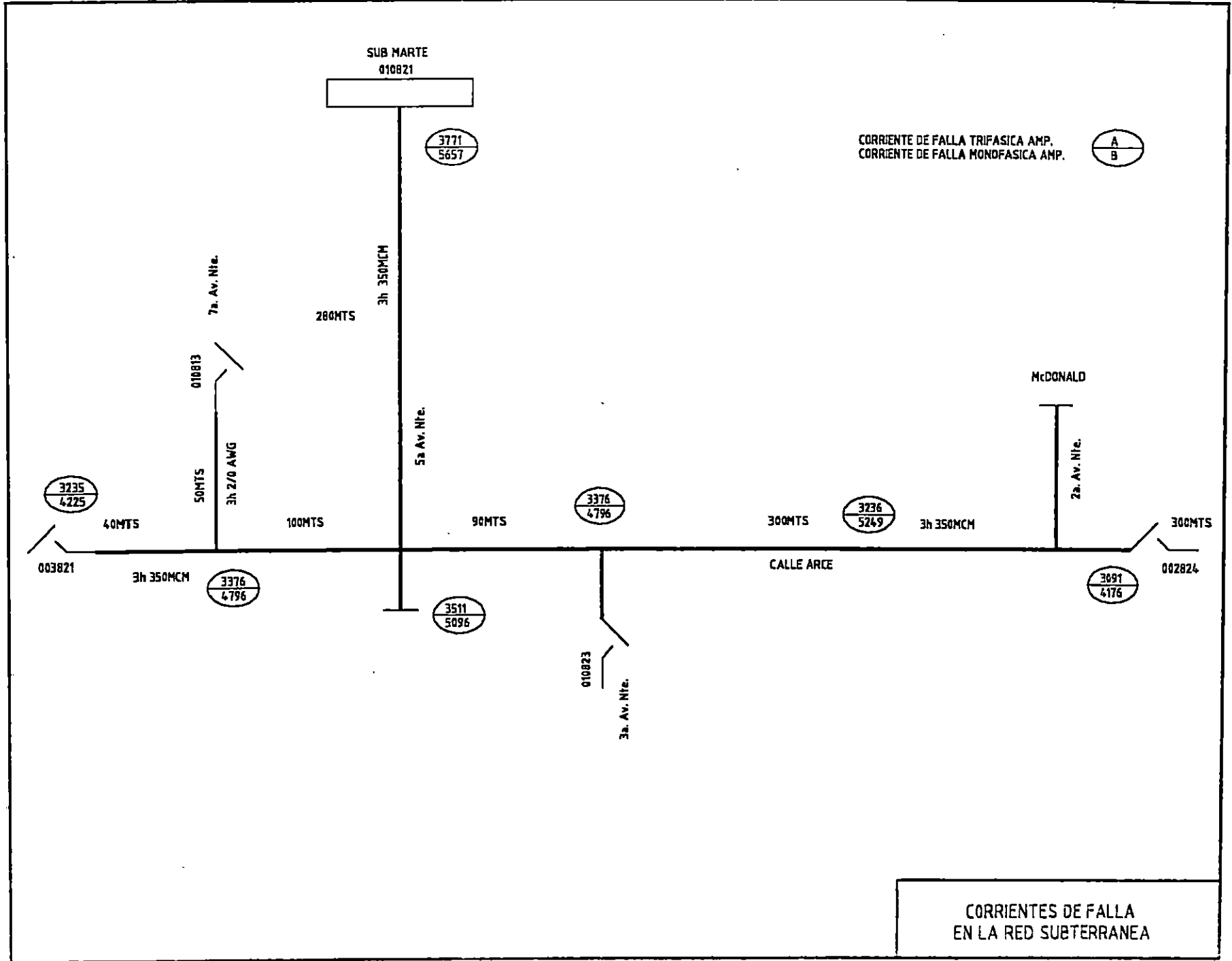
La impedancia thevenin vista en el lado de 4.16 KV de cada subestación, es un dato proporcionado por CAESS, que sirve para ser introducido en la base de datos del Milsoft, para cada Subestación. Una vez realizado este proceso, los resultados obtenidos son los niveles de falla, en diferentes puntos del circuito analizado, tal y como se muestran en los diagramas de flujo, para cada circuito de la red subterránea. Los datos de donde se obtienen los valores de niveles de falla, se pueden ver en los anexos. (Ver ANEXO E).

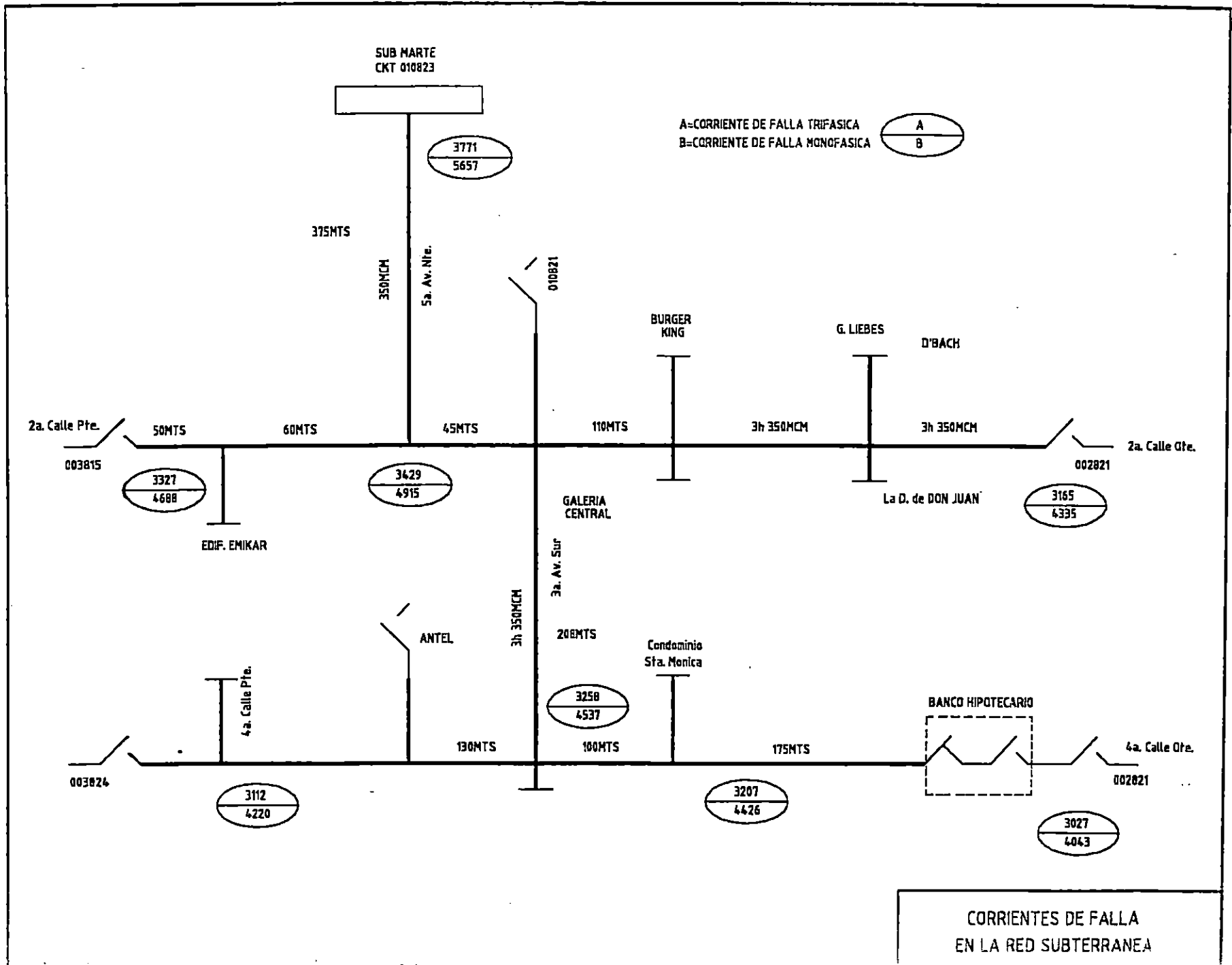
A=CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA AMP.
B=CORRIENTE DE FALLA MONOFASICA AMP.

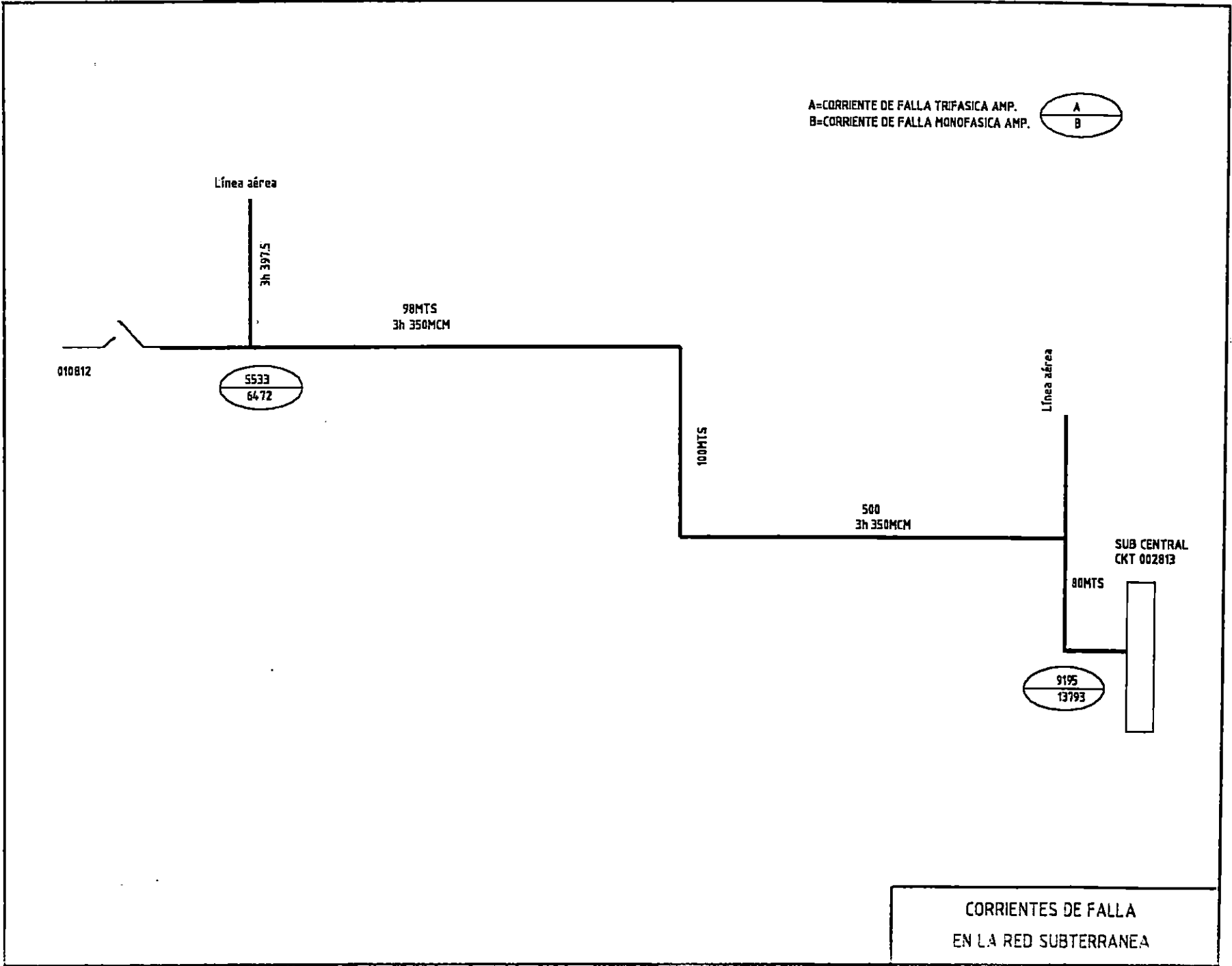


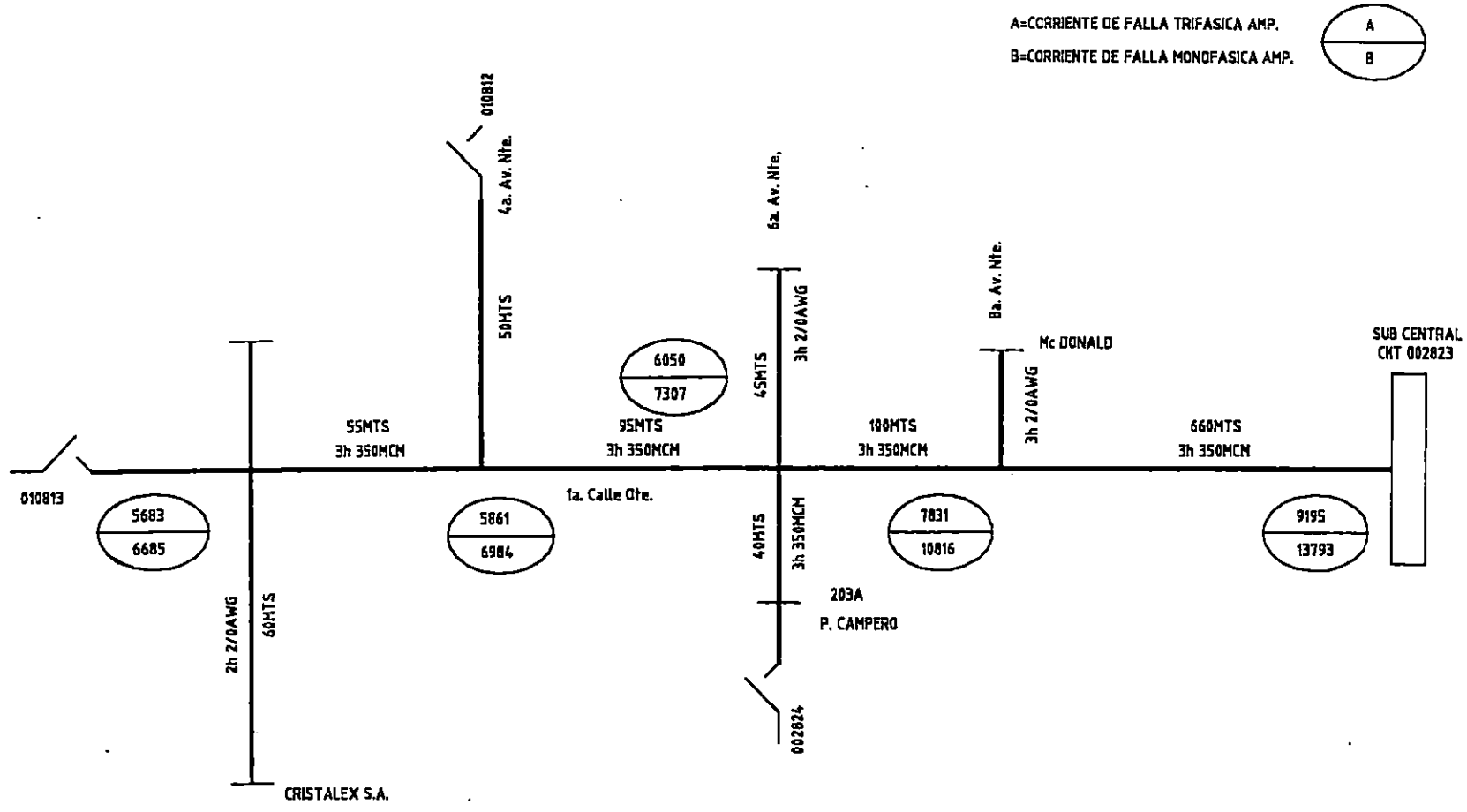
CORRIENTES DE FALLA EN LA RED SUBTERRANEA



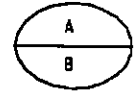






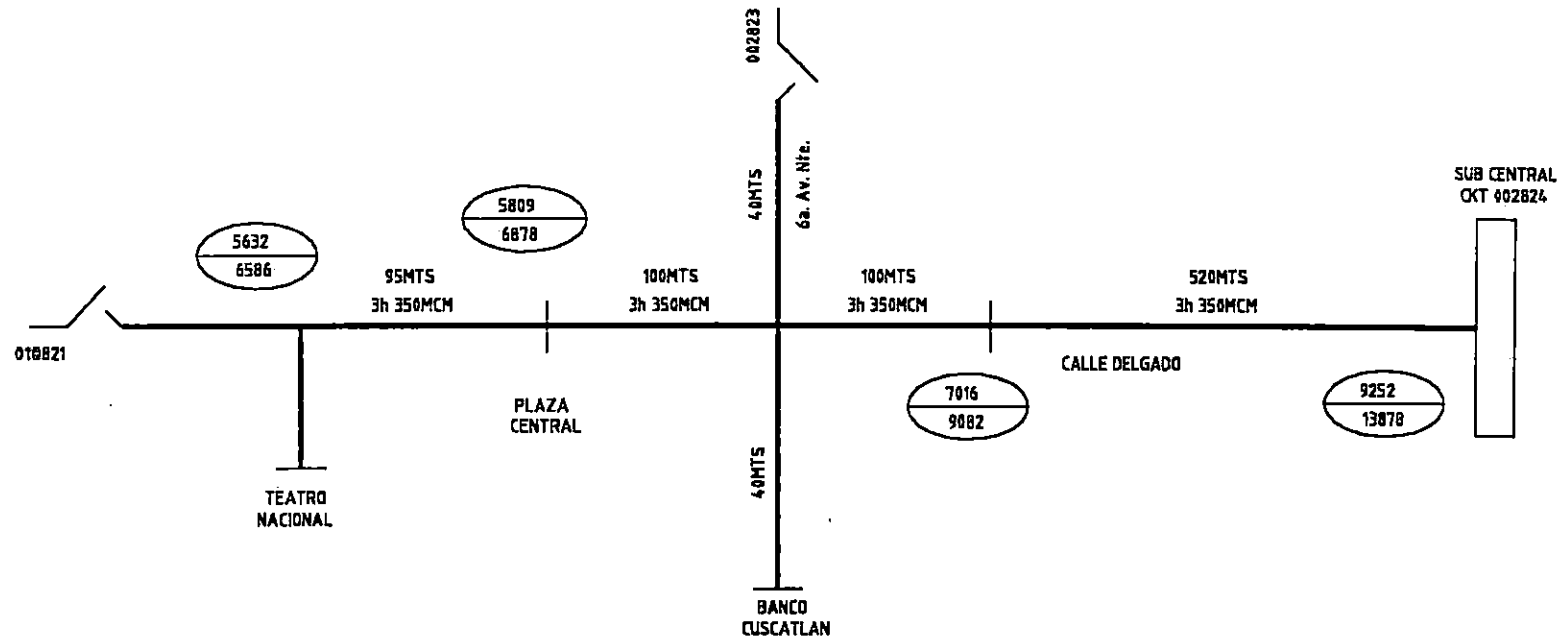
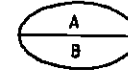


A=CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA AMP.
 B=CORRIENTE DE FALLA MONOFASICA AMP.



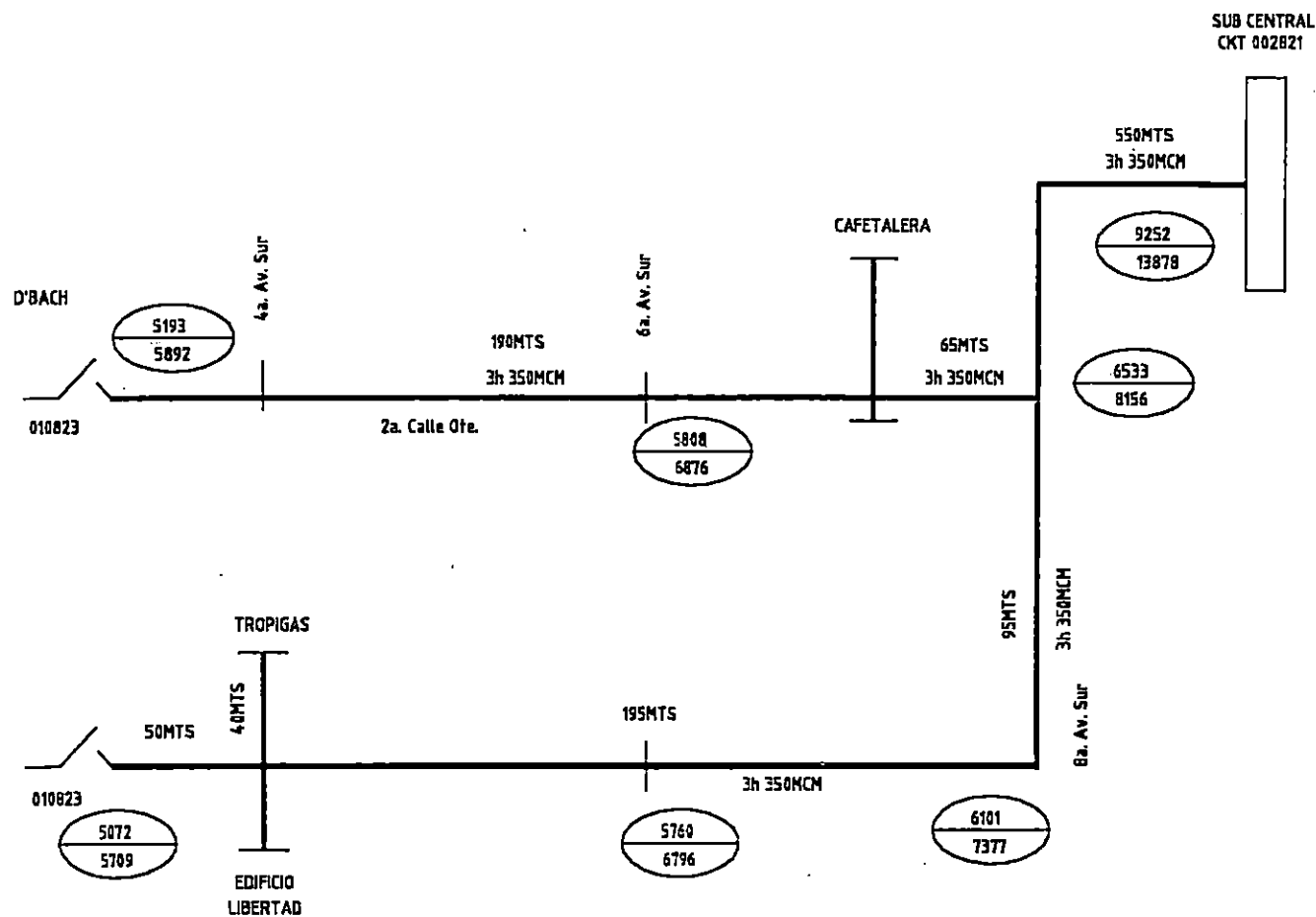
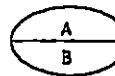
CORRIENTES DE FALLA
 EN LA RED SUBTERRANEA

CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA AMP.
CORRIENTE DE FALLA MONOFASICA AMP.



CORRIENTES DE FALLA
EN LA RED SUBTERRANEA

A=CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA AMP.
 B=CORRIENTE DE FALLA MONOFASICA AMP.



CORRIENTES DE FALLA
 EN LA RED SUBTERRANEA

7.9 ESTIMADO ECONOMICO DE LA CONSTRUCCION DE LA RED SUBTERRANEA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

En este apartado se presentan las partidas de los rubros que involucran la construcción de la red subterránea, que constituyen un monto aproximado de la obra. En cada partida va incluido, precios de materiales y equipos, mano de obra, gastos administrativos estimados en un 45% de los costos directos y el 5% por imprevistos. Las partidas se presentan en forma general y no se da un detalle completo de cada parte que la componen.

Entre los rubros que se presentan están: cables, accesorios, equipos, obra civil, puntos de transición, acometida en media tensión y remoción de la red aérea.

Instalación de cables: en esta partida se incluye los cables para media y baja tensión.

Accesorios: en esta partida se incluye, terminales, empalmes para media y baja tensión y todos los accesorios necesarios para su instalación.

Equipos: En esta partida se incluye, transformadores sumergibles monofásicos e interruptores.

Puntos de transición: en esta partida se incluyen todos los elementos necesarios para la construcción de un punto de transición.

Acometidas para media tensión: en esta partida se incluye un aproximado del costo de una acometida para media tensión.

Obra civil: en esta partida se incluye canalización, pozos de registro, bóvedas para transformadores, así como la respectiva reparación de pavimento y aceras.

Remoción de la red aérea: en esta partida se incluye la remoción de cables y estructuras en media y baja tensión, postes, equipos y accesorios en general.

No.	PARTIDA	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (¢)	PARCIAL (¢)	TOTAL (¢)
1.00	CABLES PARA MEDIA TENSION					14,515,420.82
1.01	CABLE 350 MCM CU XLPE 5 KV	33,996	m	407.39	13,849,740.93	
1.02	CABLE 2/0 AWG CU XLPE 5 KV	3,390	m	196.37	665,679.89	
2.00	CABLES PARA BAJA TENSION					17,932,887.24
2.01	CABLE 500 MCM CU XLPE 600 V	4,139	m	475.45	1,967,758.34	
2.02	CABLE 250 MCM CU XLPE 600 V	14,861	m	366.12	5,440,909.32	
2.03	CABLE 4/0 AWG CU XLPE 600 V	14,256	m	220.57	3,144,340.62	
2.04	CABLE 3/0 AWG CU XLPE 600 V	5,436	m	201.32	1,094,248.50	
2.05	CABLE 2/0 AWG CU XLPE 600 V	6,619	m	185.40	1,227,063.94	
2.06	CABLE #2 AWG CU XLPE 600 V	45,308	m	111.65	5,058,566.52	
3.00	ACOMETIDAS PARA MEDIA TENSION					2,830,242.30
3.01	ACOMETIDA, CONSIDERANDO CABLES # 2 AWG. E INSTALACION, PROMEDIO DE 25 METROS DE LONGITUD.	82	U	34,515.15	2,830,242.30	
4.00	EMPALMES					2,587,378.18
4.01	EMPALMES RECTOS QS-III COLD SHRINK PARA 5 KV	57	U	7,631.57	434,999.38	
4.02	EMPALMES PARA DERIVACIONES TIPO MODULAR KIT 5815-T MAS ADAPTOR MODULAR KIT 5815-A9 Y 5815-A19	390	U	5,518.92	2,152,378.80	
					TOTAL	37,865,928.54

Todos los rubros incluyen material, mano de obra y transporte, gastos administrativos e imprevistos.

No.	PARTIDA	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (¢)	PARCIAL (¢)	TOTAL (¢)
5.00	TRANSFORMADORES SUMERGIBLES MONOFASICOS 2400/4160 ABB					7,661,708.16
5.01	TRANSFORMADOR 167 KVA	32	u	85,278.30	2,728,905.60	
5.02	TRANSFORMADOR 100 KVA	50	u	60,945.42	3,047,271.00	
5.03	TRANSFORMADOR 75 KVA	26	u	53,562.00	1,392,612.00	
5.04	TRANSFORMADOR 50 KVA	12	u	41,076.63	492,919.56	
6.00	PUNTOS DE TRANSICION					379,239.76
6.01	POSTES DE CONCRETO DE 35'	9	u	6,441.00	57,969.00	
6.02	CRUCERO DE 94" DE HIERRO	36	u	1,507.06	54,254.10	
6.03	CORTACIRCUITO CON SU RESPECTIVO FUSIBLE	27	u	3,057.78	82,560.06	
6.04	PARARRAYOS PARA 4.16 KV	27	u	635.63	17,161.88	
6.05	VARILLA DE POLARIZACION DE 5/8" x 10'	9	u	169.50	1,525.50	
6.06	ASLADORES DE SUSPENCIÓN DE 5 1/2" x 6"	54	u	302.30	16,324.38	
6.07	TUBERIA CONDUIT DE 4" CON ACCESORIOS	54	u	423.75	22,882.50	
6.08	TERMINALES COLD SHRINK QT-III PARA USO EXTERIOR	27	u	4,374.80	118,119.47	
6.09	ACCESORIOS (HERRAJES)	9	u	938.10	8,442.88	
7.00	REMOCIÓN DE RED AEREA					1,788,750.00
7.01	CABLES DE MEDIA TENSION	39,300	m	10.00	393,000.00	
7.02	CABLES DE BAJA TENSION	58,000	m	8.00	464,000.00	
7.03	ESTRUCTURA DE MEDIA TENSION	273	u	500.00	136,500.00	
7.04	ESTRUCTURA DE BAJA TENSION	303	u	250.00	75,750.00	
7.05	POSTES DE CONCRETO	166	u	1,500.00	249,000.00	
7.06	POSTES TUBULARES	127	u	1,000.00	127,000.00	
7.07	TRANSFORMADORES	210	u	1,500.00	315,000.00	
7.08	CUCILLAS	15	u	1,500.00	22,500.00	
7.09	BCO. CAPACTORES	4	u	1,500.00	6,000.00	
					TOTAL	9,829,697.92

Todos los rubros incluyen material, mano de obra y transporte, gastos administrativos e imprevistos.

No.	PARTIDA	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (¢)	PARCIAL (¢)	TOTAL (¢)
8.00	PREFARACION					1,113,916.90
8.01	INSTALACIONES PROVISIONALES	1	S.U.	181,924.00	181,924.00	
8.02	TRAZO Y NIVILES	1	S.U.	196,477.00	196,477.00	
8.03	DEMOLICION DE ACERAS	14,386	M ²	43.75	629,387.50	
8.04	DEMOLICION DE PAVIMENTO Y CORDON CUNETAS	1,307	M ²	81.20	106,128.40	
9.00	TERRACERIA					2,921,048.6
9.01	EXCAVACION	16,113	M ³	41.25	664,661.25	
9.02	COMPACTACION CON MATERIAL SELECTO, INCLUYE ACARREO.	9,737	M ³	105.30	1,025,306.10	
9.03	COMPACTACION CON SUELO-CEMENTO	2,158	M ³	262.50	566,475.00	
9.04	DESALOJO	9,667	M ³	68.75	664,606.25	
10.00	ALBAÑILERIA					28,749,125.3
10.01	CONCRETO SIMPLE EN DUCTERIA	3,014	M ³	634.35	1,911,930.90	
10.02	FOZO DE REGISTRO PARA MEDIA TENSION, INCLUYE TAPADERAS Y ACABADOS	13	U	2,568.00	33,384.00	
10.03	FOZO DE REGISTRO PARA BAJA TENSION, INCLUYE TAPADERAS Y ACABADOS	479	U	2,919.00	1,398,201.00	
10.04	FOZO DE REGISTRO PARA MEDIA Y BAJA TENSION, INCLUYE TAPADERAS Y ACABADOS	27	U	7,908.00	213,516.00	
10.05	BOVEDA PARA SUBESTACION	40	U	61,778.00	2,471,120.00	
10.06	ACERA ENCEMENTADA	14,386	M ²	108.77	1,564,765.22	
10.07	REPARACION DE PAVIMENTO	1,307	M ²	271.88	355,347.16	
10.08	TUBERIA PVC 4", 100 PSI PARA DUCTERIA (INCLUYE ACCESORIOS)	266,883	ML	77.94	20,800,861.02	
					TOTAL	32,784,090.80

MONTO TOTAL DEL ESTIMADO DEL PROYECTO

¢ 80,479,717.26

Todos los rubros incluyen material, mano de obra y transporte, gastos administrativos e imprevistos.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO VII

1. Para la realización eficiente del diseño de la red subterránea de distribución de energía eléctrica, ha sido importante el análisis de la red actual, realizado en Milsoft, de donde se ha obtenido las corrientes detalladas por ramal, en el sistema de media tensión.
2. Se necesitaron mediciones en la red de baja tensión, para determinar el porcentaje de carga monofásica y trifásica existente en la zona y de esta forma realizar una distribución equitativa de la carga.
3. Un aspecto importante de este diseño, ha sido la estandarización de bancos de transformadores, bóvedas para los transformadores, pozos de registro para media y baja tensión, cables y longitud de ramales. Esto da la ventaja de tener un diseño más ordenado y una maniobrabilidad más eficiente. Se tiene que reconocer que no ha sido posible una estandarización completa, debido a la variación de la densidad de carga de la zona.
4. Los materiales y equipos deben de seleccionarse de acuerdo al diseño realizado, es decir, se debe de tomar en cuenta el nivel de voltaje del sistema, la magnitud de la carga que se demandará, así como las condiciones en que operarán.
5. Para el diseño del sistema de media y baja tensión, es necesario conocer si la carga es residencial, comercial, o industrial, para seleccionar la configuración del sistema más conveniente.
6. Para el dimensionamiento de las protecciones de la red de distribución de energía eléctrica es necesario conocer nivel de voltaje, máxima capacidad de corriente, nivel básico de aislamiento, niveles de falla.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R.1 UNDERGROUND CONSTRUCTION STANDARDS, Compiled by Electric Distribution Standards, January 1, 1994 to December 31, 1994.
- R.2 NATIONAL ELECTRIC CODE, NEC 1987.
- R.3 NATIONAL ELECTRIC SAFETY CODE.
- R.4 CABLES CON AISLAMIENTO DE POLIETILENO PARA FUERZA Y ALUMBRADO, Anaconda Pirelli, Condumex S.A.
- R.5 MANUAL TECNICO DE CABLES DE ENERGIA, 2a Edición Condumex.

CAPITULO VIII

ESPECIFICACIONES TECNICAS

8.0 INTRODUCCION

En este capítulo se dan en forma general las especificaciones técnicas del proyecto, el cual cubre diseño, obra civil, especificaciones de fabricantes, inspecciones y pruebas.

8.1 GENERALIDADES

Las especificaciones técnicas adquieren mucha importancia, ya que ilustran al ejecutor del proyecto, una sumarización de la obra, y todo lo que esta incluye. Se describen detalles que ayudan a resolver problemas propios de la ejecución de un proyecto.

En todo proyecto se deben dar las especificaciones técnicas basadas en normas aprobadas mundialmente, con el objetivo de que exista la máxima seguridad en el diseño de la red.

8.2 DESCRIPCION GENERAL DEL PROYECTO

El proyecto comprende la construcción de la red subterránea de distribución de energía eléctrica del Centro Histórico de San Salvador, que abarca un área geográfica de 58 manzanas, ubicadas entre la 8a y 11a avenida y entre la 3a y 6 calle. En el diseño realizado se establece una simbología para sistemas subterráneos de distribución, se hace el análisis para establecer la maniobrabilidad de la red y se realiza el análisis de falla. Se establece el factor de crecimiento y se plantean alternativas de solución para la problemática que genera la conversión de un sistema aéreo a uno subterráneo.

8.2.1 Trayectoria de los cables

En el proyecto se diseñan tanto las líneas de media tensión como las de baja tensión; el sistema de media tensión funcionará a 4.16KV y el de baja tensión a 240/120V. La ruta que seguirán las líneas se encuentra en los planos de distribución para media y baja tensión.

El trazado de las líneas se representa en los planos anexos, donde las escalas son:

- Circuitos en escala 1: 2500
- Planimetría en escala 1: 2500

Se representa además de las líneas, las bóvedas, pozos de derivación y pozos de registro. (Ver ANEXO H)

8.2.2 Características generales

<u>Descripción</u>	<u>Líneas a 4.16KV</u>	<u>Líneas a 240/120V</u>
Configuración del Sistema	Radial	Radial
Voltaje Nominal	4.16 KV	240/120 V
Voltaje Máximo Operación	4.37 KV	252/126 V
Frecuencia	60 Hz	60 Hz
Nivel Básico de Aislamiento (BIL)	60 KV	
Número de Circuitos	11	122
No. de hilos	3	4
Conductores	2/0 AWG, 350MCM Cu	#2, 2/0 y 4/0 AWG, Cu. 250 y 500 MCM Cu.
Capacidad por Circuito	360 A MAX	510 A MAX

8.2.3 Prescripciones generales

La ejecución del proyecto y el suministro de los diferentes materiales y equipos que se utilicen, deben estar sujetos a las prescripciones, normas y estándares de las especificaciones técnicas que se mencionan en este documento.

Los materiales y equipos utilizados deben ser lo más modernos posibles, para que se acoplen a un diseño de la obra que permita un montaje fácil y seguro y disminuya en lo posible la labor de mantenimiento que resulta difícil en redes subterráneas de distribución.

8.2.4 Condiciones ambientales

Meteorología

La zona donde se construirá la red subterránea de distribución, presenta las siguientes condiciones:

Temperatura mínima del aire	+50 °C
Temperatura promedio del aire	+30 °C
Temperatura máxima del aire	+ 5 °C
Elevación sobre el nivel del mar	1000 mts
Humedad relativa:	
Mínima	40%
Promedio	70%
Máxima	90%
Precipitaciones anuales (Máx. entre Mayo y Octubre)	1500 - 2500 mm
Nivel Isocerámico	

- Tormentas Eléctricas	125 días/año
Condiciones Sísmicas	
- Aceleración Telúrica:	
Horizontal (g)	0.5 (5000 mm/s ²)
Vertical (g)	0.4 (4000 mm/s ²)

Preservación del medio ambiente y edificios de valor histórico

Debido a que el área en estudio es una zona muy delicada, la OPAMSS en su plan de rescate del Centro Histórico de San Salvador tiene como objetivo primordial la conservación de los edificios llamados de valor histórico, por lo tanto se recomienda tener especial cuidado con estos inmuebles y sus alrededores, así como preservar los pocos árboles que se encuentran en la zona.

8.2.5 Normas

Todos los materiales, equipos y diseño de obra civil estará sujeto a las leyes y regulaciones que actualmente existen en El Salvador y a las normas y estándares que en este documento se plantean.

Normas y Estándares

Excepto que se especifique lo contrario, las normas que se listan a continuación deberán gobernar todo lo concerniente al diseño:

ANSI	American National Standard Institute
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
NEMA	National Electric Manufacturers Association
NEC	National Electrical Code
NESC	National Electrical Safety Code
IEC	International Electrotechnical Commission
IPCEA	Insulated Power Cables Engineers Association

Se pueden aceptar otras normas que sean reconocidas, lo cual quedará a criterio de la firma que realice y supervise el proyecto, quien deberá comprobar que estas normas son equivalentes a las normas que se presentan en este documento.

8.2.6 Expedición y montaje

Expedición

Todo lo que incluye el suministro deberá ser expedido sin ensamblar, de acuerdo a las condiciones de transporte que se presenten.

En caso de que los suministros ya se encuentren en el país, la firma encargada del proyecto se encargará de la preparación para su posterior expedición, para facilitar el manejo y proteger contra daños.

Los equipos eléctricos, deben ser enviados en cajas, y en general, todo material y equipo debe estar sujeto a las siguientes especificaciones:

a) Aisladores, terminales, empalmes y accesorios.

Serán expedidos en cajas de madera

b) Cables.

Estarán sujetos a las especificaciones que se dan en la sección de materiales y equipos.

c) Equipos de Media y Baja Tensión.

Estos deberán ser expedidos bien embalados

d) Equipos varios

Todos los equipos deben embalarse en cajas de madera o equivalente.

Montaje

Los equipos y maquinaria a utilizar de preferencia serán ensamblados en el lugar donde se construirá la red subterránea. La firma encargada de la ejecución del proyecto se encargará de la labor de ensamble y montaje.

8.3 MATERIALES Y EQUIPOS

8.3.1 Conductores

Características

Los cables a utilizar son monopolares de cobre, tanto para el sistema de media tensión como para el de baja tensión. Los cables son con aislamiento tipo XLPE, envoltura de PVC o PE, pantalla conductora y pantalla aislante, los conductores son circulares de cobre compactado clase B, ASTM.

Características principales del tipo de aislamiento XLPE:

1. Rigidez dieléctrica, (corriente alterna, elevación rápida) 25 KV/mm
2. Rigidez dieléctrica (impulsos) 50 KV/mm
3. Permitividad relativa SIC (60 ciclos a temp. de op.) 2.1
4. Factor de potencia máx. (a 60 ciclos a temp. de op.) 0.1 %
5. Constante K de resistencia del aislamiento a 15.6 °C 6100 (megohm-km) mín.
6. Temperatura de operación normal 90 °C
7. Temperatura de sobrecarga 130 °C
8. Temperatura de cortocircuito 250 °C

Los conductores monopolares que se utilizarán están diseñados bajo las normas expresadas por la IPCEA.

Suministros

Los cables serán suministrados en carretes de madera que permitan un fácil desenrollado del cable; la cantidad de conductor enrollado será la máxima que permitan las exigencias de transporte, de manejo y montaje. Las dimensiones de los carretes estarán de acuerdo con el calibre de conductor y en todo momento el diámetro del tambor no será menor que el menor diámetro que permite el cable sin dañar sus características.

Cada carrete llevará marcado con letras de imprenta el peso bruto y neto del conductor en kg. así como la longitud del cable en metros. Para efectos de selección de diámetros de carretes o para considerar las máximas deflexiones del cable instalado pueden considerarse los siguientes radios mínimos de curvatura del cable.

Tabla 8.1 Radios mínimos de curvatura para cables.

Para cables con Diámetro (D)	Radio Mínimo de Curvatura
Menor de 1 pulg.	5D
Entre 1 y 2 pulg.	6D
Mayor de 2 pulg.	7D

Fuente: Anaconda Pirelli, Conductores Eléctricos S.A.

Informaciones Técnicas

El suministrante deberá someter a la aprobación de la firma encargada de la realización del proyecto todos los certificados de prueba referente a los diferentes lotes de conductor suministrados, así como proporcionar toda la información técnica que sirva como soporte, para el mantenimiento de la red.

8.3.2 Terminales

Características

Las terminales a utilizar en las acometidas subterráneas son las del tipo QT-III para interiores o exteriores con aislamiento para 12-24 KV. Este tipo de terminal es exclusivo para cables con aislamiento XLPE. Las terminales QT-III de caucho de silicona en frío ofrecen una instalación fácil y confiable cuando se terminan cables de media tensión. Su diseño único, de un solo núcleo plástico, contiene internamente su compuesto controlador de esfuerzos con una alta K y su sistema de sellado de silicona para la intemperie. Las terminaciones QT - III poseen un mejorado cuerpo de caucho de silicona aumentando así su hidrofobicidad, resistencia a los rayos ultravioleta, a las descargas eléctricas y a la erosión del medio ambiente. El diseño del compuesto dieléctrico controlador de esfuerzos mejora el BIL de las terminaciones. Estas terminales cumplen con los requisitos de las normas, IEEE 48, IEC 502, VDE 0278. (Ver ANEXO G).

Suministros

Las terminales serán suministrados en caja de madera o equivalente que sea adecuada para su transporte marítimo o terrestre. Las terminales deberán llevar claramente marcados el nombre del fabricante, año de fabricación y nivel de aislamiento. Para su aceptación las terminales deberán superar satisfactoriamente todas las pruebas previstas en estas especificaciones técnicas.

Documentación Técnica

El suministrador deberá someter a la aprobación del ente ejecutor del proyecto:

- Los planos y las especificaciones de las terminales
- Los planos de embalaje propuesto.
- Los certificados de prueba de los diferentes lotes de terminales.

8.3.3 Empalmes

Características

Los empalmes que se utilizarán para la unión de cables son del tipo Cold Shrink (contráctil en frío) QS – III, el cual es un empalme de caucho de silicona que cumple con las normas de IEEE 404 y VDE 278; este tipo de empalmes tiene las siguientes características:

- Cuerpo de silicona que tiene excelentes propiedades eléctricas y mantiene el control de las temperaturas bajas.
- El QS – III, es 100% puesto a prueba en fábrica.
- Tecnología probada en el campo.
- Patente del electrodo del empalme.
- Diseñado para varios rangos de cables.

El empalme contráctil en frío de caucho de silicona QS – III, elimina la incomodidad de aplicar calor y del exceso de fuerza al empujar y halar, resultando así en un método más seguro, confiable y que disminuye el costo de instalación.

Empalmes para derivaciones

Se recomienda el uso de empalme para derivaciones tipo modular, de la 3M serie 5815, además el Kit 5815A, para la adaptación e instalación de los cables. (Ver ANEXO G).

Suministros

Todos los empalmes serán suministrados en cajas con sus debidas protecciones para no dañarse durante el transporte. Cada caja contendrá un empalme y en esta se indicará el número de producto, tamaño del conductor a utilizar, conector, aislamiento primario y diámetro externo.

8.3.4 Accesorios

Generalidades

Los accesorios utilizados para la construcción de la red subterránea de distribución de energía eléctrica deben cumplir con las normas establecidas y deberán ser adecuados para el uso en cables, empalmes, terminales, transformadores, ducterías, etc.

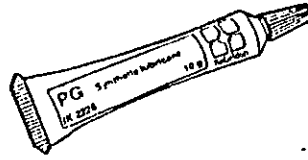
Para su aceptación los accesorios deberán ser probados de acuerdo a lo establecido en las especificaciones técnicas.

Algunos de los accesorios a considerar son:

- IK 1401. Resina para unión de cables mediante grapas.
- IK 1401. Alambre de amarre (galvanizado).
- IK 1105, 1108. Tela abrasiva 1105 áspera, 1108 fina.
- IK 2221, 2222. Grasa silicona 10g/25g.
- IK 2226. Grasa PG 10g.
- IK 1301, 1303. Estaño para soldadura
- UKR 90. Abrazadera universal para cables o rollos de cables con un diámetro de 20-90mm.
- UKR 200. Abrazadera universal para cables o rollos de cables con un diámetro de 50-200mm.
- UKRF. Arreglo para soporte de cable, para ser usado con UKR 200.
- UKJ. Placa para tierra.
- UKS. Espaciador de polo.
- UKRS 90. Kit para montaje de polo, conteniendo UKR 90 y UKS.
- UKRS 200. Kit para montaje de polo, conteniendo UKR 200 Y UKS.
- MK 1. Soporte para polo.
- IKA 1003-1029. Kit de material de instalación para uniones y terminaciones.
- 5815-A Adaptor modular Kit.
- PS 50-90. Sello tipo muleta.
- IK 2230. Tela limpiadora.
- IK 2231. Tela limpiadora para mayores tamaños de cables
- IA 2342. Cinta de silicona-hule.
- IA 2352. Cinta semi-conductora.
- IA 2362. Cinta para rellenar.
- IA 2421. Cinta de PVC.
- IA 2441-2444. Cinta protectora.
- IA 2333-2338. Cinta aislante autoamalgamable.
- IA 1003. Cinta contra esfuerzos eléctricos.
- IA 1801-1802. Cinta para prevenir corrosión en grapas de cables con un diámetro de 150mm.



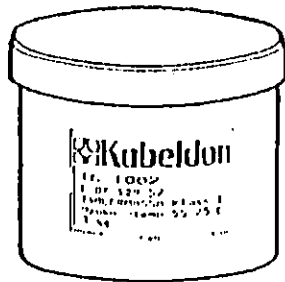
IK 2221, 2222
Silicone grease 10 g/25 g



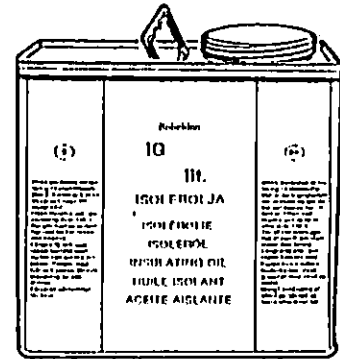
IK 2226
PG grease 10 g



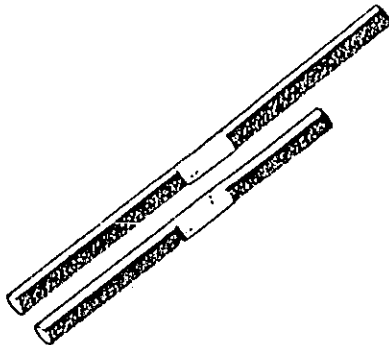
IK 1301, 1303
Soldering tin



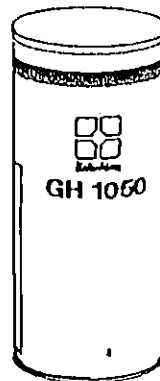
IG 1002, 1003
Bitumen compound for
cable clamps for joints



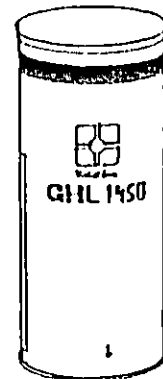
IG 1403, 1406
Insulating oil for joints SMTD,
SMTXB and SMTA



IK 1711, 1712
Insulating fabric for SMTD etc



GH 190 - 1450
Cast-resin compound



GHIL 1450
Slow-curing, cast-
resin compound

Figura 8.1 Accesorios para uso subterráneo

8.3.5 Transformadores

Todas las subestaciones a construir en el Centro Histórico de San Salvador serán equipadas con transformadores monofásicos sumergibles con capacidades de 50 hasta 167 KVA autoprotegido en el lado de alto voltaje.

Características

La característica particular de estos transformadores es que disponen de todos sus accesorios en la cubierta del tanque (bushings, protecciones, etc.) para facilitar el acceso en maniobras de instalación y mantenimiento. Por tal razón, sus accesorios se distribuyen de tal forma que se facilite la colocación de cables de alta tensión y baja tensión en la bóveda, así como el acceso directo a las protecciones y seccionadores (en caso de traerlos). Además, este transformador tiene los empaques y sellos necesarios para cumplir con la especificación de operar sumergido total o parcialmente en el agua. Así como también, de una base protectora y recubrimiento con resina epóxica con alta resistencia a la corrosión para lograr la protección adecuada del mismo.

Datos técnicos

- Inmerso en aceite
- Lado de alto voltaje: 4.16 KV.
- Lado de bajo voltaje: 240/120 V.
- Frecuencia de operación: 60 Hz.
- Elevación de temperatura: 65 °C – 80 °C.
- Devanado primario y secundario de cobre.
- Dos terminales de alto voltaje montados en la cubierta.
- Tres bushing de bajo voltaje montados en la cubierta, provisto de conectores capaces de aceptar cobre o aluminio. Con aislamiento de porcelana y accesorios anticorrosivos.
- Tanque del transformador protegido contra la corrosión por medio de la aplicación de una base anticorrosiva.
- Tanque completamente sellado a la humedad y condiciones del suelo por medio de empaques.
- Placa de datos de acero inoxidable en un lugar visible sobre la cubierta.

Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra de los transformadores se indican en detalle en los planos de las bóvedas.

Los materiales componentes del sistema de puesta a tierra son:

1. Conductor de cobre #2.
2. Barra de puesta a tierra Copperweld, diámetro 5/8", longitud de 10'.
3. Grapas y accesorios para la conexión entre el cable y el tanque del transformador, entre el cable y las varillas y entre conductor y conductor (para extensiones).

La resistencia de la conexión a tierra, medida con Megger y con procedimientos que se crean convenientes no deberá rebasar los 5 ohm tal como se recomienda en el NEC para este tipo de instalaciones y para un tipo de terreno de arcilla, barro, tierra negra que tienen un valor promedio de resistividad de 4060 ohm/cm. Con estas condiciones, el número de barras a instalar en todas la bóvedas serán 4, las cuales se instalarán en cada esquina de la bóveda.

8.4 OBRAS CIVILES Y MONTAJES

8.4.1 Acceso al sitio

El croquis de la zona y en general las rutas de las canalizaciones donde se realizara la construcción de la red subterránea debe ser indicado en un plano para conocer la magnitud de esta, y se recomienda a la entidad responsable de la obra verificar las condiciones físicas del lugar para realizar todos los tramites legales y cumplir con todos los reglamentos nacionales.

8.4.2 Trabajos auxiliares de ingeniería civil

Es responsabilidad de la entidad encargada de realizar la obra la continuidad de aquellos servicios que se puedan interrumpir por la construcción de la red subterránea, aunque esto implique trabajos de construcción provisionales.

8.4.3 Problemas de tráfico

Identificación de la zona y rutas alternas

De acuerdo a la zona a tratar se realizará un estudio para establecer las rutas a programar y evitar congestionamientos vehiculares, que en algún momento puedan interferir con el desarrollo de la obra.

Debido a la gran cantidad de vehículos que transitan en este lugar, se recomienda a la entidad encargada de la obra identificar las vías de mayor congestión vehicular y realizar todos los tramites necesarios con el vice-ministerio de transporte para establecer rutas alternas para el acceso a esta zona.

8.4.4 Obras civiles

Construcción de zanjas

Las zanjas se construirán en su mayoría sobre las aceras tratando de hacer excavaciones a intervalos donde sea necesario a fin de evitar incomodidades a los residentes en estos lugares.

La dimensión de las zanjas dependerá del número de ductos a instalar y del nivel de voltaje de la red eléctrica, ya que en la mayoría de casos se instalarán cables de media y

baja tensión en una misma canalización y también se dejarán ductos de reserva lo que implica una mayor dimensión de las zanjas.

Cuando se instale un total de 8 ductos en una misma canalización, esta tendrá como mínimo un ancho de 68 cm y una profundidad mínima de 83 cm.

Cuando se instalen 16 ductos en una misma canalización, esta tendrá como mínimo un ancho de 68 cm y una profundidad mínima de 114 cm. Estas dimensiones se basan en las siguientes condiciones:

- Se utilizarán ductos de 4" de diámetro como mínimo.
- La separación entre ductos tanto vertical como horizontalmente será de 5 cm como mínimo
- La separación entre la pared de la zanja y el ducto más cercano será de 6 cm
- La separación entre el bloque de concreto y el nivel de la acera será como mínimo de 45.8 cm, tal como se establece en las tablas 300-5 y 710-3 (b) del NEC (1987) para un nivel de voltaje de 0 a 600v y de 600 a 22000v respectivamente.

Las canalizaciones de potencia que crucen arriba de las tuberías de agua serán diseñadas con un soporte a ambos lados para no cargar las tuberías de aguas y si pasa abajo, se añadirá un impermeabilizante al concreto, de ser posible para evitar la filtración de agua.

Cuando las canalizaciones de potencia crucen con las de comunicaciones, será necesario crear una separación de concreto de aproximadamente 8 cm o una separación de 30 cm de tierra compactada. En la fig. 8.2, se muestra el diseño de una canalización con las consideraciones anteriores.

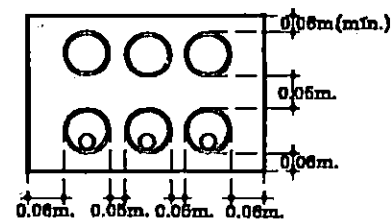
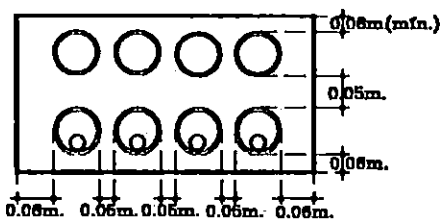
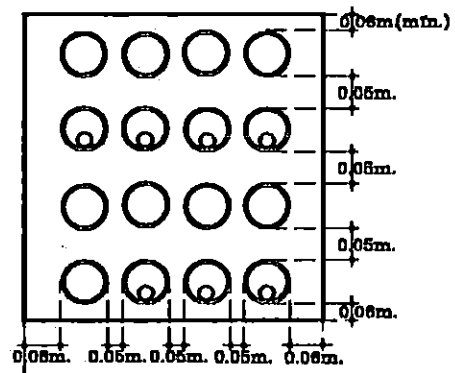
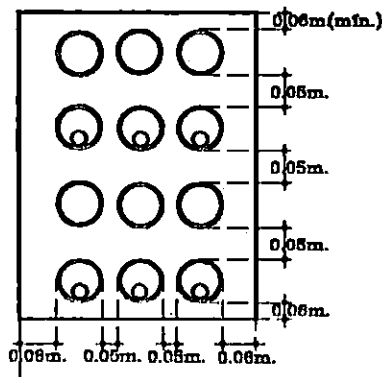
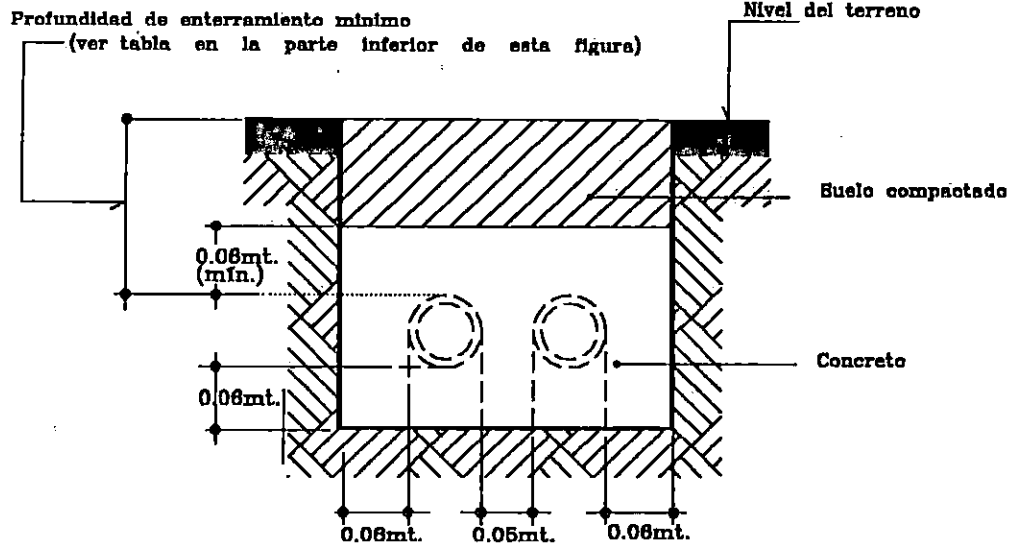
Tubería

La tubería a utilizar será de PVC grado eléctrico con una presión mínima de 100 PSI y con un diámetro mínimo de 4" para toda la canalización, así mismo todos los accesorios necesarios para los ductos serán de PVC con diámetro no menor de 4", pero en todo caso, el área utilizada del ducto no será mayor del 50%, fig. 8.2. Los ductos serán protegidos a su alrededor por una capa de concreto no menor de 5 cm, resistencia de 175 kg/cm^2 y con cemento PORTLAND tipo 1, según especificaciones ASTM C-150-80 y según requerimientos AASYTO M-82-62.

Construcción de pozos de registro

Las dimensiones de los pozos dependerá de la profundidad y cantidad de ductos, y del nivel de voltaje, además estarán diseñados de tal forma que faciliten la entrada de 1 ó 2 personas para realizar todas las maniobras necesarias. Los pozos contarán con un drenaje de una capa de grava N°2 en el fondo, con un espesor mínimo de 10 cm, en donde el sistema de ductos que llegue y que salga de los pozos estará lo mas alejado posible del piso o de la grava, 30 cm como mínimo. Las paredes de los pozos serán construidas con ladrillo de barro con su respectivo repello y afinado. Las tapaderas de los pozos serán fabricadas completamente de hierro o de concreto de 210 kg/cm^2 y hierro. Las dimensiones de los pozos de registro se detallan a continuación:

- a) Para pozos de registro con ductería para líneas de baja tensión, el área será de 125x 98 cm² con una profundidad mínima de 162 cm. Fig. 8.3a y 8.3b
- b) Para pozos de registro con ductería para líneas de media tensión, el área será de 110 x 98 cm² con una profundidad mínima de 162 cm. Fig. 8.4a y 8.4b
- c) Para pozos de registro con ductería para líneas de media y baja tensión, el área será de 200x140 cm² con una profundidad de 193 cm como mínimo. Fig. 8.5a , 8.5b y 8.5c



Profundidad mínima del ducto en travesería lateral a la calle (cm).				
Tipo de Ducto	120/240v.	4.16v.	15.8v.	23v.
Ducto rígido no metálico	48.80	48.8	48.8	48.8

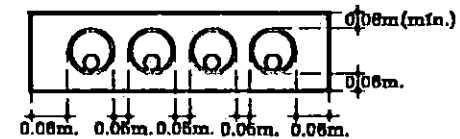


FIGURA 8.2

S/ESCALA.

JULIO/88

FECHA

MANUEL FLORES B.
ALEXANDER R. DUARTE
NELSON T. CHICAS

DISEÑO
Y
ELABORO

Ing. MANUEL CUADRA

REVISO

Ing. MANUEL CUADRA

APROBO



COMPANIA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE SAN SALVADOR

DETALLE DE DUCTOS CON RECUBRIMIENTO DE CONCRETO
Y PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO MÍNIMO

seccion b-b

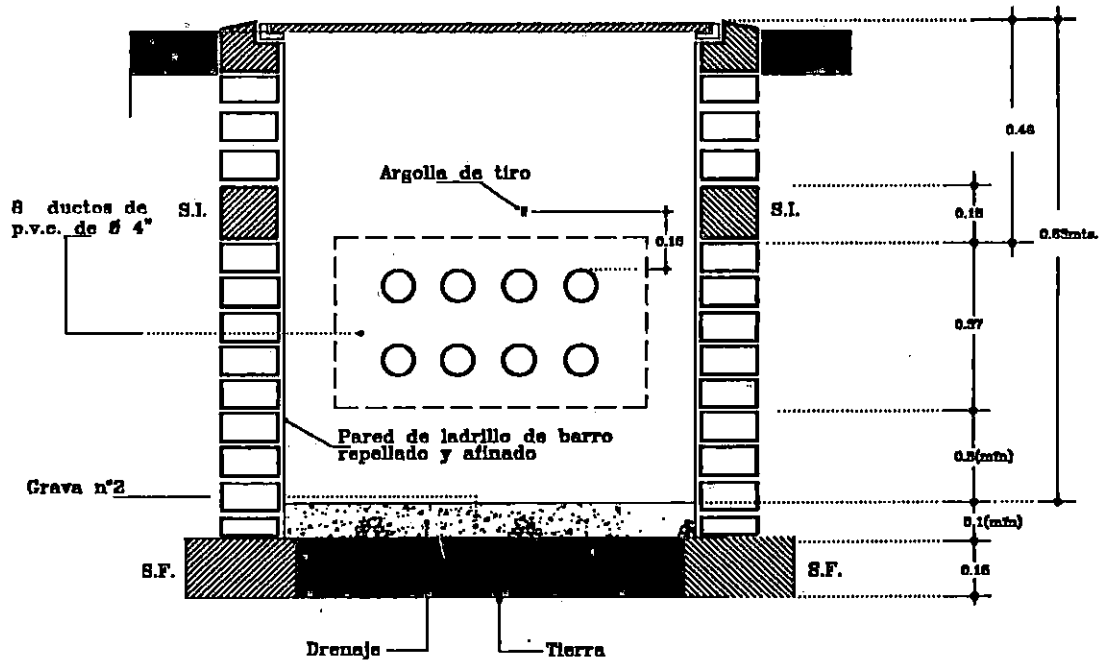


FIGURA 8.3a

S/ESCALA

JULIO/88

FECHA

MANUEL FLORES B.
ALEXANDER R. DUARTE
NELSON T. CHICAS

DISÑO
Y
ELABORO

Ing. MANUEL CUADRA

REVISO

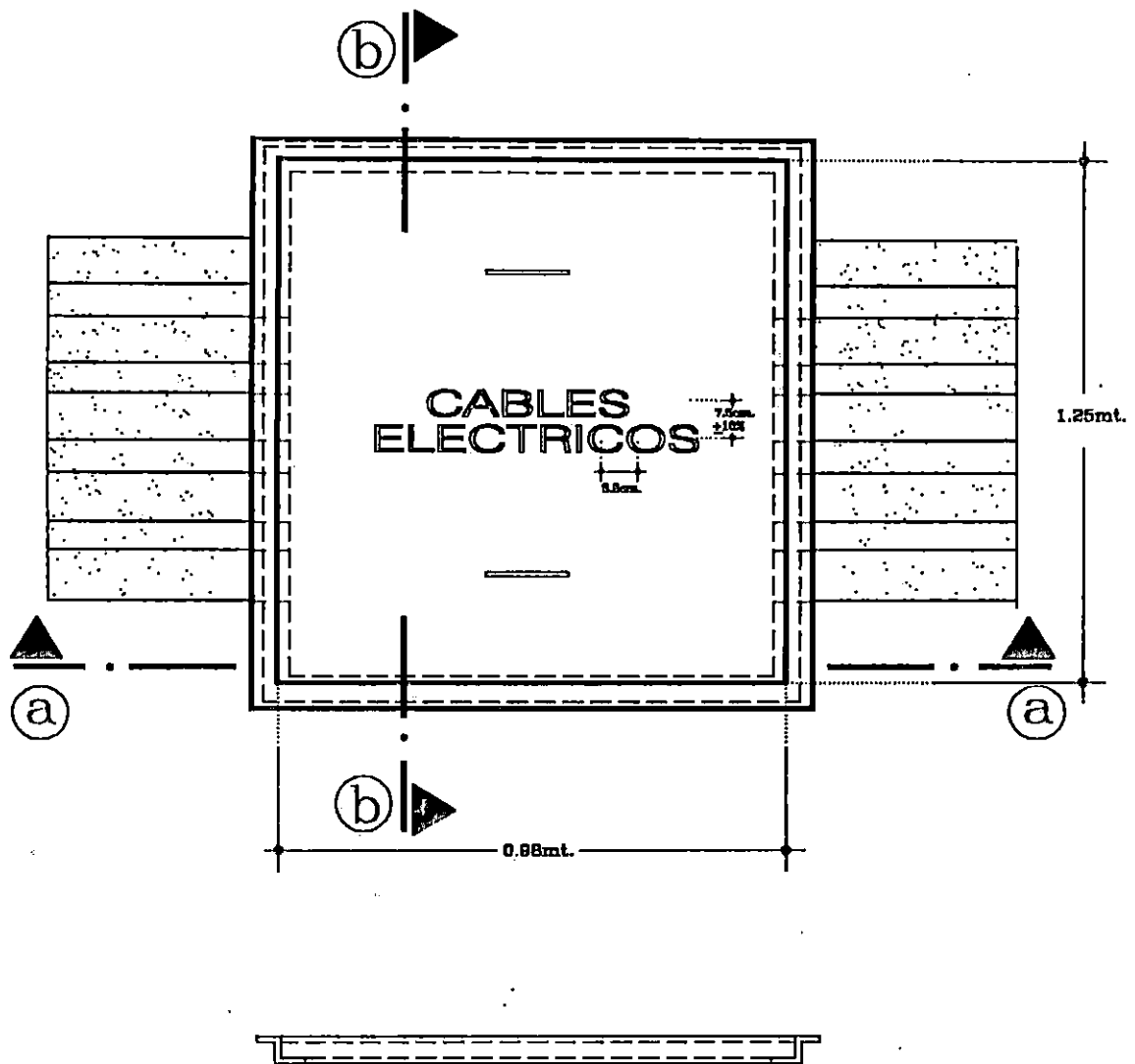
Ing. MANUEL CUADRA

APROBO




COMPANIA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE SAN SALVADOR

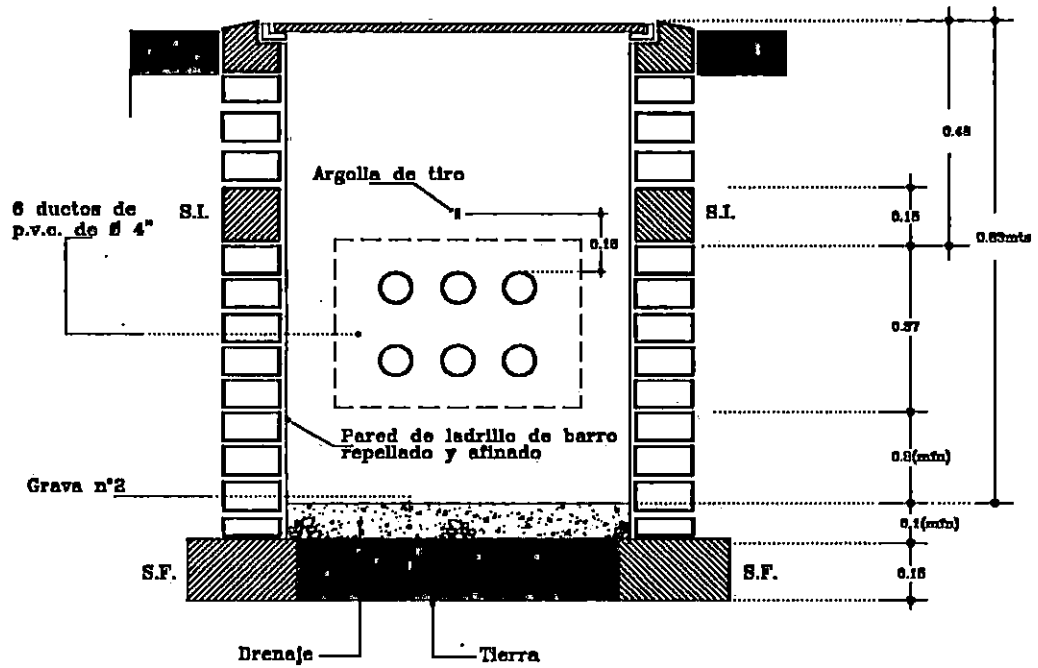
POZO DE REGISTRO PARA DISTRIBUCION
EN BAJA TENSION




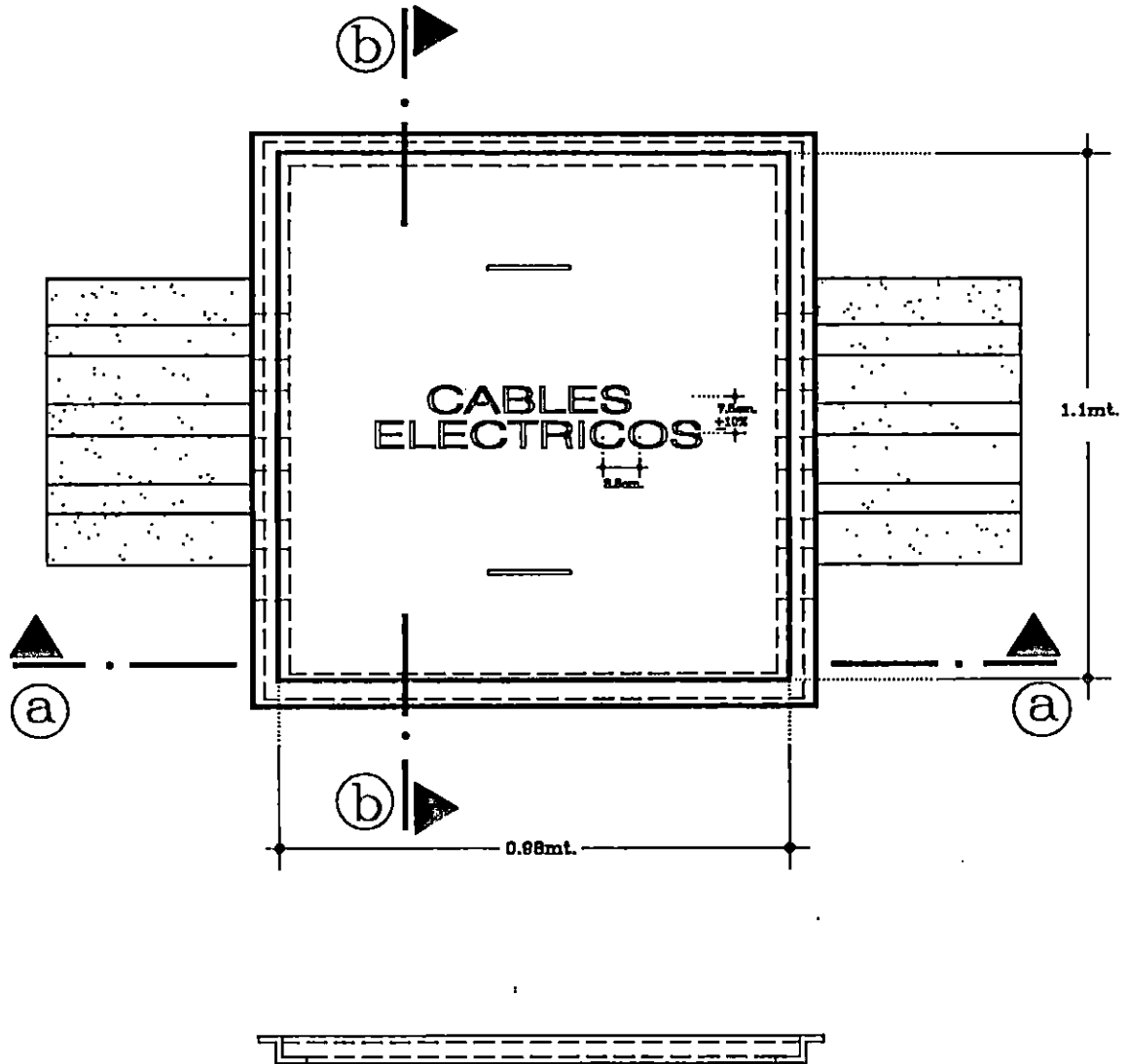
NOTA :
 Las letras grabadas en la tapadera se harán en bajo relieve y con las dimensiones mínimas indicadas.

FIGURA 8.3b		JULIO/88	FECHA	 COMPANIA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE SAN SALVADOR	
		MANUEL FLORES B. ALEXANDER R. DUARTE NELSON T. CHICAS	DISEÑO Y ELABORO		
	S/ESCALA		Ing. MANUEL CUADRA	REVISO	VISTA DE PLANTA DE UN POZO PARA BAJA TENSION
			Ing. MANUEL CUADRA	AFROBO	


seccion b-b



<p>FIGURA 8.4a</p> <p>B/ESCALA</p>		JULIO/88	FECHA	 COMPAÑIA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE SAN SALVADOR FOZO DE REGISTRO PARA DISTRIBUCION EN MEDIA TENSION
		MANUEL FLORES B. ALEXANDER R. DUARTE NELSON T. CHICAS	DISEÑO Y ELABORO	
		Ing. MANUEL CUADRA	REVISO	
		Ing. MANUEL CUADRA	APROBO	



NOTA :
 Las letras grabadas en la tapadera se harán en bajo relieve y con las dimensiones mínimas indicadas.

FIGURA 8.4b S/ESCALA		JULIO/88	FECHA	 COMPAÑIA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE SAN SALVADOR
		MANUEL FLORES R. ALEXANDER R. DUARTE NELSON T. CHICAS	DISEÑO Y ELABORO	
		Ing. MANUEL CUADRA	REVISO	
		Ing. MANUEL CUADRA	APROBO	

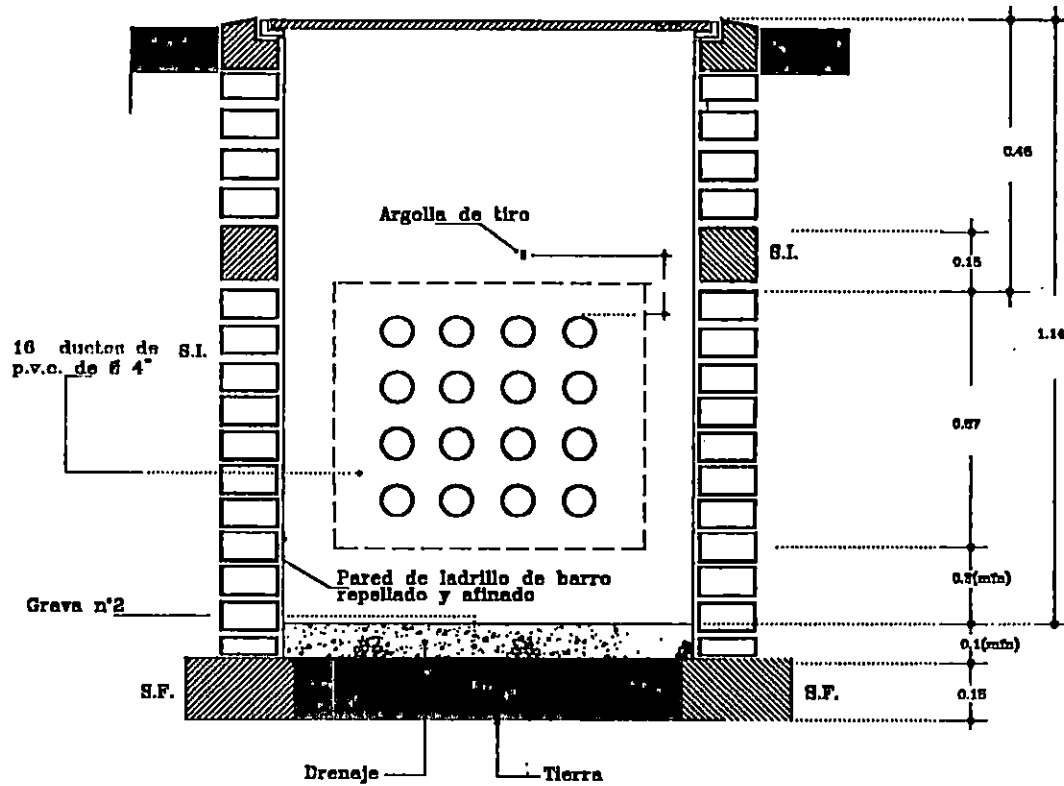


FIGURA 8.5a

S/ESCALA

JUNIO/88

FECHA

MANUEL FLORES R.
ALEXANDER R. DUARTE
NELSON T. CHICAS

DISEÑO
Y
ELABORO

Ing. MANUEL CUADRA

REVISO

Ing. MANUEL CUADRA


APROBO



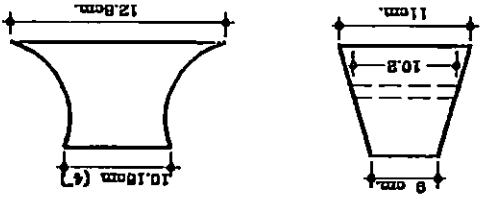
COMPANIA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE SAN SALVADOR

**FOZO DE REGISTRO PARA DISTRIBUCION
EN MEDIA Y BAJA TENSION**

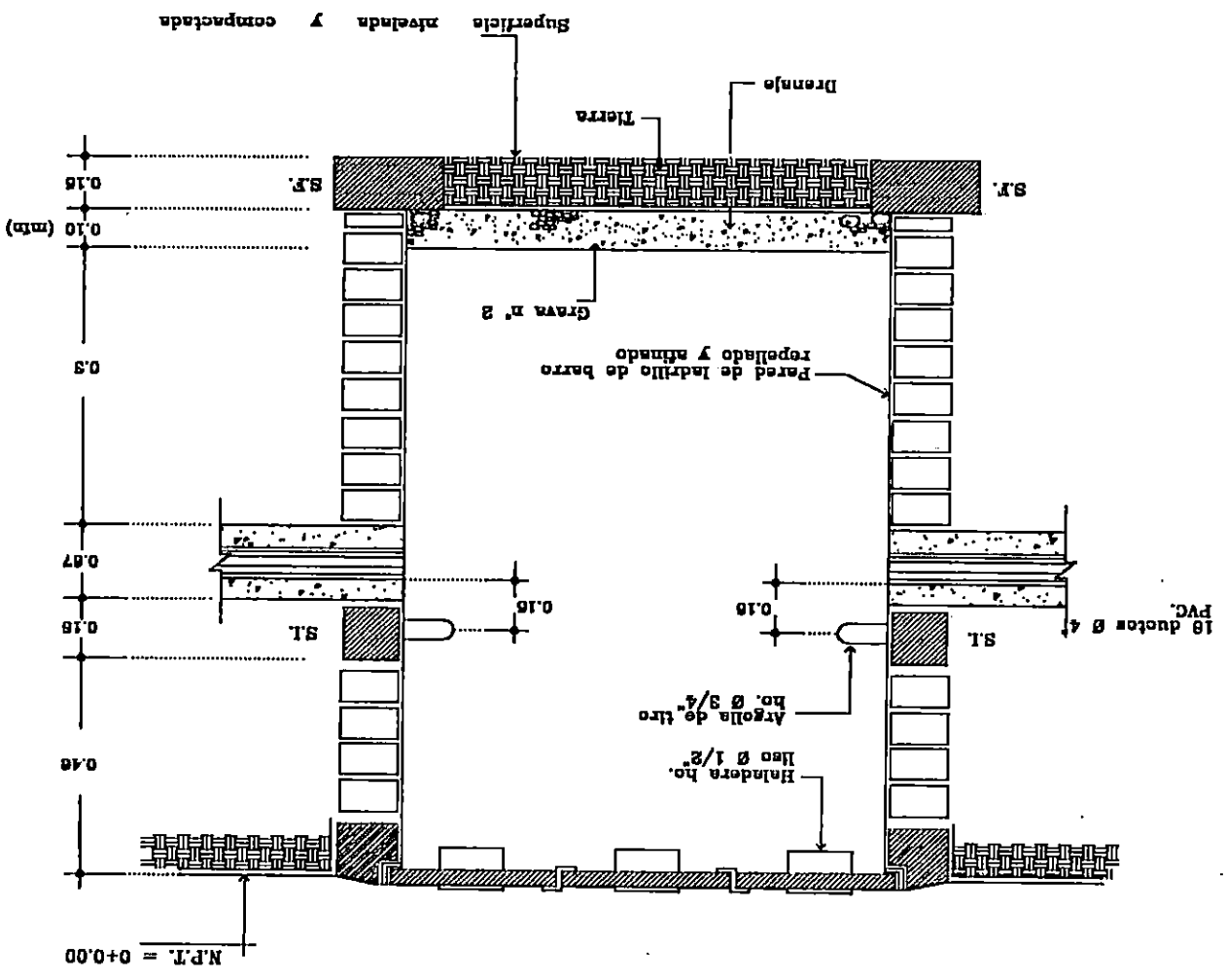
FIGURA 8.5b

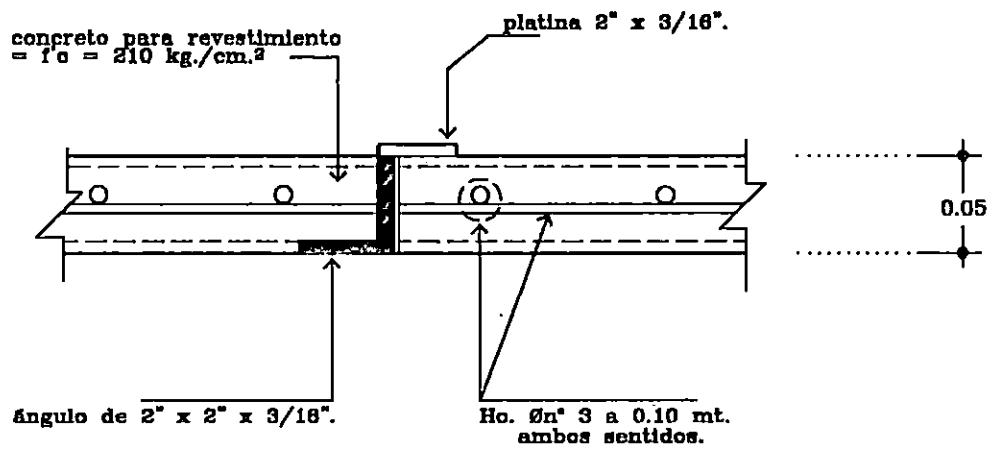
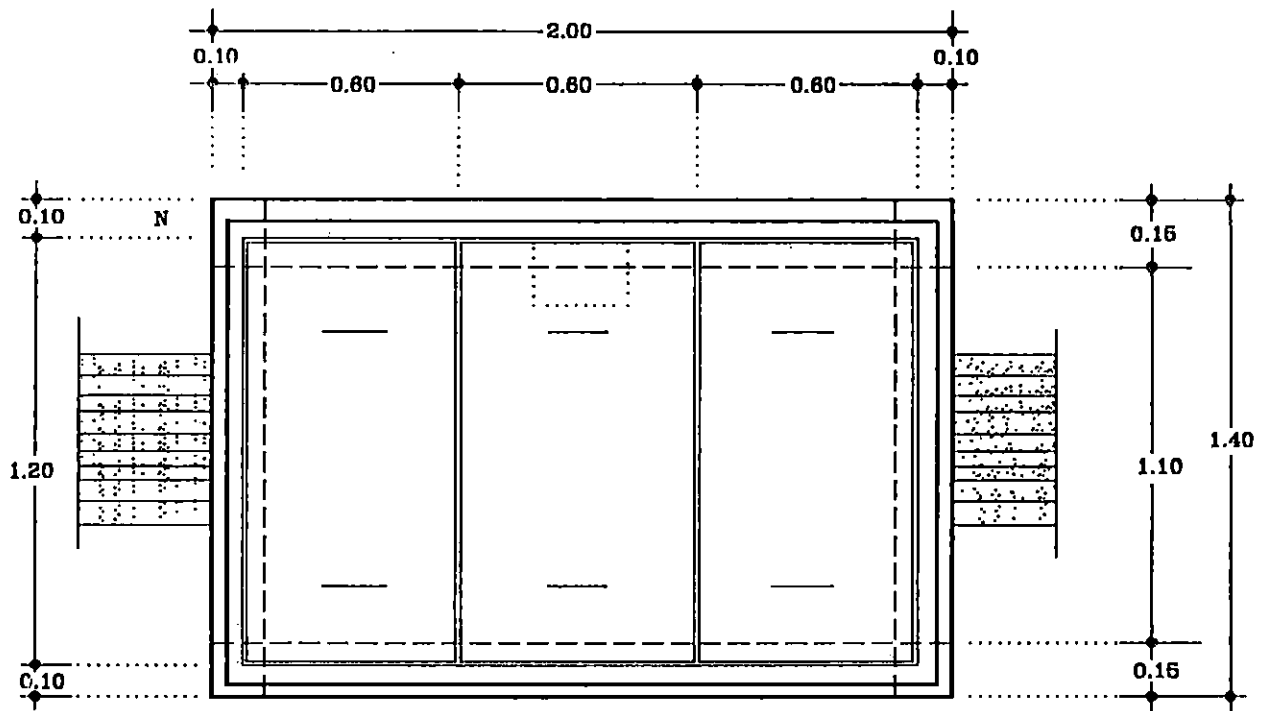
COMPAÑIA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE SAN SALVADOR 	DISEÑO Y ELABORO MANUEL FLORES B. ALEXANDER H. DUARTE KRISTON T. CHICAS	Ing. MANUEL CUADRA Ing. MANUEL CUADRA	APROBO REVISO
	FECHA JULIO/88	EN MEDIDA Y BAJA TENSION POZO DE REGISTRO PARA DISTRIBUCION	H/ESCALA

DETALLE DE TAPONES DE MADERA




NOTAS:
 S.F. - Solera de fundación
 S.I. - Solera intermedia
 La boca de los ductos deberán taponearse durante la construcción y después de la limpieza y aceptación. (ver detalle de tapones)





DETALLE DE LA UNIÓN ENTRE TAPADERAS DE
POZOS DE REGISTRO PARA DISTRIBUCION
EN MEDIA Y BAJA TENSION

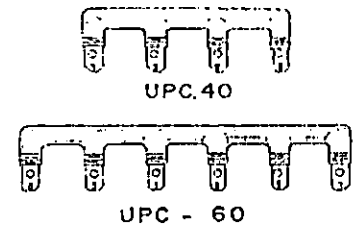
FIGURA 8.5c 8/ESCALA		JULIO/88	FICHA	 COMPANIA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE SAN SALVADOR
		MANUEL FLORES B. ALEXANDER R. DUARTE NELSON T. CHICAS	DISEÑO Y ELABORO	
		Ing. MANUEL CUADRA	REVISO	VISTA DE PLANTA DE POZO DE REGISTRO
		Ing. MANUEL CUADRA	APROBO	

Para la conexión de las acometidas en baja tensión hacia los abonados, en cada pozo de registro se instalarán buses tipo UPC con sus respectivos accesorios de protección para este tipo de red. El tipo de bus a emplear tiene la capacidad para conectar 4 y 6 abonados. En la fig. 8.6, se muestra el tipo de bus que se utilizará.

Existe otra opción para las acometidas en baja tensión, la cual consiste en buses UPC colocados verticalmente dentro de un armario, cuya instalación se realiza a la intemperie tal como se muestra en la fig. 8.7

BUSES SECUNDARIOS (TIPO UPC)

NUMERO DE CATALOGO	Nº DE TERMINALES
UPC - 40	4
* UPC - 40SL	4
UPC - 60	6
* UPC - 60SL	6



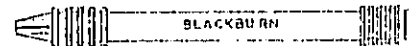
CONECTOR TERMINAL (TIPO LAC)

Nº DE CATALOGO	TAMAÑO DEL CONDUCTOR	
	Trenzado	Soldo
LAC - 6	6	5
LAC - 4	4	3
LAC - 2	2	1
LAC - 40	4/0	-



CAMISAS SELLADORAS (TIPO S)

Nº DE CATALOGO	CONDUCTOR
S ₁	6-4
S ₃	4/0 - 2



* Tiene terminal adicional para alumbrado

Figura 8.6 Buses secundarios tipo UPC

SECONDARY PEDESTAL INSTALLATION

MAXIMUM OF 7 SERVICES PLUS SECONDARY MAIN
(No 0000 MAX. CABLE SIZE.)

5 ϕ ASSEMBLY - Ed. No. 731-0067

3 ϕ ASSEMBLY - Ed. No. 731-0068

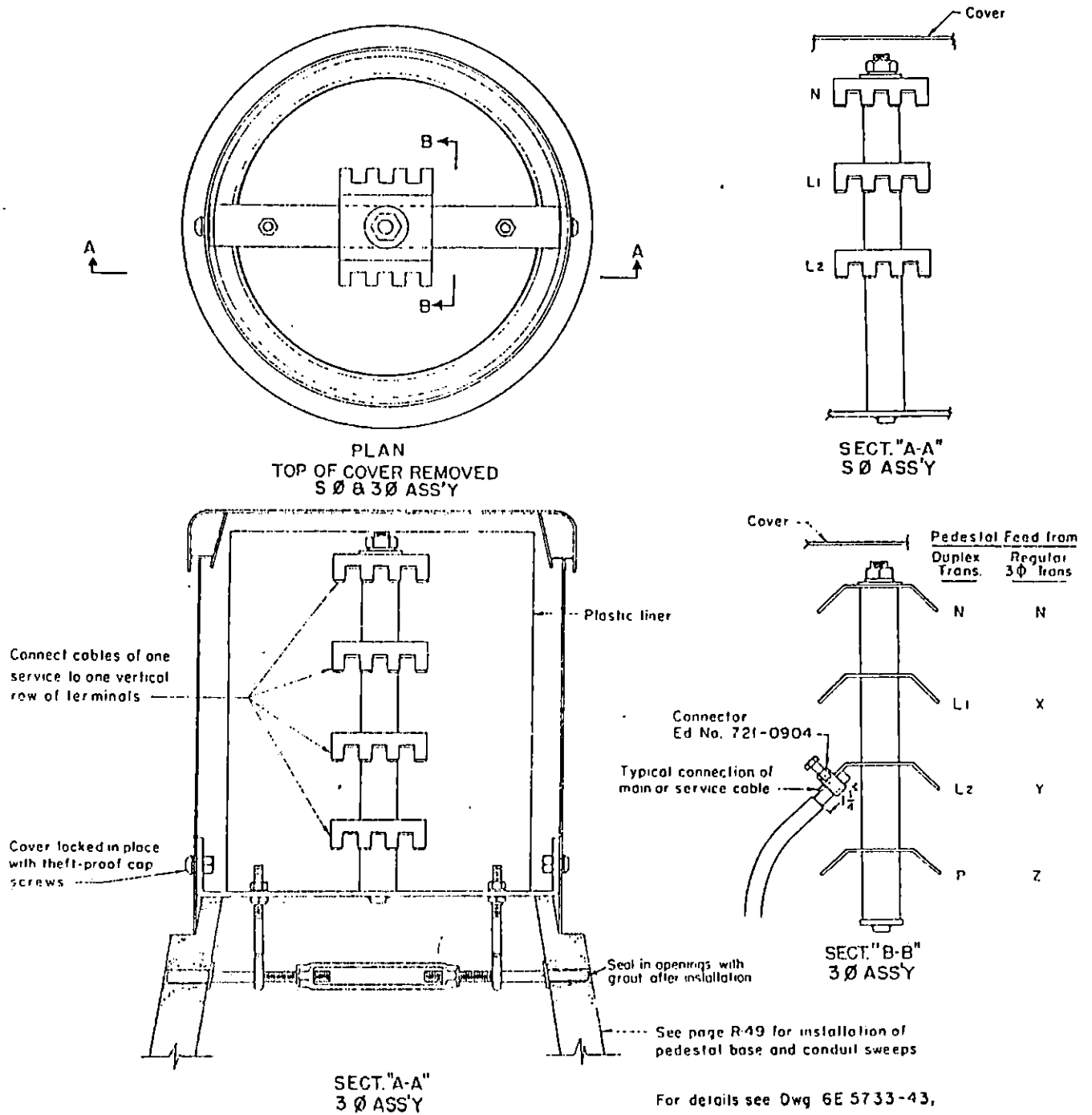


Figura 8.7 buses secundarios tipo UPC colocados verticalmente

Las canalizaciones y los pozos de registro han sido diseñados para contener ductos de reserva, por lo que las dimensiones de estos pueden ser modificadas, si solamente se introducen los ductos necesarios, para esto en la Tabla 8.2 se muestran dimensiones de zanjas y pozos de registro para diferentes cantidades de ductos. Los resultados presentados en la Tabla 8.2, se basan en las dimensiones mínimas de separación entre ductos y entre pared y ducto así como la profundidad a la serán instalados. En la fig.8.2, se muestran las configuraciones de los bloques de ductos para diferentes cantidades de estos.

Tabla 8.2. Dimensiones mínimas de zanjas y pozos de registro para diferentes cantidades de ductos.

# DE DUCTOS	DIMENSIONES DE LOS BLOQUES DE DUCTOS		DIMENSIONES DE LAS ZANJAS		DIMENSIONES DE LOS POZOS DE REGISTRO	
	BASE (cm)	ALTURA (cm)	ANCHO (cm)	PROFUNDIDAD (cm)	AREA (cm ²)	PROFUNDIDAD (cm)
2	37	22	37	92	110 x 98	147
4	68	22	68	92	110 x 98	147
6	52	37	52	107	110 x 98	162
8	68	37	68	107	125 x 98	162
12	52	68	52	138	200 x 140	193
16	68	68	68	138	200 x 140	193

Diseño de bóvedas para transformadores sumergibles

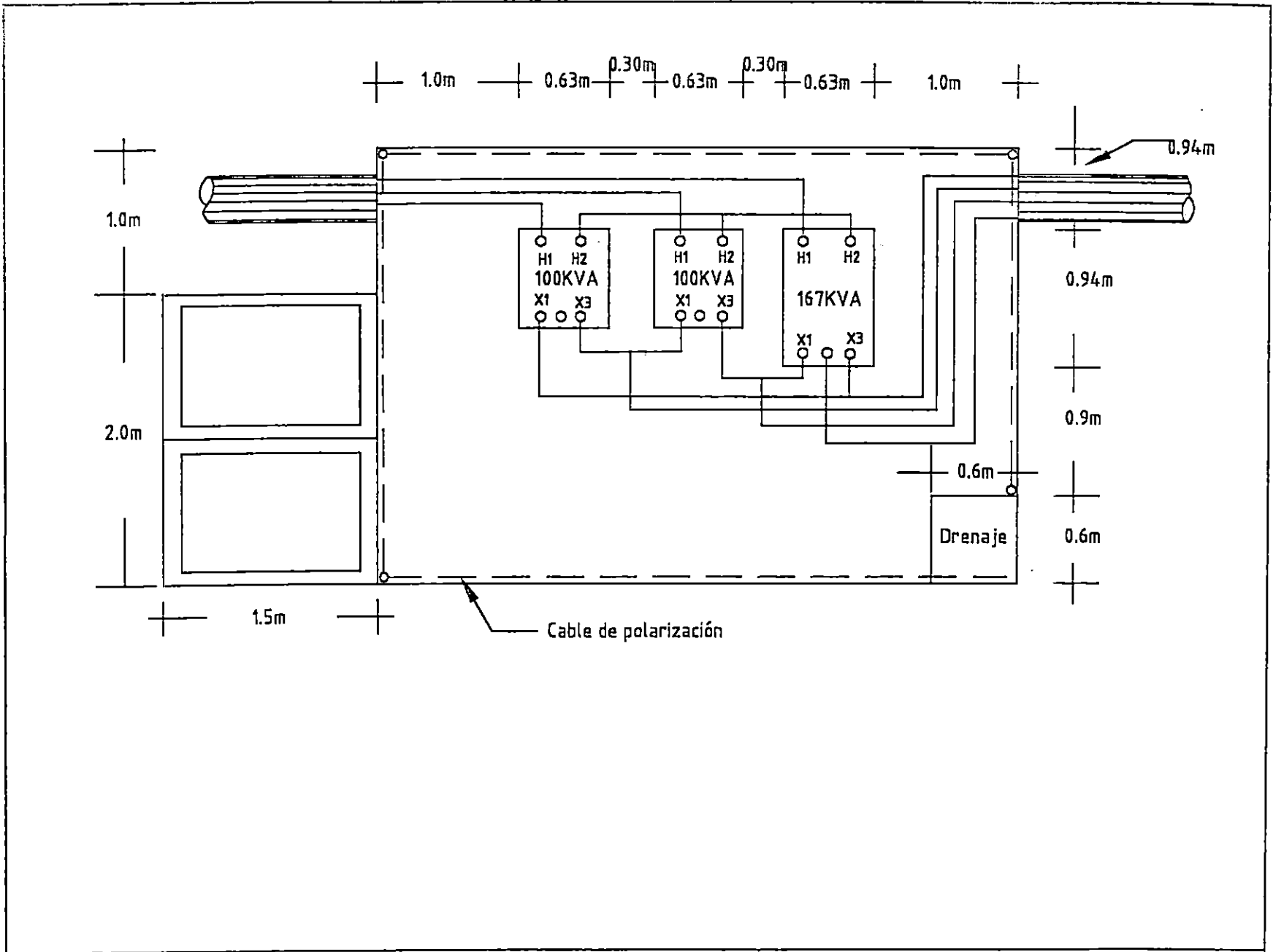
Las bóvedas serán lo suficientemente amplias para instalar el banco de transformadores, accesorios y para permitir realizar todas las maniobras necesarias dentro de las mismas.

En este diseño se ha tomado la opción de construir las bóvedas en las aceras, con lo cual no estarán sujetas a cargas vehiculares, pero si a cargas vivas. El diseño de cargas vivas no deberá ser menor de 300 lb/pie² (145 Kpa) según el art. 323-C del NESC, y además se deberá incrementar en un 30 % por impactos.

Para las dimensiones de las bóvedas a construir, se deberán de tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Conocer las dimensiones físicas de los transformadores.
- El espacio de trabajo necesario para revisar el nivel de aceite o la calidad del mismo es según NEC 1.5 mts. (tabla 124-1), de las partes vivas de dicho transformador.
- La altura vertical de las partes vivas de media tensión al techo no debe ser menor a 2.6 mts. Según NEC tabla 124-1.
- El espesor de la base de la bóveda no debe ser menor a 4" según art. 450-41 del NEC.
- Se deberá proveer de un medio de drenaje como lo estipula el art. 450-16 del NEC.
- Las paredes de las bóvedas serán de concreto reforzado, ladrillo, bloques de concreto u otra construcción que sea resistente al fuego o explosiones (NEC art. 450-41).
- La entrada de acceso a la bóveda no deberá estar sobre las partes vivas del transformador según NEC regla 323-C-4.

En la fig. 8.8, se muestra el diseño de una bóveda para transformadores de distribución.



BOVEDA PARA TRANSFORMADORES SUMERGIBLES

Para cada bóveda de transformadores de distribución, se colocará un armario de distribución con protecciones, cuya instalación se recomienda realizar sobre la superficie del suelo. Este armario tiene como objetivo principal proteger los ramales de baja tensión que alimentan una determinada zona, por lo que, el tamaño de dicho armario dependerá del número de ramales que salgan de un banco de transformadores. En la Fig. 8.9, se muestra el esquema de un armario diseñado para estos propósitos.



Figura 8.9 Armario de protección en baja tensión

La capacidad de los fusibles se ha seleccionado con base a la corriente máxima de los ramales. El tipo de fusible que se recomienda utilizar es el NH para 600 voltios de SIEMENS, porque su curva característica de tiempo de desconexión/intensidad, se puede coordinar con los fusibles tipo T, que son instalados en el lado primario de los transformadores, en la Fig. 8.10, se muestra el tipo de fusible NH. En la Tabla 8.3, se detallan las diferentes capacidades de los fusibles para todos los ramales que salen de un banco de transformadores.

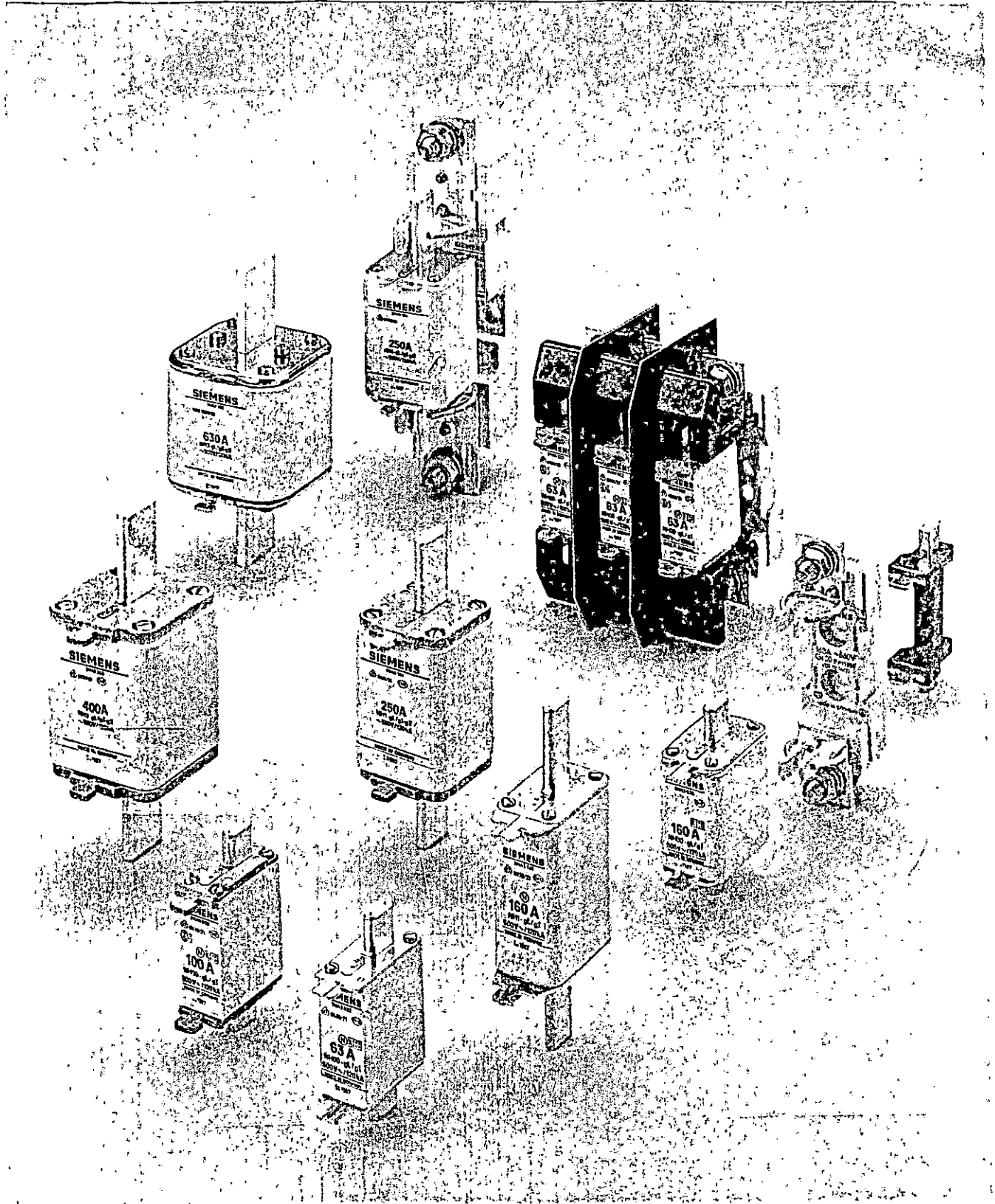


Figura 8.10 Fusibles NH

Tabla 8.3 Capacidades de fusibles tipo NH a utilizar para proteger los ramales

BANCO	# DE RAMALES	CORRIENTE MAXIMA (AMP.)			CAPACIDAD DEL FUSIBLE TIPO NH		
		IA	IB	IC	FASE A	FASE B	FASE C
1	2	510	510	357	630	630	400
	3	340	340	238	355	355	250
	4	255	255	179	250	250	200
2	2	460	460	268	500	500	300
	3	306	306	179	315	315	200
	4	230	230	134	250	250	160
3	2	306	306	268	315	315	300
	3	204	204	179	250	250	200
	4	153	153	134	160	160	160
4	2	306	306	179	315	315	200
	3	204	204	119	250	250	125
	4	153	153	89	160	160	100

8.5 PUNTOS DE TRANSICIÓN

Los puntos de transición estarán ubicados básicamente al rededor de la zona donde se realizará la construcción para alimentar pequeñas zonas que no serán subterráneas. Los puntos de transición estarán constituidos por los siguientes elementos:

- Postes de concreto de 35 pies
- Cruceros de hierro de 94"
- Pararrayos de 3 KV, con una capacidad interruptiva de 12.5 KA
- Aisladores de suspensión de 5 ½ "x 6", 2 por fase
- Cortacircuitos con sus respectivos fusibles, con una capacidad interruptiva de 25 KA
- Tubería conduit de 4" de diámetro con sus respectivos accesorios
- Terminales Cold Shirk QT-III para uso exterior

8.6 INTERRUPTORES

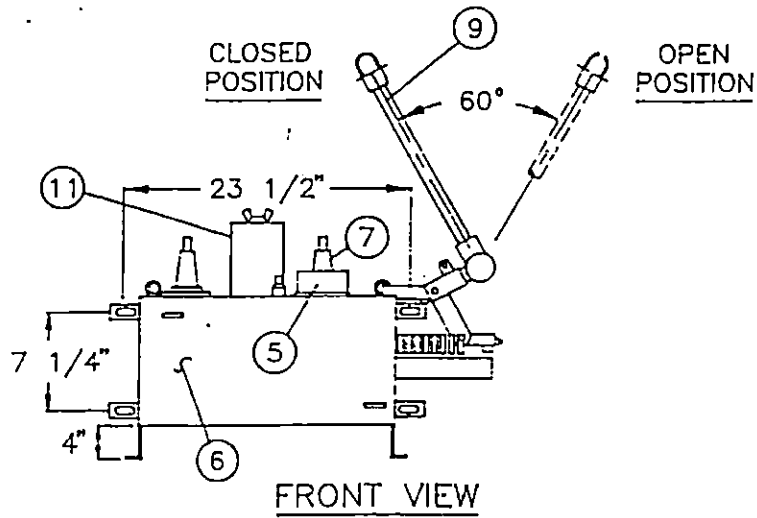
En los lugares en donde termina un circuito y se interconecta con otro, se instalarán equipos de protección del tipo Swith de 2 vías a gas SF-6, para 5 KV ó en su defecto de 12 KV, de 600 amperios, sumergible, colocados en pozos, estos pueden ser operados manualmente (Fig. 8.11a y 8.11b), a menos que la compañía distribuidora pretenda colocar swithes, que operen con el sistema scada.

Estos pueden tener dos estados: normalmente abiertos o normalmente cerrados, los normalmente abiertos son puntos en donde termina el circuito y puede ser interconectado con otro, y los normalmente cerrados son aquellos colocados en puntos que operan con carga y que en algún momento pueden ser abiertos para transferir carga a otro circuito.

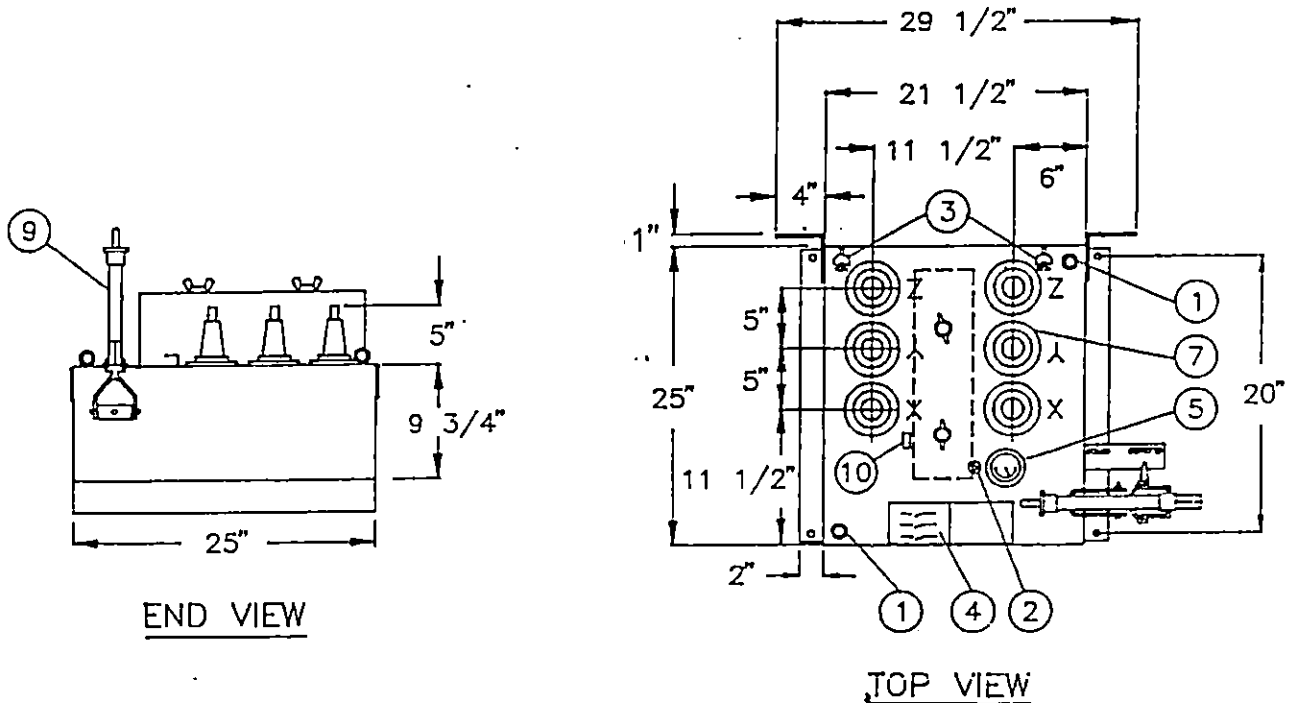
La ubicación de los interruptores dentro de la red se puede observar en los planos de media tensión. (Ver ANEXO H.)

ON-OFF SWITCH

WEIGHT: 140#



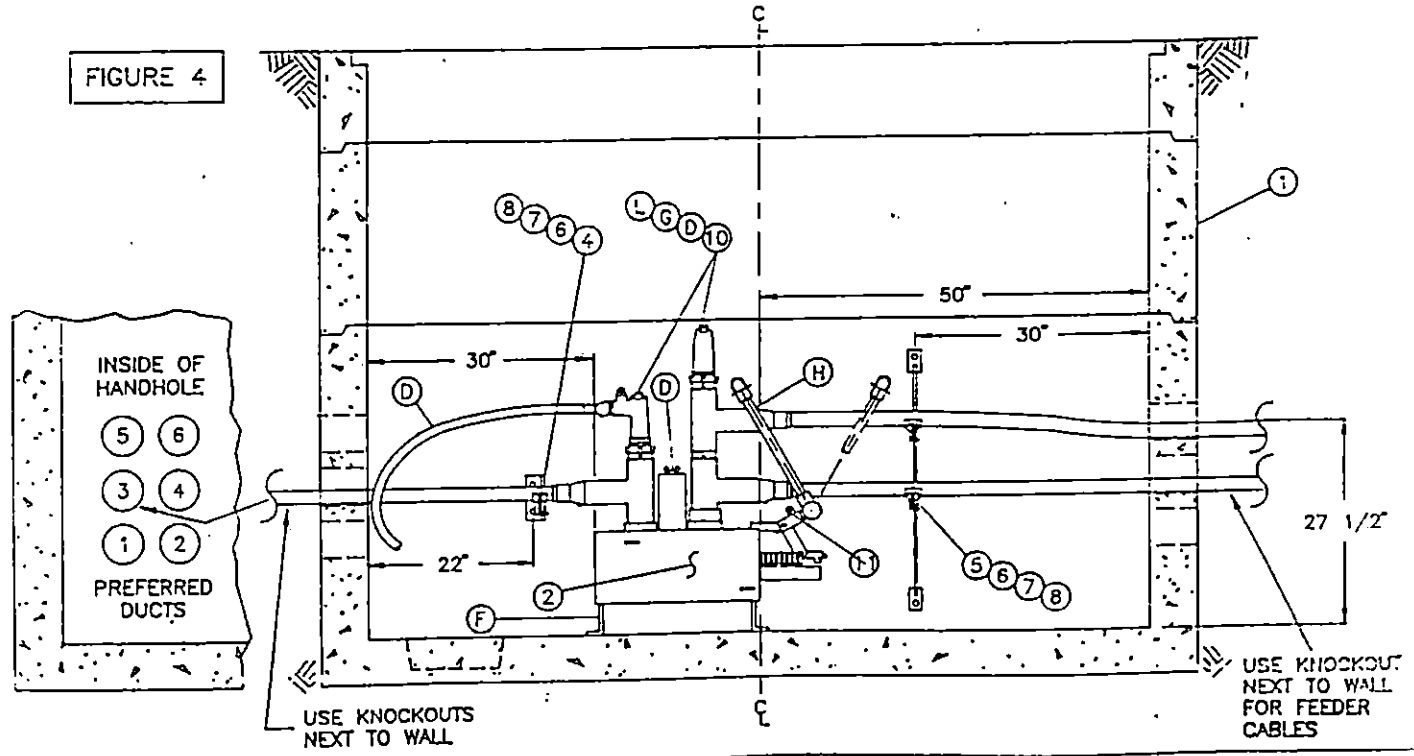
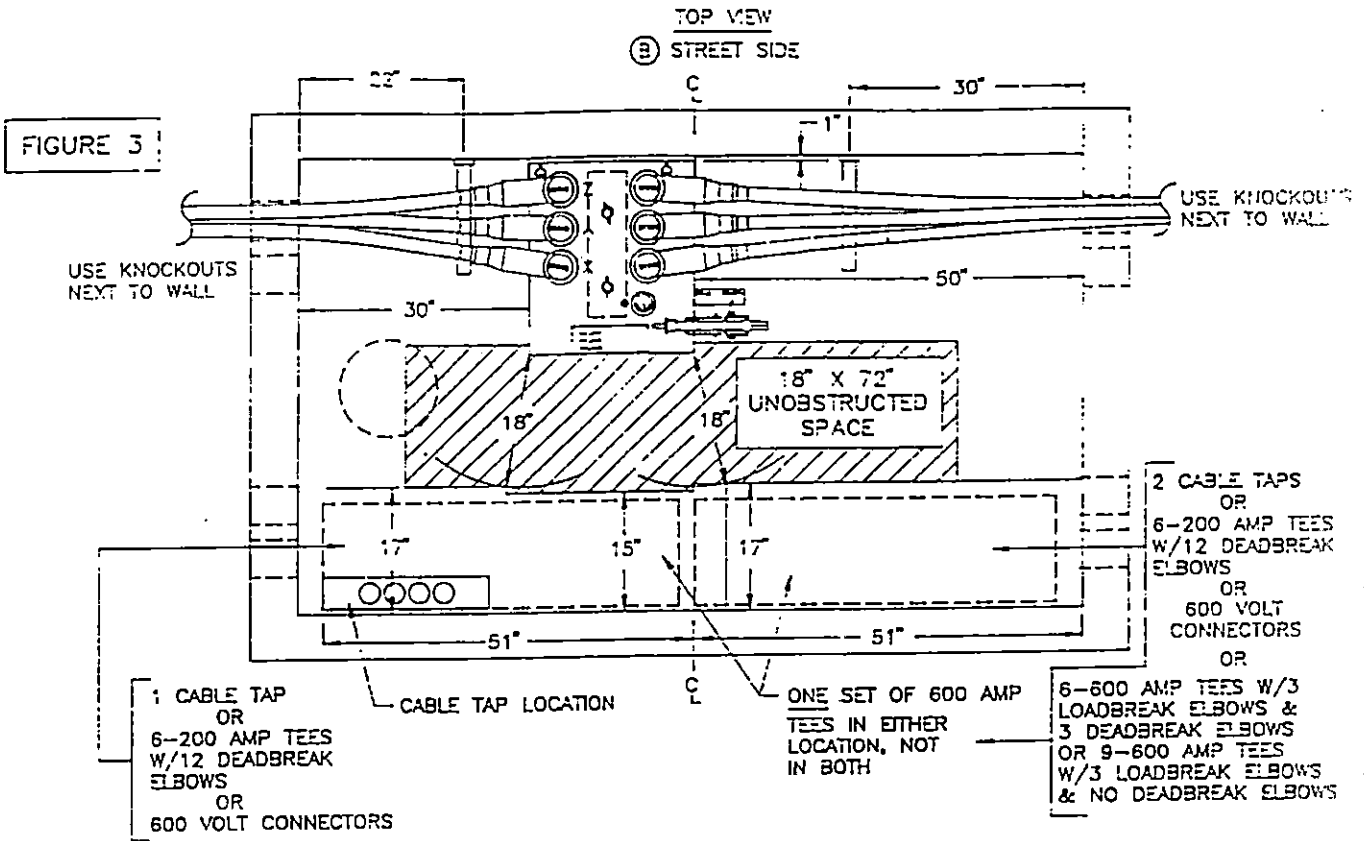
DEVIATION REQUEST IS NOT REQUIRED
FOR NEW INSTALLATION OF ON-OFF SWITCH



	Indicates Latest Revision	Completely Revised	New Page	Information Removed
Figura 8.11a	SDG&E ELECTRIC STANDARDS			
	SUBSURFACE/SURFACE OPERABLE SF-6 GAS SWITCH 12KV, 600 AMP, 3 PHASE			
				ISSUE 1994 DATE 1-1-91 APPD <i>JLB/BJ</i>

SCOPE: THIS STANDARD SHOWS THE MATERIAL AND INSTALLATION REQUIREMENTS FOR INSTALLING A ON-OFF SUBSURFACE, SURFACE OPERABLE SWITCH IN A 3316 HANDHOLE.

ON-OFF SWITCH IN A 3316 HANDHOLE INSTALLATION



	X	Indicates Latest Revision	Completely Revised	New Page	Information Removed
Figura 8.11b	SDG&E ELECTRIC STANDARDS				ISSUE 1994
	SUBSURFACE/SURFACE OPERABLE SF-6 GAS SWITCH 12KV, 600 AMP, 3 PHASE				DATE 1-1-94 APPD <i>JLB/RT</i>

8.7 INSPECCIONES Y PRUEBAS

La mayoría de los equipos y accesorios, son probados en fábrica, y el fabricante garantiza su óptima operación, por lo que se deben tener los certificados de garantía. Con respecto a los cables se pueden realizar en forma general dos tipos de pruebas:

- a) Pruebas de aceptación: Es la prueba que se hace después de que un cable ha sido instalado, pero antes de ponerlo en servicio normal, con el fin de detectar daños en el embarque o instalación, o errores en la mano de obra de los empalmes y terminales.
- b) Prueba de mantenimiento: Es la prueba que se hace durante la vida de operación de un cable, con el fin de detectar deterioro del sistema y evaluar las condiciones en que se encuentre aquel.

A continuación se dan algunas recomendaciones para cables de media y baja tensión.

8.7.1 Cables de media y baja tensión

Inspección visual y mecánica

1. Inspección de las secciones expuestas a daños físicos.
2. Verificar que el cable está conectado y alimentado de acuerdo a los planos.
3. Inspección de la puesta a tierra de la coraza protectora, soporte del cable y terminales.
4. Verificar los dobleces de los cables ó los radios de curvatura permisibles por los fabricantes.
5. Inspección de la incombustibilización adecuada en área de cables comunes.
6. Inspección del estado de la envoltura y el aislamiento.
7. Inspección de la identificación y arreglo de fase adecuada.

En los pozos de media tensión, cada conductor debe identificarse con una viñeta que indique fase, nivel de voltaje y número de circuito. La viñeta será grabada en metal, plástico u otro material resistente a la humedad y corrosión

Pruebas eléctricas

1. Realizar una prueba de continuidad de la coraza protectora en cada cable de potencia por el método del óhmetro y anote el valor óhmico.
2. Realizar una prueba de resistencia de aislamiento utilizando un megóhmetro con un voltaje de salida de al menos 2500 voltios y la coraza puesta a tierra, la duración de la prueba es de 1 minuto.
3. Realizar una prueba de alto voltaje DC en todos los cables, siga todas las precauciones así como los límites especificados por las normas NEMA/ICEA, realice las pruebas de acuerdo con las normas ANSI/IEEE 400, los procedimientos se deben de hacer tal como se especifican y los resultados de las pruebas para cada cable, se anotan como los voltajes de prueba que no deben sobrepasar el 80% del valor de prueba del fabricante o del voltaje de prueba máxima especificado en la tabla 8.4.

La firma encargada de la construcción de la obra será quién deba preparar el equipo para realizar todas las pruebas necesarias en cables, equipos, accesorios, así como funcionamiento de la red.

Tabla 8.4 Máxima aceptación de pruebas de voltaje para cables de media tensión.

TIPO DE AISLAMIENTO	NIVEL DE AISLAMIENTO	VOLTAJE NOMINAL	VOLTAJE DE PRUEBA KV DC
Elastómeros Butyl & base de aceite.	100%	5 KV	25
	100%	15 KV	55
	100%	25 KV	80
	133%	5 KV	25
	133%	15 KV	65
Elastómeros: EPR Estireno-Propileno Rubber	100%	5 KV	25
	100%	15 KV	55
	100%	25 KV	80
	100%	35 KV	100
	133%	5 KV	25
	133%	15 KV	65
XL, XLPE Policetileno.	133%	25 KV	100
	100%	5 KV	25
	100%	15 KV	55
	100%	25 KV	80
	100%	35 KV	100
	133%	5 KV	25
	133%	15 KV	65
133%	25 KV	100	

Fuente: ANSI/IEEE Std. 141-1986 Tabla 82.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO VIII

1. Las especificaciones técnicas de materiales y equipos, incluyendo la obra civil, deben ilustrar lo que se va a utilizar para la realización del proyecto y deben estar respaldadas por normas y estándares aprobados internacionalmente, con el objetivo de brindar seguridad personal y un funcionamiento adecuado de la red, a menos que se especifique lo contrario.
2. Con respecto a las especificaciones de la obra civil, estas deben ser apoyadas ampliamente por esquemas que muestren con detalles la construcción de canalizaciones, bóvedas para transformadores, pozos de registro, etc.
3. Es muy importante que todo lo especificado en un proyecto, una vez implementado sea debidamente inspeccionado y probado adecuadamente bajo normas.

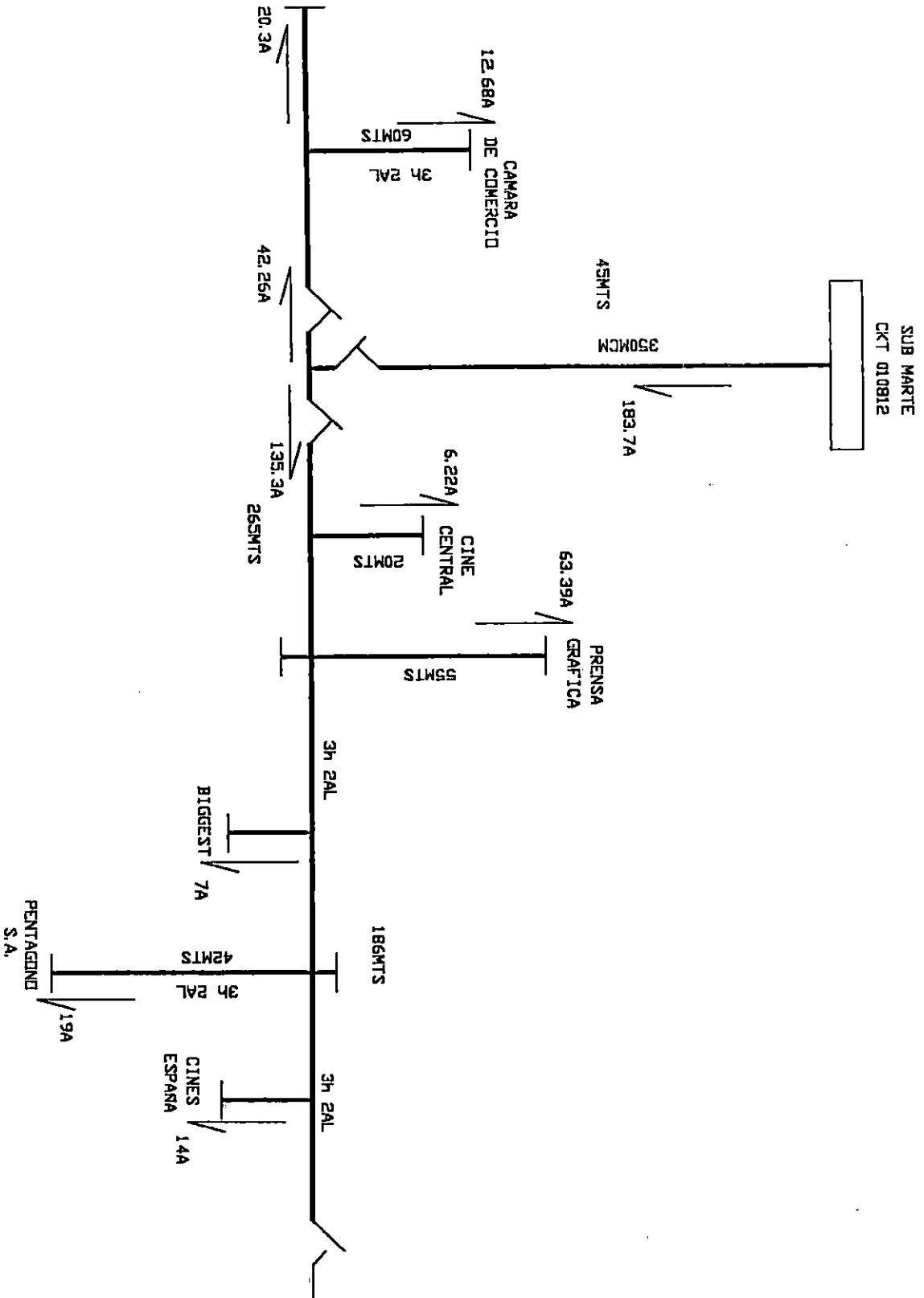
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

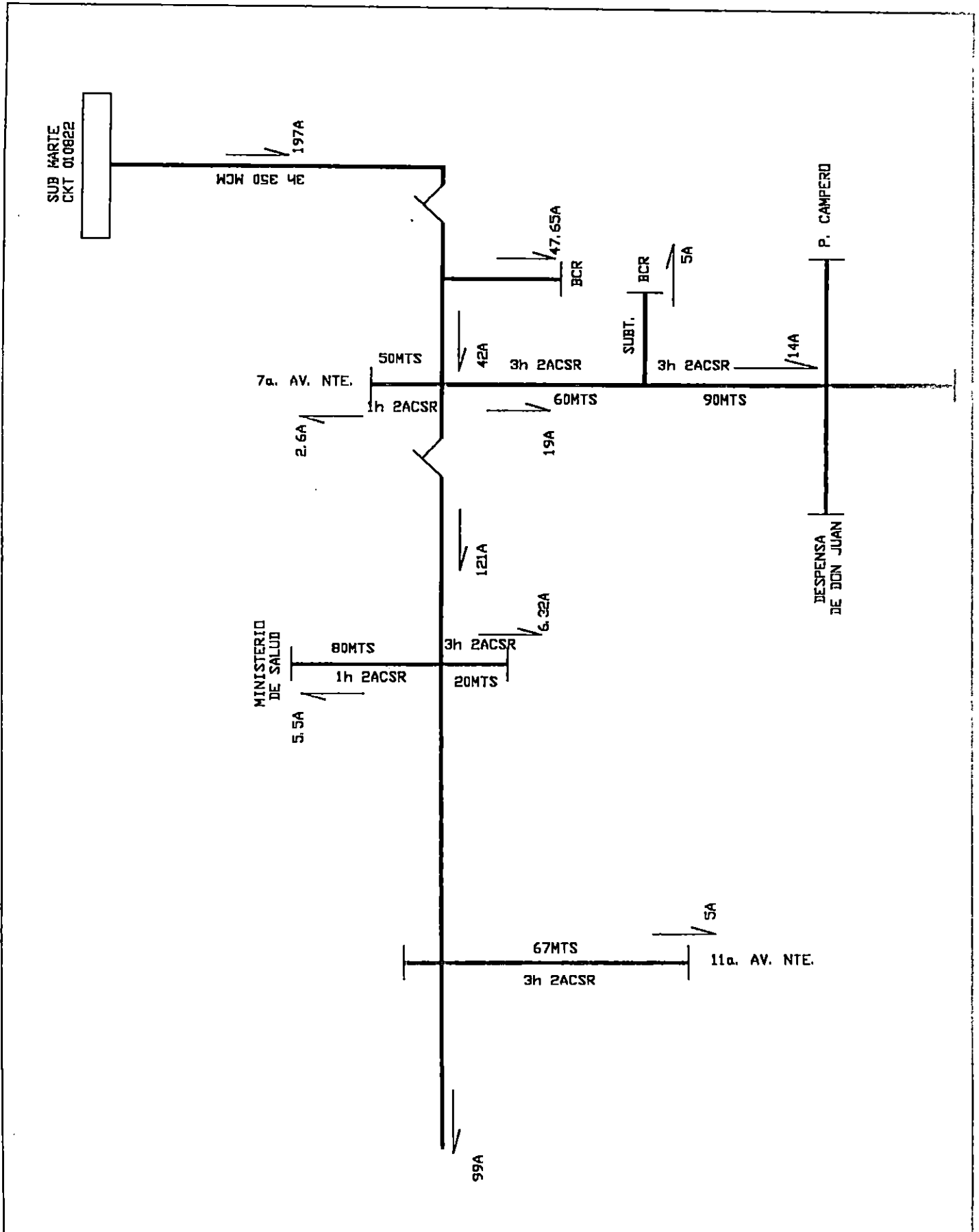
- R.1, UNDERGROUND CONSTRUCTION STANDARDS, Compiled by Electric Distribution Standards, January 1, 1994 to December 31, 1994.
- R.2 NATIONAL ELECTRIC CODE, NEC 1987.
- R.3 NATIONAL ELECTRIC SAFETY CODE.
- R.4. CABLES CON AISLAMIENTO DE POLIETILENO PARA FUERZA Y ALUMBRADO, Anaconda Pirelli, Condumex S.A.
- R.5 URD CONSTRUCTION STANDARDS, For Detroit Edison Co. 1971.
- R.6 MATERIAL DE INSTALACION CATALOGO, Sección 7 SIEMENS.
- R.7 SECCION OBRAS CIVILES, CAESS.
- R.8 MANUAL PRODUCTOS ELECTRICOS "3M".
- R.9 SIEMENS EQUIPO ELECTRICO INDUSTRIAL CABLES Y CONDUCTORES 1,989 CATALOGO, Sección 8.
- R.10 MEDIUM VOLTAJE POWER CABES, ABB.
- R.11 MANUAL TECNICO DE CABLES DE ENERGIA, 2a Edición Condumex.
- R.12 UNDERGROUND DISTRIBUTION MANUAL, Cooper Power Systems.
- R.13 "SERVICIOS DE INGENIERIA, SUMINISTRO Y CONSTRUCCION DE LINEAS DE TRANSMISION A 230 Y 115 KV", Volumen II Especificaciones Técnicas Licitación No. CEL - 1162.
- R.14 MANUAL DE NORMAS PARA LA INSTALACION DE ACOMETIDAS, MEDIDORES Y SUBESTACIONES ELECTRICAS, Departamento de Ingeniería, Sección Normas y Standares. CAESS
- R.15 NORMAS SOBRE CANALIZACIONES SUBTERRANEAS, Departamento de Ingeniería, Sección Normas y Standares. CAESS

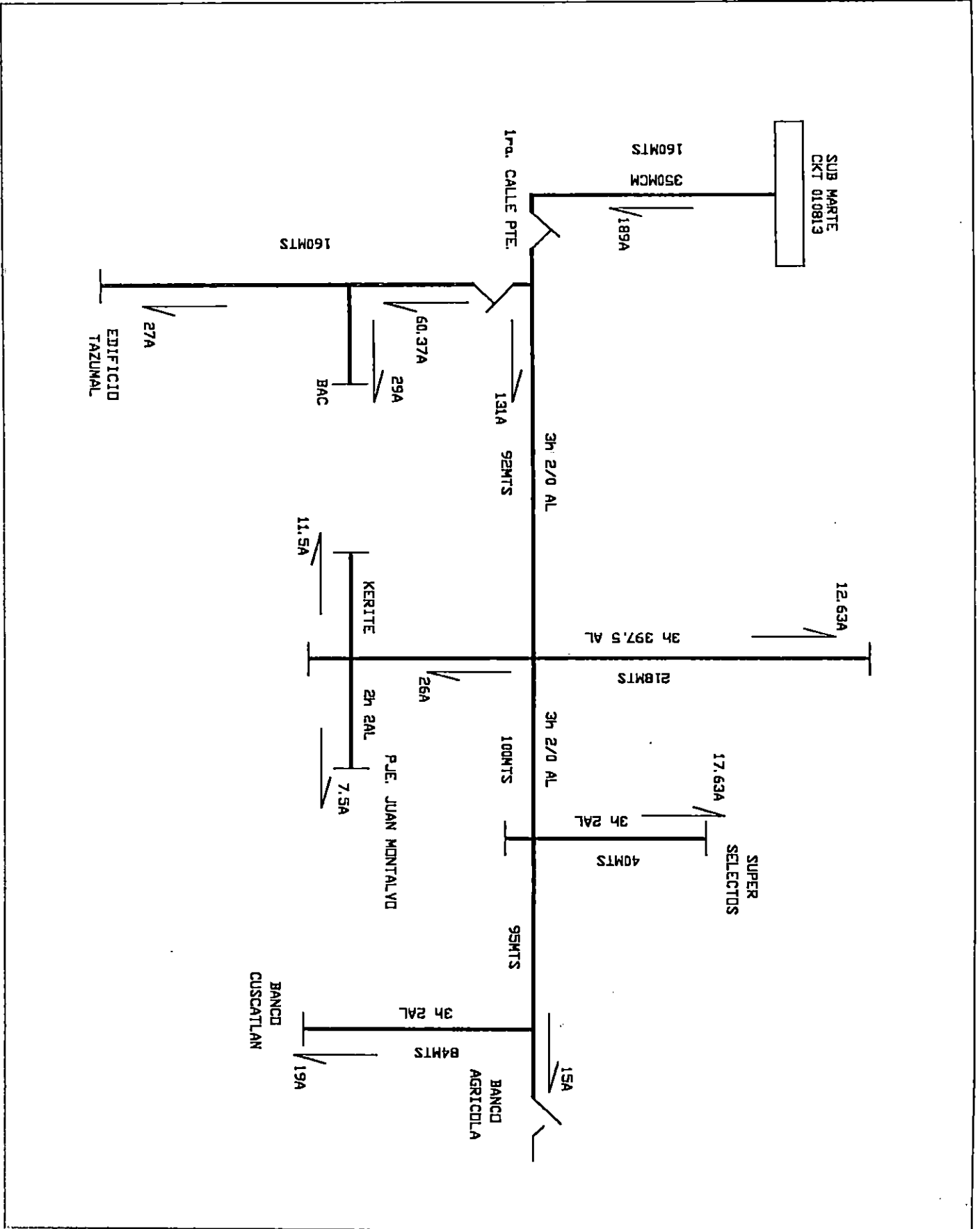
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES

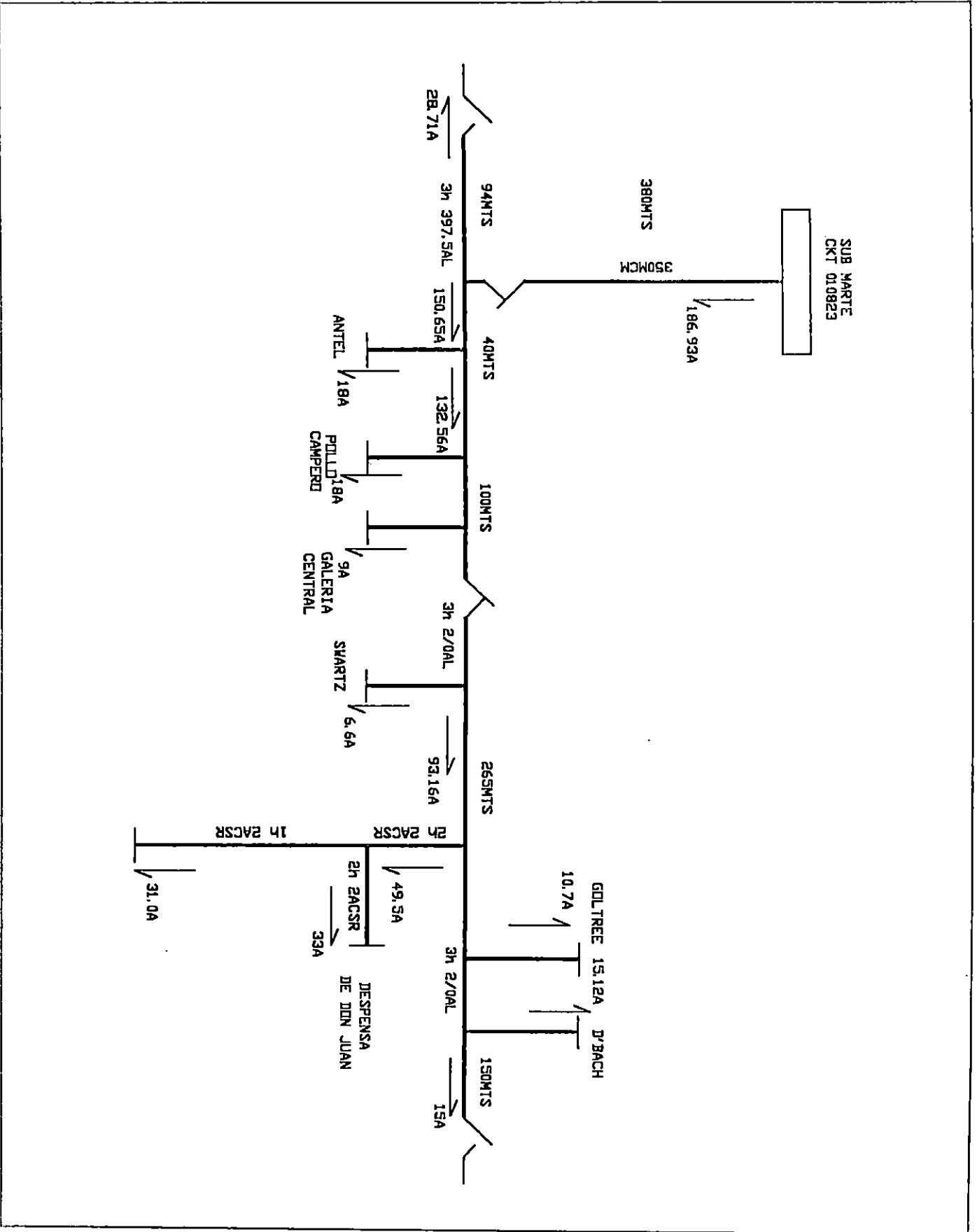
1. Un sistema subterráneo de distribución de energía eléctrica presenta una mayor confiabilidad y seguridad que un sistema de distribución aérea.
2. Todo material y equipo a utilizarse en un sistema de distribución debe regirse bajo normas y estándares internacionales.
3. La configuración a utilizarse en un sistema de distribución, dependerá de las condiciones de la carga a servir, también se debe tomar en cuenta la maniobrabilidad futura y el costo económico que represente.
4. Para la realización del diseño de una red de distribución de energía eléctrica se debe efectuarse un estudio de carga de la zona a servir.
5. Todo diseño debe contar con un factor de seguridad y prever el aumento de carga durante el período de vida útil de la red.
6. Se recomienda hacer una evaluación técnica y económica para determinar si el servir en baja tensión, a 120/208, en configuración estrella aterrizado, en el centro histórico, es una alternativa viable para la empresa distribuidora de energía eléctrica.
7. Se recomienda realizar una evaluación económica del proyecto de la red de distribución subterránea, ya que el estimado económico presentado en este trabajo, solo representa una aproximación de la inversión inicial.

ANEXO A
DIAGRAMAS DE FLUJO
RED AEREA









SUB MARTE
CKT 010823

380MTS
350MCM

186.93A

2B 71A
94MTS
3H 397.5AL

150.65A

40MTS

132.56A

18A
ANTEL

18A
POLLO
CAMPERO

100MTS

9A
GALERIA
CENTRAL

3H 2/0AL

6.6A
SWARTZ

265MTS

93.16A

2H RACSR

1H RACSR

31.0A

49.5A
2H 2ACSR
33A

3H 2/0AL

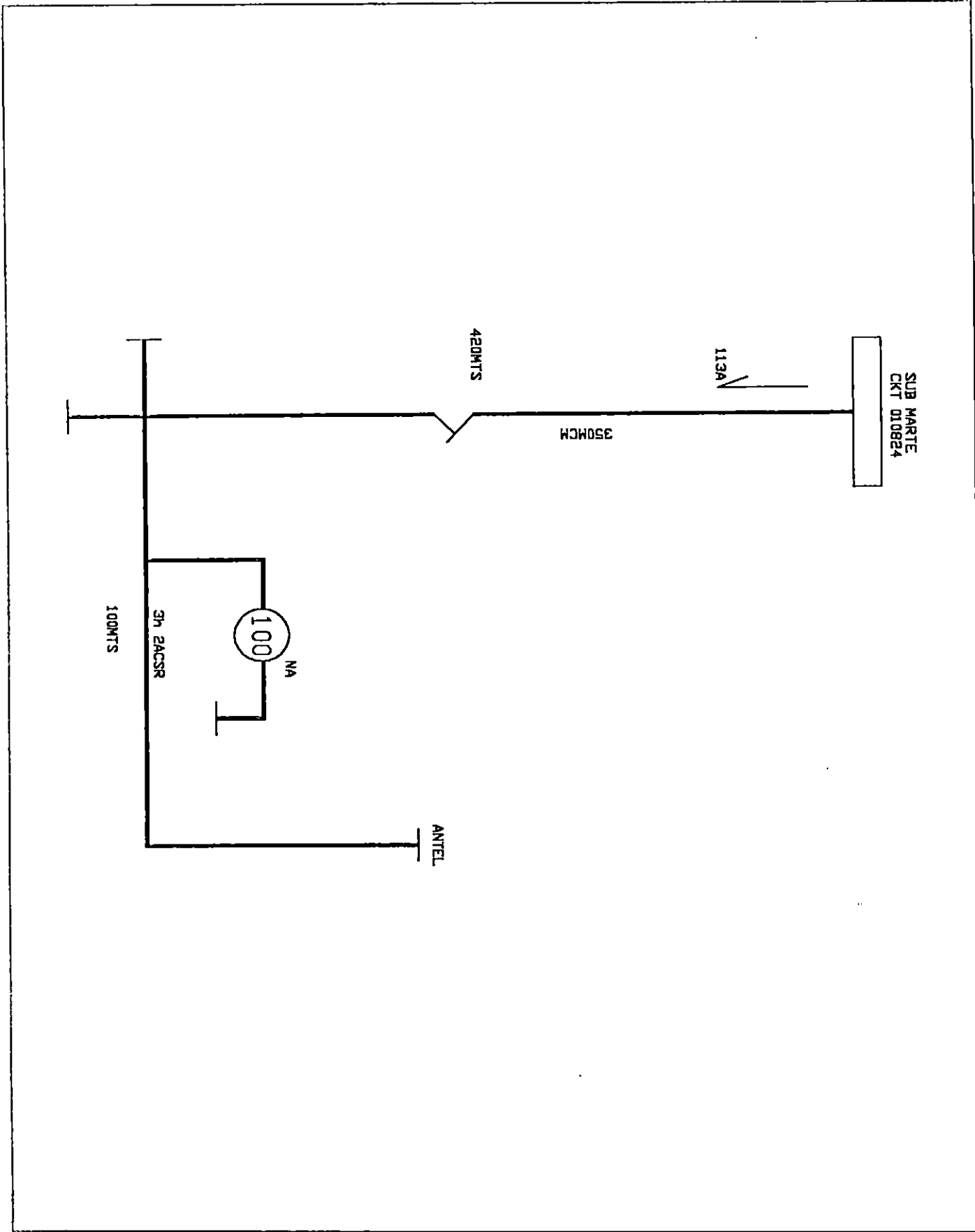
DESPENSA
DE DON JUAN

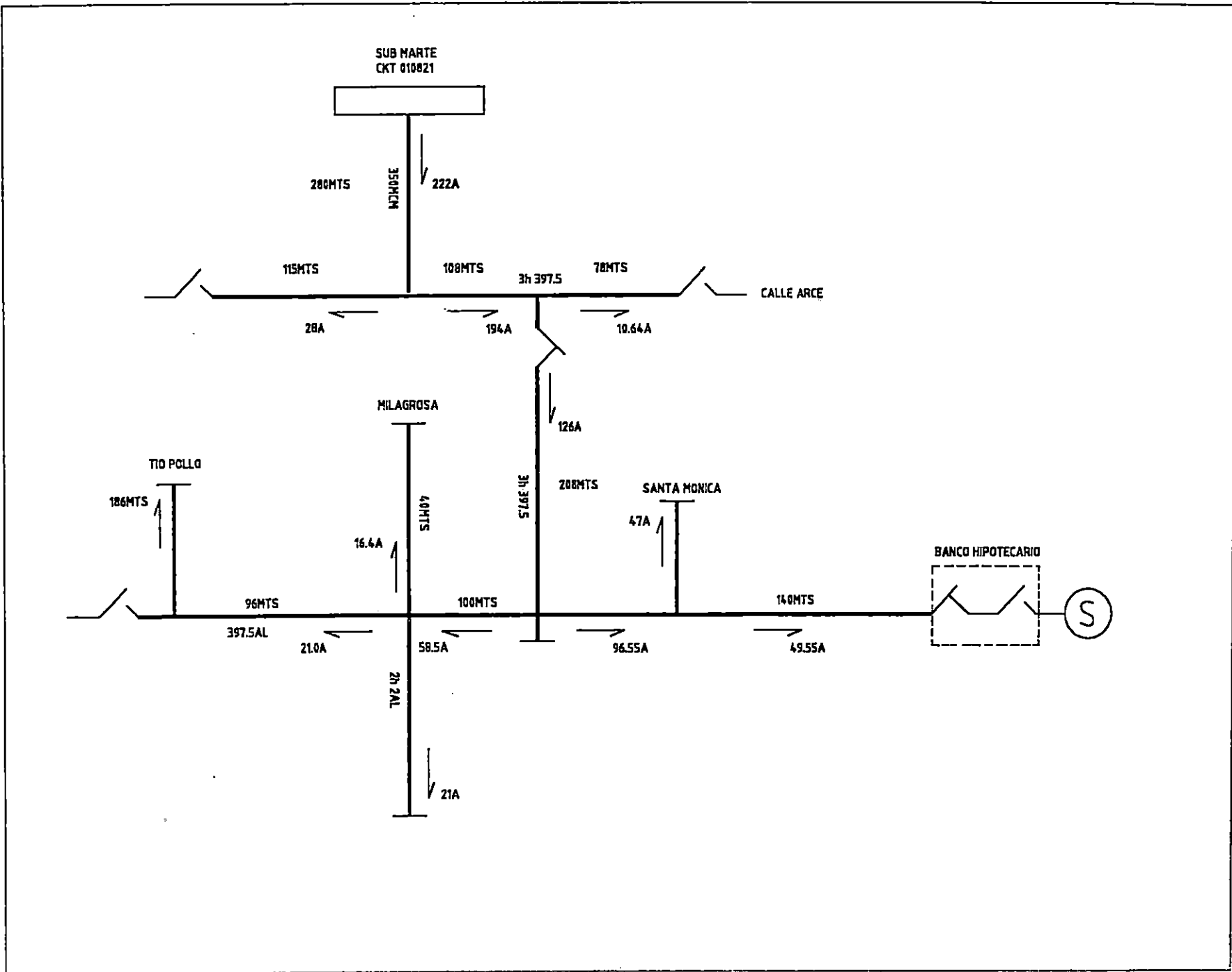
150MTS

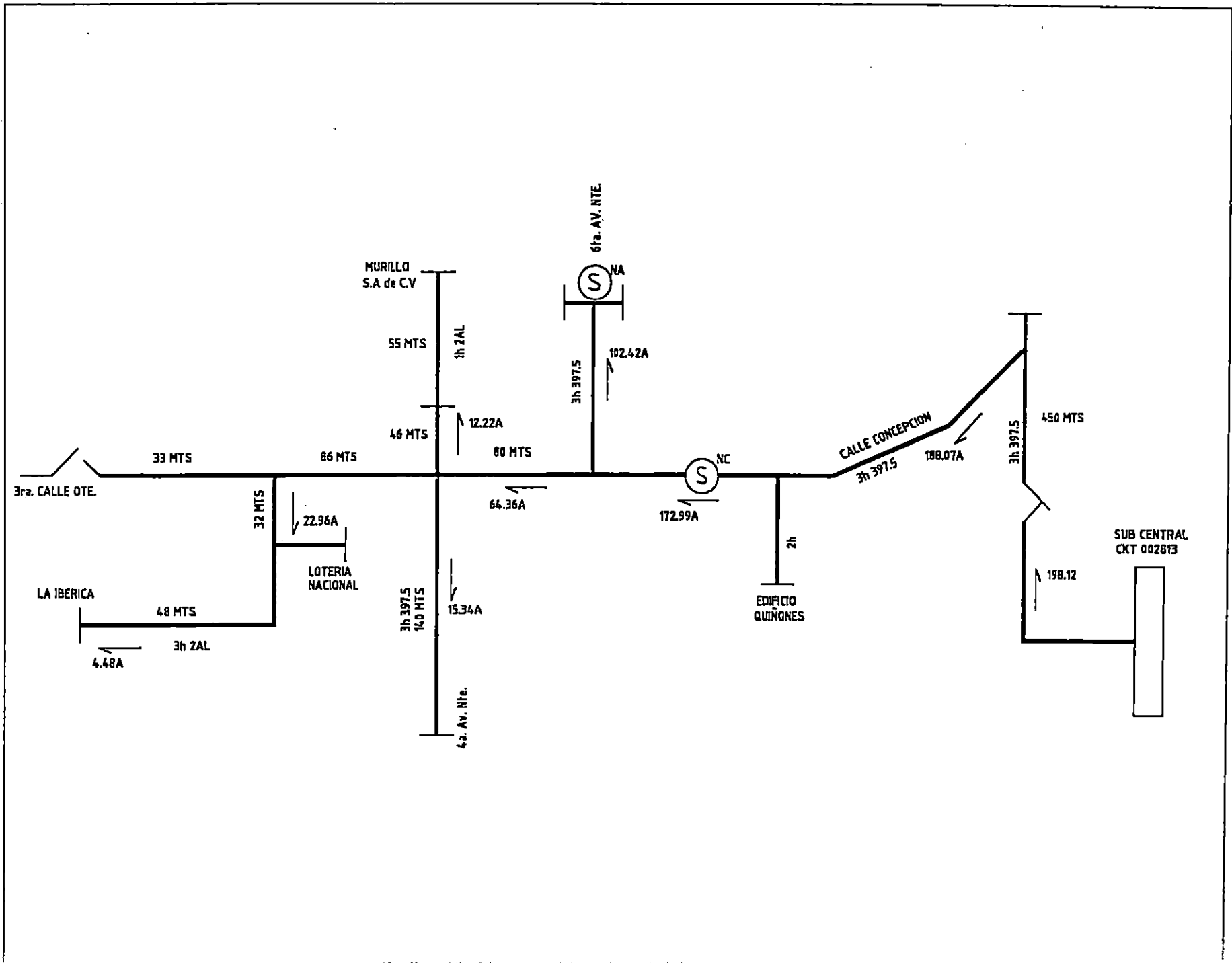
15A

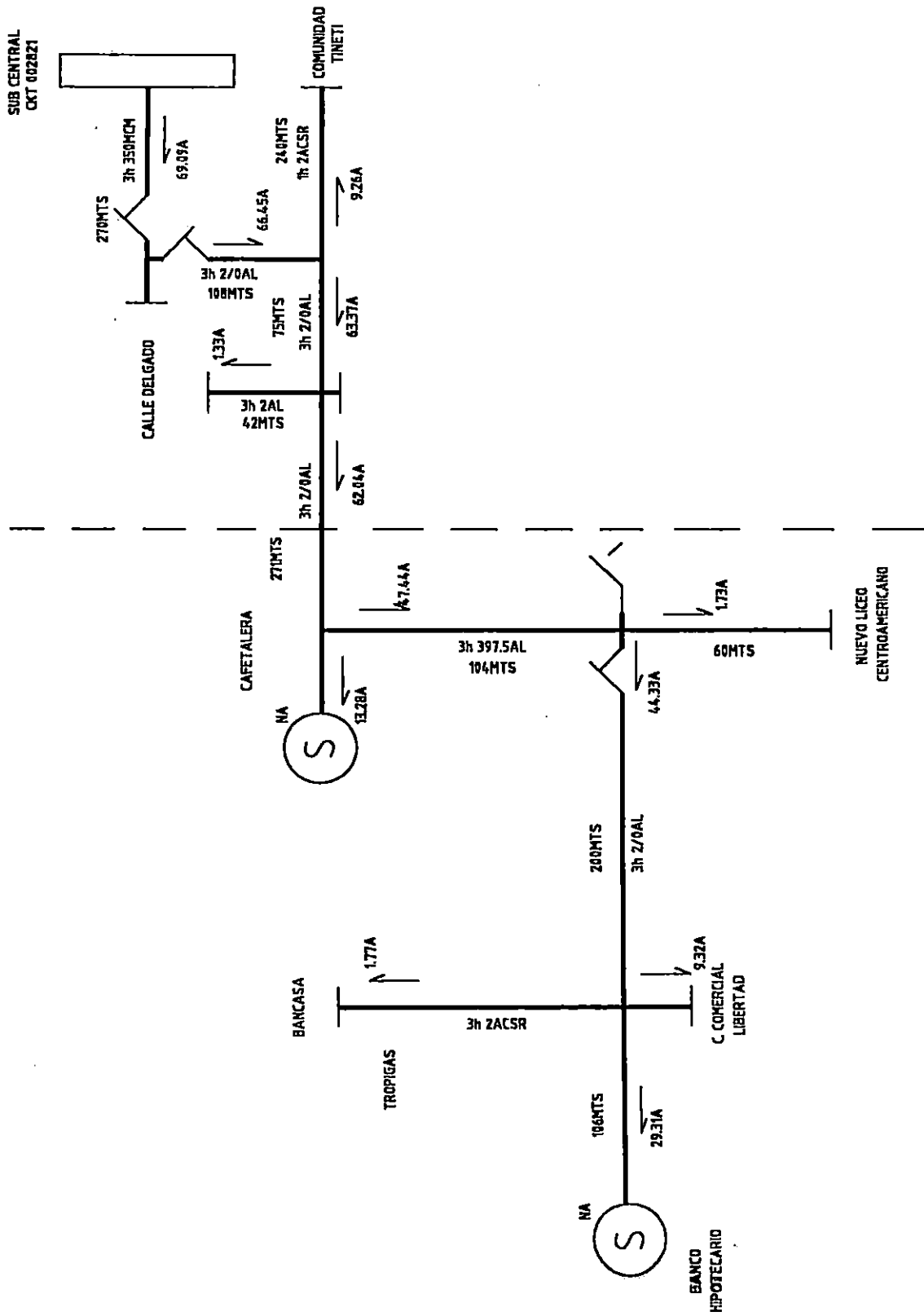
GOL TREE 15.12A D/BACH

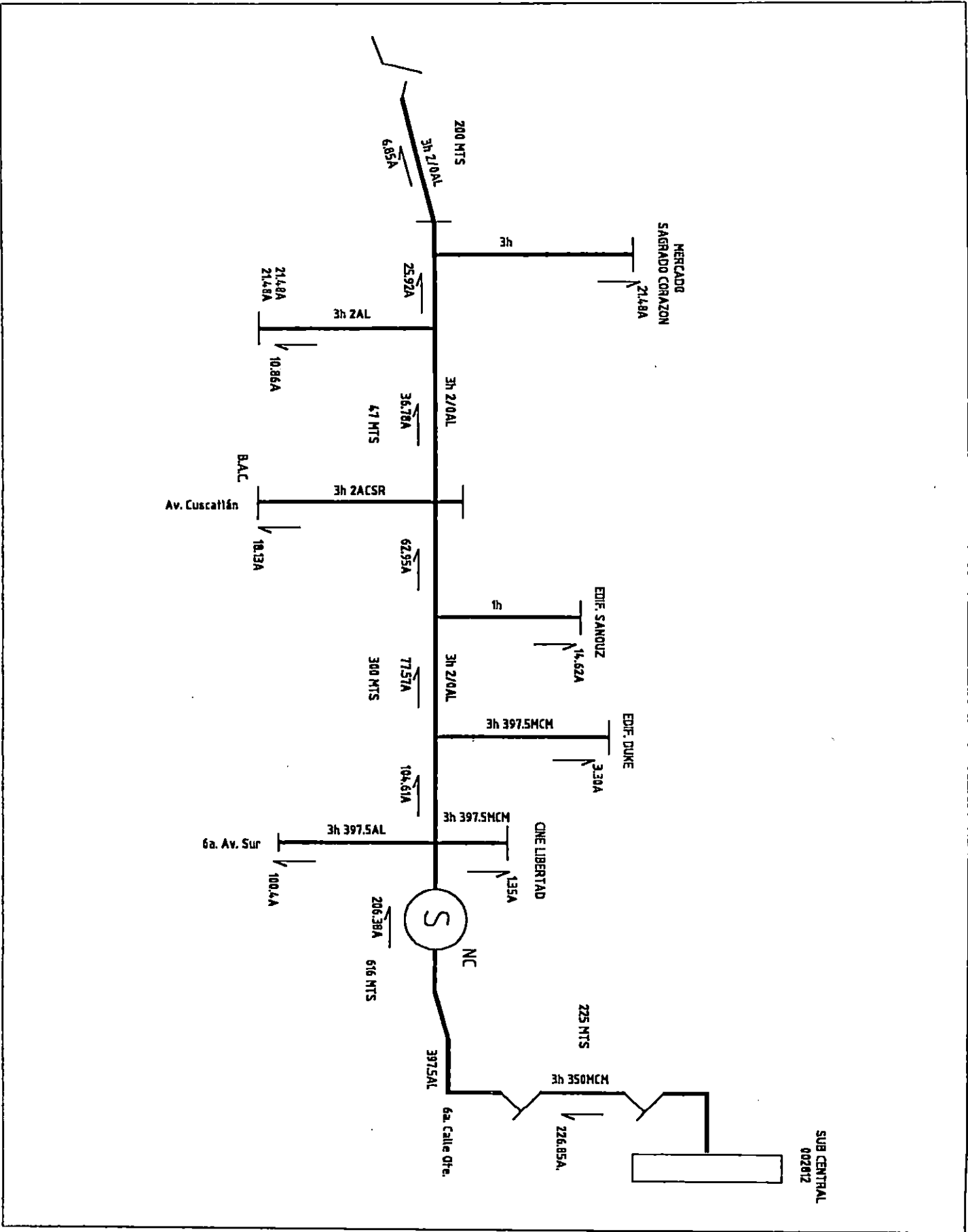
10.7A











SUB CENTRAL
002812

MERCADO
SAGRADO CORAZON

EDIF. SANOUZ

EDIF. DUKE

ONE LIBERTAD

Av. Cuscatlán

6a. Av. Sur

6a. Calle Ofc.

S

NC

616 MTS

206.38A

3h 397.5AL

3h 397.5MCM

104.61A

300 MTS

77.57A

3h 397.5MCM

3.30A

14.62A

3h 24CSR

18.13A

3h 220AL

47 MTS

36.78A

BAC

10.86A

3h 210AL

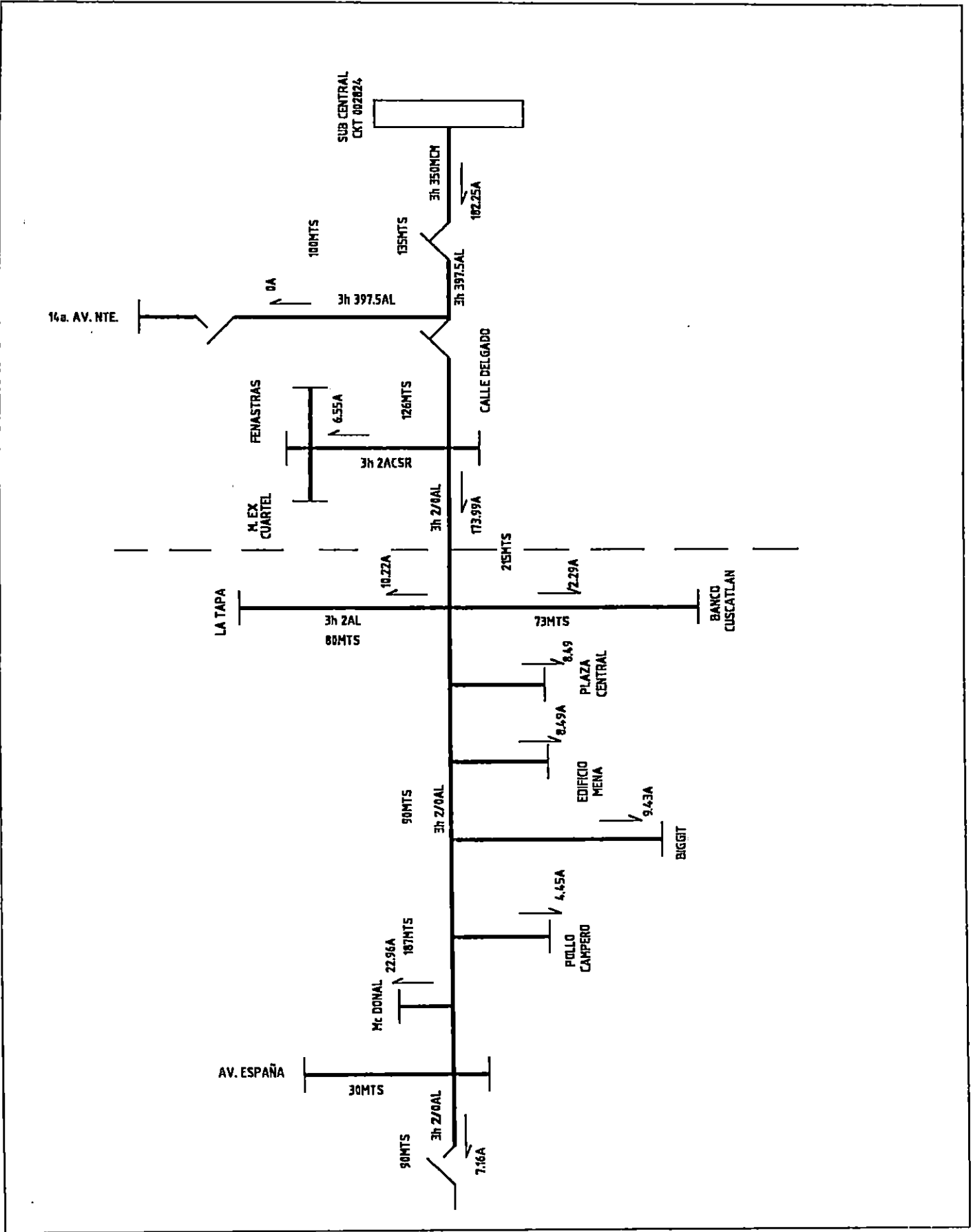
21.48A

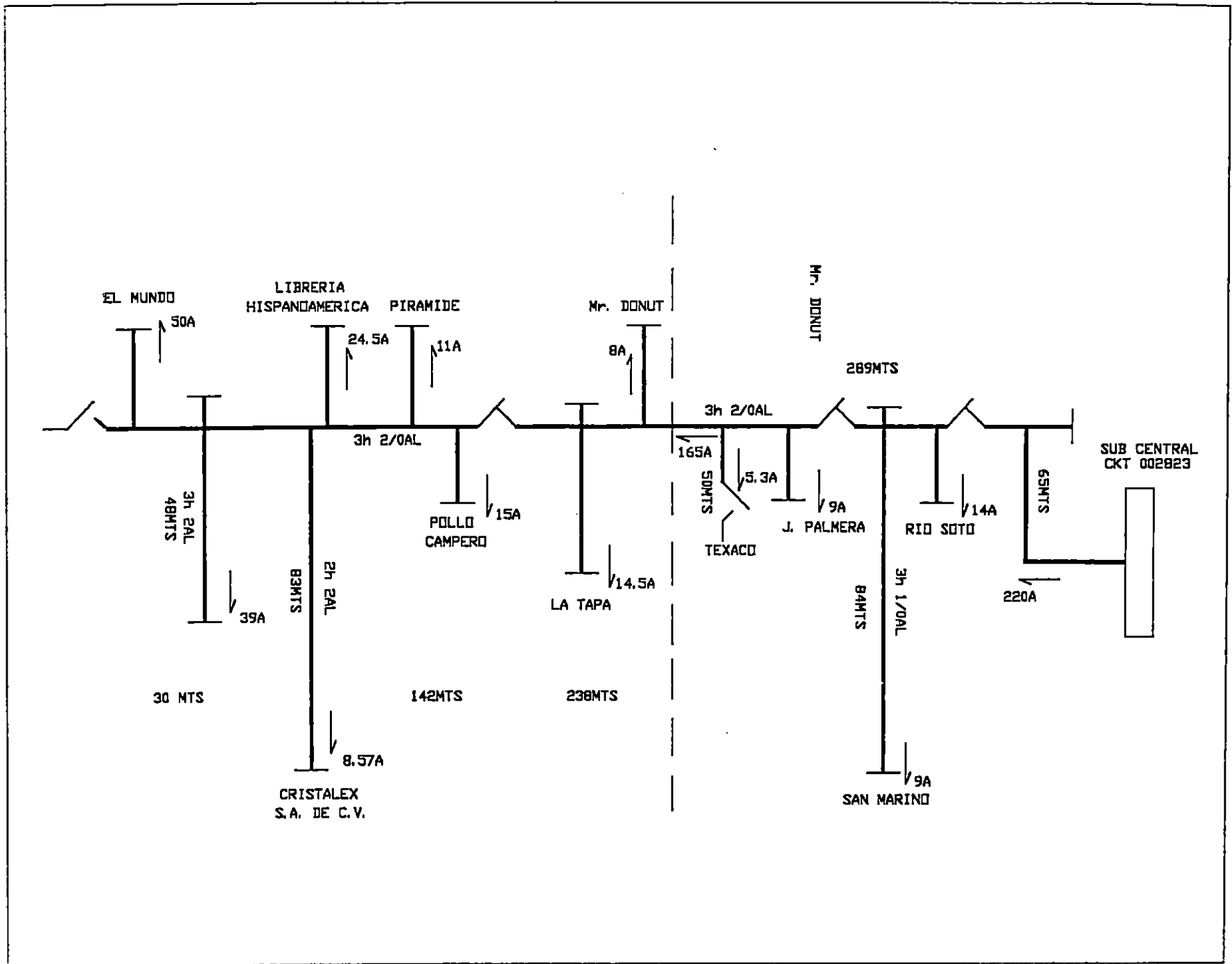
21.48A

200 MTS

3h 210AL

6.85A





ANEXO B

RESULTADOS DEL MILSOFT

ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

RED AEREA

Balanced Voltage Drop Results
 Database: CENTRO
 Title: CKTO 010812
 Case: WARTE

3/30/98 20:19 Page 1

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Voltage is 120			Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
					Base Vlt	Section Drop	Accum Drop								KW	KVAR		
812	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	183.76	0	1255	420	.0	.0	.0	0	0	0	0
199	FAKE	ABC	812	2.40Y	120.0	.00	.00	183.76	0	1255	420	.0	.0	.0	0	0	0	0
200	150 MCM UG	ABC	199	2.40Y	119.9	.12	.12	183.76	60	1255	420	1.2	.1	.0	0	0	0	0
205	397.5 MCM	ABC	200	2.40Y	119.8	.08	.20	183.76	30	1253	420	.5	.0	.0	42	15	0	0
210	397.5 MCM	ABC	205	2.40Y	119.8	.02	.22	42.26	7	288	96	.0	.0	.0	0	0	0	0
215	397.5 MCM	ABC	210	2.40Y	119.8	.02	.24	42.26	7	288	96	.0	.0	.0	9	3	0	0
220	397.5 MCM	ABC	215	2.39Y	119.7	.02	.26	40.94	7	279	93	.0	.0	.0	54	18	0	0
225	397.5 MCM	ABC	220	2.39Y	119.7	.02	.28	33.02	5	225	75	.0	.0	.0	0	0	0	0
235	397.5 MCM	ABC	225	2.39Y	119.7	.01	.29	20.34	3	138	48	.0	.0	.0	0	0	0	0
240	397.5 MCM	ABC	235	2.39Y	119.7	.01	.30	20.34	3	138	48	.0	.0	.0	42	15	0	0
245	397.5 MCM	ABC	240	2.39Y	119.7	.00	.30	14.13	2	96	33	.0	.0	.0	96	33	0	0
246	397.5 MCM	ABC	245	2.39Y	119.7	.00	.30	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
247	397.5 MCM	ABC	245	2.39Y	119.7	.00	.30	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
230	397.5 MCM	ABC	225	2.39Y	119.7	.00	.28	12.68	2	87	27	.0	.0	.1	87	27	0	0
250	397.5 MCM	ABC	205	2.39Y	119.7	.14	.34	135.30	22	923	307	.6	.1	.1	0	0	0	0
255	397.5 MCM	ABC	250	2.39Y	119.6	.06	.40	135.30	22	922	305	.3	.0	.0	21	6	0	0
260	397.5 MCM	ABC	255	2.39Y	119.6	.03	.43	132.26	22	901	299	.1	.0	.0	66	21	0	0
265	397.5 MCM	ABC	260	2.39Y	119.5	.05	.48	122.60	20	835	277	.2	.0	.0	0	0	0	0
270	397.5 MCM	ABC	265	2.39Y	119.5	.00	.48	6.22	1	42	15	.0	.0	.0	42	15	0	0
275	397.5 MCM	ABC	265	2.39Y	119.5	.02	.50	116.39	19	793	262	.1	.0	.0	0	0	0	0
278	397.5 MCM	ABC	275	2.39Y	119.5	.02	.53	63.39	10	432	141	.0	.0	.1	432	141	0	0
280	#2/0 ACSR	ABC	275	2.39Y	119.4	.12	.62	53.00	20	360	120	.3	.1	.1	54	18	0	0
285	#2/0 ACSR	ABC	280	2.39Y	119.3	.04	.67	45.06	17	306	102	.1	.0	.0	48	15	0	0
290	#2/0 ACSR	ABC	285	2.39Y	119.3	.02	.69	38.04	14	258	87	.0	.0	.0	0	0	0	0
295	#2 ACSR 6/	ABC	290	2.39Y	119.3	.02	.71	18.95	11	129	42	.0	.0	.0	129	42	0	0
300	#2/0 ACSR	ABC	290	2.39Y	119.3	.01	.70	19.09	7	129	45	.0	.0	.0	33	12	0	0
305	#2/0 ACSR	ABC	300	2.39Y	119.3	.01	.71	14.18	5	96	33	.0	.0	.0	96	33	0	0
310	#2/0 ACSR	ABC	305	2.39Y	119.3	.00	.71	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0

KW	Load	Adjustment	Capacitance	Charging	Motors	Generators	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	.7 VOLTS
KVAR	414	0	0	0	0	0	6	1255	295.	

Balanced Voltage Drop Results
 Database: CENTRO
 Title: CKTO 010822
 Case: MARTE

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Voltage is 120			Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
					Base Vlt	Section Drop	Accum Drop								KW	KVAR		
822	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	197.15	0	1348	445	.0	.0	.0	0	0	0	0
9	FAKE	ABC	822	2.40Y	120.0	.00	.00	197.15	0	1348	445	.0	.0	.0	0	0	0	0
10	150 MCM UG	ABC	9	2.39Y	119.6	.45	.45	197.15	65	1348	445	4.8	.4	.2	0	0	0	0
15	397.5 MCM	ABC	10	2.39Y	119.5	.06	.51	197.15	32	1343	443	.4	.0	.0	45	15	0	0
20	397.5 MCM	ABC	15	2.39Y	119.4	.05	.57	190.53	31	1298	427	.3	.0	.0	324	108	0	0
25	397.5 MCM	ABC	20	2.39Y	119.4	.05	.61	142.88	23	973	318	.2	.0	.0	0	0	0	0
30	397.5 MCM	ABC	25	2.39Y	119.4	.00	.61	2.65	0	18	6	.0	.0	.0	9	3	0	0
35	#2 ACSR 6/	A	30	2.39Y	119.4	.01	.62	3.97	2	9	3	.0	.0	.0	9	3	0	0
40	397.5 MCM	ABC	25	2.39Y	119.4	.02	.64	120.89	20	823	269	.1	.0	.0	0	0	0	0
45	397.5 MCM	ABC	40	2.38Y	119.2	.13	.77	120.89	20	823	269	.5	.1	.1	30	9	0	0
50	397.5 MCM	ABC	45	2.38Y	119.2	.00	.77	5.44	1	37	12	.0	.0	.0	0	0	0	0
55	#2 ACSR 6/	AB	50	2.38Y	119.2	.00	.77	2.65	1	12	4	.0	.0	.0	12	4	0	0
55	#2 ACSR 6/	C	50	2.38Y	119.2	.01	.79	11.01	6	25	8	.0	.0	.0	18	6	0	0
50	#2 ACSR 6/	C	55	2.38Y	119.2	.00	.79	3.05	2	7	2	.0	.0	.0	7	2	0	0
65	397.5 MCM	ABC	45	2.38Y	119.1	.11	.88	104.76	17	712	232	.4	.1	.1	12	3	0	0
66	397.5 MCM	ABC	65	2.38Y	119.1	.04	.92	103.03	17	700	228	.1	.0	.0	0	0	0	0
67	#2 ACSR 6/	AB	66	2.38Y	119.1	.01	.93	4.79	3	22	6	.0	.0	.0	14	4	0	0
68	#2 ACSR 6/	AB	67	2.38Y	119.1	.00	.93	1.73	1	8	2	.0	.0	.0	8	2	0	0
69	FAKE	ABC	66	2.38Y	119.1	.00	.92	99.84	0	678	222	.0	.0	.0	678	222	0	0
70	397.5 MCM	ABC	45	2.38Y	119.2	.00	.77	6.32	1	43	14	.0	.0	.0	0	0	0	0
75	TEST	BC	70	2.38Y	119.2	.00	.78	4.91	2	22	8	.0	.0	.0	22	8	0	0
80	TEST	ABC	70	2.38Y	119.2	.00	.78	3.05	1	21	6	.0	.0	.0	21	6	0	0
85	#2 ACSR 6/	ABC	25	2.39Y	119.3	.05	.66	19.34	11	132	42	.0	.0	.1	54	18	0	0
90	#2 ACSR 6/	ABC	85	2.39Y	119.3	.01	.67	11.40	6	78	24	.0	.0	.0	36	12	0	0
95	#2 ACSR 6/	ABC	90	2.39Y	119.3	.01	.68	6.10	3	42	12	.0	.0	.0	12	3	0	0
100	#2 ACSR 6/	ABC	95	2.39Y	119.3	.01	.69	4.37	2	30	9	.0	.0	.0	27	9	0	0
105	#2 ACSR 6/	ABC	100	2.39Y	119.3	.00	.69	.42	0	3	0	.0	.0	.0	3	0	0	0
110	TEST	ABC	100	2.39Y	119.3	.00	.69	.00	0	0	0	.0	100.1	.0	0	0	0	0

Load	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	.9 VOLTS
1341	0	0	0	0	0	7	1348	68.	
437	0	0	0	0	0	8	445		

Balanced Voltage Drop Results
 Database: C
 Title: CKTO 010813
 Case: MARTE

Sect	Sect Type/ Conductor Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Voltage is 120			Thru Amps	% Cap	Thru KW	Thru KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
				Base Vlt	Section Drop	Accum Drop								KW	KVAR		
813	SRCE ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	189.59	0	1356	155	.0	.0	.0	0	0	0	0
399	FAKE ABC	813	2.40Y	120.0	.00	.00	189.59	0	1356	155	.0	.0	.0	0	0	0	0
400	350 MCM UG ABC	399	2.39Y	119.7	.35	.35	189.59	62	1356	155	3.8	.3	.2	0	0	0	0
405	397.5 MCM ABC	400	2.39Y	119.6	.04	.39	189.59	31	1352	153	.4	.0	.0	0	0	0	0
410	#1/0 ACSR ABC	405	2.39Y	119.5	.08	.47	60.37	26	412	135	.2	.1	.0	30	9	0	0
415	#2 ACSR ABC	410	2.39Y	119.4	.09	.56	56.00	31	381	126	.2	.1	.0	195	63	0	0
420	#2 ACSR ABC	415	2.39Y	119.4	.05	.62	27.42	15	186	63	.1	.0	.0	57	18	0	0
425	#2 AL ABC	420	2.39Y	119.4	.03	.65	19.08	11	129	45	.0	.0	.0	60	21	0	0
430	#2 AL ABC	425	2.39Y	119.3	.01	.65	10.20	6	69	24	.0	.0	.0	69	24	0	0
435	#2/0 ACSR ABC	405	2.39Y	119.5	.12	.51	131.08	49	941	17	.9	.1	.0	66	21	0	0
440	#2/0 ACSR ABC	435	2.39Y	119.4	.08	.58	121.86	45	874	-5	.6	.1	.0	30	9	0	0
445	397.5 MCM ABC	440	2.39Y	119.4	.03	.61	12.63	2	86	28	.0	.0	.2	0	0	0	0
450	#2 ACSR AB	445	2.39Y	119.3	.04	.65	18.94	11	86	28	.0	.0	.0	86	28	0	0
455	397.5 MCM ABC	445	2.39Y	119.4	.00	.61	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
500	#2/0 ACSR ABC	440	2.39Y	119.3	.07	.66	82.23	30	580	-103	.5	.1	.1	36	12	0	0
505	#2/0 ACSR ABC	500	2.39Y	119.3	.05	.71	77.62	29	544	-116	.3	.1	.0	57	18	0	0
510	#2 ACSR ABC	505	2.39Y	119.3	.01	.72	17.63	10	120	39	.0	.0	.0	120	39	0	0
545	#2/0 ACSR ABC	505	2.39Y	119.3	.02	.73	56.60	21	366	-173	.2	.0	.0	0	0	0	0
546	CAP ABC	545	2.39Y	119.3	.00	.73	56.60	0	366	-173	.0	.0	.0	0	0	0	0
300 KVAR AT 2.40 KV no switching							ON =	0	OFF =	0	STATUS =	on					
550	#2/0 ACSR ABC	546	2.38Y	119.2	.03	.76	53.98	20	366	123	.1	.0	.0	60	21	0	0
555	#2/0 ACSR ABC	550	2.38Y	119.2	.04	.80	45.10	17	306	102	.1	.0	.0	72	24	0	0
560	#2 AL ABC	555	2.38Y	119.2	.02	.81	18.97	11	129	42	.0	.0	.0	72	24	0	0
565	#2 AL ABC	560	2.38Y	119.2	.01	.83	8.36	5	57	18	.0	.0	.1	57	18	0	0
570	#2/0 ACSR ABC	555	2.38Y	119.2	.02	.81	15.52	6	105	36	.0	.0	.0	33	12	0	0
575	#2/0 ACSR ABC	570	2.38Y	119.2	.00	.82	10.61	4	72	24	.0	.0	.0	72	24	0	0
580	#2/0 ACSR ABC	575	2.38Y	119.2	.00	.82	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
515	397.5 MCM ABC	440	2.39Y	119.4	.01	.60	26.09	4	177	60	.0	.0	.0	0	0	0	0
520	397.5 MCM ABC	515	2.39Y	119.4	.00	.60	7.02	1	48	15	.0	.0	.0	48	15	0	0
525	#2 AL ABC	515	2.39Y	119.4	.01	.61	7.55	4	51	18	.0	.0	.0	51	18	0	0
530	#2 ACSR ABC	515	2.39Y	119.4	.02	.61	11.52	6	78	27	.0	.0	.0	18	6	0	0
535	#2 ACSR ABC	530	2.39Y	119.4	.01	.62	8.87	5	60	21	.0	.0	.0	0	0	0	0
540	TEST ABC	535	2.39Y	119.4	.00	.63	8.87	4	60	21	.0	.0	.0	60	21	0	0

Load	Adjustment	Capacitance	Charging	Motors	Generators	Losses	Total	Maximum voltage drop of	.8 VOLTS
-1349	0	0	0	0	0	7	1356	on section	565.
KVAR	445	0	-295	0	0	6	155		

Balanced Voltage Drop Results
 Database: CENTRO
 Title: CKTO 010821
 Case: MARTE

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Base Voltage is Section Drop	120 Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
															KW	KVAR		
821	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	222.28	0	1515	515	.0	.0	.0	0	0	0	0
1499	FAKE	ABC	821	2.40Y	120.0	.00	.00	222.28	0	1515	515	.0	.0	.0	0	0	0	0
1500	350 MCM UG	ABC	1499	2.38Y	119.1	.89	.89	222.28	73	1515	515	10.8	.7	.3	0	0	0	0
1505	397.5 MCM	ABC	1500	2.38Y	119.0	.10	.99	194.40	32	1316	446	.6	.0	.0	96	33	0	0
1510	397.5 MCM	ABC	1505	2.38Y	118.9	.08	1.07	180.19	30	1219	412	.4	.0	.0	111	36	0	0
1515	397.5 MCM	ABC	1510	2.38Y	118.9	.00	1.07	26.99	4	183	60	.0	.0	.0	183	60	0	0
1520	397.5 MCM	ABC	1510	2.38Y	118.9	.06	1.13	136.86	22	925	315	.3	.0	.0	0	0	0	0
1525	397.5 MCM	ABC	1520	2.38Y	118.9	.00	1.13	10.64	2	72	24	.0	.0	.0	72	24	0	0
1530	397.5 MCM	ABC	1525	2.38Y	118.9	.00	1.13	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
1535	397.5 MCM	ABC	1520	2.37Y	118.7	.17	1.30	126.22	21	852	290	.7	.1	.1	0	0	0	0
1540	397.5 MCM	ABC	1535	2.37Y	118.7	.00	1.30	14.25	2	96	33	.0	.0	.0	96	33	0	0
1545	397.5 MCM	ABC	1535	2.37Y	118.6	.06	1.36	111.97	18	756	255	.2	.0	.0	24	9	0	0
1550	397.5 MCM	ABC	1545	2.37Y	118.6	.04	1.40	108.37	18	731	245	.2	.0	.0	0	0	0	0
1555	#2 ACSR 6/	A	1550	2.37Y	118.5	.06	1.46	14.27	8	32	11	.0	.0	.1	0	0	0	0
1560	#2/0 ACSR	A	1555	2.37Y	118.5	.01	1.46	14.27	5	32	11	.0	.0	.0	32	11	0	0
1565	397.5 MCM	ABC	1550	2.37Y	118.6	.01	1.41	103.61	17	699	234	.0	.0	.0	48	15	0	0
1570	397.5 MCM	ABC	1565	2.37Y	118.5	.06	1.47	96.55	16	651	219	.2	.0	.0	54	18	0	0
1595	397.5 MCM	ABC	1570	2.37Y	118.5	.03	1.50	58.45	10	394	132	.1	.0	.0	0	0	0	0
1600	#2 ACSR 6/	A	1595	2.37Y	118.5	.01	1.51	21.35	12	48	16	.0	.0	.0	48	16	0	0
1605	#2 ACSR 6/	A	1595	2.37Y	118.5	.01	1.51	7.07	4	16	5	.0	.0	.0	16	5	0	0
1610	397.5 MCM	ABC	1595	2.37Y	118.5	.04	1.54	48.98	8	330	111	.0	.0	.1	57	18	0	0
1615	#2 ACSR 6/	BC	1610	2.37Y	118.4	.04	1.58	21.42	12	96	33	.0	.0	.0	64	22	0	0
1620	#2 ACSR 6/	B	1615	2.37Y	118.4	.02	1.59	14.29	8	32	11	.0	.0	.0	32	11	0	0
1625	397.5 MCM	ABC	1610	2.37Y	118.5	.00	1.54	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
1630	397.5 MCM	ABC	1610	2.37Y	118.4	.02	1.55	26.29	4	177	60	.0	.0	.0	33	12	0	0
1635	397.5 MCM	ABC	1630	2.37Y	118.4	.01	1.56	21.35	4	144	48	.0	.0	.0	33	12	0	0
1640	#1/0 ACSR	ABC	1635	2.37Y	118.4	.00	1.56	16.42	7	111	36	.0	.0	.0	111	36	0	0
1645	397.5 MCM	ABC	1635	2.37Y	118.4	.00	1.56	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
1575	TEST	B	1570	2.37Y	118.5	.01	1.48	47.48	21	107	35	.0	.0	.0	107	35	0	0
1580	397.5 MCM	ABC	1570	2.37Y	118.5	.00	1.47	14.27	2	96	33	.0	.0	.0	63	21	0	0
1585	397.5 MCM	ABC	1580	2.37Y	118.5	.00	1.48	4.93	1	33	12	.0	.0	.1	33	12	0	0
1590	397.5 MCM	ABC	1585	2.37Y	118.5	.00	1.48	.01	0	0	0	.0	-.2	.0	0	0	0	0
1591	TEST	ABC	1590	2.37Y	118.5	.00	1.48	.01	0	0	0	.0	100.0	.1	0	0	0	0
1650	397.5 MCM	ABC	1500	2.38Y	119.1	.02	.91	27.88	5	189	63	.0	.0	.0	0	0	0	0
1655	TEST	ABC	1650	2.38Y	119.1	.00	.91	15.93	7	108	36	.0	.0	.0	108	36	0	0
1660	397.5 MCM	ABC	1650	2.38Y	119.1	.00	.91	11.95	2	81	27	.0	.0	.0	81	27	0	0
1665	397.5 MCM	ABC	1660	2.38Y	119.1	.00	.91	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0

KW	Load	Adjust	Capaci-	Charg-	Genera-	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	1.6 VOLTS 1620.
KVAR	1502	0	0	0	0	13	1515		
	502	0	0	0	0	13	515		

Balanced Voltage Drop Results
 Database: CENTRO
 Title: CKTO 010823
 Case: MARTE

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Voltage is 120			Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
					Base Vlt	Section Drop	Accum Drop								KW	KVAR		
823	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	186.93	0	1278	421	.0	.0	.0	0	0	0	0
599	FAKE	ABC	823	2.40Y	120.0	.00	.00	186.93	0	1278	421	.0	.0	.0	0	0	0	0
350	MCM UG	ABC	599	2.38Y	119.0	1.01	1.01	186.93	61	1278	421	10.4	.8	.4	0	0	0	0
605	397.5 MCM	ABC	600	2.38Y	119.0	.02	1.04	186.93	31	1268	416	.1	.0	.0	51	18	0	0
610	397.5 MCM	ABC	605	2.38Y	119.0	.01	1.05	28.71	5	195	63	.0	.0	.0	150	48	0	0
615	397.5 MCM	ABC	610	2.38Y	119.0	.00	1.05	6.65	1	45	15	.0	.0	.0	45	15	0	0
730	397.5 MCM	ABC	605	2.38Y	118.9	.08	1.11	150.65	25	1022	334	.4	.0	.0	0	0	0	0
735	TEST	ABC	730	2.38Y	118.9	.01	1.12	18.09	8	123	39	.0	.0	.0	123	39	0	0
740	397.5 MCM	ABC	730	2.38Y	118.8	.07	1.18	132.56	22	899	294	.3	.0	.0	39	12	0	0
745	397.5 MCM	ABC	740	2.37Y	118.7	.08	1.26	126.84	21	859	282	.3	.0	.0	0	0	0	0
750	TEST	ABC	745	2.37Y	118.7	.01	1.27	18.11	8	123	39	.0	.0	.0	123	39	0	0
755	TEST	ABC	745	2.37Y	118.7	.00	1.27	8.92	4	60	21	.0	.0	.0	60	21	0	0
760	397.5 MCM	ABC	745	2.37Y	118.7	.05	1.32	99.82	16	676	221	.2	.0	.0	0	0	0	0
765	TEST	ABC	760	2.37Y	118.7	.00	1.32	6.66	3	45	15	.0	.0	.0	45	15	0	0
770	#2/0 ACSR	ABC	760	2.37Y	118.6	.06	1.38	93.16	35	631	205	.3	.0	.0	45	15	0	0
775	#2/0 ACSR	ABC	770	2.37Y	118.5	.17	1.55	86.50	32	586	190	.6	.1	.1	39	12	0	0
780	#2/0 ACSR	ABC	775	2.36Y	118.2	.22	1.77	80.76	30	546	177	.8	.1	.1	27	9	0	0
785	#2/0 ACSR	ABC	780	2.36Y	118.2	.01	1.78	35.82	13	242	77	.0	.0	.0	21	6	0	0
790	#2/0 ACSR	AB	785	2.36Y	118.2	.06	1.84	49.11	18	221	71	.1	.0	.0	0	0	0	0
795	#2/0 ACSR	AB	790	2.36Y	118.1	.03	1.87	33.32	12	150	48	.0	.0	.0	0	0	0	0
800	TEST	AB	795	2.36Y	118.1	.01	1.88	15.12	7	68	22	.0	.0	.0	68	22	0	0
805	#2 ACSR 6/	AB	795	2.36Y	118.1	.03	1.90	18.20	10	82	26	.0	.0	.0	82	26	0	0
845	#2 ACSR 6/	A	790	2.36Y	118.1	.09	1.93	31.59	18	71	23	.0	.0	.1	71	23	0	0
810	#2/0 ACSR	ABC	780	2.36Y	118.2	.05	1.82	40.93	15	276	90	.1	.0	.0	0	0	0	0
815	TEST	ABC	810	2.36Y	118.2	.00	1.83	10.70	5	72	24	.0	.0	.0	72	24	0	0
825	#2/0 ACSR	ABC	810	2.36Y	118.2	.01	1.83	15.12	6	102	33	.0	.0	.0	30	9	0	0
830	#2/0 ACSR	ABC	825	2.36Y	118.2	.01	1.84	10.70	4	72	24	.0	.0	.0	39	12	0	0
835	#2/0 ACSR	ABC	830	2.36Y	118.2	.00	1.84	4.95	2	33	12	.0	.0	.1	33	12	0	0
840	#2/0 ACSR	ABC	835	2.36Y	118.2	.00	1.84	.00	0	0	0	.0	.0	.1	0	0	0	0
820	TEST	ABC	810	2.36Y	118.2	.01	1.83	15.11	7	102	33	.0	.0	.0	102	33	0	0

KW	Load	Adjust-ment	Capaci-tance	Charg-ing	Motors	Genera-tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	1.9 VOLTS
KVAR	1265	0	0	0	0	0	13	1278	845.	
	410	0	0	0	0	0	11	421		

Balanced Voltage Drop Results
 Database: CENTRO
 Title: CKTO 010824
 Case: MARTE

3/30/98 20:33 Page 1

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Base Voltage is 120			Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
						Section Drop	Accum Drop	Drop								KW	KVAR		
824	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	113.82	0	778	258	.0	.0	.0	0	0	0	0	
1799	FAKE	ABC	824	2.40Y	120.0	.00	.00	113.82	0	778	258	.0	.0	.0	0	0	0	0	
* 1800	TEST	ABC	1799	2.36Y	118.2	1.76	1.76	113.82	50	778	258	11.4	1.5	.4	0	0	0	0	
1805	397.5 MCM	ABC	1800	2.36Y	118.2	.08	1.83	113.85	19	766	255	.3	.0	.0	0	0	0	0	
1806	397.5 MCM	ABC	1805	2.36Y	118.1	.06	1.89	113.85	19	766	254	.2	.0	.0	0	0	0	0	
1810	397.5 MCM	ABC	1806	2.36Y	118.0	.08	1.97	113.85	19	766	254	.3	.0	.0	0	0	0	0	
* 1815	397.5 MCM	ABC	1810	2.36Y	117.9	.10	2.07	113.85	19	766	253	.4	.1	.1	0	0	0	0	
* 1820	TEST	ABC	1815	2.36Y	117.8	.08	2.16	113.85	50	765	252	.1	.0	.0	765	252	0	0	

KW	Load	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	
KW	765	0			0	0	13	778	2.2 VOLTS	
KVAR	252	0	0	0	0	0	7	258	1820.	

Balanced Voltage Drop Results
 Database: CENTRO
 Title: CKTO 002813
 Case: CENTRAL

Sect	Sect Type/ Conductor Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Base Voltage is 120		Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	Thru KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
					Section Drop	Section									KW	KVAR		
2813	SRCE ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	198.12	0	1350	460	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2499	PAKE ABC	2813	2.40Y	120.0	.00	.00	198.12	0	1350	460	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2500	350 MCM UG ABC	2499	2.40Y	119.8	.23	.23	198.12	65	1350	460	2.4	.2	.1	0	0	0	0	
2505	397.5 MCM ABC	2500	2.39Y	119.5	.27	.49	198.12	32	1348	459	1.7	.1	.1	27	9	0	0	
2510	397.5 MCM ABC	2505	2.39Y	119.3	.17	.66	194.16	32	1319	445	1.1	.1	.1	42	12	0	0	
2515	397.5 MCM ABC	2510	2.38Y	119.1	.25	.91	188.07	31	1276	430	1.6	.1	.1	0	0	0	0	
2520	397.5 MCM ABC	2515	2.38Y	118.8	.25	1.16	188.07	31	1274	426	1.5	.1	.1	27	9	0	0	
2525	397.5 MCM ABC	2520	2.37Y	118.3	.54	1.70	184.08	30	1246	413	3.2	.3	.2	48	15	0	0	
2530	#2 ACSR 6/ ABC	2525	2.36Y	118.0	.35	2.05	177.00	98	1195	389	3.2	.3	.0	27	9	0	0	
2535	#2 ACSR 6/ ABC	2530	2.35Y	117.7	.28	2.33	172.99	96	1164	378	2.6	.2	.0	0	0	0	0	
2540	#2/0 ACSR ABC	2535	2.34Y	116.8	.83	3.16	172.99	64	1162	376	6.5	.6	.2	42	12	0	0	
2545	#2/0 ACSR ABC	2540	2.33Y	116.7	.18	3.35	166.77	62	1113	357	1.4	.1	.0	0	0	0	0	
2550	#2/0 ACSR ABC	2545	2.33Y	116.6	.07	3.41	64.36	24	430	136	.2	.0	.0	69	21	0	0	
2555	#2/0 ACSR ABC	2550	2.33Y	116.5	.12	3.53	54.05	20	360	114	.3	.1	.1	0	0	0	0	
2570	397.5 MCM ABC	2555	2.33Y	116.5	.01	3.54	15.34	3	102	33	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2575	TEST ABC	2570	2.33Y	116.5	.00	3.54	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2580	397.5 MCM ABC	2570	2.33Y	116.5	.01	3.54	15.34	3	102	33	.0	.0	.0	33	12	0	0	
2585	397.5 MCM ABC	2580	2.33Y	116.5	.01	3.55	10.32	2	69	21	.0	.0	.1	69	21	0	0	
2590	#2/0 ACSR ABC	2555	2.33Y	116.4	.05	3.59	26.49	10	177	54	.1	.0	.1	24	6	0	0	
2595	#2/0 ACSR ABC	2590	2.33Y	116.4	.00	3.59	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2600	#2/0 ACSR ABC	2590	2.33Y	116.4	.02	3.60	22.96	9	153	48	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2605	TEST ABC	2600	2.33Y	116.4	.01	3.61	18.47	8	123	39	.0	.0	.0	123	39	0	0	
2610	#2 ACSR 6/ ABC	2600	2.33Y	116.4	.01	3.61	4.48	2	30	9	.0	.0	.1	30	9	0	0	
2660	#2/0 ACSR ABC	2555	2.33Y	116.4	.02	3.55	12.22	5	81	27	.0	.0	.1	54	18	0	0	
2565	#2/0 ACSR A	2560	2.33Y	116.4	.01	3.56	12.22	5	27	9	.0	.0	.0	27	9	0	0	
2615	397.5 MCM ABC	2545	2.33Y	116.6	.07	3.42	102.42	17	682	219	.2	.0	.1	27	9	0	0	
2620	397.5 MCM ABC	2615	2.33Y	116.5	.08	3.49	98.35	16	655	210	.3	.0	.1	0	0	0	0	
2625	#2 ACSR 6/ ABC	2620	2.33Y	116.4	.08	3.58	26.91	15	180	54	.1	.1	.1	0	0	0	0	
2630	#2 ACSR 6/ ABC	2625	2.33Y	116.4	.01	3.58	6.25	3	42	12	.0	.0	.0	42	12	0	0	
2635	#2 ACSR 6/ ABC	2625	2.33Y	116.4	.01	3.59	20.66	11	138	42	.0	.0	.0	42	12	0	0	
2640	# 2 CU 7ST ABC	2635	2.33Y	116.4	.04	3.62	14.40	6	96	30	.0	.0	.1	27	9	0	0	
2645	# 2 CU 7ST ABC	2640	2.33Y	116.4	.01	3.64	10.33	4	69	21	.0	.0	.0	27	9	0	0	
2650	# 2 CU 7ST ABC	2645	2.33Y	116.4	.01	3.65	6.26	2	42	12	.0	.0	.1	42	12	0	0	
2655	# 2 CU 7ST ABC	2620	2.33Y	116.4	.14	3.63	71.44	28	475	155	.5	.1	.1	54	18	0	0	
2660	# 2 CU 7ST ABC	2655	2.32Y	116.2	.18	3.81	63.30	25	420	137	.6	.1	.1	48	15	0	0	
2665	# 2 CU 7ST ABC	2660	2.32Y	116.1	.07	3.88	56.09	22	372	121	.2	.1	.0	27	9	0	0	
2670	# 2 CU 7ST ABC	2665	2.32Y	116.0	.11	3.99	52.00	20	344	112	.3	.1	.1	0	0	0	0	
2675	TEST ABC	2670	2.32Y	116.0	.01	4.00	18.54	8	123	39	.0	.0	.0	123	39	0	0	
2680	# 2 CU 7ST ABC	2670	2.32Y	116.0	.05	4.03	33.47	13	221	73	.1	.0	.0	0	0	0	0	
2685	#2 ACSR 6/ ABC	2680	2.32Y	116.0	.00	4.03	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2690	#2 ACSR 6/ ABC	2680	2.32Y	116.0	.00	4.03	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2705	# 2 CU 7ST ABC	2680	2.32Y	115.9	.04	4.08	33.47	13	221	73	.1	.0	.0	36	12	0	0	
2700	# 2 CU 7ST ABC	2695	2.32Y	115.9	.04	4.12	28.01	11	185	61	.1	.0	.0	0	0	0	0	
2705	TEST ABC	2700	2.32Y	115.9	.01	4.12	12.28	5	81	27	.0	.0	.0	81	27	0	0	
2710	# 2 CU 7ST ABC	2700	2.32Y	115.9	.01	4.12	5.46	2	36	12	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2720	# 2 CU 7ST ABC	2710	2.32Y	115.9	.00	4.13	5.46	2	36	12	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2725	# 2 CU 7ST ABC	2720	2.32Y	115.9	.00	4.13	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2730	# 2 CU 7ST ABC	2720	2.32Y	115.9	.00	4.13	5.46	2	36	12	.0	.0	.0	36	12	0	0	
2735	# 2 CU 7ST ABC	2730	2.32Y	115.9	.00	4.13	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2740	# 2 CU 7ST ABC	2720	2.32Y	115.9	.00	4.13	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
2715	TEST BC	2700	2.32Y	115.9	.02	4.13	15.42	7	68	22	.0	.0	.0	68	22	0	0	

SW	Load	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	4.1 VOLTS
KVAR	1322	0	0	0	0	0	28	1350	2715.	
	418	0	0	0	0	0	42	460		

Balanced Voltage Drop Results
 Database: CENTRO
 Title: 002823
 Case: CENTRAL

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Voltage is 120			Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
					Base Vlt	Section Drop	Drop									KW	KVAR		
2823	SRGE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	220.72	0	1503	515	.0	.0	.0	0	0	0	0	
999	FAKE	ABC	2823	2.40Y	120.0	.00	.00	220.72	0	1503	515	.0	.0	.0	0	0	0	0	
999	350 MCM UG	ABC	999	2.40Y	119.8	.20	.20	220.72	72	1503	515	2.5	.2	.1	0	0	0	0	
1000	397.5 MCM	ABC	1000	2.40Y	119.8	.00	.21	7.00	1	48	15	.0	.0	.0	48	15	0	0	
1010	#2/0 ACSR	ABC	1000	2.39Y	119.5	.25	.46	213.73	79	1453	499	2.4	.2	.0	24	9	0	0	
1015	TEST	ABC	1010	2.39Y	119.5	.01	.46	14.15	6	96	33	.0	.0	.0	96	33	0	0	
1020	#2 ACSR 6/	ABC	1010	2.39Y	119.3	.25	.71	196.00	109	1330	454	2.6	.2	.0	0	0	0	0	
1025	#1/0 ACSR	ABC	1020	2.39Y	119.3	.02	.73	8.88	4	60	21	.0	.0	.1	24	9	0	0	
1030	#1/0 ACSR	ABC	1025	2.39Y	119.3	.00	.73	5.30	2	36	12	.0	.0	.0	36	12	0	0	
1035	#2/0 ACSR	ABC	1020	2.38Y	118.9	.41	1.12	187.12	69	1268	432	3.5	.3	.1	0	0	0	0	
1040	5 ACSR	ABC	1035	2.38Y	118.9	.01	1.13	8.91	7	60	21	.0	.0	.0	60	21	0	0	
1045	#2/0 ACSR	ABC	1035	2.37Y	118.7	.16	1.28	178.21	66	1204	407	1.3	.1	.0	21	6	0	0	
1050	#2/0 ACSR	ABC	1045	2.37Y	118.4	.31	1.59	175.15	65	1182	399	2.5	.2	.1	0	0	0	0	
1055	397.5 MCM	ABC	1050	2.37Y	118.4	.00	1.59	5.30	1	36	11	.0	.0	.0	12	3	0	0	
1060	#2 ACSR 6/	A	1055	2.37Y	118.4	.00	1.60	10.68	6	24	8	.0	.0	.0	24	8	0	0	
1062	397.5 MCM	ABC	1055	2.37Y	118.4	.00	1.59	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
1065	#2/0 ACSR	ABC	1050	2.37Y	118.3	.15	1.74	169.85	63	1144	385	1.2	.1	.0	0	0	0	0	
1067	#2 ACSR 6/	A	1065	2.37Y	118.3	.00	1.75	7.09	4	16	5	.0	.0	.0	16	5	0	0	
1070	#2/0 ACSR	ABC	1065	2.36Y	118.1	.18	1.92	167.49	62	1126	379	1.3	.1	.0	24	9	0	0	
1075	#2/0 ACSR	ABC	1070	2.35Y	117.7	.38	2.30	163.88	61	1101	368	2.8	.3	.1	18	6	0	0	
1080	#2/0 ACSR	ABC	1075	2.35Y	117.5	.17	2.47	161.19	60	1080	359	1.2	.1	.0	0	0	0	0	
1085	#2/0 ACSR	ABC	1080	2.35Y	117.3	.18	2.65	161.19	60	1079	357	1.3	.1	.0	18	6	0	0	
1090	#2/0 ACSR	ABC	1085	2.34Y	117.2	.17	2.82	158.50	59	1060	350	1.2	.1	.0	57	18	0	0	
1095	#2/0 ACSR	ABC	1090	2.34Y	117.0	.19	3.01	150.00	56	1002	330	1.3	.1	.0	0	0	0	0	
1100	#2/0 ACSR	ABC	1095	2.34Y	116.8	.16	3.17	150.00	56	1000	329	1.1	.1	.0	0	0	0	0	
1105	TEST	ABC	1100	2.34Y	116.8	.01	3.19	14.48	6	96	33	.0	.0	.0	96	33	0	0	
1110	#2/0 ACSR	ABC	1100	2.34Y	116.8	.05	3.22	135.52	50	903	295	.3	.0	.0	45	15	0	0	
1115	#2/0 ACSR	ABC	1110	2.34Y	116.8	.00	3.22	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
1120	#2 ACSR 6/	ABC	1110	2.34Y	116.8	.00	3.22	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
1125	#2/0 ACSR	ABC	1110	2.33Y	116.6	.15	3.36	128.76	48	858	279	.8	.1	.0	102	33	0	0	
1130	#2/0 ACSR	ABC	1125	2.33Y	116.5	.10	3.46	113.44	42	755	245	.5	.1	.0	0	0	0	0	
1135	#2/0 ACSR	ABC	1130	2.33Y	116.4	.14	3.60	113.44	42	755	245	.7	.1	.0	57	18	0	0	
1140	#2/0 ACSR	ABC	1135	2.33Y	116.3	.10	3.70	104.89	39	697	226	.5	.1	.0	0	0	0	0	
1145	TEST	ABC	1140	2.33Y	116.3	.00	3.70	10.87	5	72	24	.0	.0	.0	72	24	0	0	
1150	TEST	ABC	1140	2.33Y	116.3	.01	3.71	24.47	11	162	54	.0	.0	.0	162	54	0	0	
1155	#2/0 ACSR	ABC	1140	2.32Y	116.2	.07	3.77	69.54	26	462	147	.2	.0	.0	0	0	0	0	
1160	#2 ACSR 6/	ABC	1155	2.32Y	116.2	.00	3.77	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
1165	#2 ACSR 6/	ABC	1155	2.32Y	116.2	.01	3.78	8.57	5	57	18	.0	.0	.0	57	18	0	0	
1170	#2/0 ACSR	ABC	1155	2.32Y	116.2	.05	3.81	60.97	23	403	129	.1	.0	.0	0	0	0	0	
1175	#2/0 ACSR	ABC	1170	2.32Y	116.2	.00	3.82	9.94	4	66	21	.0	.0	.0	66	21	0	0	
1180	TEST	ABC	1170	2.32Y	116.2	.00	3.82	11.71	5	78	24	.0	.0	.0	78	24	0	0	
1185	#2/0 ACSR	ABC	1170	2.32Y	116.2	.01	3.83	39.33	15	261	84	.0	.0	.0	261	84	0	0	

KW	Load	Adjust	Capaci-	Charg-	Genera-	Losses	Total	Maximum voltage drop of	
KVAR	484	0	0	0	0	29	1503	3.8 VOLTS	
						31	515	on section 1185.	

Balanced Voltage Drop Results
 Database: CENTRO
 Title: CKTO 002824
 Case: CENTRAL

Sect	Sect Type/ Conductor Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Base Voltage is Section Drop	120 Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru	
														KW	KVAR			
2824	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	182.25	0	1243	420	.0	.0	.0	0	0	0	0
1199	FAKE	ABC	2824	2.40Y	120.0	.00	.00	182.25	0	1243	420	.0	.0	.0	0	0	0	0
1200	350 MCM UG	ABC	1199	2.39Y	119.6	.36	.36	182.25	60	1243	420	3.6	.3	.1	0	0	0	0
1205	397.5 MCM	ABC	1200	2.39Y	119.3	.29	.65	182.25	30	1240	418	1.7	.1	.1	0	0	0	0
1210	397.5 MCM	ABC	1205	2.39Y	119.3	.00	.65	.00	0	0	0	.0	.0	.1	0	0	0	0
1215	397.5 MCM	ABC	1205	2.39Y	119.3	.05	.70	182.25	30	1238	413	.3	.0	.0	12	3	0	0
1217	#1/0 ACSR	ABC	1215	2.38Y	119.1	.25	.95	180.53	78	1226	409	2.2	.2	.0	0	0	0	0
1220	#1/0 ACSR	ABC	1217	2.37Y	118.5	.53	1.48	180.53	78	1223	407	4.6	.4	.1	0	0	0	0
1225	#1/0 ACSR	ABC	1220	2.37Y	118.5	.00	1.49	6.55	3	45	12	.0	.0	.0	12	3	0	0
1230	#2/0 ACSR	ABC	1225	2.37Y	118.5	.00	1.49	4.81	2	33	9	.0	.0	.0	21	6	0	0
1235	#2/0 ACSR	ABC	1230	2.37Y	118.5	.00	1.49	1.74	1	12	3	.0	.0	.0	12	3	0	0
1240	#2/0 ACSR	ABC	1220	2.37Y	118.5	.00	1.48	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
1245	#2/0 ACSR	ABC	1220	2.37Y	118.3	.24	1.73	173.99	64	1174	391	1.9	.2	.0	27	9	0	0
1250	#2/0 ACSR	ABC	1245	2.36Y	118.1	.13	1.86	169.98	63	1145	380	1.0	.1	.0	72	24	0	0
1255	#2/0 ACSR	ABC	1250	2.36Y	118.0	.15	2.01	159.28	59	1072	354	1.1	.1	.0	0	0	0	0
1260	#2/0 ACSR	ABC	1255	2.36Y	117.8	.18	2.19	159.28	59	1071	353	1.3	.1	.0	48	15	0	0
1265	#2/0 ACSR	ABC	1260	2.35Y	117.6	.17	2.36	152.17	56	1022	337	1.2	.1	.0	33	12	0	0
1270	#2/0 ACSR	ABC	1265	2.35Y	117.6	.05	2.41	147.20	55	987	323	.3	.0	.0	0	0	0	0
1275	#2/0 ACSR	ABC	1270	2.35Y	117.6	.01	2.42	10.22	4	69	21	.0	.0	.0	0	0	0	0
1280	#2/0 ACSR	ABC	1275	2.35Y	117.6	.00	2.43	10.22	4	69	21	.0	.0	.0	69	21	0	0
1285	#1/0 ACSR	ABC	1270	2.35Y	117.6	.01	2.42	25.15	11	168	57	.0	.0	.0	153	51	0	0
1290	#1/0 ACSR	ABC	1285	2.35Y	117.6	.00	2.43	2.29	1	15	6	.0	.0	.0	15	6	0	0
1295	#1/0 ACSR	ABC	1270	2.35Y	117.5	.07	2.48	111.83	49	750	245	.4	.1	.0	30	9	0	0
1300	#1/0 ACSR	ABC	1295	2.35Y	117.4	.15	2.63	107.39	47	720	235	.8	.1	.0	0	0	0	0
1305	#1/0 ACSR	ABC	1300	2.35Y	117.4	.00	2.63	8.49	4	38	12	.0	.0	.0	38	12	0	0
1310	#1/0 ACSR	ABC	1300	2.35Y	117.4	.00	2.63	8.49	4	38	12	.0	.0	.0	38	12	0	0
1315	#1/0 ACSR	ABC	1300	2.35Y	117.3	.03	2.66	96.08	42	643	211	.1	.0	.0	54	18	0	0
1320	#1/0 ACSR	ABC	1315	2.35Y	117.3	.03	2.69	87.99	38	589	193	.1	.0	.0	12	3	0	0
1325	#1/0 ACSR	ABC	1320	2.35Y	117.3	.02	2.71	9.43	4	63	21	.0	.0	.0	0	0	0	0
1330	TEST	ABC	1325	2.35Y	117.3	.00	2.71	7.14	3	48	15	.0	.0	.0	48	15	0	0
1335	#1/0 ACSR	ABC	1325	2.35Y	117.3	.00	2.71	2.30	1	15	6	.0	.0	.0	15	6	0	0
1340	#1/0 ACSR	ABC	1320	2.35Y	117.3	.06	2.75	76.80	33	514	169	.2	.0	.0	42	12	0	0
1345	TEST	ABC	1340	2.34Y	117.2	.00	2.75	4.45	2	30	9	.0	.0	.0	30	9	0	0
1350	#1/0 ACSR	ABC	1340	2.34Y	117.2	.10	2.84	66.15	29	441	147	.3	.1	.0	0	0	0	0
1355	TEST	ABC	1350	2.34Y	117.1	.01	2.86	40.49	18	270	90	.0	.0	.0	270	90	0	0
1360	#1/0 ACSR	ABC	1350	2.34Y	117.1	.06	2.91	25.66	11	171	57	.1	.0	.1	18	6	0	0
1365	#1/0 ACSR	ABC	1360	2.34Y	117.1	.02	2.92	22.96	10	153	51	.0	.0	.0	51	18	0	0
1370	#1/0 ACSR	ABC	1365	2.34Y	117.0	.04	2.96	15.27	7	102	33	.0	.0	.1	54	18	0	0
1375	#1/0 ACSR	ABC	1370	2.34Y	117.0	.00	2.96	7.16	3	48	15	.0	.0	.0	48	15	0	0
1380	#1/0 ACSR	ABC	1375	2.34Y	117.0	.00	2.96	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
1385	#1/0 ACSR	ABC	1375	2.34Y	117.0	.00	2.96	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0

Load 1222
 Adjust 396
 Capacitance 0
 Charging 0
 Motors 0
 Generators 0
 Losses 21
 Total 420
 Maximum voltage drop of 3.0 VOLTS on section 1375.

Balanced Voltage Drop Results
 Database: CENTRO
 Title: CKTO 002821
 Case: CENTRAL

3/30/98 19:13 Page 1

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Section Drop	Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
															KW	KVAR		
2821	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	69.09	0	471	159	.0	.0	.0	0	0	0	0
1999	FAKE	ABC	2821	2.40Y	120.0	.00	.00	69.09	0	471	159	.0	.0	.0	0	0	0	0
2000	350 MCM UG	ABC	1999	2.40Y	119.8	.20	.20	69.09	23	471	159	.7	.2	.2	0	0	0	0
2005	397.5 MCM	ABC	2000	2.40Y	119.8	.02	.21	69.09	11	471	158	.0	.0	.0	12	3	0	0
2010	397.5 MCM	ABC	2005	2.39Y	119.7	.06	.27	67.38	11	459	155	.1	.0	.1	6	3	0	0
2020	#2/0 ACSR	ABC	2010	2.39Y	119.5	.21	.48	66.45	25	453	152	.6	.1	.1	0	0	0	0
2025	#2 ACSR 6/	A	2020	2.39Y	119.5	.02	.50	9.26	5	21	7	.0	.0	.0	6	2	0	0
2030	#2 ACSR 6/	A	2025	2.39Y	119.5	.01	.51	6.62	4	15	5	.0	.0	.0	9	3	0	0
2035	#2 ACSR 6/	A	2030	2.39Y	119.5	.01	.52	2.65	1	6	2	.0	.0	.1	6	2	0	0
2040	#2/0 ACSR	ABC	2020	2.39Y	119.5	.06	.54	63.37	23	431	144	.2	.0	.0	9	3	0	0
2045	#2/0 ACSR	ABC	2040	2.38Y	119.2	.30	.84	62.04	23	422	141	.8	.2	.2	9	3	0	0
2050	#2/0 ACSR	ABC	2045	2.38Y	119.1	.06	.91	60.72	22	412	137	.2	.0	.0	0	0	0	0
2055	#2/0 ACSR	ABC	2050	2.38Y	119.1	.02	.92	13.28	5	90	30	.0	.0	.0	0	0	0	0
2060	TEST	ABC	2055	2.38Y	119.1	.01	.93	13.28	6	90	30	.0	.0	.0	90	30	0	0
2065	#2/0 ACSR	ABC	2055	2.38Y	119.1	.00	.92	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
2070	197.5 MCM	ABC	2050	2.38Y	119.1	.03	.94	47.44	8	322	107	.1	.0	.1	0	0	0	0
2075	TEST	ABC	2070	2.38Y	119.1	.00	.94	.00	0	0	0	.0	99.6	.0	0	0	0	0
2080	#2 ACSR 6/	A	2070	2.38Y	119.1	.00	.94	3.98	2	9	3	.0	.0	.0	9	3	0	0
2085	397.5 MCM	ABC	2070	2.38Y	119.0	.02	.96	46.12	8	313	104	.0	.0	.0	0	0	0	0
2090	397.5 MCM	ABC	2085	2.38Y	119.0	.00	.96	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
2095	397.5 MCM	ABC	2085	2.38Y	119.0	.00	.96	1.73	0	12	3	.0	.0	.1	12	3	0	0
2100	#1/0 ACSR	ABC	2085	2.38Y	118.9	.09	1.05	44.39	19	301	101	.2	.1	.1	3	0	0	0
2105	#1/0 ACSR	ABC	2100	2.38Y	118.9	.06	1.11	43.99	19	297	100	.1	.0	.0	0	0	0	0
2110	#1/0 ACSR	ABC	2105	2.38Y	118.8	.04	1.16	43.99	19	297	100	.1	.0	.0	9	3	0	0
2115	#1/0 ACSR	ABC	2110	2.38Y	118.8	.05	1.21	42.66	19	288	97	.1	.0	.0	15	6	0	0
2120	#1/0 ACSR	ABC	2115	2.38Y	118.8	.01	1.23	40.40	18	273	91	.0	.0	.0	0	0	0	0
2125	#1/0 ACSR	ABC	2120	2.38Y	118.8	.00	1.23	9.32	4	63	21	.0	.0	.0	63	21	0	0
2130	#2 ACSR 6/	ABC	2120	2.38Y	118.8	.00	1.23	1.77	1	12	4	.0	.0	.0	0	0	0	0
2135	#2 ACSR 6/	BC	2130	2.38Y	118.8	.00	1.23	2.66	1	12	4	.0	.0	.0	12	4	0	0
2140	#2 ACSR 6/	ABC	2130	2.38Y	118.8	.00	1.23	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
2145	#1/0 ACSR	ABC	2120	2.37Y	118.7	.09	1.32	29.31	13	198	66	.1	.1	.1	0	0	0	0
2150	TEST	ABC	2145	2.37Y	118.7	.02	1.34	29.31	13	198	66	.0	.0	.0	198	66	0	0
2155	#2/0 ACSR	ABC	2150	2.37Y	118.7	.00	1.34	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0

Load	Adjust- ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	1.3 VOLTS 2150.
468	0	0	0	0	0	3	471		
155	0	0	0	0	0	4	159		

Balanced Voltage Drop Results
 Database: CENTRO
 Title: 002812
 Case: CENTRAL

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Voltage is Base Vlt	Section Drop	Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	Thru KVAR	Section						
												KW Loss	% Loss	Length (km)	KW	KVAR	Cons On	Cons Thru
2812	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	226.85	0	1530	573	.0	.0	.0	0	0	0	0
2999	FAKE	ABC	2812	2.40Y	120.0	.00	.00	226.85	0	1530	573	.0	.0	.0	0	0	0	0
1000	150 MCM UG	ABC	2999	2.39Y	119.5	.54	.54	226.85	74	1530	573	6.6	.4	.2	0	0	0	0
3005	197.5 MCM	ABC	3000	2.38Y	119.3	.38	.91	226.85	37	1523	570	2.7	.2	.1	0	0	0	0
1010	197.5 MCM	ABC	3005	2.37Y	118.5	.60	1.51	226.85	37	1520	562	4.3	.3	.2	18	6	0	0
3015	197.5 MCM	ABC	3010	2.37Y	118.4	.10	1.61	224.19	37	1498	544	.7	.0	.0	27	9	0	0
1020	197.5 MCM	ABC	3015	2.37Y	118.3	.12	1.73	220.18	36	1470	533	.8	.1	.0	18	6	0	0
3025	197.5 MCM	ABC	3020	2.36Y	118.0	.24	1.98	217.51	36	1451	525	1.7	.1	.1	21	6	0	0
1030	197.5 MCM	ABC	3025	2.35Y	117.7	.35	2.32	214.43	35	1429	514	2.4	.2	.1	36	12	0	0
3040	197.5 MCM	ABC	3030	2.35Y	117.5	.14	2.46	209.07	34	1390	496	.9	.1	.0	18	6	0	0
1040	197.5 MCM	ABC	3040	2.35Y	117.4	.12	2.58	206.38	34	1371	487	.8	.1	.0	0	0	0	0
3050	197.5 MCM	ABC	3045	2.35Y	117.3	.14	2.72	206.38	34	1371	485	.9	.1	.1	0	0	0	0
1050	197.5 MCM	ABC	3050	2.35Y	117.3	.00	2.72	1.35	0	9	3	.0	.0	.0	9	3	0	0
3060	197.5 MCM	ABC	3050	2.34Y	117.2	.04	2.76	104.61	17	689	260	.1	.0	.0	27	9	0	0
1070	2/0 ALUMIN	ABC	3060	2.26Y	113.1	4.18	6.94	100.57	50	661	251	19.6	3.0	.1	63	21	0	0
3080	2/0 ALUMIN	ABC	3070	2.20Y	110.2	2.85	9.79	90.90	45	579	212	12.5	2.2	.0	0	0	0	0
1085	TEST	ABC	3080	2.20Y	110.2	.00	9.80	3.30	1	21	6	.0	.0	.0	21	6	0	0
3090	TEST	ABC	3080	2.20Y	110.2	.00	9.80	10.04	4	63	21	.0	.0	.0	63	21	0	0
1095	2/0 ALUMIN	ABC	3080	2.18Y	109.1	1.07	10.86	77.57	39	482	174	3.9	.8	.0	27	9	0	0
3100	2/0 ALUMIN	ABC	3095	2.13Y	106.7	2.40	13.26	73.24	37	451	162	8.1	1.8	.0	63	21	0	0
1105	2/0 ALUMIN	ABC	3100	2.09Y	104.4	2.37	15.63	62.95	31	380	134	7.1	1.9	.1	21	6	0	0
3109	FAKE	ABC	3105	2.09Y	104.4	.00	15.63	59.49	0	352	121	.0	.0	.0	0	0	0	0
1110	2/0 ALUMIN	ABC	3109	2.06Y	103.1	1.24	16.87	59.49	30	352	121	3.5	1.0	.0	27	9	0	0
3115	2/0 ALUMIN	ABC	3110	2.04Y	102.1	1.00	17.86	18.13	9	106	37	.9	.8	.1	0	0	0	0
1120	2/0 ALUMIN	ABC	3115	2.04Y	102.1	.00	17.86	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
3125	2/0 ALUMIN	ABC	3115	2.04Y	102.0	.13	18.00	18.13	9	105	36	.1	.1	.0	105	36	0	0
1130	2/0 ALUMIN	ABC	3110	2.04Y	101.9	1.28	18.15	36.78	18	216	72	2.3	1.1	.0	0	0	0	0
3135	TEST	ABC	3130	2.04Y	101.8	.00	18.15	10.86	5	63	21	.0	.0	.0	63	21	0	0
1140	2/0 ALUMIN	ABC	3130	2.02Y	100.9	.96	19.11	25.92	13	151	49	1.2	.8	.0	0	0	0	0
3145	2/0 ALUMIN	ABC	3140	2.00Y	100.1	.80	19.91	25.92	13	149	48	1.0	.7	.0	0	0	0	0
1150	TEST	AB	3145	2.00Y	100.1	.01	19.92	21.48	9	82	26	.0	.0	.0	82	26	0	0
3155	2/0 ALUMIN	ABC	3145	2.00Y	99.9	.24	20.15	11.60	6	66	21	.1	.2	.0	27	9	0	0
1160	2/0 ALUMIN	ABC	3155	1.98Y	99.2	.69	20.84	6.85	3	39	12	.2	.5	.2	18	6	0	0
3165	2/0 ALUMIN	ABC	3160	1.98Y	99.1	.06	20.90	3.67	2	21	6	.0	.0	.0	21	6	0	0
1065	197.5 MCM	ABC	3050	2.34Y	117.2	.06	2.78	100.47	16	672	219	.1	.0	.1	672	219	0	0

KW	1417	Adjust ment	0	Capaci- tance	0	Charg- ing	0	Genera- tors	0	Losses	83	Total	1530	Maximum voltage drop of on section	20.9 VOLTS 3165.
KVAR	473		0		0		0		0		100		573		

ANEXO C
PLANO UNIFILAR
RED AEREA

ANEXO D

RESULTADOS DEL MILSOFT

ANALISIS DE LOOP

RED SUBTERRANEA

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010821-24
 Case:

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Base Voltage is Section Drop	120 Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
															KW	KVAR		
1528	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	268.48	0	1892	395	.0	.0	.0	0	0	0	0
400	FAKE	ABC	1528	2.40Y	120.0	.00	.00	268.48	0	1892	395	.0	.0	.0	0	0	0	0
405	350 MCM	UG ABC	400	2.39Y	119.4	.62	.62	159.07	52	1121	236	5.5	.5	.3	0	0	0	0
410	350 MCM	UG ABC	405	2.39Y	119.3	.07	.69	106.36	35	746	152	.4	.1	.0	150	32	0	0
415	350 MCM	UG ABC	410	2.38Y	119.2	.11	.80	84.94	28	596	120	.5	.1	.1	89	20	0	0
425	350 MCM	UG ABC	415	2.38Y	119.1	.10	.90	72.18	24	507	99	.4	.1	.1	89	20	0	0
430	350 MCM	UG ABC	425	2.38Y	119.1	.04	.94	59.40	19	417	79	.1	.0	.0	36	8	0	0
435	350 MCM	UG ABC	430	2.38Y	119.0	.06	1.00	54.17	18	381	71	.2	.0	.1	162	32	0	0
450	350 MCM	UG ABC	435	2.38Y	119.0	.01	1.01	31.04	10	218	38	.1	.0	.1	292	61	0	0
455	350 MCM	UG ABC	450	2.38Y	119.0	-.02	.99	-10.75	-4	-73	-23	.1	-.1	.1	186	36	0	0
470	350 MCM	UG ABC	455	2.38Y	119.1	-.06	.93	-37.30	-12	-260	-59	.2	-.1	.1	122	24	0	0
480	2/0 AWG	CU ABC	470	2.38Y	119.1	.01	.95	20.24	9	142	28	.0	.0	.0	142	28	0	0
495	350 MCM	UG ABC	470	2.38Y	119.2	-.12	.81	-74.88	-25	-523	-112	.6	-.1	.1	146	28	0	0
505	350 MCM	UG ABC	495	2.39Y	119.3	-.10	.71	-95.66	-31	-670	-141	.5	-.1	.1	24	4	0	0
510	350 MCM	UG ABC	505	2.39Y	119.4	-.07	.64	-99.10	-32	-694	-145	.4	-.1	.0	65	12	0	0
515	350 MCM	UG ABC	510	2.39Y	119.6	-.20	.43	-108.31	-36	-760	-157	1.2	-.2	.1	8	0	0	0
520	350 MCM	UG ABC	515	2.40Y	120.0	-.46	-.02	-109.41	-36	-769	-158	2.8	-.4	.3	0	0	0	0
525	SW	ABC	520	2.40Y	120.0	.00	-.02	-109.41	0	-772	-159	.0	.0	.0	0	0	0	0
SWITCH IN THE LOOPED POSITION. PARTNER IS SECTION 530																		
535	350 MCM	UG ABC	405	2.39Y	119.4	.01	.64	52.72	17	369	81	.0	.0	.0	28	4	0	0
540	350 MCM	UG ABC	535	2.39Y	119.3	.03	.66	48.73	16	340	77	.1	.0	.0	41	8	0	0
545	350 MCM	UG ABC	540	2.39Y	119.3	.03	.69	42.96	14	300	69	.1	.0	.0	89	20	0	0
550	350 MCM	UG ABC	545	2.39Y	119.3	.00	.69	7.00	2	49	12	.0	.0	.0	49	12	0	0
555	2/0 AWG	CU ABC	545	2.39Y	119.3	.02	.71	23.20	10	162	36	.0	.0	.0	73	16	0	0
560	2/0 AWG	CU ABC	555	2.39Y	119.3	.01	.72	12.77	6	89	20	.0	.0	.1	89	20	0	0
530	SW	ABC	400	2.40Y	120.0	.00	.00	109.41	0	772	159	.0	.0	.0	0	0	0	0
SWITCH IN THE LOOPED POSITION. PARTNER IS SECTION 525																		

KW	Load	Adjust	Capaci-	Charg-	Motors	Genera-	Losses	Total	Maximum voltage drop of	1.0 VOLTS
KVAR	1879	0	0	0	0	0	13	1892	on section	450.
	389	0	0	0	0	0	6	395		

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010813-27
 Case:

7/06/98 20:41 Page 1

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Voltage is Section Drop	120 Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
															KW	KVAR		
1327	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	270.24	0	1905	398	.0	.0	.0	0	0	0	0
204	FAKE	ABC	1327	2.40Y	120.0	.00	.00	270.24	0	1905	398	.0	.0	.0	0	0	0	0
205	350 MCM	UG ABC	200	2.39Y	119.7	.35	.35	149.68	49	1056	215	2.9	.3	.2	36	8	0	0
215	350 MCM	UG ABC	205	2.39Y	119.5	.17	.52	144.49	47	1017	206	1.4	.1	.1	93	20	0	0
220	270 AWG	CU ABC	215	2.39Y	119.5	.02	.54	17.96	8	126	28	.0	.0	.0	93	20	0	9
225	270 AWG	CU ABC	220	2.39Y	119.5	.00	.54	4.66	2	32	8	.0	.0	.0	32	8	0	0
235	350 MCM	UG ABC	215	2.39Y	119.4	.12	.64	113.24	37	797	157	.7	.1	.1	0	0	0	0
240	270 AWG	CU ABC	235	2.39Y	119.3	.10	.74	113.24	50	796	156	.6	.1	.0	65	12	0	0
250	350 MCM	UG ABC	240	2.38Y	119.2	.06	.80	104.03	34	730	144	.4	.1	.0	0	0	0	0
265	350 MCM	UG ABC	250	2.38Y	119.1	.05	.85	93.59	31	657	128	.3	.0	.0	93	20	0	0
270	350 MCM	UG ABC	265	2.38Y	119.1	.03	.88	80.26	26	564	107	.1	.0	.0	36	8	0	0
275	350 MCM	UG ABC	270	2.38Y	119.1	.05	.93	75.04	25	527	99	.2	.0	.1	267	53	0	0
280	270 AWG	CU ABC	275	2.38Y	119.1	.00	.93	7.56	3	53	12	.0	.0	.0	53	12	0	0
285	350 MCM	UG ABC	275	2.38Y	119.1	.01	.93	29.36	10	207	34	.1	.0	.0	267	53	0	0
290	270 AWG	CU AB	285	2.38Y	119.0	.02	.95	9.79	4	46	8	.0	.0	.1	46	8	0	0
295	350 MCM	UG ABC	285	2.38Y	119.1	-.02	.91	-15.34	-5	-106	-27	.0	.0	.1	93	20	0	0
300	350 MCM	UG ABC	295	2.38Y	119.1	.00	.91	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
310	350 MCM	UG ABC	295	2.38Y	119.1	-.03	.88	-28.68	-9	-200	-47	.1	.0	.1	81	16	0	0
315	350 MCM	UG ABC	310	2.38Y	119.1	-.02	.86	-40.24	-13	-281	-63	.0	.0	.0	0	0	0	0
320	TEST	ABC	315	2.38Y	119.1	.00	.87	5.22	2	36	8	.0	.0	.0	36	8	0	0
325	350 MCM	UG ABC	315	2.38Y	119.2	-.02	.84	-73.25	-24	-512	-112	.1	.0	.0	65	12	0	0
340	350 MCM	UG ABC	325	2.38Y	119.2	-.03	.81	-82.47	-27	-576	-124	.2	.0	.0	12	4	0	0
345	350 MCM	UG ABC	340	2.39Y	119.3	-.10	.71	-84.25	-28	-589	-128	.5	-.1	.1	12	4	0	0
350	350 MCM	UG ABC	345	2.39Y	119.4	-.14	.57	-86.03	-28	-601	-132	.7	-.1	.1	32	8	0	0
355	350 MCM	UG ABC	350	2.39Y	119.5	-.05	.52	-90.69	-30	-634	-141	.3	.0	.0	28	4	0	0
360	350 MCM	UG ABC	355	2.39Y	119.5	-.06	.46	-94.67	-31	-663	-145	.3	.0	.0	16	4	0	0
365	350 MCM	UG ABC	360	2.39Y	119.6	-.06	.39	-97.00	-32	-680	-149	.4	-.1	.0	69	12	0	0
370	350 MCM	UG ABC	365	2.40Y	119.8	-.15	.24	-106.74	-35	-749	-161	1.0	-.1	.1	97	20	0	0
375	350 MCM	UG ABC	370	2.40Y	120.0	-.27	-.03	-120.57	-40	-847	-182	1.8	-.2	.2	0	0	0	0
380	SW	ABC	375	2.40Y	120.0	.00	-.03	-120.57	0	-849	-183	.0	.0	.0	0	0	0	0
SWITCH IN THE LOOPED POSITION. PARTNER IS SECTION 385																		
330	350 MCM	UG ABC	315	2.38Y	119.1	.01	.88	27.79	9	194	41	.0	.0	.0	97	20	0	0
335	350 MCM	UG ABC	330	2.38Y	119.1	.00	.88	13.89	5	97	20	.0	.0	.0	97	20	0	0
255	270 AWG	CU ABC	250	2.38Y	119.2	.01	.81	10.44	5	73	16	.0	.0	.0	36	8	0	0
260	TEST	ABC	255	2.38Y	119.2	.01	.82	5.22	2	36	8	.0	.0	.1	36	8	0	0
385	SW	ABC	200	2.40Y	120.0	.00	.00	120.57	0	849	183	.0	.0	.0	0	0	0	0
SWITCH IN THE LOOPED POSITION. PARTNER IS SECTION 380																		

KW	Lead	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	1.0 VOLTS 290.
	1893	0	0	0	0	0	12	1905		
KVAR	393	0	0	0	0	0	5	398		

Balanced Voltage Drop Results

Database: SUBTERRA

Title: CKTO 010812-23

Case:

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Voltage is Section Drop	120 Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
															KW	KVAR		
1223	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	269.23	0	1900	384	.0	.0	.0	0	0	0	0
5	FAKE	ABC	1223	2.40Y	120.0	.00	.00	269.23	0	1900	384	.0	.0	.0	0	0	0	0
10	350 MCM	UG ABC	5	2.40Y	119.9	.12	.12	189.67	62	1339	269	1.3	.1	.0	0	0	0	0
15	2/0 AWG	CU ABC	10	2.40Y	119.8	.11	.23	38.11	17	269	53	.2	.1	.1	122	24	0	0
20	2/0 AWG	CU ABC	15	2.39Y	119.7	.06	.29	20.87	9	147	28	.1	.1	.1	0	0	0	0
25	2/0 AWG	CU A	20	2.39Y	119.6	.12	.41	35.08	15	82	16	.1	.1	.1	82	16	0	0
30	2/0 AWG	CU ABC	20	2.39Y	119.7	.01	.30	9.18	4	65	12	.0	.0	.0	65	12	0	0
35	350 MCM	UG ABC	10	2.39Y	119.7	.19	.31	151.56	50	1069	215	1.6	.1	.1	105	20	0	0
40	2/0 AWG	CU ABC	35	2.39Y	119.7	.01	.32	8.08	4	57	12	.0	.0	.1	57	12	0	0
45	350 MCM	UG ABC	35	2.39Y	119.6	.11	.41	128.56	42	905	182	.7	.1	.1	32	8	0	0
50	350 MCM	UG ABC	45	2.39Y	119.6	.03	.45	123.91	41	872	174	.2	.0	.0	0	0	0	0
55	2/0 AWG	CU ABC	50	2.39Y	119.5	.05	.50	46.63	20	328	65	.1	.0	.1	328	65	0	0
60	350 MCM	UG ABC	50	2.39Y	119.4	.10	.55	77.28	25	544	109	.4	.1	.1	36	8	0	0
70	350 MCM	UG ABC	60	2.39Y	119.4	.03	.58	72.08	24	507	101	.1	.0	.0	105	20	0	0
75	2/0 AWG	CU ABC	70	2.39Y	119.4	.01	.59	13.86	6	97	20	.0	.0	.0	97	20	0	0
80	350 MCM	UG ABC	70	2.39Y	119.4	.03	.61	43.25	14	304	60	.1	.0	.1	73	16	0	0
85	350 MCM	UG ABC	80	2.39Y	119.3	.07	.67	32.83	11	231	44	.1	.0	.2	105	20	0	0
105	2/0 AWG	CU ABC	85	2.39Y	119.3	.01	.69	6.88	3	49	8	.0	.0	.1	49	8	0	0
110	350 MCM	UG ABC	85	2.39Y	119.3	.00	.67	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
120	350 MCM	UG ABC	85	2.39Y	119.3	.01	.68	10.98	4	77	15	.0	.0	.1	0	0	0	0
125	FAKE	ABC	120	2.39Y	119.3	.00	.68	59.47	0	417	85	.0	.0	.0	417	85	0	0
135	350 MCM	UG ABC	120	2.39Y	119.4	-.08	.60	-48.49	-16	-340	-70	.2	-.1	.1	65	12	0	0
140	350 MCM	UG ABC	135	2.40Y	119.9	-.48	.12	-57.70	-19	-405	-82	1.6	-.4	.6	0	0	0	0
145	FAKE	ABC	140	2.40Y	119.9	.00	.12	21.87	0	154	32	.0	.0	.0	154	32	0	0
150	350 MCM	UG ABC	140	2.40Y	120.0	-.13	-.01	-79.57	-26	-561	-115	.6	-.1	.1	0	0	0	0
155	SW	ABC	150	2.40Y	120.0	.00	-.01	-79.57	0	-561	-115	.0	.0	.0	0	0	0	0
	SWITCH IN THE LOOPE POSITION. PARTNER IS SECTION 160																	
160	SW	ABC	5	2.40Y	120.0	.00	.00	79.57	0	561	115	.0	.0	.0	0	0	0	0
	SWITCH IN THE LOOPE POSITION. PARTNER IS SECTION 155																	

Load	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	7 VOLTS
1893	0	0	0	0	0	7	1900		
KVAR 381	0	0	0	0	0	3	384		105.

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010823-21
 Case:

Sect	Sect Type/ Conductor Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Voltage is 120			Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	Thru KVAR	Section			Cons On	Cons Thru
				Base Vlt	Section Drop	Drop						KW Loss	% Loss	Length (km)		
1725	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	268.91	0	1896	393	.0	.0	.0	0	0
600	FAKE	ABC	1725	2.40Y	120.0	.00	.00	268.91	0	1896	393	.0	.0	.0	0	0
605	350 MCM UG	ABC	600	2.38Y	119.2	.78	.78	172.35	57	1216	250	7.5	.6	.3	32	8
610	350 MCM UG	ABC	605	2.38Y	119.1	.09	.88	167.70	55	1176	238	.9	.1	.0	0	0
615	350 MCM UG	ABC	610	2.38Y	119.1	.03	.90	42.24	14	296	61	.1	.0	.1	198	41
620	350 MCM UG	ABC	615	2.38Y	119.1	.00	.91	13.90	5	97	20	.0	.0	.0	97	20
660	350 MCM UG	ABC	610	2.38Y	119.1	.05	.93	125.46	41	879	177	.3	.0	.0	81	16
665	350 MCM UG	ABC	660	2.38Y	119.0	.09	1.01	113.90	37	798	160	.6	.1	.1	97	20
670	350 MCM UG	ABC	665	2.38Y	118.9	.05	1.07	99.99	33	700	140	.3	.0	.0	41	8
675	350 MCM UG	ABC	670	2.38Y	118.8	.09	1.15	94.20	31	659	132	.4	.1	.1	0	0
680	2/0 AWG CU	B	675	2.38Y	118.8	.01	1.17	5.79	3	14	3	.0	.0	.1	14	3
685	350 MCM UG	ABC	675	2.38Y	118.8	.02	1.17	41.68	14	292	57	.1	.0	.0	117	24
690	350 MCM UG	ABC	685	2.38Y	118.8	.02	1.19	24.85	8	174	32	.0	.0	.1	0	0
695	2/0 AWG CU	ABC	690	2.38Y	118.8	.00	1.20	4.02	2	28	4	.0	.0	.0	28	4
705	350 MCM UG	ABC	690	2.38Y	118.8	.01	1.20	20.84	7	146	28	.0	.0	.0	97	20
710	350 MCM UG	ABC	705	2.38Y	118.8	.00	1.20	6.91	2	49	8	.0	.0	.0	49	8
770	350 MCM UG	ABC	675	2.38Y	118.8	.04	1.19	50.60	17	354	72	.1	.0	.1	45	8
775	350 MCM UG	ABC	770	2.38Y	118.8	.03	1.22	44.25	15	309	64	.1	.0	.0	85	16
780	350 MCM UG	ABC	775	2.38Y	118.8	.00	1.22	32.10	11	224	48	.1	.0	.2	433	89
785	2/0 AWG CU	A	780	2.38Y	118.8	.01	1.23	11.59	5	27	5	.0	.0	.0	27	5
790	350 MCM UG	ABC	780	2.38Y	118.8	-.04	1.19	-33.86	-11	-237	-47	.1	.0	.1	134	28
795	350 MCM UG	ABC	790	2.38Y	118.9	-.07	1.12	-53.03	-17	-370	-75	.2	-.1	.1	134	28
800	2/0 AWG CU	ABC	795	2.38Y	118.9	.01	1.13	7.58	3	53	12	.0	.0	.0	53	12
805	350 MCM UG	ABC	795	2.38Y	119.0	-.12	1.00	-79.76	-26	-557	-116	.6	-.1	.1	85	16
810	350 MCM UG	ABC	805	2.38Y	119.1	-.13	.87	-91.89	-30	-643	-132	.7	-.1	.1	0	0
815	350 MCM UG	ABC	810	2.38Y	119.2	-.06	.81	-91.89	-30	-643	-133	.3	.0	.0	32	8
820	350 MCM UG	ABC	815	2.39Y	119.3	-.09	.72	-96.56	-32	-676	-141	.5	-.1	.1	0	0
755	350 MCM UG	ABC	820	2.40Y	120.0	-.74	-.02	-96.56	-32	-677	-141	4.0	-.6	.5	0	0
760	SW	ABC	755	2.40Y	120.0	.00	-.02	-96.56	0	-681	-143	.0	.0	.0	0	0
SWITCH IN THE LOOPED POSITION. PARTNER IS SECTION 765																
765	SW	ABC	600	2.40Y	120.0	.00	.00	96.56	0	680	143	.0	.0	.0	0	0
SWITCH IN THE LOOPED POSITION. PARTNER IS SECTION 760																

KW	Load	Adjustment	Capacitance	Charging	Motors	Generators	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section
KVAR	1879	0	0	0	0	0	17	1896	1.2 VOLTS
	385	0	0	0	0	0	8	393	785.

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010823-21
 Case:

7/06/98 20:59 Page :

Sect	Sect Type/ Conductor Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Base Voltage is Section Drop	120 Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru	
														KW	KVAR			
1725	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	270.10	0	1906	387	.0	.0	.0	0	0	0	0
600	FAKE	ABC	1725	2.40Y	120.0	.00	.00	270.10	0	1906	387	.0	.0	.0	0	0	0	0
605	350 MCM UG	ABC	600	2.38Y	119.2	.77	.77	170.47	56	1203	243	7.2	.6	.3	49	8	0	0
610	350 MCM UG	ABC	605	2.38Y	119.1	.09	.86	163.60	54	1147	231	.8	.1	.0	0	0	0	0
615	350 MCM UG	ABC	610	2.38Y	119.1	.04	.90	60.69	20	425	85	.1	.0	.1	284	57	0	0
620	350 MCM UG	ABC	615	2.38Y	119.1	.01	.90	20.23	7	142	28	.0	.0	.0	142	28	0	0
660	350 MCM UG	ABC	610	2.38Y	119.1	.04	.90	102.91	34	721	146	.2	.0	.0	117	24	0	0
665	350 MCM UG	ABC	660	2.38Y	119.0	.06	.96	86.13	28	603	121	.3	.0	.1	142	28	0	0
715	350 MCM UG	ABC	665	2.38Y	119.0	.03	1.00	65.89	22	461	93	.1	.0	.0	174	36	0	0
720	350 MCM UG	ABC	715	2.38Y	119.0	.03	1.02	40.97	13	287	56	.1	.0	.1	130	28	0	0
725	350 MCM UG	ABC	720	2.38Y	119.0	.02	1.04	22.39	7	157	28	.0	.0	.1	142	28	0	0
730	350 MCM UG	ABC	725	2.38Y	119.0	.00	1.04	2.18	1	16	0	.0	.0	.1	28	4	0	0
735	350 MCM UG	ABC	730	2.38Y	119.0	-.01	1.03	-1.89	-1	-13	-4	.0	-.4	.0	267	53	0	0
740	350 MCM UG	ABC	735	2.38Y	119.0	-.05	.98	-40.05	-13	-280	-57	.1	-.1	.1	138	28	0	0
745	350 MCM UG	ABC	740	2.38Y	119.2	-.17	.81	-59.74	-20	-418	-85	.7	-.2	.1	279	57	0	0
750	350 MCM UG	ABC	745	2.39Y	119.3	-.07	.75	-99.64	-33	-698	-142	.4	-.1	.0	0	0	0	0
755	350 MCM UG	ABC	750	2.40Y	120.0	-.76	-.02	-99.64	-33	-699	-143	4.3	-.6	.5	0	0	0	0
760	SW	ABC	755	2.40Y	120.0	.00	-.02	-99.64	0	-703	-145	.0	.0	.0	0	0	0	0
SWITCH IN THE LOOPED POSITION. PARTNER IS SECTION 765																		
765	SW	ABC	600	2.40Y	120.0	.00	.00	99.64	0	703	145	.0	.0	.0	0	0	0	0
SWITCH IN THE LOOPED POSITION. PARTNER IS SECTION 760																		

KW	Load	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	1.0 VOLTS
KVAR	1891	0	0	0	0	0	14	1906	730.	
	381	0	0	0	0	0	7	387		

ANEXO E

RESULTADOS DEL MILSOFT

CAIDA DE VOLTAJE Y NIVELES DE FALLA

RED SUBTERRANEA

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010812
 Case: CAIDA DE VOLTAJE

7/08/98 19:56 Page 1

Sect	Sect Type/ Conductor Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Voltage is Base Vlt	Section Drop	120 Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
														KW	KVAR		
1223	SRCE ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	270.99	0	1912	390	.0	.0	.0	0	0	0	0
5	FAKE ABC	1223	2.40Y	120.0	.00	.00	270.99	0	1912	390	.0	.0	.0	0	0	0	0
10	350 MCM UG ABC	5	2.40Y	119.8	.17	.17	270.99	89	1912	390	2.6	.1	.0	0	0	0	0
15	2/0 AWG CU ABC	10	2.39Y	119.7	.16	.33	57.96	25	408	83	.5	.1	.1	182	36	0	0
20	2/0 AWG CU ABC	15	2.39Y	119.6	.10	.43	32.09	14	226	46	.2	.1	.1	0	0	0	0
25	2/0 AWG CU A	20	2.39Y	119.4	.19	.62	53.09	23	124	26	.1	.1	.1	124	26	0	0
30	2/0 AWG CU ABC	20	2.39Y	119.6	.01	.45	14.39	6	101	20	.0	.0	.0	101	20	0	0
35	350 MCM UG ABC	10	2.39Y	119.6	.27	.44	213.03	70	1501	307	3.1	.2	.1	158	32	0	0
40	2/0 AWG CU ABC	35	2.39Y	119.5	.02	.46	12.63	6	89	16	.0	.0	.1	89	16	0	0
45	350 MCM UG ABC	35	2.39Y	119.4	.15	.58	177.95	58	1250	257	1.4	.1	.1	49	8	0	0
50	350 MCM UG ABC	45	2.39Y	119.4	.05	.63	171.08	56	1200	248	.5	.0	.0	0	0	0	0
55	2/0 AWG CU ABC	50	2.39Y	119.3	.07	.70	70.45	31	494	101	.2	.0	.1	494	101	0	0
60	350 MCM UG ABC	50	2.38Y	119.2	.13	.76	100.63	33	706	146	.7	.1	.1	57	12	0	0
70	350 MCM UG ABC	60	2.38Y	119.2	.03	.80	92.53	30	648	134	.2	.0	.0	158	32	0	0
75	2/0 AWG CU ABC	70	2.38Y	119.2	.02	.82	21.32	9	150	28	.0	.0	.0	150	28	0	0
80	350 MCM UG ABC	70	2.38Y	119.2	.03	.83	48.67	16	340	73	.1	.0	.1	109	24	0	0
85	350 MCM UG ABC	80	2.38Y	119.1	.06	.89	33.00	11	231	49	.1	.0	.2	158	32	0	0
105	2/0 AWG CU ABC	85	2.38Y	119.1	.02	.90	10.45	5	73	16	.0	.0	.1	73	16	0	0
110	350 MCM UG ABC	85	2.38Y	119.1	.00	.89	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0
120	350 MCM UG ABC	85	2.38Y	119.1	.00	.89	.00	0	0	0	.0	.0	.1	0	0	0	0

Load	Adjustment	Capacitance	Charging	Motors	Generators	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	VOLTS
1902	0	0	0	0	0	10	1912	9	105
386	0	0	0	0	0	4	390		

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010813
 Case: CAIDA DE VOLTAJE

Sect	Sect Type/ Conductor Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Voltage is	Section Drop	120 Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	Section						
												KW Loss	% Loss	Length (km)	KW	KVAR	Cons On	Cons Thru
1327	SRCE ABC	0	2.40Y	120.0		.00	.00	270.69	0	1911	385	.0	.0	.0	0	0	0	0
200	FAKE ABC	1327	2.40Y	120.0		.00	.00	270.69	0	1911	385	.0	.0	.0	0	0	0	0
205	350 MCM UG ABC	200	2.39Y	119.4		.63	.63	270.69	89	1911	385	9.3	.5	.2	85	16	0	0
215	350 MCM UG ABC	205	2.38Y	119.1		.31	.93	258.63	85	1816	365	4.2	.2	.1	211	41	0	0
220	2/0 AWG CU ABC	215	2.38Y	119.0		.04	.97	40.48	18	284	57	.0	.0	.0	211	41	0	0
225	2/0 AWG CU ABC	220	2.38Y	119.0		.01	.98	10.46	5	73	16	.0	.0	.0	73	16	0	0
235	350 MCM UG ABC	215	2.38Y	118.9		.20	1.13	188.16	62	1318	266	2.1	.2	.1	0	0	0	0
240	2/0 AWG CU ABC	235	2.37Y	118.7		.16	1.29	188.16	83	1316	265	1.7	.1	.0	142	28	0	0
250	350 MCM UG ABC	240	2.37Y	118.6		.10	1.40	167.88	55	1172	236	1.0	.1	.0	0	0	0	0
265	350 MCM UG ABC	250	2.37Y	118.5		.07	1.47	143.55	47	1001	203	.5	.1	.0	211	41	0	0
270	350 MCM UG ABC	265	2.37Y	118.5		.04	1.51	113.41	37	790	162	.2	.0	.0	85	16	0	0
275	350 MCM UG ABC	270	2.37Y	118.4		.05	1.55	101.23	33	705	146	.1	.0	.1	591	122	0	0
280	2/0 AWG CU ABC	275	2.37Y	118.4		.01	1.56	16.32	7	113	24	.0	.0	.0	113	24	0	0
255	2/0 AWG CU ABC	250	2.37Y	118.6		.02	1.42	24.33	11	170	32	.0	.0	.0	85	16	0	0
260	TEST ABC	255	2.37Y	118.6		.01	1.43	12.17	5	85	16	.0	.0	.1	85	16	0	0

Load	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	1.6 VOLTS
1891	0			0	0	19	1911		280.
377	0	0	0	0	0	9	385		

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010821
 Case: CAIDA DE VOLTAJE

7/08/98 19:48 Page 1

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Base Voltage is Section Drop	120 Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
															KW	KVAR		
1528	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	270.60	0	1909	391	.0	.0	.0	0	0	0	0
400	FAKE	ABC	1528	2.40Y	120.0	.00	.00	270.60	0	1909	391	.0	.0	.0	0	0	0	0
405	350 MCM	UG ABC	400	2.38Y	118.9	1.06	1.06	270.60	89	1909	391	16.0	.8	.3	0	0	0	0
410	350 MCM	UG ABC	405	2.38Y	118.8	.12	1.17	186.62	61	1305	266	1.1	.1	.0	239	49	0	0
415	350 MCM	UG ABC	410	2.37Y	118.6	.20	1.37	152.43	50	1065	217	1.6	.1	.1	142	28	0	0
425	350 MCM	UG ABC	415	2.37Y	118.4	.19	1.56	132.14	43	922	187	1.3	.1	.1	142	28	0	0
430	350 MCM	UG ABC	425	2.37Y	118.4	.07	1.64	111.81	37	779	158	.4	.1	.0	61	12	0	0
435	350 MCM	UG ABC	430	2.36Y	118.2	.12	1.75	103.09	34	717	146	.6	.1	.1	255	53	0	0
450	350 MCM	UG ABC	435	2.36Y	118.2	.03	1.79	66.39	22	462	93	.0	.0	.1	462	93	0	0
535	350 MCM	UG ABC	405	2.38Y	118.9	.02	1.08	83.98	28	588	118	.1	.0	.0	45	8	0	0
540	350 MCM	UG ABC	535	2.38Y	118.9	.04	1.12	77.64	25	543	110	.2	.0	.0	65	12	0	0
545	350 MCM	UG ABC	540	2.38Y	118.8	.04	1.16	68.40	22	478	97	.1	.0	.0	142	28	0	0
550	350 MCM	UG ABC	545	2.38Y	118.8	.00	1.16	11.03	4	77	16	.0	.0	.0	77	16	0	0
555	2/0 AWG	CU ABC	545	2.38Y	118.8	.04	1.20	37.10	16	259	53	.1	.0	.0	117	24	0	0
560	2/0 AWG	CU ABC	555	2.38Y	118.8	.02	1.22	20.28	9	142	28	.0	.0	.1	142	28	0	0

KW	Load	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	1.8 VOLTS
KVAR	1887	0	0	0	0	0	21	1909	450.	
	381	0	0	0	0	0	10	391		

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010823
 Case: CAIDA DE VOLTAJE

Sect	Sect Type/ Conductor Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Voltage is Section Drop	120 Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru	
														KW	KVAR			
1725	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	270.42	0	1908	389	.0	.0	.0	0	0	0	0
600	FAKE	ABC	1725	2.40Y	120.0	.00	.00	270.42	0	1908	389	.0	.0	.0	0	0	0	0
605	350 MCM UG	ABC	600	2.38Y	118.8	1.23	1.23	270.42	89	1908	389	18.5	1.0	.3	36	8	0	0
610	350 MCM UG	ABC	605	2.37Y	118.6	.15	1.38	265.20	87	1853	372	2.2	.1	.0	0	0	0	0
615	350 MCM UG	ABC	610	2.37Y	118.6	.03	1.41	45.87	15	320	65	.0	.0	.1	215	45	0	0
620	350 MCM UG	ABC	615	2.37Y	118.6	.01	1.41	15.07	5	105	20	.0	.0	.0	105	20	0	0
660	350 MCM UG	ABC	610	2.37Y	118.5	.09	1.47	219.33	72	1531	306	1.1	.1	.0	85	16	0	0
665	350 MCM UG	ABC	660	2.37Y	118.4	.17	1.63	207.16	68	1445	290	1.9	.1	.1	105	20	0	0
670	350 MCM UG	ABC	665	2.37Y	118.3	.08	1.71	144.32	47	1005	200	.6	.1	.0	45	8	0	0
675	350 MCM UG	ABC	670	2.36Y	118.2	.12	1.84	137.94	45	960	191	1.0	.1	.1	0	0	0	0
680	2/0 AWG CU	B	675	2.36Y	118.1	.01	1.85	6.39	3	15	3	.0	.0	.1	15	3	0	0
685	350 MCM UG	ABC	675	2.36Y	118.1	.02	1.86	44.81	15	312	61	.0	.0	.0	130	24	0	0
690	350 MCM UG	ABC	685	2.36Y	118.1	.02	1.88	26.22	9	182	36	.0	.0	.1	0	0	0	0
695	2/0 AWG CU	ABC	690	2.36Y	118.1	.00	1.88	4.04	2	28	4	.0	.0	.0	28	4	0	0
705	350 MCM UG	ABC	690	2.36Y	118.1	.01	1.89	22.19	7	154	32	.0	.0	.0	105	20	0	0
710	350 MCM UG	ABC	705	2.36Y	118.1	.00	1.89	7.07	2	49	12	.0	.0	.0	49	12	0	0
770	350 MCM UG	ABC	675	2.36Y	118.1	.07	1.91	91.00	30	632	127	.3	.1	.1	49	8	0	0
775	350 MCM UG	ABC	770	2.36Y	118.0	.05	1.96	84.05	28	584	119	.2	.0	.0	93	20	0	0
780	350 MCM UG	ABC	775	2.36Y	117.9	.09	2.05	70.60	23	490	99	.1	.0	.2	462	93	0	0
785	2/0 AWG CU	A	780	2.36Y	117.9	.01	2.06	12.23	5	28	5	.0	.0	.0	28	5	0	0
715	350 MCM UG	ABC	665	2.37Y	118.3	.02	1.66	47.76	16	332	69	.0	.0	.0	130	28	0	0
720	350 MCM UG	ABC	715	2.37Y	118.3	.02	1.68	29.08	10	202	41	.0	.0	.1	97	20	0	0
725	350 MCM UG	ABC	720	2.37Y	118.3	.01	1.69	15.10	5	105	20	.0	.0	.1	105	20	0	0

KW	Load	Adjust	Capaci-	Charg-	Motors	Genera-	Losses	Total	Maximum voltage drop of	2.1 VOLTS
KVAR	1882	0	tance	ing	0	0	26	1908	on section	785.
	377	0	0	0	0	0	12	389		

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 2813
 Case: CAIDA DE VOLTAJE

7/08/98 19:58 Page 1

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Base Voltage is 120 Section Drop	Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
															KW	KVAR		
2813	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	272.00	0	1917	399	.0	.0	.0	0	0	0	0
6	FAKE	ABC	2813	2.40Y	120.0	.00	.00	272.00	0	1917	399	.0	.0	.0	0	0	0	0
150	350 MCM UG	ABC	6	2.39Y	119.5	.46	.46	272.00	89	1917	399	6.9	.4	.1	0	0	0	0
145	FAKE	ABC	150	2.39Y	119.5	.00	.46	65.11	0	458	93	.0	.0	.0	458	93	0	0
140	350 MCM UG	ABC	150	2.36Y	117.8	1.73	2.19	206.88	68	1453	302	20.0	1.4	.6	0	0	0	0
135	350 MCM UG	ABC	140	2.35Y	117.5	.28	2.47	206.88	68	1433	293	3.1	.2	.1	194	41	0	0
125	FAKE	ABC	135	2.35Y	117.5	.00	2.47	178.75	0	1235	251	.0	.0	.0	1235	251	0	0

KW	Load	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	2.5 VOLTS
1887	1887	0	0	0	0	0	30	1917		
383	383	0	0	0	0	0	14	399		135.

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 2821
 Case: CAIDA DE VOLTAJE

7/08/98 19:55 Page 1

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Voltage Vlt	is Section Drop	120 Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW		Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
												Loss	% Loss		KW	KVAR		
2821	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	272.70	0	1922	403	.0	.0	.0	0	0	0	0
601	FAKE	ABC	2821	2.40Y	120.0	.00	.00	272.70	0	1922	403	.0	.0	.0	0	0	0	0
755	350 MCM	UG ABC	601	2.36Y	117.9	2.09	2.09	272.70	89	1922	403	31.9	1.7	.5	0	0	0	0 *
820	350 MCM	UG ABC	755	2.36Y	117.8	.13	2.22	129.12	42	895	184	.9	.1	.1	0	0	0	0 *
815	350 MCM	UG ABC	820	2.35Y	117.7	.08	2.30	129.12	42	894	184	.5	.1	.0	69	12	0	0 *
810	350 MCM	UG ABC	815	2.35Y	117.5	.17	2.46	119.23	39	824	171	1.1	.1	.1	0	0	0	0 *
805	350 MCM	UG ABC	810	2.35Y	117.4	.15	2.61	119.23	39	823	171	.9	.1	.1	170	36	0	0 *
800	2/0 AWG	CU ABC	805	2.35Y	117.4	.01	2.62	15.79	7	109	20	.0	.0	.0	109	20	0	0 *
795	350 MCM	UG ABC	805	2.35Y	117.3	.06	2.68	78.75	26	543	114	.2	.0	.1	271	57	0	0 *
790	350 MCM	UG ABC	795	2.35Y	117.3	.02	2.69	39.38	13	271	57	.0	.0	.1	271	57	0	0 *
750	350 MCM	UG ABC	755	2.36Y	117.8	.10	2.19	143.58	47	995	204	.8	.1	.0	0	0	0	0 *
745	350 MCM	UG ABC	750	2.35Y	117.6	.24	2.44	143.58	47	994	203	1.7	.2	.1	389	81	0	0 *
740	350 MCM	UG ABC	745	2.35Y	117.5	.07	2.51	87.32	29	604	122	.3	.1	.1	190	36	0	0 *
735	350 MCM	UG ABC	740	2.35Y	117.5	.02	2.52	59.83	20	413	85	.0	.0	.0	373	77	0	0 *
730	350 MCM	UG ABC	735	2.35Y	117.5	.00	2.53	5.86	2	41	8	.0	.0	.1	41	8	0	0 *

Load	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section
1883	0	0	0	0	0	38	1922	2.7 VOLTS
KVAR 385	0	0	0	0	0	18	403	790.

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 2823
 Case: CAIDA DE VOLTAJE

7/08/98 20:01 Page 1

Sect	Sect Type/ Conductor Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Voltage is 120		Section Drop	Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
				Base Vlt	Section Drop										KW	KVAR		
2823	SRCE ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	272.32	0	1921	395	.0	.0	.0	0	0	0	0	
201	FAKE ABC	2823	2.40Y	120.0	.00	.00	272.32	0	1921	395	.0	.0	.0	0	0	0	0	
375	350 MCM UG ABC	201	2.39Y	119.4	.61	.61	272.32	89	1921	395	9.2	.5	.2	0	0	0	0	
370	350 MCM UG ABC	375	2.38Y	119.0	.34	.95	272.32	89	1911	390	5.1	.3	.1	174	36	0	0	
365	350 MCM UG ABC	370	2.38Y	118.9	.15	1.10	247.43	81	1732	351	2.0	.1	.0	122	24	0	0	
360	350 MCM UG ABC	365	2.38Y	118.8	.14	1.24	230.08	75	1609	326	1.8	.1	.0	28	4	0	0	
355	350 MCM UG ABC	360	2.37Y	118.6	.12	1.37	226.07	74	1578	321	1.5	.1	.0	53	12	0	0	
350	350 MCM UG ABC	355	2.37Y	118.3	.33	1.69	218.48	72	1524	308	3.9	.3	.1	57	12	0	0	
345	350 MCM UG ABC	350	2.36Y	118.1	.25	1.94	210.32	69	1464	294	2.9	.2	.1	24	4	0	0	
340	350 MCM UG ABC	345	2.36Y	118.0	.09	2.03	206.85	68	1436	289	1.0	.1	.0	24	4	0	0	
325	350 MCM UG ABC	340	2.36Y	117.9	.05	2.08	203.37	67	1411	284	.6	.0	.0	113	24	0	0	
320	2/0 AWG CU ABC	325	2.36Y	117.9	.01	2.09	9.88	4	69	12	.0	.0	.0	69	12	0	0	
315	350 MCM UG ABC	325	2.36Y	117.9	.06	2.14	126.83	42	880	175	.4	.0	.0	0	0	0	0	
310	350 MCM UG ABC	315	2.36Y	117.8	.11	2.25	126.83	42	880	175	.7	.1	.1	146	28	0	0	
300	350 MCM UG ABC	310	2.36Y	117.8	.00	2.25	.00	0	0	0	.0	.0	.0	0	0	0	0	
295	350 MCM UG ABC	310	2.35Y	117.7	.07	2.32	105.82	35	733	146	.3	.0	.1	170	32	0	0	
290	2/0 AWG CU AB	295	2.35Y	117.6	.04	2.35	17.55	8	81	16	.0	.0	.1	81	16	0	0	
285	350 MCM UG ABC	295	2.35Y	117.7	.02	2.34	69.61	23	482	97	-.1	.0	.0	482	97	0	0	
330	350 MCM UG ABC	325	2.36Y	117.9	.02	2.10	50.29	16	348	73	.0	.0	.0	174	36	0	0	
335	350 MCM UG ABC	330	2.36Y	117.9	.01	2.11	25.15	8	174	36	.0	.0	.0	174	36	0	0	

AS	Load	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	2.4 VOLTS
	1891	0	0	0	0	0	29	1921		
KVAR	381	0	0	0	0	0	14	395		290.

Balanced Voltage Drop Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 2824
 Case: CAIDA DE VOLTAJE

7/08/98 19:51 Page 1

Sect	Sect Type/ Conductor	Cnf	Prev Sect	Pri Vlt	Base Vlt	Base Voltage is Section Drop	Accu Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	KW Loss	% Loss	Length (km)	Section		Cons On	Cons Thru
															KW	KVAR		
2824	SRCE	ABC	0	2.40Y	120.0	.00	.00	271.53	0	1914	397	.0	.0	.0	0	0	0	0
401	FAKE	ABC	2824	2.40Y	120.0	.00	.00	271.53	0	1914	397	.0	.0	.0	0	0	0	0
520	350 MCM	UG ABC	401	2.38Y	118.9	1.14	1.14	271.53	89	1914	397	17.2	.9	.3	0	0	0	0
515	350 MCM	UG ABC	520	2.37Y	118.4	.51	1.64	271.53	89	1897	389	7.7	.4	.1	24	4	0	0
510	350 MCM	UG ABC	515	2.36Y	118.2	.18	1.82	268.07	88	1865	381	2.6	.1	.0	178	36	0	0
505	350 MCM	UG ABC	510	2.36Y	117.9	.23	2.05	242.43	79	1684	344	3.1	.2	.1	65	12	0	0
495	350 MCM	UG ABC	505	2.35Y	117.6	.30	2.35	233.12	76	1616	330	3.6	.2	.1	393	81	0	0
480	2/0 AWG	CU ABC	495	2.35Y	117.6	.04	2.39	55.04	24	381	77	.1	.0	.0	381	77	0	0
470	350 MCM	UG ABC	495	2.35Y	117.5	.12	2.48	121.31	40	839	170	.7	.1	.1	332	69	0	0
455	350 MCM	UG ABC	470	2.35Y	117.5	.03	2.50	73.23	24	506	101	.1	.0	.1	506	101	0	0

Load	Adjust ment	Capaci- tance	Charg- ing	Motors	Genera- tors	Losses	Total	Maximum voltage drop of on section	2.5 VOLTS 455.
1879	0	0	0	0	0	35	1914		
381	0	0	0	0	0	16	397		

Fault Current Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010812
 Case: NIVELES DE FALLA

Sect	Type Line Sect	Cnf	Prev Sect	km From Source	Min Fault Kv	Max Fault Kv	Fault Imp	Min Ph-Gd Amps	Max Ph-Gd Amps	Two Ph-Gd Amps	Three Ph-Gd Amps	Accumulated Impedance			
												R1	X1	RO	X0
1223	SRCE	ABC	0	.0	2.360	2.520	40	59	5524	6378	3682	.1198	.6738	.0000	.0000
5	FAKE	ABC	1223	.0	2.360	2.520	40	59	5524	6378	3682	.1198	.6738	.0000	.0000
10	UG	ABC	5	.0	2.360	2.520	40	59	5441	6366	3642	.1314	.6792	.0188	.0020
15	UG	ABC	10	.1	2.360	2.520	40	59	4684	5271	3450	.2014	.7022	.1961	.0946
20	UG	ABC	15	.2	2.360	2.520	40	59	4119	4544	3284	.2609	.7217	.3469	.1712
25	UG	A	20	.3	2.360	2.520	40	58	3347	0	0	.3856	.8117	.4716	.2632
30	UG	ABC	20	.3	2.360	2.520	40	58	3829	4213	3187	.2959	.7332	.4355	.2195
35	UG	ABC	10	.1	2.360	2.520	40	59	5262	6256	3558	.1561	.6908	.0586	.0064
40	UG	ABC	35	.2	2.360	2.520	40	59	4516	5086	3366	.2261	.7137	.2359	.0930
45	UG	ABC	35	.2	2.360	2.520	40	59	5148	6144	3506	.1716	.6981	.0837	.0091
50	UG	ABC	45	.2	2.360	2.520	40	59	5109	6102	3488	.1768	.7005	.0920	.0100
55	UG	ABC	50	.3	2.360	2.520	40	59	4693	5396	3383	.2152	.7131	.1893	.0608
60	UG	ABC	50	.3	2.360	2.520	40	59	4917	5864	3401	.2028	.7127	.1340	.0146
70	UG	ABC	60	.3	2.360	2.520	40	59	4839	5788	3375	.2105	.7163	.1466	.0159
75	UG	ABC	70	.4	2.360	2.520	40	59	4530	5220	3291	.2419	.7266	.2260	.0574
80	UG	ABC	70	.4	2.360	2.520	40	59	4755	5646	3328	.2248	.7230	.1696	.0184
85	UG	ABC	80	.6	2.360	2.520	40	59	4414	5171	3174	.2729	.7455	.2473	.0269
105	UG	ABC	85	.7	2.360	2.520	40	58	3820	4286	3004	.3392	.7673	.4154	.1146
110	UG	ABC	85	.6	2.360	2.520	40	59	4326	5049	3134	.2859	.7516	.2683	.0292
120	UG	ABC	85	.6	2.360	2.520	40	59	4317	5037	3130	.2872	.7522	.2703	.0294

Fault Current Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010813
 Case: NIVELES DE FALLA

Sect	Type Line Sect	Cnf	Prev Sect	km From Source	Min Fault Kv	Max Fault Kv	Fault Imp	Min Ph-Gd Amps	Max Ph-Gd Amps	Two Ph-Gd Amps	Three Ph-Gd Amps	Accumulated Impedance			
												R1	X1	R0	X0
1327	SRCE	ABC	0	.0	2.360	2.520	40	59	5524	6378	3682	.1198	.6738	.0000	.0000
200	FAKE	ABC	1327	.0	2.360	2.520	40	59	5524	6378	3682	.1198	.6738	.0000	.0000
205	UG	ABC	200	.2	2.360	2.520	40	59	5204	6203	3532	.1639	.6945	.0713	.0077
215	UG	ABC	205	.3	2.360	2.520	40	59	5031	6010	3453	.1873	.7054	.1091	.0119
220	UG	ABC	215	.3	2.360	2.520	40	59	4728	5481	3377	.2153	.7146	.1799	.0488
225	UG	ABC	220	.3	2.360	2.520	40	59	4376	4943	3281	.2502	.7261	.2685	.0951
235	UG	ABC	215	.3	2.360	2.520	40	59	4887	5825	3388	.2068	.7146	.1405	.0151
240	UG	ABC	235	.4	2.360	2.520	40	59	4699	5489	3340	.2243	.7203	.1849	.0384
250	UG	ABC	240	.4	2.360	2.520	40	59	4616	5381	3302	.2359	.7258	.2037	.0404
265	UG	ABC	250	.4	2.360	2.520	40	59	4543	5286	3268	.2463	.7306	.2205	.0423
270	UG	ABC	265	.5	2.360	2.520	40	59	4498	5226	3247	.2528	.7337	.2309	.0434
275	UG	ABC	270	.5	2.360	2.520	40	59	4392	5085	3198	.2684	.7409	.2560	.0461
280	UG	ABC	275	.6	2.360	2.520	40	59	4225	4825	3152	.2858	.7467	.3004	.0693
255	UG	ABC	250	.4	2.360	2.520	40	59	4373	4992	3237	.2603	.7337	.2653	.0726
260	UG	ABC	255	.5	2.360	2.520	40	59	3993	4463	3126	.3021	.7474	.3712	.1279

Fault Current Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010821
 Case: NIVELES DE FALLA

Sect	Type Line Sect	Cnf	Prev Sect	km From Source	Min Fault Kv	Max Fault Kv	Fault Imp	Min Ph-Gd Amps	Max Ph-Gd Amps	Two Ph-Gd Amps	Three Ph-Gd Amps	Accumulated Impedance			
												R1	X1	R0	X0
1528	SRCE	ABC	0	.0	2.360	2.520	40	59	5657	6532	3771	.1198	.6574	.0000	.0000
400	FAKE	ABC	1528	.0	2.360	2.520	40	59	5657	6532	3771	.1198	.6574	.0000	.0000
405	UG	ABC	400	.3	2.360	2.520	40	59	5096	6082	3511	.1925	.6915	.1175	.0128
410	UG	ABC	405	.3	2.360	2.520	40	59	4995	5950	3465	.2053	.6976	.1385	.0153
415	UG	ABC	410	.4	2.360	2.520	40	59	4796	5677	3376	.2315	.7097	.1805	.0196
425	UG	ABC	415	.5	2.360	2.520	40	59	4583	5380	3279	.2601	.7231	.2267	.0246
430	UG	ABC	425	.6	2.360	2.520	40	59	4489	5249	3236	.2731	.7292	.2477	.0269
435	UG	ABC	430	.7	2.360	2.520	40	59	4307	5000	3152	.2991	.7414	.2897	.0315
450	UG	ABC	435	.8	2.360	2.520	40	59	4176	4823	3091	.3186	.7506	.3212	.0349
535	UG	ABC	405	.3	2.360	2.520	40	59	5056	6030	3493	.1977	.6939	.1258	.0137
540	UG	ABC	535	.3	2.360	2.520	40	59	4975	5924	3456	.2081	.6987	.1426	.0155
545	UG	ABC	540	.4	2.360	2.520	40	59	4875	5788	3411	.2211	.7048	.1636	.0178
550	UG	ABC	545	.4	2.360	2.520	40	59	4796	5678	3376	.2314	.7097	.1804	.0196
555	UG	ABC	545	.4	2.360	2.520	40	59	4607	5324	3342	.2456	.7129	.2257	.0507
560	UG	ABC	555	.5	2.360	2.520	40	59	4225	4755	3235	.2840	.7255	.3230	.1019

Fault Current Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 010823
 Case: NIVELES DE FALLA

Sect	Type Line Sect	Cnf	Prev Sect	km From Source	Min Fault Kv	Max Fault Kv	Fault Imp	Min Ph-Gd Amps	Max Ph-Gd Amps	Two Ph-Gd Amps	Three Ph-Gd Amps	Accumulated Impedance			
												R1	X1	R0	X0
1725	SRCE	ABC	0	.0	2.360	2.520	40	59	5657	6532	3771	.1198	.6574	.0000	.0000
600	FAKE	ABC	1725	.0	2.360	2.520	40	59	5657	6532	3771	.1198	.6574	.0000	.0000
605	UG	ABC	600	.3	2.360	2.520	40	59	4995	5950	3465	.2055	.6976	.1385	.0151
610	UG	ABC	605	.4	2.360	2.520	40	59	4915	5842	3429	.2159	.7024	.1553	.0169
615	UG	ABC	610	.4	2.360	2.520	40	59	4786	5664	3371	.2328	.7103	.1825	.0198
620	UG	ABC	615	.5	2.360	2.520	40	59	4688	5528	3327	.2458	.7164	.2035	.0221
660	UG	ABC	610	.4	2.360	2.520	40	59	4855	5760	3402	.2237	.7061	.1678	.0182
665	UG	ABC	660	.5	2.360	2.520	40	59	4738	5597	3349	.2392	.7133	.1929	.0210
670	UG	ABC	665	.5	2.360	2.520	40	59	4660	5488	3314	.2496	.7182	.2097	.0228
675	UG	ABC	670	.6	2.360	2.520	40	59	4537	5316	3258	.2665	.7261	.2369	.0258
680	UG	B	675	.6	2.360	2.520	40	59	3958	0	0	.3389	.7784	.3094	.0780
685	UG	ABC	675	.6	2.360	2.520	40	59	4462	5213	3224	.2769	.7310	.2537	.0276
690	UG	ABC	685	.7	2.360	2.520	40	59	4353	5063	3174	.2924	.7383	.2788	.0303
695	UG	ABC	690	.7	2.360	2.520	40	59	4088	4653	3099	.3203	.7474	.3496	.0672
705	UG	ABC	690	.7	2.360	2.520	40	59	4282	4966	3140	.3028	.7431	.2956	.0321
710	UG	ABC	705	.7	2.360	2.520	40	59	4220	4883	3112	.3119	.7474	.3103	.0337
770	UG	ABC	675	.6	2.360	2.520	40	59	4426	5162	3207	.2820	.7334	.2620	.0285
775	UG	ABC	770	.7	2.360	2.520	40	59	4335	5038	3165	.2950	.7395	.2830	.0308
780	UG	ABC	775	.8	2.360	2.520	40	58	4043	4648	3027	.3391	.7602	.3543	.0385
785	UG	A	780	.9	2.360	2.520	40	58	3857	0	0	.3651	.7789	.3803	.0577
715	UG	ABC	665	.5	2.360	2.520	40	59	4651	5475	3310	.2509	.7188	.2117	.0210
720	UG	ABC	715	.6	2.360	2.520	40	59	4537	5317	3258	.2664	.7261	.2368	.0257
725	UG	ABC	720	.7	2.360	2.520	40	59	4335	5038	3165	.2950	.7395	.2830	.0308

Fault Current Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 2813
 Case: NIVELES DE FALLA

Sect	Type Line Sect	Cnf	Prev Sect	km From Source	Min Fault Kv	Max Fault Kv	Fault Imp	Min Ph-Gd Amps	Max Ph-Gd Amps	Two Ph-Gd Amps	Three Ph-Gd Amps	Accumulated Impedance			
												Ri	Xi	RO	X0
2813	SRCE	ABC	0	.0	2.360	2.520	40	59	13793	15927	9195	.0481	.2698	.0000	.0000
6	FAKE	ABC	2813	.0	2.360	2.520	40	59	13793	15927	9195	.0481	.2698	.0000	.0000
150	UG	ABC	6	.1	2.360	2.520	40	59	12372	14767	8536	.0792	.2844	.0503	.0055
145	FAKE	ABC	150	.1	2.360	2.520	40	59	12372	14767	8536	.0792	.2844	.0503	.0055
140	UG	ABC	150	.7	2.360	2.520	40	59	7031	7913	5889	.2352	.3575	.3022	.0328
135	UG	ABC	140	.8	2.360	2.520	40	59	6472	7284	5553	.2624	.3703	.3463	.0376
125	FAKE	ABC	135	.8	2.360	2.520	40	59	6472	7284	5553	.2624	.3703	.3463	.0376

Fault Current Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 2821
 Case: NIVELES DE FALLA

Sect	Type Line Sect	Cnf	Prev Sect	km From Source	Min Fault Kv	Max Fault Kv	Fault Imp	Min Ph-Gd Amps	Max Ph-Gd Amps	Two Ph-Gd Amps	Three Ph-Gd Amps	Accumulated Impedance			
												R1	X1	R0	X0
2821	SRCE	ABC	0	.0	2.360	2.520	40	59	13878	16025	9252	.0481	.2681	.0000	.0000
601	FAKE	ABC	2821	.0	2.360	2.520	40	59	13878	16025	9252	.0481	.2681	.0000	.0000
755	UG	ABC	601	.5	2.360	2.520	40	59	8156	9213	6533	.1910	.3351	.2309	.0251
820	UG	ABC	755	.6	2.360	2.520	40	59	7666	8640	6264	.2092	.3436	.2602	.0283
815	UG	ABC	820	.7	2.360	2.520	40	59	7377	8307	6101	.2208	.3491	.2791	.0303
810	UG	ABC	815	.8	2.360	2.520	40	59	6796	7648	5760	.2468	.3612	.3210	.0349
805	UG	ABC	810	.9	2.360	2.520	40	59	6291	7083	5449	.2728	.3734	.3630	.0395
800	UG	ABC	805	.9	2.360	2.520	40	58	5666	6389	5178	.3008	.3826	.4338	.0764
795	UG	ABC	805	.9	2.360	2.520	40	59	5955	6710	5234	.2923	.3826	.3945	.0429
790	UG	ABC	795	1.0	2.360	2.520	40	58	5709	6438	5072	.3079	.3899	.4197	.0456
759	UG	ABC	755	.6	2.360	2.520	40	59	7800	8796	6339	.2040	.3412	.2519	.0274
745	UG	ABC	750	.7	2.360	2.520	40	59	6876	7738	5808	.2430	.3595	.3149	.0342
740	UG	ABC	745	.8	2.360	2.520	40	59	6509	7326	5585	.2612	.3680	.3442	.0374
735	UG	ABC	740	.9	2.360	2.520	40	59	6339	7136	5479	.2702	.3722	.3588	.0390
730	UG	ABC	735	1.0	2.360	2.520	40	59	5892	6640	5193	.2962	.3844	.4008	.0436

Fault Current Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 2823
 Case: NIVELES DE FALLA

Sect	Type Line Sect	Cnf	Prev Sect	km From Source	Min Fault Kv	Max Fault Kv	Fault Imp	Min Ph-Gd Amps	Max Ph-Gd Amps	Two Ph-Gd Amps	Three Ph-Gd Amps	Accumulated Impedance			
												R1	X1	R0	X0
2823	SRCE	ABC	0	.0	2.360	2.520	40	59	13793	15927	9195	.0481	.2698	.0000	.0000
201	FAKE	ABC	2823	.0	2.360	2.520	40	59	13793	15927	9195	.0481	.2698	.0000	.0000
375	UG	ABC	201	.2	2.360	2.520	40	59	11896	14130	8322	.0896	.2893	.0671	.0073
370	UG	ABC	375	.3	2.360	2.520	40	59	10816	12626	7831	.1143	.3008	.1069	.0116
365	UG	ABC	370	.3	2.360	2.520	40	59	10339	11975	7610	.1259	.3063	.1257	.0137
350	UG	ABC	365	.3	2.360	2.520	40	59	9887	11374	7396	.1376	.3117	.1445	.0157
355	UG	ABC	360	.4	2.360	2.520	40	59	9506	10880	7211	.1479	.3166	.1613	.0175
350	UG	ABC	355	.5	2.360	2.520	40	59	8562	9703	6735	.1765	.3300	.2074	.0225
345	UG	ABC	350	.6	2.360	2.520	40	59	7928	8947	6397	.1985	.3403	.2430	.0264
340	UG	ABC	345	.6	2.360	2.520	40	59	7722	8707	6284	.2063	.3439	.2555	.0278
325	UG	ABC	340	.6	2.360	2.520	40	59	7591	8555	6210	.2114	.3463	.2638	.0287
320	UG	ABC	325	.7	2.360	2.520	40	59	6532	7329	5801	.2464	.3578	.3525	.0749
315	UG	ABC	325	.7	2.360	2.520	40	59	7369	8299	6085	.2204	.3506	.2784	.0303
310	UG	ABC	315	.7	2.360	2.520	40	59	6984	7860	5861	.2373	.3585	.3057	.0332
300	UG	ABC	310	.8	2.360	2.520	40	59	6711	7552	5698	.2503	.3646	.3267	.0355
295	UG	ABC	310	.8	2.360	2.520	40	59	6685	7523	5683	.2516	.3652	.3287	.0357
290	UG	AB	295	.9	2.360	2.520	40	58	5475	6170	0	.3004	.3812	.4570	.1250
285	UG	ABC	295	.8	2.360	2.520	40	59	6457	7268	5543	.2632	.3706	.3475	.0378
330	UG	ABC	325	.7	2.360	2.520	40	59	7307	8228	6050	.2231	.3518	.2826	.0307
335	UG	ABC	330	.7	2.360	2.520	40	59	7012	7892	5878	.2361	.3579	.3036	.0330

Fault Current Results
 Database: SUBTERRA
 Title: CKTO 2824
 Case: NIVELES DE FALLA

Sect	Type Line Sect	Cnf	Prev Sect	km From Source	Min Fault Kv	Max Fault Kv	Fault Imp	Min Ph-Gd Amps	Max Ph-Gd Amps	Two Ph-Gd Amps	Three Ph-Gd Amps	Accumulated Impedance			
												R1	X1	R0	X0
2824	SRCE	ABC	0	.0	2.360	2.520	40	59	13878	16025	9252	.0481	.2681	.0000	.0000
401	FAKE	ABC	2824	.0	2.360	2.520	40	59	13878	16025	9252	.0481	.2681	.0000	.0000
520	UG	ABC	401	.3	2.360	2.520	40	59	10374	12009	7643	.1261	.3046	.1260	.0137
515	UG	ABC	520	.4	2.360	2.520	40	59	9082	10336	7016	.1611	.3211	.1825	.0198
510	UG	ABC	515	.5	2.360	2.520	40	59	8661	9819	6800	.1741	.3271	.2035	.0221
505	UG	ABC	510	.6	2.360	2.520	40	59	8120	9171	6514	.1923	.3357	.2330	.0253
495	UG	ABC	505	.7	2.360	2.520	40	59	7408	8342	6118	.2196	.3485	.2770	.0301
480	UG	ABC	495	.7	2.360	2.520	40	59	6574	7378	5794	.2475	.3576	.3478	.0671
470	UG	ABC	480	.7	2.360	2.520	40	59	6878	7740	5809	.2430	.3594	.3148	.0342
455	UG	ABC	470	.8	2.360	2.520	40	59	6586	7412	5632	.2572	.3661	.3378	.0367

ANEXO F

ESTADISTICO Y PUNTOS DE MEDICION

ANALISIS DE RESULTADOS DE LOS ESTADISTICOS PROPORCIONADOS POR CAESS

PROCEDIMIENTO: Se realizó la suma de la demanda máxima de los cuatro transformadores involucrados en el servicio de la zona, se realizó un promedio anual por transformador y se hizo la comparación de cada año contra el año anterior para conocer el porcentaje de crecimiento o decrecimiento según el caso. Los datos son los estadísticos desarrollados por CAESS del año 93 a mayo del 98.

Los resultados son como siguen:

AÑO	KVA PROM	AÑO ANT.	KVA PROM	% CREC. ANUAL
93	4696	N/A	4696	N/A
94	4520	93	4520	-3.74%
95	4526	94	4526	0.11%
96	4520	95	4525	-0.11%
97	4555	96	4520	0.75%
98	4472	97	4555	-1.80%

De los resultados anteriores se observa que la carga en la zona, después de realizar el promedio de crecimiento anual, se tiene un resultado de -0.958%, lo cual significa que en lugar de crecer, disminuyó. De acuerdo a informes de CAESS, esta disminución se debe a transferencia de carga a otros circuitos y además es una zona que no tiene áreas de expansión.

Se ha tomado un criterio para establecer el porcentaje de crecimiento anual, con base a los resultados obtenidos y al conocimiento de la zona, que no es una zona de crecimiento y cuya tendencia es a mantenerse constante. Se asumió un valor de 0.75% de crecimiento anual, previendo que de alguna forma debido a la modernización de la ciudad, ésta pueda demandar crecimiento en el futuro. Dicho crecimiento se asume que se mantendría por 40 años.

Entonces, el factor de crecimiento (f_c) utilizado para realizar el diseño sale de la siguiente fórmula:

$$f_c = (1 + 0.0075)^{40} = 1.35$$

Esto significa que la zona crecería un 35% al final de los 40 años.

AÑO 96	TC1(KVA)	TC2(KVA)	TM1(KVA)	TM2(KVA)	PROM
ENE	4800	4032	3883	4318	4258.25
FEB	4800	4032	3883	4318	4258.25
MAR	4896	4416	4176	4493	4495.25
ABRIL	4800	4512	4349	4723	4596.00
MAYO	4800	4224	4421	4723	4542.00
JUN	4800	6336	4834	4906	5219.00
JULIO	4277	5952	5088	4800	5029.25
AGO	4464	3840	4930	4906	4535.00
SEPT	4358	4032	4930	4906	4556.50
OCT	4358	3840	4930	4906	4508.50
NOV	4195	3840	3854	4608	4124.25
DIC	4195	3840	3854	4608	4124.25
TOTAL	54743	52896	53132	56215	54246.50
PROM.	4561.92	4408	4427.67	4684.58	4520.54

AÑO 97	TC1(KVA)	TC2(KVA)	TM1(KVA)	TM2(KVA)	PROM
ENE	3984	4032	3571	4420	4001.75
FEB	4373	6941	4752	4594	5165.00
MAR	4483	5683	4978	4766	4977.50
ABRIL	4498	4488	4013	4800	4449.75
MAYO	4541	4493	4123	4958	4528.75
JUN	4541	4493	4123	4958	4528.75
JULIO	4416	4428	4129	5093	4516.50
AGO	4411	4435	4171	5093	4527.50
SEPT	4699	4435	4171	5093	4599.50
OCT	4411	4435	3725	4747	4329.50
NOV	4699	4435	4171	5093	4599.50
DIC	4546	4334	4018	4834	4433.00
TOTAL	53602	56632	49945	58449	54657.00
PROM.	4466.83	4719.33	4162.08	4870.75	4554.75

AÑO 98	TC1(KVA)	TC2(KVA)	TM1(KVA)	TM2(KVA)	PROM
ENE	4546	4334	4018	4680	4394.5
FEB	4546	4517	4099	4949	4527.75
MAR	4330	4378	4085	4915	4427
ABRIL	4310	4296	4253	5011	4467.5
MAYO	4330	4421	4277	5155	4545.75
JUN					0
JULIO					0
AGO					0
SEPT					0
OCT					0
NOV					0
DIC					0
TOTAL	22062	21946	20732	24710	22362.5
PROM.	4412.4	4389.2	4146.4	4942	4472.5

TC1=TRAFO#1 DE SUBESTACION CENTRAL
TC2=TRAFO#2 DE SUBESTACION CENTRAL
TM1=TRAFO#1 DE SUBESTACION MARTE
TM2=TRAFO#2 DE SUBESTACION MARTE

DEMANDA MAXIMA EN EL CENTRO HISTORICO

AÑO 93	TC1(KVA)	TC2(KVA)	TM1(KVA)	TM2(KVA)	PROM
ENE	4608	5566	3891	3840	4476.25
FEB	3264	5376	3795	4128	4140.75
MAR	3264	6144	4083	4224	4428.75
ABRIL	3264	6048	3987	4224	4380.75
MAYO	5088	5952	4083	4416	4884.75
JUN	5376	6048	4131	4416	4992.75
JULIO	5376	5952	4011	4320	4914.75
AGO	5184	6048	4107	4512	4962.75
SEPT	5088	5664	3939	4224	4728.75
OCT	5088	5376	3939	4224	4656.75
NOV	5088	5760	4059	4416	4830.75
DIC	5184	5760	4275	4608	4956.75
TOTAL	55872	69694	48300	51552	56354.5
PROM.	4656	5807.83	4025	4296	4696.21

AÑO 94	TC1(KVA)	TC2(KVA)	TM1(KVA)	TM2(KVA)	PROM
ENE	4992	5376	4059	4416	4710.75
FEB	5280	5376	4179	4416	4812.75
MAR	5376	5568	4275	4608	4956.75
ABRIL	4224	5664	4323	4427	4659.5
MAYO	4416	4416	4491	4608	4482.75
JUN	4224	4416	4371	4416	4356.75
JULIO	4320	4416	4443	4512	4422.75
AGO	4416	4424	4323	4416	4394.75
SEPT	4416	4224	4371	4608	4404.75
OCT	4224	4032	4155	4608	4254.75
NOV	4320	4032	4251	4464	4266.75
DIC	4416	4620	4443	4627	4526.5
TOTAL	54624	56564	51684	54126	54249.5
PROM.	4552.00	4713.67	4307	4510.50	4520.79

AÑO 95	TC1(KVA)	TC2(KVA)	TM1(KVA)	TM2(KVA)	PROM
ENE	4224	4128	4227	4310	4222.25
FEB	4512	4224	4515	4416	4416.75
MAR	4512	4320	4707	4467	4501.50
ABRIL	4608	4416	4875	4156	4513.75
MAYO	4608	4416	5043	4795	4715.50
JUN	4608	4320	5043	4795	4691.50
JULIO	4608	4608	4899	4795	4727.50
AGO	4512	4320	4563	4540	4483.75
SEPT	4608	4416	4563	4467	4513.50
OCT	4608	4320	4467	4473	4467.00
NOV	4608	4416	4272	4675	4492.75
DIC	4704	4416	4315	4819	4563.50
TOTAL	54720	52320	55489	54708	54309.25
PROM.	4560	4360	4624.08	4559	4525.77

TC1=TRAFO#1 DE SUBESTACION CENTRAL
 TC2=TRAFO#2 DE SUBESTACION CENTRAL
 TM1=TRAFO#1 DE SUBESTACION MARTE
 TM2=TRAFO#2 DE SUBESTACION MARTE

PUNTOS DE MEDICION DE CORRIENTE EN BAJA TENSION					
PUNTO	CORRIENTE (AMP.)				OBSERVACIONES
	FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO	
1	205	160	0	82	PERTENECE A BANCO #4
2	100	96	0	18	PERTENECE A BANCO #4
3	40	35	0	20	PERTENECE A BANCO #4
4	23	0	0	28	PERTENECE A BANCO #4
5	85	63	0	18	PERTENECE A BANCO #1
6	90	110	0	28	PERTENECE A BANCO #1
7	285	250	0	34	PERTENECE A BANCO #1
8	150	135	14	33	PERTENECE A BANCO #1
9	14	3	0	18	PERTENECE A BANCO #1
10	82	90	8	9	PERTENECE A BANCO #1
11					
12					
13	120	84	0	66	PERTENECE A BANCO #3
14	68	77	0	38	PERTENECE A BANCO #3
15	50	42	0	24	PERTENECE A BANCO #2
16	100	100	0	17	PERTENECE A BANCO #2
17	4	24	0	19	PERTENECE A BANCO #2
18					
19					

Estas lecturas fueron tomadas en el sector geográfico comprendido entre la 1a y 3a. calle poniente y entre la 1a, 3a y 5a avenida norte, del centro histórico de San Salvador. el 18 de junio de 1998.

Colaboración de la sección de control de voltaje de CAESS.

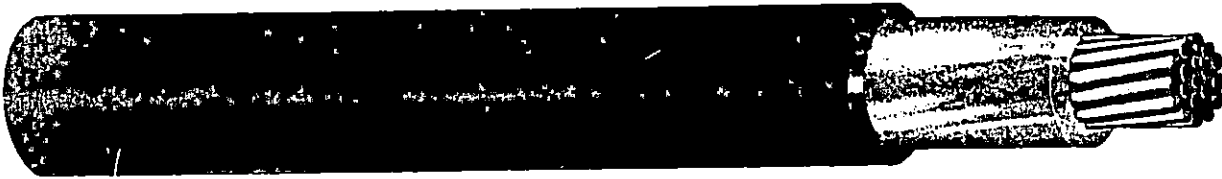
ANEXO G
CABLES Y ACCESORIOS

DETALLES CONSTRUCTIVOS

DATOS SOBRE
LOS
CABLES
DE
POTENCIA

Anaconda Pirelli fabrica una línea completa de cables monoconductores con aislamiento de polietileno, basándose para su diseño en las últimas recomendaciones americanas, expresadas por la IPCEA (Insulated Power Cables Engineers Association) en sus especificaciones para cables.

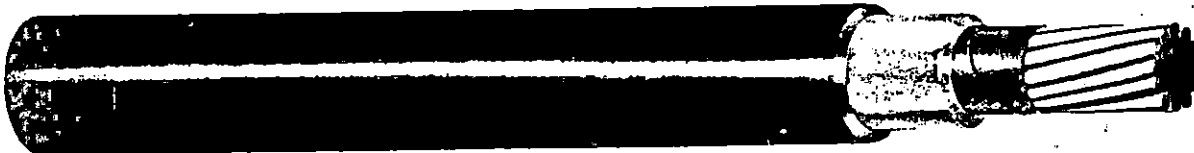
La construcción de los cables de bajo voltaje (1000 volts) es relativamente sencilla: conductor (de cobre suave), aislamiento (polietileno natural), y recubrimiento protectorio (chaqueta vinilica negra).



Construcción de un Cable de 1000 Volts

En cables para voltajes superiores a 2000 volts debe introducirse una cinta semiconductora que envuelva al conductor, cuando éste esté formado por varios alambres y, por lo mismo, presente una superficie no cilíndri-

ca con distribución de campo eléctrico irregular. (Recuérdese que las líneas de campo eléctrico son perpendiculares a la superficie que las emite).



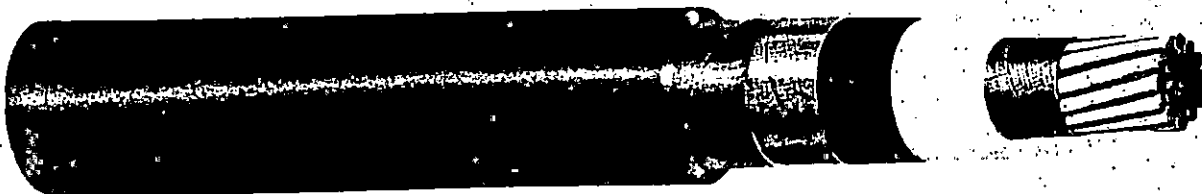
Construcción de un Cable de 5000 Volts

En cables de alto voltaje es necesario tener además una pantalla eléctrica sobre el aislamiento. Esta pantalla, o envoltente metálica, tiene varias funciones, entre las cuales: confinar el campo eléctrico al interior del cable, asegurar la distribución simétrica del campo eléctrico, evitar el peligro a personas, etc.

El voltaje para el cual es necesario el uso de la pantalla puede ser tan bajo como 3000

volts, aunque normalmente es superior a 5000 volts, dependiendo del tipo de instalación. Así, por ejemplo, debe usarse a un voltaje relativamente bajo si el cable está conectado a una línea expuesta a descargas atmosféricas.

La construcción que ofrece Anaconda Pirelli, basada en la patente de la Anaconda Wire & Cable Co., es la siguiente:



Construcción de un Cable de 8000 Volts

CARACTERISTICAS DIMENSIONALES

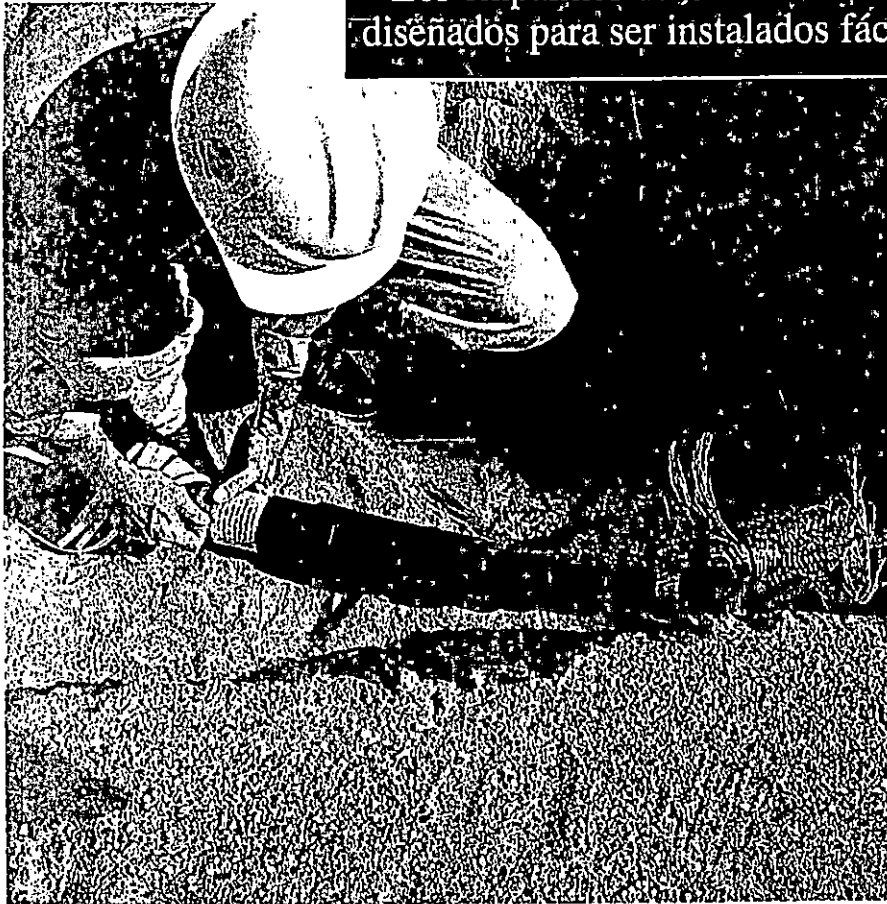
DATOS SOBRE
LOS
CABLES
DE
POTENCIA
(Continuación)

Calibre		1000 Volts		5000 Volts		8000 Volts	
		Espesor Aislamiento	Diámetro Exterior	Espesor Aislamiento	Diámetro Exterior	Espesor Aislamiento	Diámetro Exterior
AWG	MCM	pulg.	pulg.	pulg.	pulg.	pulg.	pulg.
12		0.045	0.27	-	-----	-----	-
10		0.045	0.30	-----	-----	-----	-----
8		0.045	0.34	0.110	0.45	-----	-----
6		0.055	0.40	0.110	0.58	0.150	0.73
4		0.055	0.45	0.110	0.63	0.150	0.78
2		0.055	0.51	0.110	0.69	0.150	0.87
1/0		0.065	0.64	0.110	0.77	0.150	0.95
2/0		0.065	0.69	0.110	0.81	0.150	1.00
3/0		0.065	0.74	0.110	0.90	0.150	1.05
4/0		0.065	0.80	0.110	0.96	0.150	1.11
	250	0.075	0.90	0.120	1.02	0.150	1.16
	300	0.075	0.95	0.120	1.08	0.150	1.22
	400	0.075	1.05	0.120	1.18	0.150	1.35
	500	0.075	1.14	0.120	1.30	0.150	1.43
	750	0.090	1.39	0.130	1.50	0.150	1.62
	1000	0.090	1.54	0.130	1.66	0.150	1.81

3M

Cold Shrink™ (contractil en frío) QS-III Empalmes de Caucho de Silicona

Los empalmes de Caucho de Silicona Cold Shrink™ QS-III, son diseñados para ser instalados fácilmente ofreciéndole confiabilidad.



3M esta revolucionando el mercado con los nuevos empalmes de caucho de silicona contractil en frío, QS-III el empalme de caucho de silicona supera las expectativas y demandas de los clientes por su fácil y consistente forma de instalarlo, logrando así eliminar los sistemas tradicionales de empalmar como lo eran empujar, halar y calentar. El empalme contractil en frío QS-III estrena un cuerpo de caucho de silicona con excelentes propiedades eléctricas y superior control de temperaturas Bajas. Adicionalmente, el empalme QS-III cumple con muchas de las normas eléctricas incluyendo, IEEE 404 y la norma europea VDE 278.

Los productos contractil en frío 3M prueba la confiabilidad de los sistemas de empalmes.

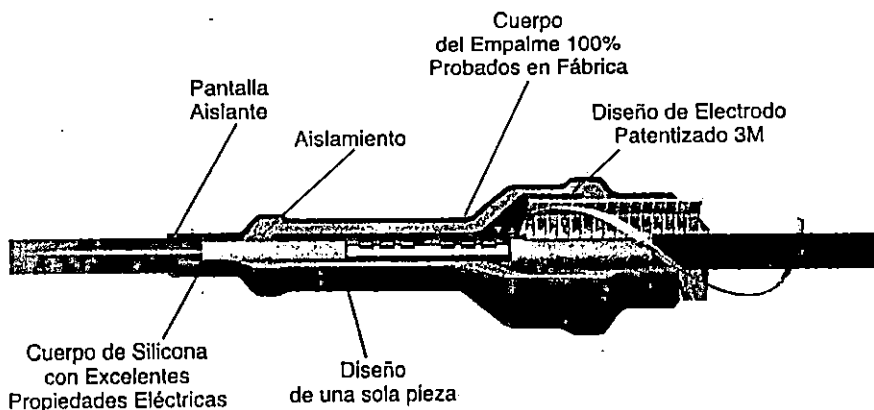
3M inventó la tecnología contractil en frío hace mas de 20 años, de manera que nadie conoce ésta tecnología mejor que nosotros. Gracias al historial exitoso de la terminación QT-II, los méritos y confiabilidad de los productos contractil en frío se han demostrado consistentemente en las pruebas de campo y en los análisis de los laboratorios. El empalme contractil en frío de caucho de silicona QS-III, elimina la incomodidad de aplicar calor y del exceso de fuerza al empujar y halar, resultando así en un método más seguro, confiable y que disminuye el costo de instalación.

Beneficios de contractil en frío en los empalmes.

- Sin calor, sin fuego ni herramientas especiales.
- Se requiere de menos entrenamiento.
- Fácil de instalar.
- Preparación simétrica del cable a empalmar.
- Permite la transición y unión de cables de diferentes tamaños.

Características del empalme QS-III

- Cuerpo de silicona que tiene excelentes propiedades eléctricas y mantiene el control de las temperaturas bajas.
- El QS-III es 100% puesto a prueba en fábrica.
- Diseño de una sola pieza.
- Tecnología probada en el campo.
- Cumple con normas de IEEE 404 y Europa;
- Patente del electrodo del empalme.
- Para variados rangos de cables.



Cold Shrink™ QS-III Empalmes de Caucho de Silicona

Nº Producto	UPC	Aislamiento Primario Diametros Ext. (Rangos)	Tamaño del Conductor	Conector	Unidades/ Caja
15kV CN and JCN (Jacketed Concentric Neutral)					
5417	42124	1.02-1.55 (25,9-39,4mm)	350-650kcmil (185-325mm²)	None	1
5417-350	42125	1.02-1.55 (25,9-39,4mm)	350kcmil	350kcmil (Cu/Al)	1
5417-500	42126	1.02-1.55 (25,9-39,4mm)	500kcmil	500kcmil (Cu/Al)	1
5418	42128	1.29-2.00 (32,8-50,8mm)	750-1000kcmil (400-500mm²)	None	1
5418-750	42129	1.29-2.00 (32,8-50,8mm)	750kcmil	750kcmil (Cu/Al)	1
5418-1000	42130	1.29-2.00 (32,8-50,8mm)	1000kcmil	1000kcmil (Cu/Al)	1
5419	42131	1.38-2.00 (35,1-50,8mm)	1250-1500kcmil (625-725mm²)	None	1
25kV CN and JCN (Jacketed Concentric Neutral)					
5457	42149	1.11-1.64 (28,2-41,6mm)	350-650kcmil (185-325mm²)	None	1
5457-350	42132	1.11-1.64 (28,2-41,6mm)	350kcmil	350kcmil (Cu/Al)	1
5457-500	42133	1.11-1.64 (28,2-41,6mm)	500kcmil	500kcmil (Cu/Al)	1
15kV LC, wire, tape and UniShield®					
5515	42134	1.02-1.55 (25,9-39,4mm)	350-750kcmil (185-325mm²)	None	1
5515-350	42135	1.02-1.55 (25,9-39,4mm)	350kcmil	350kcmil (Cu/Al)	1
5515-500	42136	1.02-1.55 (25,9-39,4mm)	500kcmil	500kcmil (Cu)	1
5515-750	42137	1.02-1.55 (25,9-39,4mm)	750kcmil	750kcmil (Cu)	1
5516	42139	1.29-2.00 (32,8-50,8mm)	750-1500kcmil (400-725mm²)	None	1
5516-1000		1.29-2.00 (32,8-50,8mm)	1000kcmil	1000kcmil (Cu)	1
25kV LC, wire, tape and UniShield®					
5525	42138	1.11-1.64 (28,2-41,6mm)	350-750kcmil (185-325mm²)	None	1
5525-350	42140	1.11-1.64 (28,2-41,6mm)	350kcmil	350kcmil (Cu/Al)	1
5525-500	42141	1.11-1.64 (28,2-41,6mm)	500kcmil	500kcmil (Cu)	1
5525-750	42127	1.11-1.64 (28,2-41,6mm)	750kcmil	750kcmil (Cu)	1

UniShield is a registered trademark of BIOC Cables

Aviso importante

Todas las declaraciones, la información técnica y las recomendaciones relacionadas con los productos del Vendedor se basan en información que se considera confiable, pero no se garantiza que ésta sea precisa o completa. Antes de utilizar el producto, el usuario debe determinar la idoneidad del producto para su uso. El usuario asume todos los riesgos y la responsabilidad que exista en relación con dicho uso.

Toda declaración o recomendación del Vendedor que no esté contenida en las publicaciones actuales del Vendedor no tendrá vigencia ni efecto a menos que esté contenida en un convenio firmado por un ejecutivo autorizado del Vendedor. Las declaraciones contenidas aquí se presentan en reemplazo de toda garantía expresa o implícita garantía o comerciabilidad e idoneidad para un fin determinado, las cuales se desconocen aquí expresamente.

EL VENDEDOR NO SERA RESPONSABLE ANTE EL USUARIO O NINGUNA OTRA PERSONA BAJO NINGUNA TEORIA LEGAL, INCLUYENDO PERO SIN LIMITACIONES, LA NEGLIGENCIA O RESPONSABILIDAD ESTRICTA POR CUALQUIER LESION O POR DAÑO DIRECTO O CONSECUENTE SUFRIDO O INCURRIDO CON MOTIVO DEL USO DE CUALQUIERA DE LOS PRODUCTOS DEL VENDEDOR QUE ESTUVIESEN DEFECTUOSOS.



Electrical Products Division
6801 River Place Blvd.
Austin, TX 78726-9000

© 3M 1997 PANAMA

Modular Splicing Technology from 3M Means More Versatile and Flexible Splices and Equipment Connections

3M Modular Splice Kits form a 600 amp separable insulated connector system. The system is easy to expand and is flexible – allowing for easy disconnects and reuse.

Using one or more of the versatile kits, you can make virtually any kind of splice – 2-way, 3-way, 4-way, dead-end or connect cable to your 600 amp gear's bushing with an equipment connection kit.

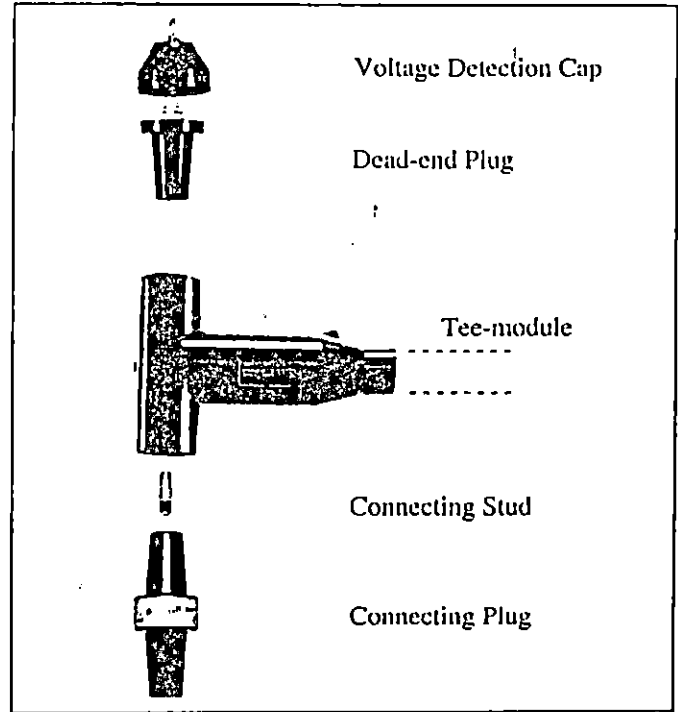
Matching a particular cable in accordance with any 3M modular splicing kit is also easy and precise. Kits are comprised of one or more of the five components (shown on the right) and are assembled following the same basic instructions. The only additional supplies you need are an adapter kit for each cable being connected, which provides a custom fit of your cable to the modular system, and a spanner wrench.

With 3M modular splicing kits, you can install critical splices in the field quickly and reliably. And, you can re-enter for splice expansion or temporary dead-ending.

With 3M modular technology, every splice can maintain the insulating and shielding integrity of the original cable.

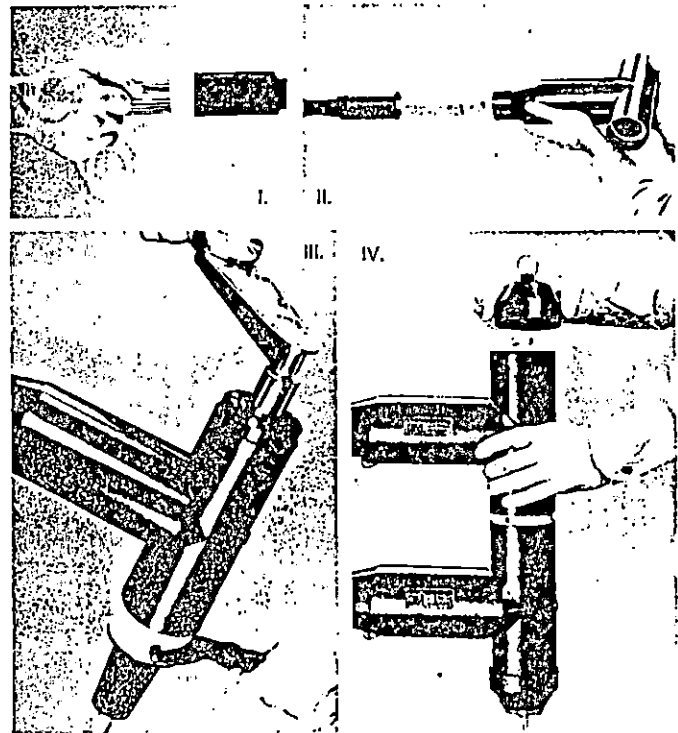
A 3M Cold Shrink™ insulator (included in adapter kit) provides fast, easy means of re-jacketing over the shield adapter and seals the splice to the cable jacket, permitting use in submerged locations such as manholes and vaults.

3M modular splicing kits install easily on all standard shielded power cables and are compatible with copper and aluminum conductors. All connecting components are reusable.



3

Assembly Steps (for a two-way splice)



- I. Install adapter kit after preparing the cable. Apply Cold Shrink tubing.
- II. Crimp connector-lug onto conductor and insert it into the tee-module.
- III. Connect dead-end plug to connector-lug and connecting plug.
- IV. Attach second tee-module and dead-end plug. Placing voltage detector caps over dead-end plugs completes the assembly.

2

4

Modular Splicing Kits

3M Quick Modular Splicing Kit

5815-S Basic Splice

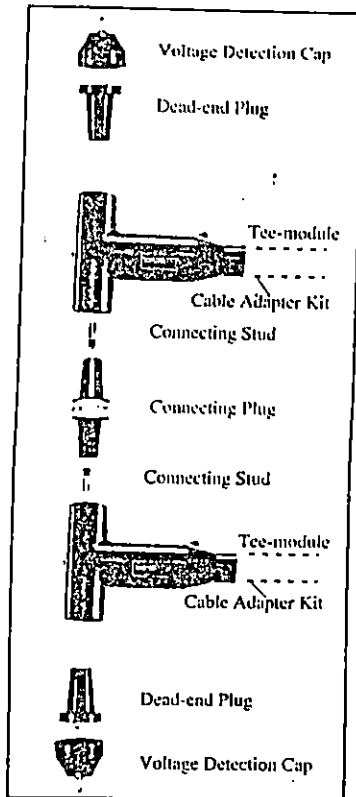
Voltage Rating: 15kV
ANSI/IEEE std. 386

The 5815-S, your basic splice, is for two-way shielded power cable connections. The 5815-S is easy to re-enter, without affecting integrity, while adding or removing cables. It is also an excellent alternative to expensive switches when isolating circuits for maintenance. The "square corner" configuration saves space.

Each 5815-S kit contains:

- 2 tee-modules
- 1 connecting plug
- 2 dead-end plugs
- 2 connecting studs
- 1 instruction booklet
- 1 cable preparation supplement
- Silicone lubricant and wiping cloths

Note: A cable adapter kit is required for each cable leg.



5

3M Quick Tap Modular Splicing Kit

5815-T Tap (Add On)

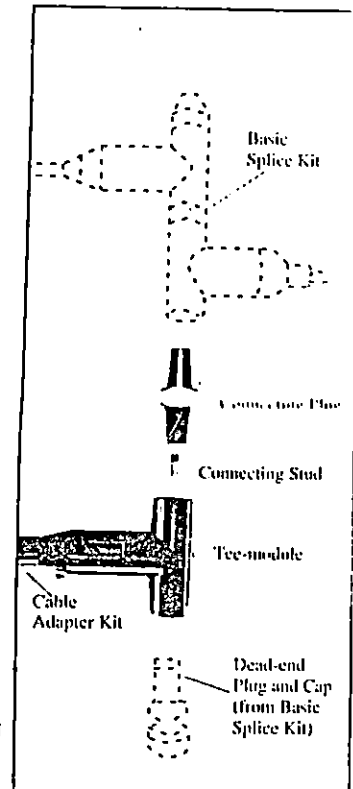
Voltage Rating: 15 kV
ANSI/IEEE std. 386

The 5815-T provides an easy way to tap into an existing dead-end or to combine with a 5815-S splice for a 3-way installation, while maintaining integrity of the original connection. Add-on to the 5815-E equipment connection for an easy method of connecting parallel feeds.

Each 5815-T kit contains:

- 1 tee-module
- 1 connecting plug
- 1 connecting stud
- 1 instruction booklet
- 1 cable preparation supplement
- Silicone lubricant and wiping cloths

Note: A cable adapter kit is required for each cable leg.



7

Ordering Information

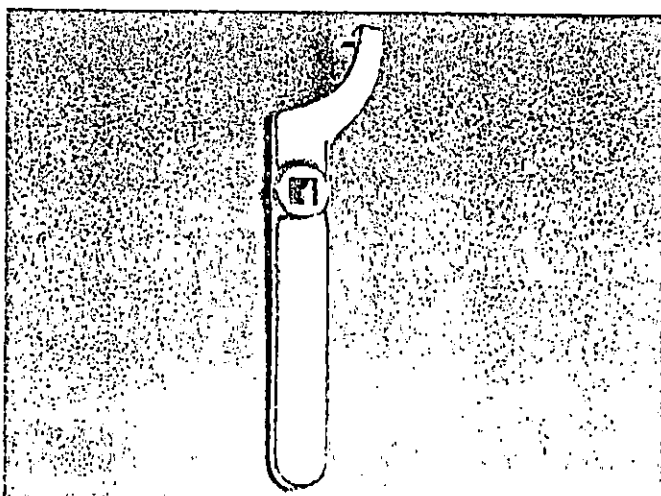
Product UPC	CU or Al Conductor Size (Stranded) AWG/kcmil
5815-S 09660	2, 1, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 350, 500, 750 (and 1000 Al)

Ordering Information

Product UPC	CU or Al Conductor Size (Stranded) AWG/kcmil
5815-T 09661	2, 1, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 350, 500, 750 (and 1000 Al)

To order adapter kits, see back page.

5800-SW Spanner Wrench



6

The only special tool needed to install a 3M modular splicing kit is the 5800-SW spanner wrench, available from 3M.

Standard tools needed include a torque wrench to tighten dead-end plugs and a crimping tool for connector-lugs.

Ordering Information

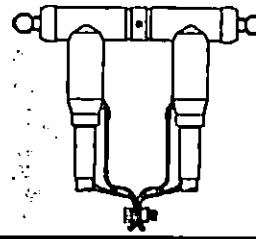
Product UPC	Application
5800-SW 09715	Spanner wrench, for use with kits containing Connecting Plugs(s)

Product Data

Quick Modular Splicing System

5815 Series

For 15 kV Shielded Power Cables



1. Product Description

The 3M Brand 5815 Series Quick Modular Splicing System is designed to tailor the installation of 600 Amp dead-break connections for splicing, apparatus connecting and dead-ending of 15 kV class shielded power cables. The system has the capability for future modification simply by adding or removing Quick Modular components. By combining kits, the system can accommodate 3-way, 4-way, etc., connections in various tap splicing configurations.

The system is designed to meet the requirements of ANSI/IEEE Std. 386, "Separable Insulated Connector Systems for Power Distribution Systems Above 600 V," for 600 Amp dead-break interfaces. The molded components are constructed of peroxide cured EPDM and epoxy resin for mating of the operating interfaces. The system is fully shielded to provide a complete dead-front cable connection. The completed assembly is suitable for operation in submerged locations.

Kit Contents

Each base kit contains the following materials, including silicone lubricant and wiping cloths.

Kit No	Tee Module	Connecting Plug	Dead End Plug	Connecting Stud	Instruction Booklet *
5815-S	2	1	2	2	2
5815-T	1	1	-	1	2
5815-D	1	-	2	1	2
5815-E	1	-	1	1	2

* 1 Kit instruction booklet and 1 cable preparation supplement

Each adaptor, accessory kit contains the following materials to adapt a base kit to a specific cable.

Kit No	Contents
5815-A Series	1 Cable Adapter 1 Connector Lug 1 Cold Shrink Rejacketing Tube 1 Constant Force Ground Spring 1 Tinned Copper Ground Strap, 5815-A3 - 5815-A16 2 Tinned Copper Ground Straps, 5815-A19 - 5815-36 2 Mastic Sealing Strips 1 Scotch 13 Semi-Conducting Tape, 6 ft. x 3/4 In. 1 Chart, Crimping Tool and Die Information (Plus silicone lubricant and wiping cloth)

Accessory Tool
5800-SW Spanner Wrench (Accessory Tool) *

* For use with kits containing Connecting Plug(s) (such as the 5815-S and 5815-T Kits)

Product Features

The system features are:

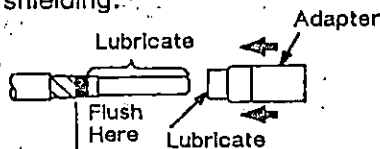
- Modular design: allows custom tailoring for various splice functions and configurations, such as multiple taps, sectionalizing, dead-ending, adding-on, etc.
- Bolt-together components: allows dead-break disconnecting and reuse of the major components.
- Molded conductive outer jacket: provides a fully shielded dead-front connection.
- 600 Amp dead break interfaces: meet requirements of ANSI/IEEE Std. 386.
- Kit packaging: simplifies ordering and stocking of appropriate system components.
- Peroxide cured rubber parts: results in long-term live memory for ease of assembly and tight electrical interfaces.
- Premolded components: eliminates taping of splice layers and provides sealing for submerged operation.
- Cold Shrink rejacketing tube: provides versatility in jacket sealing for a large range of cable sizes and types.
- Voltage test point: provides accessible bushing point when testing for de-energized circuit using standard established test procedures.

6. Installation Techniques

Detailed instructions for installing the Quick Modular Splicing System are included with each kit, except the accessory adapter kits. Installation instructions for the adapter kits are included with the base kits (splicing, tap, dead-end and equipment connection kits).

The following is a brief summary of the installation steps required for installing a 2-way splice (5815-S Splicing Kit):

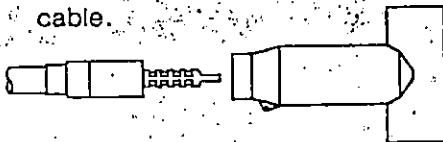
- Position and cut cables in their final assembled position. Slide Cold Shrink Tube from Adapter Kits onto each cable.
- Refer to separate "Cable Preparation Supplement." Prepare cables, install cable adapters and grounds for cable shielding.



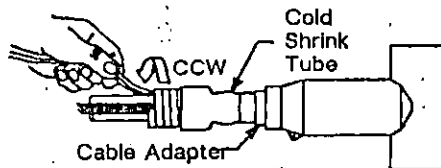
- Install and crimp Connector-lug onto each cable.



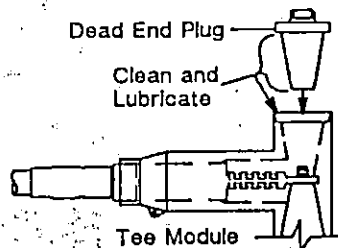
- Apply silicone lubricant and install Tee Module onto each cable.



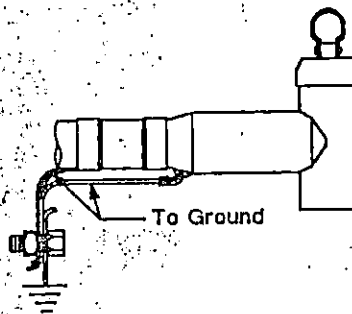
- Install shield adapter Cold Shrink Tube over end of each Cable Adapter.



- Install Connecting Plug and two Dead End Plugs using 3M 5800-SW Spanner Wrench and torque wrench.



- Install voltage detection caps over Dead End Plugs.
- Connect a ground wire to the grounding eye of each Tee Module. Connect the ground wires from each cable and Tee Module to a common ground.



7. Maintenance

The components of the 5815 Series Quick Modular Splicing System are stable under normal storage conditions. Normal storage and stock rotation are recommended. The rubber and resin components are not impaired by freezing.

After installation, the 5815 Series splices, dead-ends and apparatus connections can be checked periodically by visual inspections and by normal cable testing procedures.

8. Availability

3M 5815 Series Quick Modular Splicing System Kits are available in 4 kit configurations for splicing, tapping (adding-on) and dead-ending of 15 kV class shielded power cables, and for equipment (apparatus) connecting to ANSI/IEEE Std. 386 specified 600 Amp bushings. Separate 5815-A Series Adapter Kits are available in sizes for specific cables.

The kits are available from your local authorized 3M electrical distributor.

IMPORTANT NOTICE TO PURCHASER:

All statements, technical information and recommendations contained herein are based on tests we believe to be reliable, but the accuracy or completeness thereof is not guaranteed, and the following is made in lieu of all warranties, expressed or implied: Seller's and manufacturer's only obligation shall be to replace such quantity of the product proven to be defective. Neither seller nor manufacturer shall be liable for any injury, loss or damage, direct or consequential, arising out of the use of or the inability to use the product. Before using, user shall determine the suitability of the product for the intended use, and user assumes all risk and liability whatsoever in connection therewith. No statement or recommendation not contained herein shall have any force or effect unless in an agreement signed by officers of seller and manufacturer.

80-6102-9719-6(882)R1RPI

3M Electrical Products Division

Building 130-4N-40
PO Box 2963
Austin, Texas 78769-2963

3M

3M

Cold Shrink™ (Contráctil en frío) QT-III Terminaciones para Interiores y Exteriores

Las terminaciones de Caucho de Silicona Cold Shrink™ son diseñadas para ser instaladas rápidamente y ofreciéndole confiabilidad.



Cold Shrink™ QT-III Terminaciones para Interiores.

Las terminaciones QT-III de caucho de silicona en frío de 3M le ofrecen una instalación fácil y confiable cuando se terminan cables de media tensión para sistemas en interiores o exteriores. Su diseño único, de un solo núcleo plástico, contiene internamente su compuesto controlador de esfuerzos con una alta K y su sistema de sellado de silicona para la intemperie; esto garantiza una instalación más simple para todas las variedades de cables de nuestro mercado. Las terminaciones QT-III de 3M, posee un mejorado cuerpo de caucho de silicona aumentando así su hidrofobicidad, resistencia a los rayos ultra violeta, a las descargas eléctricas y a la erosión del medio ambiente. Adicionalmente, el nuevo diseño del compuesto dieléctrico controlador de esfuerzos mejora el BIL de las terminaciones, y nos facilita obtener terminaciones más compactas y de superior calidad de ingeniería, con las terminaciones de caucho de silicona 3M, obtendrá un beneficio excepcional.

La tecnología contráctil en frío; probadas por más de 25 años en el campo, ofreciéndole confiabilidad en sus instalaciones.

Hace más de 20 años, 3M fue el pionero de la tecnología contráctil en frío. desde entonces su uso en el campo y sus análisis en los laboratorios han probado repetidas veces sus méritos y confiabilidad; a través de la innovación constante, hemos mejorado esta tecnología haciéndola mejor cada día; con Cold Shrink las instalaciones son más rápidas, y hechas para soportar las más difíciles condiciones ambientales. El excelente desempeño de esta tecnología a un costo de instalación más económico hace de 3M el proveedor preferido en contractil en frío.

Características de las terminaciones QT-III

- Cuerpo de silicona hidrofóbica.
- Superior resistencia a las descargas eléctricas y erosión.
- Excelente K controlador de esfuerzos.
- Sistema incorporado de compuesto controlador de esfuerzos y sellador.
- No se requiere de cinta de silicona o grasa.
- Gran estabilidad a los rayos ultravioleta.
- Terminaciones más pequeñas,
- Fácil instalación con su diseño único de un solo paso.
- Cumplen con los requisitos de las normas, IEEE 48, VDE 0278 y IEC 502.

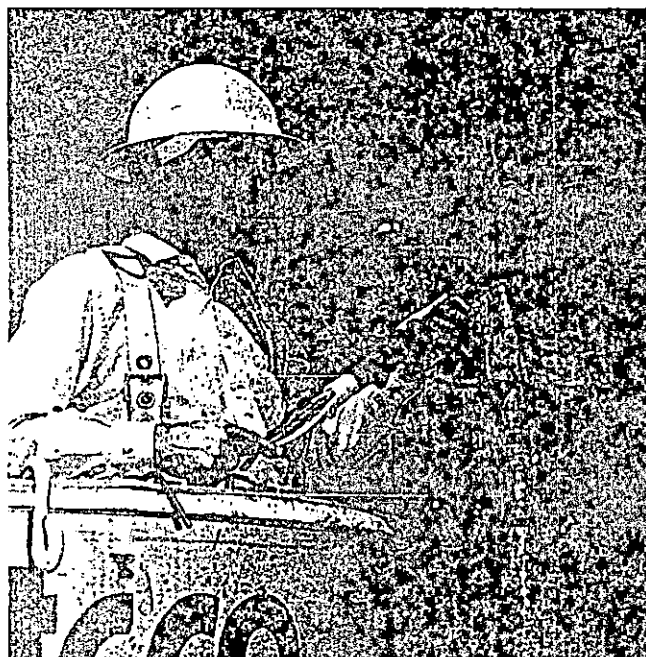
Beneficios al utilizar contractil en frío en terminaciones

Costo de instalación más bajo

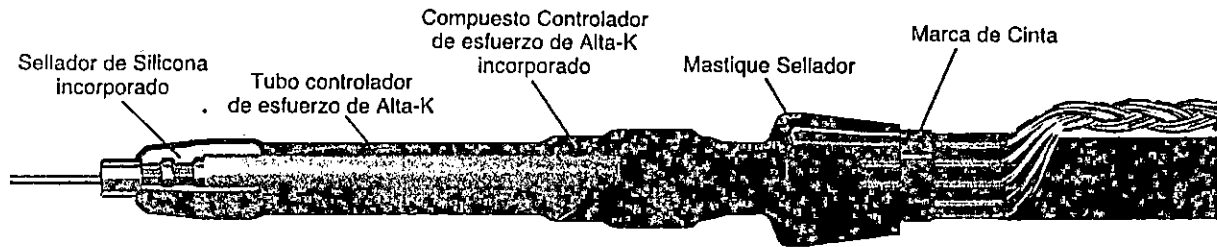
- Entrenamiento mínimo.
- Todos los materiales incluidos en un juego.
- Fácil preparación del cable.
- Compacto para ajustarlo a equipos pequeños.

Alta Confiabilidad

- Sin calor, sin fuego, ni herramientas especiales.
- Simple instalación directa.
- Sistema interno de control de esfuerzo.
- 25 años de experiencia.



Cold Shrink™ QT-III Terminaciones para Exteriores.



Cold Shrink™ QT-III Terminaciones para Interiores

N° Producto	Bil	Aislamiento del Cable in. (mm)	Tamaño del Conductor AWG y kcmil (mm ²)			
			5kV	8.7kV	15kV	25/28kV
Shielded Cable Kits* (Cables con Pantalla Metálica)						
7620-T-95	95kV	0.32-0.59 (8,2-15,0)	8-4	8-6	—	—
7621-T-95	95kV	0.44-0.89 (11,2-22,7)	2-3/0	4-2/0	—	—
7622-T-110	110kV	0.64-1.08 (16,3-27,4)	4/0-400	3/0-300	2-4/0 (35-120)	—
7624-T-110	110kV	0.83-1.53 (21,1-38,9)	500-750	350-700	4/0-500 (120-240)	—
7625-T-110	110kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	—
7626-T-110	110kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (500-1000)	—
7693-T-150	150kV	0.72-1.29 (18,3-32,8)	300-500	250-500	2/0-300 (70-150)	2-4/0 (35-120)
7695-T-150	150kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	250-800 (150-400)
7696-T-150	150kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (500-1000)	900-1750 (500-800)
Concentric and Jacketed Concentric Cable Kits** (Cables CN o JCN)						
7642-T-110	110kV	0.64-1.08 (16,3-27,4)	4/0-400	3/0-300	2-4/0 (35-120)	—
7644-T-110	110kV	0.83-1.53 (21,1-38,9)	500-750	350-700	4/0-500 (120-240)	—
7645-T-110	110kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	—
7646-T-110	110kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (500-1000)	—
7653-T-150	150kV	0.72-1.29 (18,3-32,8)	300 - 500	250 - 500	2/0-300 (70-150)	2-4/0 (35-120)
7655-T-150	150kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	250-800 (150-400)
7656-T-150	150kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (500-1000)	900-1750 (500-800)
High Fault Current Cable Kits*** (Juego con Sistemas para Corrientes de Fugas Altas)						
7642-T-HSG-110	110kV	0.64-1.08 (16,3-27,4)	4/0-400	3/0-300	2-4/0 (35-120)	—
7644-T-HSG-110	110kV	0.83-1.53 (21,1-38,9)	500-750	350-700	4/0-500 (120-240)	—
7645-T-HSG-110	110kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	—
7646-T-HSG-110	110kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (500-1000)	—
7653-T-HSG-150	150kV	0.72-1.29 (18,3-32,8)	300 - 500	250 - 500	2/0-300 (70-150)	2-4/0 (35-120)
7655-T-HSG-150	150kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	250-800 (150-400)
7656-T-HSG-150	150kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (500-1000)	900-1750 (500-800)

* Cada Juego de Cable con Pantalla hace tres Terminaciones

** Cada JCN hace una Terminación

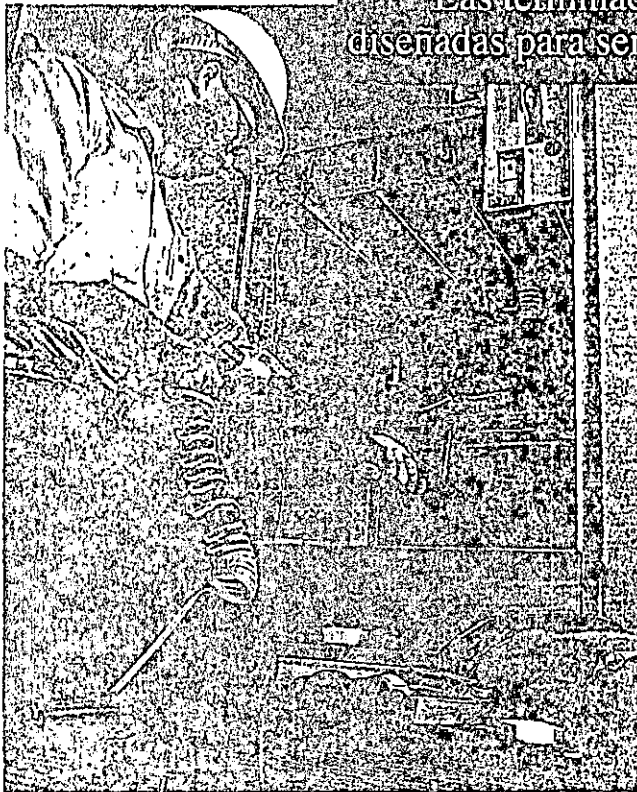
*** Cada Juego para Corriente de Fuerza Alta hace una Terminación

Por favor contacte nuestro representante de 3M para mayor información.

3M

Cold Shrink™ (Contráctil en frío) QT-III Terminaciones para Interiores y Exteriores

Las terminaciones de Caucho de Silicona Cold Shrink™ son diseñadas para ser instaladas rápidamente y ofreciéndole confiabilidad.



Cold Shrink™ QT-III Terminaciones para Interiores.

Las terminaciones QT-III de caucho de silicona en frío de 3M le ofrecen una instalación fácil y confiable cuando se terminan cables de media tensión para sistemas en interiores o exteriores. Su diseño único, de un solo núcleo plástico, contiene internamente su compuesto controlador de esfuerzos con una alta K y su sistema de sellado de silicona para la intemperie; esto garantiza una instalación más simple para todas las variedades de cables de nuestro mercado. Las terminaciones QT-III de 3M, posee un mejorado cuerpo de caucho de silicona aumentando así su hidrofobicidad, resistencia a los rayos ultra violeta, a las descargas eléctricas y a la erosión del medio ambiente. Adicionalmente, el nuevo diseño del compuesto dieléctrico controlador de esfuerzos mejora el BIL de las terminaciones, y nos facilita obtener terminaciones más compactas y de superior calidad de ingeniería, con las terminaciones de caucho de silicona 3M, obtendrá un beneficio excepcional.

La tecnología contráctil en frío; probadas por más de 25 años en el campo, ofreciéndole confiabilidad en sus instalaciones.

Hace más de 20 años, 3M fue el pionero de la tecnología contráctil en frío, desde entonces su uso en el campo y sus análisis en los laboratorios han probado repetidas veces sus méritos y confiabilidad; a través de la innovación constante, hemos mejorado esta tecnología haciéndola mejor cada día; con Cold Shrink las instalaciones son más rápidas, y hechas para soportar las más difíciles condiciones ambientales. El excelente desempeño de esta tecnología a un costo de instalación más económico hace de 3M el proveedor preferido en contractil en frío.

Características de las terminaciones QT-III

- Cuerpo de silicona hidrofóbica.
- Superior resistencia a las descargas eléctricas y erosión.
- Excelente K controlador de esfuerzos.
- Sistema incorporado de compuesto controlador de esfuerzos y sellador.
- No se requiere de cinta de silicona o grasa.
- Gran estabilidad a los rayos ultravioleta.
- Terminaciones más pequeñas.
- Fácil instalación con su diseño único de un solo paso.
- Cumplen con los requisitos de las normas, IEEE 48, VDE 0278 y IEC 502.

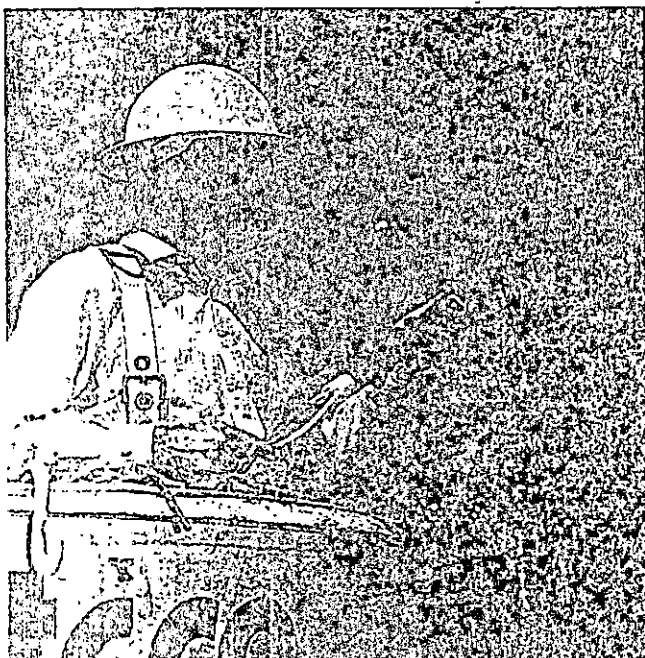
Beneficios al utilizar contractil en frío en terminaciones

Costo de instalación más bajo

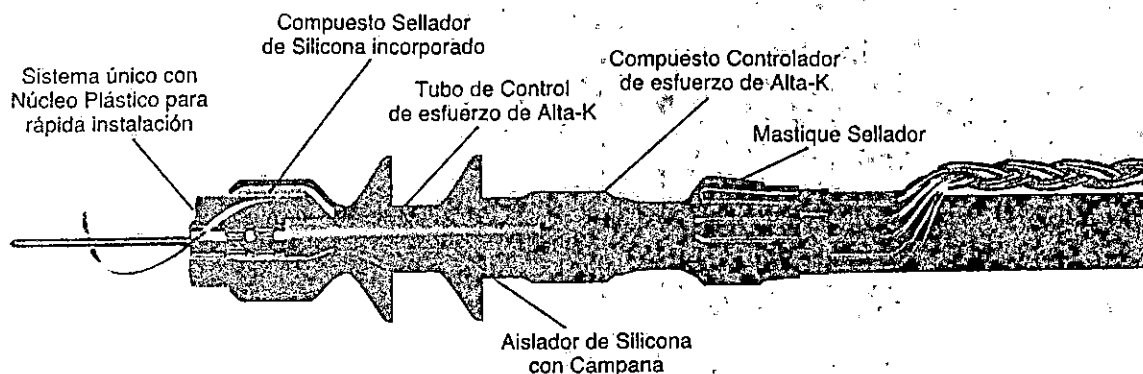
- Entrenamiento mínimo.
- Todos los materiales incluidos en un juego.
- Fácil preparación del cable.
- Compacto para ajustarlo a equipos pequeños.

Alta Confiabilidad

- Sin calor, sin fuego, ni herramientas especiales.
- Simple instalación directa.
- Sistema interno de control de esfuerzo.
- 25 años de experiencia.



Cold Shrink™ QT-III Terminaciones para Exteriores.



Cold Shrink™ QT-III Terminaciones para Exteriores

Nº Producto	Bil	Aislamiento del Cable in. (mm)	Tamaño del Conductor AWG y kcmil (mm ²)				
			5kV	8.7kV	15kV	25/28kV	35kV
Shielded Cable Kits* (Cables con Pantalla Metálica)							
7620-S-2	95kV	0.32-0.59 (8,2-15,0)	8-4	8-6	-	-	-
7621-S-2	95kV	0.44-0.89 (11,2-22,7)	2-3/0	4-2/0	-	-	-
7622-S-2	110kV	0.64-1.08 (16,3-27,4)	4/0-400	3/0-300	2-4/0 (35-120)	-	-
7697-S-4	150kV	0.64-1.08 (16,3-27,4)	4/0-400	3/0-300	2-4/0 (35-120)	2-1/0 (35-50)	-
7690-S-4	150kV	0.72-1.29 (18,3-32,8)	300-500	250-500	2/0-300 (70-150)	2-4/0 (35-120)	-
7694-S-4	150kV	0.83-1.53 (21,1-38,9)	500-750	350-700	4/0-500 (120-240)	2/0-250 (70-150)	-
7695-S-4	150kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	250-800 (125-400)	-
7696-S-4	150kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (625-1000)	900-1750 (500-800)	-
7683-S-8	200kV	0.72-1.29 (18,3-32,8)	300-500	250-500	2/0-300 (70-150)	2-4/0 (35-120)	2-2/0 (35-70)
7684-S-8	200kV	0.83-1.53 (21,1-38,9)	500-750	350-700	4/0-500 (120-240)	2/0-250 (70-150)	2-4/0 (35-120)
7685-S-8	200kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	250-800 (125-400)	3/0-600 (95-325)
7686-S-8	200kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (625-1000)	900-1750 (500-800)	700-1500 (400-725)
Concentric and Jacketed Concentric Cable Kits** (Cables JCN o CN Curdi)							
7342-S-2	110kV	0.64-1.08 (16,3-27,4)	4/0-400	3/0-300	2-4/0 (35-120)	-	-
7652-S-4	150kV	0.64-1.08 (16,3-27,4)	4/0-400	3/0-300	2-4/0 (35-120)	2-1/0 (35-50)	-
7653-S-4	150kV	0.72-1.29 (18,3-32,8)	300-500	250-500	2/0-300 (70-150)	2-4/0 (35-120)	-
7654-S-4	150kV	0.83-1.53 (21,1-38,9)	500-750	350-700	4/0-500 (120-240)	2/0-250 (70-150)	-
7655-S-4	150kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	250-800 (125-400)	-
7656-S-4	150kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (625-1000)	900-1750 (500-800)	-
7663-S-8	200kV	0.72-1.29 (18,3-32,8)	300-500	250-500	2/0-300 (70-150)	2-4/0 (35-120)	2-2/0 (35-70)
7664-S-8	200kV	0.83-1.53 (21,1-38,9)	500-750	350-700	4/0-500 (120-240)	2/0-250 (70-150)	2-4/0 (35-120)
7665-S-8	200kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	250-800 (125-400)	3/0-600 (95-325)
7666-S-8	200kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (625-1000)	900-1750 (500-800)	700-1500 (400-725)
High Fault Current Cable Kits*** (Juego con Sistemas para Corrientes de Fugas Altas)							
7652-S-HSG-4	150kV	0.64-1.08 (16,3-27,4)	4/0-400	3/0-300	2-4/0 (35-120)	2-1/0 (35-50)	-
7653-S-HSG-4	150kV	0.72-1.29 (18,3-32,8)	300-500	250-500	2/0-300 (70-150)	2-4/0 (35-120)	-
7654-S-HSG-4	150kV	0.83-1.53 (21,1-38,9)	500-750	350-700	4/0-500 (120-240)	2/0-250 (70-150)	-
7655-S-HSG-4	150kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	250-800 (125-400)	-
7656-S-HSG-4	150kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (625-1000)	900-1750 (500-800)	-
7663-S-HSG-8	200kV	0.72-1.29 (18,3-32,8)	300-500	250-500	2/0-300 (70-150)	2-4/0 (35-120)	2-2/0 (35-70)
7664-S-HSG-8	200kV	0.83-1.53 (21,1-38,9)	500-750	350-700	4/0-500 (120-240)	2/0-250 (70-150)	2-4/0 (35-120)
7665-S-HSG-8	200kV	1.05-1.80 (26,7-45,7)	700-1500	600-1250	500-1000 (240-500)	250-800 (125-400)	3/0-600 (95-325)
7666-S-HSG-8	200kV	1.53-2.32 (38,9-58,9)	1750-2000	1500-2000	1250-2000 (625-1000)	900-1750 (500-800)	700-1500 (400-725)

* Cada Juego de Cable con Pantalla hace tres Terminaciones

** Cada JCN hace una Terminación

*** Cada Juego para Corriente de Fuerza Alta hace una Terminación

Por favor contacte nuestro representante de 3M para mayor información.

ANEXO H

SIMBOLOGIA Y PLANOS DE MEDIA Y BAJA
TENSION

RED SUBTERRANEA

SIMBOLOGIA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCION SUBTERRANEA

CABLE PARA POLO



CABLE PARA POLO (FUSIBLE)



CAPACITOR



FUSIBLE



ESTACION DE MEDICION PRIMARIA



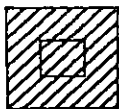
SWITCH -ON/OFF



REACTOR



SUB PAD MOUNTED



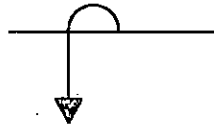
SWITCH PAD MOUNTED Y FUSIBLE



FUSIBLE



INDICADOR DE FALLA



FUSIBLE TIPO PUENTE



BANCO SUBTERRANEO



NO CONEXION PRIMARIA



BANCO DE DUCTOS SECUNDARIO



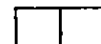
BANCO DE DUCTOS PRIMARIO



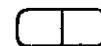
PAD



POZO DE REGISTRO



BOVEDA



TRANSFORMADOR TRIFASICO DELTA CERRADO



TRANSFORMADOR TRIFASICO DELTA ABIERTA



TRANSFORMADOR TRIFASICO



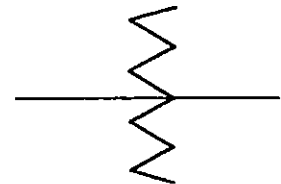
TERMINAL



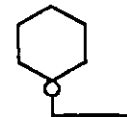
INTERRUPTOR CON FUSIBLE (PAD MOUNTED)



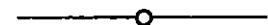
ESTACION CONVERTIDORA



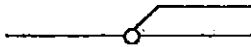
CONECTOR DE INTERRUPTOR DESENERGIZADO (FRENTE MUERTO)



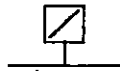
EMPALME MANUAL



CONECTO Y



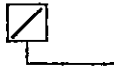
PAD MOUNTED MONOFASICO
(FRENTE VIVO)



CIRCUITO SECUNDARIO



CONEXION (FRENTE VIVO)



PAD MOUNTED TRIFASICO
(FRENTE MUERTO) RADIAL



LUMINARIA



FRENTE VIVO



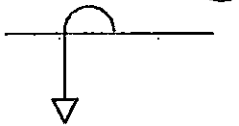
PAD MOUNTED TRIFASICO
(FRENTE MUERTO) LOOP



FUSIBLE PARA GABINETE



NUMERO DE REFERENCIA PARA
INDICADOR DE FALLA



PAD MOUNTED TRIFASICO
(FRENTE VIVO)



FUSIBLE TIPO CODO



TERMINALES



FRENTE VIVO



GRUPO DE INTERRUPTORES



PAD MOUNTED MONOFASICO
(FRENTE MUERTO) RADIAL



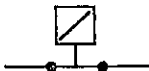
TRANSFORMADOR MONOFASICO



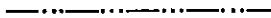
POZO DE REGISTRO SECUNDARIO



PAD MOUNTED MONOFASICO
(FRENTE MUERTO) LOOP



3 FASES 4.16KV SUBTERRANEO



2 FASES 4.16KV SUBTERRANEO



PAD MOUNTED MONOFASICO
(FRENTE MUERTO) LOOP W/TAP



1 FASE 4.16KV SUBTERRANEO

