



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**EVALUACIÓN TÉCNICA – ECONÓMICA PARA IMPLEMENTAR EL
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON LÍNEAS
SUBTERRÁNEAS EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA**

Luis Ernesto Alvarez Castillo

Asesorado por el Ing. Francisco Javier González

Guatemala, junio de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN TÉCNICA- ECONÓMICA PARA IMPLEMENTAR EL
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON LÍNEAS
SUBTERRÁNEAS EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

LUIS ERNESTO ALVAREZ CASTILLO
ASESORADO POR EL ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Dr. Juan Carlos Cordova Zeceña
EXAMINADOR	Ing. Marvin M. Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

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:

EVALUACIÓN TÉCNICA- ECONÓMICA PARA IMPLEMENTAR EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON LÍNEAS SUBTERRÁNEAS EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 11 de abril de 2007.


Luis Ernesto Alvarez Castillo

Guatemala 23 de marzo del 2009

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Escobedo Martínez:

Con un cordial saludo me dirijo a usted para informarle que he asesorado y aprobado el Informe Final de trabajo de graduación titulado: **"EVALUACIÓN TÉCNICA – ECONÓMICA PARA IMPLEMENTAR EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON LÍNEAS SUBTERRÁNEAS EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA."** Elaborado por el estudiante de Ingeniería Eléctrica Luis Ernesto Alvarez Castillo con número de carné **1998-10888**. Considero que el Informe Final de trabajo de graduación desarrollado por el estudiante Alvarez Castillo, satisface los requisitos exigidos; por lo que solicito se sirva remitirlo para su respectiva revisión.

Agradeciendo su amable atención a la presente, me suscribo de usted,

Atentamente,

Ing. Francisco Javier González

Ingeniero Electricista

Colegiado No.2364





REF. EIME 20. 2009.
Guatemala, 13 de mayo 2009.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA IMPLEMENTAR
EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON LÍNEAS
SUBTERRÁNEAS EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA, del
estudiante; Luis Ernesto Alvarez Castillo, que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Otto Fernando Andriano González
Coordinador Area de Electrotécnica



OFAG/sro



REF. EIME 27.2009.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Luis Ernesto Alvarez Castillo titulado: **EVALUACIÓN TÉCNICA – ECONÓMICA PARA IMPLEMENTAR EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON LÍNEAS SUBTERRÁNEAS EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
DIRECTOR



GUATEMALA, 12 DE MAYO 2,009.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA PARA IMPLEMENTAR EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON LÍNEAS SUBTERRÁNEAS EN LA CIUDAD UNIVERSITARIA**, presentado por el estudiante universitario Luis Ernesto Alvarez Castillo, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

A large, handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Murphy Olimpo Paiz Recinos', written over the printed name and title.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, junio de 2009



/cc

TRABAJO DE GRADUACIÓN QUE DEDICO A LA MEMORIA DE:

Mi Padre

Ing. Agr. Luis Ernesto Alvarez Arriola

Ser maravilloso que aunque no estuviste conmigo físicamente, estoy seguro que como un ángel del cielo, siempre me cuidaste y guiaste para culminar otra etapa más en mi carrera. Siempre te llevo en mi mente y mi corazón.

Mi abuelito

Prof. Augusto Castillo Gramajo

Sociable, servicial con todos, buenazo como pocos. En todos, los que tuvimos la suerte de conocerte dejaste marca, porque eras un tipo de “buena madera”, extraño a cada paso tus sabios consejos.

ACTO QUE DEDICO A

- Dios
Por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida. Por los triunfos y los momentos difíciles que me han enseñado a valorarte cada día más.
- Mi madre
Hilda Yolanda Castillo Ruiz. Por haberme educado y soportar mis errores. Gracias a tus consejos, por el amor que siempre me has brindado, por cultivar e inculcar ese sabio don de responsabilidad.
¡Gracias por darme la vida!
- Mi abuelita
María Encarnación Ruiz Furlan Vda. de Castillo. Por ser mi fuente de inspiración de cómo vivir la vida, gracias por tu apoyo incondicional, cuidados, consejos y todo el amor que me has brindado. Te quiero mucho.
- Mis abuelitos
Agustín Alvarez Morales (D.E.P)
María del Carmen Arriola Vda. de Alvarez. Con todo mi amor.
- Mis hermanas
Faby y Gaby. Porque siempre he contado con ellas para todo, gracias a la confianza que siempre nos hemos tenido; por el apoyo y amistad.

Tía Alba

Con especial cariño.

Mis familiares

Gracias por apoyarme durante toda mi vida.

Mi amigo

Alejandro Acuña, gracias por tu amistad y apoyo.

Usted

Respetuosamente.

AGRADECIMIENTOS A:

Mi Asesor: Ing. Francisco Javier González López

El Lic. Agustín Álvarez Arriola

Sr. Mario González Miller

Mi amigo Ing. Karl Alvarado Rivas

Hilma

Por tu apoyo, comprensión y amor que me permite sentir poder lograr lo que me proponga, por ser parte de mi vida; eres lo mejor que me ha pasado. Te amo.

Facultad de Ingeniería

Universidad de San Carlos de Guatemala

Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
GLOSARIO.....	XV
RESUMEN.....	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV
1 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	1
1.1 ¿Qué es una subestación eléctrica?.....	2
1.2 Tipos de subestaciones.....	3
1.3 Componentes de una subestación eléctrica.....	6
2 DIAGRAMA UNIFILAR DE LAS SUBESTACIONES QUE SIRVEN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LA CIUDAD UNIVERSITARIA.....	21
2.1 Subestación Aurora.....	21
2.2 Subestación Papi-Stracham.....	22
2.3 Subestación Petapa.....	23

3	DIAGRAMA UNIFILAR.....	25
3.1	Definiciones.....	25
3.2	¿ Para qué sirven los diagramas unifilares.....	27
3.3	Diagrama unifilar de los circuitos que alimentan a la Ciudad Universitaria.....	30
3.4	Levantamiento de líneas existentes.....	31
3.4.1	Redes de baja tensión.....	31
3.4.2	Redes de media tensión.....	31
3.4.3	Alumbrado público.....	32
3.4.4	Centros de transformación.....	34
3.4.5	Estudio de carga en la Ciudad Universitaria.....	35
3.4.6	Ubicación de los centros de carga en la Ciudad Universitaria.....	37
4	DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA.....	39
4.1	Desarrollo histórico del sistema subterráneo.....	39
4.2	Ventajas y desventajas.....	42
4.3	Características de los sistemas de distribución subterránea..	47
4.4	Distribución subterránea en Guatemala.....	49

4.5	Equipo de operación utilizado en sistemas de distribución	
	Subterránea.....	51
	4.5.1 Tipos de cables.....	51
	4.5.2 Cables de dieléctrico extruido.....	53
	4.5.3 El cable con neutro concéntrico.....	55
	4.5.4 Otros cables.....	57
	4.5.5 Aislamientos y su importancia.....	58
	4.5.6 Consideraciones de diseño de cables.....	64
	4.5.7 El material conductor.....	66
	4.5.8 Aislamientos.....	67
4.6	Condiciones técnicas del nuevo circuito en Ciudad	
	Universitaria.....	72
	4.6.1 Topología de redes.....	75

5 EQUIPO DE PROTECCIONES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

	ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA.....	83
	5.1 Profundidad de los cables bajo tierra.....	83
	5.2 Holgura en el ducto.....	85
	5.3 Empalmes.....	85
	5.4 El relleno o cama (<i>Backfill</i>).....	86

5.5	Sellado de ductos.....	86
5.6	Corazas del aislante.....	86
5.7	Protección mecánica para cables con cubierta metálica.....	87
5.8	Protección del equipo.....	87
5.9	Protección de sobrecorrientes.....	88
6	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA.....	91
6.1	Rendimiento.....	92
6.2	Restablecimiento del servicio.....	92
7	OBRA CIVIL.....	95
7.1	Características del suelo.....	95
7.2	Importancia del proceso de manufactura.....	96
7.3	Criterios de instalación.....	100
7.4	Diseño y cálculo de canalización con sus respectivos recubrimientos.....	101
7.4.1	Instalación del cable.....	101

7.4.2	Diseño de casetas para instalación de equipo de operación.....	104
7.4.3	Ubicación de los registros.....	105
7.4.4	Tamaños y formas de registros.....	106
7.4.5	Agujeros de acceso.....	114
7.4.6	Instalación de cables dentro de una bóveda.....	114
7.5	Transformadores.....	116
7.6	Accesorios.....	119
7.6.1	El cono de esfuerzo.....	119
7.6.2	Terminaciones.....	121
7.6.3	Codos de conexión sin rompecarga.....	124
7.6.4	Empalmes.....	125
7.6.5	Conector aislante.....	127
7.6.6	Conector rompecarga.....	128
7.6.7	Conector de paso o conexión a tierra.....	129
7.6.8	Derivación “T”	131
7.6.9	Capuchón aislante protector.....	132
7.6.10	Varrillas de prueba.....	134
7.6.11	Terminales de compresión.....	135

7.6.12 Pararrayos.....	136
7.6.13 Interruptores.....	137
7.6.14 Seccionadores.....	137
7.7 Estimación de costos.....	141
7.8 Diagrama unifilar del nuevo sistema de distribución eléctrica subterránea.....	146
7.9 Propuesta del nuevo sistema de distribución eléctrica subterránea.....	147
7.10 Plano del nuevo sistema de distribución eléctrica subterránea con bancos de transformadores.....	148
7.11 Vida estimada.....	150
7.12 Depreciación.....	150
7.13 Método del valor presente.....	151
8 TÉCNICAS DE TENDIDO DE CABLE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.....	153
9 RETIRO DEL SISTEMA AÉREO.....	157

CONCLUSIONES.....	159
RECOMENDACIONES.....	161
BIBLIOGRAFÍA.....	163
REFERENCIAS ELECTRÓNICAS.....	165
ANEXOS.....	167

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Cable de potencia de dieléctrico extruido	54
2	Cable tipo “Repcon” para servicio monofásico secundario en 120/240 voltios	56
3	Configuración radial y algunas de sus variantes	76
4	Configuración anillada simple	78
5	Configuración anillada reforzada mediante cables alimentadores	79
6	Configuración de un sistema dual	81
7	Sistemas subterráneo derivado de circuitos aéreos existentes	93
8	Sección de un cable utilizado para transmisión subterránea diseñado para 275 kV con aislamiento de polietileno de cadena cruzada	100
9	Línea de ductos arreglados en forma rectangular dentro de una estructura de concreto	103

10	Registro tipo H	107
11	Detalles de armado de tapadera del registro tipo H	108
12	Registro tipo costa especial	109
13	Detalles de la tapadera de un registro tipo costa	110
14	Registro tipo pozo	111
15	Detalles de la tapadera de un registro tipo pozo	112
16	Sección transversal del registro tipo pozo	113
17	Transformador tipo PAD MOUNTED con sus respectivas conexiones	117
18	Distribución de las líneas de flujo y equipotenciales en un cable sin y con cono de esfuerzo	120
19	Terminaciones tipo “cabeza de olla” (<i>Pot Head</i>)	122
20	Terminaciones de intemperie para cable con neutro concéntrico	123
21	Codo de conexión si rompecarga	125
22	Empalme para 13.2 kV utilizada en cables de dieléctrico sólido	127
23	Conector aislado para 15 kV	128
24	Conector rompecarga para 15 kV 200 amperios carga continua	129

25	Conector de paso para 15 kV y 200 amperios en operación continua	130
26	Ensamble de un codo a un conector de paso	131
27	Derivación "T" para 200 amperios RMS a carga continua	132
28	Capuchón aislante protector	133
29	Terminales de compresión	134
30	Pararrayo totalmente aislado utilizado en distribución subterránea de 13.2 kV	136
31	Seccionador con y sin fusibles	140
32	Canalización con 6 ductos de 4"	144
33	Separadores de concreto	145
34	Planta de bóveda para mediciones primarias y banco de capacitores	168
35	Especificación de bajada primaria en poste	169
36	Vista de una bajada primaria en poste	170
37	Especificaciones de plataforma de concreto para un PAD MOUNTED y conexión a registro tipo H	171
38	Acometida eléctrica subterránea	172
39	Detalle de una acometida eléctrica subterránea	173

40	Especificaciones de la columna del contador con servicio subterráneo	174
41	Distancia entre ductos de energía y otros ductos	175
42	Detalle de entrada de ductos al registro	176
43	Vista general de canalización	177
44	Canalización con cruce de calle	178
45	Canalización en acera paralela a la calle con pendientes del 1% al 45%	179
46	Instalación subterránea simple de lámpara tipo Cobra	186
47	Instalación subterránea doble de lámpara tipo Cobra	187

TABLAS

I	Profundidades mínimas de enterramiento de cables	84
II	Costo de materiales eléctricos	141
III	Costos unitarios de obra civil	143
IV	Costo total del nuevo sistema de distribución subterránea en la Ciudad Universitaria	145
V	Costos de mano de obra por retiro de cable aéreo	158

VI	Datos técnicos de conductores para baja tensión normados por la Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima	180
VII	Dimensiones de los cables de fase y del conductor neutro	181
VIII	Fichas técnicas de conductores de aluminio para red subterránea, aislamiento 600 voltios	182
IX	Datos técnicos de conductores para media tensión normados por la Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima	183
X	Dimensiones de los cables de fase de conductor neutro	184
XI	Fichas técnicas de conductores de aluminio para red subterránea, aislamiento 15 kV	185

GLOSARIO

Amperímetro

Instrumento que sirve para medir la intensidad de corriente que esta circulando por un circuito eléctrico.

Asbesto

Es el nombre de un grupo de minerales de origen natural que se utilizan en varios productos, como material de construcción y los frenos de automóvil, con el fin de resistir al calor y la corrosión.

Barómetro

Instrumento que mide la presión atmosférica.

CA

Corriente alterna.

CD

Corriente directa.

Coeficiente de temperatura

Es la temperatura que cambia la resistividad por unidad de cambio de la temperatura.

Dieléctrico

Material no conductor de la energía eléctrica (aislante).

Efecto corona

Fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Dado que los conductores suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona de allí el nombre del fenómeno.

EPR

Abreviatura para el hule Etileno-propileno, el cual se utiliza como aislante eléctrico.

Extruido

Todo material que ha sido conformado forzándolo a través de un dado o matriz, según el proceso de extracción.

Gutta-percha

Substancia orgánica gomosa parecida al caucho, la cual es obtenida de un árbol de la familia de las sapotaceas. Posee características aislantes e impermeables.

Isotrópico

Que posee las mismas propiedades en todas las direcciones.

Registros

Cajas de unión subterráneas, utilizadas para interconectar circuitos de distribución.

REPCON

Tipo de cable para utilizar directamente enterrado, el cual posee un forro o cubierta especial que permite que su conductor pueda ser reemplazado.

Resistencia dieléctrica

Es el máximo gradiente de potencial que puede soportar un dieléctrico sin perforarse. También se le conoce como fuerza dieléctrica y se expresa generalmente en kV/mm.

RMS

Se refiere al valor eficaz de una señal de corriente alterna, también se le conoce como raíz cuadrática media.

RST

Transformador residencial subterráneo.

Superconductividad

Propiedad de algunos metales en los cuales la resistividad tiende a cero para bajas temperaturas.

Tándem

Palabra que se emplea para señalar elementos de un mismo tipo que se posicionan en serie, es decir uno atrás de otro, y que cumplen la misma función en un mecanismo.

Termoestable

Aquellas sustancias que conservan sus características físicas a pesar de las variaciones de temperatura. Poseen entrelazamientos cruzados a nivel molecular.

Termoplástico

Substancia plástica cuyas moléculas no forman entrelazamientos cruzados; razón por la cual estas substancias se ablandan con el calor.

Triplex

Conductor formado por un cable de fase trenzado sobre un cable mensajero neutral utilizado como conductor neutro.

XLP

Poliétileno de cadena cruzada utilizado en el aislamiento de cables.

RESUMEN

Los sistemas de distribución eléctrica subterránea han tomado mucha importancia en la actualidad, debido a su alta confiabilidad de servicio y que contribuyen a mejorar el aspecto visual de los lugares donde se utilizan.

En Guatemala este tipo de distribución se empezó a utilizar en la década de los sesenta, en esta época eran de tipo semi-subterráneo por lo que solo los conductores secundarios con voltajes comprendidos entre (120 / 240 V) ya sean monofásicos o trifásicos eran enterrados, fue hasta la década de los setenta que ya se empezó a realizar en ciertas colonias de la capital un sistema de distribución completamente subterráneo y hasta la fecha se ha implementado aún más en proyectos habitacionales, comerciales, centros educativos e industriales.

Con la implementación de un sistema de distribución subterránea en la ciudad Universitaria intervienen varios aspectos muy importantes, como los son: aspecto económico, confiabilidad y un mayor interés público en el aspecto estético en la misma. En todo proyecto de ingeniería se busca la optimización de costos, tanto en la ejecución como en el buen funcionamiento del mismo. Un sistema de distribución subterránea es más confiable que un aéreo, la frecuencia de fallas es menor en sistemas subterráneos aunque hay que recalcar que las fallas son mucho más difíciles de hallar, aislar y reparar.

Existen muchos procedimientos de operación que no se pueden llevar a cabo en un sistema subterráneo mientras está energizado, así como improvisaciones temporales que sí se pueden efectuar en sistemas aéreos, pero esto ha conducido al desarrollo de equipo de protección, seccionamiento, interruptores y conectores separables de cables, que a menudo están físicamente integrados como dispositivos accesorios en los transformadores de distribución subterránea, lo cual ayuda a que las fallas en estos sistemas sean mínimas y cuando se dan los circuitos que no estén dañados puedan alimentarse por otras vías, mientras la falla en el punto es reparada.

La inversión inicial para implementar un sistema subterráneo resulta más elevado que un sistema aéreo en lo que respecta a obra civil, pero esto es compensado con menos gastos de mantenimiento, mejorando la infraestructura y el aspecto visual en la ciudad Universitaria.

OBJETIVOS

- **General:**

Llevar a cabo una evaluación técnica - económica para cambiar el sistema eléctrico de distribución aérea a subterránea en la ciudad universitaria, para ver si es factible que en un futuro no tan lejano se pueda implementar este tipo de distribución, para mejorar la infraestructura y el aspecto visual en este lugar.

- **Específicos:**

1. Dar a conocer que componentes juegan un papel importante en la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.
2. Dar a conocer que subestaciones eléctricas prestan el servicio a la Ciudad Universitaria.
3. Realizar un diagrama unifilar de como alimentan los circuitos a la Ciudad Universitaria.
4. Hacer un levantamiento de campo de las líneas existentes.
5. Definir que es un sistema de distribución eléctrica subterránea.
6. Dar a conocer los pasos que deber seguirse para hacer un cambio de distribución aéreo a subterráneo.
7. Dar a conocer los pasos de la obra civil para la realizar el proyecto.
8. Dar a conocer las técnicas de tendido de cable.
9. Dar a conocer los pasos que deben seguirse para el retiro del sistema aéreo.

INTRODUCCIÓN

En el proceso de modernización que se vive en la actualidad, las diferentes formas de distribuir energía eléctrica a la población han tomado un lugar importante para mejorar la calidad, confiabilidad e impacto visual. Los sistemas de distribución eléctrica subterránea ocupan un lugar sobresaliente ya que cumplen con estas especificaciones.

Los sistemas de distribución eléctrica ya sea aérea o subterránea tienen seis elementos principales: La central eléctrica, los transformadores, que elevan el voltaje de la energía eléctrica generada a las altas tensiones utilizadas en las líneas de transporte, las subestaciones donde la señal baja su voltaje para adecuarse a las líneas de distribución y los transformadores que bajan el voltaje al valor utilizado por los consumidores.

La distribución eléctrica subterránea es muy utilizada en diferentes sectores de nuestro país, debido a que requiere de menos cuidados que la distribución aérea. El mantenimiento de las líneas aéreas requieren de más cuidados, debido a que se presentan incidentes, como choques a postes, vientos, problemas con ramas de árboles, en fin una serie de situaciones que utilizando la distribución subterránea se logran disminuir considerablemente.

Actualmente este tipo de distribución eléctrica ha logrado posicionarse en un lugar privilegiado debido a que el equipo y materiales eléctricos utilizados han disminuido en precios en comparación con años anteriores, además que se ha modernizado el equipo a utilizar. En la década de los setenta y ochenta se utilizaban transformadores convencionales o del tipo RST, los cuales eran instalados en bóvedas relativamente ajustadas con la cubierta a nivel de piso. El enfriamiento de los mismos se lleva a cabo por convección natural de aire, aunque algunos aumentaban su eficiencia de circulación de aire, mediante chimeneas especiales que dirigen la circulación, pero su vida útil se reducía debido al calentamiento que sufrían los mismos. Como en todo sistema de distribución eléctrica, los transformadores juegan un papel importante gracias a la modernización de equipo, hoy en día se utilizan en distribución subterránea los transformadores de plataforma o PAD MOUNTED, los cuales han simplificado al diseño de estos sistemas, ya que pueden ser instalados sobre aceras, jardineras, etc. e incluso existen transformadores de este tipo que su coraza o caja protectora puede ser ornamental ayudando a mejorar el impacto visual en los lugares donde son instalados y ayuda reducir costos en obra civil, ya que se evita la construcción de bóvedas para su instalación. Otro elemento muy importante en los sistemas de distribución son los conductores eléctricos, los cuales pueden instalarse en ductos o bien enterrados directamente, más adelante se dará a conocer cuál de los dos métodos de instalación es el adecuado a utilizar en nuestro caso de estudio.

Este trabajo de graduación tiene como propósito hacer una estimación de costos de materiales y mano de obra necesarios para que un futuro no tan lejano se pueda implementar este tipo de distribución eléctrica en la Ciudad Universitaria.

1. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

La mayor parte de la energía eléctrica del mundo se genera en centrales térmicas alimentadas con carbón, aceite, energía nuclear o gas, pero en Guatemala, una parte se genera en centrales hidroeléctricas, diesel o provistas de otros sistemas de combustión.

En una instalación normal, los generadores de la central eléctrica suministran voltajes de 26,000 voltios; voltajes superiores no son adecuados por las dificultades que presenta su aislamiento y por el riesgo de cortocircuitos y sus consecuencias.

Este voltaje se eleva mediante transformadores a tensiones entre 230,000 y 138,000 voltios para la línea de transmisión (cuanto más alta es la tensión en la línea, menor es la corriente y menores son las pérdidas, ya que son proporcionales al cuadrado de la intensidad de la corriente eléctrica).

En la subestación, el voltaje se transforma en tensiones entre 69.000 y 13,200 voltios para que sea posible transferir la electricidad al sistema de distribución. La tensión se baja de nuevo con transformadores en cada punto de distribución. Para el suministro a los consumidores se baja más la tensión; la industria suele trabajar a tensiones de 13.2 ó 69 Kv para alimentación de

edificios. Para servicios generales en la industria se utilizan 240/480 voltios 3 fases, delta, 4 alambres, 240/416 voltios 3 fases, estrella aterrizada, 4 alambres, 277/480 voltios 3 fases estrella y las viviendas reciben entre 120/240, 120/208 voltios 1 fase 3 alambres y 120/240, 120/208, 240/480 voltios 3 fases 4 alambres.

1.1 ¿Qué es un subestación eléctrica?

Es una instalación en donde un conjunto de dispositivos especiales permiten transformar, distribuir, medir y controlar la energía eléctrica recibida por una o más líneas de transmisión.

Las líneas primarias pueden transmitir electricidad con tensiones hasta de 230,000 voltios o más. Las líneas secundarias que van a las viviendas tienen tensiones de 120 o 240 voltios.

El desarrollo actual de los rectificadores de estado sólido para alta tensión hace posible una conversión económica de alta tensión de corriente alterna a alta tensión de corriente continua para la distribución de electricidad. Esto evita las pérdidas inductivas y capacitivas que se producen en la transmisión de corriente alterna.

Las líneas de distribución de media tensión (13.2 Kv) suelen estar formadas por cables de cobre, aluminio o acero recubierto de aluminio o cobre. Estos cables están suspendidos de postes o pilones, altas torres de acero, mediante una sucesión de aislantes de polimeros o porcelana. Gracias a la utilización de cables de acero recubierto y altas torres, la distancia entre éstas puede ser mayor, lo que reduce el costo del tendido de las líneas de conducción. En algunas zonas, las líneas de alta tensión se cuelgan de postes de madera; para las líneas de distribución, a menor tensión, suelen ser postes de madera o concreto, más adecuados que las torres de acero.

1.2 Tipos de subestaciones

Subestaciones variadoras de tensión

a) Subestación elevadora: subestación de transformación en donde la potencia de salida de los transformadores, está a una tensión más alta que la potencia de entrada.

b) Subestación reductora: subestación de transformación en donde la potencia de salida de los transformadores, está a una tensión más baja que la potencia de entrada.

Subestación de maniobra o seccionadora de circuito.

Subestación mixta (mezcla de las dos anteriores).

De acuerdo con la potencia y la tensión que manejan las subestaciones, pueden agruparse en:

- Subestaciones de transmisión, arriba de 230 Kv.
- Subestaciones de subtransmisión, entre 230 y 138 Kv.
- Subestaciones de distribución primaria, entre 138 y 69 Kv.
- Subestaciones de distribución secundarias, debajo de 69 Kv.

Sin duda, la denominación de una subestación de transmisión o de distribución es independiente de las tensiones involucradas y está determinada por el fin a que se destinó.

El objetivo a cumplir por una subestación es determinante por su ubicación física. Para esto, las subestaciones de transmisión están ubicadas lejos de los centros urbanos, lo que facilita el acceso de líneas de alta tensión y la localización de terrenos lo suficientemente grandes para albergar en forma segura los delicados equipos para el manejo de alta tensión.

Por otra parte, las subestaciones de distribución deben construirse en función del crecimiento de la carga, es decir, deben estar ubicadas en los centros de carga de áreas urbanizadas para asegurar la calidad y la continuidad de servicio al usuario.

Es claro que por las características funcionales de cada subestación, no deben mezclarse en una instalación, equipos de transmisión y distribución. La utilización de este tipo de subestaciones debe limitarse exclusivamente a aquellos casos de claras justificaciones técnico económicas.

Las subestaciones de distribución son alimentadas desde las subestaciones de transmisión con líneas o cables de potencia a la tensión de 230 ó 138 Kv, es lógico suponer que esta tensión no debe considerarse como de transmisión ni distribución; para esta condición intermedia, se desarrolla el concepto de subtransmisión.

Los niveles de tensión para su aplicación e interpretación se consideran conforme lo indican las tarifas para la venta de energía eléctrica en su sección de aspectos generales, siendo:

a) Baja tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión menores o iguales a 1 Kv.

b) Media tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1 Kv., pero menores o iguales a 35 Kv.

c) Alta tensión a nivel subtransmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayor a 69 Kv., pero menores a 230 Kv.

d) Alta tensión a nivel transmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión iguales o mayores a 220 kV.

Actualmente en nuestro país, la industria eléctrica está incrementando día con día su actividad, ya que tiene que satisfacer la demanda de su gran población, por ello, el sector eléctrico tiene que desarrollar nuevas técnicas y métodos para su utilización en el suministro de energía eléctrica, ya que al haber más actividad, es inminente la urgencia de una mejor optimización de los sistemas eléctricos.

1.3 Componentes de una Subestación Eléctrica

Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios.

ELEMENTOS PRINCIPALES:

1. Transformador.

2. Interruptor de potencia.

3. Restaurador.
4. Cuchillas fusibles.
5. Cuchillas desconectoras y cuchillas de prueba.
6. Pararrayos.
7. Transformadores de instrumento.

ELEMENTOS SECUNDARIOS:

1. Cables de potencia.
2. Cables de control.
3. Alumbrado.
4. Estructura.
5. Herrajes.
6. Equipo contra incendio.
7. Equipo de filtrado de aceite.
8. Sistema de tierras.
9. Carrier.
10. Intercomunicación.
11. Cajas de registro, conducto, drenajes.
12. Cercas.

TRANSFORMADOR

Es un dispositivo que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro, conservando la frecuencia constante. Este dispositivo utiliza el principio de la inducción electromagnética, y posee circuitos eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente.

INTERRUPTORES

Es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico.

Si la operación se efectúa sin carga (corriente), el interruptor recibe el nombre de desconectador o cuchilla desconectadora.

Sin embargo, la operación de apertura o de cierre la efectúa con carga (corriente nominal), o con corriente de corto circuito (en caso de alguna perturbación), el interruptor recibe el nombre de DISYUNTOR O INTERRUPTOR DE POTENCIA.

Los interruptores en caso de apertura deben asegurar el aislamiento eléctrico del circuito.

Estudiaremos inicialmente los interruptores de potencia por considerarse como uno de los elementos básicos de las subestaciones eléctricas, en particular de las de gran capacidad.

INTERRUPTORES DE POTENCIA

Los interruptores de potencia, como ya se mencionó, interrumpen y restablecen la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción la deben efectuar con carga o corriente de corto circuito.

Se construyen en dos tipos generales:

- a) Interruptores de aceite.
- b) Interruptores neumáticos.

INTERRUPTOR DE ACEITE

Los interruptores de aceite se pueden clasificar en tres grupos:

1. Interruptores de gran volumen de aceite.
2. Interruptores de gran volumen
3. Interruptores de pequeño volumen de aceite.

INTERRUPTORES DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE

Estos interruptores reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen: Generalmente son tanques cilíndricos y pueden ser monofásicos. Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre sí por separadores (aislante).

INTERRUPTOR NEUMÁTICO

El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido que incluye una o varias impresoras, un tanque principal, un tanque de reserva y un sistema de distribución en caso de que sean varios interruptores. Se fabrican monofásicos y trifásicos.

VENTAJAS DEL INTERRUPTOR NEUMÁTICO SOBRE LOS INTERRUPTORES DE ACEITE

1. Tiene mejores condiciones de seguridad, ya que evita explosiones e incendios.
2. Interrumpe las corrientes de falla en menos ciclos (3 a 5).
3. Disminuye la posibilidad de enebados de arco.
4. Es más barato.

RESTAURADORES

En los sistemas de distribución, además del problema de la protección de los equipos eléctricos, se representan el de la “continuidad” del servicio es decir, la protección que se planea en las redes de distribución se hace pensando en los dos factores ya mencionados.

Para satisfacer esta necesidad se ideó un interruptor de operaciones automático que no necesita de accionamiento manual para sus operaciones de cierre o apertura (la operación manual se refiere al mando por control remoto), es decir, construido de tal manera que un disparo o un cierre está calibrando de antemano y opera bajo una secuencia lógica predeterminada y constituye un interruptor en desacuerdo con las necesidades de la red de distribución que se va a proteger.

Este interruptor recibe por tales condiciones el nombre de restaurador.

Un restaurador no es más que un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque que opera en capacidades interruptivas relativamente bajas y con tensiones no muy elevadas.

Los restauradores normalmente están contruidos para funcionar con tres operaciones de re cierre y cuatro aperturas con un intervalo entre una y otra calibrada entre mano en la última apertura; el cierre debe ser manual ya que indica que la falla es permanente.

CUCHILLA FUSIBLE

La cuchilla fusible es un elemento de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tiene dos funciones: como cuchilla desconectadora, para lo cual se conecta y desconecta, y como elemento de protección.

El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible, que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. El dispositivo fusible se selecciona de acuerdo con el valor de corriente nominal que va a circular por él, pero los fabricantes tienen el correspondiente valor de corriente de ruptura para cualquier valor de corriente nominal.

Los elementos fusibles se construyen fundamentalmente de plata (en casos especiales), cobre electrolítico con aleación de plata, o cobre aleado con estaño.

CUCHILLAS DESCONECTORAS (SECCIONADORES)

La cuchilla desconectadora es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico. Por lo general, se operan sin carga, pero en algunos casos se puede operar con carga, hasta ciertos límites.

PARARRAYOS

Las sobretensiones que se presentan en las instalaciones de un sistema pueden ser de dos tipos:

1. Sobretensiones de tipo atmosférico.
2. Sobretensiones por fallas en el sistema.

En este estudio tratamos las sobretensiones de tipo atmosférico.

El pararrayos es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de tipo atmosférico.

Las ondas que presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan al equipo si no se tiene protegido correctamente; para su protección se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

1. Descargas directas sobre la instalación.
2. Descargas indirectas.

De los casos anteriores, el más interesante por presentarse con mayor frecuencia, es el de las descargas indirectas.

El pararrayos es un dispositivo que se encuentra conectado permanentemente en el sistema y opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra.

Su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuya operación está determinada de antemano de acuerdo con la tensión a la que va a operar.

Se fabrican diferentes tipos de pararrayos basados en el principio general de operación; por ejemplo: los más empleados son los conocidos como “pararrayos tipo auto valvular” y “pararrayos de resistencia variable”.

El pararrayos tipo auto valvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variable cuya función es dar una operación más sensible y precisa. Se emplea en los sistemas que operan con grandes tensiones, ya que representa una gran seguridad de operación.

El pararrayos de resistencia variable funda su principio de operación en el principio general, es decir, con dos explosores, y se conecta en serie a una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene mucha aceptación en el sistema de distribución.

La función del pararrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema.

Las ondas que normalmente se presentan son de 1.5 a 1 microsegundos. (Tiempo de frente de onda). La función del pararrayos es cortar su valor máximo de onda (aplanar la onda).

Las sobretensiones originadas por descargas indirectas se deben a que se almacenan sobre las líneas, cargas electrostáticas que al ocurrir la descarga se parten en dos y viajan en ambos sentidos de la línea a la velocidad de la luz.

Los pararrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para lo cual tiene un cierto radio de protección. Para mayor seguridad, a las instalaciones contra las cargas directas se le instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión.

La tensión a la que operan los pararrayos se conoce técnicamente como tensión de cebado del pararrayos.

El condensador se emplea como filtro con los pararrayos de los generadores.

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Se denominan transformadores para instrumento los que se emplean para alimentación de equipo de medición y control o protección. Los transformadores para instrumento se dividen en dos clases:

1. Transformadores de corriente.
2. Transformadores de potencial.

Transformadores de corriente

Se conoce como transformador de corriente a aquél cuya función principal es cambiar el valor de la corriente de uno más o menos elevado a otro con el cual se pueda alimentar a instrumentos de medición. Control o protección, como amperímetros, wátmetros, instrumentos registradores, relevadores de sobre corriente, etc.

Su construcción es semejante a la de cualquier tipo de transformador, ya que fundamentalmente consiste de un devanado primario y un devanado secundario. La capacidad de estos transformadores es muy baja, se determina sumando las capacidades de los instrumentos que se van a alimentar, y puede ser 15, 30, 50, 60, y 70 VA.

Estos transformadores son generalmente de tamaño reducido y el aislamiento que se emplea en su construcción tiene que ser de muy buena calidad, pudiendo ser en algunos casos resinas sintéticas (compound), aceite o líquidos no inflamables (Pyranol, clorextol, etc.).

Como estos transformadores normalmente van a estar conectados en sistemas trifásicos, las conexiones que se pueden hacer con ellos son las conexiones normales trifásicas entre transformadores (delta estrella, delta, etc.). Es muy importante en cualquier conexión trifásica que se haga conectar

correctamente sus devanados de acuerdo con sus marcas de polaridad, y siempre conectar el lado secundario a tierra.

Hay transformadores de corriente que operan con corrientes relativamente bajas; estos transformadores pueden construirse sin devanado primario, ya que el primario lo constituye la línea a la que van a conectarse. En este caso a los transformadores se les denomina tipo dona.

Las relaciones de transformación son de diferentes valores, pero la corriente en el devanado secundario normalmente es de 5 amperes.

Transformadores de potencial

Se denomina transformador de potencial a aquél cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección que requieran señal de voltaje.

Los transformadores de potencial se construyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja, ya que se determina sumando las capacidades de los instrumentos de medición, control o protección que se van a alimentar, y varían de 15 a 60 VA. Los aislamientos empleados son de

muy buena calidad y son en general los mismos que se usan en la fabricación de los transformadores de corriente.

Se construyen de diferentes relaciones de transformación, pero el voltaje en el devanado secundario es normalmente de 115 voltios. Para sistemas trifásicos se conectan en cualquiera de las conexiones trifásicas conocidas, según las necesidades. Debe tenerse cuidado de que sus devanados estén conectados correctamente de acuerdo con sus marcas de polaridad.

Los transformadores de instrumento tienen diferente precisión de acuerdo con el empleo que se les dé. A esta precisión se le denomina clase de precisión y se selecciona de acuerdo con la siguiente lista:

Clase de precisión:

0.1. Los que pertenecen a esta clase son generalmente transformadores patrones empleados en laboratorios para calibración por contratación.

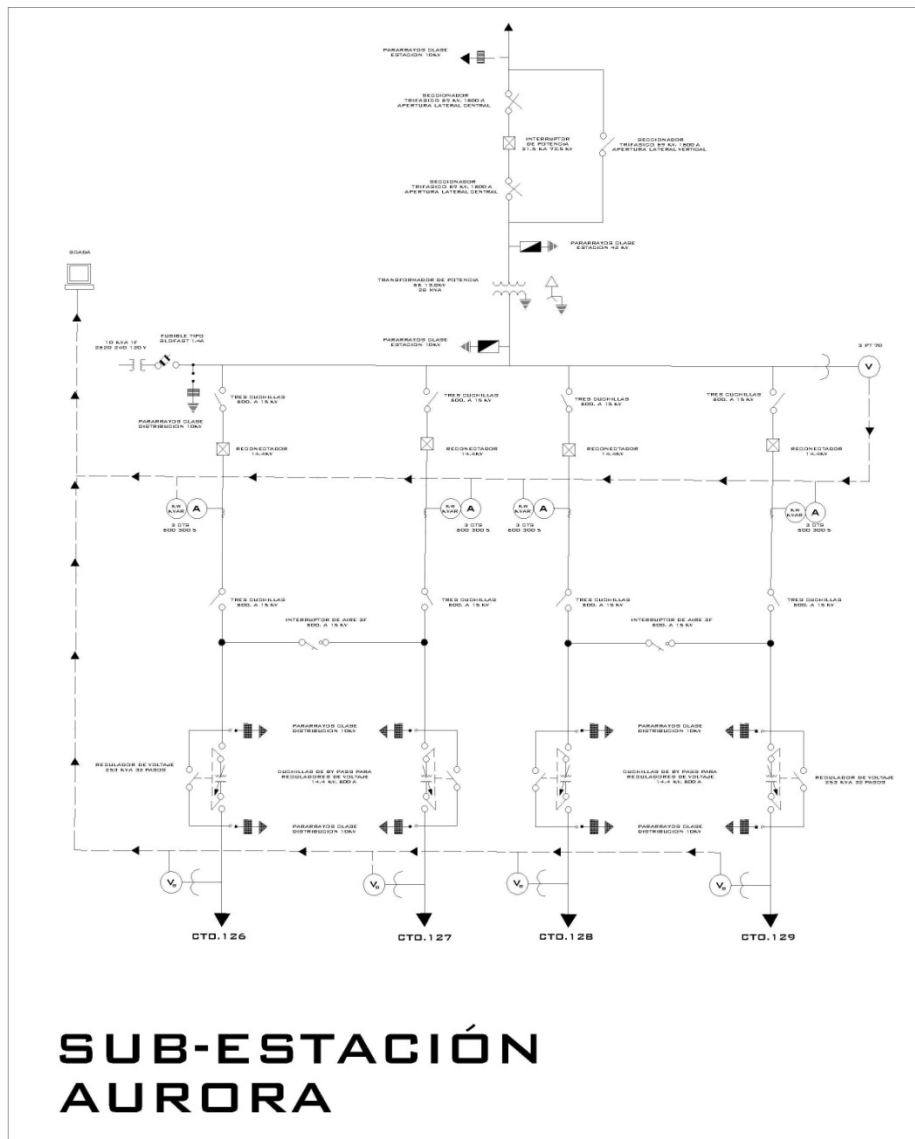
0.2. Los de esta clase pueden emplearse como transformadores patrones o para alimentar instrumentos que requieran mucha precisión, como son instrumentos registradores, controladores, aparatos integrados, etc.

0.5 Los transformadores pertenecientes a esta clase se emplean comúnmente para alimentar instrumentos de medición normal, como son: Amperímetros, voltímetros, wátmetros, barómetros, etc.

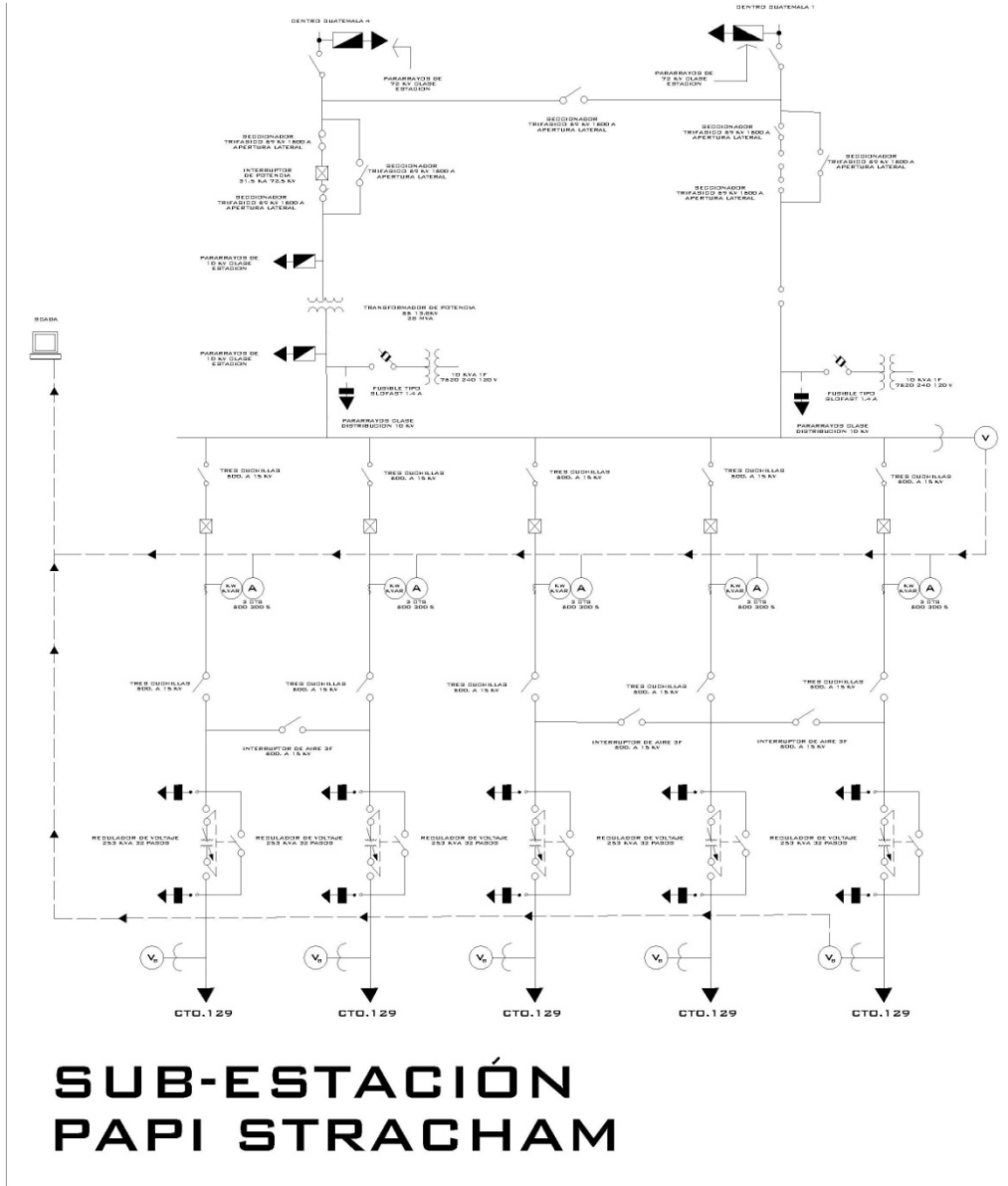
3 Los transformadores para instrumento que pertenecen a esta clase son empleados normalmente para alimentar instrumentos de protección como son relevadores; la tolerancia permitida en esta clase es de 2.5 al 10%.

2. ANÁLISIS DE LAS SUBESTACIONES QUE SIRVEN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LA CIUDAD UNIVERSITARIA

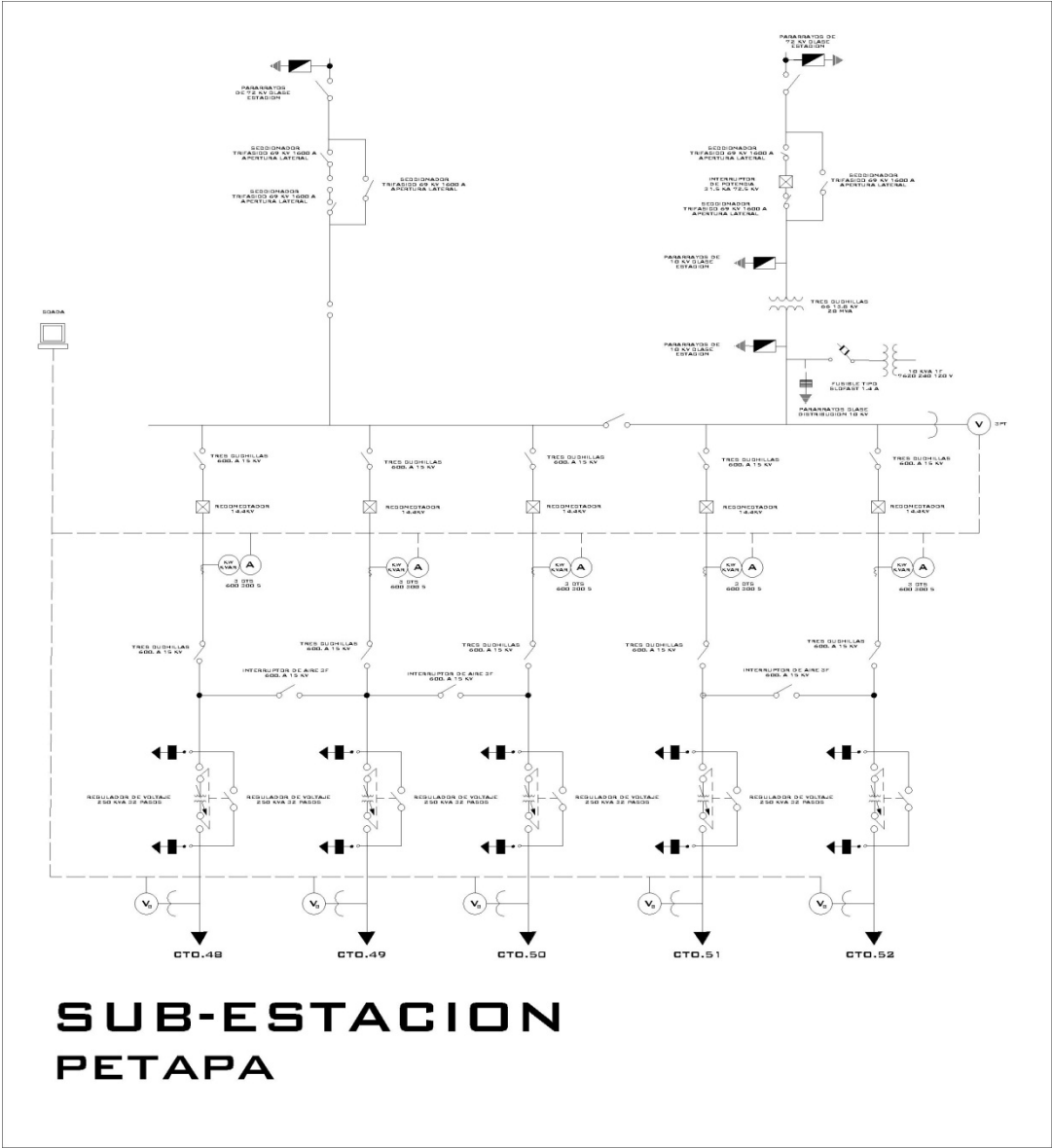
2.1 Sub-estación Aurora



2.2 Sub-estación Papi Stracham



2.3 Sub estación Petapa



3. DIAGRAMA UNIFILAR

3.1 Definiciones

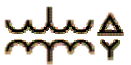





Los diagramas unifilares representan todas las partes que componen a un sistema de potencia de modo gráfico, completo, tomando en cuenta las conexiones que hay entre ellos, para lograr la forma de una visualización completa del sistema de la forma más sencilla. Ya que un sistema trifásico balanceado siempre se resuelve como un circuito equivalente monofásico, o por fase, compuesto de una de las tres líneas y un neutro de retorno, rara vez es necesario mostrar más de una fase y el neutro de retorno cuando se dibuja un diagrama del circuito. Muchas veces el diagrama se simplifica aún más al omitir el neutro del circuito e indicar las partes que lo componen mediante símbolos estándar en lugar de sus circuitos equivalentes. No se muestran los parámetros del circuito, y las líneas de transmisión se representan por una sola línea entre dos terminales. A este diagrama simplificado de un sistema eléctrico se le llama *diagrama unifilar o de una línea*, e indica, por una sola línea y por símbolos estándar, cómo se conectan las líneas de transmisión con los aparatos asociados de un sistema eléctrico. El propósito de un diagrama unifilar es suministrar en forma concisa información significativa acerca del sistema.






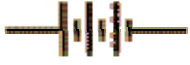










La importancia de las diferentes partes de un sistema varía con el problema y la cantidad de información que se incluye en el diagrama depende del propósito para el que se realiza. Por ejemplo, la localización de los interruptores y relevadores no es importante para un estudio de cargas. Los interruptores y relevadores no se mostrarían en el diagrama si su función primaria fuera la de proveer información para tal estudio. Por otro lado, la determinación de la estabilidad de un sistema bajo condiciones transitorias resultantes de una falla depende de la velocidad con la que los relevadores e interruptores operan para aislar la parte del sistema que ha fallado, por lo tanto, la información relacionada con los interruptores puede ser de extrema importancia. Algunas veces, los diagramas unifilares incluyen información acerca de los transformadores de corriente y de potencia que conectan los relevadores al sistema o que son instalados para medición.

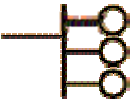
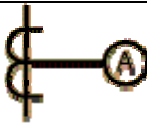

3.2 Para qué sirven los diagramas unifilares

Los diagramas unifilares sirven para representar en forma gráfica y de una manera más ordenada todos los componentes en un sistema eléctrico y así interpretarlo para tener un mejor panorama de todos los componentes que van a ser instalados o que ya están instalados y se necesita hacer un análisis del mismo.

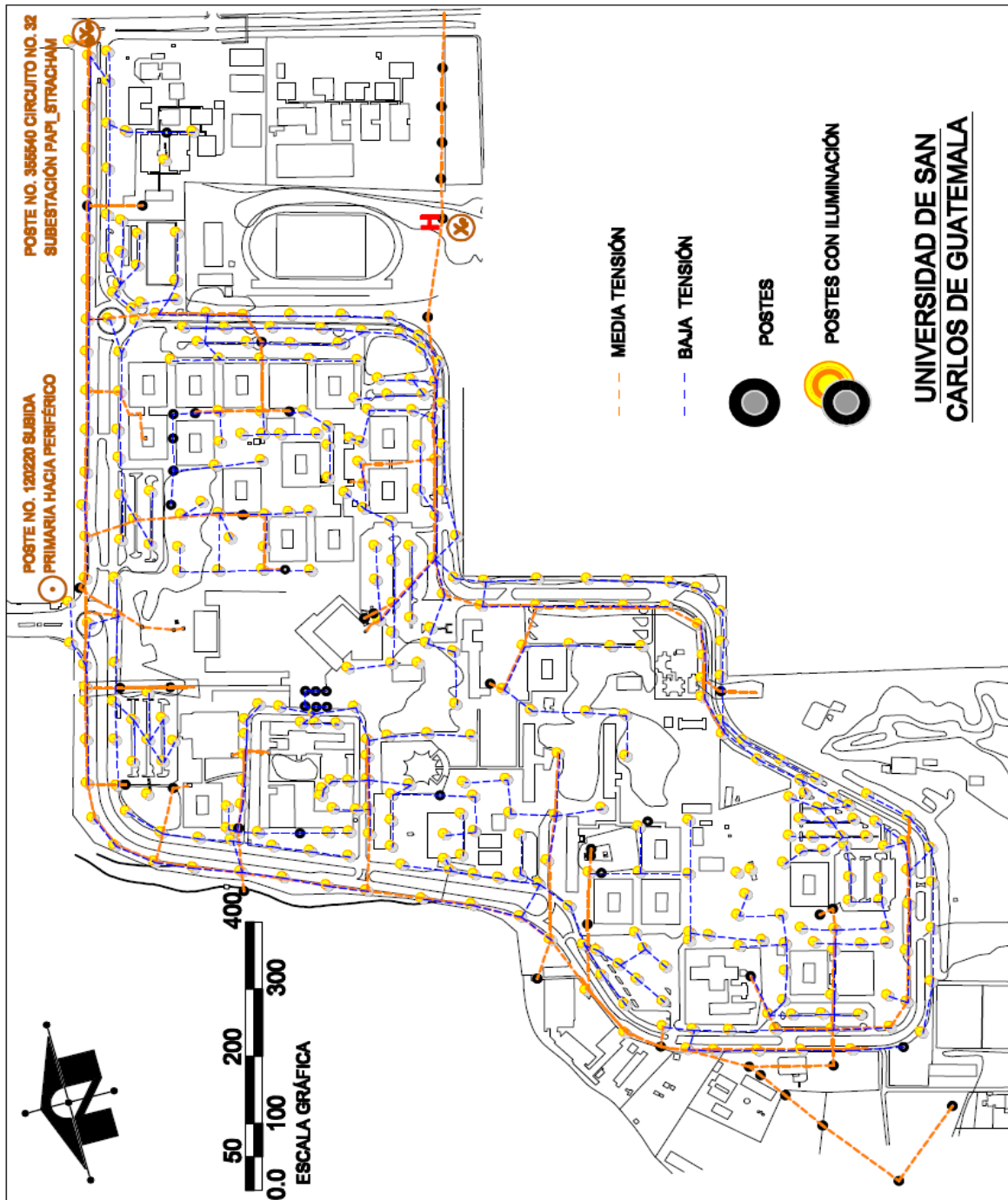
Para esto existe la simbología que representa a cada uno de los componentes de un sistema eléctrico; a continuación se dará a conocer los símbolos más utilizados en un diagrama unifilar de un sistema de distribución eléctrica:

símbolo	Identificación
	Transformador y tipo de conexión delta o estrella
	Interruptor de circuito removible
	Posición de interruptor de circuito
	Interruptor de circuito no removible
Símbolo	Identificación
	Interruptor de circuito removible
	Interruptor de desconexión

	Fusible
	Barra colectora
	Transformador de corriente con una relación de 400 A a 5 A.
	Transformador de potencial con una relación de 480 V a 120 V.
	Tierra
	Batería
	Motor
	Contacto normalmente abierto
	Contacto normalmente cerrado
símbolo	Identificación
	Luz piloto
	Relevador de sobrecarga
	Capacitor
	Amperímetro
	Generador
	Interruptor con fusible
	Control de medidor

	de baja tensión
	Centro de medidor
	Transformador de corriente con amperímetro conectado
	Centro de carga o tablero

3.3 Diagrama unifilar de los circuitos que alimentan a la Ciudad Universitaria



3.4 Levantamiento de líneas existentes

3.4.1 Redes de baja tensión

Las redes de baja tensión se emplean para abastecer consumos domiciliarios y la mayor parte de los industriales, utilizándose tensiones menores a 1 Kv entre fases (comúnmente niveles de 120 a 240 voltios monofásicos y 208 / 120 Y voltios trifásico, para consumo residencial y 240 a 416 voltios entre fases para consumos industriales de tamaño medio).

Por lo general, se usan tres cables de un solo conductor aislados con polietileno, para servicios de 120 / 240 V. Estos pueden ser cables separados o de construcción triplex. En algunos casos, se usa un conductor neutro de cobre desnudo. Estos cables de servicio suelen enterrarse directamente.

3.4.1 Redes de baja tensión

Las redes de media tensión emplean voltajes comprendidos entre un 1 Kv a 13.2 Kv entre fases y permiten transmisiones del orden de los megawatts. Se utilizan principalmente en instalaciones industriales importantes, en redes de distribución urbanas y rurales, y en redes de subtransmisión.

La subtransmisión tiene muchas de las características de la transmisión, así como de la distribución, en el sentido de que mueve cantidades relativamente grandes de energía eléctrica, de un punto a otro, como la transmisión, y al mismo tiempo, proporciona cobertura de zona, como la distribución. En algunos sistemas de servicio eléctrico, los voltajes de transmisión y de subtransmisión son idénticos; en otros, la subtransmisión se hace con un nivel (o niveles) de voltaje separado y distinto. Esto es fácil de explicar, porque en la evolución de los sistemas de servicio eléctrico, el voltaje de transmisión de uso hoy en día tiende a convertirse en el voltaje de subtransmisión de mañana, precisamente de la misma manera en que el voltaje de subtransmisión actual tiende a convertirse en el de distribución primaria de mañana.

3.4.3 Alumbrado público

El alumbrado de las calles, bulevares y otras calzadas es casi el único servicio en el que la Empresa Eléctrica de Guatemala a menudo es responsable del equipo de utilización. Esto comprende el servicio completo de instalación mantenimiento y operación de los sistemas de alumbrado durante las horas de oscuridad, cuando se requieren. Los circuitos serie (de corriente constante), que históricamente han sido una alimentación común para el alumbrado público, se han vuelto obsoletos. En la actualidad, las unidades de alumbrado público se alimentan normalmente en forma directa desde la distribución local (120 / 240 V). Las lámparas de descarga de alta intensidad que se usan tienen balastos compatibles para todos los voltajes comunes, 120, 208, 240, 277, 480 V, diseñadas para establecer un arco dentro de la fuente luminosa y dar lugar a condiciones estables de operación. Los balastos pueden ser de dos tipos de

alto factor de potencia o de factor de potencia normal. Los controles fotoeléctricos se usan con mayor frecuencia en forma integral con las lámparas individuales, pero también se pueden utilizar para conmutar los contactores que controlan los circuitos utilizados solo para alumbrado.

Los sistemas actuales de alumbrado público están diseñados con el uso de fuentes de descarga de alta intensidad. Los tres tipos principales son de mercurio, transparentes o revestidas con fósforo, de haluro metálico y de sodio de alta presión. Estas lámparas se encuentran en varios tamaños que van desde menos de 100 hasta 1000 W. La de haluro metálico no se usa con amplitud por su corta duración y mal mantenimiento de lúmenes. El alumbrado de mercurio fue el tipo más popular, ya que se utilizó con gran extensión para sustituir los antiguos sistemas incandescentes y fluorescentes en los últimos años. Sin embargo, la de sodio a alta presión es la lámpara más nueva y más eficiente con la que se cuenta. Su eficiencia es más del doble que la de mercurio. El arco compacto también permite un mejor control de la distribución de la luz por parte de la luminaria. La eficiencia más alta de la lámpara y el mejor control reducen las necesidades de energía eléctrica para el alumbrado público a menos de la mitad de la que se requería para la de mercurio. El sodio a alta presión se está convirtiendo en el mejor sistema de alumbrado por sus ventajas económicas.

Aunque la mayor parte de los sistemas de alumbrado propiedad de la compañía de servicio eléctrico se sujetaron originalmente a las líneas de distribución aéreas sobre postes de madera o de concreto ya existentes, ahora en la mayoría de complejos residenciales y centros comerciales están optando

por la distribución subterránea, tendida desde el transformador, zanja de empalmes o registros más cercanos. La integración de los circuitos de alumbrado público, adecuadamente con el sistema subterráneo global desde el principio, es esencial para el control adecuado de los aspectos económicos así como de los costos.

3.4.4 Centros de transformación

Los centros de transformación están dotados de transformadores o autotransformadores alimentados por las líneas de distribución en media tensión; son los encargados de realizar la última transformación, efectuando el paso de las tensiones de distribución a la tensión de utilización. Esto se consigue con los transformadores o bancos de transformadores de distribución.

La conexión entre sí de las líneas principales secundarias de transformadores adyacentes que reciben servicio del mismo alimentador primario se conoce como formación de bancos. Cuando se utiliza, la práctica de formación de bancos suele aplicarse a los secundarios de transformadores monofásicos y todos los transformadores en un banco se deben alimentar desde la misma fase del circuito primario. El uso de formación de bancos ya no está tan generalizado como antes.

Los bancos de distribución difieren de los de una red de CA de bajo voltaje en que cuando se forman bancos con los secundarios, todos los

transformadores se alimentan desde un circuito, mientras que en una red de CA de alto voltaje, transformadores adyacentes se alimentan desde circuitos diferentes. Existen varias ventajas con la formación de bancos, en comparación con la distribución radial secundaria, las ventajas son:

- 1) Reducción en el parpadeo de las lámparas causado por el arranque de motores.
- 2) Se requiere menor capacidad del transformador debido a una mayor diversidad de la carga entre un mayor número de consumidores.
- 3) Mejor voltaje promedio a lo largo del secundario
- 4) Mayor flexibilidad para el crecimiento de la carga.

3.4.5 Estudio de carga en la Ciudad Universitaria

El estudio de carga en la Ciudad Universitaria tiene como objetivo saber qué cantidad de carga de energía eléctrica se consume en ella. Se tienen diferentes centros de transformación para los edificios principales de las diferentes facultades que se encuentran en la misma.

En cada edificio central tomaremos como criterio que posee centros de transformación de 100 Kva. en adelante, para tener una muestra significativa de la carga. Se tienen trece edificios que tomaremos como principales dentro de los cuales tenemos: Rectoría, Biblioteca Central, Odontología, Derecho, Ciencias Económicas, Ciencias de la Comunicación, Arquitectura / Diseño, Ingeniería, Ciencias Químicas, Veterinaria, Calusac,

Agronomía y Ciencia Política. Además de tener otros 200 Kva, de las diferentes cafeterías y kioscos que se han construido dentro de la Ciudad Universitaria, con cargas monofásicas 120 / 240 V, por lo que se tiene un total de 1,500 Kva.(aproximadamente) de carga en la Ciudad Universitaria.

Es importante mencionar que cada edificio posee su propio medidor demandómetro y las cafeterías o kioscos poseen sus propios medidores cuya demanda de carga no excede de los 10 kW, por lo que las cargas se encuentran separadas, aunque en este estudio se tomó como un total de carga instalada.

Se puede decir entonces que el sistema de distribución eléctrica en la Ciudad Universitaria es un complejo conjunto de elementos que presenta una gran diversidad de características, por lo que no se puede tipificar la instalación de un edificio y generalizarla, es decir, siempre habrá que tomarlo como un conjunto. Por lo tanto, se determinará la demanda de carga del complejo como un conjunto.

La variedad física de las instalaciones así como la diversidad de usos que se le da a cada una de ellas, está determinada ya sea por el tipo de actividad que se desarrolle o por el horario de trabajo; así que cualquier estudio que sobre éstas se desarrolle tendrá que utilizar elementos basados en el criterio o en datos estadísticos, necesarios para resolver problemas que se presenten, pues de lo contrario éstos se complicarán.

3.4.6 Ubicación de los centros de carga en la Ciudad Universitaria

Como ya se mencionó, los centros de carga en la Ciudad Universitaria están ubicados dentro de bóvedas en los edificios principales y en este diseño no habrá cambios en este sentido, debido a que se utilizarán las normas establecidas por la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. para realizar bajadas primarias y cambiar lo aéreo (existente) a subterráneo, construyendo los respectivos registros normados, para realizar las conexiones respectivas desde la bajada aérea hasta la bóveda donde se encuentra el equipo de centro de transformación.

En los casos donde el centro de carga se encuentre localizado en un poste, se tendrá que retirar el banco y colocarse bancos tipo Pad Mounted, en el lugar ya que la construcción de una bóveda dentro de un edificio implicaría más gastos en obra gris y por consiguiente encarecería demasiado el diseño, aunque hay que tener en cuenta de que al no contar con el espacio requerido se tendrá que realizar obra gris dentro de algunos edificios, aunque se tratará de hacerlo lo menos posible.

4. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA

4.1 Desarrollo histórico del sistema subterráneo

Los sistemas subterráneos de distribución de electricidad se iniciaron con los primeros telegrafistas Ronals, Wheatstone y Morse, quienes utilizaron distintos revestimientos y aislantes para sus cables enterrados. Sin embargo, ninguno de estos sistemas iniciales tuvo éxito debido a la naturaleza higroscópica de los aislantes empleados. El mejor de estos era entonces la gutta-percha; la cual era muy propensa a la oxidación en la ausencia de una protección adecuada contra el aire.

Poco desarrollo tuvieron los sistemas subterráneos en esta primera época, hasta que en 1879 Edison desarrolló un sistema de iluminación, y decidió un sistema de distribución subterráneo. Este tomó la forma de una red de distribución de bajo voltaje interconectada eléctricamente, cuyas barras alimentadoras fueron colocadas radialmente a partir de una central orgánica, poniendo dos o tres dentro de tubos de hierro y forzando un grueso compuesto bituminoso alrededor. El tubo de Edison presentó un comportamiento satisfactorio para esta clase de servicio.

Después se desarrolló el sistema de distribución con corriente alterna, con los estudios de Gaulard y Gibbs, quienes en 1882 usaron bobinas inductoras como transformadores, logrando usar a su vez mayores voltajes de distribución.

En 1880, se comenzó a usar el hule vulcanizado como aislante en los cables y en 1895, otros empezaron a utilizar papel impregnado en aceite, que prevaleció hasta la primera guerra mundial donde el uso de la electricidad se incrementó notablemente y se requirió la transmisión de mayor cantidad de energía a mayores voltajes.

La primera red de corriente alterna de distribución subterránea de bajo voltaje fue instalada en Menfis por el año de 1907, cuyos bancos de transformadores fueron conectados a la red secundaria por medio de fusibles. En 1921 se hizo una mejora en la ciudad de Seattle al utilizar por primera vez interruptores de bajo voltaje, reconectados manualmente, para aislar los transformadores o una falla primaria. Más adelante en 1922, se instaló en Nueva York otro sistema de corriente alterna de bajo voltaje, en el cual la alimentación primaria era distribuida radialmente hasta los transformadores; y fue hasta 1923 en la ciudad de Nueva Orleans, cuando por primera vez se usó alimentación primaria en 13 Kv.

Por el año 1926, otro tipo de red de distribución se desarrolló e instaló en Filadelfia, en la cual se usó una alimentación primaria en forma de anillos seccionados en vez de la alimentación radial. Una falla primaria en este

sistema, causa un desbalance de corriente en un circuito de protección diferencial el cual abre automáticamente un seccionador primario adyacente, siendo completado el asilamiento de la falla mediante la operación de fusibles en el lado de bajo voltaje del transformador afectado.

Con el desarrollo de los sistemas de distribución se fueron incrementando los voltajes, tanto primario como secundario, para lograr mayor economía. La capacidad de los transformadores se incrementó a medida que la densidad de carga aumentaba, y a su vez el tamaño físico se redujo para un mejor aprovechamiento del espacio. Se pasó a usar unidades trifásicas en vez de las monofásicas usadas inicialmente, mejorando características físicas que facilitaban su instalación y reducían el mantenimiento.

En 1927, Fisher y Atkinson demostraron que la fuerza dieléctrica del papel impregnado podía ser aumentada considerablemente si se le mantenía bajo presión; principio que fue puesto en práctica en 1932 simultáneamente por ingleses y norteamericanos. Ambos instalaron los cables en tubos de acero, con la diferencia que los ingleses usaron gas de nitrógeno como medio para obtener presión, mientras que los norteamericanos usaron aceite. Desde entonces, fue aceptado este tipo de cables y usado extensamente a partir del 1946 para mayores voltajes.

4.2 Ventajas y desventajas

Normalmente, el costo de una construcción subterránea es mayor que el de una construcción aérea equivalente; razón suficiente por la cual los sistemas subterráneos se ven restringidos, casi en su totalidad, a aquellos lugares donde el factor económico no es el de mayor importancia. La decisión de utilizar un sistema subterráneo dependerá de la importancia relativa de una o más de las siguientes consideraciones:

- La densidad de la carga en el distrito a servir.
- Disponibilidad y costo de los derechos de vía.
- Presencia de obstáculos físicos, los cuales no puedan ser prácticamente sobrepasados con líneas aéreas.
- La importancia de la línea o red de distribución y la conveniencia de tomar precauciones para protegerla de daños mecánicos.
- La estética de las calles.
- Leyes públicas y reglamentos.
- Proximidad a los aeropuertos y otras construcciones de interés.
- El costo de construcción y de mantenimiento.
- La seguridad pública.

Como vemos, las consideraciones para seleccionar o no un sistema subterráneo son diversas y dependen de cada problema en particular, siendo distintas para cada caso. Sin embargo, en la mayoría de los casos, se pueden agrupar en tres categorías generales:

- a. Consideraciones de carácter técnico y económico.
- b. Aquellas que consideran la confiabilidad del servicio y otras características de la construcción subterránea.
- c. Cuando consideraciones especiales de interés público van antes que las consideraciones de tipo técnico y económico.

a. CONSIDERACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS

Una responsabilidad primordial del Ingeniero de transmisión y distribución, consiste en evaluar el costo de todas las construcciones propuestas y especificar el tipo de servicio requerido. Para la mayor parte de los casos, la instalación aérea será más barata que la subterránea, pero cuando no cumple con los requerimientos de seguridad, ornato, leyes establecidas, etc., o bien existen obstáculos físicos que impiden su construcción, tendrá que usarse la instalación subterránea pese a su mayor costo. Sin embargo, este costo se puede reducir en aquellos casos en los cuales se pueden combinar ambos sistemas: aéreo y subterráneo.

Los cables subterráneos reducen su capacidad de transporte de energía por unidad de sección transversal, debido a las limitaciones térmicas impuestas por su aislante y por las condiciones del suelo. Los registros, ductos, tubería, transformadores y otro equipo especial para servicio subterráneo, junto con un diseño más elaborado por parte del Ingeniero, contribuyen también al aumento del costo.

Los cables subterráneos tienen una capacidad máxima de transporte de corriente bien definida debido a las limitaciones térmicas de su aislante; consecuentemente, no poseen la habilidad de soportar con seguridad sobrecargas extremas durante emergencias, lo cual es característica de los conductores aéreos. La porción de cable del sistema subterráneo, debe por consiguiente, ser diseñado con un exceso apropiado de capacidad por encima de lo normalmente requerido, para que pueda sobrellevar las situaciones de emergencia sin exceder sus temperaturas permisibles de operación.

Los gastos de operación y mantenimiento son también usualmente mayores en los sistemas subterráneos; pues aunque las fallas no son muy frecuentes, requieren de personal especializado, equipo para remover e instalar cables, y mayor tiempo para localizarlas y repararlas que el requerido en un sistema aéreo. Así pues, las consideraciones basadas en el costo tienden a dirigir la elección del tipo de instalación hacia la construcción aérea. Sin embargo, las condiciones locales deben ser consideradas cuidadosamente, y algunas modifican la elección. En muchas localidades la construcción subterránea puede llegar a ser necesaria.

La construcción subterránea es a menudo necesaria en áreas urbanas de alta densidad de carga, donde la falta de espacio y el congestionamiento de edificios restringen grandemente la instalación de líneas aéreas. Es aquí donde la instalación subterránea permite tender cualquier número razonable de circuitos, de cualquier voltaje de operación, a través de las vías públicas. En muchos países donde es difícil adquirir derechos de vía privados para la transmisión y subtransmisión, se puede recurrir al uso de las vías públicas para

transmitir en forma subterránea hasta los puntos donde sea factible y económico adquirir derechos de vía para líneas aéreas. Un problema similar, con la complicación de los múltiples circuitos de distribución, se puede encontrar en la vecindad de las mayores subestaciones de distribución, en cuyo caso puede ser necesario el tender los circuitos de distribución en forma subterránea por una distancia suficiente para que se separen en diferentes rutas donde ya puedan ser acomodados en forma aérea.

Muchos tipos de obstrucciones para líneas aéreas pueden ser vencidas mediante el uso de cables subterráneos. El uso de cables en ductos y en tubería son métodos aceptables para llevar circuitos a través de zonas cercanas a los aeropuertos, a través de túneles y puentes donde las líneas aéreas no pueden ser consideradas y donde existen otras alternativas de rutas, o bien son antieconómicamente largas.

El cable submarino y el cable en tubería son también las soluciones para cruzar grandes extensiones de agua, evitando líneas aéreas muy largas o estructuras excesivamente altas para poder cruzar la región en forma aérea.

b. CONSIDERACIONES DE CONFIABILIDAD DEL SERVICIO Y OTRAS VENTAJAS DE LA CONSTRUCCIÓN SUBTERRÁNEA

Desde el punto de vista de la confiabilidad del servicio, la relativa inmunidad de los sistemas subterráneos a los múltiples peligros que un sistema

aéreo son las causas más frecuentes de interrupción, es una consideración de suma importancia en favor de la construcción subterránea. En aquellas instalaciones donde se requiera el más alto grado de confiabilidad en el servicio, el sistema subterráneo ofrecerá protección contra muchos inconvenientes como tormentas, vientos fuertes, interferencia de árboles, descargas atmosféricas, accidentes de tránsito, incendios y las formas más comunes de vandalismo. Solo el más alto grado de construcción aérea se compara favorablemente en confiabilidad de servicio con la ofrecida por el sistema subterráneo sin embargo, habrá que tener en cuenta que las interrupciones en su sistema de cables debidas a mantenimiento, o de reparaciones son de mayor duración.

El completo aislamiento entre circuitos, logrado a través de un diseño adecuado de ductos y registros reduce notablemente la probabilidad de interferencia entre los circuitos o bien, que más de un circuito sea afectado por la interferencia externa. Por otra parte, el costo relativamente bajo de instalar ductos extras a la hora de construir una línea de ducto subterráneo, y la facilidad de instalar cables adicionales de vez en cuando sin que interfieran con los circuitos que ya están operando, es una económica previsión conveniente para futuros crecimientos de carga y expansiones del sistema.

c. CONSIDERACIONES ESPECIALES DE INTERÉS PÚBLICO

Los diseñadores deberán conocer las leyes y los acuerdos relativos a construcciones permisibles en los diferentes sectores. A veces estas

regulaciones restringen la mejor alternativa técnica para el sector con lo que podría resultar un mayor costo, o bien un servicio deficiente. También se deberá tener en cuenta que sea cual fuere el tipo de construcción a realizar, esta deberá causar los menores inconvenientes a la comunidad.

Frecuentemente, se encuentran dificultades al construir una subestación de distribución en una zona residencial, pues la concentración de circuitos de alimentación y distribución en forma aérea, causa antipatía pública. Este es un caso solucionable con una construcción subterránea, aun cuando la construcción aérea resulte práctica, tanto desde el punto de vista técnico, como legal. También existen aquellos casos en los cuales es una decisión acertada evitar las líneas aéreas, aun cuando sean permitidas legalmente como en zonas cercanas a los aeropuertos.

4.3 Características de los sistemas de distribución subterráneos

Los sistemas de distribución subterráneos cumplen con la misma función esencial que los sistemas de distribución aéreos; sin embargo, existen características propias de cada uno de estos que deben ser conocidas.

El sistema subterráneo difiere sustancialmente del sistema aéreo en el hecho de que sus resistencias y reactancias son usualmente mucho menores, debido a la mayor sección de sus cables y su aislamiento especial. Consecuentemente, la caída de voltaje es normalmente menor que en el

sistema aéreo llegando a ser ocasionalmente una consideracion de importancia.

Los sistemas de distribución subterráneos están generalmente libres de interferencias naturales y públicas, pero se requiere mayor tiempo para localizar y reparar una falla que en el sistema aéreo. También es característica inherente al sistema subterráneo el tener que proveer espacio, instalaciones y equipo suficientes para muchos años futuros, lo cual aumenta el costo inicial de construcción.

Entre las características de los sistemas subterráneos, su mayor costo comparado con el sistema aéreo, es algo que no se puede dejar de mencionar. Sin embargo, en muchos países se observa un rápido crecimiento de los mismos, debido a que existe un mayor interés en las comunidades residenciales por la apariencia estética. Por otra parte, la diferencia de costos en comparación al sistema aéreo se ha reducido considerablemente en los últimos años debido a la fabricación de cables de dieléctrico sólido los cuales pueden ir directamente enterrados, terminaciones y empalmes de bajo costo los cuales son fácilmente instalados, y a la masiva producción de equipo especializado como transformadores de plataforma (pad-mounted) y accesorios.

Se han mencionado las principales características de tipo general que se deben conocer sobre el sistema de distribución subterráneo, sin embargo,

existen muchas otras que por su carácter de tipo técnico son presentadas en capítulos posteriores de este estudio.

4.4 Distribución subterránea en Guatemala

La distribución subterránea en Guatemala se inició en el año 1960. Los primeros intentos fueron de tipo semi-subterráneo, solo el secundario (baja tensión) era enterrado, y se utilizaba ducto formado por tubería PVC recubierta de concreto, proporcionándole protección mecánica. La colonia Granai & Townson localizada en la zona 11 de la capital es uno de los lugares en que se empleo este tipo semi-subterráneo de distribución. Por la misma época se realizó en el sector de “La Cañada” (zona 14), la primera distribución residencial totalmente subterránea; pues tanto el primario (media tensión) como el secundario (baja tensión) iban enterrados. Se usaron transformadores autoprotegidos CSP (Completely Self Protected) de 25 y 50 Kva; los cuales se introdujeron en unas cajas metálicas imitando el tipo de transformador “Montado sobre losa” que era el indicado en estos casos. El resultado fue que se tuvieron problemas de ventilación, que restringía la capacidad de los transformadores. Se utilizaron terminaciones encintadas, en vez de los actuales conos de esfuerzo y juntas porcelanizadas con resinas aislantes, o juntas de hule moldeado del tipo “Elastimold”.

Más adelante, personeros de la Empresa Eléctrica de Guatemala viajaron a los Estados Unidos y trajeron el sistema actual, en el cual se utiliza el cable primario con neutro concéntrico y aislamiento de polietileno de cadena

cruzada XLP para 15 Kv, y en el secundario, cable triplex para 600 voltios. Estos vinieron a simplificar la acometida del primario a las fábricas y redujeron el costo de instalación. Los accesorios, como conos de alivio y de entrada de los transformadores, terminaciones, empalmes etc, son normalmente para 200 amperios. En cuanto a la configuración del sistema, la Empresa Eléctrica de Guatemala ha utilizado el sistema anillado abierto a nivel del primario a un voltaje de 13.2 kV, y una configuración radial en el secundario obteniendo resultados satisfactorios.

Por el año 1973, se intentó implantar una ley municipal por medio de la cual se establecía que todas las lotificaciones tendrían que tener la distribución de energía eléctrica en forma subterránea. Esto forzó a que se trabajara más la distribución subterránea por un corto período, pues la mencionada ley no duró mucho tiempo.

Otros sectores con distribución subterránea, además de los ya mencionados son: La colonia "San Rafael" (zona 18) cuya distribución de energía realizada en 1973 es completamente subterránea y abarca aproximadamente 50 lotes. La colonia "El Bosque"(zona 12), con una extensión similar a la anterior, construida en 1974 y en la cual se usaron por única vez dos pararrayos en paralelo, lo cual según especialistas en la materia, mejora las características de protección reduciendo el impacto de la onda reflejada. La colonia "Lourdes" (zona 17) es probablemente la de mayores dimensiones que haya sido servida en forma subterránea. Sus 900 lotes requirieron 3 anillos de distribución primaria, conectado cada uno a una de las 3 fases del sistema. Otra instalación subterránea de gran importancia es el Centro Cívico (zona 1), que

es una zona no residencial que cuenta con un sistema trifásico de distribución subterránea de tipo anillado, el cual es alimentado por dos circuitos independientes que le dan una mayor confiabilidad. En este último caso se utilizó cable triplex aluminio de 350 MCM y accesorios para 600 amperios.

4.5 Equipo de operación utilizada en sistemas de distribución subterránea

4.5.1 Tipos de cable

El desarrollo de los cables se ha basado primordialmente en el desarrollo de los aislantes y protectores adecuados para el conductor. Los primeros intentos se realizaron poniendo alambres entre tubos de vidrio y los tubos en conductos de madera, con resultados poco favorables. Luego se usó la gutta-percha como aislante, y más adelante, Edison usó fibra orgánica. En el año 1880, se comenzó a utilizar el hule vulcanizado como aislante para desarrollar seguidamente el aislante a base de hule conocido como “Kerite”. Los cables aislados con papel también se fueron desarrollando y mejorando al impregnarlos con aceite. Con la segunda guerra mundial, se produjeron varios tipos de hules sintéticos, que ya sea por sus propiedades, facilidad de obtenerlos o economía; fueron reemplazando al hule natural en los compuestos aislantes.

La cubierta que rodea al aislante es también de gran importancia pues protege al primero contra el medio ambiente. Por 1920, se utilizaba algodón

entrelazado cubriendo el hule aislante lo cual fue satisfactorio en lugares secos, pero donde existía humedad este era completamente destruido en unos años. Alrededor de 1940, esta cubierta fue reemplazada por cubiertas de neopreno, las cuales dan un servicio satisfactorio para cables con aislamiento de hule en ductos y lugares húmedos, siendo también resistentes al sol, al tiempo, y a los ambientes químicos. También las cubiertas termoplásticas, como el polivinilo y el polietileno se han usado con éxito.

La experiencia con cubiertas de plomo ha mostrado que el movimiento del cable en ductos y registros causado por los cambios cíclicos de temperatura puede en algunas aleaciones de plomo con arsénico y a veces con telurio, poseen mayor resistencia a la fatiga, por lo que se han usado estas aleaciones en cubiertas que estarán expuestas a cambios de temperaturas.

El aluminio por su alta resistencia se ha utilizado en cables que posean una alta presión interna. Su resistencia a la fatiga es similar a la del plomo, y ya que su gravedad específica es el 23% de la del plomo provee de gran ayuda en la disminución del peso del cable. Sin embargo, debido a su mayor conductividad eléctrica, las pérdidas en las cubiertas de aluminio son mayores que en las de plomo, resultando una mayor relación entre las resistencias de corriente alterna y corriente directa, reduciendo su capacidad de conducir electricidad.

Desde que los cables tipo tubo son directamente enterrados, el acero está sujeto a la corrosión a menos que sea protegido, usualmente con un compuesto de arena, asfalto y asbesto.

4.5.2 Cables de dieléctrico extruido

Existen diversos tipo de cables, dependiendo de la aplicación requerida, el nivel de voltaje, las condiciones ambientales etc; siendo uno de los tipos más importantes usados en la actualidad los de dieléctrico extruido.

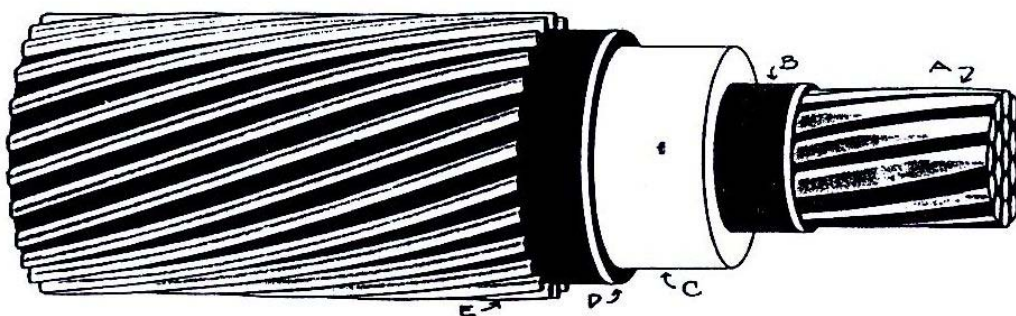
El cable de dieléctrico extruido es mecánicamente y eléctricamente la forma más simple de cable, libre de necesidad de aceite, gas y equipo de presurización. Consiste de un conductor de aluminio o cobre, cubierto por una pantalla extruida semiconductor sobre la cual se extruye el dieléctrico. Finalmente, se extruye otra pantalla y se cubre con cintas o alambres de cobre dieléctrico. Finalmente, se extruye otra pantalla y se cubre con cintas o alambres de cobre enrollados helicoidalmente. El material de la pantalla es plástico con cierto porcentaje de carbón con lo cual se logra su semiconductividad, siendo su finalidad el controlar las caídas o gradientes de potencial a través del aislante mediante la modificación del campo eléctrico.

Otro punto relevante en la conformación del cable es el propio aislamiento o dieléctrico extruido, el cual en la actualidad, se fabrica de

materiales termoplásticos como el polietileno, el polietileno de cadena cruzada (XLP), y el hule etileno-propileno (EPR).

Los cables extruidos se han utilizado ampliamente para voltajes hasta de 69 kV. Para voltajes mayores como 138 kV., ya a nivel de transmisión, se utilizan cables con aislamiento de papel y aceite a presión; los cuales aún cuando son confiables y dan buen servicio, son costosos, o difíciles de instalar; sus reparaciones consumen mucho tiempo y se ven limitados por sus relativamente altas pérdidas dieléctricas. Por el contrario, los cables de dieléctrico sólido extruido ofrecen un menor costo, con menos mantenimiento, y son más fáciles de instalar.

Figura 1. Cable de potencia de dieléctrico extruido



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 11

- A) Conductor – Cobre concéntrico
- B) Pantalla del conductor – Polietileno semiconductor
- C) Aislamiento – Polietileno XLP.
- D) Pantalla del aislante – Polietileno semiconductor
- E) Neutro Concéntrico

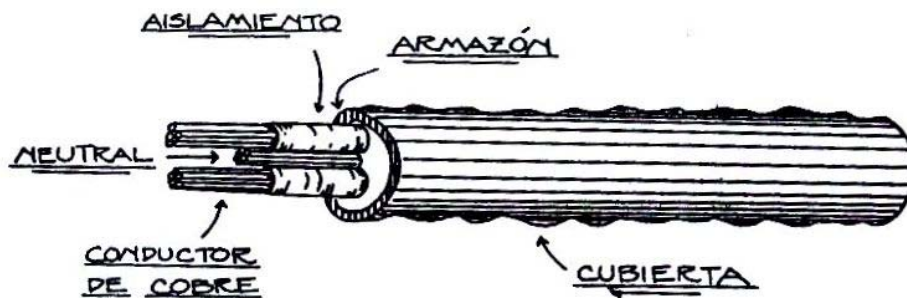
Entre los cables de dieléctrico extruido los más utilizados son aquellos con aislamiento de polietileno de cadena cruzada, siendo los Estados Unidos, el Japón y Suecia los países que más lo han utilizado con algunas diferencias. En Estados Unidos, el mayor volumen de cables subterráneos son de un solo núcleo sin cubierta exterior, mientras que en Suecia la mayoría de cables son diseñados con tres núcleos con una cubierta de PVC. La experiencia obtenida con estos cables ha sido excelente, aun cuando ha habido casos con una alta frecuencia de fallas, las cuales son atribuibles al uso de pantallas del conductor mal confeccionadas o a contaminantes introducidos en el proceso de fabricación.

4.5.3 El cable con neutro concéntrico

En esta modalidad de cable, muy usado en la actualidad, el conductor aislado es cubierto con una cinta semiconductora y por muchos alambres de cobre aplicados concéntricamente, los cuales constituyen el conductor neutral.

Entre los cables con neutral concéntrico existen muchas variaciones dependiendo del fabricante; y entre ellas se encuentra el sistema “Repcon” fabricado por la compañía General Electric. En este caso, el cable concéntrico es cubierto holgadamente por una armazón flexible de acero galvanizado, la cual le brinda protección. El cable ocupa solo el 40% del área transversal interior de dicha cubierta o conduit, permitiendo el desplazamiento de los cables o su reemplazo sin mover cubiertas. Por esta razón, la compañía fabricante le dio a este sistema el nombre de “REPCON” que significa conductor reemplazable.

Figura 2. Cable tipo “REPCON” para servicio monofásico secundario en 120/240 voltios. Subterráneo



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 13

Consta de 2 cables aislados de 600 V. y un neutral desnudo de cobre estañado. El conduit flexible, es recubierto con cloruro de polivinilo, el cual resiste la corrosión, para lograr una protección adicional contra los suelos ácidos y alcalinos. En el sistema “Repcon”, el cable y el conduit ya vienen ensamblados de fábrica listos para ser instalados simultáneamente en la zanja, eliminando de esta forma los trabajos de limpieza de conduit y jalado de cables que se realizan normalmente en el campo. Otro beneficio de este sistema es su flexibilidad, que permite ser doblado hacia un poste o dentro de un transformador de plataforma sin la necesidad de usar separadamente dobleces de 90 grados como en los sistemas de conduit convencional.

4.5.4 Otros cables

Para propósitos de transmisión, cabe mencionar brevemente la existencia de los cables aislados por gas comprimido (Compressed Gas Isalated, CGI) los cuales usan normalmente exafluoruro de sulfuro (SF₆) a una presión de tres atmosferas a temperatura ambiente. Estos cables poseen varias ventajas sobre los cables tradicionales llenados con aceite:

- Para una potencia dada, las pérdidas del conductor son menores debido a que se puede emplear una sección transversal mayor.
- Poseen menores pérdidas dieléctricas debido al menor valor de la permitividad relativa del gas.
- Poseen una mejor transferencia de calor entre el conductor y la cubierta.

- Usan terminaciones más simples debido a la naturaleza isotropica del gas.

Además de esto, el gas SF₆ no es tóxico, es químicamente estable y no es inflamable, siendo también utilizado en el equipo de las subestaciones. Por otro lado, el sistema a base de gas es más caro y requiere de mayores presiones que el de base u aceite.

A medida que avanza la tecnología, se ha previsto el uso de grandes centrales nucleares en el orden de los 10 GVA, situadas en lugares costeros bastante lejanos de los centros de carga. Todo esto requiere de circuitos subterráneos para cruzar los grandes centros urbanísticos, por lo que la investigación se ha intensificado en desarrollar cables de baja temperatura (Cryogenicos) y cables superconductores. Se aprovecha la disminución de la resistividad a medida que baja la temperatura, usando refrigeradores y fluido cryogénico como refrigerante. El refrigerante óptimo en estos casos es teóricamente el hidrógeno líquido, pero el bajo costo y las seguridad del nitrógeno lo hacen más atractivo.

4.5.5 Aislamientos y su importancia

Como hemos visto, los cables subterráneos están conformados, para su buen funcionamiento, por diversos elementos: Conductores, aislante, pantallas, cubiertas protectoras, etc, siendo el aislante un elemento de primordial importancia.

Gracias al desarrollo de nuevos materiales aislantes que soportan temperaturas de operación más elevadas y poseen propiedades dieléctricas esenciales para operar a mayores voltajes, se ha logrado mejorar la eficiencia de los cables. Las investigaciones en los laboratorios de los fabricantes producen día a día mejores materiales aislantes, algunos de ellos son solo modificaciones de los anteriores, mientras que otros son completamente nuevos.

Antes de entrar a considerar los distintos tipos de aislantes que existen, es importante conocer cuáles son los principales factores que afectan la vida de un sistema aislante. Entre estos están:

- a) Temperatura, la cual puede cambiar algunas propiedades eléctricas, mecánicas y químicas del sistema.
- b) Factor mecánico, debido a las diferentes expansiones entre el aislamiento, la cubierta y el conductor.
- c) Fuerzas mecánicas, debidas a las fuerzas que operan sobre el conductor bajo condiciones de corto circuito.
- d) La presencia de descargas parciales por efecto corona.
- e) La oxidación, en la cual se liberan gases que incrementan el carbono en la constitución del aislante.
- f) La formación de posibles canales de ruptura, lo que son originados por pequeñas descargas en cavidades del aislante o por impurezas. Estos canales van formando una configuración arbórea de donde toma su nombre inglés por este efecto (Treeing).

Los aislantes se ven sometidos a estos y otros factores adversos en mayor o menor grado dependiendo de las circunstancias, por lo que se han desarrollado diferentes aislantes, tanto de tipo orgánico como inorgánicos con diferentes características, que los hacen aptos para cada caso en particular. De tal manera, se pasará a dar a conocer los principales medios aislantes usados actualmente, mencionando sus características esenciales.

Base de aceite

Este grado de hule aislante ha reportado un excelente servicio y aunque no existe una definición estándar del mismo, podemos decir que este compuesto es generalmente formulado con varios aceites vegetales vulcanizables, sustancias bituminosas, hules naturales o sintéticos y otros ingredientes. Con una temperatura máxima de operación del conductor de 75 grados Celsius mantiene una buena estabilidad eléctrica y conserva las propiedades de un aislante bien balanceado.

Hule butílico

Los aislantes compuestos a base de este hule sintético son caracterizados por mantener sus propiedades por largos periodos, tener gran resistencia al calor, y una mayor resistencia a la degradación en presencia de oxígeno y ozono que otros compuestos aislantes a base de hule. Posee una estabilidad eléctrica superior bajo efectos combinados de calor y humedad,

pudiendo soportar temperaturas hasta de 90 grados centígrados en condiciones húmedas o secas.

Plásticos

El uso de plásticos en cables de distribución de bajo voltaje ha dado buenos resultados, como en el caso del cloruro de polivinilo (PVC). Aparte de la economía, los plásticos poseen varias propiedades atractivas, especialmente los relativamente bajos valores de permitividades relativas; como también la facilidad de aplicar mecánicamente las cintas plásticas al cable y sus propiedades elásticas que facilitan su flexión.

Polietileno

Los primeros experimentos con polietileno demostraron que poseía características eléctricas superiores, tales como un alto esfuerzo dieléctrico, muy buena resistencia a la humedad, alta resistencia de aislamiento, baja constante dieléctrica, y bajo factor de pérdidas.

Para cables primarios de 13.2 y 15 kV es recomendado el polietileno de gran peso molecular, al cual se le agregan ciertos productos químicos que poseen características estabilizantes, mejorando sus propiedades dieléctricas.

Se usa normalmente a una temperatura del conductor hasta de 75 grados Celsius. El polietileno tiene muy buena flexibilidad a bajas temperaturas, siendo sin embargo, susceptible a ionización si no es cubierto adecuadamente. Durante mucho tiempo se usó para voltajes no mayores de los 15 kV, pero actualmente el polietileno extruido se ha utilizado en cables hasta de 70 kV., con características de operación similares a las del cable con aislamiento de papel impregnado con aceite.

Polietileno de cadena cruzada

Este material representa un gran avance en las características térmicas del polietileno ordinario, ya que retiene sus excelentes propiedades físicas y eléctricas. La formación de los encadenamientos cruzados en las moléculas del polietileno, cambia su relativamente simple naturaleza química, en un complejo compuesto con menor deformación debida al calor, mejor resistencia al aceite y a los productos químicos y menor posibilidad de quebraduras; se utilizan para temperaturas del conductor hasta de 90 grados Celsius. Al igual que en el polietileno convencional, la suave y dura superficie del polietileno de cadena cruzada facilita su instalación.

El polietileno ordinario, como el de cadena cruzada, es actualmente uno de los aislantes más usados en la distribución a nivel primario, siendo muy adecuado para los 13.2 kV.

Hule etileno-propileno (EPR)

Uno de los aislantes de cables es el basado en este copolímero de etileno y propileno. Introducido al inicio de los años 60, ha mostrado un desarrollo prometedor. Posee un amplio margen de temperaturas de servicio y valiosas características físicas y eléctricas como: resistencia al calor y estabilidad eléctrica.

Papel impregnado con aceite

El papel impregnado ha sido por muchos años una de las formas más comunes de aislamiento en cables, tanto de transmisión como de distribución. El papel impregnado en aceite tiene excelentes propiedades eléctricas, sin embargo, es muy susceptible al deterioro debido al agua, por lo que siempre debe ir protegido por una funda metálica u otra que sirva para tal propósito.

Las cintas de papel son enrolladas en forma helicoidal alrededor de la pantalla del cable conductor, quedando una pequeña separación entre vueltas adyacentes para que se puedan mover lateralmente al flexionarse el cable. Debido a que se enrollan varias capas de papel, se coloca cada una en forma que cubra los espacios dejados por la capa anterior. Antes de aplicar la cinta principal de papel aislante, el conductor es cubierto con dos capas de papel semiconductor o papel metalizado para formar una pantalla, la cual impide las

concentraciones de campo eléctrico debido a los hilos individuales que forman el conductor.

Para voltajes mayores de los 35 kV, el aislamiento de papel no resulta conveniente, pues en el se forman cavidades debidas a los diferentes coeficientes de expansión térmica del papel, el aceite, y la cubierta. Con el calentamiento debido a la carga, la cubierta es estirada más allá de su límite elástico no siendo capaz de regresar a su tamaño original al enfriarse. Esto origina las cavidades que se llenan de aire, causando luego la ruptura dieléctrica. El fenómeno anterior es evitado si se pasan a utilizar otro tipos de cables como los llenados a presión por gas o aceite.

4.5.6 Consideraciones de diseño de cables

Como hemos observado los cables subterráneos, están compuestos por varios elementos: conductor, pantallas, aislamiento, cubiertas protectoras, etc., cada uno de los cuales está científicamente diseñado para que desarrolle una función específica, que conjuntamente con las funciones que realizan los demás elementos, conlleve al buen funcionamiento del cable. Pero, ¿de dónde parte el diseñador?. El diseñador, antes de efectuar consideraciones técnicas de diseño, considera los requerimientos fundamentales en forma general, los cuales son:

- a) Confiabilidad
- b) Simplicidad
- c) Economía
- d) Seguridad

a) Confiabilidad

Para lograr un alto grado de confiabilidad en los cables, es necesario que el diseñador evalúe todos sus componentes para que alcancen las condiciones de operación requeridas y aseguren una vida adecuada del conductor. Los diseñadores consideran principalmente los siguientes aspectos: que los materiales alcancen las características eléctricas requeridas por el sistema tanto en estado estable como en estado transitorio; que posean y mantengan propiedades físicas adecuadas; que sean estables frente a cambios de temperatura y humedad, y que resistan los ambientes corrosivos.

b) Simplicidad

Es necesario que los cables sean diseñados con un mínimo número de componentes, para facilitar su instalación y simplificar los empalmes y las terminaciones.

c) Economía

Se seleccionan los materiales de más bajo costo que llenen los requisitos técnicos y aseguren la confiabilidad del sistema, con el propósito de que el cable sea lo mas barato posible.

d) Seguridad

La seguridad es otro requerimiento de diseño que debe ser tomado en cuenta, no solo para la protección del personal que instala y da mantenimiento al sistema de cables, sino también para la protección del público en general que en forma indirecta pueda entrar en contacto con el sistema subterráneo.

Teniendo presente las consideraciones de diseño fundamentales pasa entonces el diseñador a seleccionar y esbozar cada elemento que conforma el cable subterráneo.

4.5.7 El material conductor

La selección del material conductor se basa primordialmente en el factor económico, tomando en consideración el costo inicial como el de operación; la

disponibilidad de dicho material, el espacio que ocupará, facilidades de uniones y terminaciones, donde se aplicará, etc.

El cobre ha sido usado para cables por su alta conductividad y fácil manejo; sin embargo, debido a consideraciones económicas y de disponibilidad, el uso del aluminio se ha incrementado notablemente en aquellas aplicaciones donde una mayor sección transversal del conducto no es tan importante.

4.5.8 Aislamientos

Se ha estudiado ya los principales aislantes que se utilizan, y ahora se verá las principales consideraciones a tomar en el diseño y su escogencia.

Una de las consideraciones más importantes de carácter técnico es la ruptura de los dieléctricos sólidos, siendo su conocimiento la base del diseño. Siendo así, se verá a continuación los principales mecanismos por medio de los cuales se puede dar la ruptura de un dieléctrico sólido.

DISRUPTIVO

Los campos de alta energía causan la desintegración molecular en los materiales adyacentes.

CONDUCTIVO

Los iones que se mueven en un campo eléctrico producen corrientes de fuga. Iones adicionales son producidos por colisión entre electrones y moléculas con lo que la corriente aumenta. Eventualmente, el gran flujo de iones y electrones constituyen una trayectoria conductora, ocurriendo la ruptura dieléctrica.

TÉRMICO

En este caso, se desarrolla cierto calor en el dieléctrico debido a su resistividad y pérdidas dieléctricas. Las pérdidas creadas ocasionan un aumento de temperatura, a menudo en un área localizada, lo que ocasiona un nuevo incremento en las pérdidas, las cuales a su vez producen un nuevo aumento de temperatura, y así sucesivamente hasta ocasionar la ruptura.

ELECTROMECAÁNICO

En este caso, las fuerzas de compresión electrostática llegan a ser tales que se produce una falla mecánica seguida de la falla eléctrica. La humedad desplazada bajo la influencia de estas fuerzas en un dieléctrico sólido, puede formar parcialmente un puente entre electrodos a través del dieléctrico; lo cual

causará un excesivo esfuerzo eléctrico en el dieléctrico adyacente, causando la ruptura.

ELECTROQUÍMICO

Las impurezas como el agua, ácidos, y otras partículas extrañas causan corrientes de fuga, las cuales contribuyen a que las primeras reaccionen químicamente, lo cual deteriora el dieléctrico.

DESCARGAS PARCIALES POR EFECTO CORONA

El aislamiento a menudo posee cavidades que contienen aire o gas, con diferente permitividad relativa que el resto del material, creando un mayor esfuerzo eléctrico. Los iones presentes en el gas adquieren energía cinética debido al campo existente, colisionando con moléculas no ionizadas. Si estos iones poseen suficiente energía para remover electrones de las moléculas neutras, crearán nuevos iones ocasionando descargas en el gas. Estos electrones de alta velocidad golpean las paredes de la cavidad causando erosión en el material dieléctrico y eventualmente un rompimiento.

Por otra parte, hay muchos factores que el diseñador debe considerar después de elegir el tipo de aislamiento a usar. Estos factores comprenden las

características físicas del material aislante y nos muestran que las consideraciones de tipo mecánico intervienen en un alto porcentaje en el diseño del cable. Por ejemplo, en el caso del aislamiento con papel de celulosa, los diseñadores consideran de gran importancia los siguientes parámetros: El coeficiente de fricción, resistencia a doblarse, esfuerzo de tensión, extensión hasta la ruptura, esfuerzo a rasgarse, esfuerzo de ruptura, y grado de polimerización. Todos estos factores son estudiados bajo condiciones reguladas de temperatura y a diferentes intervalos de tiempo, para poder determinar la correcta colocación del aislante, sus dimensiones, vida esperada y esfuerzos permisibles del cable.

CORAZAS DE AISLAMIENTOS

El aislante del cable normalmente cubierto por una capa de material metálico a manera de coraza que cumple con las siguientes funciones:

1. Provee una distribución uniforme del campo eléctrico dentro del aislamiento del cable.
2. Provee una impedancia característica, Z_0 , uniforme a lo largo del cable.
3. Reduce los potenciales provenientes de fuentes externas.
4. Sirve de protección para el personal contra posibles fallas.

La conductividad de la coraza debe ser suficientemente alta para controlar el esfuerzo eléctrico y debe estar hecha de material compatible con el conductor y el aislante aplicado, usándose normalmente materiales metálicos por la facilidad de ser puestos a tierra. La propiedades físicas de las corazas

deben ser tales que puedan permanecer en contacto con el conductor y con el aislante bajo cualquier condición de manejo, y bajo la temperatura impuesta por la carga del sistema. Sin embargo, debido a la naturaleza física de los metales, algunas veces es difícil asegurar un buen contacto entre la coraza de metal y el aislamiento del cable; razón por la cual se utiliza una coraza auxiliar fabricada de material semiconductor o no conductor de gran flexibilidad. Esta coraza auxiliar es colocada inmediatamente encima del aislante; debiendo mantener íntimo contacto con este y con la coraza metálica para evitar la formación de posibles tensiones entre ellos. Los materiales utilizados para corazas deben mantener sus propiedades físicas y eléctricas durante el período estimado de vida del cable; debiendo ser diseñadas para que puedan ser fácilmente removibles del conductor para facilitar la colocación de terminaciones y empalmes.

CUBIERTAS PROTECTORAS

Se utilizan diversos tipos de cubiertas para brindar protección mecánica a los cables primarios de distribución subterránea; están hechas de diversos materiales como el cloruro de polivinilo, el polietileno y el neopreno, los cuales han mostrado ser excelentes materiales, tanto para cables directamente enterrados como para cables en ducto o conduit.

Los diseñadores deben considerar la compatibilidad entre la cubierta y el tipo de aislamiento. Las cubiertas de neopreno son usadas con aislantes termoestables como el hule butílico, el hule a base de aceite, y el polietileno de

cadena cruzada, mientras que las cubiertas de cloruro de polivinilo son usadas para los mismos tipos de aislantes y también para los cables aislados con polietileno. En áreas donde las condiciones requieren mayor protección mecánica para cables directamente enterrados, se pueden utilizar cubiertas internas de plomo, o metálicas corrugadas, y exteriormente, una cubierta protectora de material no magnético.

Hasta ahora hemos visto las consideraciones que el diseñador debe tomar en cuenta basados en cada uno de los elementos que conforman el cable. Sin embargo, existen otros tipos de consideraciones que son basadas en las características del ambiente que circunda al cable, razón por la cual más adelante se hará referencia a las características del suelo.

4.6 Condiciones técnicas del nuevo circuito subterráneo en Ciudad Universitaria

Existen tres aspectos básicos a determinar al planificar un sistema de distribución: El voltaje, el tamaño de los circuitos, y el modelo o tipo de sistema. Estos están íntimamente relacionados, y hay que tener en consideración que la modificación de uno de ellos afecta a los otros dos.

Todas las alternativas buscan las mismas metas básicas: voltaje adecuado y continuidad de servicio al consumidor, con capital y costos de

operación mínimos; por lo que ahora se vera las principales consideraciones a tomar en cuenta para la selección de los diferentes parámetros.

a) SELECCIÓN DEL VOLTAJE

En un sistema de distribución, el voltaje más bajo ocurre a nivel del consumidor. Por encima de este nivel el voltaje depende del tamaño de las cargas individuales, la carga total, la densidad de carga y su naturaleza, el área a cubrir y el tipo de sistema. Para grandes bloques de carga resulta más económica la distribución a voltajes más altos. El equipo de interrupción, transformadores, etc. Pueden costar más para mayores voltajes, sin embargo, este costo es compensado si es que la distancia es suficientemente grande para que el bajo costo de las pérdidas por milla del cable de mayor voltaje pueda ser multiplicado por un numero suficiente de millas.

La densidad de carga y la configuración del sistema tienen pronunciados efectos económicos. Si los circuitos terminan en más de una localidad en el extremo de la carga, el numero de transformadores y seccionadores aumentará, requiriendo una mayor cantidad de cable. Esto ocasionará un aumento en el costo del equipo y de las pérdidas del sistema.

b) SELECCIÓN DEL TAMAÑO

Se debe estimar cuidadosamente la cantidad de carga que deberá llevar cada circuito para suplir la carga total distribuida sobre el sector considerado. El área a cubrir y el número de circuitos a utilizar se podrán calcular con base en una evaluación económica de la cantidad de cable requerida en cada caso, sin olvidar que también se deberá tomar en cuenta el tiempo que se requerirá en localizar una falla. Una vez los circuitos se vean limitados térmicamente, podría ser conveniente dividir el área en unidades de menor capacidad. El objetivo será hacer el área del circuito tan grande como sea posible sin sobrepasar el tamaño del cable asignado, o bien permanecer dentro de un tiempo permisible de localización de una falla.

Se deberá tener en cuenta que cuanto más grande sea la carga por circuito, menor será el número de estos, con lo que el costo disminuirá en término de transformadores y seccionadores. Se deberá tener en mente que el área de un circuito es inversamente proporcional a la densidad de carga para un amperaje dado. Para una baja densidad de carga, se podría limitar el área y consecuentemente el amperaje con base a un tiempo corto de localización de la falla en vez de basarse en el tamaño del conductor. Por otro lado, el alto costo de los puntos de conmutación y el poco incremento en el costo de la capacidad adicional debida al mayor tamaño de los conductores, pueden justificar la premisa del menor tiempo de falla. Esta situación cambia con el aumento de la densidad de carga, de manera que el factor limitante puede llegar a ser el tamaño del cable en vez del tiempo de localización de la falla.

El tamaño del cable en el secundario se selecciona al tamaño máximo con el cual el número de bóvedas de transformadores se mantienen al mínimo. Hay que tener presente que cuando el límite térmico del cable secundario es alcanzado, cualquier incremento en la densidad de carga requerirá mayores transformadores o bien un mayor número de estos.

4.6.1 Topología de redes

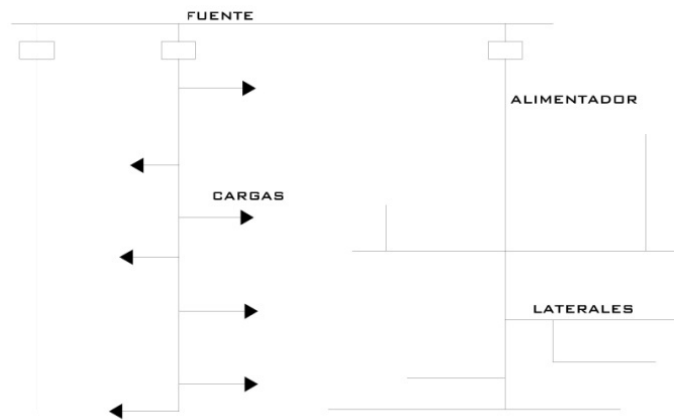
Para poder seleccionar adecuadamente el tipo o patrón de distribución, se debe conocer las tres configuraciones esenciales, las cuales son: Radial, anillado y de red. Por esta razón, a continuación se presentan estos tres patrones en forma separada, haciendo notar sus principales características y las principales consideraciones que hay que tomar en cuenta. Observemos que al referirnos al tipo, patrón o configuración, nos estamos refiriendo a la forma física que adquiere la red de distribución y a la forma en que están interconectados sus componentes.

SISTEMAS RADIALES

La configuración radial es la más simple y usualmente la alternativa de menor costo. La característica esencial de los circuitos radiales es que son alimentados únicamente por un extremo y no están interconectados unos a otros en el extremo de la carga. Se pueden obtener muchas variantes de esta configuración, pues puede ser un solo circuito dirigido hacia una única carga, o

bien un circuito a lo largo de una calle alimentando cargas distribuidas a lo largo de la misma, o puede también cubrir un área con algunas o muchas ramificaciones o laterales. Estos casos son presentados en la siguiente figura.

Figura 3. Configuración radial y algunas de sus variantes



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 29

Su mayor desventaja es el largo tiempo que toma reestablecer el servicio cuando una junta o un cable ha fallado. Por esta razón, se toman diversas medidas para reducir el tiempo fuera de servicio y la magnitud de la carga interrumpida.

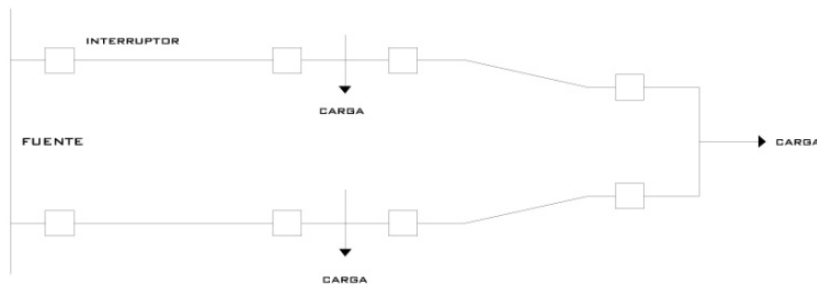
Se pueden hacer mejoras en el servicio de cargas individuales, grandes o suficientemente importantes para justificar el aumento del costo, por medio de terminaciones hacia dos circuitos adyacentes. Se provee de un interruptor en cada terminación de la carga, estando uno de estos normalmente abierto y el otro normalmente cerrado, con lo cual, si ocurre alguna falla, la carga es transferida al circuito que no ha fallado. De esta forma, la capacidad térmica del circuito deberá soportar las transferencias de carga por el tiempo de la reparación.

Todas estas mejoras al sistema radial simple pueden ser usadas a cualquier nivel de voltaje, pero el costo y el espacio requerido aumentan considerablemente con el incremento del voltaje. Por esta razón, no es aconsejable el uso de sistemas radiales para voltajes de nivel medio y alto. El sistema radial se utiliza regularmente en cargas no importantes, y ha sido por muchos años el sistema tradicional para áreas rurales.

SISTEMAS ANILLADOS

La configuración anillada es una de las más antiguas y populares para suplir subestaciones o grandes cargas individuales, y ha sido la tendencia el usarla en áreas urbanas. Es esencialmente, un circuito que llega a dos o más cargas individuales para seguidamente regresar a su fuente. Este puede seccionarse por medio de interruptores localizados en las líneas de entrada y salida de cada carga, tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 4. Configuración anillada simple



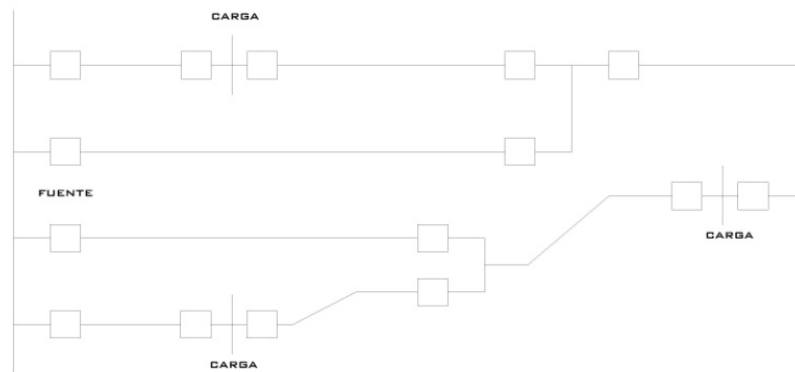
Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 30

Una falla en cualquiera de los cables entre la subestación y la primera carga, se solventará temporalmente alimentándola por el otro extremo al cerrar los interruptores adecuados, lo cual implicará que el total de la corriente de carga fluya por el cable en buen estado. La corriente de emergencia será por consiguiente 100% mayor que la corriente normal y deberá ser soportada por el cable seleccionado.

El sistema anillado tiene la ventaja de poder alcanzar varias cargas y darles servicio ininterrumpido aun con una falla en el cable, mediante el uso adecuado de relevadores e interruptores, posteriores aumentos de carga dentro

del área cubierta por el anillo pueden ser servidas económicamente reforzando el mismo mediante cables alimentadores adicionales como puede observarse a continuación:

Figura 5. Configuración anillada reforzada mediante cables alimentadores



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 31

Sin embargo, si la carga sigue aumentando aun después de haber reforzado el anillo varias veces, será preferible dividir el mismo en dos anillos que operen en forma separada para conservar así cierta sencillez en los mismos y reducir los trabajos de un corto circuito. Se pueden usar líneas de unión entre los anillos, operadas normalmente abiertas, para mejorar la carga

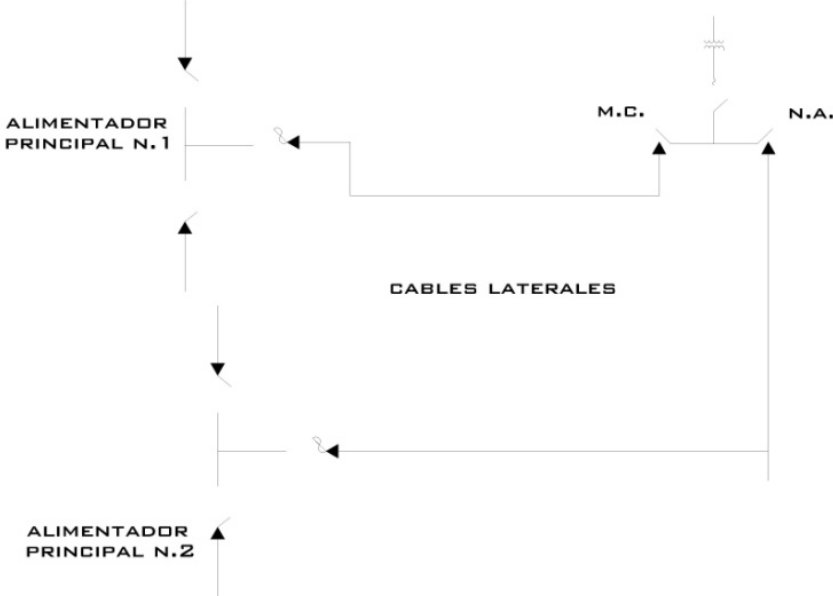
promedio al cerrarlas durante emergencias que requieran la remoción de un cable.

SISTEMAS EN RED (*NETWORK*)

Los sistemas en red son utilizados en subtransmisión y en distribución primaria y secundaria. Como su nombre lo indica, esta configuración sugiere una red, la cual posee diversos puntos de alimentación teniendo la ventaja de poder hacer reparaciones en un circuito, mientras su carga es transferida a los circuitos adyacentes que alimentan la red. Con esta configuración se logra gran uniformidad en el tamaño de los cables y los transformadores. Debido a sus características, este tipo de configuración es más utilizado para distribución secundaria. Sin embargo, si se desea un sistema de alta confiabilidad para hospitales, edificios importantes, centros comerciales u otros, el sistema en red es el indicado, siendo justificable generalmente para el tipo de edificaciones mencionadas.

Existen otros tipos de configuraciones, que generalmente son modificaciones de los tipos ya mencionados. Como ejemplo está el sistema de alimentación dual el cual es parecido al sistema anillado, excepto que cada transformador trifásico es alimentado desde dos puntos distintos. Esto tiende a mejorar la confiabilidad y continuidad del sistema, pero a la vez lo vuelve generalmente más costoso. Por estas razones, este tipo de servicio se limita normalmente a las cargas mayores de gran importancia.

Figura 6. Configuración de un sistema dual



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 33

5. EQUIPO DE PROTECCIONES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA

Un profundo estudio de las distintas consideraciones de diseño lleva a los fabricantes de los productos y expertos en la materia, a recomendar y establecer ciertos parámetros con los cuales se obtiene el funcionamiento adecuado del dispositivo. Además, existen muchas instituciones como la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. que velan por la seguridad y el empleo correcto del equipo eléctrico, por lo que dictan normas de instalación para minimizar las fallas y los accidentes.

A continuación, se han seleccionado las principales normas internacionales aplicables a nuestro medio para un sistema de distribución subterránea en 13.2 kV. Hay que observar, que muchas de estas normas son aplicables para un rango de voltajes entre los cuales se encuentra el de 13.2 kV, no siendo exclusivas del voltaje mencionado.

5.1 Profundidad de los cables bajo tierra

Los cables subterráneos deberán cubrir los requerimientos mínimos de profundidad de enterramiento especificados por la siguiente tabla. La

profundidad es medida entre la superficie superior del cable o conduit y el nivel del suelo.

Tabla I. Profundidades mínimas de enterramiento (metros)

Voltaje del circuito	Cables directamente enterrados	Conduit rígido no metálico *	Conduit metálico rígido y medio
600 v – 22 Kv	0.76 mts	0.46 mts	0.15 mts
22 Kv – 40 Kv	0.91 mts	0.61 mts	0.15 mts
Más de 40 Kv	1.07 mts	0.76 mts	0.15 mts

*El llamado conduit rígido no metálico, debe estar debidamente aprobado para enterramiento directo. Todos los otros sistemas no-metálicos requerirán una cubierta adicional de 2" de concreto o equivalente encima del conduit.

EXCEPCIONES

1. Es permitido reducir las profundidades mínimas en 15 centímetros por cada 5 centímetros de concreto o equivalente colocado encima de los conductores.
2. En áreas sujetas a tráfico pesado de vehículos, como parques y comerciales, la profundidad mínima deberá ser de 61 cm.

3. Son permitidas profundidades menores donde los cables y los conductores se elevan por alguna terminación o empalme; o bien donde cierto acceso es requerido.
4. En las pistas de los aeropuertos, incluyendo las áreas adyacentes donde es prohibido pasar, es permitido enterrar el cable sin ducto, cubierta de concreto, o su equivalente, a una profundidad no menor de 46 cm.
5. Los ductos instalados en roca sólida, pueden ser enterrados a menores profundidades cuando se les cubre con 5 cm de concreto, el cual puede prolongarse hasta la superficie de la roca.

5.2 Holgura en el ducto

Cuando el tipo de instalación sea en ducto plástico o de fibra directamente enterrado, la holgura diametral mínima entre el diámetro externo del cable y el diámetro interno del ducto debe ser de 1.9 centímetros.

5.3 Empalmes

Es permitido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A., que los cables directamente enterrados sean empleados sin utilizar cajas para el empalme, cuando se usen materiales adecuados para la aplicación. Los empalmes y las cintas utilizadas deben proveer un sello adecuado contra el agua, y deben estar protegidos contra

posibles daños mecánicos. Cuando se utilicen cables acorazados (shielded cables), la coraza deber quedar continua a través del empalme.

5.4 El relleno o cama (*BACKFILL*)

No se deben colocar en la excavación materiales de relleno que contengan rocas, trozos de pavimento, cenizas, sustancias cortantes o angulares, o materiales corrosivos, pues podrían dañar los ductos, cables u otras subestructuras, podrían evitar una compactación adecuada del relleno o contribuir a la corrosión del sistema.

5.5 Sellado de ductos

Cuando un ducto proveniente de un sistema subterráneo entra a una edificación, el extremo que sale debe ser sellado con un compuesto adecuado para prevenir la penetración de humedad o gases dentro del ducto.

5.6 Corazas del aislante

1. Los compuestos metálicos y semiconductores de las corazas de los aislantes en los cables acorazados, pueden ser removidas una distancia que dependerá del voltaje del circuito y su aislamiento.

2. En todas las terminaciones de las corazas, se deberá proveer un medio de reducción del esfuerzo eléctrico.
3. Los componentes metálicos de las corazas, tales como cintas, alambres y sus combinaciones, y sus componentes asociados conductores o semiconductores, deberán estar puestos a tierra.

5.7 Protección mecánica para cables con cubierta metálica

Donde los conductores del cable salen de la cubierta metálica, y es necesaria la protección contra la humedad o contra daños físicos, el aislamiento de los conductores debe ser protegido por medio de una terminación.

5.8 Protección del equipo

Los ductos y tuberías ajenos a las instalaciones eléctricas que requieran mantenimiento periódico, o cuyo mal funcionamiento podría repercutir en la operación del sistema eléctrico, no deberán estar localizados en las vecindades del equipo de servicio, interruptores de potencia en cajas metálicas o controles industriales. Donde sea necesario, se deberán proteger las instalaciones para evitar los daños que ocasionaría la condensación de fugas, y la ruptura de los sistemas externos.

5.9 Protección de sobrecorriente

Se deberá proveer protección de sobrecorriente para cada conductor no puesto a tierra mediante unos de los siguientes medios.

a) Relevadores de sobrecorriente y transformadores de corriente:

Los interruptores de circuitos usados para protección de sobrecorriente en circuitos trifásicos A.C., deberán tener un mínimo de 3 relevadores de sobrecorriente operados por tres transformadores de corriente.

Excepción 1

En circuitos trifásicos, es permitido que un relevador de sobrecorriente en el circuito residual del transformador de corriente reemplace a uno de los relevadores de fase.

Excepción 2

Es permitido que un relevador de sobrecorriente, operado desde un transformador de corriente que una todas las fases de un circuito trifásico de 3

alambres, reemplace al relevador residual y a uno de los transformadores de corriente de fase.

b) Fusibles

Se podrá conectar un fusible en serie con cada conductor no puesto a tierra.

FUSIBLES DE POTENCIA

1) UTILIZACIÓN

Los fusibles para proteger conductores y equipo deberán colocarse en cada conductor no puesto a tierra. Es permitido utilizar dos fusibles de potencia en paralelo para proteger la misma carga si tienen características idénticas y ambos fusibles son instalados en una montura común con conexiones eléctricas que dividan la corriente en partes iguales. Los fusibles de potencia del tipo de expulsión (vented type) no deberán usarse en subterráneos a menos que estén identificados para este uso.

2) NIVEL DE INTERRUPCIÓN

El nivel de interrupción de los fusibles de potencia no deberá ser menor que la máxima corriente de falla que el fusible deberá interrumpir, incluyendo las contribuciones de todas las fuentes de energía conectadas.

3) NIVEL DE VOLTAJE

El máximo nivel de voltaje de los fusibles de potencia no debe ser menor que el máximo voltaje del circuito. Los fusibles que posean un voltaje mínimo recomendado de operación, no deberán usarse con voltajes menores al especificado.

INTERRUPTORES DE CARGA

Son permitidos los interruptores de carga (Load-interrupter switches) si son usados conjuntamente con fusibles adecuados o interruptores de circuito para interrumpir las corrientes de falla. Donde estos dispositivos sean usados en forma combinada, deberán estar eléctricamente coordinados para que soporten en forma segura los efectos de cerrar, llevar o interrumpir todas las corrientes posibles hasta llegar al nivel máximo asignado de corto circuito.

MEDIOS DE SECCIONALIZACIÓN

Se deben proveer medios para aislar completamente un componente o equipo del sistema. No será necesario el uso de seccionadores, donde existan otros medios de desenergización del equipo para realizar inspecciones y reparaciones.

Las cuchillas seccionadoras que no estén interconectadas con un dispositivo aprobado de interrupción, deberán tener una señal de advertencia de no abrirlas bajo carga. Se podrá utilizar un fusible y su portafusible como seccionadores si han sido diseñados para ese propósito.

6. COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA

Los sistemas subterráneos de distribución a menudo cuestan más que los sistemas aéreos, pero en los últimos años han contribuido varios factores para que este tipo de distribución tenga un rápido crecimiento en diferentes regiones de nuestro país; estos incluyen:

- a) Un mayor interés público en el aspecto estético de las comunidades.
- b) Costo reducido del equipo y las instalaciones subterráneos logrado por:
 - Cables aislados por dieléctrico sólido de costo más bajo, adecuados para enterrarse directamente, sin sistemas de ductos.
 - Terminaciones y empalmes de cables construidos en fábrica, de bajo costo, que se preparan con facilidad en el campo por cuadrillas comunes constructoras de líneas, sin la ayuda de empalmadores de cables con gran adiestramiento.
 - Producción en masa de equipo especializado, como transformadores y accesorios montados sobre plataformas.

- Técnica y equipo mejorado para realizar la instalación.

6.1 Rendimiento

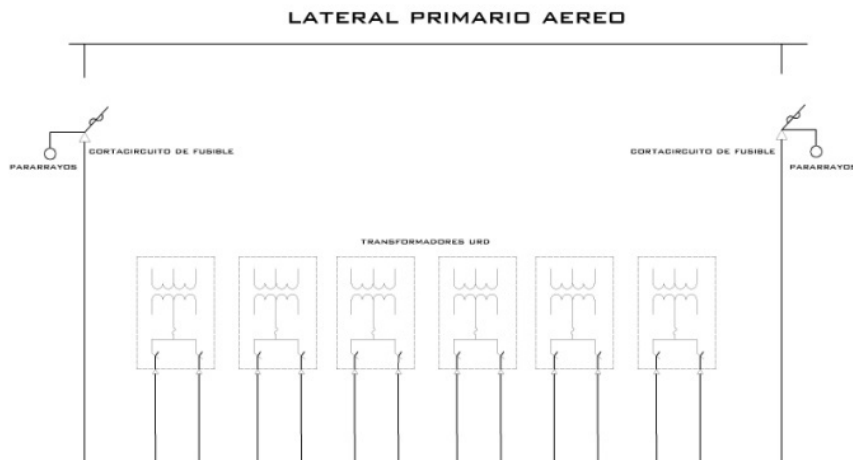
La mayor parte de los diseñadores son de la opinión de que la frecuencia de las fallas es menor en los sistemas subterráneos que en los aéreos y de que no es tan probable que las fallas se “amontonen” al producirse condiciones de tormenta. No obstante, las fallas son mucho más difíciles de hallar, aislar y reparar en los sistemas subterráneos, y también es mucho mayor el tiempo requerido para estas tareas. Esto, acoplado con el hecho de que muchos procedimientos de operación no se pueden llevar a cabo en un sistema subterráneo mientras está energizado y de que es imposible realizar en los circuitos subterráneos muchas de las improvisaciones temporales que sí se pueden efectuar en sistemas aéreos, ha conducido al desarrollo de equipo de protección y seccionamiento, como interruptores y conectores separables de cables, los que a menudo están físicamente integrados como dispositivos accesorios en los transformadores de distribución subterránea.

6.2 Restablecimiento del servicio

Las necesidades de restablecimiento del servicio también han conducido a diseños de sistemas primarios que operan como un circuito normalmente abierto, como se muestra en la siguiente figura.

En el caso de la falla de un cable, se facilita la localización y el aislamiento de la falla y un restablecimiento más rápido del servicio para todos los usuarios que se encuentren en la parte sin falla del circuito primario. Se estima que alrededor de un 85% de los sistemas primarios subterráneos se están operando como circuitos, con el resto radial. En donde se aplican laterales radiales, muchas compañías de servicio eléctrico proporcionan cables portátiles, por encima del piso, de modo que se puedan rodear temporalmente los cables en los que se produjo la falla y restablecer el servicio, mientras se está realizando la reparación.

Figura 7. Sistema subterráneo derivado de circuitos aéreos existentes



Fuente: Donald Fink y Beaty Wayne. Manual de ingeniería eléctrica. Pág. 18-83

7. OBRA CIVIL

7.1 Características del suelo

La conductividad térmica del suelo es un factor de gran importancia en el estudio de la resistencia ambiental del conductor, por lo que se hace necesario su conocimiento preciso.

Una característica importante de algunos suelos es el aumento de su resistividad térmica cuando se seca. El calor procedente del cable desplaza la humedad del suelo dejando aire en los intersticios ocupados por el agua, con lo cual la resistividad aumenta debido a la alta resistividad del aire. Esto a su vez, incrementa la temperatura del cable, lo que eleva las pérdidas dieléctricas y en menor grado las pérdidas del cobre, causando consecuentemente un mayor desplazamiento de humedad. La inestabilidad térmica seguida de fallas en el aislamiento es un posible resultado del proceso anterior.

La humedad contenida en el suelo y consecuentemente la resistividad térmica, es afectada por la presencia de una cubierta impermeable como el concreto, el cual previene la evaporación. También es aconsejable en algunos casos usar rellenos especiales rodeando al cable, conocidos como "Backfills".

Estos rellenos son arenas seleccionadas o bien compuestos de arena bituminosa y arenas de cemento y grava, las cuales mantienen su resistividad dentro de ciertos límites adecuados aun con cambios de humedad.

Es importante notar, que debido a la poca disipación térmica de la tierra con respecto del aire, los conductores subterráneos requieren mayor sección que los aéreos para una carga dada.

7.2 Importancia del proceso de manufactura

Como hemos visto, la tensión eléctrica que puede soportar el aislamiento, expresada en kV / mm, es uno de los factores más importantes que deben ser considerados en el diseño de cables. Esta tensión se ve reducida por la presencia de cavidades, contaminantes e irregularidades en el aislante, como también por una adhesión imperfecta entre el aislante y las capas semiconductoras. Por estas razones se le da actualmente una gran atención al proceso de manufactura para que este se realice en óptimas condiciones.

El contenido de contaminantes en la materia prima se reduce con la cooperación del proveedor. Los materiales son enviados en recipientes sellados, para luego ser procesados bajo un estricto control de temperatura. Los compuestos son entonces pasados por detector de contaminantes con base en los rayos laser. En el proceso de extrusión de polímeros, la temperatura es estrictamente controlada para prevenir la formación de ámbar.

Con estas y otras precauciones y medidas tomadas por los fabricantes se ha logrado, a partir de 1979, mejorar el nivel de tensión eléctrica que pueden soportar los aislantes, principalmente del tipo XLP, y prolongar de esta forma la vida del cable.

UN CASO PRÁCTICO

En el siguiente ejemplo, se podrán observar algunos criterios que se emplearon en el diseño del aislamiento y la coraza de un cable utilizado en transmisión, siendo similares los criterios que se usan para el diseño de distribución subterránea.

En la determinación del espesor del aislante, se consideran los voltajes de operación y de impulso, siendo este último el voltaje al cual se verá sometido el aislante en el caso de una descarga atmosférica. De modo que, el espesor del aislante puede ser determinado de acuerdo con el voltaje AC que deberá soportar (V_{ac}) o al voltaje de impulso a soportar (V_{imp}) de acuerdo con las siguientes relaciones:

$$G_{ac} = V_{ac} / E_{l(ac)}$$

$$G_{imp} = V_{imp} / E_{l(imp)}$$

Donde;

El, es la tensión que soporta el aislante por milímetro, determinada por experimentación mediante la observación de la tensión de ruptura para un espesor determinado. Se expresa en kV/mm.

G, representa el espesor a determinar ya sea de acuerdo al voltaje de operación (V_{ac}) o al de impulso (V_{imp}). Se expresa en mm.

Por ejemplo, para un cable con aislamiento XLP para 275 Kv tendremos:

$$V_{ac} = 805 \text{ KV} \quad E_{l(ac)} = 30 \text{ KV/mm}$$

$$V_{imp} = 1590 \text{ KV} \quad E_{l(imp)} = 65 \text{ KV/mm}$$

Por lo que:

$$G_{ac} = 805 \text{ Kv} / 30 \text{ Kv/mm} = 26.8 \text{ mm}$$

$$G_{imp} = 1590 \text{ Kv} / 65 \text{ Kv/mm} = 24.5 \text{ mm}$$

De tal modo, basados en el espesor mayor (G_{ac}), se decide utilizar un espesor del aislante de 27 mm. Exteriormente al aislante, los cables llevan una capa semiconductora para cuyo diseño es imprescindible considerar los cambios de temperatura. El volumen que expande el aislante de polietileno XLP debido al calor, es mucho mayor que el de los metales, por lo que es necesario prevenir la deformación del primero mediante algún método.

El aumento de diámetro del aislante puede ser determinado por el nivel de expansión térmica, de la manera siguiente:

* $Ad = 1/2r@ (1 - (do/di)^2)di$; donde

Ad, es el aumento en el diámetro del aislante.

do, es el diámetro del conductor.

di, es el diámetro del aislante a temperatura ambiente.

@, es el aumento promedio de temperatura del XLP.

r, es el coeficiente de expansión térmica del XLP.

En el caso del ejemplo citado, en el cual se calculó un aislante de 27 mm de espesor, los ingenieros de la “Sumitomo Electric Industries” del Japón calcularon de acuerdo con la fórmula anterior, que el diámetro del aislante se expandería aproximadamente 2 mm, por lo que diseñaron la capa exterior semiconductora con 12 proyecciones paralelas longitudinales de 1 mm de altura y 4 de ancho. Mediante este diseño consiguieron las siguientes características:

- 1.- Absorción de la expansión radial térmica del XLP.
- 2.- Mantener una rigidez apropiada entre el aislante XLP y la cubierta metálica.
- 3.- Una buena resistividad térmica entre la capa semiconductora exterior y la cubierta metálica.

Seguidamente, seleccionaron una cubierta de aluminio corrugado de 2.2 mm de espesor para llevar una posible corriente de falla de 32 KA en 2

* Barry M. Weedy “Underground Transmission” pág. 127.

segundos. Cinta semiconductora y una cubierta de PVC completan el diseño del cable cuya sección transversal se muestra a continuación:

Figura 8. Sección de un cable utilizado para transmisión diseñado para 275 kV con aislamiento de polietileno de cadena cruzada



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 26

7.3 Criterios de instalación

Se hará referencia a continuación a las principales consideraciones que se deben de tomar en cuenta en la instalación del sistema de cables subterráneos, observando las distintas formas en que pueden ser instalados, sus ventajas y desventajas. También se hará remisión a los principales criterios

de instalación de transformadores y equipo en bóvedas subterráneas, para más adelante explicar lo referente al equipo accesorio.

7.4 Diseño y cálculo de canalización con sus respectivos recubrimientos

7.4.1 Instalación del cable

En muchos lugares, se utiliza el cable directamente enterrado para distribución residencial, enterrándolo en una zanja de 36 o más pulgadas de profundidad, con lo cual se reduce el costo y el tiempo inicial de instalación. Cuando las condiciones del terreno son apropiadas, la zanja se vuelve a rellenar con el material extraído originalmente, de lo contrario, es necesario seleccionar un material de relleno apropiado. Los cables directamente enterrados se emplean esencialmente en iluminación de calles y en circuitos de distribución en vías amplias y zonas residenciales, donde las condiciones favorables del terreno permiten un acceso suficiente para mantenimiento sin la necesidad de invertir en conduits. Sin embargo, cuando en un mismo trecho van numerosos cables u otros servicios como agua, gas y líneas telefónicas, es necesaria cierta protección contra posibles daños mecánicos, ocasionados principalmente por excavaciones realizadas con herramientas de mano.

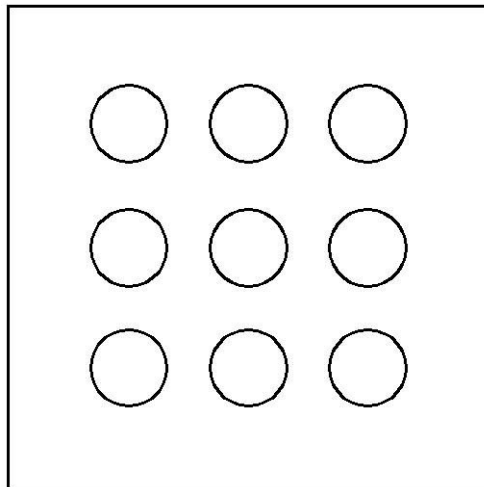
Cuando los circuitos de distribución deben pasar por debajo de calles u otras superficies pavimentadas, o en lugares donde sería impráctico cavar para

reparar alguna falla en el cable, se usa entonces la instalación en ducto, lo cual es conocido como sistema flexible subterráneo. Este consiste de ductos o tubos que se extienden entre un registro y otro; teniendo la ventaja de interferir en forma mínima con el pavimento y tráfico de las calles, pues los cables pueden ser instalados o quitados desde los registros para reparaciones o cambios. Los registros son colocados en todos los puntos de unión, esquinas, y donde se necesiten para cables secundarios y de acometida, variando su espaciamiento de acuerdo con el tipo de circuito instalado. En la instalación en ducto, el método más común de instalación ha sido el de usar varas de madera o metal, las que son empujadas a través de las secciones de ducto a medida que se conectan entre sí. Cuando el extremo opuesto del ducto es alcanzado, un alambre es amarrado al extremo de la última varilla para ser jalado dentro del ducto a medida que las varillas son extraídas. Cuando el ducto está bien sellado, se puede soplar un pistón con un alambre flexible adherido al mismo mediante aire comprimido, el cual es un método más rápido y menos laborioso que el de las varillas. Seguidamente, los cables son jalados a través del ducto mediante una cuerda y un motoreductor. En cables de tamaño y longitud moderada se usan sujetadores especialmente diseñados, que aumentan su agarre a medida que la tensión en el cable es incrementada; y para cables de mayor sección o longitud se utilizan sujetadores de acero que se aplican directamente al conductor del cable. Cuando varios cables deben ir en el mismo ducto, son colocados uno al lado del otro para ser jalados en forma simultánea.

Dependiendo del grado de protección requerido para los cables y facilidades de instalación y mantenimiento, hemos visto que pueden ir directamente enterrados, dentro de tubos o conduits también enterrados, o bien dentro de un sistema de ductos altamente protegidos por una estructura de concreto. Para este último caso, se hace generalmente una línea de ductos

arreglados en forma rectangular dentro de una estructura de concreto como se ve en la figura:

Figura 9. Línea de ductos arreglados en forma rectangular dentro de una estructura de concreto.



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 35

Teóricamente, la forma económica de acomodar los ductos es de únicamente dos ductos por fila. Sin embargo, cuando se necesitan seis u ocho ductos, el diseño requiere excesiva profundidad. Debido a esto, en algunos tramos se utilizará la construcción rectangular de 3 ó 4 ductos de ancho por 3 ó

4 de profundidad. El máximo número de ductos que se pueden poner en un tramo es gobernado principalmente por limitaciones térmicas, siendo deseable tener tantos ductos como sea posible en las orillas de la estructura para facilitar a la transferencia de calor hacia el terreno circundante. En lo posible, los ductos interiores deberían ser usados para aquellos cables que disipan poco calor.

En cuanto a los materiales utilizados en la fabricación de los ductos, los más usados son el cemento, el plástico y la fibra de vidrio, pero en general, se puede decir que el material deberá ser impermeable al agua y no degradable químicamente o por electrólisis. Su sección es usualmente circular y su interior deberá ser suave y libre de asperezas para no dañar las cubiertas de los cables, debiendo ser su diámetro suficientemente grande para aceptar con holgura el mayor cable previsto para el futuro.

7.4.2 Diseño de casetas para instalación de equipo de operación

Cuando es necesario instalar transformadores y demás equipo bajo aceras y calles, se hace necesaria la construcción de casetas.

Las cuales pueden ser amplias para permitir un mantenimiento cómodo, o bien ajustadas si todos los accesorios como fusibles, interruptores, terminaciones separables etc, se pueden alcanzar desde el nivel del suelo; con lo cual no es necesario el ingreso de personal a la boveda. El arreglo, tamaño y

forma de las bóvedas queda determinado por el número de transformadores a instalar y la naturaleza de los accesorios.

En las figuras que aparecen más adelante se muestran diversos aspectos de una bóveda para un transformador con accesorios maniobrables desde la superficie. La bóveda debe tener facilidades de drenaje, siendo finalmente cubierta con una rejilla de ventilación la que deberá soportar las cargas mecánicas a que pueda estar sometida desde la superficie exterior.

7.4.3 Ubicación de los registros

Los registros proporcionan espacio protegido y accesible en el que se pueden operar con eficiencia los cables y el equipo asociado. Deben colocarse en número suficiente como para permitir que se pueda tirar del cable sin tracción excesiva, alojar los transformadores y el equipo de conmutación necesarios, y dar lugar a los empalmes y conexiones de servicio.

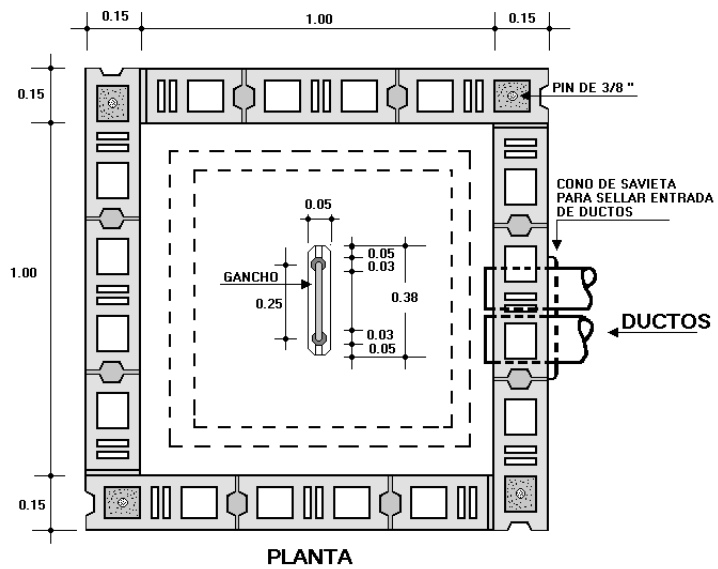
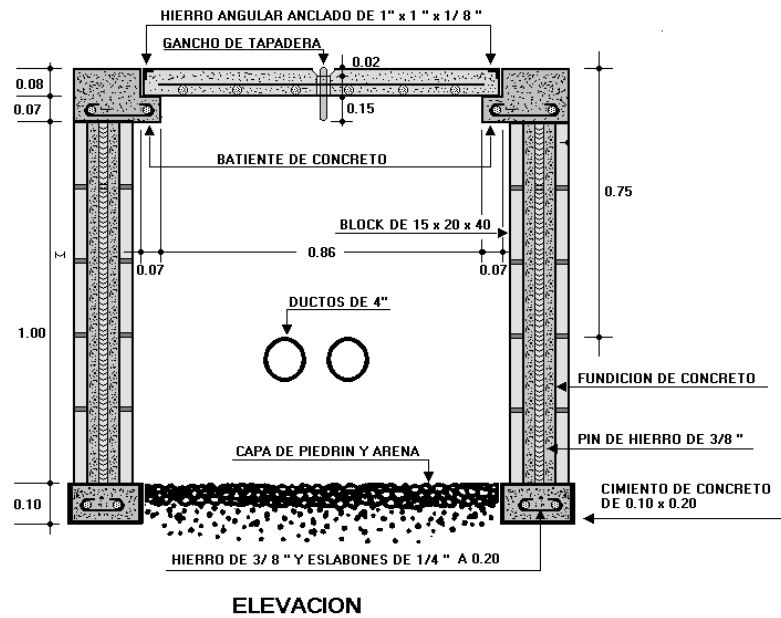
En tendidos largos, el espaciamiento entre los registros por lo común no es mayor de 500 a 600 pies. En donde los circuitos locales de distribución están relacionados con numerosas conexiones de servicio, los registros se pueden colocar con una separación de 100 pies. Los registros o casetas para alojar transformadores deben ser lo bastante grandes como para proporcionar espacio para trabajar, así como con ventilación adecuada. Se prefiere que la ubicación de las casetas para transformadores sea en zonas de las aceras, y

por lo común, se colocan rejillas para mejorar la ventilación. En las calzadas o en las zonas accesibles al tráfico vehicular, se deben diseñar las tapas y las rejillas para que soporten las cargas que se esperan.

7.4.4 Tamaños y formas de los registros

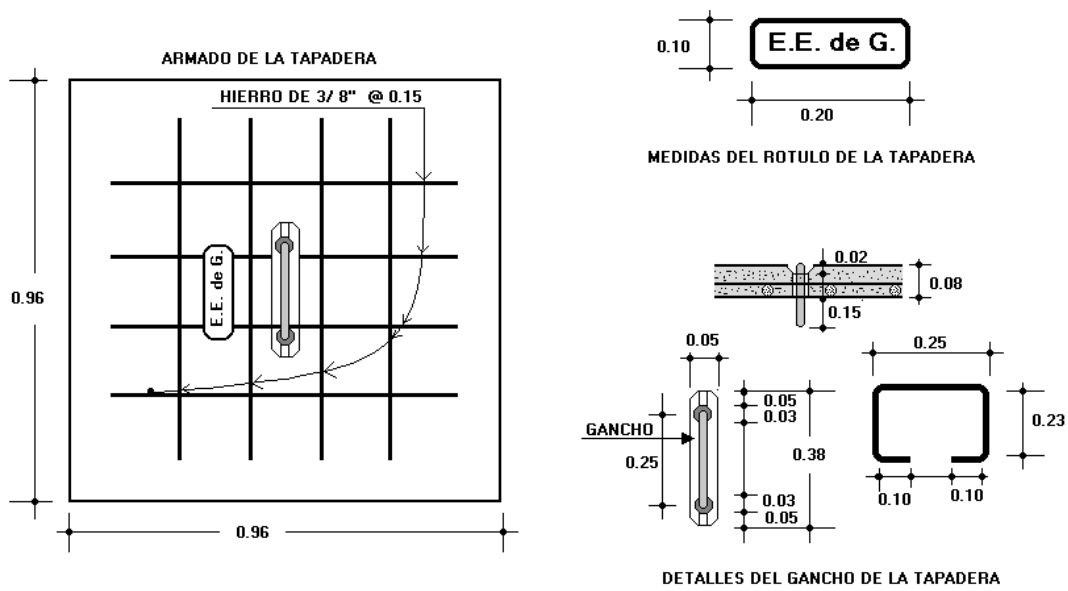
Se usan muchos tamaños y formas de los registros. El diseño que se utilice para una instalación en particular puede ser determinado por la presencia de obstrucciones locales, como líneas de gas, tuberías de agua o conduits de líneas telefónicas. Por normativa de la Empresa Electrica de Guatemala, toda distribución subterránea ya sea de media tensión, baja tensión o ambas, los registros a utilizarse serán del tipo “H”. Estos registros se dividen en dos grupos los registros “H” tipo pozo que son utilizados dependiendo del perfil del terreno y el registro “H” tipo costa (especial), el cual se utiliza cuando las condiciones climáticas son muy severas.

Figura 10. Registro tipo "H"



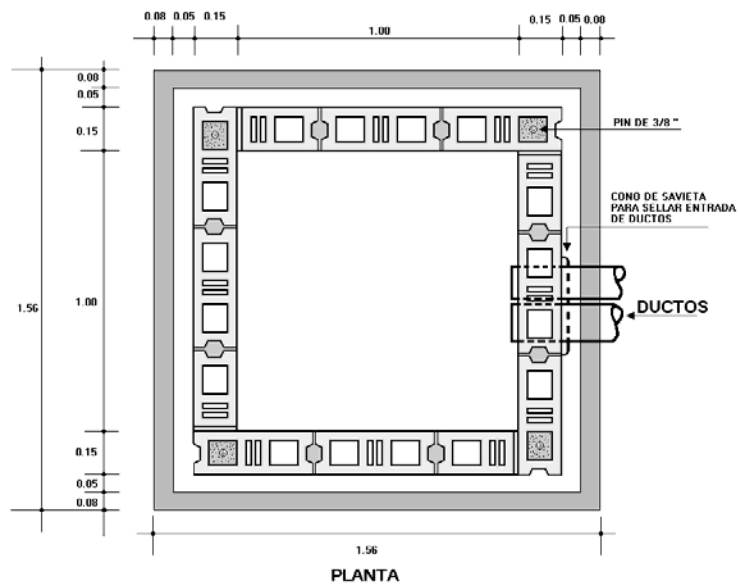
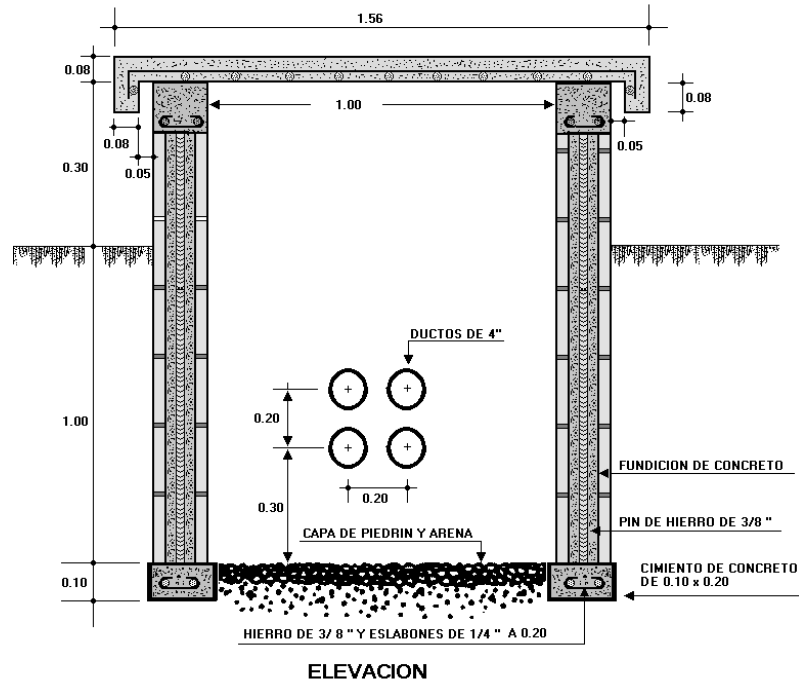
Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Manual de Acometidas. Pág. 151

Figura 11. Detalles de armado de la tapadera del registro tipo “H”



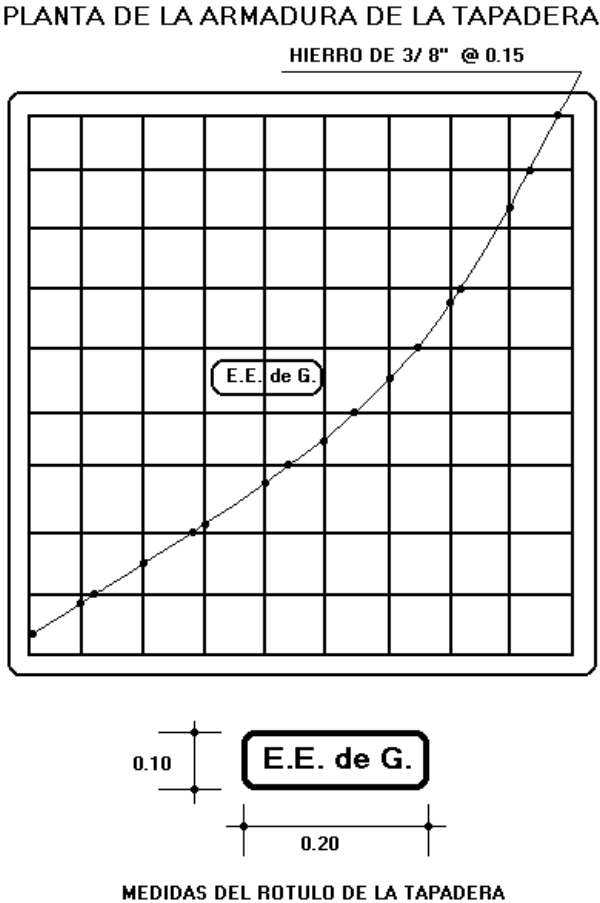
Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Manual de acometidas eléctricas. Pág. 152

Figura 12. Registro tipo costa especial



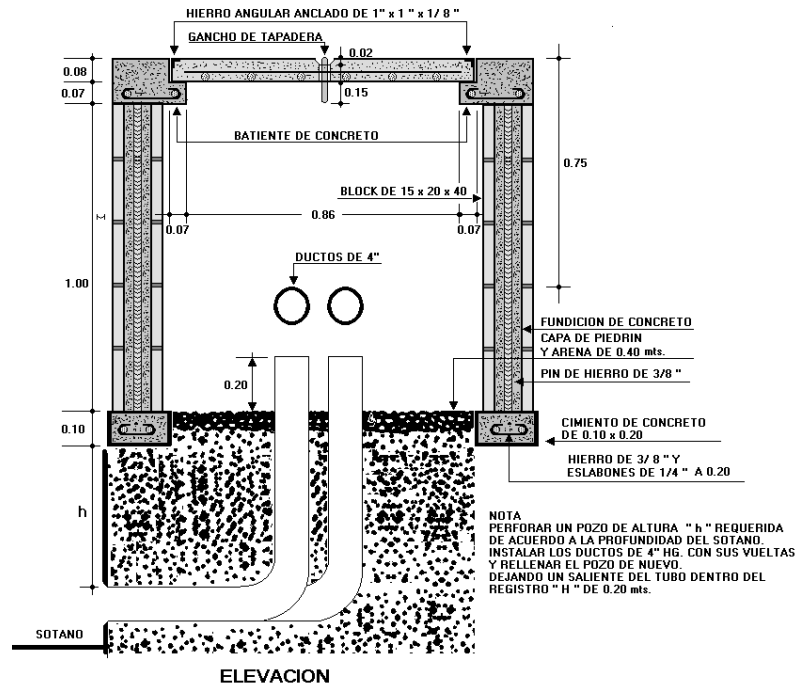
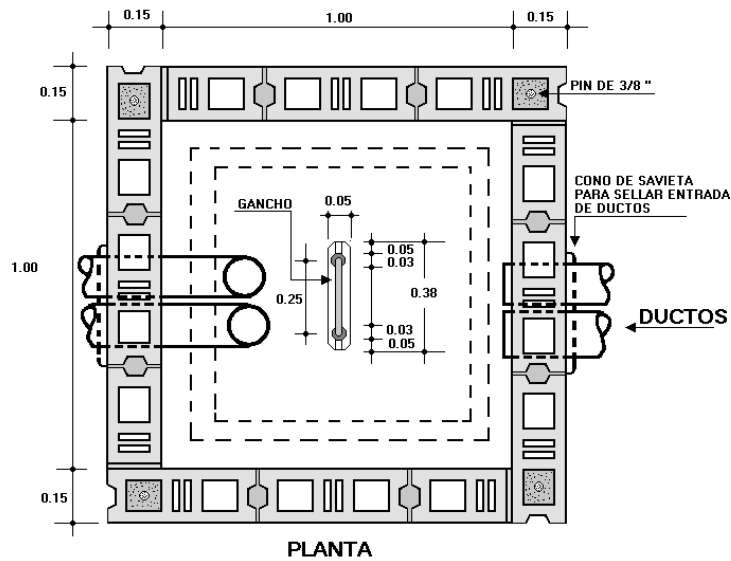
Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Manual de acometidas eléctricas. Pág. 153

Figura 13. Detalles de la tapadera de un registro tipo costa.



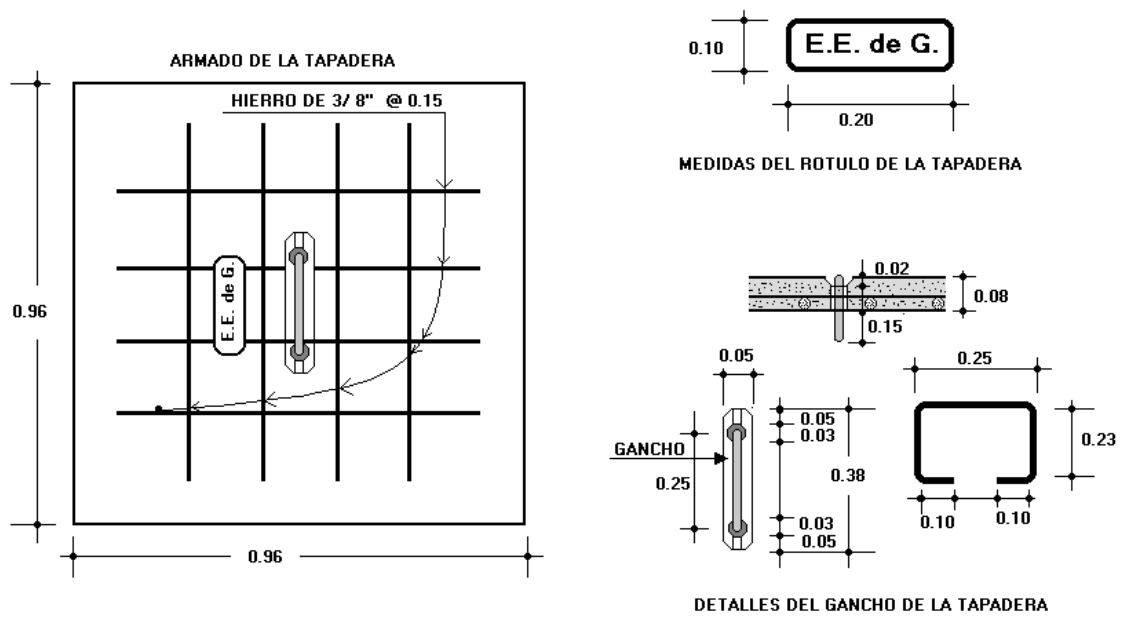
Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Manual de acometidas eléctricas. Pág. 153

Figura 14. Registro tipo pozo



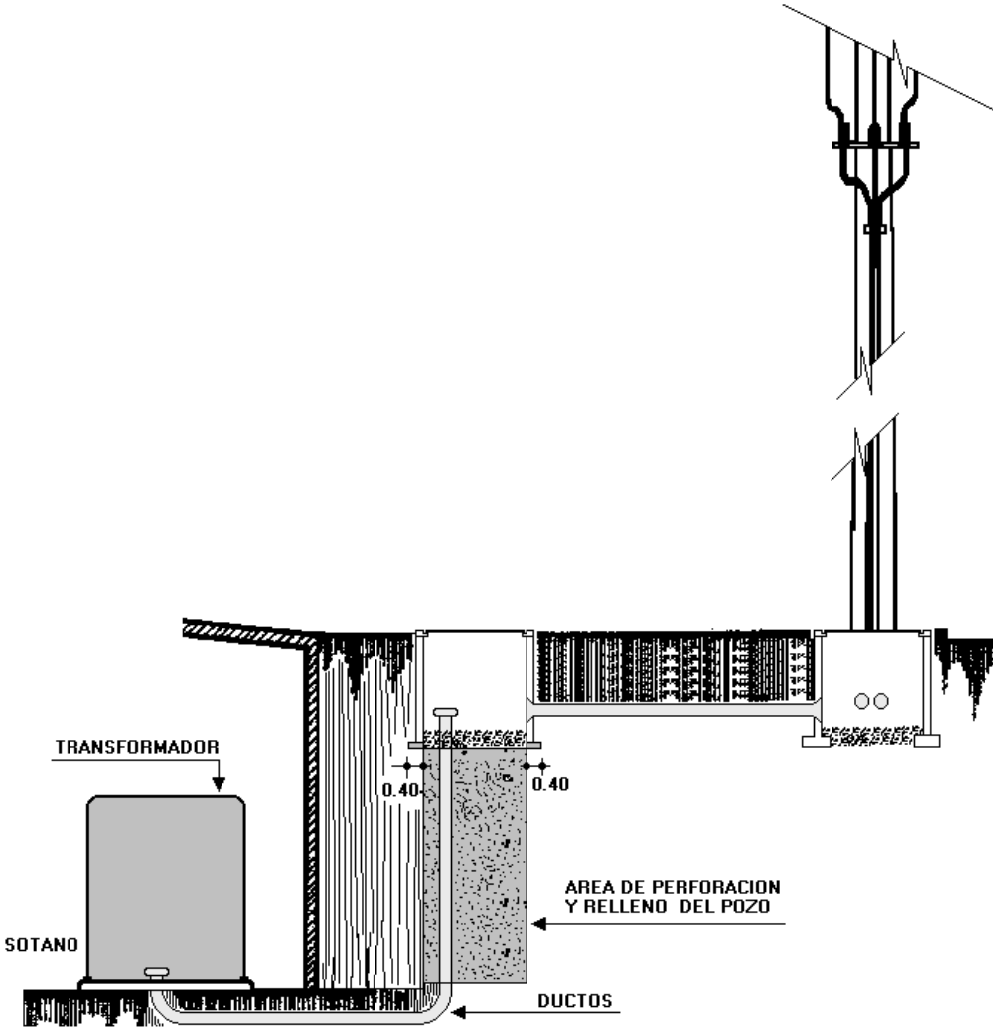
Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Manual de acometidas eléctricas. Pág. 154

Figura 15. Detalle de la tapadera de un registro tipo pozo.



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Manual de acometidas eléctricas. Pág. 155

Figura 16. Sección transversal del registro tipo pozo.



SECCION TRANSVERSAL DEL REGISTRO TIPO POZO

Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Manual de acometidas eléctricas. Pág. 156

7.4.5 Agujeros de acceso

En algunos casos, se usa un hueco poco profundo, conocido como agujero de acceso para conexiones de circuitos locales de distribución. Estos se suelen construir arriba de las líneas de conduits de modo que el agujero de acceso sólo entre a la fila superior de ductos. De este modo, son accesibles los circuitos de distribución secundaria para realizar derivaciones de servicio y no se interfiere con las líneas que pasan por los ductos inferiores.

7.4.6 Instalación de cables dentro de una bóveda

La localización de los cables de una bóveda de reparaciones está determinada primordialmente por la posición de los ductos que ocupan. Dentro de estas bóvedas o registros, los cables no deben cruzarse con otros cables o ductos y deberán poseer suficiente longitud para permitir su colocación alrededor de las paredes interiores. El radio de los dobleces que se efectúen en la instalación del cable debe ser mayor que el mínimo radio de seguridad especificado por el fabricante. Este radio varía con el tamaño, siendo generalmente entre 8 a 12 veces mayor que el diámetro exterior del mismo cable.

Con cables grandes, los ciclos periódicos de carga causan movimientos repetitivos de flexión dentro de las bóvedas, por lo que se utilizan trozos de metal galvanizado debajo de los cables en la salida o boca del ducto. Esto evita

que las cubiertas de plomo de los cables puedan quebrarse al ser presionadas contra los afilados bordes del ducto.

Para limitar el daño que puede ocasionar la falla de un cable dentro de la bóveda, es aconsejable proteger los cables contra posible fuego dentro de ellas, para lo cual se utilizan normalmente cubiertas de asbesto.

En cables que poseen cubiertas metálicas, es práctica común unir o conectar eléctricamente sus cubiertas dentro de la bóveda. Esto mantiene las cubiertas a un potencial común y cercano al potencial de tierra, con lo cual se protegen los hombres que puedan estar trabajando dentro de una bóveda a la hora de una falla, y se elimina la posibilidad de formación de arco entre las cubiertas del cable con falla y los otros cables.

En cuanto a la posición de los cables dentro del sistema de ductos, podemos decir que los cables usados en distribución local deben ser instalados en la fila más cercana a la superficie, con lo que cual las bóvedas y registros para conectar circuitos laterales pueden ser de menor profundidad de construcción. En las bóvedas de distribución, los cables de mayores voltajes deben ser colocados en los ductos más profundos y de los lados, debiendo evitar en lo posible, su entrelazamiento con otros cables.

7.5 Transformadores

Los transformadores monofásicos de distribución constituyen el corazón de los sistemas subterráneos de distribución debido a que las terminaciones de los cables primarios, el equipo de conmutación y seccionalización, así como el equipo de protección de sobrecorrientes, se encuentran usualmente contenidos en la cubierta del transformador. En esta forma, la mayoría de los procedimientos de operación requieren el acceso a uno o más de los transformadores de distribución.

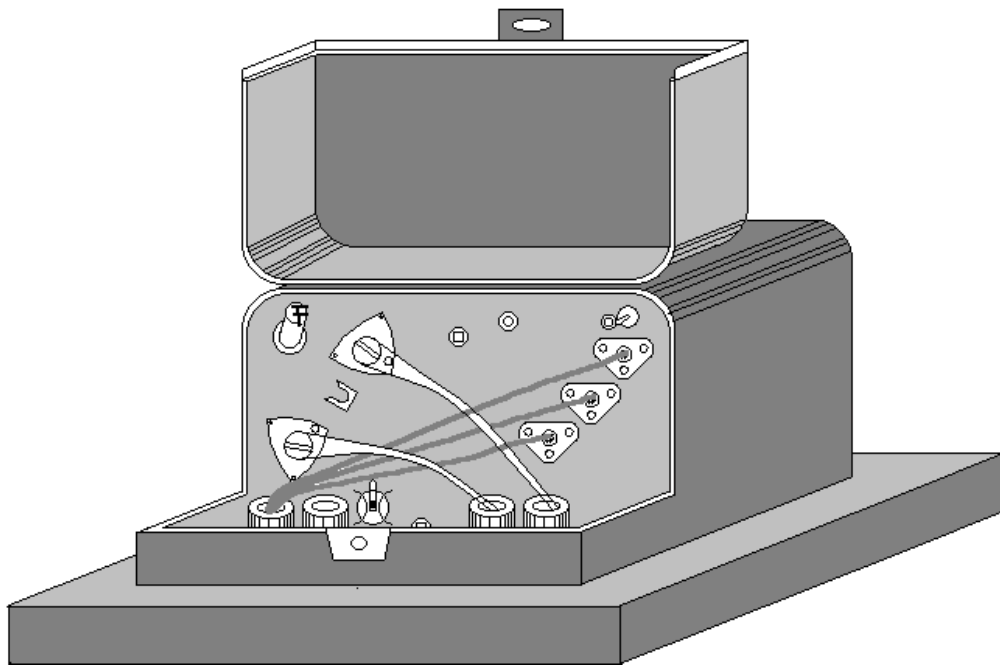
Dada la importancia que los transformadores tienen en los sistemas de distribución subterránea, es esencial conocer aunque sea forma general, los tres tipos principales de transformadores usados en la actualidad.

TRANSFORMADORES DE PLATAFORMA

Estos transformadores son de los más utilizados en la actualidad en muchas colonias residenciales y de Norte America, y su nombre se debe a que son usualmente instalados sobre losas de concreto prefabricadas. Los transformadores para sistemas subterráneos cubren esencialmente los mismos rangos que los diseñados para postes: 10 Kva, 25, 50 etc.. Sin embargo, por razones de seguridad, deben ser construidos dentro de estructuras resistentes y no deberán tener partes energizadas expuestas, debido a la proximidad entre estos transformadores y el público en general. Generalmente, la capacidad de

carga de los transformadores de plataforma es comparable con la de los instalados en postes. También se les conoce como transformadores montados sobre losa, o bien por su nombre en Inglés “Pad – Mounted”.

Figura 17. Transformador tipo PAD MOUNTED con sus respectivas conexiones.



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Manual de acometidas eléctricas. Pág. 142

TRANSFORMADORES RESIDENCIALES SUBTERRÁNEOS (RST)

Aun cuando el uso de transformadores de Plataforma (Pad – Mounted) es varias veces mayor, en muchos lugares utilizan un buen número del tipo subterráneo RST (en inglés: Residencial Subsurface Transformer). Estos son instalados en bóvedas relativamente ajustadas con la cubierta a nivel de piso. El enfriamiento se lleva a cabo por convección natural del aire, aunque algunos aumentan la eficiencia de circulación mediante chimeneas especiales que dirigen y controlan la circulación. Con chimeneas diseñadas e instaladas apropiadamente, la capacidad de carga de los “RST” es similar a la de los transformadores aéreos instalados en postes.

Este tipo de transformadores deben utilizar terminaciones primarias totalmente aisladas, como conectores aisladores o codos. Los medios de operación de los accesorios como conmutadores, fusibles, interruptores etc., están localizados en la cubierta del transformador en forma tal, que pueden ser operados por un hombre desde la superficie del terreno.

TRANSFORMADORES DIRECTAMENTE ENTERRADOS

El uso de este tipo de transformadores es bastante reducido, siendo su principal inconveniente la localización de los accesorios y su operación bajo condiciones adversas de tiempo. También están más propensos a la corrosión galvánica que los tipos anteriores; dependiendo su capacidad de carga del ciclo

de la misma, de las condiciones térmicas del terreno, y de la temperatura ambiente, siendo el cálculo relativamente complicado.

7.6 Accesorios

Existe una gran variedad de accesorios utilizados en la distribución subterránea primaria en 13.2 Kv., muchos de los cuales son similares a los utilizados para otros voltajes. Gran cantidad de este equipo accesorio contiene como una de sus partes esenciales un dispositivo conocido como “cono de alivio de esfuerzos”, o simplemente “cono de esfuerzo”. Dada su importancia se tratará inicialmente su conformación y funcionamiento, para pasar después a la descripción de cada accesorio en particular.

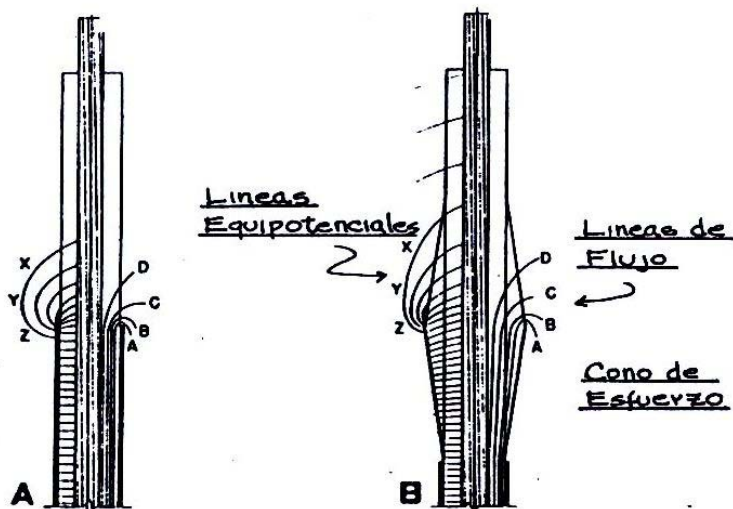
7.6.1 El cono de esfuerzo

En las terminaciones o extremos de los cables, la cubierta puesta a tierra o coraza debe ser removida para proveer una distancia adecuada entre el conductor vivo y la tierra, y evitar la formación de arco entre los mismos.

La condiciones eléctricas en el extremo de la coraza puesta a tierra son mucho más severas que durante el trayecto del cable. Después del extremo de la coraza, las líneas de flujo se ven dirigidas hacia la angosta orilla de la coraza.

Esta densa concentración de líneas de flujo en un área pequeña ocasiona a su vez que las líneas equipotenciales salgan del aislamiento del cable relativamente juntas, con lo cual, resulta una zona con altos gradientes de potencial que puede causar la falla del aislante. Esta concentración de esfuerzos eléctricos puede reducirse mediante la colocación de un “cono de alivio” en la superficie expuesta del aislante del cable, que de un cono doble con aislamiento adicional y una coraza metálica que se extiende hasta la mitad de cono doble. El diámetro del extremo de la coraza del cono es mayor que el diámetro de la coraza del propio cable, con lo cual se reduce la densidad de líneas de flujo en el extremo de la coraza, permitiendo, que el mismo cable opere a mayores voltajes.

Figura 18. Distribución de las líneas de flujo y equipotenciales en un cable sin y con cono de esfuerzo.



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 42.

7.6.2 Terminaciones

Este accesorio es esencialmente un cono de alivio que es colocado cada vez que un cable termina. En adición al cono de esfuerzos, las terminaciones poseen otros adimentos como aislantes, protectores etc., que las hacen específicas para cada aplicación.

La terminaciones de los cables deben desempeñar varias funciones entre las cuales destacan:

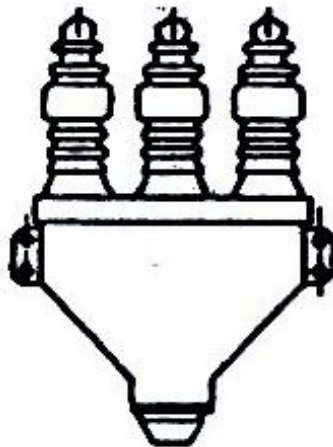
1. Proveer un medio de conexión eléctrica entre el cable y el equipo del circuito.
2. Controlar el esfuerzo electrostático, para evitar la existencia de descargas eléctricas en la terminación.
3. Prevenir las pérdidas de gas o del líquido impregnante del aislante, tanto del cable como de la terminación.
4. Proveer una terminación hermética de la cubierta interior, si es que se usa.
5. Servir como un interruptor o conexión separable cuando se necesite.

Las terminaciones son clasificadas en forma general en 2 tipos. Las primeras que poseen conexiones eléctricas expuestas con posibles porciones de cable sin coraza; y las segundas, aquellas que están completamente encerradas en un estructura metálica o semiconductor a potencial de tierra, con lo cual pueden ser tocadas sin riesgos cuando el equipo está energizado.

Cuando los cables son conectados a sistemas aéreos o a equipo de interrupción, se usan con frecuencia las terminaciones tipo “cabeza de olla” (Pothead). Estas son fabricadas en una gran variedad de tipos dependiendo de algunas características:

- a) El voltaje del sistema.
- b) El tipo de aislamiento del cable.
- c) Si el cable es sencillo o multiconductor.
- d) Del tipo de cubierta del cable.
- e) Si la terminación estará a la intemperie o no.

Figura 19. Terminaciones tipo “Cabeza de olla” (Pothead).



Sin embargo, existe la tendencia a usar terminaciones prefabricadas de hule moldeado en lugar de las tradicionales tipo “cabeza de Olla”, particularmente en cables con aislamiento de dieléctrico sólido. Las aplicaciones típicas para las terminaciones ocurren cuando un cable subterráneo debe elevarse a un poste aéreo, y en alimentadores subterráneos de transformadores y equipo de interrupción con conexiones expuestas.

La terminaciones mostradas en la siguiente grafica son especiales para intemperie y cable con neutro concéntrico de 15 kV, siendo utilizadas en circuitos de 13.2 kV.

Figura 20. Terminaciones de intemperie para cable con neutro concéntrico.



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 44.

7.6.3 Codos de conexión sin rompecarga

Acompañando al rápido crecimiento en el uso del conductor con neutro concéntrico o cables acorazados que emplean aislamiento dieléctrico sólido, se han venido desarrollando conectores aislados separables, los cuales facilitan el trabajo de instalación. El codo de conexión sin rompecarga es uno de estos.

Este es un conector completamente aislado y sumergible que sirve para adaptar el cable a transformadores subterráneos, reclosers, equipo de interrupción, etc., se puede combinar con bushings, uniones, tapones, receptáculos de terminación, conectores y otros, logrando gran flexibilidad de instalación.

El que se usa normalmente para circuitos de 13.2 kV es el diseñado para voltajes de 15 Kv, los cuales soportan las corrientes expuestas a continuación:

200 amp RMS carga continua.

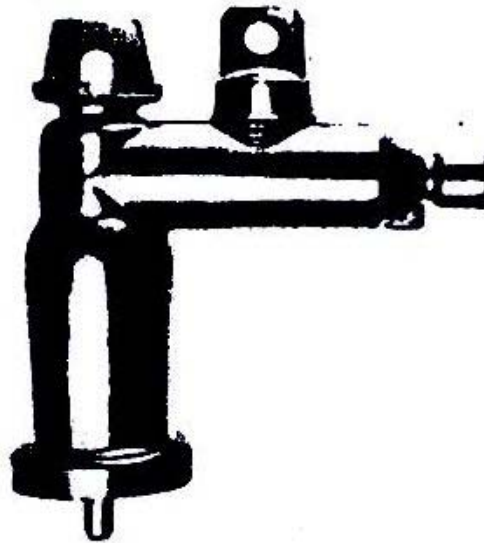
300 amp RMS por 8 horas.

3500 amp RMS por 3 segs.

10000 amp RMS por 0.5 segs.

15000 amp RMS por 0.2 segs.

Figura 21. Codo de conexión sin rompecarga.



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 45.

7.6.4 Empalmes

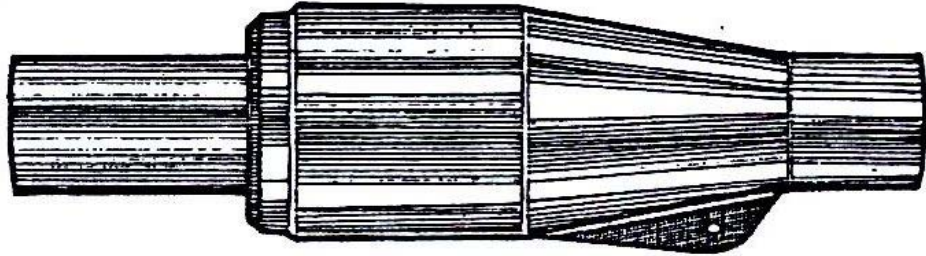
Los empalmes sirven esencialmente para juntar los extremos de dos cables, debiendo proveer:

- a) Conexión eléctrica entre los conductores de los cables.

- b) Aislamiento sobre los conductores expuestos y el conector.
- c) Una junta adecuada de las corazas o de los sistemas de neutro concéntrico de las dos secciones de cable, de forma que el esfuerzo eléctrico sea controlado adecuadamente.
- d) Unión entre las diversas cubiertas (jackets and sheaths).
- e) Un medio de retención cuando el aislamiento de los cables es diferente. Por ejemplo: un cable con aislamiento de papel impregnado con aceite y el otro con aislamiento dieléctrico sólido. En este caso, es necesario contener el aceite en el aislante de papel y evitar que penetre dentro del dieléctrico sólido.
- f) Una función de desconexión para cuando se necesite, para lo cual se utilizan varias combinaciones de multitaps y terminaciones tipo codo.

Los empalmes para cables subterráneos con que actualmente cuenta el mercado internacional, son extensamente usados en el empalme de cables con aislamiento de dieléctrico sólido, poseen como principales características: su bajo costo, su instalación rápida y simple previa preparación del cable, y una buena conexión permanente entre conductores. Además, la manga aislante esta completamente acorazada y conformada especialmente para formar un cono de alivio. Los empalmes son usados para reemplazar un cable que ha fallado o una sección del mismo, o bien para extender el anillo de distribución. Su facilidad de instalación reduce los tiempos de reparación e instalación de nuevos circuitos.

Figura 22. Empalme para 13.2 kV utilizado en cables de dieléctrico sólido.

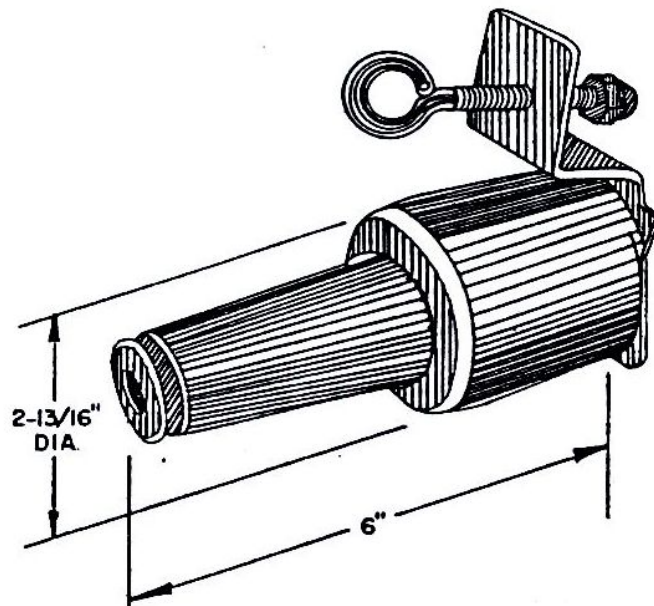


Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 46

7.6.5 Conector aislante

Este accesorio sirve para aislar por completo el dispositivo al cual se le conecta, haciendo las veces de un tapón. No requiere herramientas especiales para su instalación, acoplándose fácilmente a conectores de codos y receptáculos.

Figura 23. Conector aislado para 15 kV.

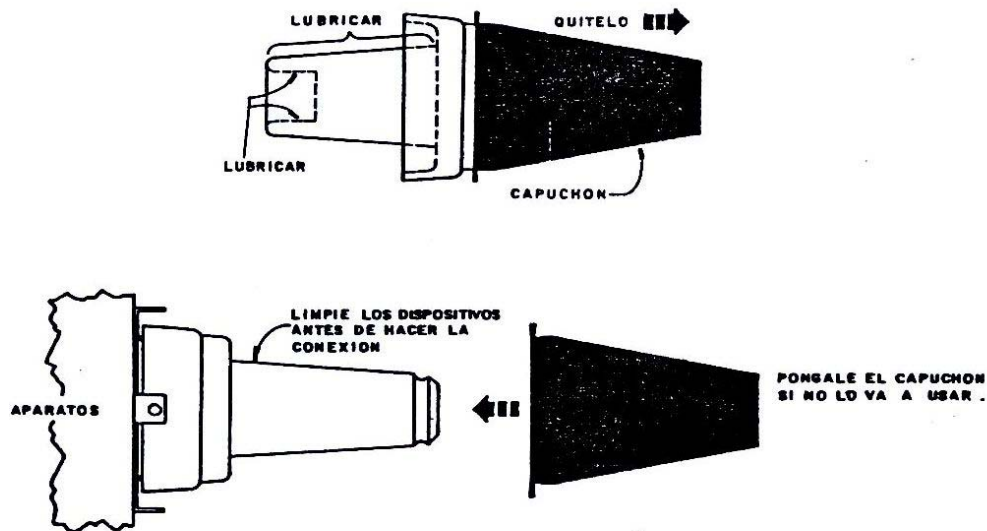


Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 47.

7.6.6 Conector rompecarga

Estos accesorios sirven para conectar otros dispositivos entre sí, como un codo o un transformador. Tienen la ventaja de poder ser conectados o desconectados con baja carga.

Figura 24. Conector rompecarga para 15 kV 200 amperios carga continua.



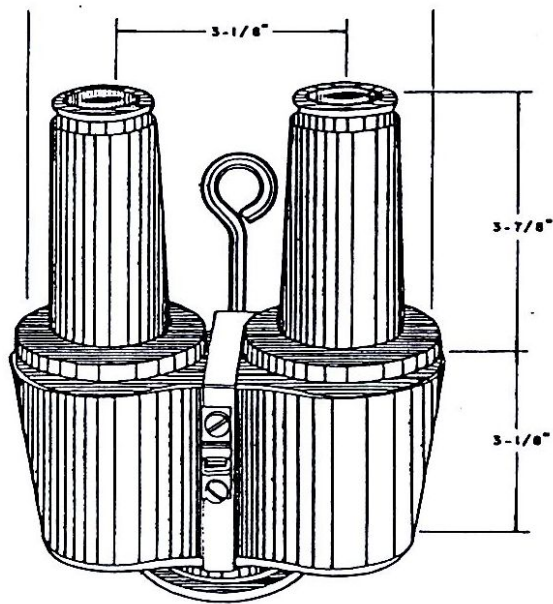
Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 48.

7.6.7 Conector de paso o conexión a tierra

El conector (Bushing) de paso es considerado un accesorio esencial de operación dada su versatilidad. Puede ser usado para puentear transformadores y taps temporalmente, para aislar cables energizados, y para pruebas de voltaje, utilizándose también para convertir la alimentación de un

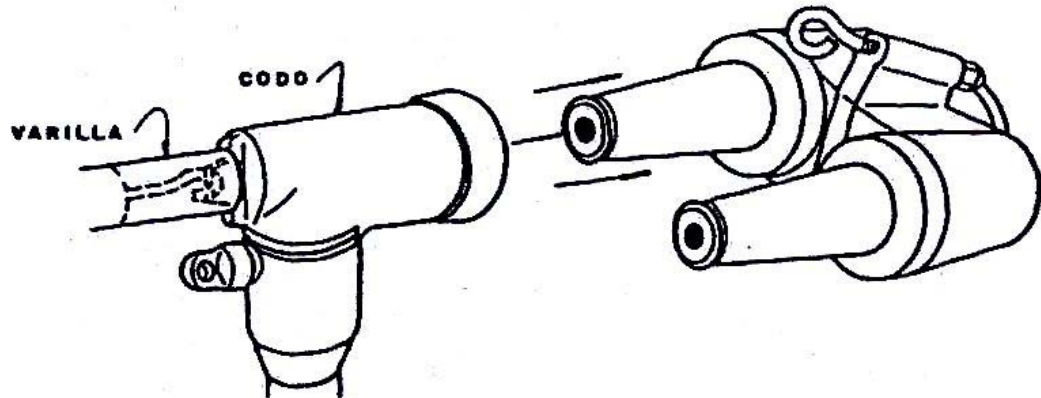
transformador de radial a anillada. Este accesorio facilita la seccionalización, requiriendo menos herramientas de operación y accesorios rompecargas.

Figura 25. Conector de paso para 15 kV y 200 amperios en operación continua.



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 49

Figura 26. Ensamble de un codo a un conector de paso.

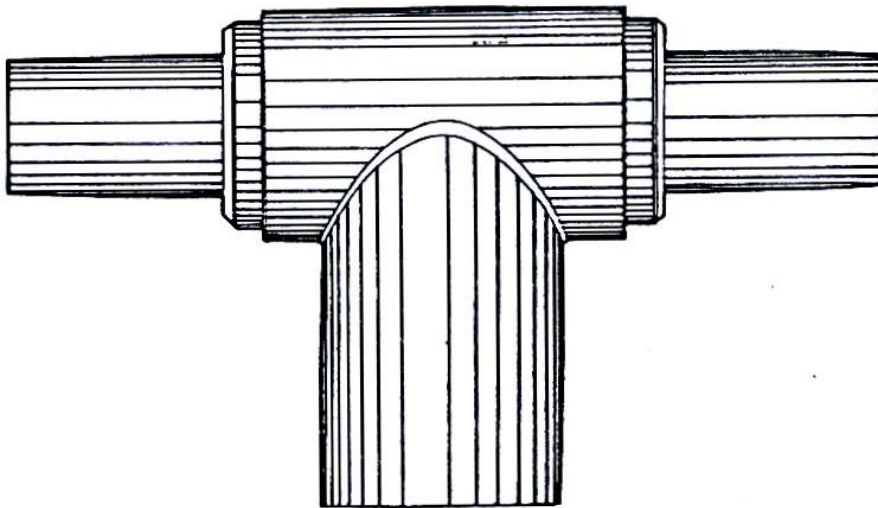


Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 50

7.6.8 Derivación “T”

Estos dispositivos son diseñados para conectar 3 puntas. Vienen completamente aislados y encajan en otros accesorios como conectores de codo, receptáculos, terminaciones, uniones, tapones etc.

Figura 27. Derivación “ T “ para 200 amperios RMS a carga continua.



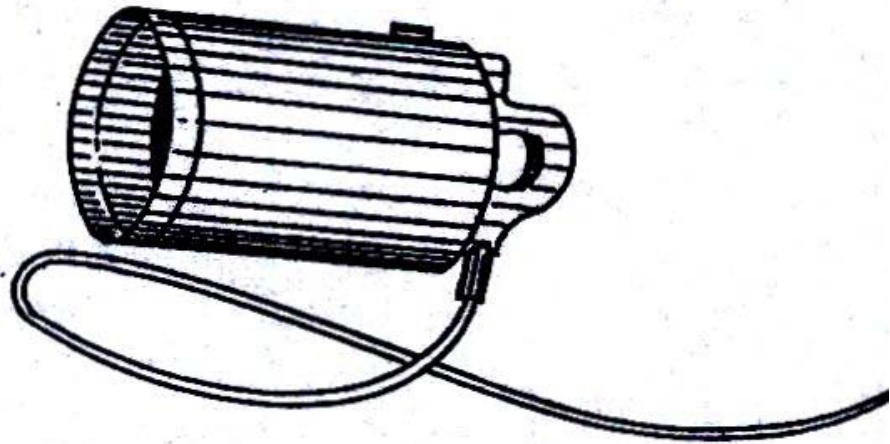
Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 51

7.6.9 Capuchón aislante protector

El capuchón aislante protector, aísla y protege contra el agua un conector (Bushing) energizado. Provoca un efecto de coraza proveyendo un alivio de esfuerzos internos y aislando los altos voltajes. Además, su coraza semi-

conductora mantiene la superficie del capuchón a potencial de tierra cuando la guía es conectada a tierra.

Figura 28. Capuchón aislante protector.

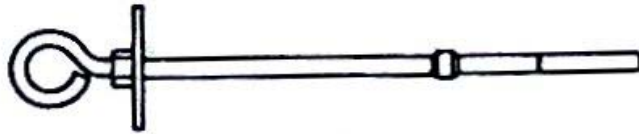


Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 52

7.6.10 Varillas de prueba

Estas varillas son utilizadas para probar voltajes y efectuar conexiones a tierra. Usadas en los conectores rompecarga, con un conector de paso portátil, estas varillas ayudan a determinar la condición de un circuito.

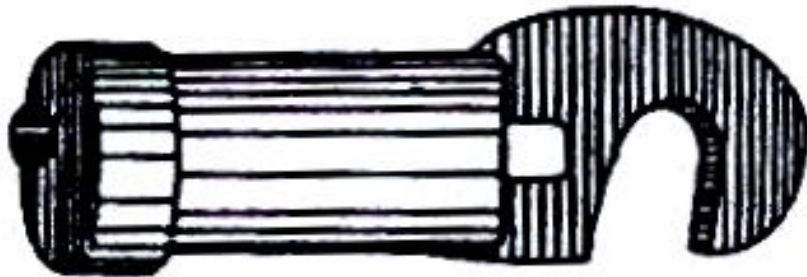
Figura 29. Varilla de prueba utilizada en las instalaciones subterráneas.



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 53

7.6.11 Terminales de compresión

Son diseñadas para acoplar las barras multibrazos con los cables. Sirven para conductores de aluminio del No. 6 al 500 MCM y para alambre o cable de cobre desde el No. 6 hasta el 1/0. Se instalan con ayuda de caimanetes o llaves adecuadas para compresionarlos.

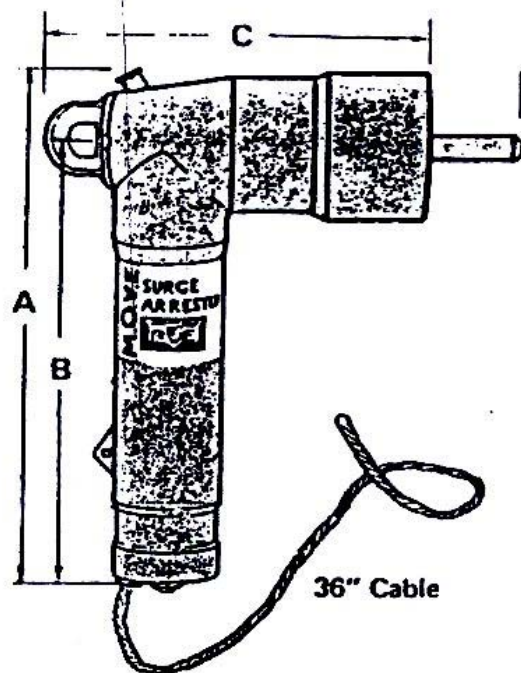


Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 54

7.6.12 Pararrayos

Los pararrayos actuales utilizados en instalaciones subterráneas son totalmente acorazados y aislados, en forma de codos compactos que pueden ser fácilmente instalados y removidos.

Figura 30. Pararrayo totalmente aislado utilizado en distribución subterránea de 13.2 kV.



Fuente: Carlos Urrutia. Distribución subterránea de energía eléctrica. Pág. 55.

7.6.13 Interruptores

Algunos fabricantes producen una serie de interruptores seccionadores que siempre que cumplan con la norma pertinente, resultan de una gran utilidad, y pueden sustituir a los seccionadores clásicos.

El interruptor es por sí mismo, un dispositivo mecánico capaz de realizar la desconexión de la instalación eléctrica, independientemente de la velocidad empleada por el operador que realiza la maniobra; además lo realiza sin ocasionar riesgo o peligro.

Los interruptores seccionadores deben tener la característica del seccionador, es decir, deben ser capaces de mantener aislada la instalación eléctrica según las especificaciones. También tienen que estar debidamente señalizados dependiendo de la nomenclatura del fabricante, pueden ir acompañados de fusibles.

7.6.14 Seccionadores

Con el fin de evitar riesgos innecesarios, los equipos eléctricos deben ser manipulados en vacío o sin carga, tanto si es para su mantenimiento o su

reparación. Para cumplir con este requisito, disponemos de un concepto, el seccionamiento.

El seccionamiento consiste en aislar eléctricamente una instalación o circuito eléctrico de la red de alimentación eléctrica, dejando dicha instalación o circuito en vacío o sin carga.

El seccionador es un dispositivo mecánico capaz de mantener aislada una instalación eléctrica de su red de alimentación, según una norma. Es dispositivo de ruptura lenta, puesto que depende de la manipulación de un operario. Este dispositivo por sus características debe ser siempre operado sin carga o en vacío. Es decir, que el proceso de desconexión debe seguir los siguientes pasos:

1. Desconexión del interruptor principal.
2. Desconexión del seccionador.
3. Colocación del candado de seguridad en la maneta del seccionador (siempre que sea posible), de esta manera evitamos que otro operario en forma involuntaria conecte el circuito.
4. Colocación del cartel indicativo de avería eléctrica o similar.
5. Ahora y solamente ahora se puede manipular la instalación afectada.

Para el proceso de conexión se procede en forma inversa:

1. Conexión del seccionador.
2. Conexión del interruptor principal.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS PRINCIPALES

Normalmente disponen de:

1. Un bloque tripolar o tetrapolar de conexión, dependiendo si lleva neutro o no.
2. Una maneta o dispositivo para la manipulación manual, con ranura de candado de seguridad.
3. Uno o dos contactos auxiliares para poderlo acompañar de un contactor, en cuyo caso, será el encargado de conectar y desconectar el seccionador como se verá a continuación.

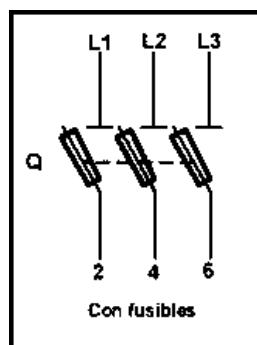
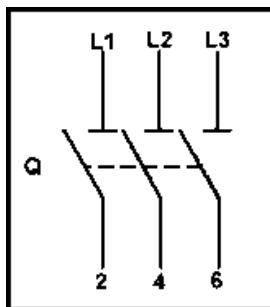
CONTACTOR DE ACOMPAÑAMIENTO

La bobina del contactor estará conectada en serie con el contacto auxiliar del seccionador. En esta forma, los contactos se abren antes y se cierran después que los polos del seccionador.

ACOMPANAMIENTO DE FUSIBLES

El seccionador, si así lo permite, puede ir acompañado de fusibles, dependerá de sus características físicas.

Figura 31. Seccionador con y sin fusibles.



Fuente: www.nichese.com

7.7 Estimación de Costos

En todo diseño de ingeniería, el aspecto económico desempeña un papel de primordial importancia; y en el caso de distribución de energía eléctrica, las consideraciones de tipo económico parecen ser determinantes para elegir entre un sistema aéreo y el subterráneo. Sin embargo ya hemos visto en capítulos anteriores que el factor económico, aun cuando es importante, no siempre es el definitivo en la elección de uno u otro sistema y menos cuando se ve relegado de prioridad por factores de seguridad, confiabilidad, ornato u otros.

Tabla II. Materiales eléctricos

MATERIAL	UNIDAD	COSTO	CANTIDAD	TOTAL(Q)
Cable No. 2 con neutral concéntrico para 15 Kv Al	mts	90.00	45,000	4,050,000.00
Cable triplex 2 No. 4/0 N 2/0 para 600 V Al URD	mts	79.32	25,000	1,983,000.00
Cable triplex 2 No. 2 N 4 para 600 V Al URD	mts	31.20	10,000	312,000.00
Transformador Pad Mounted de 10 KVA	c/u	15,000.00	10	150,000.00
Transformador Pad Mounted de 25 KVA	c/u	25,000.00	14	350,000.00
Transformador Pad Mounted de 50 KVA	c/u	47,000.00	6	282,000.00
Banco de Transformadores Pad Mounted de 30 KVA	c/u	50,000.00	1	50,000.00
Banco de Transformadores Pad Mounted de 45 KVA	c/u	65,000.00	2	130,000.00

MATERIAL	UNIDAD	COSTO	CANTIDAD	TOTAL(Q)
Banco de Transformadores Pad Mounted de 75 KVA	c/u	90,000.00	15	1,350,000.00
Banco de Transformadores Pad Mounted de 112.5 KVA	c/u	115,000.00	2	230,000.00
Banco de Transformadores Pad Mounted de 150 KVA	c/u	137,000.00	3	411,000.00
Banco de Transformadores Pad Mounted de 225 KVA	c/u	160,000.00	1	160,000.00
Terminación exterior Joslyn para No. 2 y No. 1 Al. 15KV.	c/u	847.10	12	10,165.20
Varrillas para tierra (con mordaza)	c/u	90.00	200	18,000.00
Cable desnudo 1/0 Cu	c/u	48.76	3,000	146,280.00
Derivaciones para cable tipo " T " 15 KV	c/u	3,522.10	200	704,420.00
Cinta Bandit 3/4"	mts	8.90	31	275.20
Pararrayos	c/u	3,529.00	60	211,740.00
Cortacircuitos	c/u	697.00	12	8,364.00
Tuberia HG 4"	mts	215.00	48	10,320.00
Vueltas para tuberia HG de 4"	c/u	624.28	12	7,491.00
Uniones para tuberia HG de 4"	c/u	97.36	18	1,752.48
Tapones AGLV para tuberia HG de 4"	c/u	75.00	6	450.00
Espuma de Poliuretano	Gal	960.00	100	96,000.00
Gel para Cable (Lubricante)	Gal	139.22	100	13,922.00
TOTAL				10,687,180.58

La mano de obra referente a la instalación del equipo eléctrico haciende al 45% del valor total de materiales eléctricos, por lo que tiene un costo de: Q.4,809,231.26.

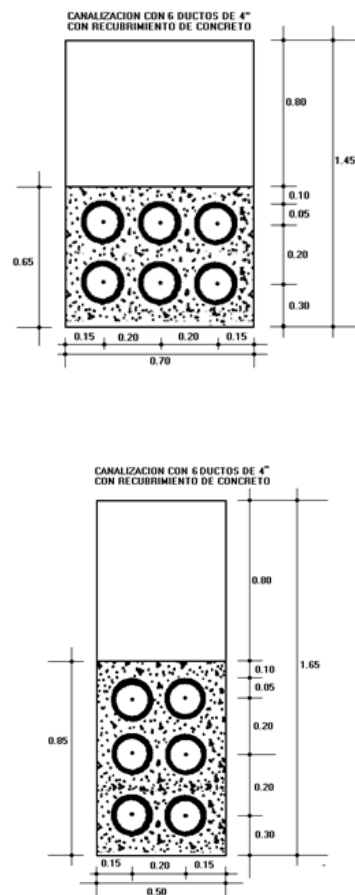
Tabla III. Costos unitarios de obra civil

OBRA	UNIDAD	COSTO	CANTIDAD	TOTAL(Q)
Registro tipo "H"	c/u	1,314.25	200	262,850.00
Registro tipo pozo	c/u	1,570.25	6	9,421.00
*Registro para Alumbrado Publico	c/u	66.39	225	14,937.75
Canalizacion para 6 ductos con recubrimiento de				
Concreto	mts	3,700.00	20,000	74,000,000.00
Zanjeado de 55" X 18"	mts	175.00	20,000	3,500,000.00
Costo actual del PVC de 4" de diametro	mts	70.03	20,000	1,400,600.00
Coplas de tuberia PVC de 4"	c/u	33.58	3,500	117,500.00
Boveda para mediciones primarias	c/u	16,912.87	5	84,564.35
TOTAL				79,389,873.10

* Se utilizaran cajas de registros de contador de agua potable para Alumbrado Público.

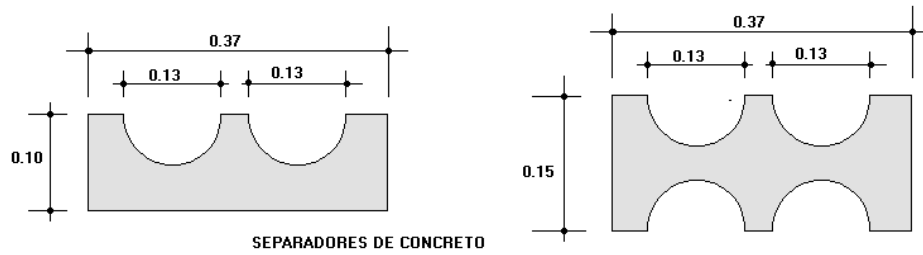
Observese a continuación las especificaciones de los registros mencionados.

Figura 32. Canalización con 6 ductos de 4".



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Manual de Acometidas. Pág. 157.

Figura 33. Separadores de concreto.

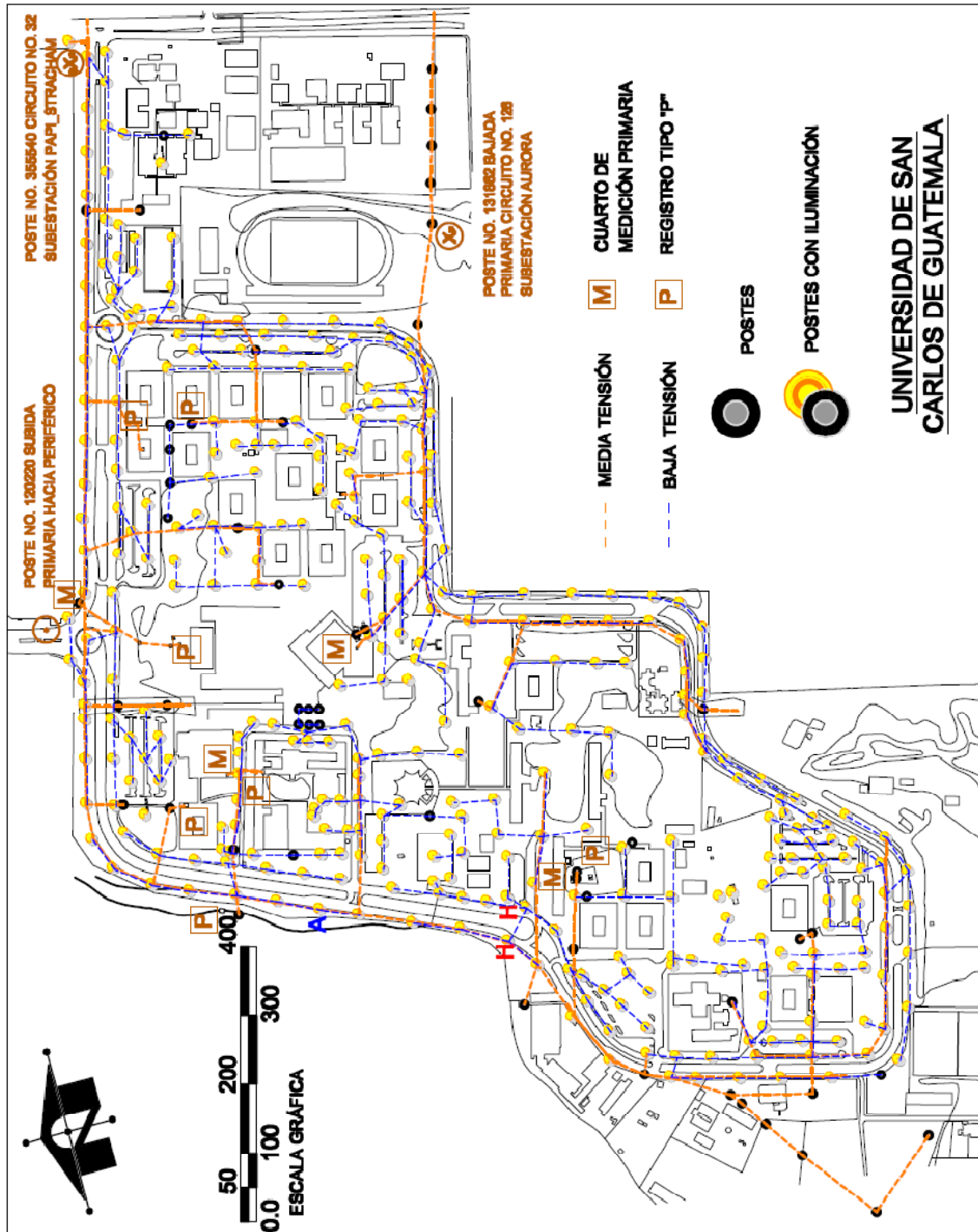


Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. Manual de Acometidas. Pág. 158.

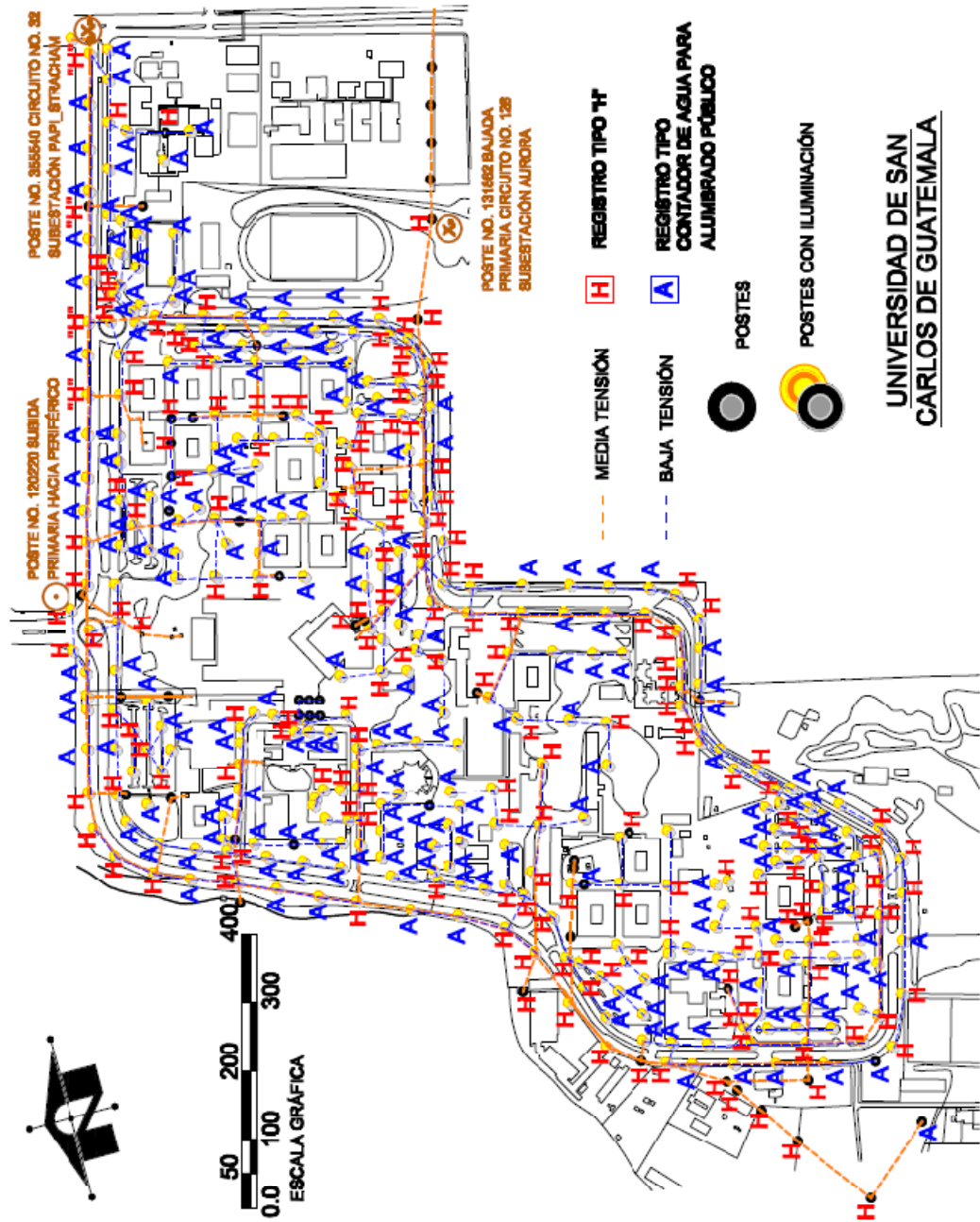
Tabla IV. Costo total del nuevo sistema de distribución subterránea en Ciudad Universitaria

Materiales	Instalación	Obra	Costo
Electricos	Elect (M.O)	Civil	Total Q.
10,687,180.58	4,809,231.26	79,389,873.10	94,886,284.94

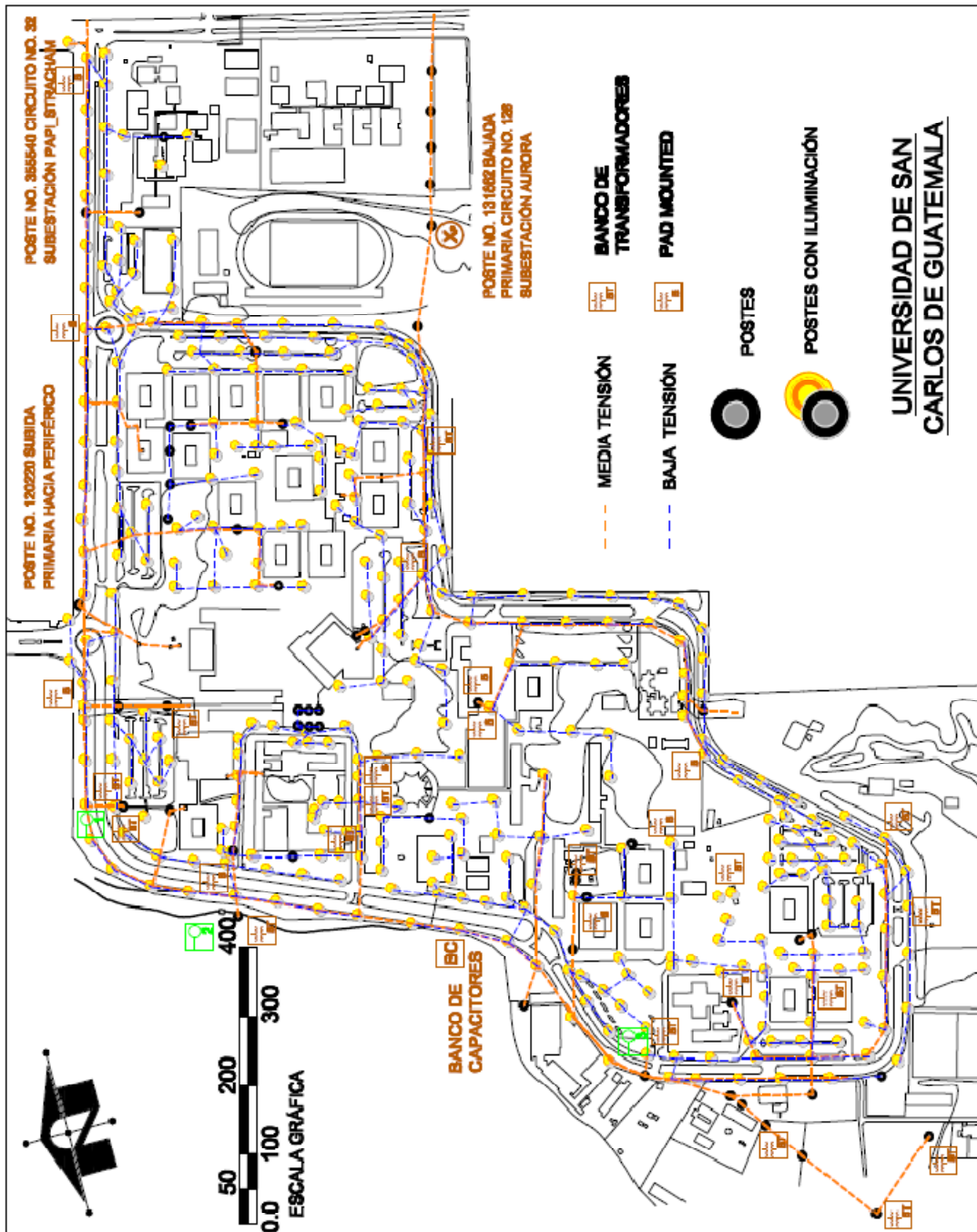
7.8 Diagrama unifilar del nuevo sistema de distribución eléctrica subterránea.
















7.9 Propuesta del nuevo sistema de distribución eléctrica subterránea.



7.10 Plano del nuevo sistema de distribución subterránea eléctrica subterránea con bancos de transformadores.



SIMBOLOGIA	
	CASETA DE MEDICIONES PRIMARIAS
	BANCO DE CAPACITORES
	BAJADA PRIMARIA Y SECUNDARIA, POSTE NO. 355540 CIRCUITO NO. 32 SUBESTACION PAPI_STRACHAM
	BAJADA PRIMARIA CIRCUITO NO. 126, POSTE NO. 131862 SUBESTACION AURORA
	REGISTRO TIPO "H"
	REGISTRO TIPO CONTADOR DE AGUA PARA ALUMBRADO PUBLICO
	REGISTRO TIPO "P"
	TANQUE GENERAL DE AGUA DE LA USAC
	POZO DE AGUA
	POZO NORTE NO. 1, POSTE NO. 355511
•••••••••• VOLTAJE DE MEDIA TENSION	
----- VOLTAJE DE BAJA TENSION	
	SUBIDA PRIMARIA CIRCUITO NO. 32, POSTE NO.120220 HACIA EL PERIFERICO
	BANCO DE TRANSFORMADORES
	BANCO DE TRANSFORMADORES SIMPLE

7.11 Vida estimada

En base a la experiencia del personal técnico de la Empresa Eléctrica de Guatemala que ha laborado en el área de distribución, como de estadísticas nacionales e internacionales, se llegó a establecer que para la ciudad de Guatemala los años de vida promedio para un sistema de distribución eléctrica subterránea con ductos recubiertos de concreto es de 38 años y 25 años para los sistemas aéreos de distribución. La distribución aérea tiene una vida relativamente corta debido a los múltiples factores adversos a los que se ve expuesta: Postes chocados, ramas de árboles, rayos, vientos, etc.

7.12 Depreciación

En general, todos los proyectos realizados por el hombre no duran para siempre, pues estos sufren un deterioro a medida que el tiempo pasa. Contablemente, la compensación anual del uso de los bienes es conocida como depreciación y es influenciada principalmente por razones fiscales, la vida estimada del proyecto, duración del equipo, cuando este llega a ser obsoleto o inadecuado, o bien cuando existen nuevos requerimientos legales por parte de la autoridad pública. Esta depreciación al considerarse como un gasto, interviene también en el análisis de costos. Dentro de los diversos métodos para el cálculo de la depreciación se utiliza el método de la línea recta por ser el más usado en Guatemala para este tipo de proyectos y consiste en dividir el capital invertido, menos el valor de rescate, entre el número de años de vida.

Dada la duración de los proyectos y el avance tecnológico, el valor de rescate para sistemas de distribución es igual a cero.

Obteniendo el capital invertido en la tabla No.IV y los años de vida, procedemos al cálculo de las depreciaciones:

$$D = (94,886,284.94 - 0) / 38 = 2,497,007.50 \text{ Quetzales}$$

7.13 Método del valor presente

Con el método del valor presente, todos los costos anuales durante la vida del proyecto o del equipo son traducidos a una cantidad tal que invertida ahora a una tasa dada de interés, produciría anualidades iguales a la serie de costos anuales.

En este estudio se considera una tasa de retorno de capital (interés) del 10%, valor el cual ha sido fijado por el Banco Mundial en este tipo de proyectos.

El valor presente para nuestro caso es calculado de la siguiente forma: (Skrotzki, Bernhardt, "Power station engineering and economy" Pág. 573)

$$Vp = I + (D + Co) / (i / [1 - (1 + i)^{-n}])$$

Donde: Vp = Valor presente

I = Invesion Inicial

D = Depreciación

i = Tasa de retorno de capital (interés decimal)

n = Años estimados de vida del proyecto

Co = Costos anuales de operación

Aplicando la fórmula anterior tenemos:

$$Vp = 94,886,284.94 + (2,497,007.50 + 1,200.00) / (0.10 / [1 - (1 + 0.10)^{-38}])$$

$$Vp = 94,886,284.94 + 24,314,182.64 = 119,200,467.60$$

8. TÉCNICAS DE TENDIDO DE CABLE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA

En casos donde las condiciones del suelo y las configuraciones de los circuitos son favorables, es posible excavar y tender directamente el cable por medio de un arado especial que rompe la tierra delante de los cables y los guía hacia delante del surco, esta técnica es recomendable en lugares que no son muy transitados, tanto por vehículos y personas debido a que puede resultar peligroso si no se toman las medidas de seguridad, lo cual implicaría en gastos de señalamiento y mantenimiento de las zanjas donde se encuentran los cables ya que con el paso de vehículos, personas, erosión producida por el viento y agua, hace que el servicio de mantenimiento se tenga que realizar en periodos cortos, lo cual también encarece en forma significativa el costo de operación de un sistema eléctrico subterráneo utilizando esta técnica de tendido de cable.

La otra técnica de tendido de cable de distribución subterránea, es la instalación de los mismos en ductos de PVC , los cuales van recubiertos de concreto, esta opción resulta más cara que la expuesta anteriormente pero es más confiable y segura, debido a que los cables están protegidos, por consiguiente es muy recomendable en lugares que son muy transitados como la Ciudad Universitaria, ya que aunque la inversión de dinero es bastante grande se reducen riesgos de cortes de energía por daños a los cables, se evitan accidentes de descargas eléctricas a personas que están realizando trabajos o

que circulen por el lugar, además de que la vida útil del conductor aumenta considerablemente, lo cual reduce los costos de mantenimientos preventivos.

Cuando el ducto es hermético al aire, se puede empujar un pistón con un alambre flexible sujeto a él, a través del ducto, por medio de aire comprimido. Se tira de los cables a través del ducto por medio de un cable tractor, que suele ser de alambre, y un malacate accionado mecánicamente. Se suele tirar de los cables de tamaño y longitud moderados por medio de una grapa tiradora, que es un tipo de canasta de alambre tejido diseñada para aumentar su apretón sobre el cable al aumentar la tracción. Con frecuencia se usa un tubo flexible de arrastre en el registro, para evitar producir daños al cable del que se está tirando y otros cables expuestos en ese registro.

Con secciones más largas o cables más grandes, es posible que sea necesario usar una argolla para tracción, en lugar de una grapa tiradora, debido a que la tracción puede sobrepasar la capacidad de esa grapa. La argolla para tracción es de acero y por lo general se sujeta directamente a los conductores del cable.

Cuando se va a instalar un cable nuevo en un ducto ya existente, en general resulta conveniente que el diámetro del ducto sea por lo menos $\frac{3}{4}$ pulgadas mayor que el del cable. En donde la sección del ducto sea excepcionalmente larga o contenga cambios de dirección más o menos pronunciados, es posible que se necesite un espacio libre de 1 pulgada. En secciones cortas y rectas, puede resultar aceptable un espacio libre de $\frac{1}{2}$

pulgada. Si se va a tirar de varios cables de un solo conductor dentro del mismo ducto, los carretes de cable se montan en tándem y se tira de todos los cables al mismo tiempo hacia adentro del ducto.

La colocación de los cables en los registros queda determinada en forma principal por los ductos que ocupan. Los cables se deben desplegar en forma de abanico en cuanto salen de sus ductos, de modo que no se crucen con otros cables o ductos. Es necesario dejar una longitud suficiente en los registros para permitir guiarlos sobre bastidores, en torno a los muros de esos registros para unirlos. Los radios de las curvas deben ser mayores que el radio mínimo seguro de doblado para el cable y también se debe considerar el movimiento de éste. El radio seguro de doblado varía del tamaño, tipo de forro o coraza, etc. y, en general, es del orden de 8 a 12 veces el diámetro total del cable, para todos los cables de energía eléctrica.

Con los cables grandes, los ciclos periódicos de carga causan la flexión y el movimiento repetidos en los registros y es frecuente aplicar la protección de la boca de los ductos para evitar el agrietamiento de los forros de plomo. Esta protección puede consistir en un trozo de metal galvanizado, introducido debajo del cable y dispuesto para evitar que el forro sea oprimido contra los bordes filosos de la boca del ducto. Para limitar los daños que resultan de fallas del cable, a este mismo cable, es bastante común proteger contra incendios a los cables en una bóveda o registro. Por lo general, esta protección contra incendios se hace con cintas de asbesto y cementos de asbesto o mortero.

Con los cables que tienen un forro de plomo o de otro metal, es común la práctica de conectar eléctricamente entre sí los diversos forros. Se aplican diversos tipos de sistemas de conexión eléctrica para mantener a los forros en un potencial común, cercano al potencial de tierra, con lo que se reduce el peligro para los trabajadores que puedan encontrarse en el registro al ocurrir la falla de un cable. Con esto también se elimina la posibilidad de que se produzca un arco serio entre los forros de los cables que han fallado y los que no han fallado.

Los cables que se usan en distribución local se deben instalar en la fila superior de ductos, de modo que los registros para las conexiones de servicio y los circuitos laterales puedan ser una construcción relativamente poco profunda. En los registros de distribución, los cables de voltaje más alto y los cables de líneas pasantes se deben colocar en los ductos más bajos y hacia afuera, en donde sea posible, y se deben guiar con el menor entrelazamiento que sea posible con otros cables.

9. RETIRO DEL SISTEMA AÉREO

El siguiente paso después de hacer el diseño del sistema subterráneo es el de retirar el sistema existente, esto implica el retiro de aproximadamente 45 Km de cable que corresponde a la energía de media tensión y 35 Km de cable de baja tensión.

Cuando ya se tiene todo lo que corresponde a obra civil y conectados todos los componentes que se utilizan en el sistema de distribución eléctrica subterránea como los son: Transformadores, Bancos de Transformadores, Alumbrado Público, Mediciones Primarias, Bancos de Capacitores, las diferentes acometidas en edificios y cafeterías en Ciudad Universitaria en frío, es decir que todo trabajo que se realice con la o las líneas desenergizadas y debidamente puestas a tierra. Se procede hacer una maniobra en los cortacircuitos de las líneas tanto aéreas como subterráneas, se abre el cortacircuitos de las líneas aéreas para desenergizarlas y ponerlas en frío y se cierra el cortacircuito donde se hizo la bajada primaria para dejar alimentadas las líneas del nuevo circuito de distribución eléctrica subterránea.

Teniendo la certeza que el sistema aéreo se encuentra en frío, se procede a retirar el cable de los postes, acometidas y todos los componentes que alimentaban de energía eléctrica.

Tabla V. Costos de mano de obra por retiro

OBRA	UNIDAD	COSTO	CANTIDAD	TOTAL(Q)
Retiro de Conductor por *Vano de media tensión	mts	20.00	45,000	900,000.00
Retiro de Conductor por *Vano de baja tensión	mts	25.00	35,000	875,000.00
TOTAL				1,775,000.00

* Vano aproximadamente de 30 a 40 mts de distancia.

CONCLUSIONES

1. Implementar el sistema de distribución subterránea en la Ciudad Universitaria requiere de una gran inversión económica, pero mejora el aspecto visual y a su vez se reducen los gastos de mantenimiento de las líneas existentes, debido a que las mismas están expuestas a múltiples factores adversos como: Postes chocados, ramas de árboles, rayos, vientos, etc.
2. Con el avance tecnológico se ha logrado mejorar el funcionamiento y reducción del tamaño del equipo utilizado en la distribución subterránea.
3. El sistema de distribución eléctrica subterránea utilizado, es el sistema anillado debido a que tiene la ventaja de poder alcanzar varias cargas y darles servicio ininterrumpido aun con una falla en el cable, mediante el uso adecuado de relevadores e interruptores.
4. En todo sistema de distribución eléctrica los transformadores juegan un papel importante, tanto individualmente o funcionando como centro de transformación (banco de transformadores), para el diseño del sistema se utilizaron los transformadores tipo “PADMOUNTED”, los cuales están autorizados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. debido a que tienen una magnífica presentación visual y su funcionamiento es muy eficiente.

5. Para el diseño de obra civil del sistema se utilizaron registros tipo " h ", tipo pozo, registros de contadores de agua para alumbrado público y toda la canalización con tubería PVC de 4 " de diámetro recubierta con concreto para proteger los conductores a utilizar.
6. Para el sistema de Media tensión (13.2 kV.) se utilizó cable No. 2 con neutral concéntrico para 15 kV de aluminio, para el sistema de baja tensión cable triplex 2 No. 4/0 con N 2/0 para 600 Voltios aluminio URD y cable triplex 2 No. 2 con N 4 para 600 V aluminio URD.
7. De acuerdo al diseño efectuado, el costo total de la obra se estima en: Q.96,661,284.94, distribuidos así:

a) Materiales eléctricos	Q.10,687,180.58
b) Instalación Eléctrica (mano de obra)	Q. 4,809,231.26
c) Obra Civil	Q.79,389,873.10
d) Retiro del sistema aéreo	Q. 1,775,000.00

TOTAL **Q.96,661,284.94**

RECOMENDACIONES

1. Para mejorar la infraestructura y aspecto visual en la Ciudad Universitaria deberá efectuarse las obras civiles e instalación de equipo eléctrico necesarios para implementar un sistema de distribución eléctrica subterránea.
2. Para garantizar la seguridad de las personas que transitan en este lugar, es necesario la señalización de los transformadores “PADMOUNTED” indicando que sólo personal autorizado puede manipular el equipo, debido a la proximidad de estos transformadores al público en general.
3. A las instituciones encargadas: Dar a conocer al público interesado la existencia de la alternativa subterránea de distribución informando las ventajas y opciones que esta ofrece, además que conozca que actualmente se cuenta en nuestro país con el equipo necesario y personal capacitado para realizar este tipo de instalaciones.
4. Realizar los trámites necesarios para obtener los permisos correspondientes, como lo son trámites municipales, obtención de servidumbres y similares.

5. Realizar el diseño respetando las normas establecidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA).

BIBLIOGRAFÍA

1. Chanchavac Cortez, Jorge Armando. Estudio de prefactibilidad para suministro de energía eléctrica en la ciudad universitaria a través del mercado mayorista. Trabajo de Graduación ing. Electricista. Guatemala, universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2003. 39-48 pp.
2. Empresa eléctrica de Guatemala S.A. **Servicio electrico: Manual de acometidas.** (5 ed. Guatemala, s.e., 2008) 236 pp.
3. Fink G., Donald y H. Wayne Beaty. **Manual de ingeniería eléctrica. 13ed.** Mexico: McGraw – Hill, 2001. Tomo II pp. 18-1 a pp. 18-125.
4. Llona Bernstein, Juan Sebastian. Regulación en el sector de distribución eléctrica. Tesis ing. Civil industrial con mención en electricidad. Santiago de Chile, pontificia universidad Catolica de Chile, Facultad de Ingeniería,1999. 167 pp.
5. Rouco L., A. Elices. “Protección frente a sobretensiones de origen atmosférico en líneas de distribución subterráneas. **Revista analisis de mecánica y electricidad.** (Madrid) (23): 1 – 8. 2003.
6. Urrutia Perez, Carlos Alberto. Distribución subterránea de energía eléctrica en 13.2 kV. Tesis ing. Mecanico – electricista. Guatemala, universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1985. 79 pp.

REFERENCIAS ELECTRÓNICAS

1. Buscador: <http://www.google.com.gt>. (enero 2009).
2. URL: <http://www.nichese.com> (enero 2009).
3. Wikipedia:[http://es.wikipedia.org/wiki/red de distribución de energía eléctrica](http://es.wikipedia.org/wiki/red_de_distribuci3n_de_energ3a_el3ctrica). (enero 2009).

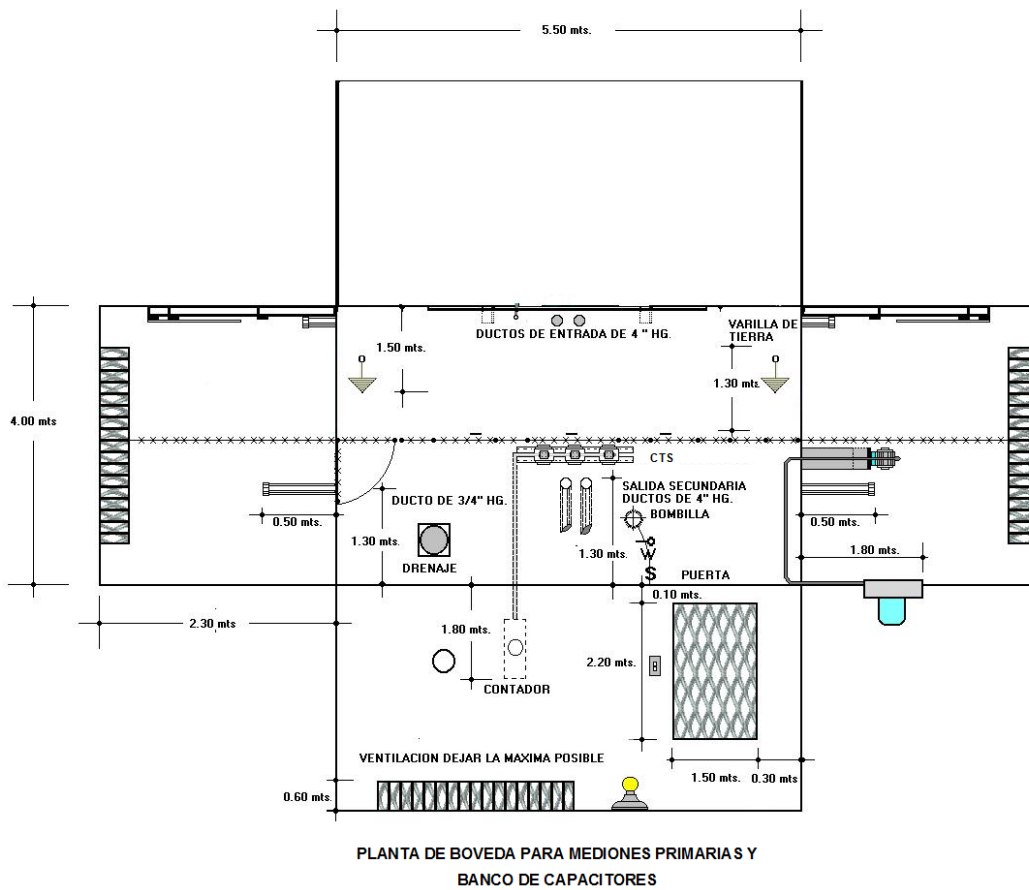
ANEXOS

BÓVEDA PARA MEDICIONES PRIMARIAS

Costo de Materiales

Blocks	630	Q. 3.25 c/u =	2,047.50
Hierro	85 varillas 3/8"	Q.19.61 c/u =	1,666.85
Hierro	56 varillas 1/2"	Q.36.42 c/u =	2,039.52
Madera	24 tablas 9' * 12" * 1'	Q. 8.00 c/u =	192.00
Madera	30 parales 8' *3"*3"	Q. 6.00 c/u =	180.00
Concreto	50 sacos	Q.55.00 c/u =	2,750.00
Clavos	20 libras de 3"	Q. 6.00 c/u =	120.00
Puertas y ventanas		=	3,237.00
Mano de obra		=	4,680.00
TOTAL			<hr/> Q. 16,912.87

Figura 34. Planta de bóveda para mediciones primarias y banco de capacitores



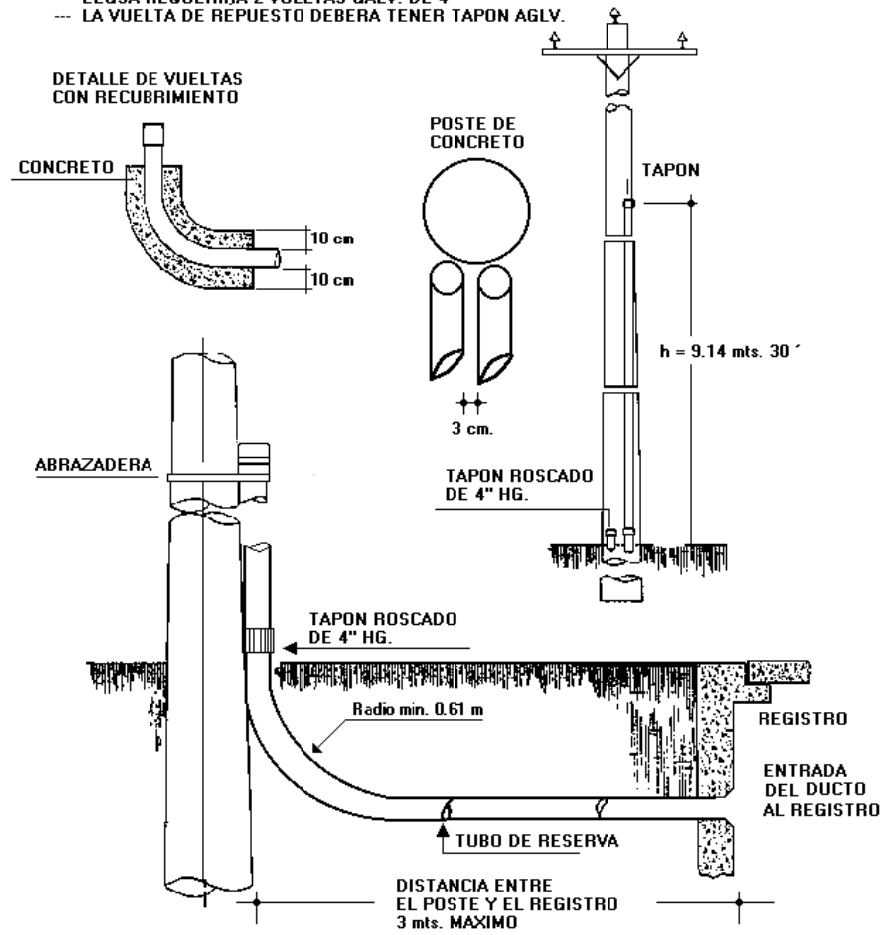
Fuente: Manual de Acometidas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág. 89

Figura 35. Especificaciones de baja primaria en poste

ESPECIFICACIONES DE BAJADA PRIMARIA EN POSTE

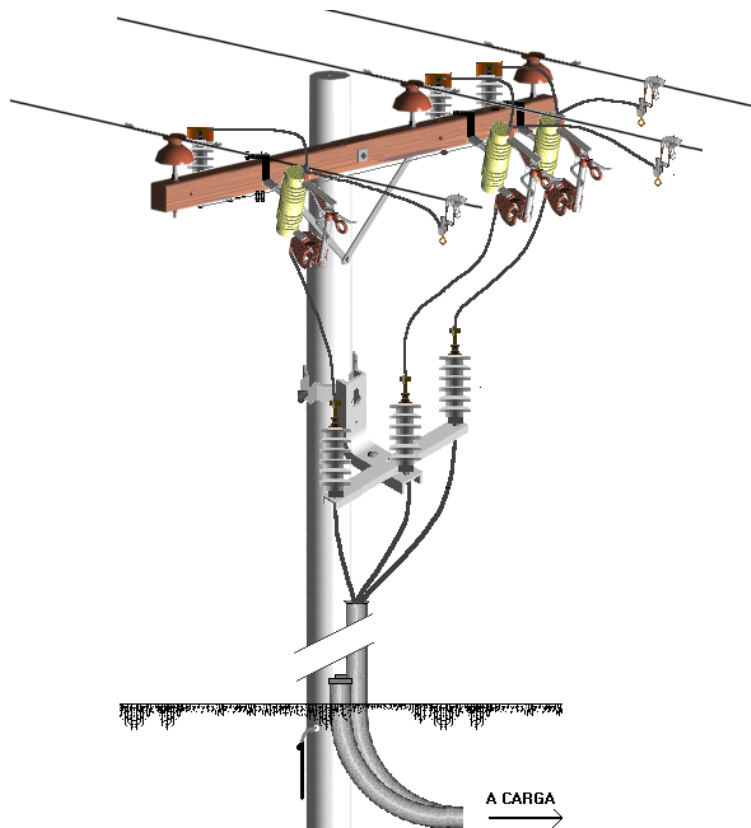
NOTAS

- EL DIAMETRO DE LOS TUBOS SERAN DE 4 "
- EEGSA REQUERIRA 2 VUELTAS GALV. DE 4 "
- LA VUELTA DE REPUESTO DEBERA TENER TAPON AGLV.



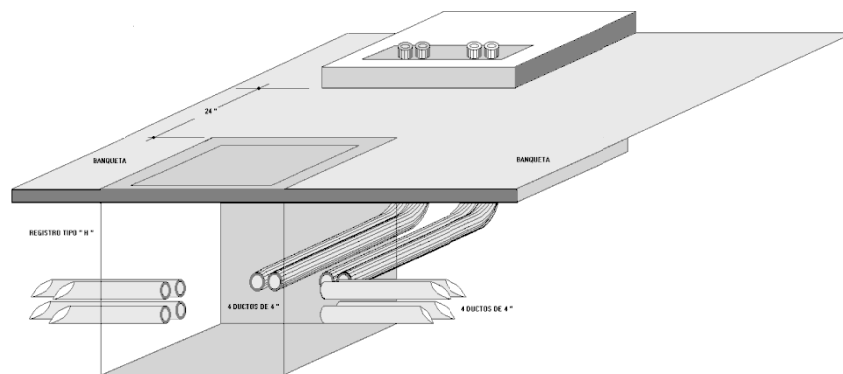
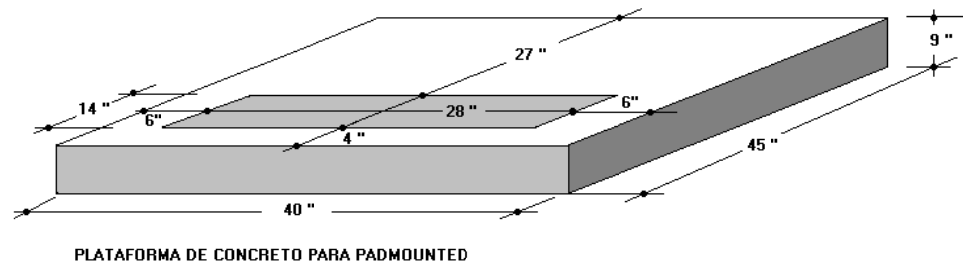
Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág. 139

Figura 36. Vista de una bajada primaria en poste



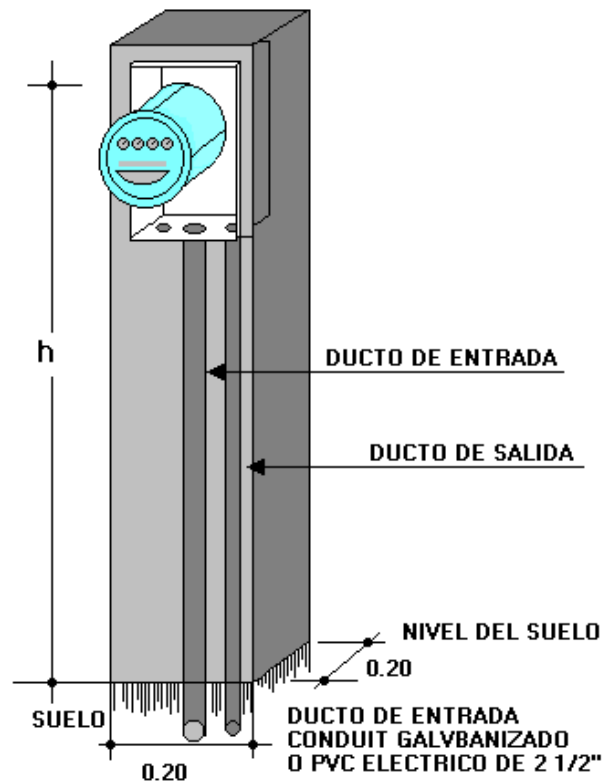
Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.140.

Figura 37. Especificaciones de plataforma de concreto para PAD MOUNTED y conexión al registro tipo " H "



Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.141

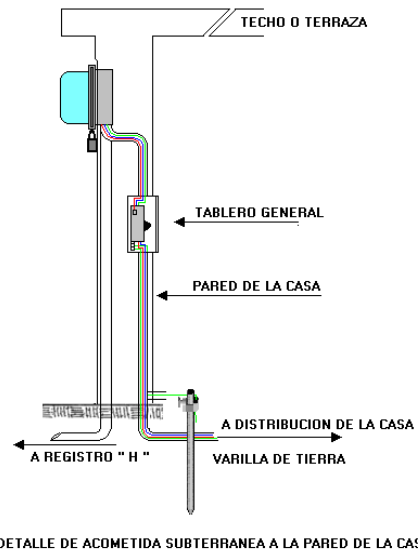
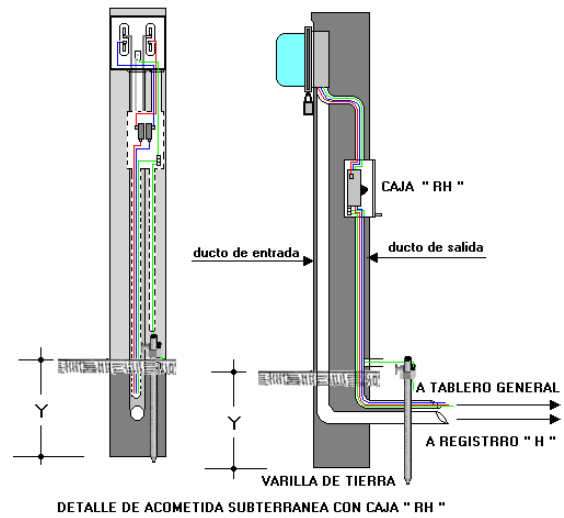
Figura 38. Acometida eléctrica subterránea



ACOMETIDA SUBTERRANEA

Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.143.

Figura 39. Detalle de una acometida subterránea



Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.144.

Figura 40. Especificaciones de la columna de contador con servicio subterráneo

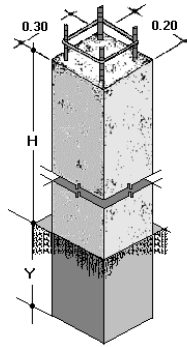
DETALLE DE COLUMNA PARA ACOMETIDA SUBTERRANEA SIMPLE

ESPECIFICACIONES DE LA COLUMNA

COLUMNA DE CONCRETO ARMADO DE 0.30 x 0.20 x H mts.
 HIERRO DE 3/8" CORRUGADO
 ESTRIBOS DE HIERRO LISO DE 1/4" A CADA 20 CENTIMETROS, CON SUS RESPECTIVOS AMARRES

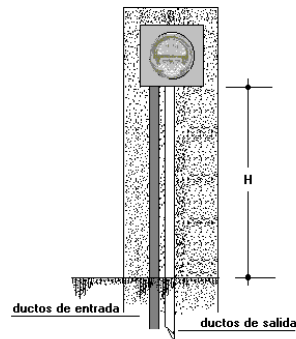
AREAS CON SEGURIDAD PARTICULAR
 ALTURA DEL CONTADOR = 1.80 mts.
 Y = 0.60 mts. si H = 2.20 mts.

AREAS SIN SEGURIDAD PARTICULAR
 ALTURA DEL CONTADOR = 2.70 mts.
 Y = 0.60 mts. si H = 3.10 mts.

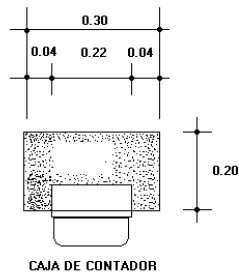


SECCION FRONTAL

COLUMNA DE 0.30 x 0.20 DE CONCRETO ARMADO

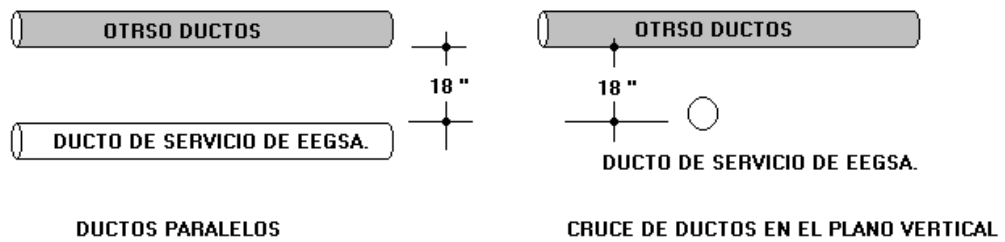


PLANTA



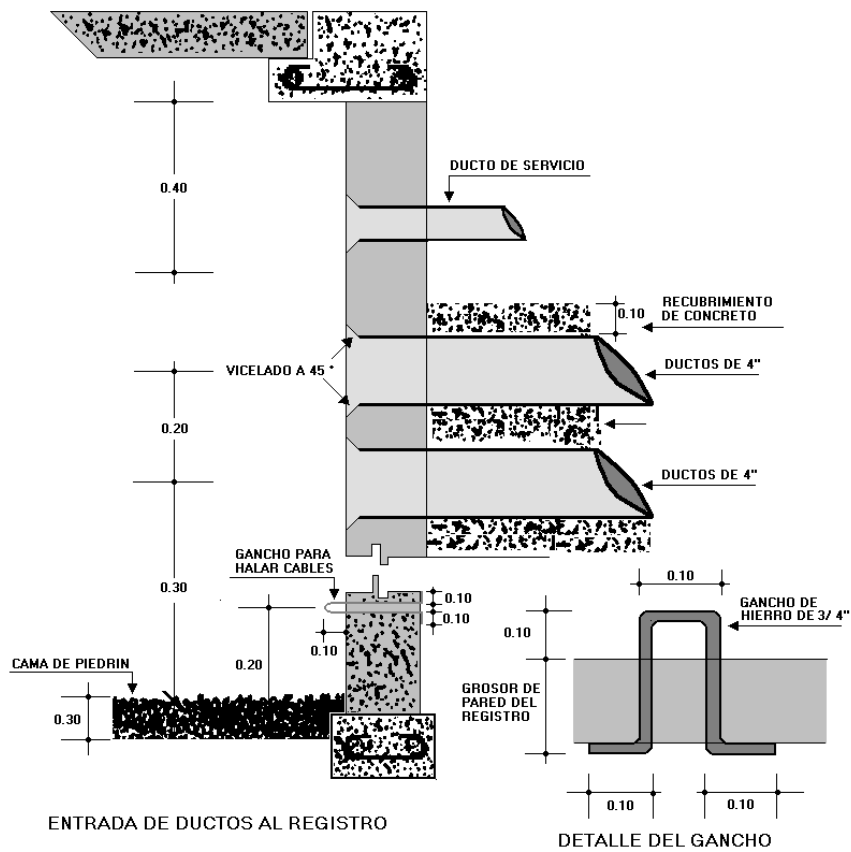
Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.147.

Figura 41. Distancia entre ductos de energía y otros ductos



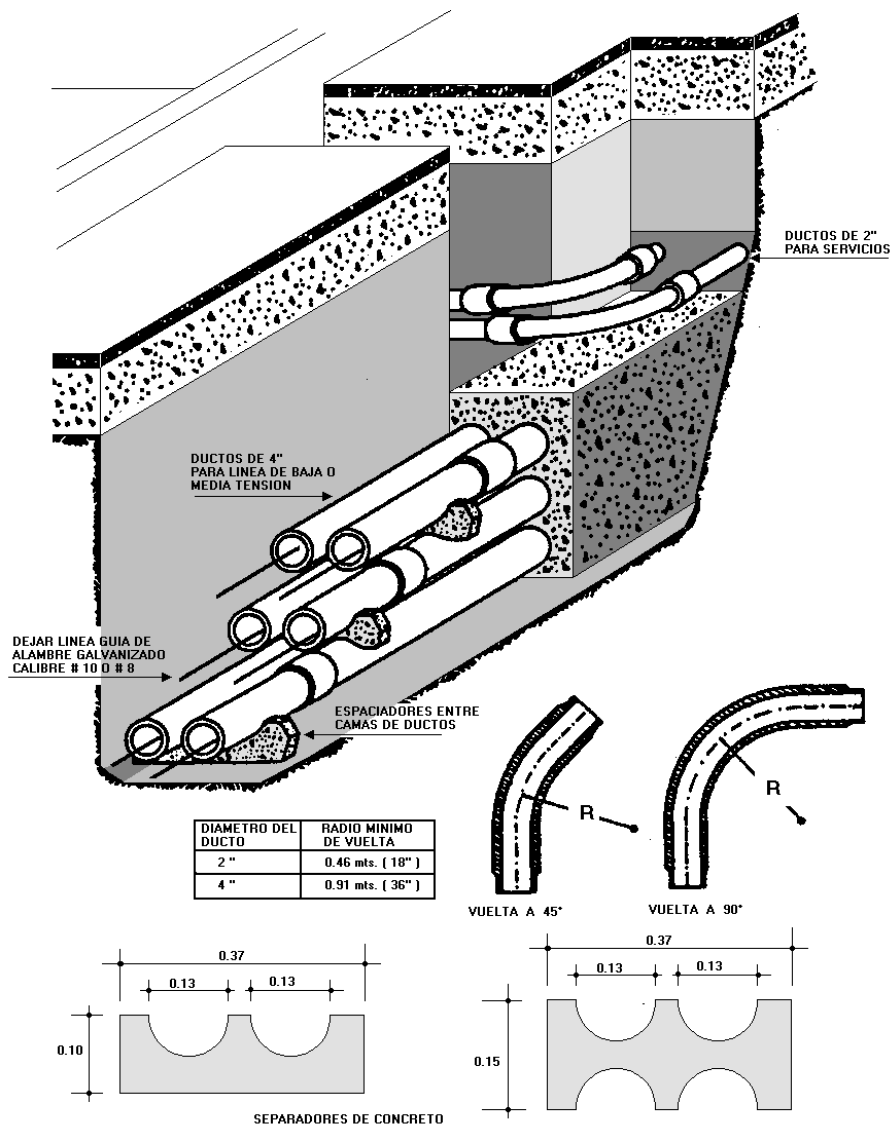
Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.146.

Figura 42. Detalle de entrada de ductos al registro



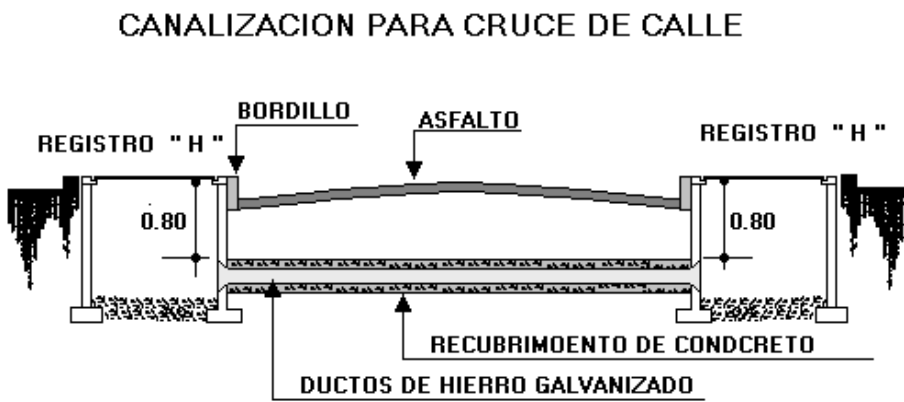
Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.156.

Figura 43. Vista general de canalización



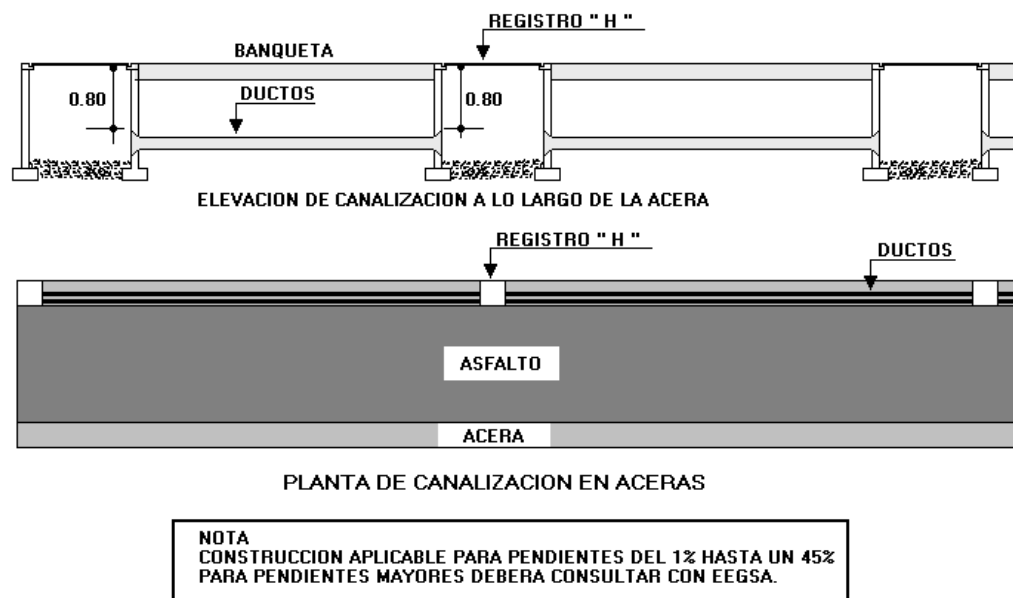
Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.158.

Figura 44. Canalización con cruce de calle



Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.160

Figura 45. Canalización en acera paralela a la calle con pendientes de 1 % AL 45 %



Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.160

Tabla VI. Datos técnicos de conductores para baja tensión normados por la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

DATOS TECNICOS DE CONDUCTORES PARA BAJA TENSION

Código	Conductor Triplex	Resistencia DC en Ω/km a 20 ° C	Peso en N/m (Lbs/1000pies)	Capacidad de conducción en amperios		Tensión de ruptura N (Lbs)
				Enterrado	En ducto	
310420	2 No. 2, N No. 4	1.36	3.85 (262)	165	120	3 951 (881)
310426	2 No. 4/0, N No. 2/0	0.428	10.88 (740)	315	240	11 256 (2 510)

Fuente: Manual de Fichas Técnicas de Conductores Eléctricos Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.4

Tabla VII. Dimensiones de los cables de fase y del conductor neutro

DIMENSIONES DE LOS CABLES DE FASE Y DEL CONDUCTOR NEUTRO

Código	CONDUCTOR	No. DE HILOS	ESPEJOR DEL AISLAMIENTO mm	DIÁMETRO DEL CABLE mm	DIÁMETRO CON AISLAMIENTO mm	SECCIÓN EFECTIVA mm ²
310420	2 AWG	7	1.52	7.19	10.24	33.6
	4 AWG			5.72	8.76	21.2
310426	4/0 AWG	19	2.03	13	17	107
	2/0 AWG			10.31	14.38	67.4

Fuente: Manual de Fichas Técnicas de Conductores Eléctricos Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.5

Tabla VIII. Fichas técnicas de conductores de aluminio para red subterránea, aislamiento 600 voltios

		DESCRIPCIÓN: Cable de aluminio entorchado para 600 V, URD	
		CARACTERÍSTICAS:	
		Eléctricas: Ampacidad: 240 Amperios en ducto por conductor (basada en 90° C de temperatura del conductor, 20° C ambiente) Resis. AC a 70° C: 0.0999 Ohms/1000 pies	
		Físicas: En conductores de fase: Calibre: 2 conductores 4/0 AWG AAC Estructura: 19 hilos por conductor Cableado clase: AA, A Diámetro por conductor: 17.07 mm (672 mils) En conductor neutro: Calibre: 2/0 AWG AAC Estructura: 19 hilos Cableado clase: AA, A Aislamiento: Polietileno Espesor: 80 mils Diámetro completo por conductor: 36.88 mm (1452 mils) Peso por 305 m: 335.60 kg (740 Lbs) Palabra clave: SWEETRIAR/VIP/YES	
NORMAS DE CONSTRUCCION: ASTM B-230, ASTM B-231, ICEA S-66-524 y las indicadas en NE 05.04.01 "Conductores de aluminio para red subterránea, aislamiento 600 V" .			
UTILIZACIÓN: Construcción de líneas eléctricas subterráneas en baja tensión, en la red de distribución de energía eléctrica.			
VERIFICACION Y CONSERVACION: Inspección visual del buen estado del cable, que venga enrollado en su carrete en forma compacta y sin dobleces. Mantenerlo de preferencia protegido de los rayos del sol, para evitar el deterioro del carrete ya que éste es de madera.			
MARCAS HOMOLOGADAS: SOUTHWIRE PIRELLI ALCAN ALCOA			
Nº.	FECHA	APROBADO	REVISADO
		EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA GERENCIA DE GESTIÓN DE ACTIVOS DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN Y NORMALIZACIÓN UNIDAD DE NORMALIZACIÓN	
		ELABORADO: Ing. Juan José Colón	CABLE DE ALUMINIO 2X 4/0 Y 1X 2/0 PARA 600 V (SWEETRIAR/VIP/YES)
		APROBADO: Ricardo Vásquez	
		AUTORIZADO: Ing. José López	Fecha: 09-09-2000 Código CEG: 91-0129 Ficha Técnica No. 05.04.01.02

Fuente: Manual de Fichas Técnicas de Conductores Eléctricos Empresa Eléctrica de Guatemala.

Tabla IX. Datos técnicos de conductores para media tensión normados por la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

Datos técnicos de los conductores normados

Código	Conductor	Resistencia DC en Ω /km a 20 ° C	Peso en kg/m (Lbs/1000pies)	Capacidad de conducción en amperios		Radio mínimo de curvatura mm
				Enterrado	En ducto	
310304	1/0 AWG	0.328	319.73 (705)	218	155	330
310305	4/0 AWG	0.164	505.67 (1 115)	324	230	390
	750 MCM	0.0462	843.54 (1 860)	569	468	550
310306	3 No. 1/0 AWG	0.328/Fase	959.19 (2 115)	218/Fase	155/Fase	
310308	3 No. 4/0 AWG	0.164/Fase	1 517 (3 345)	324/Fase	230/Fase	
	3 No. 750 MCM	0.0462/Fase	2 531 (5 580)	569/Fase	468	

Fuente: Manual de Fichas Técnicas de Conductores Eléctricos Empresa Eléctrica de Guatemala.

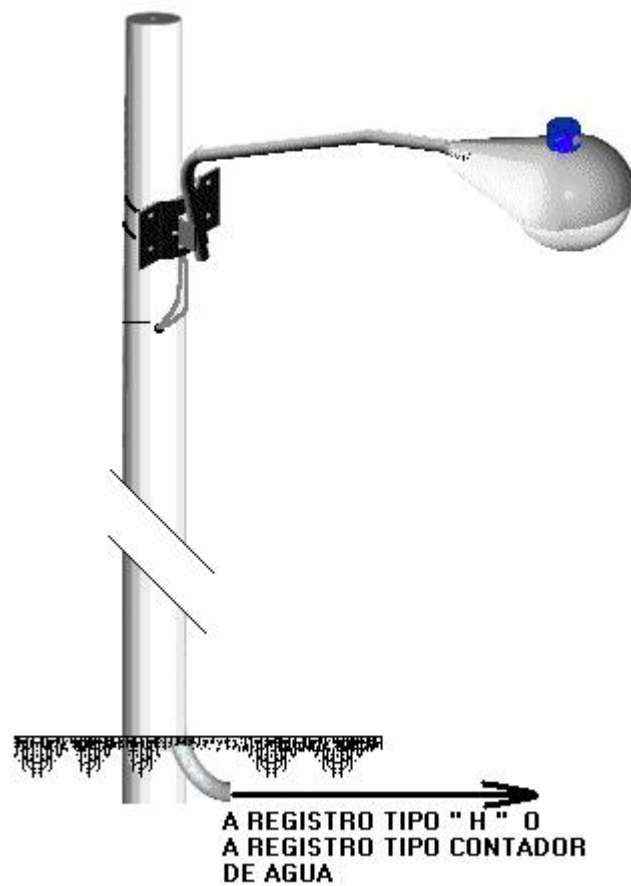
Tabla X. Dimensiones de los cables de fase y del conductor neutro

DIMENSIONES DE LOS CABLES DE FASE Y DEL CONDUCTOR NEUTRO

Código	Conductor	No. de hilos	Espesor del aislamiento mm	Diámetro del cable mm	Diámetro con aislamiento mm	Diámetro completo mm	Sección efectiva mm ²
310304	1/0 AWG	19	4.45	9.19	19.56	28.45	66.33
	14 AWG Cu	16					
310305	4/0 AWG	19	4.45	13	23.37	33.15	132.73
	12 AWG Cu	20					
310310	750 MCM	61	4.45	24.59	35.56	47.24	475
	12 AWG Cu	25					
310306	3 Cables 1/0 AWG, Trenzados formando un haz, diámetro completo aprox.						61.48 mm
310308	3 Cables 4/0 AWG, Trenzados formando un haz, diámetro completo aprox.						71.60 mm
310312	3 Cables 750 MCM, Trenzados formando un haz, diámetro completo aprox.						102.04 mm

Fuente: Manual de Fichas Técnicas de Conductores Eléctricos Empresa Eléctrica de Guatemala.

Figura 46. Instalación subterránea simple de lámpara tipo cobra



Fuente: Manual de Luminarias Homologadas Empresa Eléctrica de Guatemala.

Figura 47. Instalación subterránea doble de lámpara tipo cobra



Fuente: Manual de Luminarias Homologadas Empresa Eléctrica de Guatemala.