



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

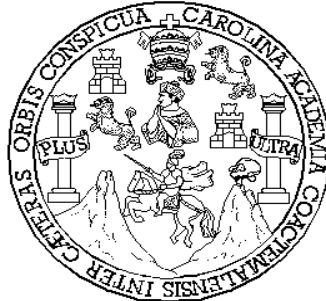
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CENTRO
HISTÓRICO DE QUETZALTENANGO CON LÍNEAS
SUBTERRÁNEAS

ALLAN OMAR SAC DE PAZ

ASESOR: ING. CARLOS QUIJIVIX

Guatemala, agosto de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CENTRO
HISTÓRICO DE QUETZALTENANGO CON LÍNEAS
SUBTERRÁNEAS

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ALLAN OMAR SAC DE PAZ
ASESORADO POR: ING. CARLOS QUIJIVIX

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Alvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Marvin Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Duran
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CENTRO HISTÓRICO DE QUETZALTENANGO CON LÍNEAS SUBTERRÁNEAS,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 16 de septiembre de 2004.

Allan Omar Sac de Paz

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
TABLAS	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	VIII
GLOSARIO.....	IX
OBJETIVOS	XI
RESUMEN	XII
INTRODUCCIÓN.....	XIII

1	GENERALIDADES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	
	SUBTERRÁNEO	1
1.1.	REDES DE DISTRIBUCIÓN	1
1.1.1	REDES RADIALES	1
1.1.1.1	CARACTERÍSTICAS	1
1.1.1.2	VENTAJAS	1
1.1.1.3	DESVENTAJAS	1
1.1.2	REDES EN ANILLO	1
1.1.2.1	CARACTERÍSTICAS	1
1.1.2.2	VENTAJAS	2
1.1.2.3	DESVENTAJAS	2
1.1.3	REDES EN MALLA	2
1.1.3.1	CARACTERÍSTICAS	2
1.1.3.2	VENTAJAS	2
1.1.3.3	DESVENTAJAS	3
1.2	TRANSFORMADORES	3
1.2.1	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	3
1.2.2	TRANSFORMADORES PAD – MOUNTED	3
1.2.2.1	CARACTERÍSTICAS	3

	1.2.2.2	CONEXIONES	4
	1.2.2.3	NIVELES DE VOLTAJE	5
	1.2.3	MANTENIMIENTO	5
1.3	CABLES		6
	1.3.1	CABLES SUBTERRÁNEOS PARA MEDIA TENSION	6
	1.3.1.1	CARACTERÍSTICAS	6
	1.3.1.2	PANTALLAS	7
	1.3.1.3	AISLANTES	8
	1.3.1.4	CAPAS SEMICONDUCTORAS	8
	1.3.2	CABLES PARA BAJA TENSIÓN	10
	1.3.2.1	CARACTERÍSTICAS	10
	1.3.2.2	NIVELES DE VOLTAJE	10
	1.3.2.3	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN	10
2	LINEAS ELECTRICAS SUBTERRANEAS DE MEDIA TENSION		13
	2.1	DEFINICION	13
	2.2	NIVELES DE VOLTAJE DE OPERACIÓN	13
	2.3	ZANJAS Y CANALIZACIONES	13
	2.3.1	CABLES DIRECTAMENTE ENTERRADOS	13
	2.3.2	CABLES ENTUBADOS EN ZANJAS	14
	2.3.3	DIMENSIONADO	17
	2.3.4	BOVEDAS DE REGISTRO	18
	2.3.5	PARALELISMO	19
	2.3.5.1	CON LÍNEAS ELÉCTRICAS	19
	2.3.5.2	CON CABLES DE TELECOMUNICACIÓN	20
	2.3.5.3	CON TUBERÍAS DE AGUA	20
	2.3.5.4	CON DRENAJES	22
	2.2.5.5	CON OTROS SERVICIOS	23

2.3.6	CRUZAMIENTOS	23
2.3.6.1	CON VÍAS DE COMUNICACIÓN	23
2.3.6.2	CON LÍNEAS ELÉCTRICAS	24
2.3.6.3	CON CABLES DE TELECOMUNICACIÓN	25
2.3.6.4	CON TUBERIAS DE AGUA	25
2.3.6.5	CON DRENAJES	27
2.3.6.6	CON OTROS SEVICIOS	28
2.4	PASO AEREO A SUBTERRÁNEO	28
2.4.1	TERMINALES	28
2.4.2	AUTOVALVULAS	29
2.4.3	SECCIONADORES	29
2.5	EMPALMES Y TEMINALES	29
2.5.1	EMPALME CONTRACTIL EN FRÍO	30
2.5.2	TERMINACIONES CONTRACTILES EN FRÍO	31
2.5.3	CONECTOR AISLADO	34
2.6	PUESTAS A TIERRA	36
3	LINEAS ELECTRICAS DE BAJA TENSION SUBTERRÁNEAS	39
3.1	DEFINICIÓN	39
3.2	NIVELES DE VOLTAJE DE OPERACIÓN	39
3.3	ZANJAS Y CANALIZACIONES	39
3.3.1	CABLES DIRECTAMENTE ENTERRADOS	39
3.3.2	CABLES ENTUBADOS EN ZANJAS	40
3.3.3	BOVEDAS DE REGISTRO	43
3.4	PARALELISMO	43
3.4.1	CON OTRAS LÍNEAS ELÉCTRICAS	43
3.4.2	CON CABLES DE TELECOMUNICACIÓN	45
3.4.3	CON TUBERÍAS DE AGUA	45
3.4.4	CON DRENAJES	46

3.4.5	CON OTROS SERVICIOS	46
3.5	CRUZAMIENTOS	47
3.5.1	CON VIAS DE COMUNICACIÓN	47
3.5.2	CON OTRAS LINEAS ELECTRICAS	48
3.5.3	CON LINEAS DE TELECOMUNICACIÓN	50
3.5.4	CON TUBERIAS DE AGUA	51
3.5.5	CON DRENAJES	51
3.5.6	CON OTROS SERVICIOS	52
3.6	ACOMETIDAS	53
3.6.1	CONDUCTORES	53
3.6.2	PROTECCIONES EN LA ACOMETIDA	56
4	DISEÑO DE LA RED	59
4.1	EVALUACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ACTUAL DE QUETZALTENANGO	59
4.2	DEMANDA ENERGÉTICA DEL CENTRO HISTÓRICO DE QUETZALTENANGO	60
4.2.1	ANTECEDENTES HISTÓRICOS	60
4.2.2	DEMANDA ACTUAL	64
4.2.3	DEMANDA FUTURA	65
4.3	IMPLEMENTACION DE UN ANILLO SUBTERRÁNEO EN EL CENTRO HISTÓRICO DE QUETZALTENANGO	66
4.3.1	UBICACIÓN URBANA	68
4.3.1	DETERMINACION DEL VOLTAJE	80
4.4	VENTAJAS A LARGO PLAZO	82
5	ANALISIS ECONOMICO	89
	CONCLUSIONES	95
	RECOMENDACIONES	97
	BIBLIOGRAFÍA	99
	ANEXOS	100

INDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Cable subterráneo para media tensión	7
2	Canalización de línea trifásica M.T. con tubo en arena	16
3	Canalización de línea trifásica M.T con tubo en concreto	16
4	Canalización de varios tubos e hileras de líneas trifásicas M.T. en concreto	17
5	Paralelismo de línea de B.T. y línea de M.T.	19
6	Paralelismo de líneas de M.T	20
7	Paralelismo entre líneas M.T. y cables de telecomunicaciones	21
8	Paralelismo entre líneas M.T. y tuberías de agua	21
9	Paralelismo entre líneas M.T. y drenajes	22
10	Cruzamiento de líneas M.T. y vías de comunicación	23
11	Cruzamiento de líneas M.T. con líneas M.T	24
12	Cruzamiento de líneas M.T. con líneas B.T	25
13	Cruzamiento de líneas M.T. con cables de telecomunicación	26
14	Cruzamiento de líneas M.T. con tuberías de agua potable	26
15	Cruzamiento de líneas M.T. con tuberías de drenajes	27
16	Empalme contráctil en frío	31
17	Terminaciones para exteriores de 13.5 y 34.5 kV contráctiles en frío	33
18	Terminaciones para interiores de 13.5 y 34.5 kV contráctiles en frío	34
19	Conector aislado atornillable tipo T	35
20	Conector aislado insertable tipo codo	36
21	Canalización de línea trifásica B.T. con tubo en arena	41
22	Paralelismo de líneas M.T. y líneas B.T	44

23	Paralelismo de líneas M.T	44
24	Paralelismo de líneas B.T y cables de telecomunicaciones	45
25	Paralelismo entre líneas B.T. y tuberías de agua	46
26	Paralelismo entre líneas B.T. y drenajes	47
27	Cruzamiento de líneas B.T. y vías de comunicación	48
28	Cruzamiento de líneas B.T. con líneas M.T	49
29	Cruzamiento de líneas B.T. con líneas B.T	49
30	Cruzamiento de líneas B.T. con líneas de telecomunicación	50
31	Cruzamiento de líneas B.T. con tuberías de agua potable	51
32	Cruzamiento de líneas B.T. con tuberías de drenajes	52

MAPAS

1	Mapa de Guatemala	62
2	Mapa de Quetzaltenango	63
3	Mapa de la ciudad de Quetzaltenango	65

PLANOS

1	Ruta de anillo subterráneo	71
2	Anillo, derivaciones y transformadores	73
3	Transformadores y clientes por transformadores	75

TABLAS

I	Características dimensionales de conductores subterráneos	9
II	Capacidad de conducción de los conductores	11
III	Potencia máxima para conductores subterráneos	11
IV	Potencia máxima para conductores aéreos	12
V	Dimensiones de zanjas de líneas M.T.	14
VI	Dimensiones mínimas de zanjas de líneas M.T	15
VII	Dimensiones mínimas de zanjas para líneas B.T	40
VIII	Dimensiones de zanjas para líneas B.T	42
IX	Conductores usados en acometidas	54
X	Conductores usados en acometidas en función del nivel de voltaje, potencia y longitud	55
XI	Corriente máxima de interruptores usados en acometidas	57
XII	Demanda y tasa crecimiento de los últimos 8 años	61
XIII	Carga instalada en el Centro Histórico	64
XIV	Descripción de transformadores T-1-1 a T-24-1	77
XIV	Descripción de transformadores T-24-2 a T-50-1	78
XV	Descripción de transformadores T-50-2 a T-65-3	79
XVI	Descripción de transformadores T-65-4 a T-69-3	80

LISTA DE SIMBOLOS

- KV** Unidad de voltaje o tensión, kilovoltios -múltiplo de mil-.
- KVA** Unidad de potencia eléctrica total o aparente, kilovoltio amperios -múltiplo de mil-. Es el producto de la corriente eléctrica y la fuerza electromotriz.
- KW** Unidad de potencia real, kilovatios -múltiplo de mil-.
- KWh** Unidad de medida de energía equivalente al consumo de energía de un kilovatio durante una hora, kilovatio hora -múltiplo de mil-.
- KVAr** Unidad de potencia reactiva en un circuito de corriente alterna, kilovoltio amperio reactivo -múltiplo de mil-.
- V** Dimensional de la unidad de medición del voltio.
- A** Dimensional de la unidad de medición del amperio.
- Ω** Unidad de medición de la resistencia eléctrica, cuya dimensional es el ohmio.
- Cu** Símbolo del cobre, elemento de la tabla periódica clasificado como metal.
- Al** Símbolo del aluminio, elemento de la tabla periódica clasificado como metal.
- MCM** Unidad de medición de la sección de los conductores eléctricos en mili-circular-mil.
- AWG** Unidad comercial de medición de la sección de los conductores eléctricos.
- PVC** Polio cloruro de vinilio, material plástico aislante.
- Cos ϕ** Factor de potencia, relación entre la potencia activa y la total o aparente.
- M-T-** Media tensión.
- B.T.** Baja tensión.

GLOSARIO

Acometida	Conjunto de conductores y componentes que se utilizan para transportar la energía eléctrica desde las líneas de distribución de baja tensión de la empresa hasta la instalación eléctrica del mismo.
Aislamiento	Conjunto de dispositivos capaces de separar partes de máquinas, aparatos e instalaciones con diferencia de potencial entre ellas o hacia la tierra física.
Amperio	Es la unidad de medida de la intensidad de corriente eléctrica.
Capacidad de los conductores	Se refiere a la capacidad máxima de conducción en amperios a temperatura ambiente de los conductores eléctricos.
Carga	Cantidad de potencia dada o recibida en un punto sobre un intervalo de tiempo para transportar la energía eléctrica desde el transformador hasta el contador del usuario
Demanda	Es la suma de la carga y las pérdidas de potencia correspondientes en un instante determinado, de un cliente o usuario, sector de usuarios o un sistema en su totalidad.

Descargas parciales

Es una descarga eléctrica intermitente de alta frecuencia que se localiza en una porción de un sistema aislante, sometido a una gradiente de tensión, que resulta de una ionización gaseosa transitoria y ocurre cuando el gradiente de tensión excede de un valor. Pueden ser internas, superficiales y externas.

Dieléctrico

Medio que permite la propagación de ondas electromagnéticas pero no la conducción eléctrica, usado generalmente como medio aislante en las unidades de transformación.

Difracción Electromagnética

Fenómeno físico relacionado con la fracturación de las ondas electromagnéticas cuando pasan de un medio a otro, alterando las características principales de estas.

Factor de potencia

Es la razón entre la potencia eléctrica útil consumida y la cantidad de potencia eléctrica que se debe suministrar al consumidor.

Impedancia

Elemento de oposición en corriente alterna formado por una resistencia en la parte real y una reactancia inductiva o capacitiva en la parte imaginaria.

OBJETIVOS

General

- Hacer un estudio de factibilidad para el sistema de distribución de energía eléctrica en el centro histórico de Quetzaltenango con líneas subterráneas.

Específicos

- Reemplazar un sistema de distribución de líneas aéreas por uno con líneas subterráneas en el centro histórico de la ciudad de Quetzaltenango
- Conocer las características de un sistema de distribución de energía eléctrica con líneas subterráneas.
- Implementación de nuevas tecnologías en redes de distribución en centros históricos con los requerimientos de las instituciones que obligan a conservar estos.
- Mejorar el impacto visual en los sistemas de distribución urbanos de ciudades en crecimiento.
- Analizar las características eléctricas en sistemas subterráneos.
- Hacer una evaluación económica para la implementación de un sistema de distribución subterránea.

RESUMEN

Los sistemas de distribución subterráneos son utilizados en lugares donde se requiere que los conductores del suministro eléctrico no queden expuestos al usuario, es por ello que se instalan debajo del nivel de suelo.

La implementación de estos sistemas en zonas urbanas es requerida cuando las líneas aéreas de conducción eléctrica representan un peligro para los usuarios o el entorno urbano no sea el adecuado y la única forma de suministrar energía eléctrica sea por debajo de los inmuebles.

Las ciudades en crecimiento dan mucha importancia a las áreas que formaron ésta en sus inicios, naciendo así las zonas que, comúnmente, se llaman centros históricos, dentro de las mismas ciudades.

La conservación de los centros históricos es un factor determinante al considerar implementar una red de distribución subterránea en un centro urbano, pues esta ofrece toda la versatilidad y maniobrabilidad de las redes aéreas, siempre que se utilicen los equipos y accesorios adecuados.

Actualmente, el Centro Histórico de la ciudad de Quetzaltenango es un área de estudio para la implementación de una red de distribución subterránea, ya que, la existente es una red aérea y representa un peligro para los usuarios y la propia red, sin olvidar el impacto visual de las líneas aéreas.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, los sistemas de distribución utilizados en nuestro país están diseñados de tal manera que el servicio eléctrico sea económico y continuo, según el área que abarquen.

Dado el crecimiento poblacional, los servicios eléctricos se ven, también, incrementados de una manera proporcional al de la población, especialmente, en zonas urbanas, donde en un área, relativamente, pequeña, comparada con el resto del país, existe una demanda alta de energía eléctrica. Los sistemas de distribución instalados en dichas zonas urbanas son los que deben tener la capacidad de cubrir la demanda que año con año crece, además de adaptarse a los nuevos requerimientos en la planificación de zonas urbanas como la seguridad para el usuario, estética visual en las instalaciones y funcionamiento económico

1 GENERALIDADES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEO

1.1 Redes de distribución

1.1.1 Redes radiales

1.1.1.1 Características

Son redes abiertas con alimentación por un solo punto. Son de construcción simple y fácil de vigilar.

1.1.1.2 Ventajas

El costo de construcción y mantenimiento de estas redes es menor que cualquier otra. Ofrece una fácil maniobrabilidad.

1.1.1.3 Desventajas

Su inconveniente es la caída de tensión, que va en aumento hasta los extremos finales de las líneas, y por lo tanto su limitada capacidad de carga.

1.1.2 Redes en anillo

1.1.2.1 Características

Son redes cerradas, en las que cada punto del anillo recibe energía por los dos lados, y la carga a alimentar esta al centro del anillo.

1.1.2.2 Ventajas

En caso de avería en los conductores, el tramo afectado se puede aislar de la red, quitando los fusibles correspondientes. Al realizarse la alimentación por dos lados, las corrientes se reparten entre ambas direcciones; en consecuencia, las caídas de tensión y las pérdidas son inferiores que en las redes radiales.

1.1.2.3 Desventajas

Puesto que son más versátiles, son más caras en construcción y mantenimiento que las radiales.

1.1.3 Redes en malla

1.1.3.1 Características

Son redes múltiples cerradas, en las que las líneas que parten de los centros de transformación se unen formando nudos.

1.1.3.2 Ventajas

Todas las líneas principales tienen igual sección. En las redes en malla, los conductores se aprovechan mejor y la caída de tensión es comparativamente pequeña. Se pueden añadir nuevos centros de transformación, a una red en malla dada, sin necesidad de grandes variaciones. Al fallar una de las líneas, el suministro de energía se puede realizar por las otras.

1.1.3.3 Desventajas

Su alta versatilidad las hace mucho mas caras, dado que utilizan mas conductores, fusibles y seccionadores, incrementando los costos de construcción y mantenimiento.

1.2 Transformadores

Los transformadores de potencia son dispositivos eléctricos de alta eficiencia, cuyas características físicas permiten transformar niveles de tensión, corriente e impedancia. En esencia, un transformador consta de dos o más devanados concatenados por un campo magnético común. La acción de transformación, requiere únicamente la existencia de un flujo alterno concatenado con dos o más devanados y constituye una simple utilización del concepto de inducción mutua.

1.2.1 Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución son los dispositivos que transforman los niveles de media tensión a baja tensión, cambiando valores de voltaje como 7.962 kV y 19.9 kV a valores seguros y manejables como 120 V y 240 V, que son los utilizados en zonas residenciales y comerciales de las zonas urbanas.

1.2.2 Transformadores Pad - Mounted

1.2.2.1 Características

Los transformadores pad – mounted o de plataforma, son transformadores convencionales que toman su nombre debido a sus

características de montaje y están instalados directamente sobre una superficie plana, generalmente a nivel del suelo. Otra forma de montaje de estos transformadores es debajo del nivel del suelo, tomando el nombre de sumergidos.

La utilización de este tipo de transformadores es necesaria, mayormente en instalaciones subterráneas y en lugares donde se debe tener acceso rápido al banco de transformación para su monitoreo constante, eso implica que el espacio requerido para el montaje de estos sea lo mas óptimo posible y es por ello que los transformadores pad – mounted son fabricados como unidades trifásicas, a diferencia de los bancos trifásicos implementados con dos o tres unidades monofásicas. Básicamente es el equivalente de tres transformadores monofásicos en una sola unidad trifásica.

1.2.2.2 Conexiones

Las conexiones trifásicas que se pueden realizar con los transformadores tipo pad – mounted son las mismas que se pueden realizar con un banco de transformación trifásico conformado por tres unidades monofásicas, ya que internamente los transformadores de este tipo tienen tres devanados de alto voltaje (primario) y tres devanados de bajo voltaje (secundario). Según criterios de la instalación y del fabricante, en estos equipos existe en el centro de los devanados de bajo voltaje una derivación llamada tap central, que amplía la gama de conexiones en estos equipos.

Las conexiones en el lado de alta tensión son: estrella, estrella aterrizada y delta.

Las conexiones en el lado de baja tensión son: estrella, estrella aterrizada, delta y delta aterrizada.

Las más utilizadas en redes de distribución urbanas son estrella aterrizada en el lado de alta tensión, estrella aterrizada en el lado de baja tensión cuando la carga es monofásica y delta aterrizada cuando la carga es trifásica y monofásica, predominando la carga trifásica.

1.2.2.3 Niveles de voltaje

Los niveles de voltaje existentes para estos transformadores son: 230 kV, 138 kV, y 69 kV para alta tensión; 34.5 kV y 13.8 kV para media tensión y 120/240 V para baja tensión. En las redes de distribución urbanas los voltajes utilizados son de media y de baja tensión, por lo tanto, los transformadores requeridos deben operar en estos rangos de voltaje.

1.2.3 Mantenimiento

Puesto que los transformadores sufren un deterioro según el uso de éstos, se debe programar el mantenimiento adecuado para todas las unidades de transformación acorde a sus características de construcción y condiciones de uso. El mantenimiento debe ser predictivo, preventivo y correctivo en su programación.

Así mismo el mantenimiento de las unidades de transformación se subdivide básicamente en tres grupos: inspección externa, mantenimiento al aceite y mantenimiento al aislamiento.

La inspección externa consiste en observar las condiciones físicas de la unidad de transformación y su entorno, haciendo así una primera evaluación de los desperfectos existentes mediante las manifestaciones físicas que éstos puedan provocar.

El mantenimiento al aceite, consiste en todas las pruebas que son necesarias realizar para determinar si el aceite dieléctrico está en buenas condiciones para que la unidad de transformación pueda seguir operando con éste. Las pruebas al aceite dieléctrico más comunes son: prueba de color, acidez, viscosidad y rigidez dieléctrica, entre otras.

El mantenimiento al aislamiento permite determinar si no existe corto circuito entre los devanados de alto y bajo voltaje, o continuidad entre las diferentes partes del transformador como los devanados, núcleo y cuba; así mismo, mediante las pruebas de aislamiento se puede determinar si las partes aislantes no han perdido sus propiedades físicas como los bushings, esmalte de los devanados, papel aislante, etc.

1.3 Cables

1.3.1 Cables subterráneos para media tensión

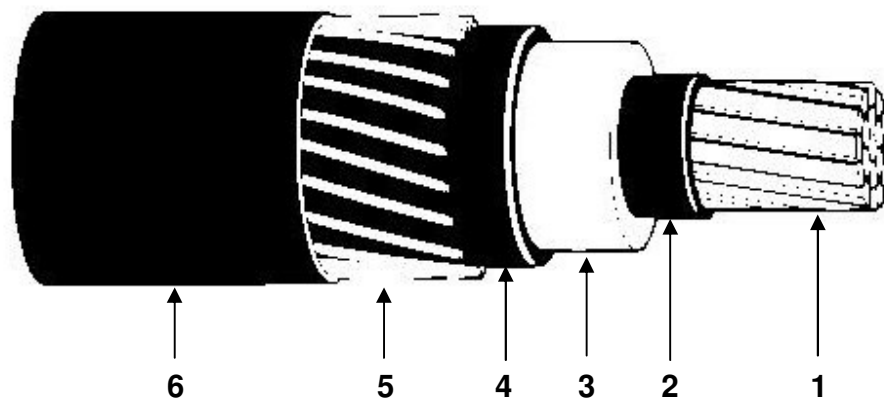
1.3.1.1 Características

Los cables subterráneos para media tensión requieren una configuración diferente a los de baja tensión, dadas las características del voltaje, a estos niveles de tensión es necesario blindar los conductores para que no sean afectados por otros circuitos existentes en las cercanías y viceversa, así como también, para protegerlos de las condiciones físicas del entorno, como la

humedad, esfuerzos mecánicos, etc. Los cables a emplear estarán compuestos de alambres de aluminio de 500 MCM, 4/0 AWG y 1/0 AWG arrollados helicoidalmente y comprimidos. Sus principales componentes son las siguientes:

1. Conductor de aluminio:
2. Capa semiconductora sobre el material conductor.
3. Aislamiento.
4. Capa semiconductora sobre el material aislante.
5. Pantalla metálica.
6. Capa protectora exterior de poliolefina.

Figura 1: Cable subterráneo para media tensión



Fuente: catálogo de conductores Phelps Dodge

1.3.1.2 Pantallas

La función de las pantallas es formar un blindaje para proteger al conductor de campos eléctricos y magnéticos externos, y que las características de voltaje y corriente no se alteren por la presencia de éstos. También para limitar el campo eléctrico y el campo magnético, formado por el voltaje y la

corriente en el conductor, en la periferia del cable donde se localiza la pantalla. Debe estar constituida por una corona de alambres de cobre arrollados helicoidalmente, que hará las funciones de neutro. La sección del conductor neutro será la equivalente $1/3$ la de los conductores de fase de aluminio para los conductores 500 MCM y 4/0 AWG, y de sección igual a la fase para los conductores 1/0 AWG.

1.3.1.3 Aislantes

El aislamiento, hecho a base de polietileno reticulado, limita a la corriente eléctrica a circular únicamente por el conductor, aislándolo de esta forma de los elementos físicos que conforman el entorno del conductor.

1.3.1.4 Capas semiconductoras

Dadas las características físicas de las ondas electromagnéticas como la difracción, es necesario que en la frontera de los conductores y aislantes exista un material que acople las propiedades de cada uno de ellos. Los semiconductores son materiales que se comportan como conductores bajo ciertas condiciones y como aislantes para otras, es por ello que son utilizados en las fronteras, permitiendo que las ondas electromagnéticas no se fracturen dando lugar al fenómeno de la difracción electromagnética.

En la tabla I se resumen las principales características dimensionales de los cables subterráneos de media tensión.

Tabla I: Características dimensionales de conductores subterráneos

DENOMINACIÓN DEL CONDUCTOR	1/0 AWG			4/0 AWG			500 MCM		
Nivel de Tensión	15kV	25kV	35kV	15kV	25kV	35kV	15kV	25kV	35kV
Conductor									
Nº de alambres	19			19			37		
Diámetro del alambre (mm)	1,89			2,68			2,95		
Diámetro nominal conductor (mm)	9,17			13,01			20,04		
Sección del conductor (mm ²)	53,5			107,2			253		
Pantalla semiconductora del conductor									
Espesor (mm)	0,6			0,6			0,6		
Aislamiento									
Espesor (mm)	4,45	6,6	8,76	4,45	6,6	8,76	4,45	6,6	8,76
Pantalla semiconductora del aislamiento									
Espesor (mm)	0,76	0,76	1,02	0,76	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Conductor neutro concéntrico (Full)									
Nº de alambres	16			---			---		
Diámetro del alambre (mm)	1,628			---			---		
Conductor neutro concéntrico (1/3)									
Nº de alambres	---			11			16		
Diámetro del alambre (mm)	---			1,628			2,052		
Cubierta									
Espesor (mm)	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	2,03	2,03	2,03
Diámetro exterior total (mm)	25,4	29,7	34,5	29,2	34,0	38,3	39,1	43,4	47,8
Radio mínimo de curvatura (mm)	300	350	400	350	400	450	500	550	600
Peso (kg/km)	1000	1185	1340	1600	1835	2200	3190	3445	3920

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

1.3.2 Cables subterráneos para baja tensión

1.3.2.1 Características

Los conductores utilizados en redes de baja tensión subterráneas son de aluminio aislado de sección circular de varios alambres para líneas y acometidas. La sección del conductor neutro debe ser de la misma sección que la de los conductores de fase. El material que conforma el aislamiento de los conductores para líneas subterráneas de baja tensión es el polietileno reticulado y cuenta con una cubierta de protección que está constituida por una mezcla termoplástica de PVC, con el fin de evitar posibles daños en el aislamiento del cable durante el manejo y tendido del mismo.

1.3.2.2 Niveles de voltaje

Los niveles de voltaje están normados para zonas urbanas en 120/240 voltios, pero los fabricantes de cables diseñan sus productos para soportar niveles de tensión de hasta 500 V y 700 V en baja tensión.

1.3.2.3 Capacidad de conducción

La capacidad de conducción está en función de la corriente que circula por el conductor, puesto que el voltaje está establecido por normas, la corriente eléctrica es el único parámetro de circuito que cambia de valor en función de la demanda, siendo éste el parámetro principal que determina la capacidad de conducción en los conductores. Otro parámetro importante es la temperatura en el conductor, que reduce la capacidad de conducción.

Los conductores directamente enterrados, tienen el inconveniente de que no irradian el calor tan fácilmente como los que están en tendidos aéreos,

siendo ésta una limitante en la capacidad de la intensidad máxima admisible en éstos conductores. En la tabla II se puede observar la capacidad de conducción de los conductores directamente enterrados y los expuestos al aire.

Tabla II: Capacidad de conducción de los conductores

Conductor	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)	
	DIRECT. ENTERRADO	AL AIRE
500 MCM	350	545
4/0 AWG	205	315
1/0 AWG	135	205
# 4 AWG	75	110
# 6 AWG	60	80

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión FENOSA

Tabla III: Potencia máxima para conductores subterráneos

Potencia máxima limitada por intensidad máxima admisible(kW)				
Cables directamente enterrados				
Conductor	Tensión	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
Circuito monofásico				
4/0 AWG	240 V	39,36	44,28	49,20
1/0 AWG	240 V	25,92	29,16	32,40
3x # 4 AWG	240 V	14,4	16,2	18
3x # 6 AWG	240 V	11,52	12,96	14,4
Circuito trifásico				
500 MCM	208 V	100,87	113,48	126,09
	240 V	116,39	130,94	145,49
4/0 AWG	208 V	59,08	66,47	73,85
	240 V	68,17	76,70	85,22
1/0 AWG	208 V	38,91	43,77	48,64
	240 V	44,89	50,51	56,12
4x # 4 AWG	208 V	21,62	24,31	27
	240 V	24,94	28,05	31,17

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión FENOSA

La potencia máxima transportada por los conductores, está dada por la siguiente expresión matemática para diferentes conductores y factores de potencia:

$$P_{\max} = \frac{\sqrt{3} \times V \times I_{\max} \times \cos \phi_m}{1000} \quad [\text{kW}]$$

Donde:

V = Voltaje nominal del sistema.

I_{\max} = Corriente máxima admisible.

$\cos \phi_m$ = Factor de potencia.

Tabla IV: Potencia máxima para conductores aéreos

Potencia máxima limitada por intensidad máxima admisible(kW)				
Cables al aire				
Conductor	Tensión	$\cos \phi = 0,8$	$\cos \phi = 0,9$	$\cos \phi = 1$
Circuito monofásico				
4/0 AWG	240 V	60,48	68,04	75,60
1/0 AWG	240 V	39,36	44,28	49,20
3x # 4 AWG	240 V	21,12	23,76	26,4
3x # 6 AWG	240 V	15,36	17,28	19,2
Circuito trifásico				
500 MCM	208 V	157,08	176,71	196,35
	240 V	181,24	203,90	226,55
4/0 AWG	208 V	90,79	102,14	113,48
	240 V	104,75	117,85	130,94
1/0 AWG	208 V	59,08	66,47	73,85
	240 V	68,17	76,70	85,22
4x # 4 AWG	208 V	31,70	35,66	39,63
	240 V	36,58	41,15	45,73

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

2 LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE MEDIA TENSIÓN

2.1 Definición

Son aquellas líneas de distribución que se caracterizan por estar instaladas debajo del nivel del suelo, generalmente en lugares donde las líneas aéreas representan un peligro para los usuarios o las condiciones físicas no permiten la ubicación correcta de los postes que soportan el tendido aéreo.

2.2 Niveles de voltaje de operación

Al igual que en las líneas aéreas, los niveles de tensión de las líneas subterráneas son de 13.8 kV y 34.5 kV, con la variante de que los conductores deben diseñarse con blindajes y aislantes propios para este tipo de líneas, como se ha descrito en el capítulo anterior.

2.3 Zanjas y canalizaciones

2.3.1 Cables directamente enterrados

La utilización de cables directamente enterrados es la más recomendada, debido a la fácil manipulación que éstos ofrecen al hacer el tendido eléctrico de la red de distribución de media tensión y la apertura y cierre de las zanjas que alojan a los conductores. Se debe tener cuidado en el momento de manipular los conductores durante la colocación de éstos en las zanjas y respetar las dimensiones mínimas de seguridad.

Para sistemas trifásicos los conductores se deben agrupar en forma triangular, también llamada terna, al momento de ser colocados en las zanjas. Las dimensiones mínimas de las zanjas están determinadas por el número de ternas colocadas en las mismas como se puede apreciar en la Tabla V.

Tabla V: Dimensiones de zanjas de líneas M.T.

Nº DE TERNAS EN PLANO HORIZONTAL	PROFUNDIDAD MÍNIMA (cm)	ANCHURA MÍNIMA (cm)
1	80	40
2	80	60
3	80	80

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

Al momento de existir dos o más ternas, la separación entre los puntos más próximos de cada terna no debe ser inferior a 25 cm para cualquier nivel de tensión. Las dimensiones de la tabla V podrán ser modificadas de ser necesario, al existir otros servicios en el trayecto de la línea, a fin de mantener las distancias mínimas de seguridad. El ancho de la zanja está limitado por las características de la maquinaria a emplear y las normas urbanas existentes en el lugar de trabajo.

2.3.2 Cables entubados en zanjas

Este tipo de canalización es la que generalmente se utiliza en calzadas y aceras, especialmente cuando existen varios servicios subterráneos que dificulten el tendido de los conductores directamente enterrados o que no permitan mantener las distancias adecuadas en cruzamientos y paralelismos.

Las dimensiones mínimas están condicionadas por las dimensiones del tubo, la cantidad de tubos a tender, el número de hileras de tubos y el material de relleno de la zanja, como se puede observar en la tabla VI.

Tabla VI: Dimensiones mínimas de zanjas de líneas M.T.

Nº DE TUBOS EN PLANO HORIZONTAL	ANCHURA MÍNIMA (SEGÚN MATERIAL DE RELLENO)	
	Arena (cm)	Hormigón (cm)
1 tubo 110 mm	25	25
1 tubo 160 mm	25	40
2 tubos 110 mm	40	40
2 tubos 160 mm	40	60
3 tubos 110 mm	60	60
3 tubos 160 mm	60	80
4 tubos 110 mm	60	80
4 tubos 160 mm	80	-
5 tubos 110 mm	80	-

Nº DE HILERAS DE TUBOS	PROFUNDIDAD MÍNIMA	
	Arena (cm)	Hormigón (cm)
1	80	80
2	-	100
3	-	120

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

No se recomienda utilizar 4 tubos de 160 mm o más en una canalización horizontal, como tampoco más de una hilera de tubos en arena. Las líneas trifásicas se alojarán en tubos corrugados de 160 mm, mientras que los tubos de 110 mm se utilizarán para las líneas monofásicas.

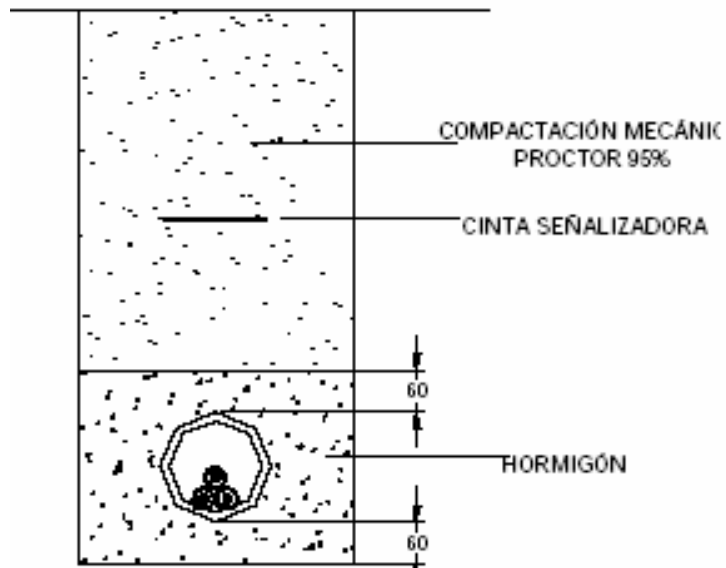
Los tubos deberán ser de polietileno de alta densidad de pared doble, corrugados en la pared exterior y lisos en la pared interna.

Figura 2: Canalización de línea trifásica M.T. con tubo en arena



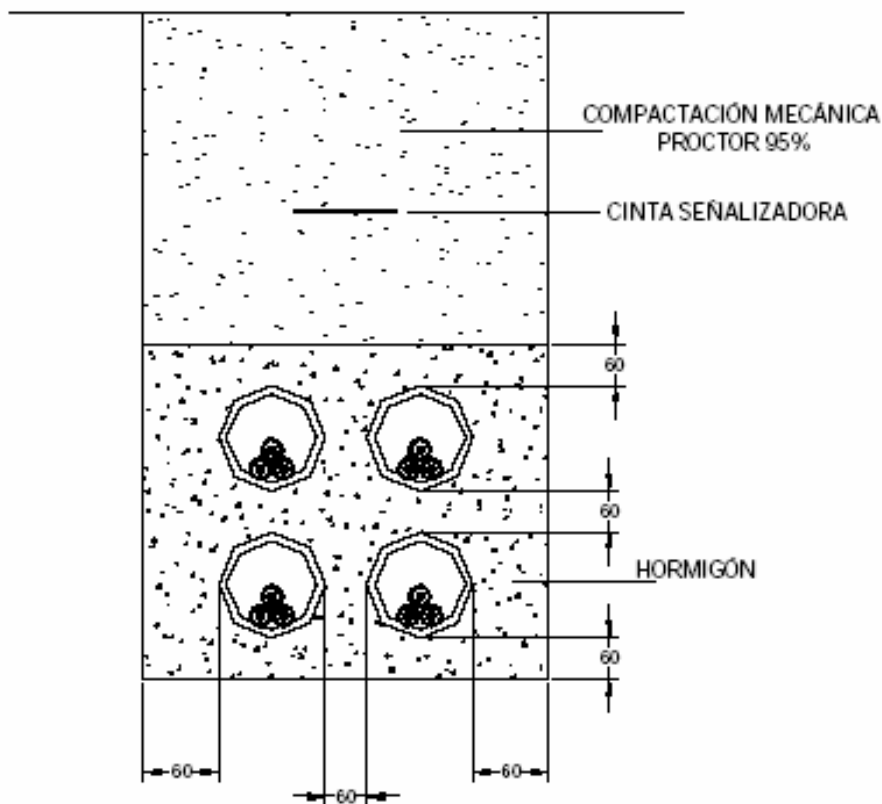
Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

Figura 3: Canalización de línea trifásica M.T. con tubo en concreto



Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

Figura 4: Canalización de varios tubos e hileras de líneas trifásicas M.T. en concreto



Todas las dimensiones de la figura están en mm

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

2.3.3 Dimensionado

Las dimensiones de las canalizaciones deberán tener como mínimo las especificaciones de las tablas V y VI. Se debe tomar en cuenta que la caída del voltaje está en función de la longitud, la cual aumenta la resistencia interna del conductor, por lo que los tramos de zanjeo para líneas subterráneas deben ser lo más corto posible, preferiblemente ubicados en lugares de dominio público para su fácil acceso y debajo de aceras peatonales.

En la medida de lo posible los conductores no deben tener ángulos pronunciados de cruce, ya que esto daña las capas protectoras del mismo. En tal caso, se debe respetar el radio mínimo de curvatura de los conductores subterráneos que aparece en la tabla I.

Los cruces en calles y avenidas se deben efectuar perpendiculares a sus ejes o según lo estipulado por las normativas de los centros urbanos y municipalidades.

2.3.4 Bóvedas de registro

Es preferible que los tramos del zanjeo que albergan a los conductores subterráneos no tengan puntos intermedios de registro, salvo usos plenamente justificados como la ubicación de puntos de derivación de los circuitos trifásicos, empalmes, reparación, reposición y manipulación de los cables subterráneos.

De ser necesaria la utilización de las bóvedas de registro, deberán tener las dimensiones mínimas que permitan la manipulación del cable sin que este se dañe, respetando los radios mínimos de curvatura de la tabla I. Además, las paredes de las bóvedas tendrán un espesor de 24 cm, fabricadas con ladrillos o concreto armado.

El acceso a estas bóvedas será por la superficie del suelo y las tapaderas que se utilicen en éstas tendrán que ser herméticas, ya que se tiene que evitar el ingreso de agua ocasionada por lluvias e inundaciones en las bóvedas, inundándolas e impidiendo el acceso a éstas. Así mismo, la identificación necesaria para evitar la confusión con el acceso a otros servicios y que sean manipulables únicamente por personal capacitado y autorizado.

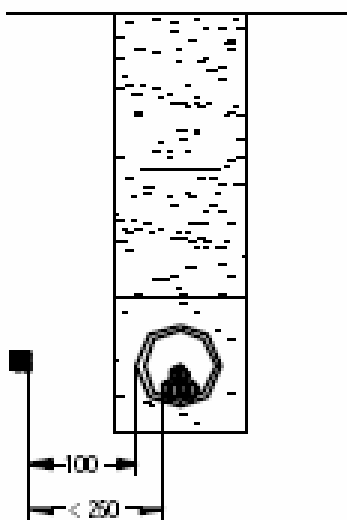
2.3.5 Paralelismo

2.3.5.1 Con líneas eléctricas

BAJA TENSIÓN:

Debido a que pueden existir otros servicios eléctricos subterráneos paralelos, cuyos niveles de operación sean en baja tensión, la distancia mínima de separación entre los conductores debe ser de 25 cm para ambos conductores directamente enterrados y 10 cm entre un conductor directamente enterrado y otro alojado en tubo.

Figura 5: Paralelismo de línea de B.T. y línea de M.T.



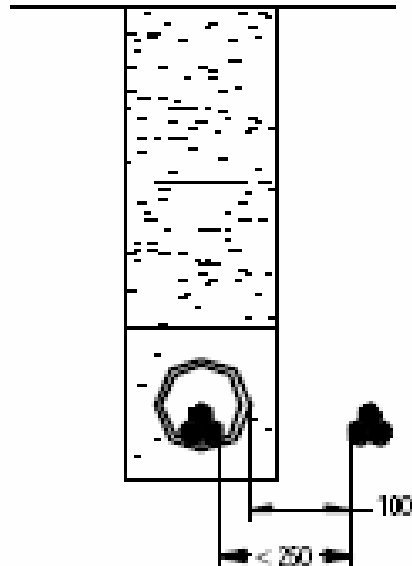
Todas las dimensiones de la figura están en mm

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

MEDIA TENSIÓN:

En el caso de que los conductores subterráneos paralelos operen en niveles de media tensión, las distancias mínimas de los conductores deben ser de 25 cm entre ambos conductores directamente enterrados y 10 cm entre un conductor directamente enterrado y otro alojado en tubo.

Figura 6: Paralelismo de líneas de M.T.



Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

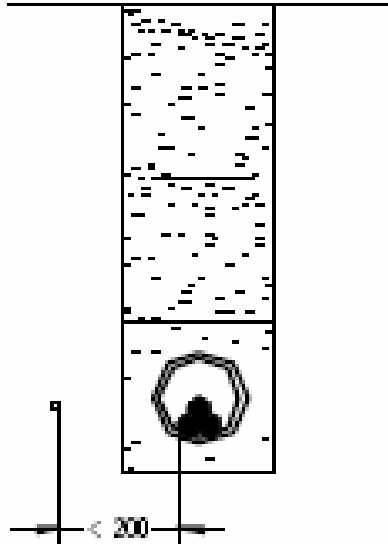
2.3.5.2 Con cables de telecomunicación

En el caso de que existan conductores utilizados en los servicios de telecomunicaciones, deberán tener una distancia de separación mínima de 20 cm para cables directamente enterrados y cables alojados en tubo, como se aprecia en la figura 7

2.3.5.3 Con tuberías de agua

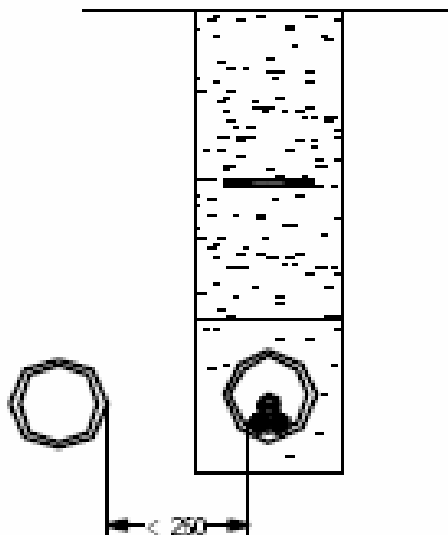
La distancia de separación mínima entre conductores subterráneos de media tensión y las tuberías de los servicios de agua potable, debe ser de 25 cm, cuando estos estén paralelos entre sí. La figura 8 muestra las dimensiones mínimas de separación entre conductores subterráneos de media tensión y tuberías de agua potable.

Figura 7: Paralelismo entre líneas M.T. y cables de telecomunicaciones



Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

Figura 8: Paralelismo entre líneas M.T. y tuberías de agua

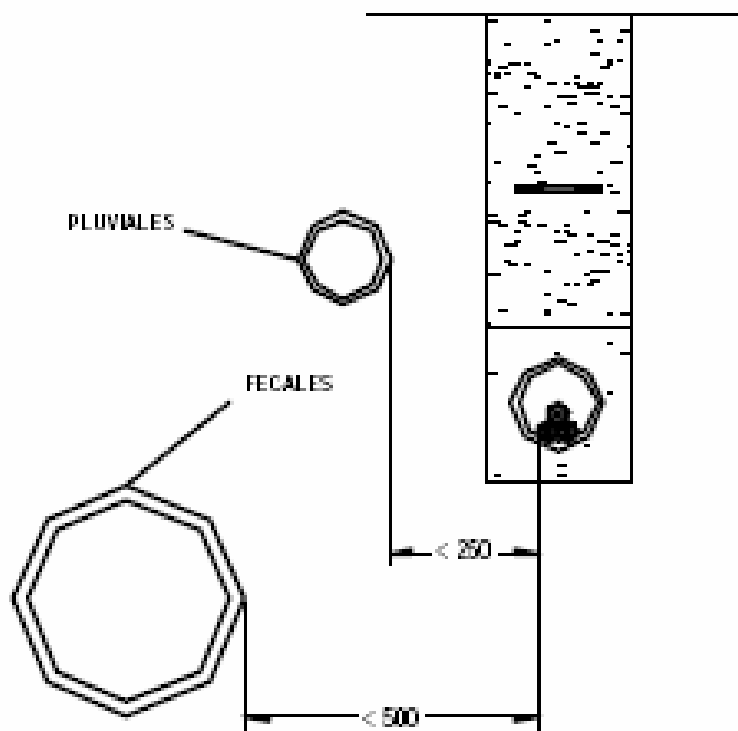


Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

2.3.5.4 Con drenajes

La distancia mínima de separación entre conductores subterráneos de media tensión y tuberías de servicios como drenajes fecales y pluviales debe ser de 50 cm entre el conductor más próximo y las tuberías de drenajes fecales. La distancia mínima entre conductores subterráneos y drenajes pluviales puede ser la misma que se estipula para el paralelismo entre tuberías de agua y líneas de media tensión subterráneas.

Figura 9: Paralelismo entre líneas M.T. y drenajes



Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

2.2.5.5 Con otros servicios

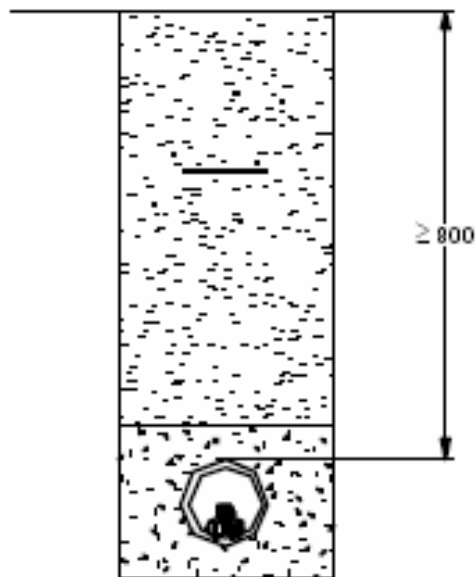
El paralelismo entre las líneas de media tensión y otros servicios estará determinado por las distancias mínimas de seguridad que se requieren en la separación de estos servicios y las líneas eléctricas de media tensión.

2.3.6 Cruzamientos

2.3.6.1 Con vías de comunicación

Los cruzamientos de líneas de media tensión y vías de comunicación tales como calzadas, calles y avenidas tendrán una profundidad de al menos 80 cm y perpendiculares a la vía, protegiendo los conductores con tubos en concreto u hormigón. Esto tiene como finalidad, la protección adecuada de las líneas eléctricas ante la presencia de tránsito vehicular sobre ellas.

Figura 10: Cruzamiento de líneas M.T. y vías de comunicación



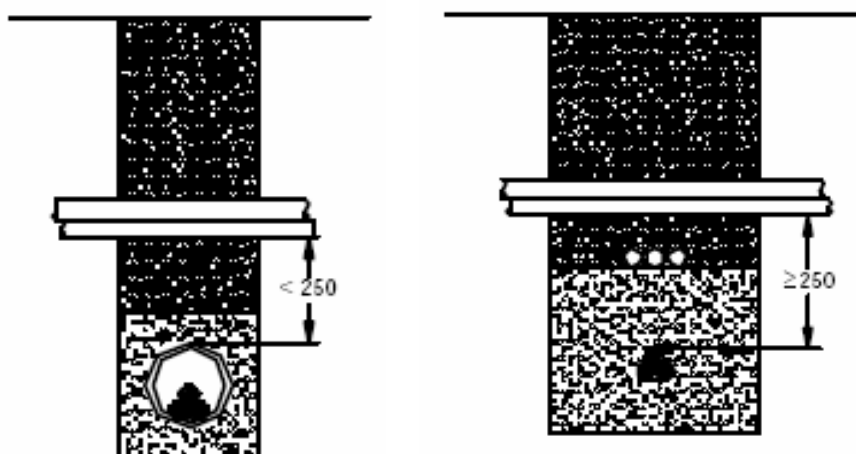
Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

2.3.6.2 Con líneas eléctricas

MEDIA TENSIÓN

Dado que pueden existir otros servicios eléctricos subterráneos, los cuales, según el diseño del proyecto, pueden interceptarse en las rutas ya establecidas para zanjeo de líneas de media tensión subterráneas. En el caso de que las líneas ya existentes sean líneas de media tensión subterráneas con conductores enterrados directamente, la distancia mínima de separación en el cruce de las líneas, debe ser de por lo menos 25 cm. Si una de las líneas esta directamente enterrada y la otra esta alojada en tubo, la distancia mínima de separación entre la línea y el tubo debe ser de 25 cm.

Figura 11: Cruzamiento de líneas M.T. con líneas M.T.



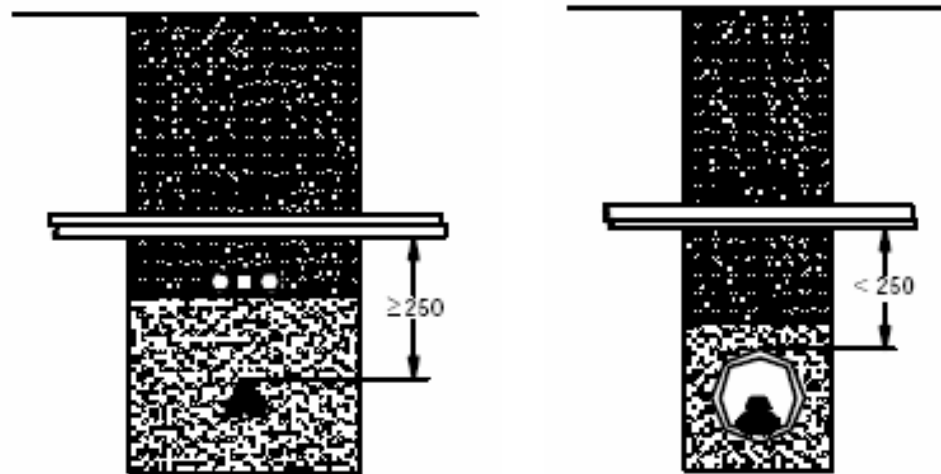
Todas las dimensiones de la figura están en mm

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

BAJA TENSIÓN

Si las líneas existentes son de media tensión, la distancia mínima de separación en el cruce debe ser de al menos de 25 cm entre dos conductores directamente enterrados. En el caso de un conductor directamente enterrado y otro alojado en tubo, la distancia mínima de separación también es de 25 cm.

Figura 12: Cruzamiento de líneas M.T. con líneas B.T



Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

2.3.6.3 Con cables de telecomunicación

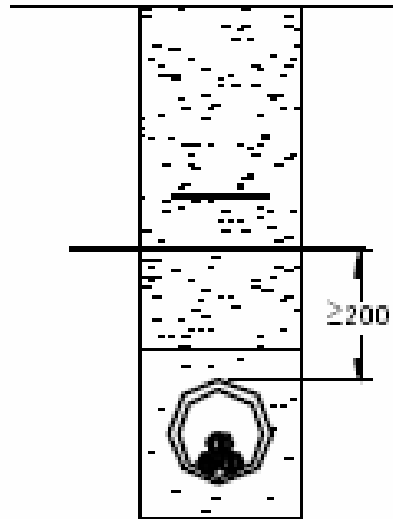
La distancia mínima de separación en el cruce de líneas de media tensión directamente enterradas o alojadas en tubo, y cables utilizados en los servicios de telecomunicaciones, debe ser de al menos 20 cm. Ver figura 13.

2.3.6.4 Con tuberías de agua

En el caso de que los conductores eléctricos subterráneos se crucen con tuberías de servicios de agua potable, la distancia mínima de separación entre los conductores eléctricos y las tuberías de agua debe ser de 25 cm en el cruce.

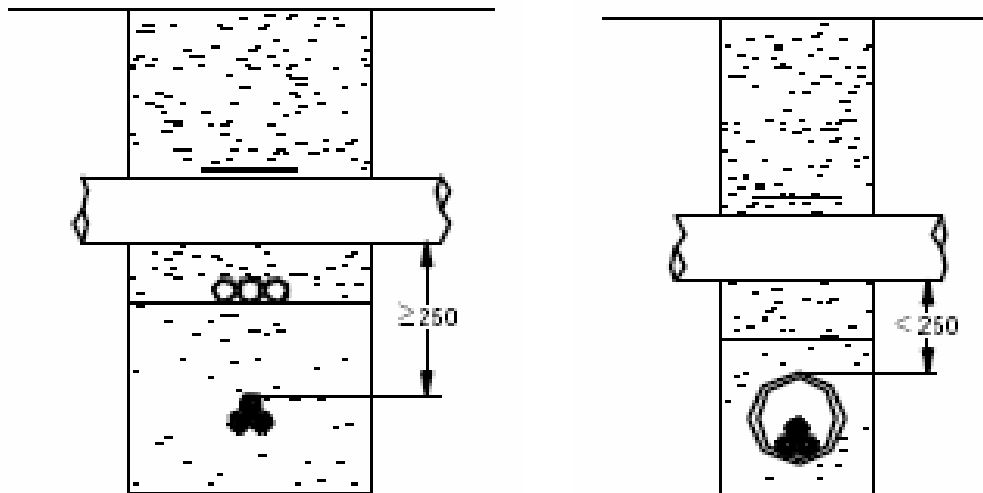
Esta distancia mínima de separación es la estipulada para conductores directamente enterrados y las tuberías de agua, como para los conductores alojados en tubos y las tuberías de agua. Ver figura 14.

Figura 13: Cruzamiento de líneas M.T. con cables de telecomunicación



Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

Figura 14: Cruzamiento de líneas M.T. con tuberías de agua potable

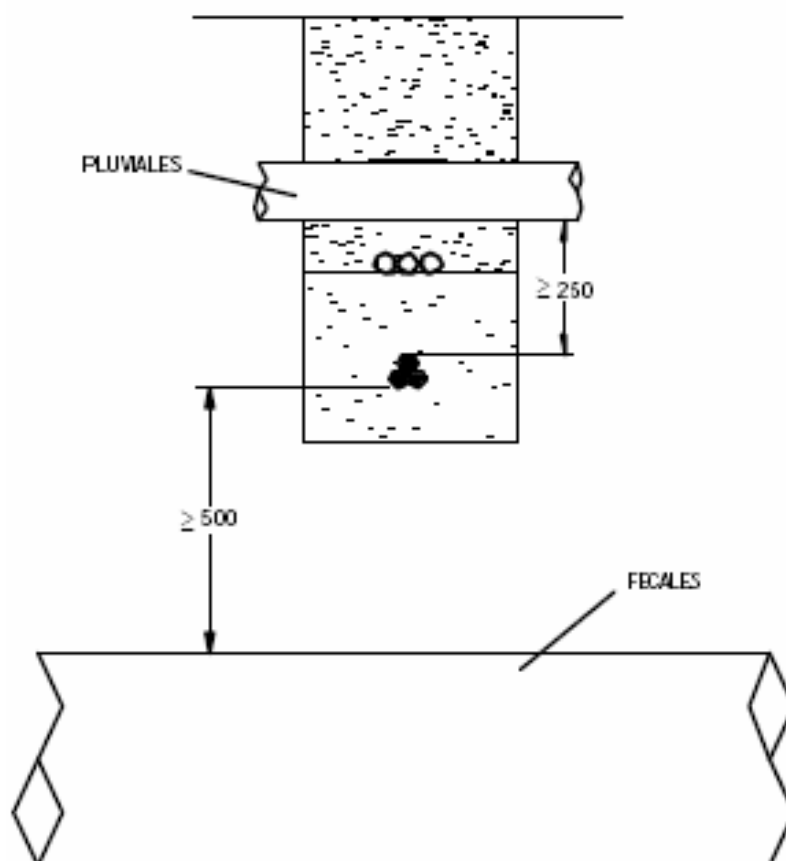


Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

2.3.6.5 Con drenajes

Si los conductores subterráneos se cruzan con tuberías de servicios de drenajes, la distancia mínima de separación que debe existir entre los conductores y las tuberías de estos servicios será de 50 cm si son tuberías de servicios fecales. La distancia mínima de separación entre conductores subterráneos y tuberías de servicios de drenajes pluviales será análoga a la distancia mínima de separación entre los conductores subterráneos y las tuberías de servicios de agua potable.

Figura 15: Cruzamiento de líneas M.T. con tuberías de drenajes



Todas las dimensiones de la figura están en mm

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

2.3.6.6 Con otros servicios

La distancia mínima de seguridad entre otros servicios y las líneas de media tensión directamente enterradas o alojadas en tubos, estará determinada por las distancias mínimas de seguridad de estos servicios y la proximidad de líneas eléctricas de media tensión designada por el fabricante o proveedor de dichos servicios.

2.4 Paso aéreo a subterráneo

La utilización de líneas aéreas es la forma más económica de transportar energía eléctrica del punto de generación al punto de utilización, por ende, la más utilizada. En centros urbanos y lugares de trabajo donde se requiere la utilización de líneas subterráneas, es necesario hacer una transición entre una línea aérea a una subterránea, sin que esto afecte los parámetros de voltaje y corriente en el circuito.

Para ello es necesario utilizar los elementos que reduzcan las pérdidas en esta transición, que generalmente, tendrán aislamientos propios para instalaciones subterráneas tanto para medio como para bajo voltaje.

2.4.1 Terminales

El uso de terminales o terminaciones para conductores de media tensión es importante, ya que no se deben dejar los conductores subterráneos sin la respectiva protección en los puntos de conexión a equipos o líneas aéreas, generalmente en la intemperie.

El uso correcto, instalación y características de las terminales se discuten en la sección 2.5.2.

2.4.2 Pararrayos

Los pararrayos, también llamados autoválvulas, se instalarán uno por cada conductor de fase en la transición aérea a subterránea, protegiendo al sistema eléctrico de descargas electro atmosféricas. La ubicación de estos será directamente sobre el poste en el cual se hará la transición aérea subterránea, para que en el momento de una descarga atmosférica, no se dañen las terminales por la circulación de altas corrientes eléctricas.

Si la línea subterránea enlaza dos líneas aéreas, se colocará un juego de pararrayos en cada extremo de la misma, siendo de características similares cada juego de pararrayos.

2.4.3 Seccionadores

La instalación de seccionadores o cortacircuitos, se realizará únicamente cuando la instalación subterránea sea una derivación del circuito principal, en otro caso, no se instalarán éstos.

La función de los seccionadores en líneas subterráneas es la misma que para líneas aéreas, permitiendo la apertura y cierre de los circuitos correspondientes en los puntos de derivación. Los fusibles incorporados en éstos permiten liberar fallas ocasionadas por sobrecorrientes, siendo fáciles de cambiarlos una vez han sido fundidos durante el disparo de la línea.

2.5 Empalmes y terminales

El diseño de la red de distribución de energía eléctrica está en función de las dimensiones del centro urbano, la demanda de energía eléctrica, la

proyección de crecimiento poblacional que define el crecimiento energético, las rutas más económicas para el transporte de energía eléctrica y otros factores propios del centro urbano. Estos factores limitarán a los conductores subterráneos a que no sean continuos en todo su trayecto, quizá en algunos tramos si lo sean pero en otros no.

Dadas las características de los conductores subterráneos utilizados en los sistemas de distribución de centros urbanos, es necesario que las características internas y externas se mantengan constantes en todo el trayecto del mismo, aún en puntos de conexión como empalmes, derivaciones de circuitos y terminales de conexión a equipos eléctricos.

Las piezas utilizadas en empalmes, terminales y derivaciones serán fijadas a compresión. En el caso de las terminales, serán enchufables apantallados o atornillables apantallados.

2.5.1 Empalme contráctil en frío

La característica principal de los empalmes es que no deberán disminuir en ningún caso las características eléctricas y mecánicas del conductor a emplear, resaltando las siguientes características durante su empleo:

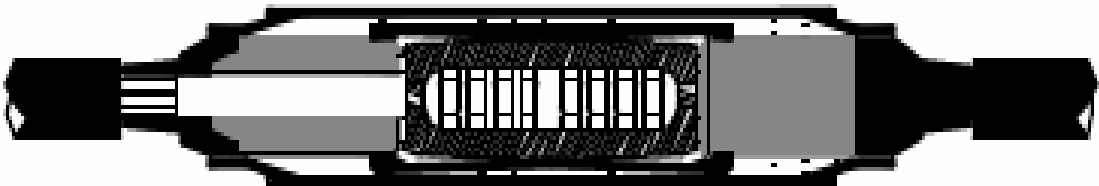
- La conductividad de los conductores a empalmar no deberá ser inferior a la de un solo conductor sin empalmar de la misma longitud.
- El aislamiento de los empalmes deberá ser tan efectivo como el aislamiento propio del conductor en todo su trayecto.
- Los empalmes deberán estar protegidos adecuadamente para evitar el deterioro mecánico y el ingreso de humedad en ellos.

- Los empalmes deberán resistir los esfuerzos electrodinámicos en el caso de que ocurra un corto circuito, así como el esfuerzo térmico de la corriente, tanto en régimen normal como en el caso de corto circuitos y sobrecargas.

La característica principal de un empalme contráctil en frío, es que tiene una cubierta capaz de mantener en la superficie exterior un potencial cero. La cubierta exterior estará provista de una conexión externa a tierra.

Toman su nombre debido a que la cubierta exterior no necesita de ninguna fuente térmica que suministre calor para que ésta se contraiga y se adhiera al empalme. En vez de ello, dichas cubiertas son fabricadas y montadas directamente sobre una base plástica, la cual tiene una sección mayor que la del empalme y puede ser removida en forma espiral, quedando únicamente la cubierta exterior montada y adherida al empalme directamente, como se requiere.

Figura 16: Empalme contráctil en frío



Fuente: Catálogo de accesorios 3M división de productos eléctricos

2.5.2 Terminaciones contráctiles en frío

Al igual que en el caso de los empalmes, las terminaciones o terminales son accesorios necesarios en los puntos de conexión de los conductores

eléctricos y los equipos eléctricos, tales como bancos de transformación de voltaje, derivación de circuitos aéreos a subterráneos, barras colectoras, etc.

Según el lugar de utilización, se pueden clasificar en dos tipos de terminaciones: terminación de exterior contráctil en frío y terminación de interior contráctil en frío.

Toman su nombre, de forma análoga a los empalmes, por la forma de instalar las terminales en los conductores, ya que la cubierta exterior esta también montada sobre una base plástica, la cual, tiene una sección mayor que la del conductor en la cual se instalará. La forma de retirar esta base plástica es, igual que en los empalmes, en forma espiral, quedando la cubierta exterior montada y adherida al conductor.

TERMINACIÓN DE EXTERIOR CONTRÁCTIL EN FRÍO

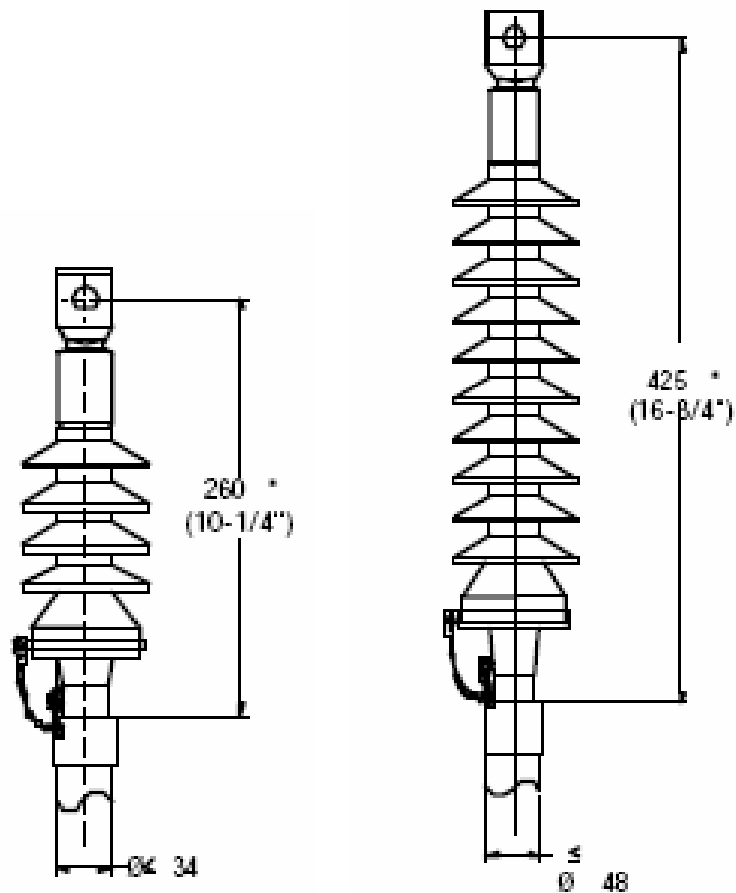
El uso de la terminación contráctil en frío para exteriores es recomendado cuando los extremos de los conductores están expuestos a la intemperie, especialmente la lluvia, ya que las pantallas por norma deben estar conectadas a tierra y la parte interna de los conductores tienen el voltaje nominal de media tensión que puede ser 13.8 kV y 34.5 kV, como se ha descrito antes.

Este tipo de terminaciones tiene la característica de que sobre la cubierta exterior el diseño es en forma de campanas concéntricas seriales, aumentando de esta forma la distancia de fase a tierra, ya que todo el perímetro de la terminal es incrementada con la implementación de este diseño.

La no utilización de estos accesorios o la mala implementación en el conductor, provoca fallas de fase a tierra y en el peor de los casos, la

destrucción total o parcial de la terminación, durante la colocación de éstas, se debe tener el mayor cuidado de no dejar burbujas de aire, evitando así el fenómeno de las descargas parciales.

Figura 17: Terminaciones para exteriores de 13.5 y 34.5 kV contráctiles en frío



Dimensiones en milímetros y pulgadas

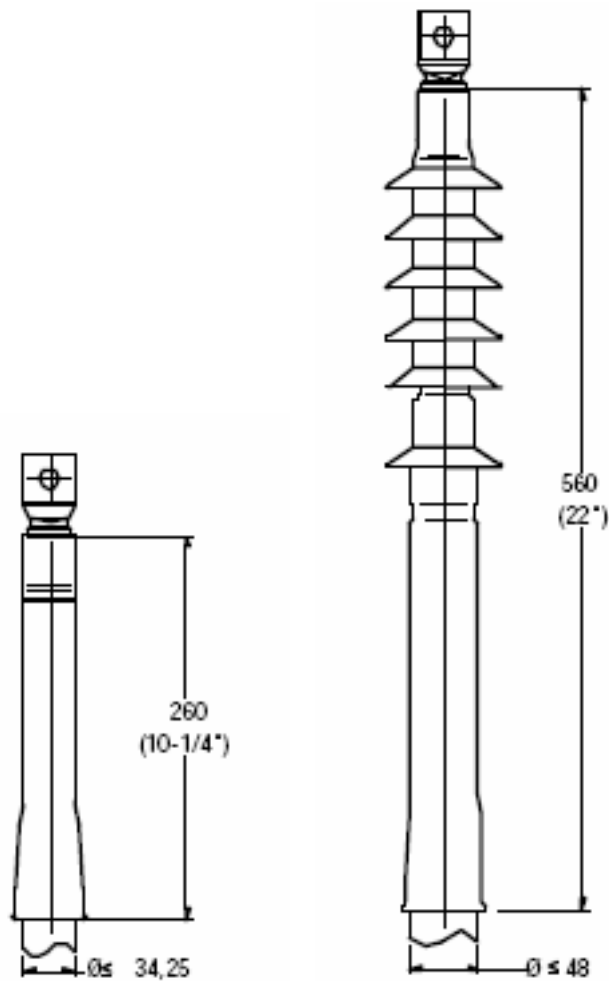
Fuente: Catálogo de accesorios 3M división de productos eléctricos

TERMINACIÓN DE INTERIOR CONTRÁCTIL EN FRÍO

La única diferencia de este tipo de terminaciones con las terminaciones de exterior, es por el lugar de utilización. Generalmente las terminaciones de interior son utilizadas en los lugares donde la humedad relativa es baja, las condiciones del clima no son extremas y no están expuestas a la lluvia. Es por

ello que no necesitan mayor robustez como las anteriores, siendo sus características eléctricas similares.

Figura 18: Terminaciones para interiores de 13.5 y 34.5 kV contráctiles en frío



Dimensiones en milímetros y pulgadas

Fuente: Catálogo de accesorios 3M división de productos eléctricos

2.5.3 Conector aislado

En los puntos donde se requiere instalar puntos de conexión como nodos, es necesario que se instalen los accesorios adecuados para ello, tal es

el caso de los conectores aislados, que sirven para conectar los conductores con diferentes puntos del circuito o la red de distribución subterránea.

Los dos tipos de conector aislado que existen son atornillables e insertables, estos últimos comúnmente conocidos como enchufables.

La utilización del conector aislado atornillable será cuando las condiciones del circuito o la red de distribución estén sin carga eléctrica. Bajo estas condiciones, el conector utilizado será del tipo T de 600 A.

Los conectores insertables o enchufables se utilizarán cuando las condiciones de carga sean de hasta 200 A, bajo estas condiciones, el conector utilizado será de tipo codo de 200 A.

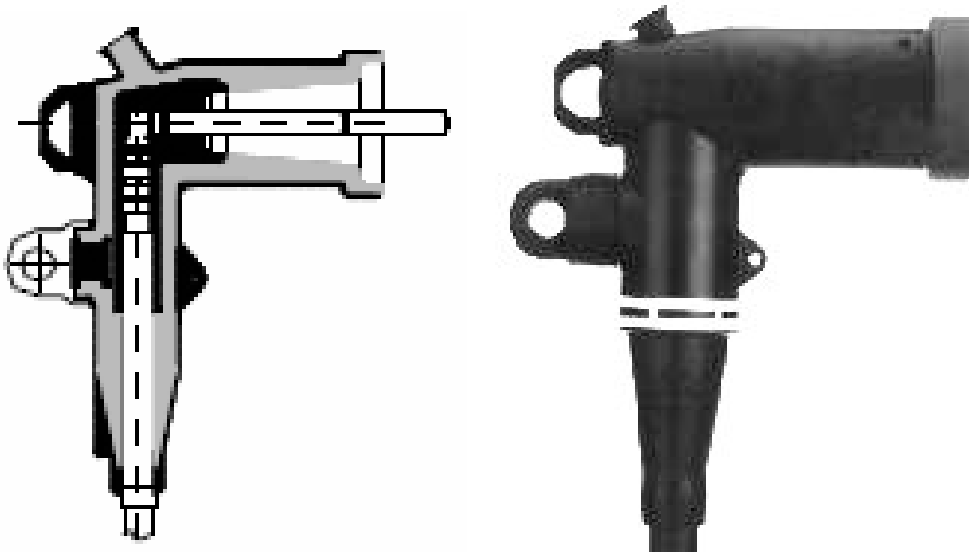
Una de las características fundamentales de los conectores aislados, tanto atornillables como insertables, es que sus partes deben ser totalmente intercambiables entre si, independientemente del fabricante de estos accesorios.

Figura 19: Conector aislado atornillable tipo T



Fuente: Catálogo de accesorios 3M división de productos eléctricos

Figura 20: Conector aislado insertable tipo codo



Fuente: Catálogo de accesorios 3M división de productos eléctricos

2.6 Puestas a tierra

La puesta a tierra de los equipos y accesorios requeridos en las redes de distribución subterráneas, garantiza la protección adecuada de estos, es por ello que se deben aterrizar, principalmente, los siguientes elementos:

- Bastidores de los elementos de maniobra y protección.
- Apoyo de los pasos aéreos-subterráneos.
- Autoválvulas o pararrayos.
- Envolturas o pantallas metálicas. Se conectarán a tierra los cables en ambos extremos de la línea.
- Empalmes.

Es necesario definir los accesorios empleados en la puesta a tierra, siendo los elementos que constituyen la puesta a tierra en cada lugar requerido:

- Línea de tierra, constituido por conductores desnudos de cobre.
- Electrodo de puesta a tierra, constituido por varillas de acero recubiertas de cobre de 3 m de largo y 5/8" de sección transversal.

La puesta a tierra se realizara en cada extremo del conductor, de manera que su resistencia individual no supere los 50Ω y la resistencia de puesta a tierra global sea inferior a 5Ω . En caso de tramos mayores a los 500 m, se estudiara la posibilidad de aterrizar los empalmes intermedios y disminuir la resistencia de puesta a tierra en esos puntos, para así lograr disminuir la resistencia de puesta a tierra total.

3 LÍNEAS ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEAS

3.1 Definición

Las líneas de baja tensión subterráneas son aquellas instaladas directamente debajo del nivel del suelo, al igual que las líneas de media tensión subterráneas, las líneas de baja tensión subterráneas son mas seguras que las aéreas, El uso de líneas subterráneas de baja tensión ofrece la ventaja de que los conductores pueden ser los mismos que los utilizados en instalaciones aéreas, siempre que estén protegidos por un aislamiento adecuado o alojados en tuberías adecuadas para este tipo de instalación, como en las acometidas actuales.

3.2 Niveles de voltaje de operación

Al igual que en las líneas aéreas, los niveles de tensión de las líneas subterráneas de baja tensión son de 120V y 240V. Se debe tomar en cuenta que los conductores deben diseñarse con blindajes y aislantes propios para este tipo de líneas y los niveles de voltaje.

3.3 Zanjas y canalizaciones

3.3.1 Cables directamente enterrados

Los cables directamente enterrados serán utilizados en zonas ajardinadas, senderos y veredas, incluso debajo de aceras siempre y cuando no

existan otros servicios que impidan este tipo de instalación. Además serán utilizadas en líneas de distribución de baja tensión y nunca en acometidas. Si el sistema es trifásico, los conductores se deberán agrupar en forma triangular, también llamada terna. La profundidad de enterramiento de estos cables no debe ser inferior a 60 cm. entre el nivel del suelo y el conductor subterráneo más próximo en líneas de baja tensión.

Al igual que en los conductores de media tensión, la distancia de separación entre los puntos más próximos de cada terna no deberá ser inferior a 25 cm. para cualquier nivel de tensión en conductores subterráneos.

Las dimensiones mínimas de las zanjas para conductores subterráneos directamente enterrados de baja tensión se indican en la tabla VII.

Tabla VII: Dimensiones mínimas de zanjas para líneas B.T.

Nº de líneas* en plano horizontal	Profundidad mínima	Anchura mínima
1	80	40
2	80	60
3	80	80

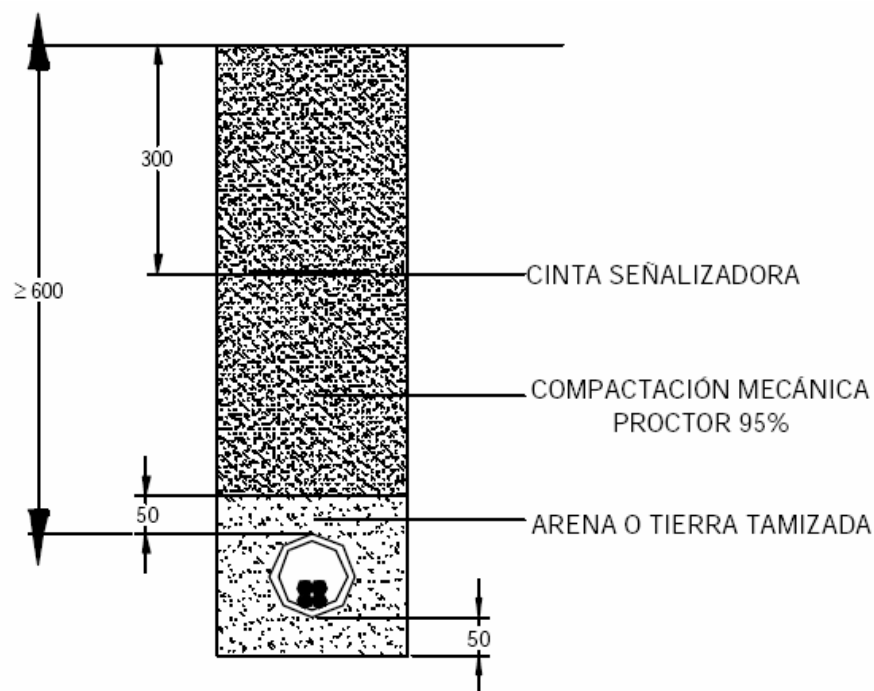
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

3.3.2 Cables entubados en zanjas

Esta configuración será la que se emplee prioritariamente en las líneas de distribución de baja tensión en centros urbanos, ya que además del blindaje propio de los conductores, las tuberías proporcionan un ambiente que facilita la introducción, mantenimiento y cambio en su totalidad de los conductores de

baja tensión, especialmente en el caso de las acometidas. La distancia mínima de enterramiento para este tipo de línea de distribución será de 60 cm., los tubos serán de plástico con una sección de 11 cm. y 6 cm. para los tubos utilizados en las acometidas. Únicamente en el caso de las acometidas, la distancia de enterramiento puede reducirse a 45 cm. siempre y cuando estén debidamente protegidas las líneas eléctricas y sus respectivas tuberías.

Figura 21: Canalización de línea trifásica B.T. con tubo en arena



Todas las dimensiones de la figura están en mm

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

Las dimensiones de las zanjas están condicionadas por el número de tubos a tender, el número de hileras de tubos y el material de relleno, el cual puede ser arena o concreto, como en el caso de las líneas de media tensión subterráneas. Estas dimensiones se especifican en la tabla VIII.

Tabla VIII: Dimensiones de zanjas para líneas B.T.

Nº DE TUBOS EN PLANO HORIZONTAL	ANCHURA MÍNIMA	
	Arena (m)	Hormigón (m)
1 Tubo de 60 mm	0,25	0,25
2 Tubos de 60 mm	0,25	0,25
3 Tubos de 60 mm	0,25	0,4
1 tubo de 110 mm	0,25	0,25
2 tubos de 110 mm	0,4	0,4
3 tubos de 110 mm	0,6	0,6
4 tubos de 110 mm	0,6	0,8
5 tubos de 110 mm	0,8	-

Nº DE HILERAS	DIÁMETRO TUBO (MM)	PROFUNDIDAD MÍNIMA	
		Arena (m)	Hormigón (m)
1	60	0,60	0,60
	110	0,8	0,80
2	60	-	0,8
	1 hilera de 60 mm + 1 hilera de 110 mm	-	0,8
	110	-	1,0
3	110	-	1,2

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

3.3.3 Bóvedas de registro

Las bóvedas de registro tendrán las mismas características que las utilizadas en líneas de media tensión, así como la justificación de uso y aplicaciones. La única variante será el nivel de tensión que tendrán los conductores que albergan. Ver sección 2.3.4.

3.4 Paralelismo

3.4.1 Con otras líneas eléctricas

Como se estableció en el inciso 2.3.5.1 del capítulo anterior, pueden existir otros servicios eléctricos subterráneos paralelos a las líneas de baja tensión. Por ningún motivo se canalizarán paralelamente líneas eléctricas subterráneas de baja tensión por encima o por debajo de cualquier otra línea de servicios subterráneos, con excepción de líneas eléctricas, siempre y cuando sean propiedad de la misma empresa que provee este servicio y respetando las distancias mínimas de seguridad

BAJA TENSIÓN

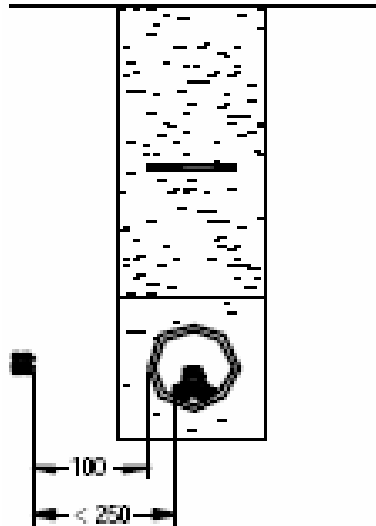
Cuando exista paralelismo de líneas eléctricas subterráneas de baja tensión con líneas eléctricas subterráneas de baja tensión, la distancia mínima de separación entre los conductores debe ser de 25 cm para ambos conductores directamente enterrados y 10 cm entre un conductor directamente enterrado y otro alojado en tubo, como se muestra en la figura 22.

MEDIA TENSIÓN

En el caso de que exista paralelismo de los conductores de baja tensión con conductores que operen en niveles de media tensión, la distancia mínima

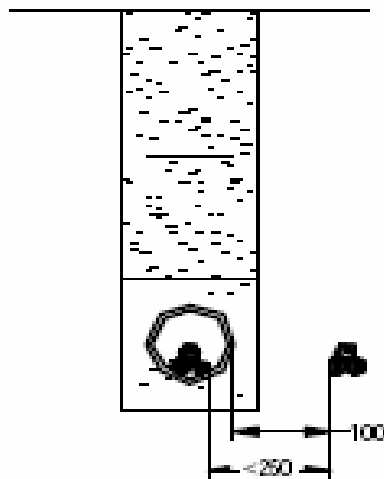
de separación entre los conductores deberá ser de 25 cm para ambos conductores directamente enterrados y 10 cm entre un conductor directamente enterrado y otro alojado en tubo, como se muestra en la figura 23

Figura 22: Paralelismo de líneas M.T. y líneas B.T.



Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

Figura 23: Paralelismo de líneas M.T.

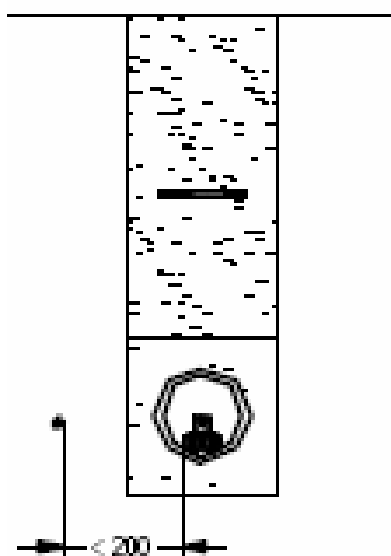


Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

3.4.2 Con cables de telecomunicación

En el paralelismo de líneas de baja tensión con líneas utilizadas en servicios de telecomunicaciones, la distancia mínima de separación entre ambas líneas será de 20 cm. como mínimo para cables eléctricos directamente enterrados y cables alojados en tubo. La figura 28 muestra la distancia mínima de separación de líneas B.T. y cables de telecomunicaciones.

Figura 24: Paralelismo de líneas B.T y cables de telecomunicaciones



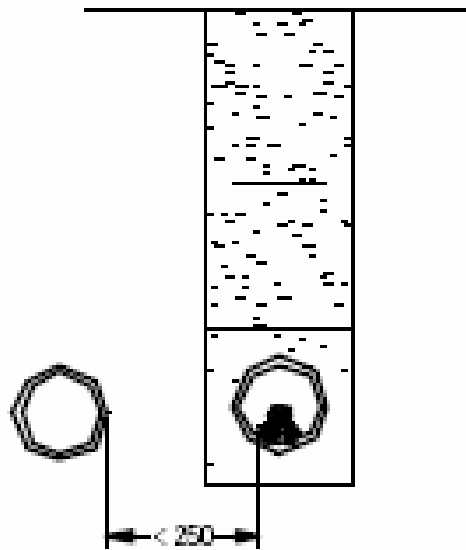
Todas las dimensiones de la figura están en mm

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

3.4.3 Con tuberías de agua

Las tuberías de servicios de agua potable, puesto que están instaladas debajo del nivel del suelo, pueden en algún momento estar paralelas a las líneas eléctricas subterráneas, o por conveniencia en la ruta del diseño eléctrico. En tal caso, deberá existir una distancia mínima de separación de 25 cm. La figura 25 muestra este caso.

Figura 25: Paralelismo entre líneas B.T. y tuberías de agua



Todas las dimensiones de la figura están en mm

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

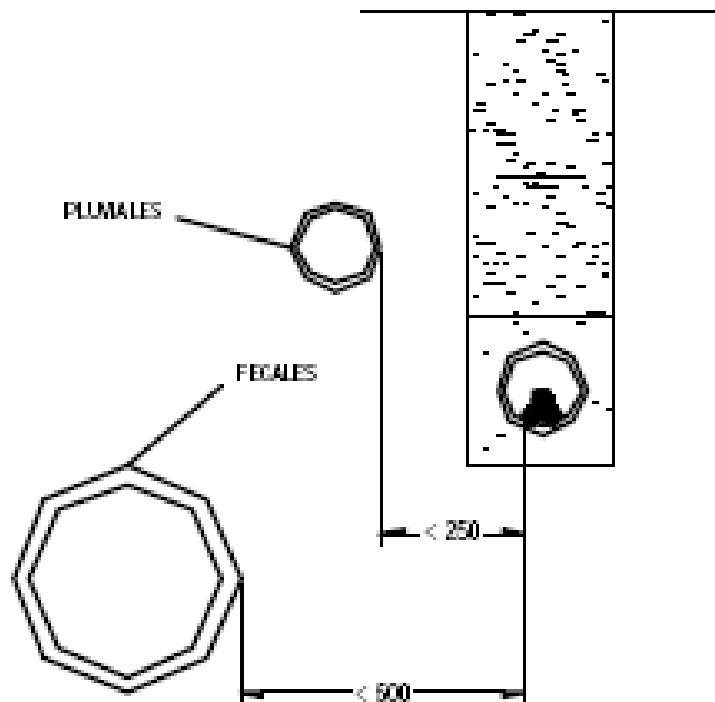
3.4.4 Con drenajes

La distancia mínima de separación entre conductores subterráneos de baja tensión y tuberías de servicios como drenajes fecales y pluviales debe ser de 50 cm entre el conductor más próximo y las tuberías de drenajes fecales. La distancia mínima entre conductores subterráneos y drenajes pluviales puede ser la misma que se estipula para el paralelismo entre tuberías de agua y líneas de media tensión subterráneas. Estas dimensiones se pueden observar en la figura 26.

3.4.5 Con otros servicios

El paralelismo de líneas de baja tensión con otros servicios estará determinado por las distancias mínimas de seguridad que sean requeridas o normadas por los proveedores de dichos servicios.

Figura 26: Paralelismo entre líneas B.T. y drenajes



Todas las dimensiones de la figura están en mm

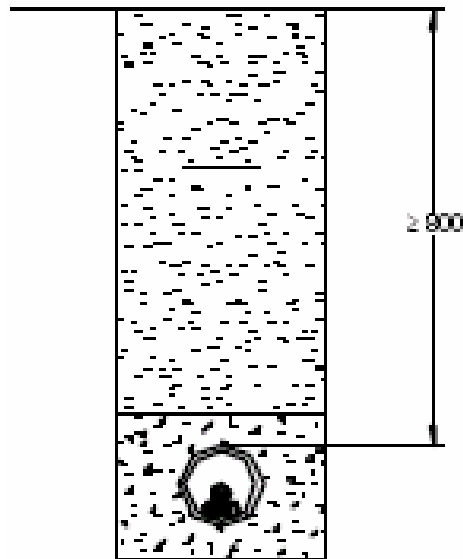
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

3.5 Cruzamientos

3.5.1 Con vías de comunicación

Las líneas subterráneas de baja tensión, al igual que las líneas subterráneas de media tensión, en determinados lugares por la comodidad en el diseño y la economía en las rutas de las líneas, tendrán que cruzar debajo de calles, avenidas y calzadas; en tal caso, el cruce de las líneas subterráneas de baja tensión será perpendicular a los pasos vehiculares o vías de comunicación y los cables enterrados a una profundidad no menor de 80 cm. en tubos de concreto u hormigón, para que no se dañen por las vibraciones ocasionadas por el tránsito vehicular.

Figura 27: Cruzamiento de líneas B.T. y vías de comunicación



Todas las dimensiones de la figura están en mm

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

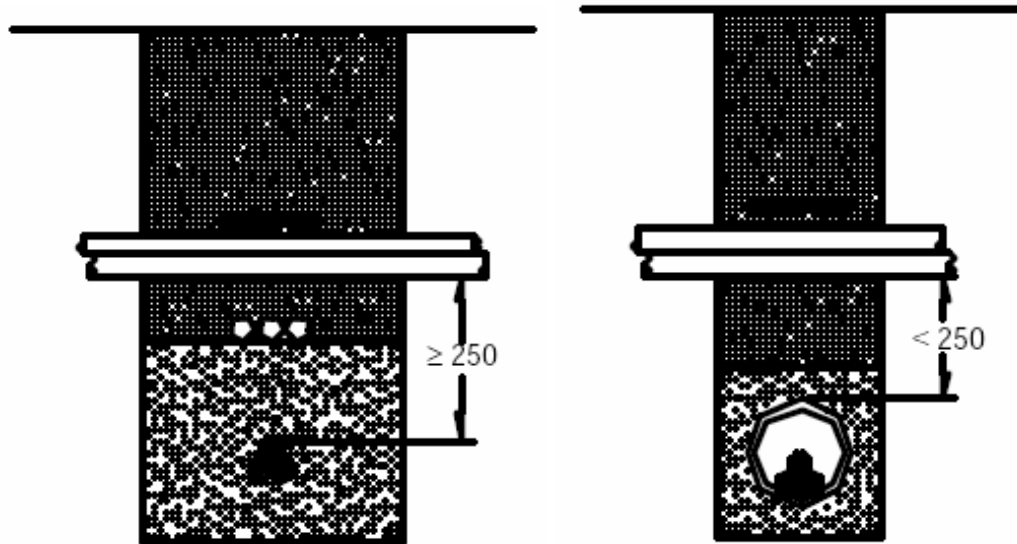
3.5.2 Con otras líneas eléctricas

De manera similar a lo expuesto en la sección 2.3.6.2, pueden existir otros servicios de distribución de energía eléctrica subterránea que se crucen con las rutas de las líneas de baja tensión subterráneas. Estas líneas pueden ser de media o baja tensión y los criterios en las distancias de separación son similares a las distancias de separación de la sección 2.3.6.2

MEDIA TENSIÓN

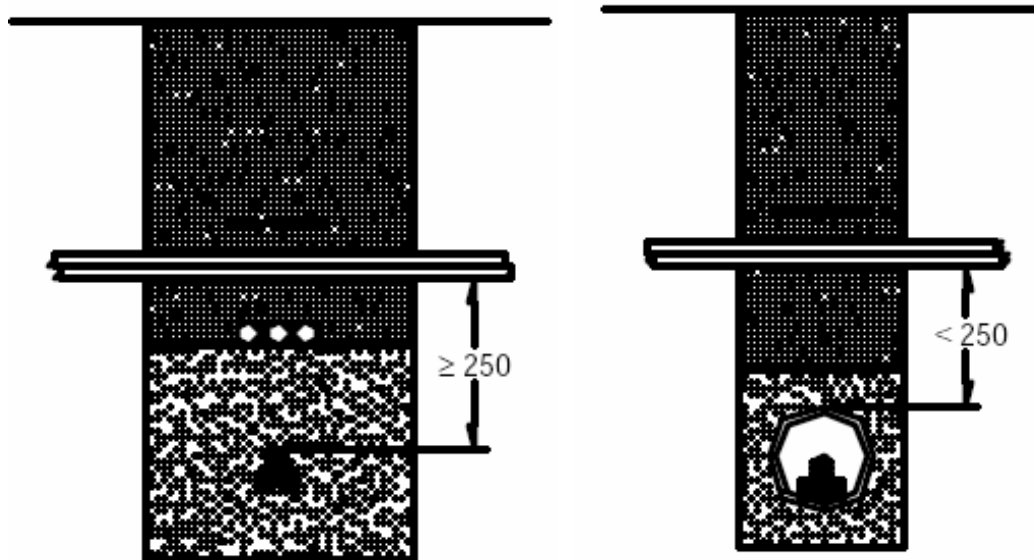
En el caso de que las líneas subterráneas existentes fueran líneas de media tensión, la distancia mínima de separación entre estas y las líneas de baja tensión será de 25 cm si las dos líneas están directamente enterradas. En el caso de que una de las líneas este directamente enterrada y la otra alojada en tubo, la distancia mínima de separación será también de 25 cm. Las distancias de separación se observan en la figura 28.

Figura 28: Cruzamiento de líneas B.T. con líneas M.T.



Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

Figura 29: Cruzamiento de líneas B.T. con líneas B.T.



Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

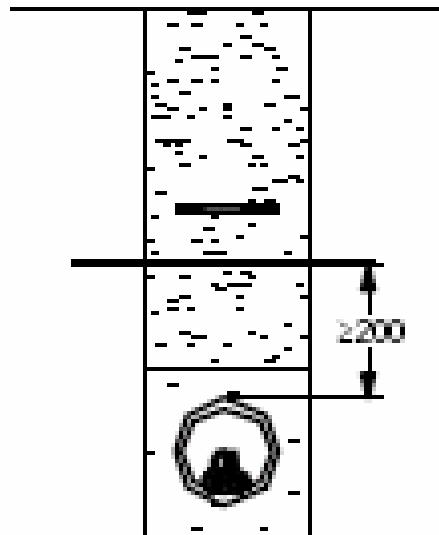
BAJA TENSIÓN

En el caso de que el cruzamiento sea con líneas de baja tensión, la distancia mínima de separación será de 25 cm para conductores directamente enterrados. Cuando exista un conductor directamente enterrado y otro alojado en tubo, la distancia mínima de separación será también de 25 cm, como se observa en la figura 29.

3.5.3 Con líneas de telecomunicación

Cuando exista cruzamiento de cables subterráneos de baja tensión y cables usados en los servicios de telecomunicaciones, la distancia mínima de separación será de 20 cm, tanto para cables directamente enterrados como para alojados en tubo. Ver figura 30

Figura 30: Cruzamiento de líneas B.T. con líneas de telecomunicación

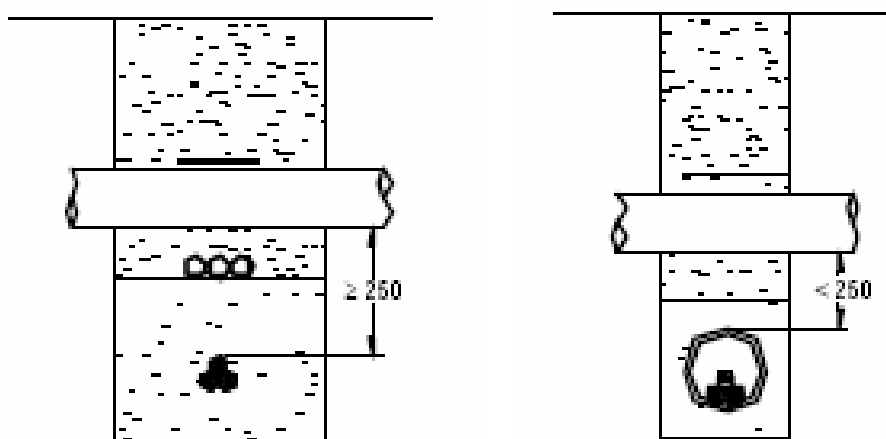


Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

3.5.4 Con tuberías de agua

La distancia mínima de separación en el cruceamiento de las líneas subterráneas de baja tensión y las tuberías de servicios de agua potable tendrá que ser de 25 cm en el cruce. Esto es aplicable en conductores directamente enterrados y alojados en tubo, al igual que en la sección 2.3.6.4, como se muestra en la figura 31.

Figura 31: Cruzamiento de líneas B.T. con tuberías de agua potable



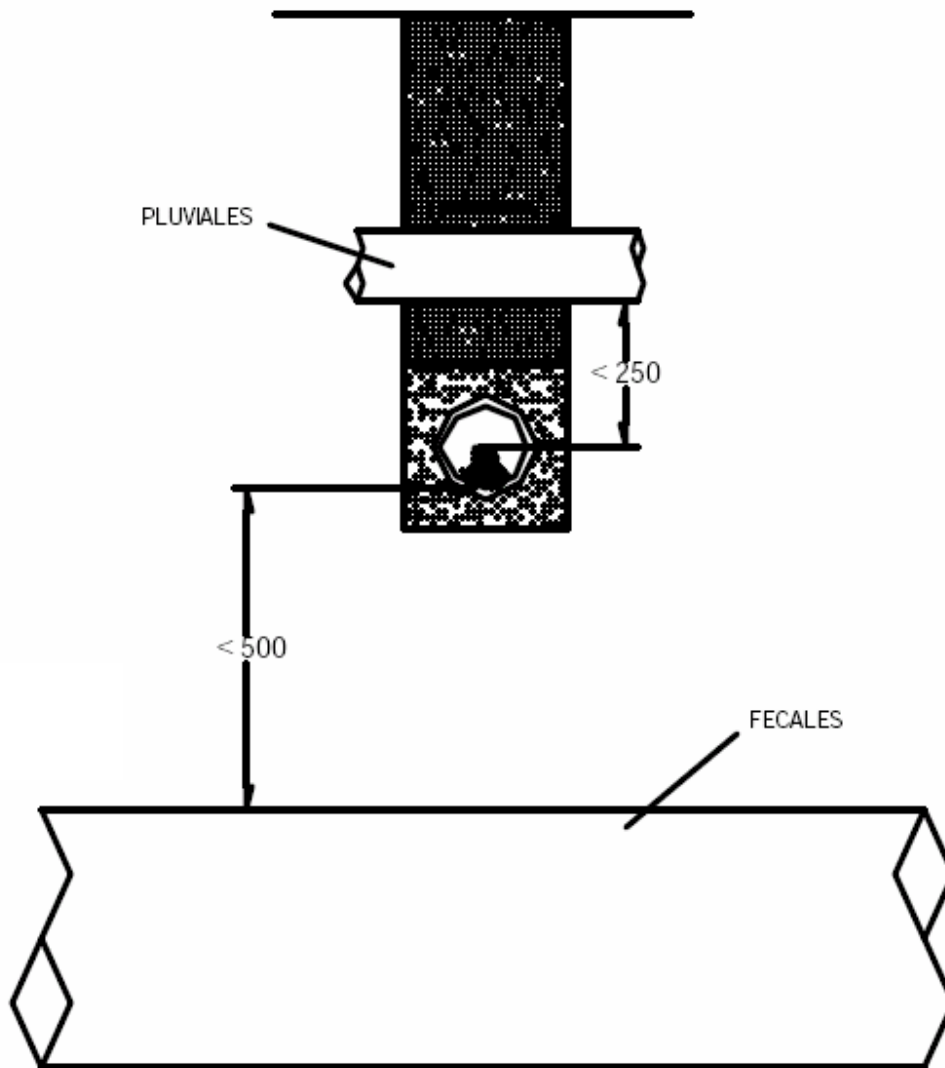
Todas las dimensiones de la figura están en mm

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

3.5.5 Con drenajes

El cruceamiento de conductores subterráneos de baja tensión y las tuberías de servicios de drenajes deberá tener una distancia mínima en el cruce de 50 cm cuando sean tuberías de servicios fecales. En el caso de que las tuberías sean de aguas pluviales, la distancia mínima de separación será la misma que en el caso del cruceamiento de líneas de baja tensión subterráneas y tuberías de servicios de agua potable. Las distancias de separación se aprecian en la figura 32.

Figura 32: Cruzamiento de líneas B.T. con tuberías de drenajes



Todas las dimensiones de la figura están en mm
Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

3.5.6 Con otros servicios

La distancia mínima de seguridad en el cruce de líneas eléctricas subterráneas de baja tensión y líneas o conductos de otros servicios, estará determinada por la distancia mínima de seguridad de estos servicios y la

proximidad de líneas eléctricas de baja tensión, como se estableció en la sección 2.3.6.6 del capítulo anterior.

3.6 Acometidas

La derivación que se hará de los transformadores en el lado de baja tensión que suministrará el fluido eléctrico a los usuarios, es la acometida. En sistemas subterráneos de servicio de energía eléctrica, se ha establecido que los conductores pueden estar directamente enterrados o alojados en tubos y es por esta razón que en el punto de derivación se deben utilizar los accesorios adecuados, como conectores de derivación acorde a la sección de los conductores utilizados en las acometidas. No se debe exceder en la utilización de 4 conectores en una misma línea para acometidas. De ser necesarias más acometidas en una misma línea de baja tensión, es recomendable la instalación de cajas de registro para derivar todas las acometidas necesarias sin que la caída de tensión se vea afectada drásticamente y exista una buena regulación de voltaje.

3.6.1 Conductores

Los conductores utilizados en las acometidas monofásicas de 120 V y 240 V serán concéntricos, utilizando 2 para las fases y uno para el neutro. Los tres conductores serán de la misma sección y nivel de voltaje. Para este caso, es recomendable que el calibre de éstos conductores deba ser No. 4 (3 x #4) o No. 6 (3 x #6), generalmente.

En las acometidas trifásicas de centros urbanos para usuarios pequeños, se deben utilizar cuatro conductores concéntricos, tres para las fases y uno para el neutro. Todos los conductores deberán tener la misma sección y estar

diseñados para operar en el mismo nivel de voltaje como 120/240 V y 120/208 V. Para este caso, se utilizarán conductores No. 4 (4 x #4).

De ser necesario, se pueden utilizar conductores de mayor sección, siempre y cuando la potencia necesaria en la acometida sea mayor que la potencia promedio del resto de usuarios, o la caída de tensión sea relativamente grande, por la distancia a la que se encuentre el transformador. En la tabla IX se observan los conductores mayormente utilizados en acometidas.

Tabla IX: Conductores usados en acometidas

Conductores de uso exclusivo en acometidas	
4× #4	Concéntrico; Fases y neutro: #4 Cu
3× #4	Concéntrico; Fases y neutro: #4 Cu
3× #6	Concéntrico; Fases y neutro: #6 Cu

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

Cuando se utilicen conductores de sección mayor a los de la tabla IX, se deben calcular teniendo en cuenta principalmente los siguientes criterios de diseño:

- Para garantizar que todos los usuarios conectados al sistema de distribución de energía eléctrica por medio de las acometidas estén incluidos en los márgenes de tolerancia, se asignará un porcentaje de caída de tensión del 0.8% a la acometida.
- La intensidad máxima admisible por el conductor seleccionado para la acometida, deberá ser mayor a la intensidad máxima que se prevea para el usuario.

Tabla X: Conductores usados en acometidas en función del nivel de voltaje, potencia y longitud

TENSIÓN 120/240 V-CIRCUITO MONOFÁSICO														
Potencia (kW)	Distancia (m)													
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80	90
3,6	3x#6AWG													
4,8	3x#6 AWG						3x#4 AWG			1/0 AWG				
6	3x#6AWG			3x#4 AWG			3x#4 AWG			1/0 AWG				

TENSIÓN 208 V-CIRCUITO TRIFÁSICO														
Potencia (kW)	Distancia (m)													
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80	90
3,6	3x#6AWG													
4,8	3x#6 AWG						3x#4 AWG			1/0 AWG				
6	3x#6AWG			3x#4 AWG			3x#4 AWG			1/0 AWG				

TENSIÓN 120/240 V-CIRCUITO TRIFÁSICO														
Potencia (kW)	Distancia (m)													
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80	90
3,6	3x#6AWG													
4,8	3x#6 AWG						3x#6 AWG			3x#4 AWG				
6	3x#6AWG			3x#6 AWG			3x#6 AWG			3x#4 AWG				

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

En la tabla X se pueden apreciar los conductores normados para el uso en acometidas en función del nivel de tensión, potencia demandada y la longitud de suministro de la acometida.

3.6.2 Protecciones en la acometida

La acometida delimita el final de la red de distribución y el principio de la instalación eléctrica receptora, bajo estas circunstancias la protección pertenece a la instalación receptora, ya que los niveles de tensión de las acometidas son los mismos que los utilizados por los usuarios. Esto implica que los niveles de consumo de corriente sean mayores para los usuarios y en el momento de que ocurra una falla por sobre carga o por corto circuito, la instalación debe desconectarse de la red de distribución, aislando la falla y permitiendo la continuidad del servicio con el resto de usuarios. Esta protección se logra con la implementación de un interruptor automático termo-magnético de la capacidad adecuada a la carga del circuito a proteger.

La protección de las acometidas con interruptor se realizará de acuerdo a los siguientes criterios:

- Suministros individuales: Interruptor automático termo-magnético bipolar o tripolar de la intensidad adecuada a la potencia demanda por el usuario o lugar de servicio.
- Suministros a edificios de varios usuarios: Interruptor automático termo-magnético tripolar de la intensidad adecuada a la potencia total demandada por el conjunto de usuarios o suministros.

Adicional a la protección termo-magnética automática, la acometida debe estar protegida ante la presencia de agentes mecánicos que representen un

peligro para el suministro de energía eléctrica a los usuarios. Esta protección consiste en transportar a los conductores por un medio que resista vibraciones mecánicas, fuerzas de compresión y tensión y los efectos geológicos que puedan dañar los aislamientos de los conductores en las acometidas como también, al propio cable. Se utilizarán tubos metálicos galvanizados de la misma sección que los utilizados en las acometidas aéreas acorde a las normas de la empresa proveedora del servicio eléctrico. Para usuarios de servicios residenciales se utilizarán tubos con secciones de 1 ¼ pulgadas, mientras que usuarios con servicios trifásicos, dependiendo de la carga instalada, la sección de los tubos podrá variar desde dos pulgadas hasta cuatro pulgadas. El entubado se realizará hasta el lugar donde se localice la medición o contador eléctrico.

En la tabla XI se observan las intensidades máximas de los interruptores automáticos a instalar en la protección de las acometidas, en función de la sección del conductor a utilizar en la misma.

Tabla XI: Corriente máxima de interruptores usados en acometidas

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS PARA LA PROTECCIÓN DE LA ACOMETIDA		
Cable acometida	I máx interruptor (A)	Icc interruptor (kA)
500 MCM	≤ 400	50
4/0 AWG	≤ 250	30
1/0 AWG	≤ 150	30
4 × # 4 AWG	≤ 80	10
3 × # 4 AWG	≤ 80	10
3 × # 6 AWG	≤ 63	6

Fuente: Aula permanente de distribución, Unión Fenosa

4 DISEÑO DE LA RED

4.1 Evaluación del sistema de distribución actual de Quetzaltenango

Actualmente la red de distribución de energía eléctrica del centro histórico de la ciudad de Quetzaltenango está administrada en su totalidad por la Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango. Entre los problemas que mas afectan la red se pueden mencionar los siguientes:

- No existe una estandarización de potencias en los transformadores de distribución empleados, dando origen a una gran variedad de potencias instaladas.
- Uso de conductores desnudos para la red de baja tensión, quedando la red expuesta para los usuarios y vulnerable ante conexiones ilegales.
- Unidades de transformación pequeñas proporcionan el servicio eléctrico en áreas grandes, teniendo los usuarios más lejanos a estas unidades una mala regulación de voltaje y acometidas que exceden los 100 m.
- El mantenimiento es de tipo correctivo y no preventivo, esto ocasiona que se emplee mayor tiempo y recursos económicos durante la reparación de las fallas en la red.
- No existen estudios en la coordinación de las protecciones, provocando disparos innecesarios en otros puntos de la red cuando existen fallas en la misma.
- La información de las incidencias no es registrada, impidiendo hacer estudios de mejora en zonas mal diseñadas.

- No existe documentación gráfica del recorrido de las líneas de distribución en media y baja tensión que permita localizar los puntos exactos de seccionamiento, transformación, derivación, etc.
- La contaminación visual que se manifiesta con líneas aéreas en el Centro Histórico y el peligro al que están expuestas éstas por la estrechez de las calles y avenidas.

La inversión necesaria para corregir los problemas existentes, mejorar el servicio y optimizar la red ante un crecimiento de carga, son factores que influyen en forma determinante al considerar implementar una nueva red de distribución, más versátil y subterránea.

4.2 Demanda energética del Centro Histórico de Quetzaltenango

4.2.1 Antecedentes históricos

Los límites de la ciudad de Quetzaltenango en sus inicios, eran lo que actualmente se conoce como el límite del centro histórico. El constante crecimiento económico, social y político ha obligado a hacer que la ciudad también lo haga y puesto que el crecimiento de una ciudad repercute en un crecimiento de la red de distribución eléctrica, el consumo de energía eléctrica crece año con año.

Es importante mencionar que el terreno físico del centro histórico no tiene crecimiento alguno, mientras que el resto de la ciudad sí lo tiene. En años anteriores el centro histórico conformaba un porcentaje alto del total de la ciudad pero con el paso de los años dicho porcentaje decrece, haciendo que el centro histórico sea relativamente más pequeño que el resto de la ciudad.

Anteriormente el centro de carga se localizaba en lo actualmente conocido como centro histórico, pues era allí donde se centraba la zona comercial e industrial de la ciudad en años anteriores.

En la tabla XII se observa la demanda promedio mensual de toda la ciudad durante los años 1997 a 2004, la tasa de crecimiento de la demanda respecto al año anterior y las perdidas en porcentaje de la demanda promedio.

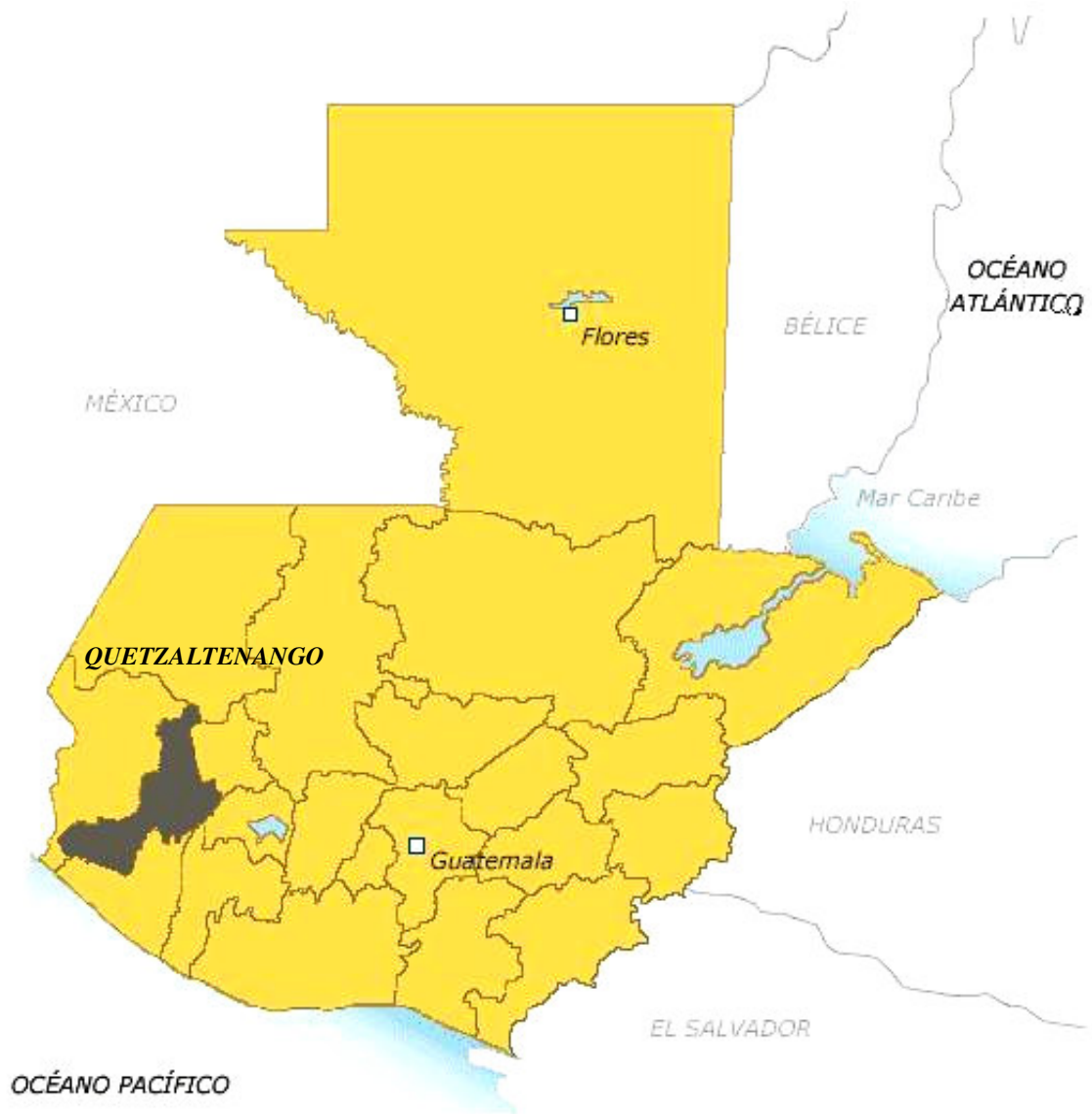
Tabla XII: Demanda y tasa crecimiento de los últimos 8 años

AÑO	DEMANDA EN kW	TASA DE CRECIMIENTO	PERDIDAS
1997	13332	13,22%	38,76%
1998	15431	15,74%	34,54%
1999	17825	15,51%	29,76%
2000	20054	12,50%	21,50%
2001	22504	12,22%	22,46%
2002	24312	8,03%	26,78%
2003	27164	11,73%	25,39%
2004	31205	14,88%	30,48%

Fuente: Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango

El mapa 1 muestra la ubicación del departamento de Quetzaltenango dentro de los límites territoriales de Guatemala. El mapa 2 muestra la cabecera departamental donde se encuentra la ciudad de Quetzaltenango dentro de los límites territoriales del departamento de Quetzaltenango.

MAPA 1



MAPA 2



4.2.2 Demanda actual

La demanda máxima anual en el año 2004 para la ciudad de Quetzaltenango es de 31205 kW, incluidas las pérdidas y con una tasa de crecimiento interanual 2003-2004 de 14.88%, con lo cual en el año 2005 se esperará una demanda máxima de 35848 kW.

Tabla XIII: Carga instalada en el Centro Histórico

TRANSFORMADOR	KVA	CANTIDAD
Monofásico	10	3
Monofásico	15	12
Monofásico	25	24
Monofásico	37,5	13
Monofásico	50	9
Monofásico	75	3
Trifásico	25	2
Trifásico	35	3
Trifásico	45	4
Trifásico	50	1
Trifásico	52,5	5
Trifásico	62,5	3
Trifásico	65	2
Trifásico	67,5	2
Trifásico	75	17
Trifásico	90	1
Trifásico	100	3
Trifásico	115	2
Trifásico	150	12
Trifásico	225	1

Fuente: Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango

En la tabla XIII se observan las diferentes potencias de los bancos de transformación, tanto monofásicos como trifásicos, y la cantidad de bancos instalados por cada nivel de potencia. De la tabla anterior se obtiene:

Total en kVA de unidades monofásicas	=	1972.5 kVA
Total en kVA de bancos trifásicos	=	<u>5020 kVA</u>
Total de la carga instalada		6992.5 kVA

El número de unidades de transformación monofásica es 64, mientras que los bancos trifásicos son 58. El total de los bancos monofásicos y trifásicos instalados en el Centro Histórico de la ciudad de Quetzaltenango es de 122. La suma de todas las potencias de cada uno de los bancos de transformación es 6992.5 kVA. Por conveniencia y simplicidad en los cálculos se aproximará el dato anterior y se establecerá que la carga instalada es de 7000 kVA,

La carga instalada en todo el centro histórico de la ciudad de Quetzaltenango es de 7000 kVA, incluyendo clientes residenciales, comerciales e industriales. El área que comprende es de 1.133 km² siendo la densidad de carga instalada de 6177 KVA/km². En las horas pico, de 18:00 horas a 22:00 horas, los transformadores de distribución operan al 100% de su capacidad nominal y durante las horas de poca carga lo hacen a un 40% de su capacidad, con lo cual la demanda máxima es de 7000 kVA, equivalente a 5600 kW.

Dentro de esta carga instalada se incluyen bancos de transformación de los clientes industriales y los de las zonas comerciales en el centro histórico, que operan a un 80 % todo el día

El crecimiento de carga en el centro histórico es de un 3% anual, ya que los nuevos clientes son únicamente del tipo comercial. La carga instalada en el centro histórico representa un 17.95% de la demanda total de la ciudad.

4.2.3 Demanda futura

Haciendo un análisis estadístico de crecimiento de carga, se proyecta una demanda para el año 2025 de 81470 kW en toda la ciudad, de los cuales,

solamente un 17.95% será la demanda máxima en el centro histórico, o sea 14623 kW.

Los datos anteriores proyectan que la demanda para el año 2025 duplicará a la actual y esta primera conclusión es un factor importante en las consideraciones de diseño.

Aunque el centro histórico de la ciudad de Quetzaltenango ya no tiene un crecimiento físico y está dejando de ser una zona residencial, si tendrá un crecimiento cultural y comercial. Como es sabido por estudios de demanda, las zonas comerciales tienen una mayor demanda que las zonas residenciales.

4.3 Implementación de un anillo subterráneo en el Centro Histórico de Quetzaltenango

CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Como se expuso en la sección 1.1.2 del primer capítulo, las redes en anillo son redes económicamente factibles y versátiles, con una buena regulación de voltaje y de fácil operación. Dadas las condiciones del Centro Histórico de la ciudad de Quetzaltenango, conviene implementar una nueva red en anillo con derivaciones tanto hacia fuera de éste como hacia dentro del mismo.

Se ha considerado la utilización de una red en anillo, ya que este tipo de red no requiere un número considerable de equipos ni una inversión económica mayor como en el caso de una red en malla. La implementación de una red radial implicaría la construcción de una subestación en el centro de carga del Centro Histórico, incrementando drásticamente el costo económico por el costo

propio de la subestación y de la línea de transmisión que alimentaría a ésta, sin olvidar el costo económico de la red y las desventajas de las redes radiales.

PARAMETROS DE DISEÑO

Uno de los parámetros importantes en el diseño de la nueva red es el estimado de la densidad de demanda media en el área en la que se desea implementar la red subterránea de distribución. Como se analizó en la sección 4.2.3 la proyección hecha para el año 2025 de demanda máxima es de 14623 kW. El área que comprende el Centro Histórico es 1.133 km².

$$DM = \frac{\text{Demanda Máxima en [kW]}}{\text{Área en [km]}} = \frac{14623 \text{ [kW]}}{1.133 \text{ km}} = 12906 \text{ [kW/km}^2\text{]}$$

donde:

$$DM = \text{Densidad de Demanda Máxima} = 12906 \text{ [kW/km}^2\text{]}$$

Otro parámetro importante en las consideraciones de diseño es el nivel de tensión con la que se alimentará a la red subterránea, puesto que repercute en la cantidad de corriente que soportarán los conductores eléctricos y la sección adecuada de los mismos. Esto se analizará en la sección 4.3.1 y determinará el nivel de tensión más conveniente con un análisis económico en el capítulo cinco.

La implementación de una red en anillo en el centro histórico de la ciudad se debe realizar en base a los siguientes criterios:

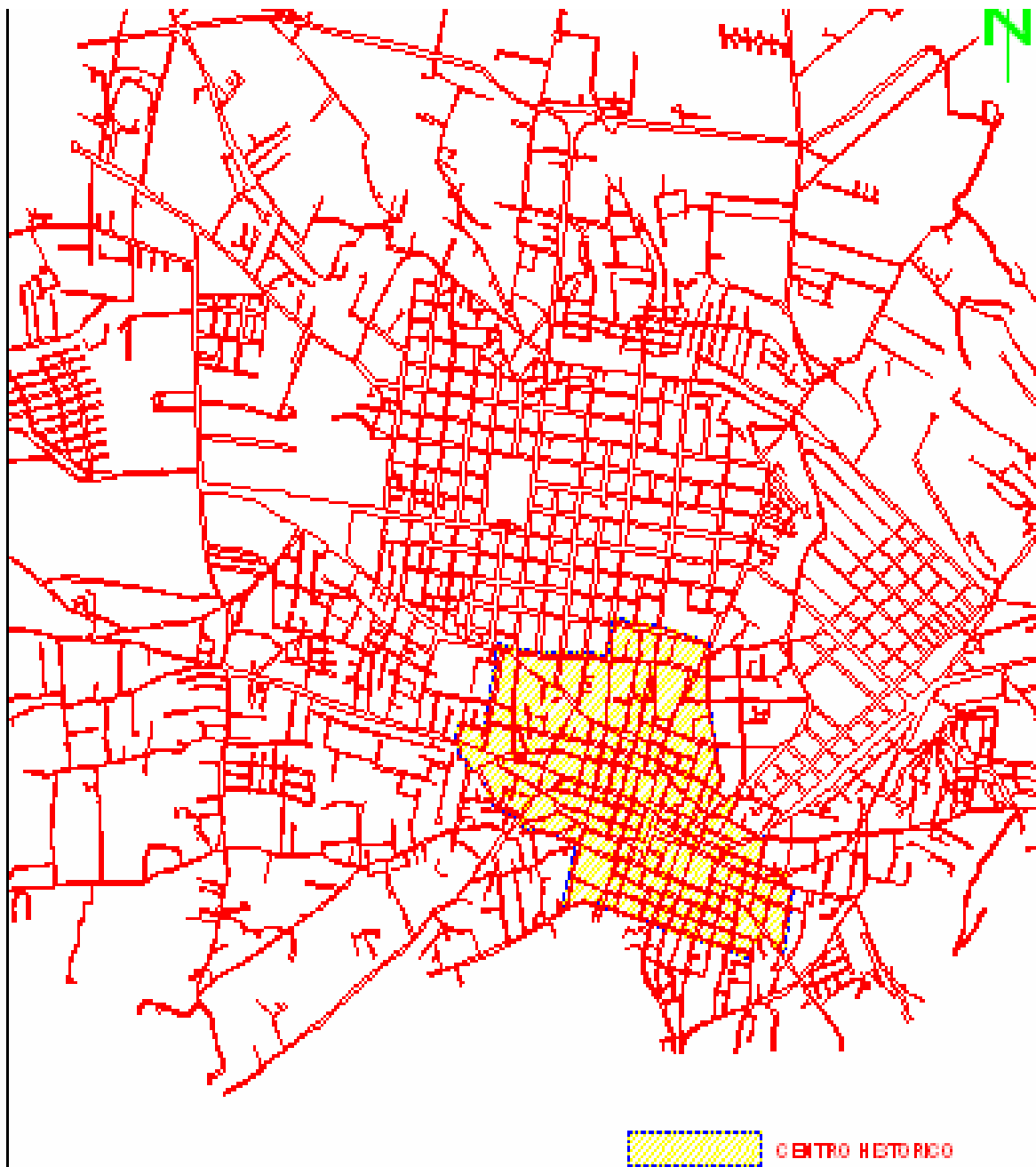
- El anillo principal debe ser continuo, evitando en la medida de lo posible empalmes en su trayecto.

- La sección del conductor debe ser la misma en todo el anillo e igual que la de los ramales que abastecen de energía desde las subestaciones.
- La sección de las derivaciones puede ser menor que la de la troncal, siempre que sea la adecuada para los puntos de servicio.
- La ruta de la línea principal debe pasar sobre las calles con menor circulación peatonal y vehicular, pero cerca de los puntos de mayor carga.
- El centro de mayor carga debe quedar dentro del anillo, y éste, a su vez, dentro de los límites del centro histórico.
- El anillo debe constar de una línea cero que una sus extremos, para hacerlo mas versátil. Esta línea no debe tener carga instalada y solo se debe conectar en el momento de que una porción del anillo principal este en mantenimiento.

Existen dos ramales principales que abastecen de energía eléctrica al centro histórico, XELA 1 Y XELA 2, los cuales parten desde la subestación La Esperanza del Sistema Nacional Interconectado y se pueden utilizar para abastecer a la red subterránea propuesta desde la 12 Avenida de la zona 3 y la calle Rodolfo Robles también de la zona 3. La alimentación desde estos puntos se debe realizar como se ha indicado en la sección 2.4.

4.3.1 Ubicación urbana

Los límites del centro histórico se muestran en el mapa 3. Los planos que muestran la ruta del anillo, derivaciones, ubicación de transformadores y los clientes a los que esta destinado cada transformador, se han trazado únicamente para el centro histórico. Es por ello que en los planos únicamente se muestra el centro histórico de la ciudad y las calles y avenidas que lo limitan.



Las rutas de las líneas de distribución subterránea se han escogido y trazado de acuerdo con los criterios descritos en la sección anterior.

El plano uno muestra la ubicación del anillo subterráneo dentro de los límites del centro histórico. Es alimentado en el norte por el ramal Xela 1 y en el este por el ramal Xela 2. Esta configuración permite que la red opere aún cuando uno de los dos ramales este fuera de servicio. También se muestra la línea cero, explicada al final de la sección 4.3.

El plano dos muestra las líneas de derivación que parten del anillo principal y que alimentan a los transformadores de distribución. Así mismo, la ubicación de transformadores y la nomenclatura respectiva para cada tramo.

En el plano tres se puede observar la ubicación de los transformadores y los usuarios a los cuales abastece de energía eléctrica cada uno de ellos. Se ha tomado en cuenta el tipo de clientes y servicio requerido para comercio e industria.

Es importante mencionar que en el diseño se han tomado en cuenta características propias del centro histórico de la ciudad de Quetzaltenango, entre las que destacan el estilo colonial de las calles y avenidas, calles y avenidas principales, ubicación de los mayores centros de carga, ubicación de grandes usuarios, lugares con servicios subterráneos ya existentes y lugares con mayor tráfico tanto vehicular como peatonal.

La información técnica de cada transformador de la red propuesta se describe en las tablas XIV, XV, XVI y XVII. La denominación "EXISTENTE", se refiere a bancos que actualmente están instalados en bóvedas subterráneas o sobre el piso en lugares debidamente protegidos y por lo tanto no serán reemplazados.





Tabla XIV: Descripción de transformadores T-1-1 a T-24-1

NOMENCLATURA	NUMERO DE FASES	POTENCIA	TIPO
T-1-1	3	75	PDL 46-300
T-2-1	3	75	PDL 46-300
T-2-2	3	75	PDL 46-300
T-3-1	3	75	PDL 46-300
T-4-1	1	50	PDL 46-102
T-5-1	1	75	PDL 46-102
T-5-2	1	75	PDL 46-102
T-6-1	1	75	PDL 46-102
T-7-1	3	225	EXISTENTE
T-8-1	3	75	PDL 46-300
T-9-1	3	150	PDL 46-301
T-9-2	3	150	PDL 46-301
T-10-1	3	150	PDL 46-301
T-10-2	3	75	PDL 46-300
T-11-1	1	50	PDL 46-102
T-12-1	1	50	PDL 46-102
T-13-1	3	45	PDL 46-300
T-13-2	3	300	EXISTENTE
T-13-3	3	75	PDL 46-300
T-13-4	3	75	PDL 46-300
T-14-1	3	150	PDL 46-301
T-15-1	3	150	EXISTENTE
T-15-2	3	225	PDL 46-301
T-16-1	3	225	PDL 46-301
T-16-2	1	75	PDL 46-102
T-16-3	1	50	PDL 46-102
T-16-4	1	75	PDL 46-102
T-16-5	1	50	PDL 46-102
T-17-1	1	50	PDL 46-102
T-17-2	1	100	PDL 46-102
T-17-3	1	50	PDL 46-102
T-18-1	3	75	PDL 46-300
T-18-2	3	75	PDL 46-300
T-19-1	3	150	PDL 46-301
T-20-1	3	75	PDL 46-300
T-20-2	3	112	PDL 46-301
T-20-3	3	112	PDL 46-301
T-21-1	3	75	PDL 46-300
T-22-1	1	100	PDL 46-102
T-23-1	1	50	PDL 46-102
T-24-1	1	50	PDL 46-102

Fuente: Propia

Tabla XV: Descripción de transformadores T-24-2 a T-50-1

NOMENCLATURA	NUMERO DE FASES	POTENCIA	TIPO
T-24-2	3	150	PDL 46-301
T-25-1	3	112	PDL 46-301
T-26-1	1	50	PDL 46-102
T-27-1	3	75	PDL 46-300
T-27-2	3	75	PDL 46-300
T-27-3	1	75	PDL 46-102
T-28-1	1	50	PDL 46-102
T-29-1	3	75	PDL 46-300
T-29-2	1	75	PDL 46-102
T-30-1	1	50	PDL 46-102
T-30-2	1	50	PDL 46-102
T-31-1	1	50	PDL 46-102
T-31-2	1	50	PDL 46-102
T-32-1	3	45	PDL 46-300
T-32-2	3	45	PDL 46-300
T-33-1	1	50	PDL 46-102
T-34-1	3	45	PDL 46-300
T-34-2	3	45	PDL 46-300
T-35-1	3	45	PDL 46-300
T-36-1	3	75	PDL 46-300
T-36-2	3	75	EXISTENTE
T-36-3	3	75	PDL 46-300
T-37-1	1	50	PDL 46-102
T-37-2	1	50	PDL 46-102
T-38-1	3	150	PDL 46-301
T-39-1	3	150	PDL 46-301
T-40-1	3	150	PDL 46-301
T-40-2	3	150	EXISTENTE
T-40-3	3	75	PDL 46-300
T-41-1	1	50	PDL 46-102
T-41-2	1	50	PDL 46-102
T-42-1	1	50	PDL 46-102
T-42-2	1	50	PDL 46-102
T-43-1	3	75	PDL 46-300
T-44-1	1	50	PDL 46-102
T-45-1	1	50	PDL 46-102
T-46-1	1	50	PDL 46-102
T-47-1	3	150	PDL 46-301
T-48-1	3	45	PDL 46-300
T-49-1	1	50	PDL 46-102
T-50-1	3	75	PDL 46-300

Fuente: Propia

Tabla XVI: Descripción de transformadores T-50-2 a T-65-3

NOMENCLATURA	NUMERO DE FASES	POTENCIA	TIPO
T-50-2	3	150	PDL 46-301
T-50-3	3	45	PDL 46-300
T-51-1	3	75	PDL 46-300
T-51-2	3	75	EXISTENTE
T-51-3	3	45	PDL 46-300
T-51-4	3	150	EXISTENTE
T-51-5	3	150	EXISTENTE
T-51-6	3	150	EXISTENTE
T-52-1	1	50	PDL 46-102
T-53-1	1	50	PDL 46-102
T-54-1	1	50	PDL 46-102
T-55-1	1	50	PDL 46-102
T-56-1	3	150	PDL 46-301
T-56-2	3	150	PDL 46-301
T-57-1	3	75	PDL 46-300
T-57-2	3	75	PDL 46-300
T-57-3	3	45	PDL 46-300
T-57-4	3	150	PDL 46-301
T-58-1	3	150	PDL 46-301
T-59-1	3	45	PDL 46-300
T-59-2	3	225	PDL 46-301
T-59-3	3	225	PDL 46-301
T-59-4	3	75	PDL 46-300
T-59-5	3	75	PDL 46-300
T-59-6	3	75	PDL 46-300
T-59-7	3	75	PDL 46-300
T-60-1	3	75	PDL 46-300
T-60-2	3	150	PDL 46-301
T-60-3	1	50	PDL 46-102
T-60-4	3	150	PDL 46-301
T-60-5	3	150	PDL 46-301
T-60-6	1	50	PDL 46-102
T-61-1	1	50	PDL 46-102
T-62-1	1	50	PDL 46-102
T-63-1	1	50	PDL 46-102
T-63-2	1	50	PDL 46-102
T-64-1	1	50	PDL 46-102
T-64-2	1	75	PDL 46-102
T-65-1	3	45	PDL 46-300
T-65-2	3	45	PDL 46-300
T-65-3	3	75	PDL 46-300

Fuente: Propia

Tabla XVII: Descripción de transformadores T-65-4 a T-69-3

NOMENCLATURA	NUMERO DE FASES	POTENCIA	TIPO
T-65-4	3	45	PDL 46-300
T-65-5	3	75	PDL 46-300
T-66-1	3	75	PDL 46-300
T-67-1	3	45	PDL 46-300
T-67-2	3	150	PDL 46-301
T-67-3	1	50	PDL 46-102
T-67-4	3	45	PDL 46-300
T-67-5	1	75	PDL 46-102
T-68-1	3	75	PDL 46-300
T-69-1	1	50	PDL 46-102

Fuente: Propia

El tipo de transformador se refiere a las características técnicas de los transformadores pad-mounted y los términos PDL 46-102, PDL 46-300 y PDL 46-301 son los usados en el catalogo de transformadores ABB. Ver anexos 1,2 y 3.

4.3.1 Determinación del voltaje

La determinación del nivel de voltaje depende de factores que, generalmente, ya son condiciones iniciales o que no se pueden alterar. Tales factores pueden ser: el nivel de voltaje de la línea de transmisión más cercana, nivel de potencia en el lugar donde se ubica la red, el nivel de voltaje de la subestación más próxima o el nivel de voltaje que disponga la subestación de la que se ha planificado abastecer de energía eléctrica a la red en estudio,

El centro histórico de la ciudad de Quetzaltenango es abastecido por los ramales XELA 1 Y XELA 2 con un nivel de voltaje de 13.8 kV para ambos ramales. Al diseñar la red de distribución subterránea de energía eléctrica con este nivel de voltaje, un factor de potencia de 0.80 y la potencia instalada que se proyecta para el año 2025, se obtiene una corriente eléctrica de 762 A. El

conductor apropiado para transportar esta cantidad de corriente, es uno de calibre 1000 MCM.

Se debe aclarar que la corriente eléctrica, anteriormente mencionada, se ha calculado con la ecuación de la sección 1.3.2.3, que expresa en general, la potencia máxima transportada por los conductores en sistemas trifásicos. El aprovechamiento de las líneas ya existentes que operan en 13.8 kV, permite adaptar parte de la red actual a la nueva red subterránea, lo cual representa una inversión menor para la implementación de la red.

La otra alternativa es utilizar un nivel de tensión de 34.5 kV, el cual, es un voltaje existente en la subestación La Esperanza. Al realizar el cálculo de la corriente eléctrica con este voltaje, la misma potencia y factor de potencia, se obtiene una corriente eléctrica de 306 A. El conductor apropiado para transportar esta cantidad de corriente, es uno de calibre 300 MCM.

Al diseñar la red de distribución subterránea con este nivel de tensión, se debe incluir en el diseño una nueva línea de transmisión de 34.5 kV que alimentará de energía eléctrica en un solo punto a la nueva red propuesta desde la subestación La Esperanza, ubicada en las afueras de la ciudad. Esto representa un incremento en la inversión para la implementación de la red subterránea.

Un análisis económico determinará que nivel de tensión es el más adecuado para la operación de la nueva red.

4.4 Ventajas a largo plazo

Dentro de las ventajas a largo plazo destacan: una red más eficiente y versátil que la actual, un centro histórico más estético, una mejor planificación en las redes en crecimiento, implementación de nuevas tecnologías y un mejor control de la operación en la red.

El aspecto que destaca es la eliminación de líneas y acometidas aéreas, mejorando así, el impacto visual en el centro histórico de la ciudad de Quetzaltenango, ya que las nuevas corrientes urbanistas de ciudades en crecimiento realzan la conservación de centros históricos y la seguridad de las redes de distribución en éstos.

Cabe destacar que el proyecto es viable para la comuna quetzalteca, puesto que es la segunda ciudad en importancia del estado guatemalteco y a su vez uno de los centros mas importantes del turismo nacional, sin mencionar el realce que tendrá el Centro Histórico de la ciudad y la imagen que generará para el país en el extranjero y ante organismos internacionales.

EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Es importante mencionar desde un principio que la implementación de una red de distribución subterránea para el Centro Histórico de la ciudad de Quetzaltenango requerirá de una inversión económica alta y el tiempo de ejecución del proyecto esta en función de la inversión requerida.

A continuación se propone un modelo base para la ejecución del proyecto en un diagrama de Grant, luego de describe cada una de las actividades necesarias durante el desarrollo del mismo así como el tiempo estimado de cada una de ellas.

ESTUDIO TOPOGRAFICO DE CALLES Y AVENIDAS

Consiste en hacer un estudio completo de todas las características de las calles y avenidas que conforman el centro histórico, entre las que destacan: inclinación, sentido de vía, dimensiones, tipo de recubrimiento (asfalto, cemento, adoquín o piedra), servicios subterráneos existentes, etc.

ANALISIS DE DATOS TOPOGRAFICOS

Una vez obtenidos todos los datos topográficos se procederá a buscar la ruta óptima para el zanjeo y canalización de la red de distribución subterránea de energía eléctrica, con el fin de obstaculizar el menor tiempo posible el tránsito vehicular y peatonal en los lugares de trabajo. Es importante mencionar que se debe informar a la comuna de las fechas y lugares en que se realizarán los trabajos de zanjeo y canalización.

CUANTIFICACION DE MATERIALES

La cantidad exacta de materiales requerida para la implementación del proyecto se sabrá con la ruta establecida del diseño y las características del lugar de trabajo. Es recomendable prever un porcentaje adicional en los materiales para garantizar la disponibilidad de éstos en cualquier imprevisto.

COTIZACION DE MATERIALES

Una vez hecha la cuantificación de materiales se procederá a cotizar los mismos. Dada la magnitud del proyecto es recomendable hacer una invitación a empresas proveedoras de productos eléctricos a ofertar mediante una licitación de compra y buscar la oferta más conveniente.

COMPRA Y APROVISIONAMIENTO

Una vez obtenida la mejor opción de compra se procederá a comprar y a aprovisionar de los materiales necesarios en la ejecución del proyecto,

garantizando así la disponibilidad de materiales durante el avance de la obra y evitando retrasos de tiempo por falta de materiales.

CONTRATACION DE PERSONAL DE CAMPO

Dada la magnitud del proyecto se requerirán profesionales de las diferentes áreas que estén vinculadas al mismo, así como personal técnico calificado y personal administrativo durante el estudio, realización y culminación del proyecto.

NEGOCIACION DE DERECHOS DE PASO

La negociación de derechos de paso se realizará con las entidades que tengan derechos exclusivos de los lugares por donde se ha trazado la ruta de canalización y zanjeo. En caso de que sea la propia Municipalidad quien tenga esos derechos, se hará el convenio con la oficina de mantenimiento y preservación del Centro Histórico de la Municipalidad de Quetzaltenango.

NEGOCIACION DE COLOCACION DE BOVEDAS

De manera similar a la negociación de derechos de paso se realizará la negociación de derechos de bóvedas, con la diferencia de que éstas dependen de la ubicación de puntos estratégicos y de uso exclusivo para servicios eléctricos.

CONSTRUCCION DE BOVEDAS DE REGISTRO

Una vez definida la ubicación de las bóvedas se procederá a la construcción de las mismas. Por el tiempo requerido para la construcción de éstas, es necesario empezar con ellas antes, mientras que los trabajos de zanjeo y canalización se realizarán posteriormente. Las características de las bóvedas de registro se han descrito en la sección 2.3.4.

CONSTRUCCION DE CANALIZACION

Cuando las bóvedas de registro estén terminadas se procederá a realizar el zanjeo y la canalización, según lo estipulado en los capítulos dos y tres. El avance de la construcción de las canalizaciones, donde así se requiera, se podrá realizar paralelamente a la construcción de bóvedas, siempre y cuando las bóvedas de los extremos de la canalización en construcción estén terminadas.

COLOCACION DE CABLES DE MT/BT

Una vez terminada la construcción de bóvedas y canalizaciones se procederá a instalar los conductores necesarios que conformarán la red de distribución subterránea. En los lugares donde el diseño requiera la ubicación de cables de media y baja tensión en la misma canalización, se instalarán simultáneamente para evitar zanjos y canalizaciones innecesarias, optimizando el avance de la obra.

COLOCACION DE TRANSFORMADORES

Los transformadores tipo Pad-Mounted se instalarán cuando estén terminadas las bóvedas, las canalizaciones y los zanjos, así como la instalación de los conductores necesarios para el montaje de éstos. Se montarán sobre bases de concreto y en lugares estratégicos para su fácil acceso y protección contra agentes externos.

COLOCACION DE ACCESORIOS

La colocación de accesorios consiste en la implementación de terminales para alta y baja tensión, instalación de módulos de switcheo en transformadores que así lo requieran, derivaciones y empalmes. Esto se realizará previo energizar la nueva red subterránea aún sin carga instalada.

CAMBIO DE SERVICIO DE BT EXISTENTE A LA NUEVA RED

Una vez instalados los transformadores con todos sus accesorios y terminada la red de distribución subterránea, se procederá a cambiar el servicio de los usuarios en baja tensión de la red aérea existente a la nueva red de distribución subterránea. Este cambio se hará por etapas para hacer un correcto balance de carga en el menor tiempo posible.

COLOCACION DE PROTECCIONES

Con la carga total ya instalada se calcularán las protecciones necesarias y se instalarán en puntos estratégicos que garanticen la protección, tanto de los usuarios, como del propio sistema. Estas protecciones estarán instaladas por toda la red en lugares de acceso inmediato para el personal autorizado.

CAMBIO DE EXPLOTACION DE RED

Cuando todas las protecciones estén calculadas e instaladas en la nueva red subterránea se procederá al cambio de explotación de red que consiste en calcular, rediseñar y cambiar la configuración de las protecciones y los equipos existentes en la subestación de la cual se alimentará la nueva red. Este cambio se deberá realizar en un solo día, pues para ello es necesario dejar sin servicio de energía eléctrica a los usuarios durante el cambio.

Las etapas que constituyen el cambio de explotación de red son: balance de líneas y carga, configuración de protecciones, cambio de equipo de protección y cambio de la configuración de protecciones.

BALANCE DE LINEAS Y CARGA

El balance de líneas y carga consiste en hacer una distribución proporcional de la carga instalada en las líneas del sistema trifásico, de tal forma que las tres fases tengan la misma carga. Esto es necesario para que las

protecciones tengan las mismas características en un mismo punto de la red trifásica.

CONFIGURACION DE PROTECCIONES

Con un correcto balanceo de carga en las líneas del sistema trifásico, se puede escoger la mejor configuración de las protecciones en la subestación. Logrando una correcta coordinación de protecciones entre la subestación y la red, se protege eficientemente el sistema de distribución de energía eléctrica.

CAMBIO DE EQUIPO DE PROTECCION

Si el equipo de protección existente en la subestación no es el adecuado para la operación de la nueva red, se deberá cambiar un uno que si lo sea. Esto se podrá determinar con un estudio previo al cambio de explotación de red.

CAMBIO DE LA CONFIGURACION DE PROTECCIONES

Al momento de cambiar de equipos de protección, se configurarán los nuevos de acuerdo a las necesidades y los parámetros establecidos por la nueva red de distribución, garantizando así la correcta coordinación de protecciones.

5 ANALISIS ECONÓMICO

Para el análisis económico que a continuación se realiza se utilizarán los datos de proyección de demanda, corriente eléctrica en amperios y algunos otros que parten del diseño propio de la red, como la distancia del anillo, costo de construcción de la línea por kilómetro, etc.

ANALISIS PARA 13.8 kV

El primer análisis se hará para la implementación de la red con un voltaje de operación de 13.8 kV. Las condiciones para este análisis son las siguientes:

Factor de Carga = $F_c = 65\% = 0.65$. Este factor representa en promedio el porcentaje de tiempo al que esta operando una unidad de transformación durante un día.

Demanda Máxima = $D_m = 14623$ kW. La demanda máxima es el consumo proyectado para el año 2025 del centro histórico de la ciudad de Quetzaltenango.

Los costos de energía y potencia son los costos reales que la empresa paga actualmente a la Empresa de Generación de Energía Eléctrica EGEE

Costo de Energía = $C_e = 0.2470$ [Q / kW * hora]

Costo de Potencia = $C_p = 0.4616$ [Q / kw * mes]

Los costos anuales son:

$$C_{e_a} = C_e * E_{año} = .2470 * D_{max} * 0.65 * 8760 \text{ horas} = 20,566,050.00 \text{ [Q/año]}$$

$$C_{p_a} = C_p * D_{max} * 12 = 0.4616 * 14623 * 12 = 81,000.00 \text{ [Q/año]}$$

Los costos fijos representan gastos administrativos necesarios al inicio del proyecto.

Costo Fijo = Q. 160000.00/año

Para este análisis se ha considerado el costo total por kilómetro de construcción una línea subterránea

Ci = Costo de construcción por kilómetro lineal = Q 458500 / km

De acuerdo a los cálculos hechos en la sección 4.3.1 la corriente eléctrica y conductor necesario en un sistema de 13.8 kV es

$I_{\max} = 762 \text{ A}$, para un sistema de 13.8 kV

$R = \text{resistencia del conductor} = 0.0369 \text{ [} \Omega / \text{ km]} * 1.4 \text{ km} = 0.05166 \text{ } \Omega$

$D_{\max} * F_c = D_{\text{med}}$

$D_{\text{med}} = 14623 \text{ kW} * 0.65 = 9505 \text{ kW}$

$I = 9505 / (13.8 * 0.8 * \sqrt{3}) = 497 \text{ Amperios}$

Como es sabido, en una red de distribución existen pérdidas de potencia por la resistencia de los conductores que conforman la red y la configuración de ésta. Una forma que permite estimar las pérdidas de potencia en quetzales que ocasionan estos parámetros, es mediante el cálculo del factor de pérdida expresado de la siguiente forma:

Factor de Pérdida = FP = $k * F_c + (1-k) * F_c^2$ donde $k = 0.15$

$$FP = 0.15 * F_c + 0.85 * F_c^2 = 0.456$$

Con la utilización del factor de pérdida se puede hacer un estimado de los costos anuales por pérdidas de energía en la propia red de distribución.

Calculando costo de perdidas = C_{per}

$$C_{per} = (8/15) * I^2 * R * (C_{p_a} + C_{e_a} * FP)$$

$$C_{per} = [(8/15) * (497)^2 * 0.05166 * (81,000 + 20,566,050 * 0.456)] / 1000 =$$

$$C_{per} = Q 64,374,902 / \text{año}$$

Para interpretar el dato anterior en valor presente, se debe establecer una tasa de interés y un tiempo de recuperación de inversión, que será el mismo tiempo al que se ha proyectado el crecimiento de demanda

$$i = 12 \%$$

$$t = 20 \text{ años}$$

Haciendo uso de la siguiente ecuación para encontrar coeficiente del valor presente se tiene:

$$[i * (i + 1)^t] / [(i + 1)^t - 1] = 0.1339$$

Entonces el costo de perdidas en valor presente es

$$(Q 64,374,902 / \text{año}) * 0.1339 = 8,619,800 \text{ [Q/año] en valor presente}$$

$$\text{Costo del proyecto} = \text{Costo Fijo} + C_i * 1.4 \text{ km} + C_{per} \text{ (en valor presente)}$$

$$\text{Costo del proyecto} = Q 160000.00 + Q 458500 / \text{km} * 1.4 \text{ km} + Q 8,619,800$$

$$\text{Costo del proyecto} = Q 9,421,700 \text{ anuales (en tiempo actual)}$$

$$\text{Costo del proyecto} = Q 1,251,565.63 \text{ anuales (durante 20 años al 12 \%)}$$

El dato anterior mas gastos administrativos, mantenimiento, compra de potencia y compra de energía, debe ser mayor que el total de la facturación anual. Esto garantiza que el proyecto sea rentable

ANALISIS PARA 34.5 kV

El segundo análisis se hará de forma similar al que ya se hizo anteriormente, en este caso se considerará la implementación de la red con un voltaje de operación de 34.5 kV. Las condiciones para este análisis son las siguientes:

$$\text{Factor de Carga} = F_c = 65\% = 0.65$$

$$\text{Demanda Media} = D_m = 9505 \text{ kW}$$

$$\text{Costo de Energía} = C_e = 0.2470 \text{ [Q / kW * hora]}$$

$$\text{Costo de Potencia} = C_p = 0.4616 \text{ [Q / kw * mes]}$$

Los costos anuales son:

$$C_{e_a} = C_e * E_{\text{año}} = .2470 * D_{\text{max}} * 0.65 * 8760 \text{ horas} = 20,566,050.00 \text{ [Q/año]}$$

$$C_{p_a} = C_p * D_{\text{max}} * 12 = 0.4616 * 14623 * 12 = 81,000.00 \text{ [Q/año]}$$

$$\text{Costo Fijo} = Q. 160000.00$$

$$C_i = \text{Costo de construcción por kilómetro lineal} = Q 558500 / \text{km}$$

$$I = 200 \text{ A, para un sistema de 34.5 kV}$$

$$R = \text{resistencia del conductor} = 0.123 \text{ [} \Omega / \text{km]} * 1.4 \text{ km} = 0.1722 \Omega$$

$$\text{Factor de Perdida} = FP = k * F_c + (1-k) * F_c^2 \quad \text{donde } k = 0.15$$

$$FP = 0.15 * F_c + 0.85 * F_c^2 = 0.456$$

Calculando costo de pérdidas = C_{per}

$$C_{per} = (8/15) * I^2 * R * (C_p + C_e * FP)$$

$$C_{per} = (8/15) * (200)^2 * 0.1722 * (81,000 + 20,566,050 * 0.456) / 1000 =$$

$$C_{per} = Q 34,749,019 / \text{año}$$

Para interpretar el dato anterior en valor presente, se debe establecer una tasa de interés y un tiempo de recuperación de inversión, que será el mismo tiempo al que se ha proyectado el crecimiento de demanda

$$i = 12 \% \quad t = 20 \text{ años}$$

Haciendo uso de la siguiente ecuación para encontrar coeficiente del valor presente se tiene:

$$[i * (i + 1)^t] / [(i + 1)^t - 1] = 0.1339$$

Entonces el costo de pérdidas en valor presente es:

$$(Q 34,749,019 / \text{año}) * 0.1339 = 4,652,894 [Q/año] \text{ en valor presente}$$

$$\text{Costo del proyecto} = \text{Costo Fijo} + C_i * 1.4 \text{ km} + C_{per} \text{ (en valor presente)}$$

$$\text{Costo del proyecto} = Q 160000.00 + Q 558500 / \text{km} * 1.4 \text{ km} + Q 4,652,894$$

$$\text{Costo del proyecto} = Q. 5,594,794.00$$

A este dato se le debe sumar el costo de construcción de una línea subterránea de transmisión de 34.5 kV de 6 km y una unidad de transformación de mayor capacidad que la que actualmente se encuentra en la subestación La Esperanza, por lo tanto:

$$\text{Costo del proyecto} = Q 5,594,794.00 + Q.1,000,000 + Q3,351,000 =$$

Costo del proyecto = Q. 9,945,794.00 (en tiempo actual)

Costo del proyecto = Q 1,331,742 Anuales (durante 20 años al 12 %)

El dato anterior mas gastos administrativos, mantenimiento, compra de potencia y compra de energía, debe ser mayor que el total de la facturación anual. Esto garantiza que el proyecto sea rentable

Del análisis económico se puede concluir que el nivel de tensión a utilizar tendrá que ser el de 13.8 kV, ya que es la más rentable y se aprovechan los ramales existentes para alimentar la nueva red subterránea. También se aprecia que los costos anuales por pérdidas son menores utilizando un nivel de tensión de 34.5 kV, pero la utilización de este voltaje requiere de la construcción de una línea de transmisión adicional en 34.5 kV y reemplazar la unidad de transformación de la subestación La Esperanza, incrementando drásticamente la inversión inicial.

Las condiciones urbanas de la ciudad de Quetzaltenango, las condiciones técnicas de la red de distribución de energía eléctrica actual y los datos financieros son base suficiente para determinar que si es factible y necesario implementar una red de distribución de energía eléctrica en el Centro Histórico de la ciudad de Quetzaltenango con líneas subterráneas. Ello le dará una imagen moderna a una ciudad colonial que conserva su Centro Histórico e implementa una red de distribución de energía eléctrica versátil, moderna y subterránea.

CONCLUSIONES

Las cifras obtenidas en el análisis económico reflejan que la opción mas rentable es construir un anillo subterráneo en un voltaje de 13.8 kV, pues, los equipos para este nivel de tensión son mas baratos y los ramales existentes, XELA 1 Y XELA 2, se aprovechan para alimentar la red propuesta.

La implementación de la red en un voltaje de 34.5 kV es mas cara, ya que, los equipos que operan con este nivel de tensión son mas caros y no existe una línea de transmisión cercana al centro de carga con este nivel voltaje y se debe considerar la construcción de una. Una opción que puede ser factible es instalar un conductor de mayor sección para que los costos de perdidas de potencia sean menores

La implementación de una red subterránea mejora el impacto visual que causan las líneas de distribución aéreas. Es más segura, pero más cara.

La capacidad de conducción de los conductores en sistemas de distribución subterráneos se reduce en un rango de 65 % y 85 %, pues el calor no se irradia, fácilmente, en el medio que rodea a los conductores eléctricos como en el caso de las líneas aéreas.

Las redes de distribución subterráneas son adecuadas en lugares donde se fomenta la conservación de monumentos, como en el Centro Histórico de un centro urbano. Resolviendo, así, un problema urbano con principios y tecnologías eléctricas.

RECOMENDACIONES

Dadas las condiciones de la actual administración de la Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango, la inversión necesaria para la implementación de una red de distribución subterránea está fuera del presupuesto que se maneja, actualmente, durante cada año. Una solución viable es la búsqueda de financiamiento en Organizaciones Internacionales, Embajadas y Consulados de países interesados en fomentar el turismo y el desarrollo en países como el nuestro, específicamente, en la ciudad de Quetzaltenango y su Centro Histórico.

Se deben instalar las líneas subterráneas con conductores, directamente, enterrados, pues de esta forma, se irradia el calor con mayor facilidad que si los conductores estuvieran dentro de tubos plásticos o de PVC. Esto reduce los costos de pérdidas de potencia

Se debe normar la utilización de líneas de distribución subterráneas en lugares donde se requiera la instalación de estas, pues, actualmente, las existentes son muy generales y no contemplan las condiciones de uso ni los la descripción de equipos y accesorios.

BIBLIOGRAFÍA

1. XICARA Méndez, Pedro Alfonso. **Mantenimiento programado del alumbrado público de la ciudad de Quetzaltenango**. Tesis Ing. Electricista, Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1997. p 51.
2. ENRIQUEZ Harper, Gilberto. **Manual de instalaciones eléctricas residenciales e industriales**. México: Editorial Limusa.
3. SENNER, Adolf. **Principios de electrotecnia**. España: Editorial Reverté S.A 1978. p 443.
4. PHELPS DODGE, Centro América. **Catálogo de conductores para media y baja tensión**.
5. GARCIA Trasancos, José. **Instalaciones eléctricas en media y baja tensión**. España: Editorial Paraninfo 1999. p 391.
6. 3M, **Catalogo de accesorios para media tensión**. División de productos Electricos1990
7. UNION FENOSA, **Aula Permanente de Distribución**. España 2002

ANEXO 1

PDL 46 – 102

MTR Mini-Pak Single Phase Padmounted Transformer

The Mini-Pak meets the following industry standards:

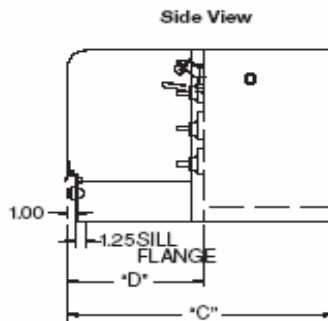
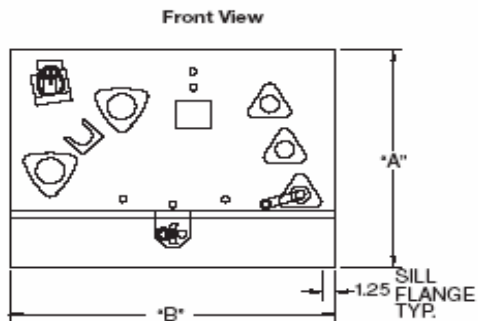
ANSI C57.12.00 NEMA TR-1
ANSI C57.12.25 WUG 2.13, Rev. 4
ANSI C57.12.28 ANSI C57.12.29
ANSI C57.12.70 ANSI C57.12.80
ANSI C57.12.90 ANSI C57.91

Ratings @ 65° C Rise

kVA: 10, 15, 25, 37-1/2, 50, 75, 100, 167
HV: 4160GY/2400 through
34500GY/19920V
BIL: 60, 75, 95, 125 kV
LV: 240/120, 480/240, 277 V
60 hertz standard, 50 hertz optional

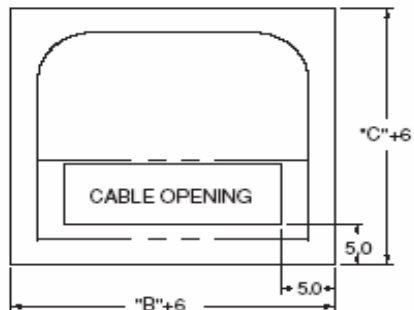


Dimension Data (inches)



Recommended Pad Dimensions

Dimensions are in inches.



Minimum/Maximum Design Dimensions
(Actual dimensions will vary according to voltage, loss evaluation, and accessories.)

	A	B	C	D
Min.	24	32	30.5	14.25
Max.	42	44	46.5	19.25

ANEXO 2

PDL 46 – 300



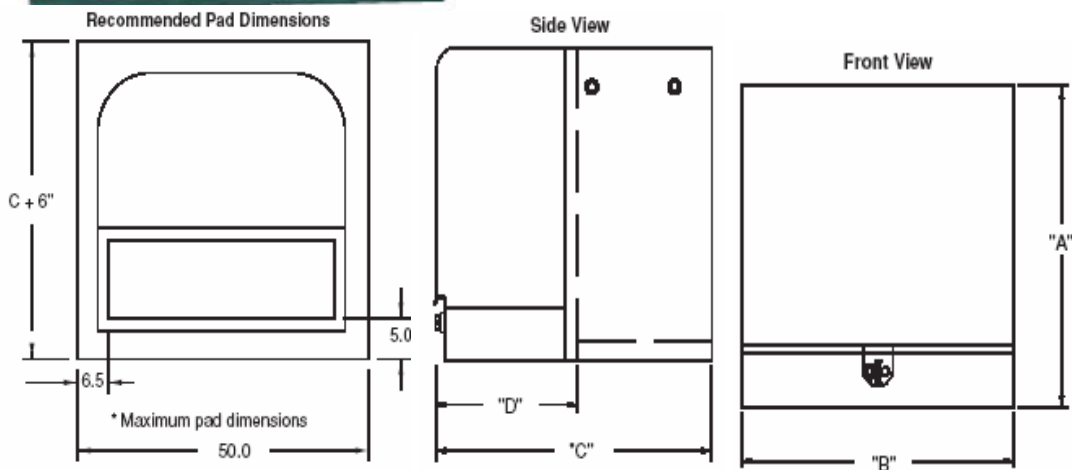
MTP Mini-Three Phase Padmounted Transformer

The ABB MTP meets the following industry standards:

ANSI C57.12.00	NEMA TR-1
ANSI C57.12.26	ANSI C57.12.28
ANSI C57.12.29	WUG 2.13, Rev. 4
ANSI C57.12.70	ANSI C57.91
ANSI C57.12.80	ANSI C57.12.90

Ratings @ 65° C Rise

KVA: 45-150 kVA
 HV: 4160Y/2400 through 24940Y/
 14400V Δ at 95 BIL spacing only, 2400 Δ
 through 14400 Δ at 95 BIL
 spacing only
 BIL: 60, 75, 95 kV
 LV: 208Y/120, 216Y/125, 460Y/265,
 480Y/277, 480 Δ , 240 Δ and 240 Δ
 with 120 volt mid-tap in one
 phase
 60 hertz standard, 50 hertz optional



Minimum/Maximum Design Dimensions
 (Actual dimensions will vary according to voltage, loss evaluation, and accessories.)

MTP	A	B	C	D	Wt.
Min.	36	44	51.5	19.25	1750
Max.	42	44	57.5	19.25	2500

Dimensions are in inches. Weights are in pounds.

ANEXO 3

PDL 46 – 302

MTR Three Phase Padmounted Transformer 45-1500kVA

**ABB MTR meets the following
industry standards:**

ANSI C57.12.00
ANSI C57.12.22
ANSI C57.12.26
ANSI C57.12.28
ANSI C57.12.29
ANSI C57.12.70
ANSI C57.12.80
ANSI C57.12.90
ANSI C57.91
NEMA TR1
WUG 2.13 Rev. 4

Ratings

- 45 through 1500 kVA
- 65° C average winding rise
- 60 hertz standard, 50 hertz optional
- High voltages: 4160 Grd Y/2400 through 34,500 Grd Y/19,920 for Grounded Wye systems; 2400 through 34,500 for Delta systems; various dual high voltages
- Taps: All voltages are available with or without taps
- Insulation classes: 35 kV, 150 kV BIL and below



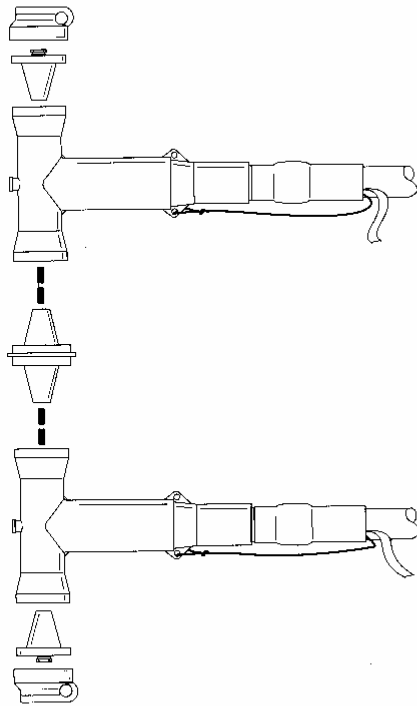
ANEXO 4

Modular Splicing Kits

3M Modular Splicing Kit 5815-S Basic Splice

Voltage Rating: 5-25 kV
ANSI/IEEE std. 386

The 5815-S, your basic splice, is for two-way shielded power cable connections. The 5815-S is easy to disconnect, 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 tec-modules
- 1 connecting plug
- 2 dead-end plugs
- 2 connecting studs
- 1 instruction booklet
- silicone lubricant

Note: A cable adapter kit is required for each cable leg.

Ordering Information

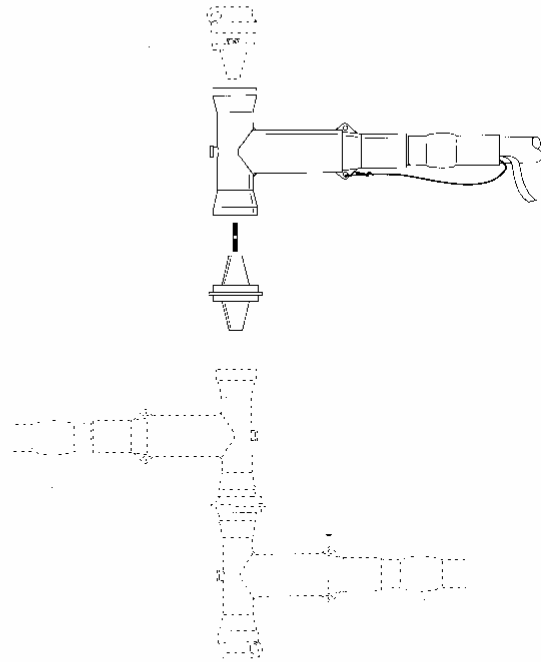
Product UPC	CU or Al Conductor Size (Stranded) AWG/kcmil
5815-S 054007-04230	2, 1, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 350, 500, 750 (and 1000 Al)

3M Modular Tap Splicing Kit

5815-T Tap (Add On)

Voltage Rating: 5-25 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 tec-module
- 1 connecting plug
- 1 connecting stud
- 1 instruction booklet
- silicone lubricant

Note: A cable adapter kit is required for each cable leg.

Ordering Information

Product UPC	CU or Al Conductor Size (Stranded) AWG/kcmil
5815-T 054007-04231	2, 1, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 350, 500, 750 (and 1000 Al)

To order adapter kits, see back page.