



# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
UNIDAD PROFESIONAL ADOLFO LÓPEZ MATEOS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN 13.8  
KV DEL PARQUE INDUSTRIAL “EL HUASTEKO” LOCALIZADO EN  
ALTAMIRA, TAMAULIPAS.

TESIS

Que para obtener el título de  
**INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTA

**ROBERTO GONZÁLEZ HERNÁNDEZ**

ASESORES

ING. BULMARO SÁNCHEZ HERNÁNDEZ  
M. en C. RENÉ TOLENTINO ESLAVA



MEXICO, D.F.

Septiembre 2015

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**  
**UNIDAD PROFESIONAL "ADOLFO LÓPEZ MATEOS"**

**TEMA DE TESIS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO  
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN  
DEBERA (N) DESARROLLAR

INGENIERO ELECTRICISTA  
TESIS Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL  
ROBERTO GONZÁLEZ HERNÁNDEZ

**"DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN 13.8 kV DEL PARQUE INDUSTRIAL  
"EL HUASTECO" LOCALIZADO EN ALTAMIRA TAMAULIPAS"**

DISEÑAR LA RED DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN 13.8 kV DEL PARQUE INDUSTRIAL EL  
HUASTECO QUE CUMPLA LA NORMATIVIDAD VIGENTE.

- INTRODUCCIÓN.
- FUNDAMENTOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.
- CÁLCULO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.
- EQUIPOS ELÉCTRICOS Y OBRA CIVIL.
- PROYECTO EJECUTIVO Y PRECIOS UNITARIOS.
- DISEÑO, CÁLCULO Y COSTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.
- CONCLUSIONES.

MÉXICO, D.F. A 14 DE SEPTIEMBRE DEL 2015.

ASESORES

  
ING. BULMARO SÁNCHEZ HERNÁNDEZ

  
M. EN C. RENÉ TOLENTINO ESLAVA

  
ING. CESAR DAVID RAMIREZ ORTIZ  
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO  
DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

  
JEFATURA DE  
INGENIERIA ELECTRICA

## AGRADECIMIENTOS

Estos cinco años de mi vida de arduos esfuerzos, vivencias los cuales han sido parte de mi formación académica a nivel licenciatura; para así cumplir uno de mis grandes objetivos.

Un agradecimiento muy especial a mis padres, Roberto González y Martha Hernández por brindarme la oportunidad de realizar una carrera profesional, por darme la confianza y el apoyo en cada día, a ustedes les debo todo lo que soy.

A mi hermano: Sebastián por haberme apoyado en todo a lo largo de la vida.

Abigail Andres: La ayuda que me brindaste fue sumamente importante, estuviste a mi lado inclusive en los momentos y situaciones más tormentosas, siempre ayudándome. No fue sencillo culminar con éxito este proyecto, sin embargo siempre fuiste muy motivadora y esperanzadora, me decías que lo lograría perfectamente.

Me ayudaste hasta donde te era posible, incluso más que eso.

Muchas gracias amor, TE AMO.

A la ESIME, por ser la institución en la cual desarrolle mi formación académica. A los profesores a quienes han sido parte esencial de mi desarrollo académico, por compartir sus conocimientos y en especial a mis asesores de este proyecto de tesis por sus grandes aportaciones.

Al Ing. Samuel Martínez por su apoyo incondicional, por compartir sus conocimientos y habilidades. Finalmente un agradecimiento a José Salgado por su apoyo y a todos aquellos que han aportado en mi formación académica.

**!ESTE LOGRO NO ES TAN SOLO MÍO, SINO DE CADA UNO DE USTEDES!**

## RESUMEN

Se diseñó la red de distribución en 13.8 kV en el parque industrial “EL HUASTECO” localizado en el puerto industrial de Altamira estado de Tamaulipas, en base a las normatividades vigentes en la República Mexicana, como son la Norma de distribución construcción de sistemas subterráneos diseño, proyecto, construcción y especificaciones en baja y media tensión, Parques Industriales Especificaciones, NMX-R-046-SCFI-2011 etc.

Para elaborar este diseño se estudiaron los arreglos de las redes de distribución analizando sus ventajas y desventajas al momento de presentarse una falla, una vez de haber analizado los tipos de arreglos se calcularon los parámetros de operación como son impedancia, regulación de tensión, sobrecargas y cortocircuito y de instalación como son tensión de jalado y radios mínimos de curvatura los cuales permitieron diseñar una red de distribución confiable permitiendo tener la posibilidad de un aumento de carga futura.

Además de los parámetros de operación e instalación que permitieron seleccionar los equipos, accesorios y cable de energía con clase 15 kV necesarios para un óptimo funcionamiento. Teniendo lo anterior se seleccionaron los registros de media tensión y los bancos de ductos que componen la obra civil. Por otro lado se presentó la simbología para redes de distribución normalizadas por la Comisión Federal de Electricidad y los criterios para elaborar un proyecto para una red de distribución.

Con lo anterior se elaboró un presupuesto estimado de la red de distribución basada en la estructura de los precios unitarios. La red de distribución se diseñó con un arreglo en operación en anillo con punto abierto con tensión de operación en 13.8 kV, se compone de 4 circuitos en 200 A formando así 2 anillos, estos son alimentado por 2 circuitos troncales o primarios en 600 A. En el diseño se contempló la preparación para la conexión de cada usuario por cada lote industrial por medio de cajas derivadoras ubicadas en el límite de cada predio.

## ABSTRACT

The distribution network was designed in 13.8 kV in the "huasteco" industrial park located in the industrial port of Altamira in Tamaulipas state, on the basis of the normativities republic in Mexico, as the standard of construction Distribution Underground systems design, project, construction and specifications for low voltage and the media, SPECIFICATIONS Industrial Parks NMX-R-046-SCFI-2011, etc.

To develop design Arrangements distribution networks were studied analyzing their advantages and disadvantages at presentation A failure, once having analyzed the types of arrangements operating parameters were calculated as impedance, voltage regulation, power surges, Short circuit and installation As the pulled voltage and minimum radii of curvature which allowed design a reliable distribution red have the possibility of allowing increased future burden.

In addition to the operation and installation parameters that allowed select the equipment, accessories and cable with 15 kV class Energy Needed optimal operation. Bearing this tension media records and duct banks that make up the civil works were selected. On the other hand symbology distribution networks present paragraph standardized by the Federal Electricity Commission and the criteria red nail Project to develop distribution.

This yes with estimated developed Distribution Network based on the structure of the budget unit prices. Distribution Network ring arrangement in operation with open Operating voltage 13.8 kV DESIGN point, consists of 4 circuits 200 A forming bath 2 rings, these child powered by 2 trunk or primary circuits 600 A. In designing Preparation connecting each user is contemplated by each industrial batch through diverter boxes Located on the border of each property.

# ÍNDICE

	PÁG
<b>Introducción</b>	i
<b>Relación de figuras</b>	iii
<b>Relación de tablas</b>	vii
<b>1 FUNDAMENTOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 Planeación de las redes de distribución	2
1.1.1 Configuración de la red de distribución	2
1.1.2 Arreglo en configuración en anillo	3
1.1.3 Arreglo en configuración radial	6
1.2 Factores de diseño en la red de distribución	7
1.2.1 Carga instalada	7
1.2.2 Demanda en la red	7
1.2.3 Factores en el diseño de la red	8
1.2.4 Tipos de carga	11
1.2.5 Determinación de las demandas máximas	12
1.2.5.1 Sistemas nuevos	12
1.2.5.2 Sistemas existentes	13
1.3 Sistemas en media tensión	14
1.3.1 Sistemas en 200 A	14
1.3.2 Sistemas en 600 A	16
1.4 Cable de energía	17
1.4.1 Metales	18
1.4.2 Aislantes	18
1.4.3 Descripción de un cable de energía típico	18
<b>2 CÁLCULOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>21</b>
2.1 Parámetros de cálculo	22
2.1.1 Resistencia del conductor	22
2.1.2 Inductancia y reactancia inductiva	29
2.1.3 Capacitancia y reactancia capacitiva	33
2.2 Parámetro de operación	34
2.2.1 Impedancia, regulación y caída de tensión	34
2.2.2 Sobrecargas y cortocircuito	38
2.3 Parámetros de instalación	43
2.3.1 Tensión de jalado	44
2.3.2 Radios mínimos de curvatura	51

<b>3 EQUIPOS ELÉCTRICOS Y OBRA CIVIL</b>	<b>53</b>
3.1 Transformadores	54
3.1.1 Particulares	54
3.1.2 Propiedad de CFE	55
3.2 Seccionadores	57
3.3 Protecciones	63
3.3.1 Coordinación de protecciones	63
3.3.2 Coordinación de protecciones contra sobretensión	66
3.4 Derivadores múltiples	67
3.5 Terminales	68
3.6 Banco de ductos	105
3.7 Registros	118
<b>4 PROYECTO EJECUTIVO Y PRECIOS UNITARIOS</b>	<b>127</b>
4.1 Lineamientos para la elaboración de proyectos	128
4.2 Presentación de planos	129
4.3 Planos de proyecto	132
4.3.1 Plano general de media tensión	132
4.3.2 Plano general de baja tensión	133
4.3.3 Plano de detalles de la obra eléctrica	133
4.3.4 Plano general de la obra civil	133
4.4 Fundamento de precios unitarios	134
4.4.1 Precio unitario	134
4.4.2 Costo directo	136
4.4.3 Mano de obra	138
4.4.4 Maquinaria	142
4.4.5 Costo indirecto	148
4.5 Diagrama de flujo para desarrollar capítulo 5	150
<b>5 DISEÑO, CÁLCULO Y COSTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>152</b>
5.1 Cálculo y diseño de la red de distribución para el parque industrial “EL HUASTECO”	153
5.1.1 Cálculo de la densidad de carga	155
5.1.2 Cálculo de la ampacidad	156
5.1.3 Cálculo de caída de tensión	157
5.1.4 Selección de protecciones	174
5.1.5 Tensión de jalado	176
5.1.6 Selección de equipos eléctricos y obra civil	178
5.1.7 Presentación de planos	181
5.2 Precio unitario de obra civil	192
5.3 Precio unitario de obra eléctrica	193

<b>CONCLUSIONES</b>	196
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	197
<b>ANEXOS</b>	199
ANEXO A. Tablas de ampacidad y características en cables de media tensión	200
ANEXO B. Simbología para planos de redes de distribución y de baja tensión	206
ANEXO C. Definiciones para el costo horario de maquinaria	223
ANEXO D. Salarios mínimos en zonas geográficas	225



---

# INTRODUCCIÓN

La posición geográfica de Tamaulipas hacen del puerto de Altamira una de las principales conexiones de México con el mercado mundial para exportar e importar, por ello es necesario ampliar y construir infraestructura necesaria para el establecimiento de nuevas empresas y la expansión de las existentes. Por lo que el País debe de contar con infraestructura competitiva a nivel internacional en el ámbito de parques industriales, incentivando el desarrollo regional y nuevas fuentes de empleo, buscando que las actividades industriales sean más redituables. Lo anterior llevará a fortalecer y promover los parques industriales, como mecanismo para impulsar el desarrollo económico regional.

En base a lo anterior se construirá un parque industrial llamado **EL HUASTECO** en el cual se considera un total de 17 lotes con uso de suelo de actividades productivas, esté parque necesita diversos servicios entre los cuales destaca el suministro de energía eléctrica, que se abordará en esté trabajo. Para suministrar la energía eléctrica en el parque industrial es necesario diseñar una red de distribución en la cual se considere continuidad en el servicio, ampliaciones de carga futuras, seguridad de los usuarios y de la propia red, el diseño de la red de distribución puede tener dos tipos de arreglos normalizados:

Arreglo en operación anillo.

Arreglo en operación radial.

El arreglo en operación radial es el más simple y el más económico debido a que el arreglo utiliza menor cantidad de equipo. Pero este tipo de arreglo al tener cualquier problema deja a un número de usuarios sin suministro ya que solo tiene una fuente de alimentación, por lo cual esté arreglo es el menos usado. El arreglo en operación anillo tiene especial beneficio en el servicio a cargas donde la confiabilidad del suministro de energía eléctrica es importante, al tenerse dos caminos de alimentación, lo que tiene como resultado mayor grado de confiabilidad y menor posibilidad de dejar sin suministro a los usuarios.

El bajo costo es inherente a una red aérea, toda vez que no requiere de la realización de bancos de ductos, excavaciones y equipos que tienen un mayor costo. Por lo mismo, al verse visibles todos sus componentes, es muy fácil detectar una falla, aun cuando estas sean mayormente de carácter instantáneo. Fenómenos como las lluvias y descargas atmosféricas ocasionan un costo elevado al sustituir o reparar aisladores, cables, postes, etc.

Por otro lado, las redes subterráneas al estar ajenas a los agentes externos de la naturaleza es menos propenso a fallar y por consiguiente se obtiene un menor costo de mantenimiento. A su vez mejora su estética y apariencia visual propiciando seguridad a las personas y al medio ambiente. Su elevado costo inicial es mayor en dos o hasta tres veces comparándolo con una red tipo aérea.

El diseño de la red de distribución en este parque industrial será del tipo subterráneo; a pesar de que su costo inicial es mayor que el de una red aérea, su costo se justifica ya que ofrece tener el menor número de fallas en la red y además un menor costo de mantenimiento, en la zona de Altamira Tamaulipas tiene una gran número de tormentas tropicales por lo cual una red subterránea es la mejor opción. Se contemplará el diseño de la red en base a un arreglo en operación en anillo ya que se garantiza un suministro continuo e ininterrumpido.

La creación de este parque industrial cubrirá las necesidades de las empresas nuevas, teniendo en cuenta ampliaciones de carga por un periodo, no menor de 15 años. Diseñar la red de distribución subterránea en 13.8 kV del parque industrial **EL HUASTECO** que cumpla con la normatividad vigente. Para elaborar el diseño de la red de distribución se estructuró este trabajo en 5 capítulos los cuales se describen a continuación:

El capítulo 1 abarca los diferentes tipos de arreglos en las redes de distribución tomando en cuenta sus desventajas y ventajas entre ellos, así como los distintos tipos de sistemas. Por otro lado se menciona los factores de diseño de la red de distribución.

El capítulo 2 desglosa los pasos a seguir para calcular los parámetros de resistencia, inductancia, capacitancia además de los parámetros de operación e instalación. Este capítulo permite obtener los datos antes mencionados sin la necesidad de tener tablas de referencia.

El capítulo 3 especifica los diferentes tipos de equipos utilizados en las redes de distribución así como su función en la misma. Se desglosa las diferentes clases de terminales para sistemas en 200 A y 600 A, se presentan los registros de media tensión y sus limitaciones para cada aplicación.

El capítulo 4 sustenta a través de la norma de CFE “Norma distribución construcción de sistemas subterráneos diseño, proyecto, construcción y especificaciones en baja y media tensión”, la simbología utilizada en proyectos de redes de distribución así como los lineamientos para la elaboración del proyecto. Por último en este capítulo se da una introducción a los fundamentos de los precios unitarios basando en la ley federal del trabajo, reglamento de la ley de obras públicas y relacionados con las mismas etc.

El capítulo 5 desarrolla el diseño de la red de distribución considerando lo mencionado en los capítulos 1 al 4. Para esto es necesario conocer el tipo de arreglo a utilizar y el tipo de sistema que convenga para satisfacer y garantizar la continuidad de la red de distribución, una vez teniendo lo anterior se procede a obtener los valores de los parámetros de cálculo, operación e instalación de la red de distribución. Teniendo el tipo de sistema y los datos de operación se puede seleccionar equipos y accesorios que permiten darle a la red flexibilidad y continuidad en caso de una falla, llegando así a seleccionar los registros de media tensión. Por último se desarrolla un estimado del costo de la red de distribución.

Finalmente se presentan las conclusiones obtenidas durante el desarrollo de este trabajo.

## RELACIÓN DE FIGURAS

FIGURA	DESCRIPCIÓN	PÁG
1.1	Diagrama unifilar de una configuración en anillo operación radial con una fuente de alimentación [5] .	3
1.2	Diagrama unifilar de una configuración conectando dos fuentes a un mismo equipo de la red [5].	4
1.3	Diagrama unifilar conectando las fuentes a diferentes equipos o accesorios de la red [5].	4
1.4	Diagrama unifilar de una configuración de las fuentes conectadas a un mismo equipo de red [5].	5
1.5	Diagrama unifilar de una configuración de las fuentes conectadas a diferentes equipos o accesorios de la red [5].	5
1.6	Diagrama unifilar de una configuración de alimentación selectiva [5].	6
1.7	Diagrama unifilar de una configuración radial [5].	6
1.8	Comportamiento de un sistema común en el lapso de un día [17].	8
1.9	Descripción de las partes de un conductor de energía [14] y [15].	19
2.1	Variación de la resistencia de un conductor eléctrico [16].	24
2.2	Flujos magnéticos que rodean a conductores por los que circulan corrientes variables [16.]	29
2.3	Ecuaciones de cálculo de la inductancia total [H/km] [16].	31
2.4	Circuito equivalente de un cable tratado con una línea de transmisión corta [16].	35
2.5	Factores de potencia.	36
2.6	Circuitos trifásicos balanceados de 3 y 4 hilos.	37
2.7	Cables jalados mediante ojillo de tracción [5].	45
2.8	Cables jalados mediante malla de acero (calcetín) [16].	46
2.9	Diagrama de la tensión de jalado hacia arriba.	47
2.10	Diagrama de la tensión de jalado hacia abajo.	47
2.11	Diagrama de la tensión de jalado con ángulo horizontal hacia abajo.	48
2.12	Diagrama de la tensión de jalado con ángulo horizontal hacia arriba.	48
2.13	Diagrama de la tensión de jalado con ángulo vertical hacia abajo.	49
2.14	Diagrama de la tensión de jalado con ángulo vertical hacia arriba.	49
2.15	Radio mínimo de curvatura en un cable de energía [5].	51
3.1	Acotaciones de un transformador trifásico tipo pedestal típico [5].	56
3.2	Acotaciones de un transformador monofásico tipo sumergible típico [5].	56
3.3	Detalle de componentes de un switch en vacío o SF6 [11].	58
3.4	Detalle de componentes de un interruptor en vacío o SF6 [11].	59
3.5	Detalle de componentes de un fusible tipo canister [11].	59
3.6	Detalle de un seccionador para redes de distribución [11].	60

3.7	Diagrama de un seccionador de transferencia automática 3-600 A y 2-200 A [11].	61
3.8	Acotaciones de placa de conexiones de un seccionador de transferencia automática [11].	62
3.9	Acotaciones de perfil de un seccionador de transferencia automática [11].	62
3.10	Descripción de un derivador múltiple 4 vías 600 A - 200 A [12].	68
3.11	Acotaciones de terminal tipo codo 200 A [12].	69
3.12	Partes que conforman la terminal tipo codo 200 A [12].	70
3.13	Colocación de terminal tipo codo 200 A a equipo de media tensión [12].	71
3.14	Acotaciones de terminal tipo codo portafusible 200 A [12].	72
3.15	Partes de un fusible de potencia típico [10].	73
3.16	Partes que conforman a una terminal tipo codo portafusible 200 A [12].	74
3.17	Colocación de terminal tipo codo portafusible 200 A a equipo de media tensión [12].	74
3.18	Acotaciones de terminal tipo codo apartarrayo [12].	75
3.19	Acotaciones de terminal tipo estacionaria apartarrayo [12].	76
3.20	Acotaciones de terminal tipo inserto apartarrayo [12].	76
3.21	Partes de terminal tipo codo apartarrayo [12].	77
3.22	Partes de terminal tipo estacionaria apartarrayo [12].	77
3.23	Partes de terminal tipo inserto apartarrayo [12].	78
3.24	Colocación de terminal tipo codo apartarrayo [12].	81
3.25	Colocación de terminal tipo estacionario apartarrayo [12].	82
3.26	Colocación de terminal tipo inserto apartarrayo [12].	82
3.27	Dimensiones de boquilla tipo inserto [12].	83
3.28	Dimensiones de boquilla tipo inserto doble [12].	84
3.29	Dimensiones de boquilla tipo inserto estacionaria [12].	85
3.30	Dimensiones de boquilla tipo inserto doble estacionaria [12].	85
3.31	Partes de una boquilla tipo inserto 200 A [12].	86
3.32	Colocación de una boquilla tipo inserto sencilla [12].	87
3.33	Colocación de una boquilla tipo inserto doble [12].	88
3.34	Colocación de una boquilla tipo inserto sencilla estacionaria [12].	88
3.35	Colocación de una boquilla tipo inserto doble estacionaria [12].	89
3.36	Dimensiones de tapón aislado [12].	90
3.37	Dimensiones de tapón tipo pozo [12].	90
3.38	Colocación de tapón aislado [12].	91
3.39	Colocación de tapón tipo pozo [12].	91
3.40	Dimensiones de boquilla tipo pozo [12].	92
3.41	Adaptador de tierras típico [12].	93
3.42	Colocación de adaptador de tierras a cable de energía [12].	94
3.43	Partes de un empalme tipo termocontráctil [12].	95
3.44	Cubierta exterior de empalme termocontráctil [12].	95
3.45	Gráfica de la operación de circuito-fallado [12].	97
3.46	Gráfica de la operación de limitación-arranque [12].	97

3.47	Gráfica de la falla operación de sobrecarga [12].	98
3.48	Dimensiones de terminal con cuerpo tipo "T" [12].	99
3.49	Partes de terminal con cuerpo tipo "T" [12].	100
3.50	Dimensiones de inserto tipo "BUSHING" 600 A [12].	101
3.51	Partes de inserto tipo "BUSHING" 600 A [12].	101
3.52	Dimensiones de inserto tipo "BUSHING" estacionaria sencilla 600 A [12].	102
3.53	Dimensiones de tapón aislado 600 A [12].	103
3.54	Dimensiones de tapón tipo pozo 600 A [12].	104
3.55	Banco de ductos de una vía en arroyo, norma CFE-P1A-PAD [5].	111
3.56	Banco de ductos de una vía en banqueteta, norma CFE-P1B-PAD [5].	111
3.57	Banco de ductos de dos vías en arroyo, norma CFE-P2A-PAD [5].	112
3.58	Banco de ductos de dos vías en banqueteta, norma CFE-P2B-PAD [5].	112
3.59	Banco de ductos de tres vías en arroyo, norma CFE-P3A-PAD [5].	113
3.60	Banco de ductos de tres vías en banqueteta, norma CFE-P3B-PAD [5].	113
3.61	Banco de ductos de cuatro vías en arroyo, norma CFE-P4A-PAD [5].	114
3.62	Banco de ductos de cuatro vías en banqueteta, norma CFE-P4B-PAD [5].	114
3.63	Banco de ductos de seis vías en arroyo, norma CFE-P6A-PAD [5].	115
3.64	Banco de ductos de seis vías en banqueteta, norma CFE-P6B-PAD [5].	115
3.65	Banco de ductos de nueve vías en arroyo, norma CFE-P9A-PAD [5].	116
3.66	Banco de ductos de nueve vías en banqueteta, norma CFE-P9B-PAD [5].	116
3.67	Banco de ductos de doce vías en arroyo, norma CFE-P12A-PAD [5].	117
3.68	Banco de ductos de doce vías en banqueteta, norma CFE-P12B-PAD [5].	117
3.69	Dimensiones en cm de registro tipo "R3" [5].	119
3.70	Dimensiones en cm de registro tipo "R4" [5].	120
3.71	Dimensiones en cm de registro tipo "R4" con tapa cuadrada [5].	120
3.72	Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "P" [5].	121
3.73	Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "P" con anclas [5].	122
3.74	Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "X" [5].	122
3.75	Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "X" con anclas [5].	123
3.76	Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "X" con tapa cuadrada [5].	123
3.77	Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "X" para seccionador [5].	124
3.78	Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "T" [5].	124
3.79	Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "T" con anclas [5].	125
3.80	Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "L" [5].	125
3.81	Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "L" con anclas [5].	126
4.1	Dimensión de plano tipo I ANSI B [5].	129
4.2	Dimensión de plano tipo II ANSI C [5].	130
4.3	Dimensión de plano tipo III ANSI D [5].	130
4.4	Cuadro de referencia del plano [5].	131
4.5	Desglose de un costo horario [1].	137

---

5.1	Localización del terreno del parque industrial "EL HUASTECO".	154
5.2	Plano mudo del fraccionamiento "EL HUASTECO" lote 1 al 11.	154
5.3	Plano mudo del fraccionamiento "EL HUASTECO" lote 11 al 17.	155
5.4	Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión a la subestación conexión a usuarios.	182
5.5	Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 16, 15, 14, 13.	182
5.6	Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 12 y 11.	182
5.7	Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 11 al 09	183
5.8	Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 09 al 07	183
5.9	Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 07 al 05	183
5.10	Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 05 al 01	184
5.11	Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 17 al 16.	184
5.12	Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 16 al 14.	184
5.13	Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 14 al 12.	185
5.14	Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 12 al 11.	185
5.15	Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 11 al 09.	185
5.16	Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 09 al 07.	186
5.17	Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 07 al 05.	186
5.18	Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 05 al 01.	186
5.19	Diagrama unifilar 1 de 5.	187
5.20	Diagrama unifilar 2 de 5.	188
5.21	Diagrama unifilar 3 de 5.	189
5.22	Diagrama unifilar 4 de 5.	190
5.23	Diagrama unifilar 5 de 5.	191

## RELACIÓN DE TABLAS

TABLA	DESCRIPCIÓN	PÁG
1.1	Tensiones eléctricas normalizadas [8].	2
1.2	Factores de diversidad y coincidencia en sistemas de distribución [17].	10
1.3	Valores de demanda máxima [17].	11
1.4	Tipos de sistemas según el tipo de carga.	15
2.1	Valores de $K_c$ según el tipo de cableado [16].	23
2.2	Resistencia a la corriente directa a 20° C en conductores de cobre con cableado concéntrico normal, comprimido y compacto [16].	23
2.3	Resistencia a la corriente directa a 20° C en conductores de aluminio con cableado concéntrico normal, comprimido y compacto [16].	24
2.4	Factores de corrección por temperatura para cálculo de resistencias de conductores eléctricos de cobre y aluminio [16].	26
2.5	Valores de $k_s$ y $k_p$ [16].	27
2.6	Razón de resistencias, $ca/cd$ , para conductores de Cu y Al a 60 Hz [16].	28
2.7	Radio medio geométrico de conductores usuales [16].	30
2.8	Resistencia y reactancia inductiva para cables DS, cables de conductor de aluminio [5].	32
2.9	Reactancia capacitiva y capacitancia para cables DS, cables de conductor de aluminio [5].	32
2.10	Temperatura de sobrecarga de los aislamientos de cables de energía en media tensión [16].	38
2.11	Sobrecargas permisibles para tiempos menores de 2 horas [16].	40
2.12	Temperaturas máximas admisibles en condiciones de cortocircuito °C [16].	41
2.13	Tiempos estimados de liberación de falla de diversos dispositivos de protección acorde con la norma ANSI/IEEE std. 242-1986 [16].	42
2.14	Valores de $k$ y $t$ [16].	42
2.15	Valores para determinar la corriente de cortocircuito en el conductor, y pantalla o cubierta [16].	43
2.16	Ecuaciones para calcular el factor de corrección por peso [16].	44
2.17	Coeficientes de fricción [16].	50
2.18	Radios mínimos de curvatura [16].	52
3.1	Capacidades de transformadores monofásicos [5].	54
3.2	Capacidades de transformadores trifásicos [5].	54
3.3	Dimensiones de un transformador trifásico tipo pedestal típico [5].	56
3.4	Dimensiones de un transformador monofásico tipo sumergible típico [5].	57
3.5	Dimensiones de frente de conexiones de un seccionador de transferencia automática [11].	62

3.6	Dimensiones del perfil de un seccionador de transferencia automática [11].	63
3.7	Apartarrayos de óxido de zinc [5].	67
3.8	Dimensiones de terminal tipo codo 200 A [12].	69
3.9	Intervalos de operación de las terminales tipo codo 200 A [12].	71
3.10	Dimensiones de terminal tipo codo portafusible 200 A [12].	72
3.11	Intervalos de operación de las terminales tipo codo portafusible 200 A [12].	73
3.12	Intervalos de operación de los fusibles para terminales tipo codo 200 A [12].	73
3.13	Dimensiones de terminal tipo codo apartarrayo [12].	75
3.14	Dimensiones de terminal tipo estacionaria apartarrayo [12].	76
3.15	Dimensiones de terminal tipo inserto apartarrayo [12].	76
3.16	Características para selección de apartarrayos [12].	80
3.17	Características de protección de apartarrayos [12].	81
3.18	Dimensiones de boquilla tipo inserto [12].	83
3.19	Dimensiones de boquilla tipo inserto doble [12].	84
3.20	Dimensiones de boquilla tipo inserto estacionaria sencilla [12].	85
3.21	Dimensiones de boquilla tipo inserto doble estacionaria [12].	86
3.22	Intervalos de operación de las boquillas tipo inserto 200 A [12].	87
3.23	Dimensiones de tapón aislado [12].	90
3.24	Dimensiones de tapón tipo pozo [12].	91
3.25	Intervalos de operación de tapón aislado o tipo pozo 200 A [12].	92
3.26	Dimensiones de boquilla tipo pozo [12].	93
3.27	Dimensiones de terminal con cuerpo tipo "T" [12].	99
3.28	Intervalos de operación de terminal tipo "T" 600 A [12].	99
3.29	Dimensiones de inserto tipo "BUSHING" 600 A [12].	101
3.30	Intervalos de operación de boquilla tipo BUSHING 600 A [12].	102
3.31	Dimensiones de inserto tipo "BUSHING" estacionaria sencilla 600 A [12].	102
3.32	Intervalos de operación de boquilla tipo "BUSHING" estacionaria sencilla 600 A [12].	103
3.33	Dimensiones de tapón aislado 600 A [12].	103
3.34	Intervalos de operación del tapón aislado 600 A [12].	104
3.35	Dimensiones de tapón tipo pozo 600 A [12].	104
3.36	Intervalos de operación del tapón aislado tipo pozo 600 A [12].	104
5.1	Servicios básicos en función de la superficie de los lotes industriales [4].	153
5.2	Área de los lotes industriales.	153
5.3	Densidad de carga de cada lote industrial.	156
5.4	Densidad de carga y Ampacidad de cada lote industrial.	157
5.5	Número de lotes industriales conectados al anillo 1.1.	158
5.6	Número de lotes industriales conectados al anillo 1.2.	158
5.7	Número de lotes industriales conectados al anillo 2.1.	158
5.8	Número de lotes industriales conectados al anillo 2.2.	158
5.9	Densidad de carga y Ampacidad de la red de distribución.	158



---

5.10	Presupuesto correspondiente a registros, banco de ductos y tubo PAD.	192
5.11	Presupuesto correspondiente a cable de energía, cable desnudo y conexión exotérmica.	193
5.12	Presupuesto correspondiente a terminales, derivadores y seccionadores.	194
5.13	Presupuesto correspondiente a terminales en 600 A y 200 A.	195
A1	Factor de carga 100%, Conductores Al. XLP- 15 kV [5].	200
A2	Factor de carga 100%, Conductores Al. XLP- 25 kV [5].	200
A3	Factor de carga 100%, Conductores Al. XLP- 35 kV [5].	201
A4	Características de cable de energía Cu-XLP [14].	202
A5	Características de cable de energía Cu-XLP [14].	203
A6	Características de cable de energía Al-XLP [15].	204
A7	Características de cable de energía Al-XLP [15].	205
B1	Simbología para líneas, acometidas y transiciones [5].	206
B2	Simbología para seccionadores [5].	207
B3	Simbología para circuitos, empalmes y transformadores [5].	208
B4	Simbología para obra civil [5].	209
B5	Simbología para obra civil [5].	210
B6	Simbología para transformadores y terminales [5].	211
B7	Simbología para terminales y sistemas de baja tensión [5].	212
B8	Simbología para redes aéreas [5].	213
B9	Simbología para retenidas y poblados rurales [5].	214
B10	Nomenclatura para equipos y empalmes [5].	218
B11	Nomenclatura para empalmes y obra civil [5].	219

## **CAPÍTULO 1 FUNDAMENTOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**

En el presente capítulo se muestra las bases de diseño, la planeación, los factores de diseño, los sistemas y el cable de energía necesarios para diseñar una red de distribución. La planeación de la red de distribución consta en determinar el tipo de arreglo de la red como puede ser en anillo o radial, en este capítulo se mencionan las ventajas y contras de los diferentes tipos de arreglos.

Los factores de diseño son los diferentes tipos de demandas que son características de las redes de distribución. Además en éste capítulo se muestra las características de los diferentes sistemas en las redes de distribución como son en 200 A y 600 A.

## 1.1 PLANEACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

La red de distribución de energía eléctrica o sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales. Siendo esto una de las partes más importantes de la red eléctrica, para lo anterior la red de distribución tiene diferentes demás que cubrir además de factores que alteran el buen funcionamiento de la red.

### 1.1.1 CONFIGURACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Las redes de distribución subterráneas tienen diversas características como son: el tipo de carga, el nivel de tensión en el sistema primario, en el secundario, la topología de la red primaria, la red secundaria y los equipos para su operación. Las características anteriores constituyen los elementos más comunes para el diseño de los sistemas de distribución subterráneos.

Actualmente los sistemas que operan en una red subterránea son de dos tipos: las configuraciones radiales y en anillos, éste tipo de arreglos se diseñan para operar con tensiones de 34.5 kV, 23 kV, y 13.8 kV siendo estas las más comunes y normalizadas según lo estipulado en la norma NMX-J-098-ANCE-1999 tabla 1.1.

Tabla 1.1 Tensiones eléctricas normalizadas [9].

Clasificación	Tensión eléctrica nominal [V]			Tensión eléctrica de servicio [V]		Tensión eléctrica nominal de utilización [V]
	1 fase 3 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	Máximo	Mínimo	
Baja tensión	120/240	-----	-----	126/252	108/216	115/230
	----	----	220Y/127	231/133.3	198/114.3	208Y/120
	----	----	480Y/277	504/291	432/249.4	460Y/265
	----	480	-----	504	432	460
Media tensión		2 400	-----	2 520	2 160	2 300
		4 160	-----	4 368	3 744	4 000
		-----	-----	7 245	6 210	6 600
		13 800	-----	14 490	12 420	13 100
		-----	13 800Y/7 970	14 490/8 366	12 420/7 171	
		23 000	-----	24 150	20 700	
		-----	23 000Y/13 280	24 150/13 943	20 700/11 951	
		34 500	-----	36 225	31 050	
Alta tensión		-----	34 500Y/19 920	36 225/20 915	31 050/17 927	
		69 000		72 450	62 100	
		85 000		89 250	76 500	
		115 000		120 750	103 500	
		138 000		144 900	124 200	
		161 000		169 050	144 900	
		230 000		241 500	207 000	
Extra alta tensión		40 000		420 000	360 000	

## 1.1.2 ARREGLO EN CONFIGURACIÓN EN ANILLO

La configuración en anillo tiene más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga para proporcionar el suministro de energía eléctrica. Este tipo de arreglo está diseñado para proporcionar un servicio confiable a las áreas con alta densidad de carga, tales como: el centro de una ciudad, áreas comerciales, centros comerciales, etc. [5].

El arreglo en anillo es el más costoso debido a que requiere más equipo, pero cualquier punto sobre la línea tiene servicio desde dos direcciones, si alguna queda fuera de servicio el cliente puede seguir siendo suministrado por medio de otra línea. Existen diferentes configuraciones en los arreglo tipo anillo, las cuales se describen a continuación.

### CONFIGURACIÓN EN ANILLO OPERACIÓN RADIAL CON UNA FUENTE DE ALIMENTACIÓN

Es la configuración que cuenta con una sola fuente de alimentación, está opera de forma radial con un punto de enlace normalmente abierto en el centro de la carga, en la figura 1.1 se muestra el diagrama unifilar de un arreglo en anillo operación radial con una fuente de alimentación denominada fuente 1 y el punto de enlace normalmente abierto entre los transformadores E3 y E4 [5].

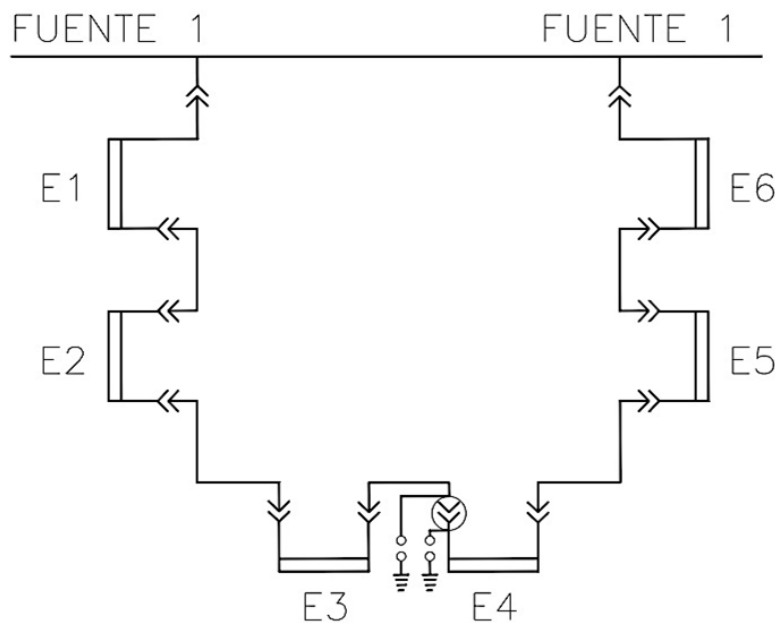


Figura 1.1 Diagrama unifilar de configuración en anillo operación radial con una fuente de alimentación, [5].

### CONFIGURACIÓN EN ANILLO OPERACIÓN RADIAL CON DOS FUENTES DE ALIMENTACIÓN

Este tipo de configuración cuenta con dos fuentes de alimentación, opera de forma radial con punto de enlace normalmente abierto en el centro de la carga, en la figura 1.2 se muestra el diagrama unifilar de un arreglo en anillo con dos fuentes de alimentación conectado a un equipo o accesorio de la red y el punto de enlace normalmente abierto entre los transformadores E3 y E4. En la figura 1.3 se muestra el diagrama unifilar de un arreglo en anillo con dos fuentes de alimentación sin conexión a equipo y el punto de enlace normalmente abierto entre los transformadores E3 y E4 [5].

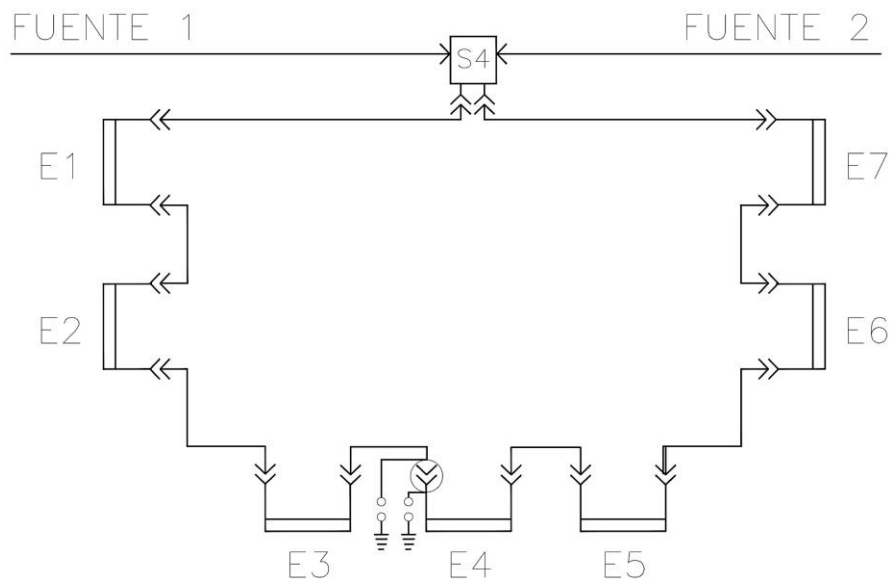


Figura 1.2 Diagrama unifilar de una configuración conectando dos fuentes a un mismo equipo de la red, [5].

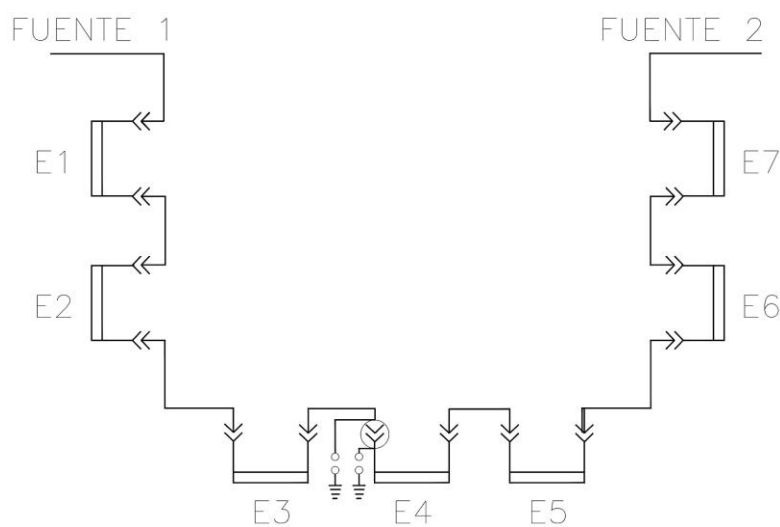


Figura 1.3 Diagrama unifilar conectando las fuentes a diferentes equipos o accesorios de la red, [5].

### CONFIGURACIÓN EN ANILLO OPERACIÓN RADIAL CON TRES FUENTES DE ALIMENTACIÓN

Cuenta con tres fuentes de alimentación, está opera de forma radial con punto de enlace normalmente abierto en el centro de la carga. En la figura 1.4 se muestra el diagrama unifilar de un arreglo en anillo con tres fuentes de alimentación conectado a equipo de la red y el punto de enlace normalmente abierto entre los transformadores E3 y E4. En la figura 1.5 se muestra el diagrama unifilar de un arreglo en anillo con tres fuentes de alimentación conectadas a dos equipos de la red y dos puntos de enlace normalmente abierto entre los transformadores E2, E3 y E4, E5 [5].

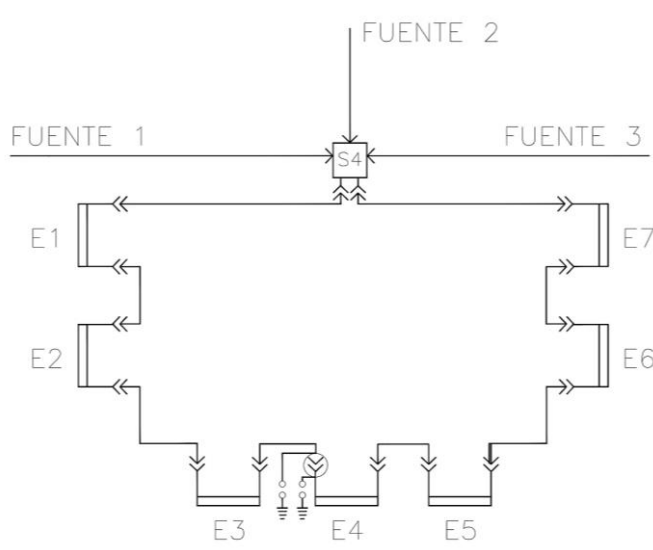


Figura 1.4 Diagrama unifilar de una configuración de las fuentes conectadas a un mismo equipo de red, [5].

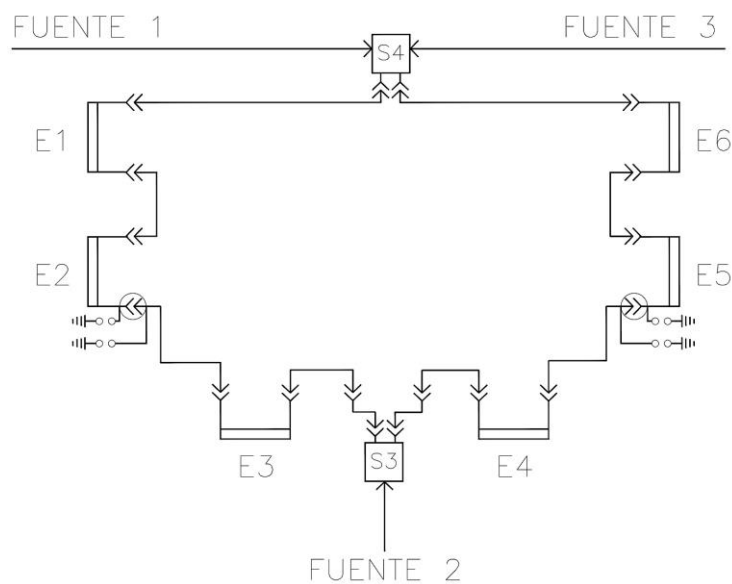


Figura 1.5 Diagrama unifilar de una configuración de fuentes conectadas a diferentes equipos o accesorios de la red, [5].

## SISTEMA DE ALIMENTACIÓN SELECTIVA.

En este sistema la configuración en anillo con operación radial con dos fuentes de alimentación que siguen la misma trayectoria, una de las cuales se considera como preferente y la otra como emergente, esté sistema opera mediante un seccionador de transferencia automática. En la figura 1.6 se muestra el diagrama unifilar de un arreglo en anillo con dos fuentes de alimentación conectadas a un equipo de la red que en este caso es un seccionador de transferencia automática [5].

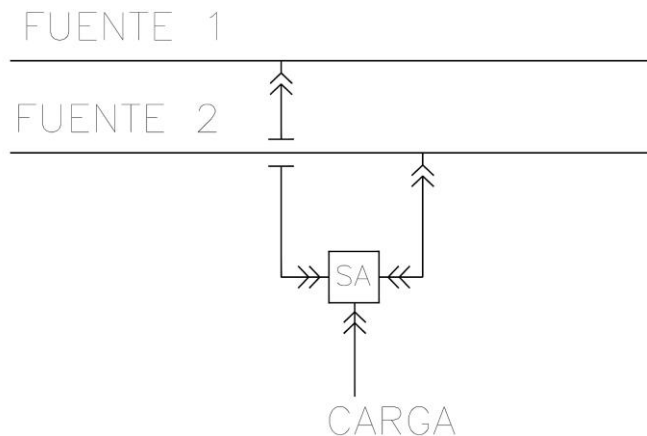


Figura 1.6 Diagrama unifilar de una configuración de alimentación selectiva, [5].

Los arreglos mostrados no son limitativos ya que las diferentes fuentes también se pueden conectar en distintos puntos de la red, lo que permite la posibilidad de tener diversos arreglos.

### 1.1.3 ARREGLO EN CONFIGURACIÓN RADIAL

Cuenta con una trayectoria entre la fuente y la carga, la principal ventaja es que son más simples y económicos. Su desventaja radica generalmente en que deja a un número de usuarios sin servicio hasta que el problema se resuelva al no tener una alimentación de emergencia como lo tiene la configuración en anillo; actualmente los sistemas de configuración radial casi ya no se usan debido a su inestabilidad y poca garantía de continuidad en el suministro. La figura 1.7 muestra el diagrama unifilar de lo mencionado anteriormente [5].

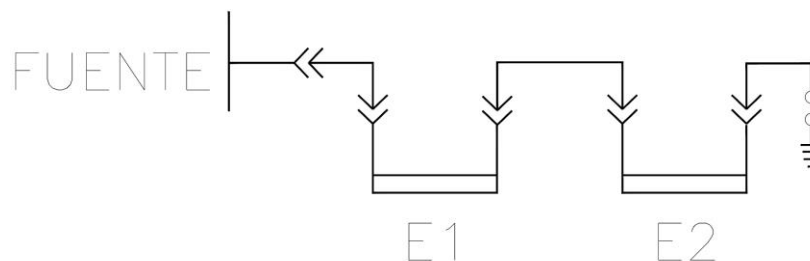


Figura 1.7 Diagrama unifilar de una configuración radial, [5]

## 1.2 FACTORES DE DISEÑO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La planeación de las redes de distribución es la fase del proyecto que sigue a la selección del arreglo de la red y de las condiciones de operación, se refiere tradicionalmente al dimensionamiento eléctrico de los componentes. Los fundamentos para el cálculo de las redes de distribución parten de los conceptos de planeación de redes de distribución, de las curvas de demanda para los distintos tipos de cargas y los factores para el establecimiento de los valores de carga [17].

Para el cálculo eléctrico de las redes de distribución, es importante identificar las características de la carga, ya sea por el tipo de cliente o usuario, por su variación estacional o por su comportamiento. Desde el punto de vista del patrón de consumo y tipo de usuario se pueden agrupar como:

- Residenciales
- Comerciales
- Industriales
- Servicio público

### 1.2.1 CARGA INSTALADA

Es la suma de las potencias nominales de los servicios conectados en una zona determinada, se expresa por lo general en kVA, kW, MVA o MW.

$$C_i = \sum kW \quad (1.1)$$

DONDE:

$C_i$ : Cargas instaladas, [kVA].

kW: Carga instalada, [kW].

### 1.2.2 DEMANDA EN LA RED

#### DENSIDAD DE CARGA

Es el cociente entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto del cual se trate. Se expresa por lo general en kVA/km<sup>2</sup> o kW/km<sup>2</sup>.

$$D_c = \frac{C_i(kVA)}{\text{ÁREA } (km^2)} \quad (1.2)$$

DONDE:

$D_c$ : Densidad de carga, [kVA/km<sup>2</sup>].

$C_i$ : Carga instalada, [kVA].

Área: Superficie del proyecto, [km<sup>2</sup>].



## DEMANDA

La demanda de una red de distribución es la carga registrada en un lapso de tiempo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de la demanda. Se puede expresar en kW o kVA [17].

## DEMANDA MÁXIMA

Se conoce como demanda máxima de una carga a la demanda instantánea mayor que se presenta en una carga en un período de tiempo establecido. En la figura 1.8 se muestra las demandas de los usuarios con cargas tipo residenciales y de tipo industriales a lo largo de un día [17].

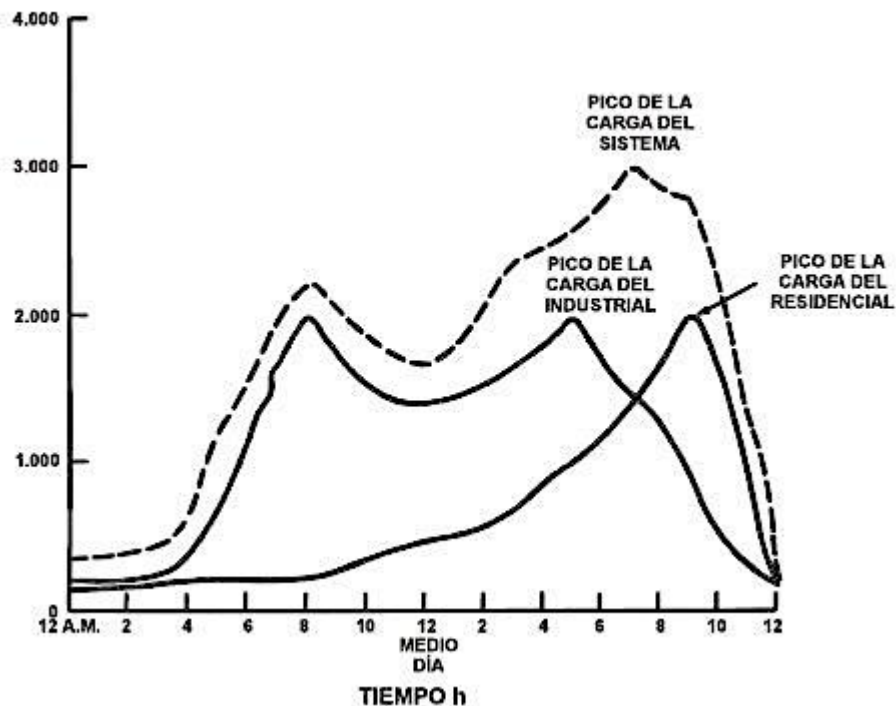


Figura 1.8 Comportamiento de un sistema común en el lapso de un día, [17].

## 1.2.3 FACTORES EN EL DISEÑO DE LA RED

### FACTOR DE DEMANDA

El factor de demanda en un intervalo de tiempo ( $t$ ) de una carga, es el cociente entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda generalmente es menor que uno.

$$F_D = \frac{D_M(t)}{C_i} \quad (1.3)$$

DONDE:

$F_D$ : Factor de demanda.

$D_M$ : Demanda máxima, [W].

$C_i$ : Carga instalada, [W].

## FACTOR DE UTILIZACIÓN

El factor de utilización de un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo (t) es el cociente entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema. El factor de demanda expresa el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de la carga en el intervalo de tiempo considerado [17].

$$F_U = \frac{D_M(t)}{\text{CAPACIDAD INSTALADA kVA}} \quad (1.4)$$

DONDE:

$F_U$ : Factor de utilización.

$D_M$ : Demanda máxima, [W].

## FACTOR DE CARGA

Se define el factor de carga como el cociente entre la demanda promedio en un tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo.

$$F_C = \frac{D_P}{D_M} \quad (1.5)$$

DONDE:

$F_C$ : Factor de carga.

$D_P$ : Demanda promedio, [W].

$D_M$ : Demanda máxima, [W].

## FACTOR DE DIVERSIDAD

Cuando se calcula un alimentador para un consumidor, se debe de tomar en cuenta la demanda máxima debido a que está impondrá al cable condiciones más severas de carga y caídas de tensión; sin embargo, cuando se alimenta más de un consumidor por un mismo alimentador, se debe considerar el concepto de diversidad de cargas, ya que sus

demandas no coinciden en el tiempo. La diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo, se establece por medio del factor de diversidad, que se define como el cociente entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto [17].

$$Fd \geq 1$$

El factor de diversidad se expresa como:

$$Fd = \frac{\sum_{i=1}^n D_M}{D_M} \quad (1.6)$$

DONDE:

Fd: Factor de diversidad.

D<sub>M</sub>: Demanda máxima, [W].

Esté factor se puede aplicar a distintos niveles del sistema, entre consumidores conectados a un mismo alimentador o entre alimentadores provenientes de una misma fuente, por lo que resulta importante establecer el nivel en el que se quiere calcular el factor de distribución (Fd).

## FACTOR DE COINCIDENCIA

Esté factor es el recíproco del factor de distribución.

$$F_{co} = \frac{1}{Fd} \quad (1.7)$$

Algunos factores de diversidad y coincidencia usados en la planeación de sistemas de distribución se mencionan en la tabla 1.2 .

Tabla 1.2 Factores de diversidad y coincidencia en sistemas de distribución [17].

<b>Tipos de servicio</b>	<b>Fd</b>	<b>F<sub>co</sub></b>
Departamento de interés social	1.2-1.35	0.74-0.833
Entre alimentadores primarios	1.08- 1.2	0.83- 3.925
Entre S.E de distribución	1.05-1.25	0-80-0.955

Los valores de demanda máxima promedio en servicios en zonas urbanas se presentan en la tabla 1.3.

Tabla 1.3 Valores de demanda máxima [17].

Tipo de servicio	kVA / habitación
Departamento de interés social	0.3-0.6
Departamento medio	0.6-1.5
Residencial de lujo (sin aire acondicionado)	1.5-2.5
Residencial de lujo (con aire acondicionado)	4.0-5.0

## FACTOR DE PÉRDIDAS

Todos los sistemas eléctricos son afectados en mayor o menor medida por pérdidas de energía, las cuales causan diversos daños al medio ambiente requiriendo mayor consumo de recursos debido a que se debe de disponer mayor generación conforme aumentan las pérdidas. El factor de pérdidas es la relación del factor de carga de un sistema y una constante, que se obtiene combinando la ecuación 1.5 y una constante que se muestra en la ecuación 1.8 [17].

$$\text{Factor de pérdidas} = ((0.15)(\text{Factor de carga})) + ((0.85)(\text{Factor de carga})^2) \quad (1.8)$$

### 1.2.4 TIPOS DE CARGA

Debido a las diferentes condiciones climatológicas y de desarrollo existentes en el país, así como los diversos factores que se deben considerar para obtener las densidades de carga afectadas por el factor de coincidencia, cada división de distribución determinará cuáles son las aplicables en sus zonas, y proporcionará esa información en las bases de diseño para cada desarrollo en particular [5].

#### a) ZONAS COMERCIALES.

En las zonas comerciales, los valores importantes a considerar son la densidad de carga y la continuidad. Dentro de las zonas comerciales se consideran 3 tipos de densidad de carga, que son:

- |      |                         |   |
|------|-------------------------|---|
| I.   | Densidad de carga baja  | 5 MVA/km <sup>2</sup> a 10 MVA/km <sup>2</sup> .  |
| II.  | Densidad de carga media | 10 MVA/km <sup>2</sup> a 20 MVA/km <sup>2</sup> . |
| III. | Densidad de carga alta  | > 20 MVA/km <sup>2</sup> .                        |

Se considera como zona comercial de alta densidad de carga, aquella que presenta un alto grado de comercialización, donde la gran densidad de carga obliga a cambiar el sistema aéreo por subterráneo, ya que éste ofrece mayor continuidad y mejora la estética de la ciudad.

#### b) ZONAS RESIDENCIALES.

La tendencia en el uso de distribución subterránea en zonas residenciales, se debe principalmente a factores estéticos, operacionalmente se han considerado los siguientes criterios en cuanto a la densidad de carga:

- |     |                          |  |
|-----|--------------------------|--|
| I.  | Fraccionamientos         | hasta 5 MVA/km <sup>2</sup> .                    |
| II. | Conjuntos Habitacionales | 5 MVA/km <sup>2</sup> a 15 MVA/km <sup>2</sup> . |

### c) ZONAS INDUSTRIALES.

Las densidades de carga para áreas industriales, varían considerablemente en función de la magnitud de los parques industriales, por lo que no se considera un intervalo específico de carga.

## 1.2.5 DETERMINACIÓN DE LAS DEMANDAS MÁXIMAS

Debido a las diferentes condiciones climatológicas y de desarrollo existentes en el país, es necesario determinar la magnitud de las demandas máximas, para esto hay dos tipos de sistemas que son sistemas nuevos y sistemas existentes. Este método permite determinar las demandas de carga para sistemas residenciales y comerciales [5].

### 1.2.5.1 SISTEMAS NUEVOS

#### A. Cargas tipo residencial:

- Se consideran tres estratos socioeconómicos. Clase baja, clase media y clase alta, generalmente se seleccionan como mínimo cinco áreas saturadas urbanística y eléctricamente de cada estrato socioeconómico cuando menos 5 años de operación.
- En temporada de alto consumo se obtiene la demanda máxima de cada una de las áreas y se cuenta el número de usuarios conectados, obteniendo la demanda máxima coincidente por usuario. El utilizar equipos de medición que cuenten con el perfil de carga permite optimizar la capacidad de los transformadores usando de manera programada la sobrecarga permitida.
- Para obtener la demanda máxima es mediante la raíz cuadrada media de la demanda máxima y el número de áreas para cada tipo de desarrollo, ecuación 1.9.

$$D = \sqrt{\frac{D1^2 + D2^2 + \dots + DN^2}{N}} \quad (1.9)$$

DONDE:

D: Demanda máxima coincidente por usuario de cada estrato.

D1, D2,...DN: Demanda máxima por usuario de cada área.

N: Número de áreas de cada estrato.

- El valor obtenido es la demanda máxima coincidente por usuario, para cada tipo de estrato socioeconómico y es la que debe utilizarse para calcular capacidades de transformadores y secciones transversales de los conductores de baja y media tensión.

#### B. Cargas tipo comercial:

- Se deben seleccionar como mínimo 5 desarrollos de cada tipo (centros comerciales, hoteles, etc.) cuando menos con 5 años en operación.
- En temporada de alto consumo se obtiene la demanda máxima de cada uno de los desarrollos y se divide entre su correspondiente superficie construida, obteniéndose de esta forma la densidad máxima coincidente por desarrollo.
- La demanda máxima se obtiene mediante la ecuación 1.9
- El valor obtenido es la demanda máxima diversificada coincidente por tipo de desarrollo y es la que deberá utilizarse para calcular capacidades de transformadores y secciones transversales de los conductores de baja o media tensión.

### 1.2.5.2 SISTEMAS EXISTENTES

En los sistemas existentes no son flexibles como los sistemas nuevos ya que las demandas en este tipo de sistema no se estiman si no que se tiene que tomar un censo de la carga de cada usuario, lo que provoca una mayor inversión para su remodelación. De manera general, estos son los pasos para determinar la capacidad de los transformadores en una zona existente:

- Definir el área a remodelar.
- Identificar los transformadores que alimentan los servicios del área a remodelar.
- Instalar aparatos de medición en la baja tensión, de los transformadores definidos.

En el punto anterior, por un período de 15 días en temporada de máxima carga con equipos que cuenten con perfil de carga [5]. Simultáneamente a la medición se debe obtener:

- Censo de medidores instalados en el área a remodelar.
- Consumos en kWh por cada usuario del área a remodelar, basándose en algún censo actualizado.
- Calcular la demanda máxima por usuario con las mediciones obtenidas en los transformadores de distribución y los consumos por cada usuario de acuerdo a los siguiente:

$$D_{max} = \frac{kWh_{USUARIO}}{FC_T * H_p} \quad (1.10)$$

DONDE:

$D_{max}$  : Demanda máxima por cada usuario

$kWh_{USUARIO}$ : Consumo por cada usuario en temporada de máxima carga.

$FC_T$ : Factor de carga obtenido en mediciones realizadas a transformadores de cargas similares.

$H_p$ : Período de tiempo del consumo a considerar, [h].

- Sumar las demandas por cada usuario calculadas, compararla con la demanda obtenida en la medición realizada en los transformadores, observando que la suma contenga los usuarios correspondientes a cada transformador que lo alimenta.
- Determinar la capacidad de los transformadores nuevos de acuerdo a la demanda de los servicios por alimentar, considerando la demanda máxima calculada para cada usuario y un factor de potencia de 90%.
- Se debe considerar un factor de utilización lo más cercano a la unidad para seleccionar la capacidad del transformador.
- Las demandas superiores a 10 kW pueden suministrarse en media tensión.

## 1.3 SISTEMAS EN MEDIA TENSIÓN

Existen tres sistemas en las redes de distribución que son 200 A, 600 A y 900 A, siendo los utilizados en México los sistemas en 200 A y 600 A. Cada uno de estos sistemas tiene características, terminales y accesorios característicos, para cada uno de los dos sistemas en redes de distribución se utilizan los niveles de tensión de 13.8 kV, 23 kV y 35.5 kV [5].

### 1.3.1 SISTEMAS EN 200 A

Es aquél que en condiciones normales o de emergencia no rebasa los 200 A, se utiliza en circuitos que se derivan de troncales de media tensión (tensiones de 13.2 kV a 34.5 kV) aéreos o subterráneos, la configuración debe ser conforme a lo mencionado en 1.1.2 y 1.1.3. En condiciones de operación normal para el caso de circuitos en anillo, estará abierto el punto dispuesto por el centro de operación, hay tres tipos de cargas residencial, comercial e industrial; cada una de estas se alimentan de un tipo de configuración mencionado en la tabla 1.4. Con el objeto de tener mayor flexibilidad, se tiene que poner un medio de seccionamiento en todos los transformadores y derivaciones del circuito [5].

- Se diseñan de acuerdo a la tensión suministrada en el área y un sistema de neutro corrido con conexiones múltiples de puesta a tierra.
- Los circuitos aéreos que alimentan una red subterránea, deben ser 3F-4H.
- Los circuitos alimentadores subterráneos deben ser:

Tabla 1.4 Tipos de sistemas según el tipo de carga.

Cargas	Configuración
Residencial	1F-2H o 3F-4H
Comercial	3F-4H
Industrial	3F-4H

- a) La caída de tensión máxima en los circuitos de media tensión no debe exceder el 1% del punto de suministro indicado por CFE a la carga más alejada, en condiciones normales de operación, tomando en cuenta demandas máximas.
- b) El cable del neutro debe ser de cobre desnudo semiduro o de acero recocido con bajo contenido de carbono, recubierto de cobre o aquél que haya sido aprobado por el **LAPEM (Laboratorio de Pruebas equipos y Materiales)**.
- c) El calibre del neutro debe determinarse de acuerdo al cálculo de las corrientes de falla. En ningún caso la corriente de cortocircuito en el bus de las subestaciones que alimenten circuitos subterráneos, debe exceder los 10 kA simétricos.
- d) El conductor de neutro corrido debe tener múltiples conexiones de puesta a tierra para garantizar en los sitios en donde se instalen los accesorios y equipos, una resistencia a tierra inferior a 10  $\Omega$  en época de estiaje y menor a 5  $\Omega$  en época de lluvia, debiendo ser todas las conexiones del tipo exotérmica o comprimible.
- e) El neutro corrido debe quedar alojado en el mismo ducto de una de las fases o puede quedar directamente enterrado, excepto en terrenos corrosivos con alto contenido de sales y sulfatos.
- f) El nivel de aislamiento de los cables debe ser del 100%. En todos los casos el aislamiento de los cables a emplearse será de sección reducida (Alto Gradiente).
- g) En las transiciones aéreo-subterráneo-aéreo el nivel de aislamiento de los cables debe ser de 133%, debiendo utilizar cables con cubierta negra, para la protección contra los rayos ultravioleta.
- h) La sección transversal del cable va de acuerdo a la caída de tensión y corriente máxima, el calibre mínimo debe ser 1/0 AWG y cumplir con la norma NRF-024-CFE-2003.
- i) Se deben de emplear conductores de aluminio y en casos especiales en que la CFE lo requiera, se pueden utilizar conductores de cobre.
- j) En las bases del diseño se conoce si el cable a colocarse debe ser para ambientes secos o para uso en ambientes húmedos, según lo indica la especificación NRF-024-CFE-2003 y de acuerdo a las características del lugar de la instalación.
- k) La pantalla metálica del cable, se debe conectar sólidamente a tierra en todos los puntos donde existan equipos o accesorios de acuerdo a las recomendaciones generales del artículo 250 de la NOM-001-SEDE-2012. En equipos (transformadores y seccionadores), se permite la puesta a tierra de los accesorios mediante sistemas mecánicos.
- l) Donde se instalen los equipos y/o accesorios se debe dejar un excedente de cable de 1.0 m después de haberse instalado en los soportes y presentado para la elaboración de los accesorios. Cuando los transformadores no lleven registros, la reserva de cable debe dejarse en uno de los registros adyacentes.



- m) En seccionadores y conectadores múltiples de media tensión, se deben utilizar indicadores de falla de acuerdo a la corriente continua del sistema. Se deben emplear indicadores monofásicos o trifásicos con abanderamiento monofásico. Excepto en los siguientes casos:
- Cuando el seccionador cuente con protección electrónica.
  - Cuando un codo portafusible derive del conector múltiple.
- n) Los indicadores de falla a instalar deben cumplir con la especificación CFE GCUIO-68.
- o) Se deben instalar apartarrayos de frente muerto en los puntos normalmente abiertos de los anillos y en el último transformador de cada rama radial.
- p) No se debe utilizar la red subterránea como troncal para alimentar redes aéreas.

### 1.3.2 SISTEMAS EN 600 A

Es aquel que en condiciones normales o de emergencia supera los 200 A pero que no rebasa los 600 A. Se utilizan en circuitos troncales de media tensión, la configuración será en anillo o alimentación selectiva, de operación radial con una o más fuentes de alimentación.

En condiciones de operación normal, el anillo estará abierto aproximadamente al centro de la carga o en el punto dispuesto por el centro de operación. En los incisos a) al f) de lo mencionado en 1.3.1 son las mismas especificaciones para sistemas en 200 A como para 600 A [5].

- a) Se diseñan los alimentadores de acuerdo a la tensión suministrada en el área y un sistema de neutro corrido con múltiples conexiones de puesta a tierra.
- b) Los circuitos aéreos que alimentan la red subterránea, deben ser 3F-4H.
- c) Los circuitos alimentadores subterráneos deben ser 3F-4H.
- d) Tratándose de salidas subterráneas de circuitos de media tensión, desde Subestaciones de Distribución hacia la transición subterráneo-aéreo, el nivel de aislamiento de los cables debe ser de 133%. Utilizando cables con cubierta negra, para la protección contra los rayos ultravioleta. De manera similar en transiciones aéreo-subterráneo-aéreo. En todos los casos el aislamiento de los cables a emplearse será de sección reducida (Alto Gradiente).
- e) La sección transversal del cable se determina de acuerdo a la caída de tensión y corriente máxima, el calibre mínimo del cable es 500 MCM y debe cumplir con la norma NRF-024-CFE-2003.
- f) Se deben de emplear conductores de aluminio y en casos especiales que la CFE. lo requiera, se podrán utilizar conductores de cobre.
- g) En las bases de diseño se conoce si el cable a colocarse debe ser para ambientes secos o para uso en ambientes húmedos, según lo indica la especificación NRF-024-CFE-2003 y de acuerdo a las características del lugar de instalación.

- h) La pantalla metálica del cable, debe conectarse sólidamente a tierra en todos los puntos, donde existan equipos o accesorios de acuerdo a las recomendaciones generales del artículo 250 de la NOM-001-SEDE-2012. En equipos (transformadores y seccionadores), se permite la puesta a tierra de los accesorios mediante sistemas mecánicos.
- i) Donde se instalen los equipos y/o accesorios debe dejarse un excedente de cable de 1.0 m después de colocarse en los soportes y presentado para la elaboración del accesorio. Cuando los transformadores no lleven registros, la reserva de cable debe dejarse en uno de los registros adyacentes.
- j) En seccionadores y conectadores múltiples de media tensión, se deben utilizar indicadores de falla de acuerdo a la corriente continua del sistema. Se deben emplear indicadores monofásicos o trifásicos con abanderamiento monofásico. Excepto en el caso que el seccionador cuente con protección electrónica en la vía de 600 A.
- k) En ambos lados del punto normalmente abierto, deben instalarse apartarrayos de frente muerto mediante su respectivo accesorio reductor.
- l) No se puede realizar derivaciones de un circuito troncal de 600 A mediante el uso de conectores múltiple o empalmes separables.

## 1.4 CABLE DE ENERGÍA

Los cables de energía son los encargados de transportar la energía eléctrica, para la conducción de la energía hay dos materiales que son los más utilizados el cobre y el aluminio. Las formas de conductores de uso general en cables aislados de media tensión son:

- Redonda
- Sectorial
- Segmental

Un conductor redondo es un alambre cuya sección transversal es sustancialmente circular, se utiliza tanto en cables monoconductores como en cables multiconductores. Un conductor sectorial es formado por un cable cuya sección transversal es un sector de círculo, se utiliza principalmente en cables de energía trifásicos en calibres superiores de 1/0 AWG [16].

Los conductores con forma sectorial se utilizan en cables de energía en alta tensión, principalmente en tensiones de 115 kV y 230 kV con calibres superiores a 1000 MCM. La designación de la dimensión de los conductores es mediante la escala **AWG (American Wire Gage)**, esta escala fue ideada en 1857 por J.R BROWN y tiene la propiedad de que sus dimensiones representan aproximadamente los pasos sucesivos del proceso de estirado del alambre además de que sus números son regresivos en otras palabras un número mayor representa un alambre de menor diámetro, [7].

## 1.4.1 METALES

### COBRE

Elemento químico monovalente, su símbolo químico es Cu. Es un metal sumamente dúctil y maleable de un color rojizo pardo brillante, y uno de los mejores conductores del calor y la electricidad. Existe abundantemente en la naturaleza, tanto en el estado nativo, como en la forma de diversos minerales constituido por óxidos y sulfuros.

### ALUMINIO

Elemento químico trivalente, su símbolo químico es el Al. Es un metal dúctil y maleable, de un color plateado, buen conductor de calor y electricidad. No existe en estado nativo en la naturaleza, siendo muy abundante en el silicato de aluminio y en bauxita (óxido de aluminio) [15].

## 1.4.2 AISLANTES

### POLIETILENO DE CADENA CRUZADA (XLPE O XLP)

El polietileno de cadena cruzada, polietileno reticulado o simplemente XLPE, se produce por la combinación de un polietileno termoplástico y un peróxido orgánico adecuado, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. El aislamiento resultante es de color natural o café claro dependiendo del tipo de antioxidante que se emplee en la preparación. La resina del polietileno reticulada se puede emplear pura o mezclada con humo negro o cargas minerales que se mejoran sus propiedades físicas.

Después de la extrusión, el cable aislado con polietileno vulcanizable pasa a través de una línea de vulcanización con gas o con vapor a alta presión y temperatura con lo que el material se convierte de termoplástico en termofijo, es decir el aislamiento ya no se funde o escurre a altas temperaturas. El polietileno vulcanizado es un aislamiento para temperaturas de 90 °C en operación normal, 130 °C en condiciones de emergencia y 250 °C en condiciones de cortocircuito y se emplea en cables de energía para tensiones de 15 kV, 25 kV, 35 kV.

## 1.4.3 DESCRIPCIÓN DE UN CABLE DE ENERGÍA TÍPICO

Se considera como un conductor para media tensión a todo aquel que tenga un aislamiento tal que le permita operar satisfactoriamente en condiciones de seguridad en tensiones superiores de 1000 V. El cable de energía típico consta principalmente de 8 partes las cuales se describen a continuación:

La pantalla del conductor debe de llevar a partir de 2 000 V. Esta puede darse a base de una cinta semiconductora, material semiconductor extruido o por una combinación de ambos, su función es la de uniformizar el campo eléctrico.

El aislamiento de los materiales más comunes para el aislamiento de los cables de energía son los termofijo, principalmente el Polietileno de Cadena Cruzada (XLPE) y de Terpolimero del Etileno Propileno (EPR). Ambos son para operar en lugares secos, húmedos o mojados, a una temperatura máxima del conductor de 90 °C, 130 °C en condiciones de sobrecarga y 250 °C en condiciones de cortocircuito.

El espesor del aislamiento está en función de la tensión de instalación y de la categoría del sistema eléctrico en que vaya a operar. Existen tres categorías para el nivel de aislamiento: 100%, 133% y 173%. La función del aislamiento es la de obligar a que la corriente fluya exclusivamente por el conductor y a contener la tensión dentro de la pared del mismo.

La pantalla de aislamiento está constituida realmente por dos elementos: la semiconductora y la electrostática, la primera puede darse por medio de cintas semiconductoras o por material semiconductor extruido aplicado directamente sobre el aislamiento, la segunda electrostática o metálica es normalmente a base de cintas o alambres de cobre y en ocasiones es una combinación de ambos. La función de la pantalla de aislamiento es la de uniformizar el campo eléctrico.

Las cubiertas exteriores pueden ser de material termoplástico o termofijo, en función del aislamiento de los cables, las hay de PVC (Polietileno de Alta Densidad), Neopreno o de Hypalon. Su función es la de dar protección a los cables contra ligeros golpes, de la abrasión y del medio ambiente, grasas, aceites etc. En la figura 1.9 se muestra las partes de un cable de energía típico y enseguida de la figura se observa su descripción de cada una de estas.

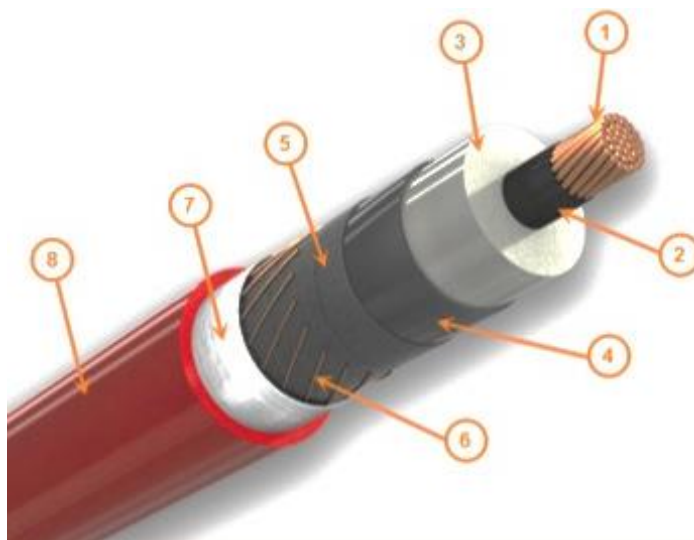


Figura 1.9 Descripción de las partes de un conductor de energía, [14] [15].

1. Conductor de cobre suave redondo compacto, sellado contra la penetración longitudinal del agua.
2. Pantalla semiconductora extruida sobre el conductor.
3. Aislamiento de XLP (polietileno de cadena cruzada).
4. Pantalla semiconductora extruida sobre el aislamiento.
5. Cinta hinchable semiconductora para bloquear el paso longitudinal del agua a través de la pantalla metálica.
6. Pantalla electrostática a base de alambres de cobre suave.
7. Cinta hinchable aislante para bloquear el paso longitudinal de agua a través de la pantalla metálica.
8. Cubierta exterior de PVC (policloruro de vinilo)

## **CAPÍTULO 2 CÁLCULOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**

El cálculo eléctrico de las redes de distribución es la fase del proyecto que sigue de la selección del arreglo de la red y de las condiciones de operación. Por otro lado los cálculos de las redes de distribución comprende la selección de los calibres de los conductores y de las especificaciones de los equipos que para tal fin son necesarios.

- El cálculo de la caída de tensión
- El cálculo de la corriente de cortocircuito

Los fundamentos para el cálculo de las redes de distribución parte de los conceptos de planeación de las redes de distribución, las curvas de demanda para distintos tipos de cargas y los factores para el establecimiento de los valores de las cargas. Con estos datos se tiene una red de distribución que opere de forma satisfactoria en caso de una falla.

## 2.1 PARÁMETROS DE CÁLCULO

Los parámetros de operación tales como la resistencia del conductor, inductancia, reactancia y capacitancia de los conductores aislados son de utilidad para diseñar sistemas de distribución, ya que el conocimiento de dichos parámetros permite conocer la base para la selección del calibre del conductor, con base en la caída de tensión, capacidad de conducción, etc. También permite determinar, para un cable el valor de la impedancia ( $Z$ ), que es necesario en los análisis de cortocircuito del sistema, [16].

### 2.1.1 RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

#### RESISTENCIA A LA CORRIENTE DIRECTA

La resistencia a la corriente directa de un conductor eléctrico, formado por un alambre de cualquier material, está expresada por la ecuación 2.1.

$$R_{cd} = \rho * \frac{L}{A} \quad (2.1)$$

DONDE.

L: Longitud del conductor, [m]

A: Área de la sección transversal del conductor, [mm<sup>2</sup>]

$\rho$ : Resistividad volumétrica del material conductor, [ $\Omega - m$ ]

El valor de la resistividad por unidad de masa para el cobre suave, que ha normalizado la **IACS (International Annealed Cooper Standard)** a 20 °C y a 100% de conductividad es de 0.15828  $\Omega \text{ gr}/m^2$ . Para su aplicación práctica, la resistividad se da por volumen. Algunos valores, en diferentes unidades usadas en los cálculos son: 1.7241  $\mu\Omega - cm$  , 0.67879  $\mu\Omega - plg$  , 10.371  $\Omega - cmil/ft.$  , 17.421  $\Omega - mm^2/km$  , [16].

Los valores para el aluminio grado EC (Aluminio 1350 para usos eléctricos, de acuerdo a ASTM) con 61% de conductividad a 20 °C , según IACS son: 2.828  $\mu\Omega - cm$  , 1.1128  $\mu\Omega - plg$  , 17.002  $\Omega - cmil/ft.$  , 28.28  $\Omega - mm^2/km$ .

#### EFFECTO DE CABLEADO

Cuando se trata de conductores cableados, su resistencia es igual a la resistencia de cada uno de los alambres dividida entre el número de ellos.

$$R_{cd} = \frac{R'}{n} = \frac{\rho}{n} * \frac{L}{A'} \quad \Omega/km \quad (2.2)$$

En donde  $R'$  y  $A'$  son la resistencia y el área de la sección transversal de cada alambre respectivamente. Sin embargo, esta ecuación será válida solo si se tuviesen la misma longitud, para fines prácticos, se tiene:

$$R_{cd} = \rho * \frac{L}{A} (1 + K_c) \quad \Omega/km \quad (2.3)$$

EN DONDE:

$K_c$ : Es el factor de cableado; los valores para diversos tipos de conductores usuales están dados en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Valores de  $K_c$  según el tipo de cableado, [16].

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

En la tabla 2.2 se presenta la resistencia eléctrica nominal para los conductores eléctricos de cobre desde 8 AWG hasta 1000 MCM, los valores puentes en la tabla mencionada fueron tomados a una temperatura constante de 20 °C.

Tabla 2.2 Resistencia a la corriente directa en conductores de cobre con cableado concéntrico normal, [16].

AWG / MCM	Área de la sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Resistencia eléctrica nominal a la c.d. [20 °C, Cu suave] Ω/km
8	8.37	2.10
6	13.3	1.322
4	21.2	0.832
3	26.7	0.660
2	33.60	0.523
1	42.4	0.415
1/0	53.49	0.329
2/0	67.43	0.261
3/0	85.01	0.207
4/0	107.2	0.164
250	127.0	0.139
300	152.0	0.116
350	177.0	0.0992
400	203.0	0.0867
500	253.0	0.0694
600	304.0	0.0578
700	355.0	0.0496
750	380.0	0.0463
800	405.0	0.0434
1000	507.0	0.0347



En la tabla 2.3 se tiene la resistencia eléctrica nominal para los conductores eléctricos de aluminio desde 2 AWG hasta 1000 MCM, los valores de la tabla mencionada fueron tomados a una temperatura constante de 20 °C.

Tabla 2.3 Resistencia a la corriente directa en conductores de aluminio con cableado concéntrico normal,[16].

AWG / MCM	Área de la sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Resistencia eléctrica nominal a la c.d. [20 °C,] Ω/km
2	33.6	0.860
1/0	53.5	0.539
2/0	67.4	0.428
3/0	85.0	0.3391
4/0	107.2	0.269
250	126.7	0.228
350	177.3	0.163
500	253.4	0.114
600	304.0	0.0948
700	354.7	0.0813
1000	506.7	0.0569

## EFFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA RESISTENCIA

Dentro de los límites normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados son los incrementos en la resistencia y la longitud que estos sufren en virtud de cambios en su temperatura. En la figura 2.1 se muestra la variación de la resistencia eléctrica de un conductor con respecto a la variación de la temperatura, [16].

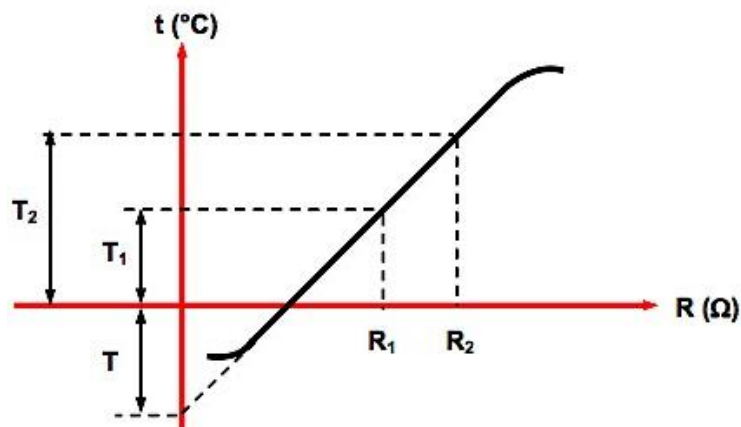


Figura 2.1 Variación de la resistencia de un conductor eléctrico, [16].

La resistencia  $R_2$ , a una temperatura cualquiera  $T_2$ , en función de la resistencia  $R_1$ , a una temperatura  $T_1$ , distinta de cero, se obtiene la ecuación 2.4.

$$R_2 = R_1[1 + \alpha(T_2 - T_1)] \Omega \quad (2.4)$$

DONDE:

$\alpha$ : coeficiente de corrección por temperatura

$R_1$ : Resistencia a 20 °C, [ $\Omega$ ].

$R_2$ : Resistencia medida a la temperatura de prueba, [ $\Omega$ ].

$T_2$ : Temperatura de prueba, [°C].

$T_1$ : Temperatura nominal del conductor, [°C].

$|T| = 234.5$  °C para el cobre recocido con 100% de conductividad según IACS.

$|T| = 241$  °C para el cobre semiduro con 97% de conductividad según IACS.

$|T| = 228$  °C para el aluminio semiduro con 61% de conductividad según IACS.

De la figura 2.1 se puede deducir que:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T_2 - T}{T_1 - T} \quad (2.5)$$

$$\alpha = \frac{1}{234.5} = 0.00427 \text{ a } 0 \text{ °C} \quad (2.6)$$

Aplicando la ecuación 2.6 que involucre la temperatura ambiente:

$$\alpha = \frac{1}{234.5 + x \text{ °C}} = x \text{ °C} \quad (2.7)$$

Los factores de corrección para el cobre con un 100% de conductividad según IACS, se obtienen de la siguiente manera:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{234.5 + 20}{234.5 + T_2} \quad (2.8)$$

Los factores de corrección para el aluminio con 61% de conductividad, de acuerdo a la IACS, se obtuvieron de la siguiente manera:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{228 + 20}{228 + T_2} \quad (2.9)$$

DONDE:

$R_1$ : Resistencia a 20 °C, [ $\Omega$ ].

$R_2$ : Resistencia medida a la temperatura de prueba, [ $\Omega$ ].

$T_2$ : Temperatura de prueba, [ $\Omega$ ].

En la tabla 2.4 se muestra los factores de corrección para conductores de cobre y aluminio para temperaturas que van desde 0 °C hasta 90 °C. La tabla antes mencionada sirve para conocer el valor de la resistencia en función de la temperatura ambiente.

Tabla 2.4 Factores de corrección por temperatura para cálculo de resistencias de conductores eléctricos de cobre y aluminio, [16].

Temperatura del conductor en °C	Factor de corrección a 20°C	
	Cobre	Aluminio
0	1.08	1.088
5	1.06	1.064
10	1.04	1.042
15	1.02	1.020
20	1.00	1.000
25	0.98	0.980
30	0.96	0.961
35	0.94	0.943
40	0.92	0.925
45	0.91	0.908
50	0.89	0.892
55	0.87	0.876
60	0.86	0.861
65	0.85	0.846
70	0.83	0.832
75	0.82	0.818
80	0.80	0.805
85	0.79	0.792
90	0.78	0.780

La resistencia a la corriente alterna de un conductor eléctrico por el cual circula una corriente alterna es mayor a la resistencia que se presenta en la corriente directa. Lo anterior es debido a dos fenómenos:

- El efecto superficial o de piel.
- Efecto de proximidad.

Por lo que la resistencia en corriente alterna está dada por la siguiente expresión:

$$R_{CA} = R_{cd}(1 + Y_S + Y_P) \quad (2.10)$$

DONDE:

$R_{CA}$ : Resistencia en corriente alterna, [ $\Omega/km$ ].

$R_{cd}$ : Resistencia en corriente directa, [ $\Omega/km$ ].

$Y_S$ : Factor debido al efecto piel.

$Y_P$ : Factor debido al efecto de proximidad.

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

### EFECTO PIEL

El factor  $Y_S$  del efecto piel se calcula con la ecuación 2.11.

$$Y_S = \frac{X_S^4}{192 + 0.08X_S^4} \quad (2.11)$$

Obteniendo  $X_S^4$ :

$$X_S^4 = \frac{8 * \pi * f}{R'} * 10^{-4} K_S \quad (2.12)$$

DONDE:

$f$ : Frecuencia del sistema, [Hz].

$R'$ : Resistencia del conductor a la corriente directa corregida a la temperatura de operación, [ $\Omega/km$ ].

En la tabla 2.5 se dan algunos valores de  $K_S$  y  $K_P$ .

Tabla 2.5 Valores de  $K_S$  Y  $K_P$  [16].

Forma del conductor	$K_S$	$K_P$
Redondo normal	1.0	1.0
Redondo compacto	1.0	1.0
Segmental	0.435	0.37

## EFECTO DE PROXIMIDAD

Cuando un conductor por el que fluye una corriente alterna se encuentra cercano a otro que transporta corriente de iguales características pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de densidad de flujo, originando una reducción en la inductancia en las caras próximas y un aumento en las diametralmente opuestas, dando por resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y un aumento aparente de la resistencia efectiva, la cual se calcula afectando la resistencia original por un factor  $Y_P$ , [16].

La ecuación para calcular el efecto de proximidad es la siguiente:

$$Y_P = \frac{X^4_P}{192 + 0.8X^4_P} \left(\frac{d_C}{S}\right)^2 \left[ 0.312 \left(\frac{d_C}{S}\right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X^4_P}{192 + 0.8X^4_P} + 0.27} \right] \quad (2.13)$$

Obteniendo  $X^4_P$ :

$$X^4_P = \frac{8 * \pi * f}{R'} x 10^{-4} K_P \quad (2.14)$$

DONDE:

dc: Diámetro del conductor, [cm].

S: Distancia entre ejes de los conductores, [cm].

En la tabla 2.6 se enlista la razón de resistencias ca/cd para conductores de cableado concéntrico normal.

Tabla 2.6 Razón de resistencias, ca/cd, para conductores de Cu y Al a 60 Hz, [16].

Calibre del conductor AWG o MCM [mm <sup>2</sup> ]	Para conductores con pantalla metálica (nota 1)		Para cables con cubierta metálica (nota 2)	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
3 y menores	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
2	1.0000	1.0000	1.0100	1.0000
1	1.0000	1.0000	1.0100	1.0000
1/0	1.0010	1.0000	1.0200	1.0000
2/0	1.0010	1.0010	1.0300	1.0000
3/0	1.0020	1.0010	1.0400	1.0100
4/0	1.0040	1.0010	1.0500	1.0100
250	1.0050	1.0020	1.0600	1.0200
300	1.0060	1.0030	1.0700	1.0200
350	1.0090	1.0040	1.0800	1.0300
400	1.0110	1.0050	1.1000	1.0400
500	1.0180	1.0070	1.1300	1.0600
600	1.0250	1.0100	1.1600	1.0800
750	1.0390	1.0150	1.2100	1.1100
1000	1.0670	1.0260		1.1900

Nota 1.

- a) Conductor monofásico con cubierta no metálica, instalado en aire o en ducto no metálico.
- b) Conductor monofásico con cubierta metálica, instalado con las cubiertas aisladas en aire o en ductos no metálicos separados.

Nota 2.

- a) Cables multiconductores con cubierta metálica.
- b) Cables multiconductores con cubierta no metálica en conduit metálico.
- c) Dos o múltiplo de dos conductores monofásicos con cubierta no metálica, instalados en el mismo conduit metálico.
- d) Cables multiconductores con cubiertas no metálicas, instalados al aire o en conduit no metálico.

## 2.1.2 INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

Cuando por un conductor eléctrico circula una corriente de magnitud variable en el tiempo, se crea un flujo magnético variable, el cual se enlaza con los demás conductores del circuito así como se muestra en la figura 2.2. A la razón de la variación del flujo magnético a la variación de la corriente en el tiempo se le conoce como inductancia y se expresa como:

$$L \propto \frac{\text{Variación del flujo magnético en el tiempo}}{\text{Variación de la corriente en el tiempo}} \quad (2.15)$$

En donde la inductancia **L** se da en Henrys [H].

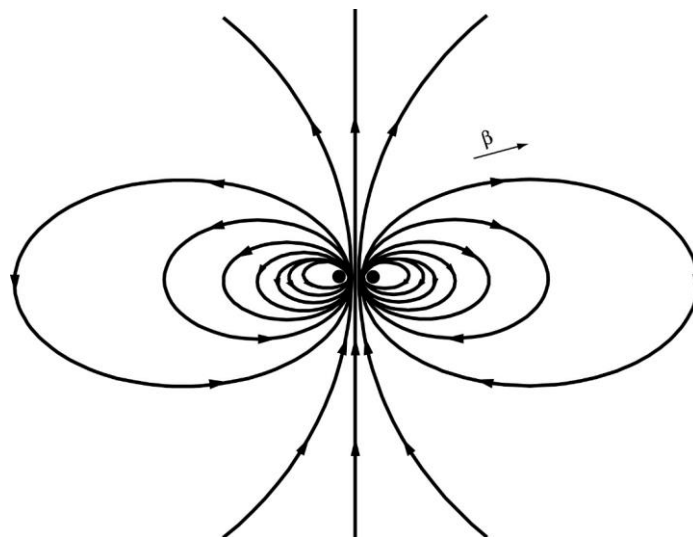


Figura 2.2 Flujos magnéticos que rodean a conductores por los que circulan corrientes variables, [16].

La inductancia de un cable está dada por la suma de la inductancia propia o interna  $L_0$  más la externa  $L_e$ .

$$L = L_0 + L_e \quad (2.16)$$

La inductancia propia ( $L_0$ ) de un conductor es constante, dependiendo únicamente de su construcción; esto es, si es sólido o cableado. Al Radio Medio Geométrico del conductor (RMG) y la ecuación 2.16 se puede expresar en función del RMG, según se indica en la tabla 2.7.

Tabla 2.7 Radio medio geométrico de conductores usuales, [16].

Construcción del conductor	RMG
Alambre sólido	0.779 r
Cable de un solo material	
7 hilos	0.726 r
19 hilos	0.758 r
37 hilos	0.768 r
61 hilos	0.772 r
91 hilos	0.774 r
127 hilos	0.776 r
r= Radio del conductor	

En el cálculo de la inductancia total se pueden distinguir los siguientes casos:

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

## REACTANCIA INDUCTIVA

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

$$X_L = 2\pi fL \quad (2.17)$$

DONDE:

$f$ : Frecuencia del sistema, [Hz].

$L$ : Inductancia, [H/km].

$X_L$ : Reactancia inductiva, [ $\Omega$ /km]

ECUACIONES DE CÁLCULO DE LA INDUCTANCIA TOTAL [H/km].

Caso 1.

Las ecuaciones para el cálculo de la inductancia total, para diversas disposiciones de los cables, se resumen en la figura 2.3.

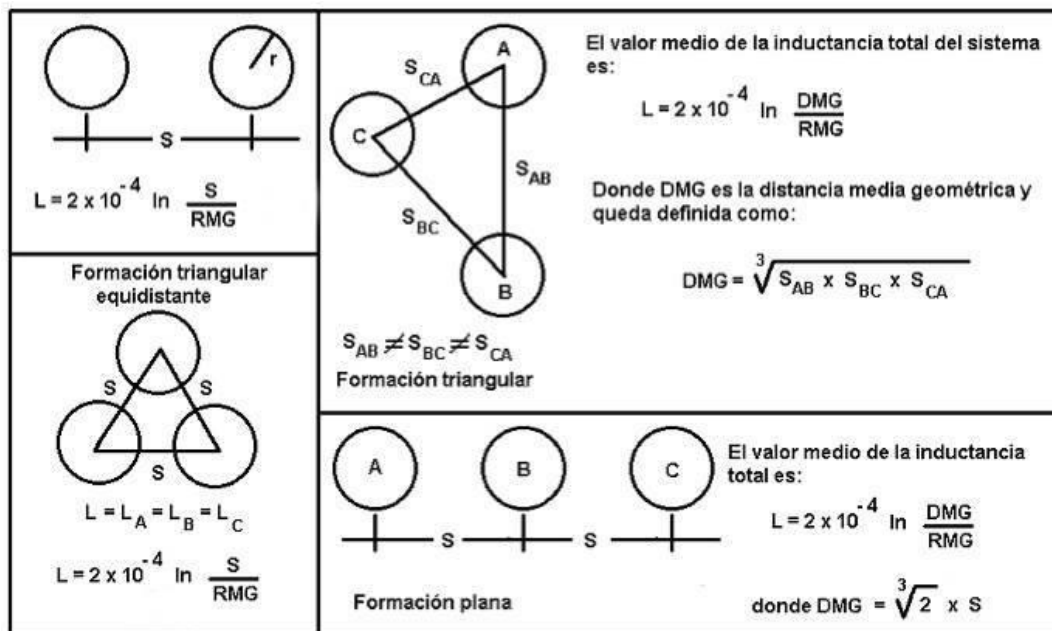


Figura 2.3 Ecuaciones de cálculo de la inductancia total [H/km], [16].

Caso 2.

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

CIRCUITO EQUIVALENTE

Los circuitos de media tensión subterráneos con longitudes menores de 15 km, se consideran como líneas de distribución cortas, utilizando para los cálculos de caída de tensión un circuito equivalente de resistencia y reactancia inductiva en serie, despreciándose la reactancia capacitiva.

En el caso de que un circuito exceda los 15 km de longitud, se utiliza para el cálculo un circuito equivalente de resistencia y reactancia inductiva en serie, considerándose la reactancia capacitiva en paralelo, [16].



## VALORES MÁXIMOS PERMISIBLES

Los circuitos de media tensión en condiciones normales de operación, el valor máximo de caída de tensión no debe exceder del 1% desde el punto de conexión, tomando en cuenta demandas máximas. El valor máximo de las pérdidas de potencia en demanda máxima no debe exceder del 2%. A continuación se muestran las siguientes tablas 2.8 y 2.9 para apoyo en los cálculos de caída de tensión, [5].

Tabla 2.8 Resistencia y reactancia inductiva para cables DS, cables de conductor de aluminio, [5].

Sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Resistencia 90° C.A [Ω/Km]	Reactancia inductiva [Ω/km]		
		15 kV	25 kV	35 kV
33.6 (2 AWG)	1.100	0.347	----	0.3262
53.5 (1/0 AWG)	0.691	0.3267	0.3263	0.3176
67.5 (2/0 AWG)	0.548	0.3181	0.3178	0.3090
85.0 (3/0 AWG)	0.434	0.3095	0.3093	0.3000
107.2 (4/0 AWG)	0.345	0.3005	0.3002	0.2920
126.7 (250 kcmil)	0.292	0.2925	0.2922	0.2849
152.6 (300 kcmil)	0.244	0.2854	0.2853	0.2794
177.3 (350 kcmil)	0.209	0.2798	0.2796	0.2741
202.8 (400 kcmil)	0.183	0.2746	0.2743	0.2693
228.0 (450 kcmil)	0.163	0.2697	0.2695	0.2656
253.4 (500 kcmil)	0.147	0.2660	0.2658	0.2576
304.0 (600 kcmil)	0.123	0.2579	0.2577	0.2545
329.4 (650 kcmil)	0.113	0.2549	0.2547	0.2528
352.7 (700 kcmil)	0.105	0.2522	0.2519	0.2491
380.0 (750 kcmil)	0.098	0.2449	0.2492	0.2468
405.0 (800 kcmil)	0.092	0.2472	0.2470	0.2419
456.0 (900 kcmil)	0.083	0.2422	0.2420	0.2375

Tabla 2.9 Reactancia capacitiva y capacitancia para cables DS. cables de conductor de aluminio, [5].

Sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Reactancia inductiva en [Ω/Km]			Capacitancia [μF/km]		
	15 kV	25 kV	35 kV	15 kV	25 kV	35 kV
33.6 (2 AWG)	15 291.0	-----	-----	0.176	-----	-----
53.5 (1/0 AWG)	13 155.0	16 527.5	19 336.6	0.2018	0.1606	0.1373
67.5 (2/0 AWG)	12 159.2	15 373.5	18 073.6	0.2148	0.1727	0.1469
85.0 (3/0 AWG)	11 207.9	14 262.4	16 849.5	0.2369	0.1862	0.1476
107.2 (4/0 AWG)	10 239.1	13 119.3	15 580.9	0.2593	0.2024	0.1704
126.7 (250 kcmil)	9 771.4	12 646.0	15 043.0	0.2718	0.2100	0.1765
152.6 (300 kcmil)	9 096.8	11 834.8	14 134.0	0.2919	0.2244	0.1879
177.3 (350 kcmil)	8 596.8	11 228.3	13 350.7	0.3089	0.2365	0.1974
202.8 (400 kcmil)	8 149.1	10 683.1	12 833.6	0.3259	0.2486	0.2069
228.0 (450 kcmil)	7 746.9	10 190.0	12 273.2	0.3428	0.2606	0.2163
253.4 (500 kcmil)	7 446.9	9 820.0	11 851.3	0.3566	0.2704	0.2240
304.0 (600 kcmil)	6 988.2	9 208.1	11 115.5	0.3800	0.2884	0.2389
329.4 (650 kcmil)	6 774.9	8 943.5	10 812.0	0.3920	0.2970	0.2456
352.7 (700 kcmil)	6 574.4	8 694.0	10 525.0	0.4039	0.3054	0.2523
380.0 (750 kcmil)	6 385.6	8 458.3	10 253.3	0.4158	0.3140	0.2590
405.0 (800 kcmil)	6 229.1	8 262.5	10 027.0	0.4263	0.3214	0.2648
456.0 (900 kcmil)	5 899.1	7 848.0	9 547.1	0.4501	0.3383	0.2781

### 2.1.3 CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA

La capacitancia entre dos conductores se define como la razón de la carga entre los conductores a la diferencia de potencial aplicada entre ellos; en forma de ecuación se expresa como:

$$C = \frac{q}{V} \quad (2.18)$$

DONDE:

q: Carga entre los conductores, [C/km].

V: Diferencia de potencial, [V].

#### CABLE MONOPOLAR CON CUBIERTA O PANTALLA METÁLICA

En este caso, el cable representa un capacitor en el que el conductor, que se encuentra al potencial de línea, constituye una de las placas, y la pantalla o cubierta metálica, que está a tierra, constituye la otra placa, por último, el dieléctrico lo constituye el propio aislamiento. En términos de la definición de capacitancia dada en la ecuación 2.18, se demuestra que para este tipo de cables la capacitancia queda dada por:

$$C = \frac{0.0241(SIC)}{\log_{10} \left( \frac{d_a}{d_c} \right)} \times 10^{-6} \frac{F}{km} \quad (2.19)$$

DONDE:

C: Capacitancia, [F].

SIC: Constante inductiva específica del aislamiento.

$d_a$ : Diámetro sobre el aislamiento, [mm].

$d_c$ : Diámetro bajo el aislamiento, [mm].

#### REACTANCIA CAPACITIVA.

La reactancia capacitiva queda definida por la siguiente ecuación:

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C} \quad (2.20)$$

DONDE:

$X_c$ : Reactancia capacitiva, [ $\Omega$ -km].

C: Capacitancia, [F/km].

f: Frecuencia del sistema, [Hz].

## 2.2 PARÁMETRO DE OPERACIÓN

El calibre o sección del conductor requerido para una aplicación específica se determina con la corriente requerida por la carga, por la caída de tensión permisible y la corriente de cortocircuito que pudiera recorrer el conductor, de aquí la importancia del concepto de caída de tensión y términos afines que se definen en este subcapítulo.

### 2.2.1 IMPEDANCIA, REGULACIÓN Y CAÍDA DE TENSIÓN

#### IMPEDANCIA

Al energizar con una tensión  $E$  un elemento puramente resistivo  $R$  se provoca el flujo de una corriente  $I$  de magnitud acorde con la Ley de Ohm:

$$I = \frac{E}{R} \quad (2.21)$$

De igual manera, si el elemento resistivo se sustituye por un elemento reactivo  $X$ , inductivo o capacitivo, el flujo de corriente está dado por:

$$I = \frac{E}{X} \quad (2.22)$$

Con un ángulo de desfase de  $90^\circ$  con respecto a la tensión aplicada, atrasado o adelantado, según que la reactancia sea inductiva o capacitiva, respectivamente. En la práctica, en un circuito siempre existirá la combinación de resistencias, capacitancias e inductancias, por lo que es necesario utilizar el concepto de impedancia y la ley de Ohm generalizada:

$$I = \frac{E}{Z} \quad (2.23)$$

DONDE:

$Z$ : Impedancia. Para el caso de un circuito con una resistencia y una inductancia en serie, la impedancia se expresa con la siguiente ecuación:

$$Z = R + jX_L \quad (2.24)$$

DONDE:

$R$ : Resistencia,  $[\Omega]$ .

$X_L$ : Reactancia inductiva =  $2\pi f L$  ( $f$ : Frecuencia  $[F]$  y  $L$ : Inductancia  $[H]$ ).

El operador  $j$  tiene un giro de  $90^\circ$  a la parte imaginaria o reactancia  $X_L$ . La magnitud (o módulo) de  $Z$  se obtiene como:

$$Z = \sqrt{R^2 + X_L^2} \tag{2.25}$$

Y el ángulo de fase o argumento de  $Z$  se calcula como:

$$\theta = \arctan\left(\frac{X_L}{R}\right) \tag{2.26}$$

### CAÍDA DE TENSIÓN

Las aplicaciones generales de cables de energía aislados para media tensión algunos casos implican distancias mayores a los 10 km, lo que permite calcular estos cables como una línea de distribución corta. En este caso la impedancia está dada por la combinación en serie de la resistencia del conductor con la inductancia del cable, ya que la corriente capacitiva absorbida por el cable es despreciable para los efectos de cálculo, [16]. Este circuito se ilustra en la figura 2.4.

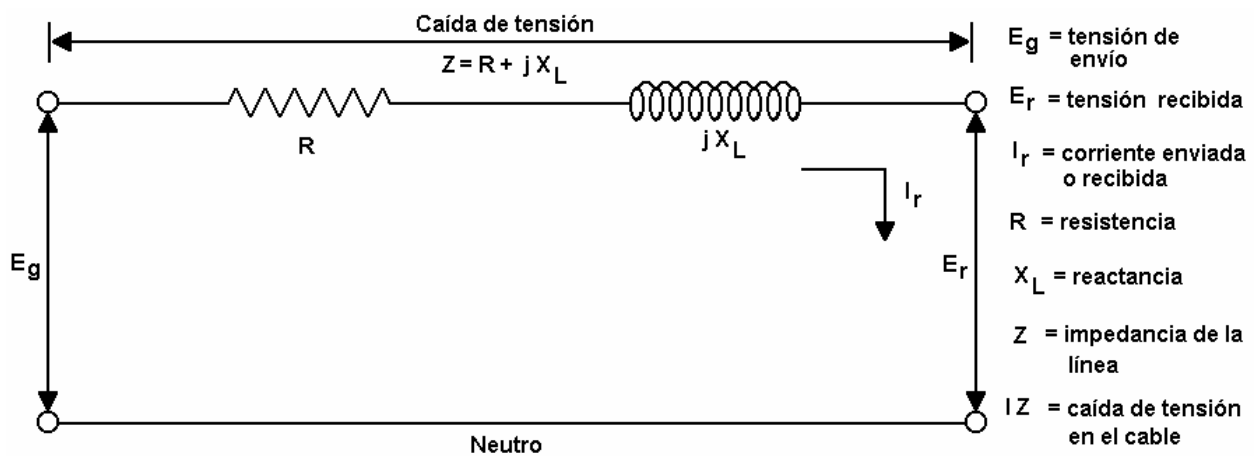


Figura 2.4 Circuito equivalente de un cable tratado como una línea de transmisión corta, [16].

Comúnmente en los cables, la resistencia y la reactancia inductiva están expresadas por unidad de longitud, por lo que la impedancia total se obtiene multiplicando el valor de la impedancia calculada con estos valores por la longitud del circuito  $L$ , como se indica en la siguiente ecuación:

$$Z = (R + jX_L)L = L\sqrt{R^2 + X_L^2} \angle\theta \tag{2.27}$$

En la figura 2.5 se ilustran los diagramas fasoriales de la línea corta de la figura 2.4, con factor de potencia atrasado (carga inductiva), unitario (carga resistiva) y adelantado (carga capacitiva). En los tres casos, la tensión y corriente recibidos  $E_r$ , e  $I_r$ , son de la misma magnitud y ya que la impedancia del cable es constante, la caída de tensión en la línea es la misma.

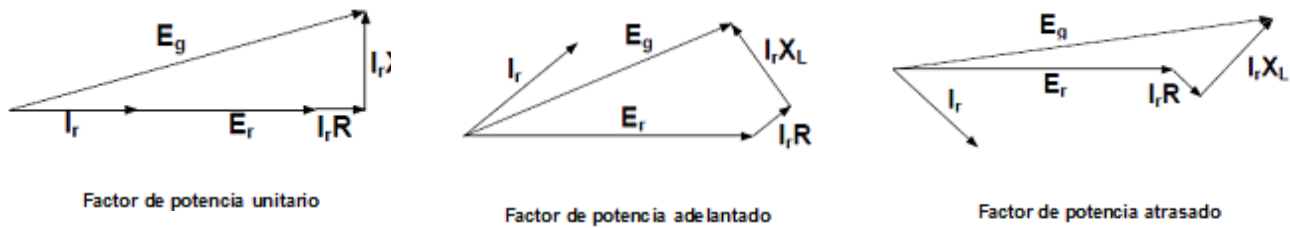


Figura 2.5 Factores de potencia.

## REGULACIÓN

En los diagramas fasoriales de la figura 2.5 se puede observar que se requiere una tensión de envío ( $E_g$ ) para mantener constante la tensión recibida ( $E_r$ ), cuando la corriente requerida por la carga está desfasada en atraso con respecto a la tensión, en comparación con la misma corriente en fase con  $E_r$  se requiere una tensión de envío todavía menor para mantener la tensión recibida, cuando la corriente tomada por la carga está desfasada en adelanto. Se dice que, en el primer caso (factor de potencia atrasado) la regulación es mayor, mientras que es menor (factor de potencia unitario) o incluso negativa, cuando el factor de potencia está en adelanto, [16].

Por lo tanto, la regulación de la tensión está ligada al factor de potencia de la carga. El concepto de regulación se define como: el incremento de tensión en el extremo de recepción, expresado como un porcentaje de la tensión a plena carga, cuando se retira la carga a un cierto factor de potencia mientras que la tensión en el extremo de envío permanece constante. En forma de ecuación:

$$\% \text{Regulación} = \frac{|V_{sc}| - |V_{pc}|}{|V_{pc}|} \times 100 \tag{2.28}$$

DONDE:

$|V_{sc}| = E_g$ : Tensión sin carga, [V].

$|V_{pc}| = E_r$ : Tensión a plena carga, [V].

## CAÍDA DE TENSIÓN EN CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA, BALANCEADOS, TRIFÁSICOS A TRES O CUATRO HILOS

En la figura 2.6 se presentan diagramas delta-delta y estrella-estrella, la mayoría de los circuitos, tanto residenciales como industriales y comerciales, están dentro de este caso. El circuito trifásico en “ DELTA ” es el más utilizado comparado con el circuito en “ESTRELLA” y en donde se basan los cálculos de caída de tensión, [16]

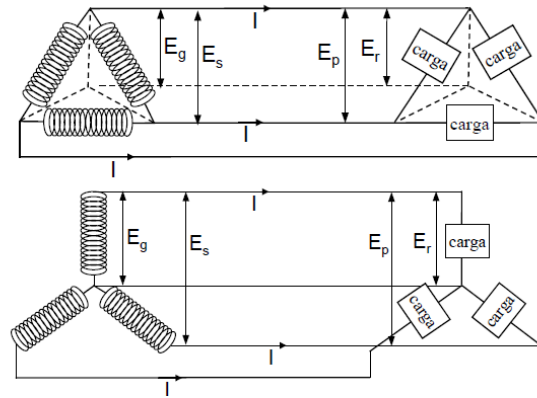


Figura 2.6 Circuitos trifásicos balanceados de 3 y 4 hilos.

En estos casos, la tensión de fase a tierra y la tensión de fase a fase, en el extremo receptor, están relacionadas de acuerdo con la siguiente ecuación 2.29:

$$E_R = \frac{E_P}{\sqrt{3}} \tag{2.29}$$

DONDE:

$E_R$ : Tensión de fase a neutro o a tierra en el extremo receptor, [V].

$E_P$ : Tensión de fase a fase en el extremo receptor, [V].

La corriente en la línea es:

$$I = \frac{W}{\sqrt{3}E_P \cos \phi} = \frac{VA}{\sqrt{3}E_P} \tag{2.30}$$

DONDE:

$I$ : Corriente en la línea, [A].

$W$ : Potencia real total entregada a las cargas, [W].

$VA$ : Potencia aparente total entregada a las cargas, [VA].

$\cos \phi$ : Factor de potencia de la carga.

$E_P$ : Tensión de fase a fase en el extremo receptor, [V].

Caída de tensión al neutro o a tierra:

$$\Delta V = [(E_r \cos \phi + IRL)^2 + (E_r \sin \phi + IXL)^2]^{\frac{1}{2}} - E_r \tag{2.31}$$

DONDE:

$\Delta V$ : Caída de tensión al neutro o a tierra, [V].

$R$ : Resistencia a la corriente alterna de la línea, [ $\Omega$ /km].

$X$ : Reactancia inductiva de la línea a la frecuencia de operación, [ $\Omega$ /km].

$L$ : Longitud de la línea, [km].

$\sin \phi$ : Seno del ángulo del factor de potencia.

Para calcular la caída de tensión al neutro o a tierra de una manera más sencilla, se puede emplear una ecuación aproximada, la cual siempre dará un valor mayor o igual a la caída de tensión real. Está en la ecuación 2.32:

$$\Delta V = IZL \quad (2.32)$$

DONDE:

Z: Impedancia de la línea, [ $\Omega$ /km]

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (2.33)$$

La caída de tensión entre fases se calcula multiplicando la caída de tensión al neutro o a tierra por  $\sqrt{3}$ .

## 2.2.2 SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITO

Los cables de energía están expuestos a condiciones anormales de operación, como son las corrientes de sobrecargas y cortocircuitos. El calor que se genera debido al efecto Joule ( $I^2 R$ ) puede ocasionar un daño parcial o total a los componentes del cable (principalmente al aislamiento); este calor es función de la magnitud de la corriente y de su duración, [16].

### SOBRECARGAS

Si se excede el valor de la corriente nominal de un cable de energía, la respuesta térmica no es instantánea, por lo que, la temperatura del cable va aumentando paulatinamente hasta alcanzar su nivel máximo de equilibrio térmico (el equilibrio térmico se establece cuando el calor generado es igual al calor disipado). La tabla 2.10 da los valores de temperatura recomendados por las principales especificaciones de cables, en condiciones de operación de emergencia, de los principales aislamientos usados en cables de energía en media tensión, [16].

Tabla 2.10 Temperatura de sobrecarga de los aislamientos de cables de energía en media tensión, [16].

Aislamiento papel impregnado	Temperatura máxima de sobre carga [°C]
1 kV	115 °C
2-9 kV	110 °C
10-15 kV	100 °C
10-29 kV	110 °C
Vulcanel EP	130 °C
Vulcanel XLP	130 °C

En el punto 5.3.1 de la norma NMX-J-142-2000-ANCE se indica que la condición de emergencia o sobrecarga se limita a 1500 h acumulativas durante la vida del cable y no más de 100 h en doce meses consecutivos, [16].

El método de cálculo de la capacidad de conducción de corriente de un conductor depende, de ciertos parámetros, los cuales están relacionados con la transmisión del calor generado en el conductor a través del cable mismo y el medio que lo rodea, despreciando las pérdidas en el dieléctrico. Durante la operación normal del cable, la temperatura en el conductor llegará a su punto de equilibrio cuando el calor generado en el conductor sea igual al calor disipado a través de los elementos que forman el cable:

### CONDICIÓN NORMAL

Calor generado. Bajo esta condición el calor generado se determina con la ecuación 2.34

$$Q_g = I^2 R \quad (2.34)$$

Calor disipado. Esta condición se obtiene mediante la ecuación 2.35.

$$Q_d = \frac{T_c - T_a}{R_T} = \frac{\Delta T}{R_t} \quad (2.35)$$

Corriente máxima. Esta condición del sistema se obtiene mediante la ecuación 2.36.

$$I_N = \sqrt{\frac{\Delta T}{R_t * R}} \quad (2.36)$$

### CONDICIÓN DE SOBRE CARGA

Calor generado. Para esta condición  $Q_g$  se obtiene mediante la ecuación 2.37.

$$Q_g = I_{SC} R_o \quad (2.37)$$

Calor disipado. Para esta condición  $Q_d$  se obtiene mediante la ecuación 2.38.

$$Q_d = \frac{T_o - T_a}{R_T} = \frac{\Delta T_{SC}}{R_t} \quad (2.38)$$

Corriente de sobrecarga. Para este caso la  $I_{sc}$  se obtiene mediante la ecuación 2.39.



$$I_{sc} = \sqrt{\frac{\Delta T_{sc}}{R_t * R_0}} \quad (2.39)$$

Si se hace  $\Delta T = T_c - T_a$  y  $\Delta T_{sc} = T_0 - T_a$ , se divide la ecuación 2.36 entre la ecuación 2.38 y se despeja  $I_{sc}$ , por lo tanto se obtiene la ecuación 2.40 que, en forma aproximada da el incremento permisible en la capacidad de corriente de un cable aislado para media tensión, en un período de sobrecarga, [16].

$$I_{sc} = \sqrt{\frac{T_0 - T_a}{T_c - T_a} * \frac{R}{R_0}} \quad (2.40)$$

DONDE:

$I_n$ : Valor de la corriente demandada por la carga, [A].

$I_{sc}$ : Valor de la corriente de sobrecarga permisible en el cable, [A].

$T_0$ : Temperatura máxima de sobrecarga del cable, [°C].

$T_c$ : Temperatura de operación normal del cable, [°C].

$T_a$ : Temperatura ambiente, [°C].

$R$ : Factor de corrección de la resistencia del conductor, a la temperatura de operación.

$R_0$ : Factor de corrección del conductor, a la temperatura máxima de sobrecarga.

En la tabla 2.11 se mencionan los factores de temperatura de los tipos de aislamientos mencionados.

Tabla 2.11 Sobrecargas permisibles para tiempos menores de 2 horas, [16].

Tipo de aislamiento. Papel impregnado	Temperatura del conductor		Factores de incremento por temperatura ambiente							
	Normal	Sobrecarga	20 °C		30 °C		40 °C		50 °C	
			Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
1 kV	90	110	1.10	1.10	1.12	1.12	1.15	1.15	1.19	1.19
2-9 kV	80	100	1.12	1.12	1.15	1.15	1.19	1.19	1.25	1.25
10-15 kV	90	110	1.10	1.10	1.12	1.12	1.15	1.15	1.19	1.19
VULCANEL EP	90	130	1.18	1.18	1.22	1.22	1.26	1.26	1.33	1.33
VULCANEL XLP	90	130	1.18	1.18	1.22	1.22	1.26	1.26	1.33	1.33

## CORTOCIRCUITO

Bajo condiciones de cortocircuito se incrementa con rapidez la temperatura de los elementos metálicos de los cables de energía (conductor y pantalla o cubierta metálica), cuando están diseñados para soportar tal incremento; el límite dependerá de la temperatura máxima admisible para la cual no se deteriore el material de las capas vecinas, esto es, la que resulte menor entre la del conductor, que no dañe al aislamiento, o la de la pantalla, para no deteriorar el aislamiento, pantalla semiconductor o cubierta. En la tabla 2.12 aparecen los valores máximos aceptados por las normas ICEA, [16].

Tabla 2.12 Temperaturas máximas admisibles en condiciones de cortocircuito °C, [16].

Material del cable en contacto con el metal	Temperatura del conductor [°C]	Temperatura de la pantalla [°C]
Termofijos (XLP o EP)	250	350
Termoplásticos (PVC o PE)	150	200
Papel impregnado en aceite	200	200

Si la sección del conductor o de la pantalla no es la adecuada para soportar las condiciones de cortocircuito, el intenso calor generado en tan poco tiempo produce un daño severo en forma permanente en el aislamiento, e incluso forma cavidades entre la pantalla semiconductor y el aislamiento, las cuales provocan serios problemas de ionización, [16].

Por otra parte, para determinar la corriente permisible en el conductor o pantalla, es necesario conocer el tiempo que transcurre antes de que las protecciones operen para liberar la falla. Asimismo, de acuerdo con el tipo de falla, se deberán verificar los distintos componentes de la siguiente manera:

a) Para el conductor:

- Cortocircuito trifásico balanceado.
- Cortocircuito trifásico desbalanceado, calculando la corriente de falla de secuencia cero.

b) Para la pantalla:

- Cortocircuito de fase a tierra.
- Cortocircuito trifásico desbalanceado, calculando la corriente de falla de secuencia cero.

En la tabla 2.13 se menciona los tiempos de liberación de falla de distintos dispositivos de protección.

Tabla 2.13 Tiempos estimados de liberación de falla de diversos dispositivos de protección acorde con la norma ANSI/IEEE Std. 242-1986.

Interruptores de potencia coordinados por relevadores 2.4-13.8 kV	Disparo instantáneo	Relevador de inducción Instantáneo	Relevador de inducción de tiempo inverso
Tiempos del relevador en ciclos	0.25 - 1	0.5 - 1	6-6000
Tiempo de interrupción del interruptor de potencia en ciclos	3 - 8	3 - 8	3-8
Tiempo total en ciclos	3.25 - 9	3.5 - 9	9-6000
Fusibles de media y alta tensión			
Alta corriente	0.25 ciclos (para fusibles limitadores de corriente operando dentro de sus rangos de diseño)		
Baja corriente	600 S (para fusibles tipo E operando al doble de su capacidad nominal; otras capacidades están disponibles con diferentes tiempos considerando el doble de su capacidad nominal)		

La ecuación 2.41 permite verificar la sección del conductor, conocida la corriente de falla y duración de la misma.

$$\left[\frac{I}{A}\right]^2 t = k \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T} \quad (2.41)$$

DONDE:

I: Corriente máxima de cortocircuito permitida, [A].

K: Constante que depende del material del conductor.

A: Área de la sección transversal del conductor en [mm<sup>2</sup>].

t: Tiempo de duración del cortocircuito, [s].

T: Temperatura, [°C]), en la cual la resistencia eléctrica teóricamente nula.

T<sub>1</sub>: Temperatura de operación normal del conductor, [°C].

T<sub>2</sub>: Temperatura máxima de cortocircuito que soporta el aislamiento, [°C].

En la tabla 2.14 se enlistan los valores para las constantes k y t para la ecuación 2.41.

Tabla 2.14 Valores de K y T para la ecuación 2.41, [16].

Material	k	t
Cobre	0.0297	234.5
Aluminio	0.0125	228.0
Plomo	0.00108	236.0
Acero	0.00355	180.0

La ecuación 2.41 está basada en la premisa de que debido a la cantidad de metal concentrado y la duración tan corta de la falla, el calor permanece en el metal formando un sistema adiabático. Esta consideración es muy cercana a la realidad, en el caso del conductor, pero objetable para las pantallas, ya que éstas tienen una mayor área de disipación de calor y una menor concentración de la masa metálica.

La ecuación 2.41 resultaría entonces conservadora para las pantallas y, en la mayoría de los casos, daría como resultado mayor área de la necesaria. Para compensar esta situación, en la tabla 2.12 se puede observar que, para un mismo material, se recomiendan temperaturas mayores en condiciones de cortocircuito, [16].

Modificando la ecuación podemos encontrar el área de la pantalla de un sistema en que se conozca magnitud y duración de la corriente de falla, o el tiempo de duración de la falla para una pantalla o cubierta de sección conocida. Cuando se trate de analizar el comportamiento bajo condiciones de cortocircuito de los cables de energía, con parámetros perfectamente definidos, la ecuación 2.41 se puede escribir como:

$$I = C \frac{A}{\sqrt{t}} \quad (2.42)$$

A y t tienen el mismo significado anterior, la constante C depende de:

- a) Las unidades de corriente.
- b) El material del conductor.
- c) El tipo de aislamiento.

En la tabla 2.15 se menciona los valores para la constante C que se utilizan para calcular la corriente de cortocircuito ecuación 2.42.

Tabla 2.15 Valores para C para determinar la corriente de cortocircuito en el conductor y pantalla o cubierta.

Tipo de cable	Conductor	Pantalla
Vulcanel (EP o XLP) con cubierta de PVC	141.90	128.28
Vulcanel (EP o XLP) con cubierta de plomo	141.90	23.68
Vulcanel - DRS	92.76	177.62
Vulcanel - DS	92.76	128.28

## 2.3 PARÁMETROS DE INSTALACIÓN

Determinar las tensiones y longitudes máximas de jalado para cables de energía es esencial para diseñar líneas de distribución subterráneas efectivas y confiables, reduciendo el número de empalmes y registros. Con la optimización de reducir el número de registros a construir y empalmes se mejorará la rentabilidad de los proyectos, ya que se reducen los costos no necesarios de fabricación de los registros y adquisición de empalmes.

### 2.3.1 TENSION DE JALADO

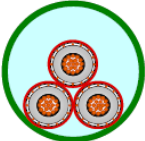
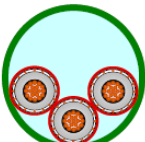
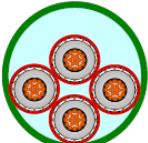
Así también, para la instalación de cables de energía es necesario considerar las tensiones y longitudes máximas de jalado, para asegurar la calidad de la instalación de los cables y evitar posibles problemas durante la operación de los mismos. Las tensiones máximas permisibles a las que se deben someter los cables durante la instalación no deberán rebasar los límites recomendados por los fabricantes, es importante la forma de sujetar el cable para el jalado, ya que la tensión varía según el método por usar. Lo recomendable es jalar directamente del conductor por ser el material que tiene mayor resistencia a la tensión, [16].

#### CÁLCULO DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR PESO

El factor de corrección por peso es la distribución del peso del conjunto de cables a ser jalados. Este factor depende del acomodo de los cables en el ducto, los cuales van a producir una fuerza normal mucho mayor entre dichos cables y el ducto que la que se produce con un solo cable. Este factor se puede analizar como un incremento efectivo en el peso de los cables.

El factor de corrección por peso para un solo cable alojado en un ducto es igual a uno. Para determinar el factor de corrección por peso de tres o cuatro cables alojados en un ducto, se pueden usar las ecuaciones de la tabla 2.16.

Tabla 2.16 Ecuaciones para calcular el factor de corrección por peso, [16].

Número de conductores y configuración	Ecuación
Tres conductores Triangular 	$\omega_{3-t} = \frac{1}{\sqrt{1 - \left(\frac{d}{D-d}\right)^2}}$
Tres conductores Acunada 	$\omega_{3-a} = 1 + \frac{4}{3} \left(\frac{d}{D-d}\right)^2$
Cuatro Conductores Diamante 	$\omega_{4-d} = 1 + 2 \left(\frac{d}{D-d}\right)^2$

DONDE:

$\omega_{3-t}$ : Factor de corrección por peso para tres cables en configuración triangular.

$\omega_{3-a}$ : Factor de corrección por peso para tres cables en configuración acunada.

$\omega_{4-d}$ : Factor de corrección por peso para cuatro cables en configuración diamante.

D: Diámetro interno del ducto, [mm].

d: Diámetro exterior del cable, [mm].

### TENSIÓN DE JALADO PARA CABLE CON PERNO DE TRACCIÓN COLOCADO EN EL CONDUCTOR

La tensión de jalado mediante perno de tracción se representa en la figura 2.7 y está tensión de jalado no debe exceder el valor obtenido mediante la ecuación 2.43:

$$T_m = T * n * A \quad (2.43)$$

DONDE:

$T_m$ : Tensión máxima permisible, [N].

T: Tensión para el material que se trate, [N/mm<sup>2</sup>].

n: Número de conductores.

A: Área de cada conductor, [mm<sup>2</sup>].



Figura 2.7 Cables jalados mediante ojillo de tracción, [5].

La tensión máxima no debe ser mayor de 21 574.6 N (2 200 kg), para cables monopolares o 26 478 N (2 700 kg) para cables triplex o cuádruplex con secciones transversales de conductor de 8.4 mm<sup>2</sup> o mayores.

### TENSIÓN DE JALADO PARA CABLE CON MALLA DE ACERO (caletín) SOBRE LA CUBIERTA DEL CABLE.

La tensión de jalado mediante malla de acero se representa en la figura 2.8 y está tensión de jalado no deberá exceder el valor mediante la ecuación 2.44:

$$T_m = (K)(T)(d - t) \quad (2.44)$$

DONDE:

$T_m$ : Tensión máxima permisible, [N].

$K$ : 3.31 para cables con cubierta de plomo y 2.21 para otra cubierta, [mm].

$T$ : Tensión para el material que se trate, [N/mm<sup>2</sup>]

$t$ : Espesor de la cubierta, [mm].

$d$ : Diámetro sobre la cubierta, [mm].



Figura 2.8 Cables jalados mediante malla de acero (calcetín), [16].

Para cables construidos bajo la norma NRF-024-CFE la tensión máxima de jalado no debe ser mayor que 0.7 en la sección transversal de la cubierta en kg/mm<sup>2</sup> y no deberá exceder a la tensión calculada en la ecuación 2.44, siendo la máxima 4 413 N (450 kg). Las siguientes ecuaciones se usan para calcular la tensión de jalado en cables de energía en tramos rectos y con curvas.

## JALADO HORIZONTAL

Tramos rectos

$$T = \omega * f * \cos A \quad (2.45)$$

JALADO INCLINADO ( donde A es el ángulo en radianes con la horizontal)

Longitud máxima

$$L_m = \frac{T_m}{\omega * F * W} \quad (2.46)$$

## JALADO HACIA ARRIBA

Este tipo de tensión de jalado se aplica cuando el cable de energía se instala en un ducto en posición vertical, se puede observar en la figura 2.9. La tensión máxima de jalado en éste caso está dada por la ecuación 2.47.

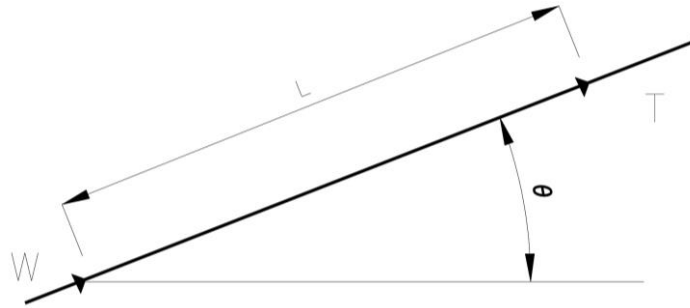


Figura 2.9 Diagrama de la tensión de jalado hacia arriba.

$$T = W * L(\sin A + \omega * f * \cos A) \quad (2.47)$$

### JALADO HACIA ABAJO

Este tipo de tensión de jalado se aplica cuando el cable de energía se instala en un ducto en posición vertical pero por ser más fácil la instalación en campo hacia abajo se utiliza este método. Se puede observar en la figura 2.10. La tensión máxima de jalado en este caso está dada por la ecuación 2.48.

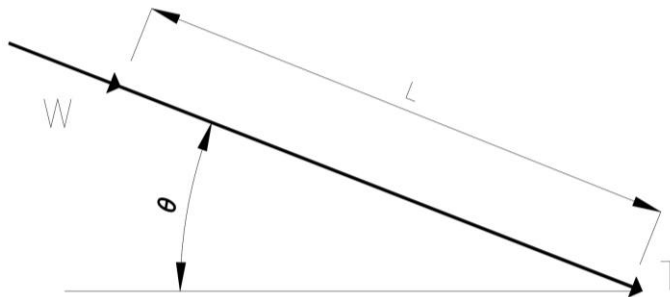


Figura 2.10 Diagrama de la tensión de jalado hacia abajo.

$$T = W * L(\sin A - \omega * f * \cos A) \quad (2.48)$$

### CURVA HORIZONTAL (en donde "q" es el ángulo considerado)

- Curva vertical, jalado hacia arriba.

### Cóncava con el ángulo hacia abajo

Este tipo de tensión de jalado se aplica cuando el cable de energía se instala en un ducto donde hay un tramo en curva con un ángulo de 90°. Se puede observar en la figura 2.11. La tensión máxima de jalado en este caso está dada por la ecuación 2.49.



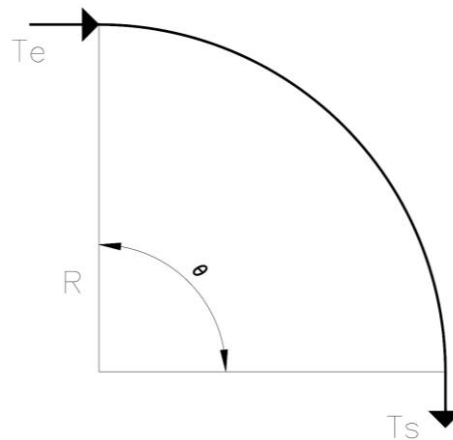


Figura 2.11 Diagrama de la tensión de jalado con ángulo horizontal hacia abajo.

$$T_s = T_e * \cos(\omega * f * \theta) + \sinh(\omega * f * \theta) * \sqrt{(T_e)^2 (W * R)^2} \quad (2.49)$$

Cóncava con el ángulo hacia arriba

Este tipo de tensión de jalado se aplica cuando el cable de energía se instala en un ducto donde hay un tramo en curva hacia arriba pero con un sentido de giro como las manecillas del reloj con un ángulo menor a 90°. Se puede observar en la figura 2.12. La tensión máxima de jalado en este caso está dada por la ecuación 2.50.

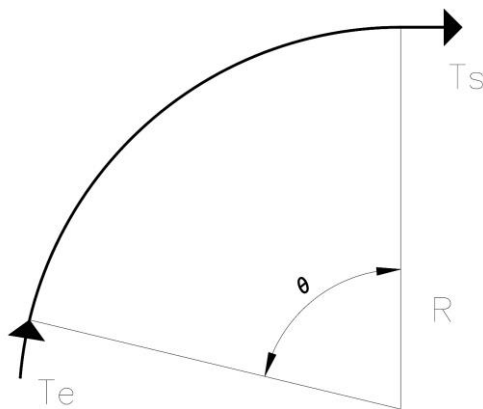


Figura 2.12 Diagrama de la tensión de jalado con ángulo horizontal hacia arriba.

$$T_s = T_e e^{\omega f \theta} + \frac{W * R}{1 + (\omega * f)^2} [\omega * 2 * F * e^{\omega f \theta} * \sin \theta + (1 - \omega^2 * f^2)(1 - e^{\omega f \theta} * \cos \theta)] \quad (2.50)$$

- Curva vertical, jalado hacia abajo

Cóncava con el ángulo hacia abajo

Este tipo de tensión de jalado se aplica cuando el cable de energía se instala en un ducto donde hay un tramo en curva hacia abajo con un ángulo menor a 90°. Se puede observar en la figura 2.13. la tensión máxima de jalado en este caso está dada por la ecuación 2.51.

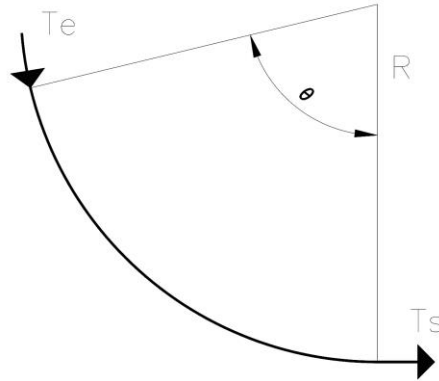


Figura 2.13 Diagrama de la tensión de jalado con ángulo vertical hacia abajo.

$$T_s = T_e e^{\omega f \theta} + \frac{W * R}{1 + (\omega * f)^2} [\omega * 2 * F * e^{\omega f \theta} * \sin \theta - (1 - \omega^2 * f^2)(1 - e^{\omega f \theta} * \cos \theta)] \quad (2.51)$$

Cóncava con el ángulo hacia arriba

Este tipo de tensión de jalado se aplica cuando el cable de energía se instala en un ducto donde hay un tramo en curva hacia arriba pero con un sentido contrario al del giro como las manecillas del reloj con un ángulo menor a 90°. Se puede observar en la figura 2.14. La tensión máxima de jalado en este caso está dada por la ecuación 2.52.

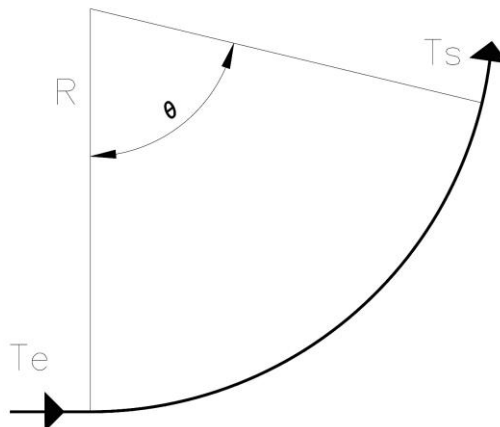


Figura 2.14 Diagrama de la tensión de jalado con ángulo vertical hacia arriba.

$$T_s = T_e e^{\omega f \theta} + \frac{W * R}{1 + (\omega * f)^2} [\omega * 2 * F * \sin \theta - (1 - \omega^2 * f^2)(1 - e^{\omega f \theta} * \cos \theta)] \quad (2.52)$$

Aproximaciones para las curvas:

Si  $T_e > 10 WR$  entonces  $T_s = T_e * e^{\omega f \theta}$ .

Si  $T_s < 0$ , se usa cero como tensión para el tramo siguiente del tendido.

DONDE:

T: Tensión de jalado, [kg].

L: Longitud del ducto, [m].

W: Peso del cable, [kg/m].

Tm: Tensión máxima, [kg].

$\omega$ : Factor de corrección por peso.

A: Ángulo con la horizontal, [rad].

f: Coeficiente de fricción (generalmente se considera como 0.5

$T_s$ : Tensión a la salida de la curva, [kg].

$T_e$ : Tensión a la salida de la curva, [kg].

$\theta$ : Ángulo de la curva, [rad].

R: Radio de la curva en radianes, [m].

E: Base de los logaritmos naturales (2.718).

El empleo de los lubricantes permite reducir las tensiones de jalado y presiones laterales, permite incrementar las longitudes de jalado reduciendo la cantidad total de registros a emplear, por lo que su uso es muy importante. En la tabla 2.17 se menciona los coeficientes de fricción para antes mencionado.

Tabla 2.17 Coeficientes de fricción, [16].

Valores de coeficiente de fricción			
Ángulo de la curva, [°]	F= 0.4	F= 0.5	F =0.75
15	1.11	1.14	1.22
30	1.23	1.30	1.48
45	1.37	1.40	1.81
60	1.52	1.68	2.20
75	1.70	1.93	2.68
90	1.88	2.19	3.24

### 2.3.2 RADIOS MÍNIMOS DE CURVATURA

En la instalación de cables de energía es muy frecuente que el doblez dado al cable al ser introducido en un banco de ducto, o al existir una curva en la trayectoria, sea menor que el radio mínimo de curvatura especificado por el fabricante; asimismo, cuando un cable se retira para ponerlo o recorrerlo hacia otro lugar, generalmente el tambor que se usa para enrollarlo no es del diámetro adecuado. Estos dobleces ocasionan graves lesiones al aislamiento, a las cintas de la pantalla metálica o a la cubierta de plomo, si se usa.

El daño que se le ocasiona al aislamiento es producto de un esfuerzo de tensión mayor que su límite elástico, teniendo como consecuencias su posible fractura o debilitamiento. Cuando el cable tiene cintas metálicas como pantalla, éstas sufren deslizamiento de una sobre la otra, ocasionando que no vuelvan a su estado original, en la figura 2.15 muestra el radio mínimo de curvatura en un cable de energía, [16].

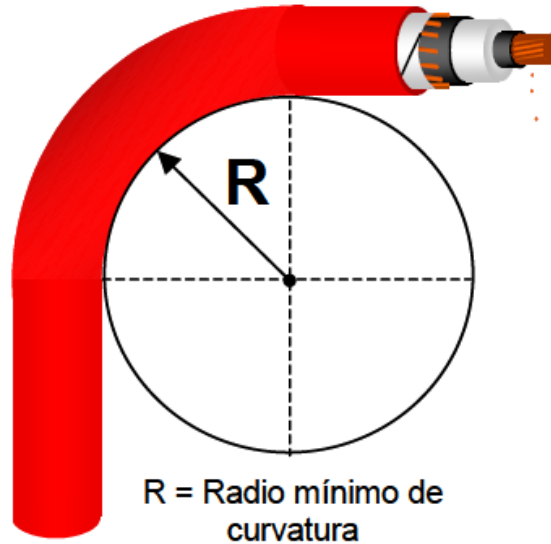


Figura 2.15 Radio mínimo de curvatura en un cable de energía, [5].

### RADIOS MÍNIMOS DE CURVATURA PERMITIDOS EN LA INSTALACIÓN DE CABLES DE ENERGÍA

En la tabla 2.18 se presentan los valores de los radios mínimos de curvatura recomendados, en todas las trayectorias curvas a las que son sometidos durante su instalación los cables de energía aislados, con el fin de evitar esfuerzos excesivos que puedan producir cualquier daño a cualquiera de sus componentes. Estos valores no aplican para las trayectorias curvas de las poleas u otras superficies curvas alrededor del cable, a través de las cuales el cable puede ser jalado mediante una tensión aplicada mientras está siendo instalado, [16].

a) Cables de energía aislados Vulcanel XLP o EP:

- Para tensiones de 5 kV y menores: 6D.
- Para tensiones arriba de 5 kV: 8D.

Tabla 2.18 Radios mínimos de curvatura, [16].

Espesor del aislamiento [mm]	Diámetro total del cable [mm]		
	25.4 y menores	25.41-50.8	50.81 y mayores
4.31 y menores	4D	5D	6D
4.32 y mayores	5D	6D	7D

Notas:

- a) En todos los casos:  
 D: Diámetro total del cable, [mm].  
 d: Diámetro de un conductor, [mm].
- b) En caso de conductor sectorial:

$$d = 1.3\sqrt{A}$$

DONDE:

A: Sección transversal de un conductor, [mm<sup>2</sup>].

## **CAPÍTULO 3 EQUIPOS ELÉCTRICOS Y OBRA CIVIL**

El objetivo de este capítulo es mostrar el panorama general de la tecnología utilizada para el diseño de las redes de distribución, la calidad que deben de tener los materiales empleados en la manufactura y generalidades sobre la instalación de diversos accesorios y tuberías. Los avances tecnológicos han permitido la modernización de las técnicas de construcción, así como el empleo de materiales, equipos y accesorios más eficientes que permiten abatir costos, sin perder de vista la confiabilidad y seguridad en las redes de distribución.

## 3.1 TRANSFORMADORES

Uno de los componentes básicos de un sistema de distribución subterráneo es el transformador, que su función es reducir la tensión proveniente de las líneas de distribución a una tensión que satisfaga las necesidades de los usuarios. En la tabla 3.1 se enlistan las capacidades normalizadas de los transformadores monofásicos y de igual manera en la tabla 3.2, está última tabla es para transformadores trifásicos, [5].

Tabla 3.1 Capacidades de transformadores monofásicos, [5].

Capacidades de transformadores monofásicos	
Capacidad [kVA]	Tipo
25	Pedestal y Sumergible
37.5	Pedestal y Sumergible
50	Pedestal y Sumergible
75	Pedestal y Sumergible
100	Pedestal y Sumergible

Tabla 3.2 Capacidades de transformadores trifásicos, [5].

Capacidades de transformadores trifásicos	
Capacidad [kVA]	Tipo
75	Pedestal y Sumergible
112.5	Pedestal y Sumergible
150	Pedestal y Sumergible
225	Pedestal y Sumergible
300	Pedestal y Sumergible
500	Pedestal y Sumergible

Los transformadores monofásicos se utilizan en los siguientes casos:

- Que formen parte integral de un arreglo en anillo monofásicos.
- Que formen parte integral de un arreglo en radial.
- Para servicio particular, conectados en forma radial a un anillo monofásicos o trifásicos.

Los transformadores trifásicos se utilizan en los siguientes casos:

- Que forme parte integral de un anillo trifásicos.
- Que forme parte integral de un arreglo radial trifásicos.
- Para servicio particular, conectados en forma radial a un anillo trifásicos.

### 3.1.1 PARTICULARES

Los transformadores particulares en una red de distribución son para suministrar solamente el consumo de un usuario los cuales deben de cumplir de la norma NMX-J-285-ANCE-2005. Los transformadores particulares se pueden clasificar por la cantidad de fases (monofásico o trifásico) y por su aplicación (pedestal o sumergible), [5].

### 3.1.2 PROPIEDAD DE CFE

Los transformadores de este tipo se utilizan para dar servicio a varios usuarios en baja tensión, los cuales deben cumplir con las especificaciones siguientes:

- CFE K0000-04 Transformadores monofásicos tipo pedestal hasta 100 kVA para distribución subterránea.
- CFE K0000-05 Transformadores trifásicos tipo sumergible de 300 kVA y 500 kVA para distribución subterránea.
- CFE K0000-07 Transformadores trifásicos tipo pedestal de 300 kVA y 500 kVA para distribución subterránea.
- CFE K0000-08 Transformadores trifásicos tipo pedestal hasta 225 kVA para distribución subterránea.
- CFE K0000-19 Transformadores monofásicos tipo sumergible hasta 100 kVA para distribución subterránea.
- CFE K0000-22 Transformadores trifásicos tipo sumergible hasta 225 kVA para distribución subterránea.

### CAPACIDADES

Los transformadores mencionados en las tablas 3.1 y 3.2 le dan servicio a dos tipos de desarrollos habitacionales: Desarrollos habitacionales de consumo bajo en el cual se pueden implementar transformadores de 25 kVA, 37.5 kVA, 50 kVA, 75 kVA y/o 100 kVA. Y para desarrollo habitacionales con consumos altos en los cuales se pueden instalar transformadores trifásicos de 75 kVA, 112.5 kVA, 150 kVA, 225 kVA, 300 kVA y 500 kVA, [5].

### CONEXIONES

La conexión en los devanados de los transformadores trifásicos debe ser invariablemente Estrella- Estrella aterrizada. La conexión de los devanados de los transformadores monofásicos invariablemente debe ser YT.

### PROTECCIONES

Los transformadores monofásicos deben de tener como medio de protección un fusible limitador de corriente de intervalo parcial en serie con el fusible de expulsión removible desde el exterior. Los transformadores trifásicos deben de tener fusible de intervalo completo instalado en el interior en media tensión y removible desde el exterior para capacidades de 300 kVA y 500 kVA y fusible limitador de corriente intervalo parcial en serie con el fusible de expulsión removible desde el exterior para capacidades de 112.5 kVA a 225 kVA, [5].



En la figura 3.1 se muestra un transformador trifásico tipo pedestal, las dimensiones de un transformador típico se muestran en la tabla 3.3. Las dimensiones de un transformador varían según su capacidad y la cantidad de fases, las dimensiones para cada tipo de transformador son necesarias para seleccionar la **base del transformador**.

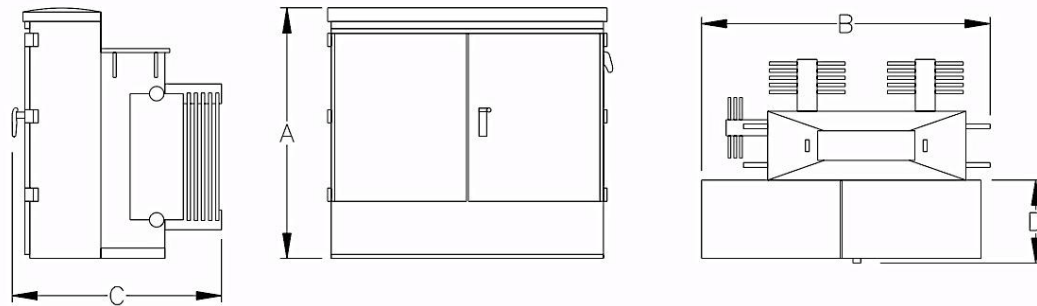


Figura 3.1 Acotaciones de un transformador trifásico tipo pedestal típico, [5].

Tabla 3.3 Dimensiones de un transformador trifásico tipo pedestal típico de la figura 3.1 [5].

kVA	A [mm]	B [mm]	C [mm]	D [mm]
30 a 150	1 050 a 1 400	1 320 a 1 565	1 120 a 1 160	770 a 1 600
225 a 300	1 430 a 1 445	1 580 a 1 675	1 450	2 020 a 2 335
500	1 585 a 1 600	1 845 a 2 055	1 525	3 090 a 3 125
750	1 675	2 070	1 650	4 080
1,000	1 675	1 880	2 560	4 095
1,500	1 820	2 330	2 110	5 050

En la figura 3.2 se muestra un transformador monofásico tipo sumergible, las dimensiones de un transformador típico se muestran en la tabla 3.4. son necesarias para seleccionar la **bóveda**, [5].

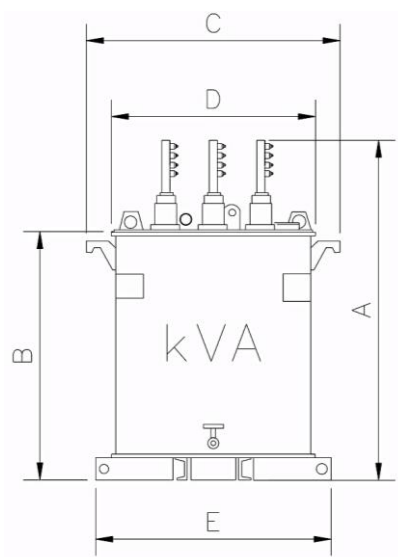


Figura 3.2 Acotaciones de un transformador monofásico tipo sumergible típico, [5].

Tabla 3.4 Dimensiones del transformador monofásico tipo sumergible típico de la figura 3.2 [5].

kVA	A [mm]	B [mm]	C [mm]	D [mm]	E [mm]
25	1 000	770	810	620	435
37.5	1 000	770	810	620	440
50	1 000	770	810	620	450
75	1 240	1 000	810	620	520
100	1 530	1 300	835	645	750

## 3.2 SECCIONADORES

Actualmente los sistemas de distribución eléctrica subterránea demandan un desempeño alto para mejorar la confiabilidad y la calidad de la energía, disminuir los costos de mantenimiento y operación. Esto se logra con alimentaciones seccionadas, instalando equipos con costo de mantenimiento mínimo, así como equipos de protección y seccionadores de transferencia automática para tener una manera fácil para localizar una falla, [9].

### BLOQUES DE CONSTRUCCIÓN PARA SECCIONADOR

Los seccionadores deben de combinar componentes para mejorar la confiabilidad y desempeño del sistema. Hay tres componentes principales en un sistema:

- Switch (desconexión) en vacío o SF<sub>6</sub> monofásico y trifásico.
- Interruptor (protección) en vacío o SF<sub>6</sub> monofásico y trifásico.
- Fusibles Canister.

#### Switch (desconexión) en vacío o SF<sub>6</sub> monofásico y trifásico

Los Switch son dispositivos capaces de transportar e interrumpir corrientes hasta 600 A en sistemas de distribución 15 kV a 35 kV. Los Switch en vacío o SF<sub>6</sub> combinan switcheo con aislamiento altamente dieléctrico de EPDM, brindando un Switch ligero compacto y sumergible, [9].

Estas unidades tienen interfaces de conexión con terminales tipo codo, las unidades pueden ser operadas manualmente por medio de una pértiga, operados con motor, SCADA o control de auto transferencia. En la figura 3.3 se muestra los componentes internos de un Switch en vacío o SF<sub>6</sub>, este equipo se opera mediante un pértiga; se conecta mediante terminales tipo codo o cuerpos en "T" mencionado en 3.5

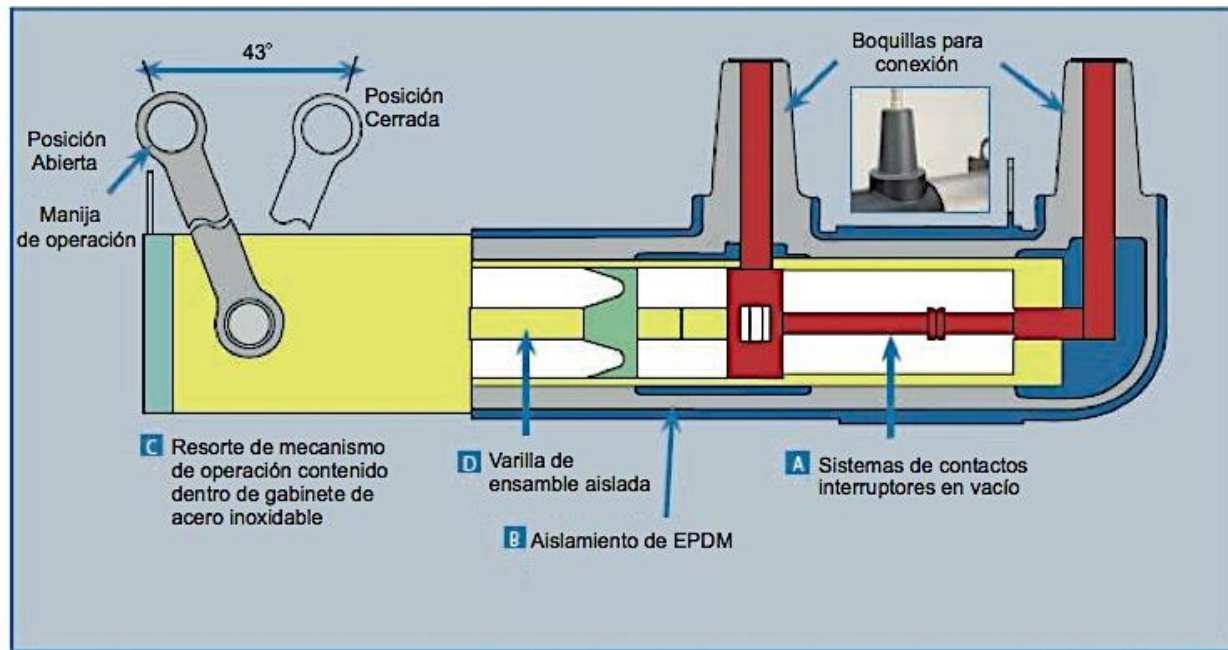


Figura 3.3 Detalle de componentes de un Switch en vacío o SF<sub>6</sub>, [11].

### Interruptor (protección) en vacío o SF<sub>6</sub> monofásico y trifásico

Los interruptores en vacío o SF<sub>6</sub> son dispositivos capaces de operar e interrumpir automáticamente corrientes hasta de 12 500 A simétricos en sistemas de distribución de 15 kV a 35 kV. Estos dispositivos combinan interruptores controlados electrónicamente programables con aislamiento altamente dieléctrico de **EPDM (Caucho Etileno-Propileno-Dieno)** [9].

Estos interruptores tienen interfaces de conexión para terminales tipo codo, mecanismo de disparo libre, su disparo es por medio de sensores de corriente y control electrónico. El control es programable en campo con un intervalo amplio de características dependiente de las curvas tiempo-corriente y preferencias de disparo.

La curva de tiempo-corriente provee disparos predecibles para facilitar la coordinación de dispositivos de protección de alta y/o baja secuencia. El control monitorea las condiciones del circuito y envía una señal al mecanismo de disparo, si los parámetros programados son excedidos activando la apertura del circuito, los controles de motor están disponibles para redes en operación radial y en operación en anillo.

En la figura 3.4 se muestra los componentes internos de un interruptor en vacío o SF<sub>6</sub>, este equipo se opera mediante una pértiga que se coloca en la manija de operación y se conecta mediante terminales como se menciona en 3.5

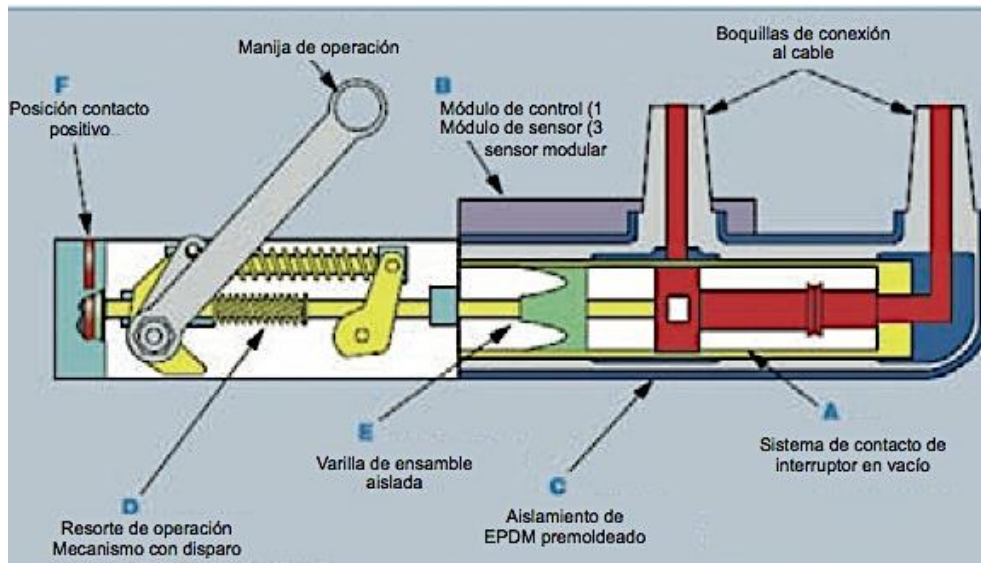


Figura 3.4 Detalle de componentes de un interruptor en vacío o SF6, [11].

### Fusibles Canister

El porta fusible tipo **CANISTER (tipo caja)** es un conjunto encapsulado en aislante tipo EPDM premoldeado para fusible compacto y ligero. Los diseños son de frente muerto, elaborados con goma altamente aislante. Estas unidades son ideales para aplicaciones de pedestal, subterráneas y de bóveda, [9].

La construcción es modular para permitir diversas conexiones tipo codo o conexión directa a un equipo montado con boquillas. Estos fusibles pueden ser aplicados en todo tipo de sistemas, transformadores, tendido de cables y derivadores. En la figura 3.5 se muestra los componentes internos de un fusible tipo CANISTER, éste equipo se opera mediante una pértiga que se coloca en la palanca de operación y se conecta mediante terminales como se menciona en 3.5

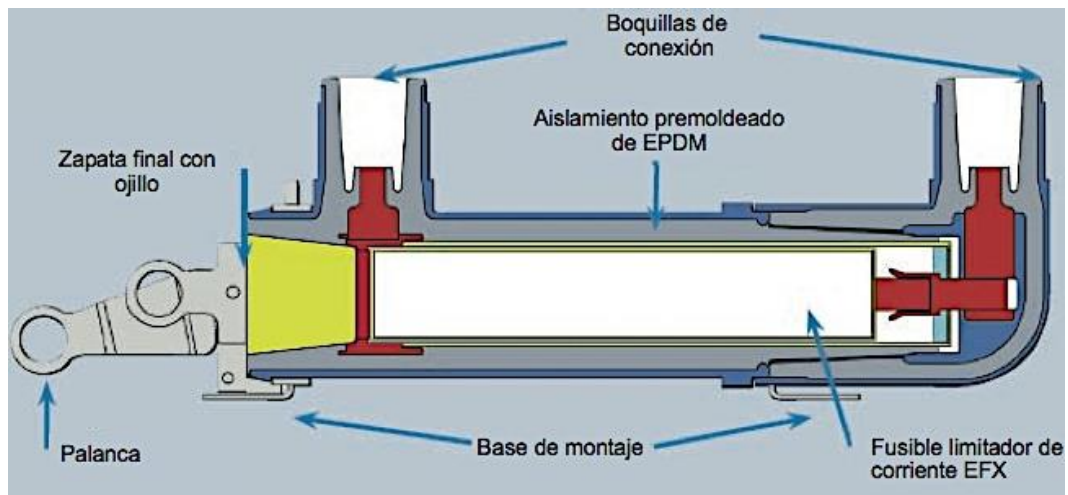


Figura 3.5 Detalle de componentes de un fusible tipo Canister, [11].

Los seccionadores pueden ser clasificados en tres categorías de acuerdo a la función que desempeñan:

- Equipos seccionadores e interruptores.
- Equipos de protección para sobrecorriente.
- Equipos automáticos de transferencia.

Estos seccionadores a su vez pueden ser aplicados en diferentes tipos de instalaciones:

- Pedestal.
- Sumergible.
- Riser pole.
- Bóveda.

En la figura 3.6 se muestra un seccionador tipo pedestal con interruptor en vacío dentro de un gabinete para intemperie. Estos seccionadores son utilizados para las redes subterráneas para protección o seccionamiento, [5].

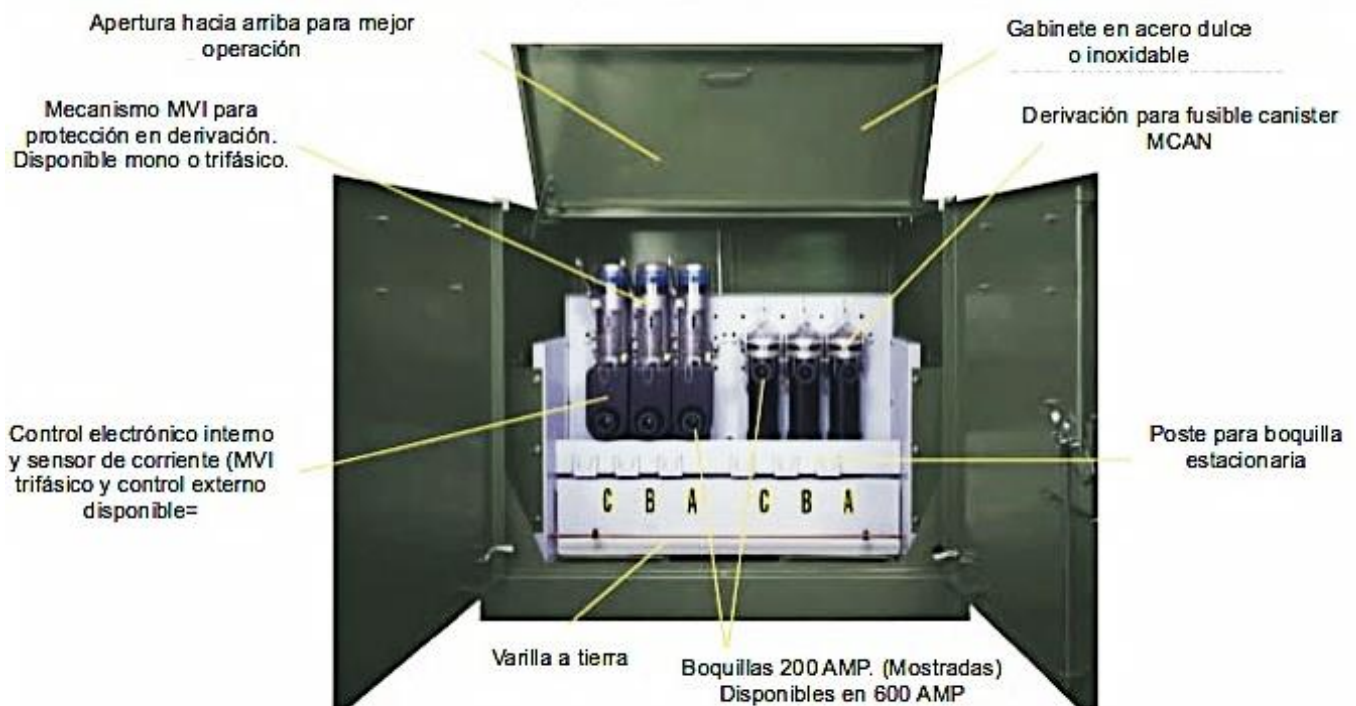


Figura 3.6 Detalle de un seccionador para redes de distribución, [11].

## SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

La aplicación principal del seccionador de transferencia automática es transferir carga desde una fuente de alimentación a otra. En algunos casos, cuando la carga no es crítica, esto se hace manualmente utilizando una pértiga. En este caso, las cargas críticas como hospitales, instituciones financieras, instalaciones de fábricas y otras cargas que contienen equipo computacional, se requiere de una transferencia entre la alimentación principal (preferida) y la fuente alterna (emergente) , [5].

Es importante para una transferencia automática no afectar la operación de la carga por cualquier interrupción. Las fuentes preferidas y emergentes son normalmente alimentaciones de la compañía suministradora pero en algunos casos pueden ser generadores de emergencia, [5].

Este tipo de seccionadores incluyen:

- Switch (desconexión) en vacío o SF<sub>6</sub> monofásico y trifásico.
- Interruptor (protección) en vacío o SF<sub>6</sub> monofásico y trifásico.
- Sensores de tensión.

En la figura 3.7 se muestra el diagrama unifilar de un seccionador de transferencia automática el cual tiene 3 entradas principales que son los alimentadores, siendo uno de estos el alimentador preferente y los dos restantes alimentadores emergentes además 2 salidas secundarias. Las entradas son para sistemas en 600 A y las salidas son para sistemas en 200 A según lo mencionado en 1.3.1 y 1.3.2. En la figura 3.8 y 3.9 se muestra la parte exterior de un seccionador de transferencia automática, en la tabla 3.5 y 3.6 se muestra las dimensiones del seccionador mencionado.

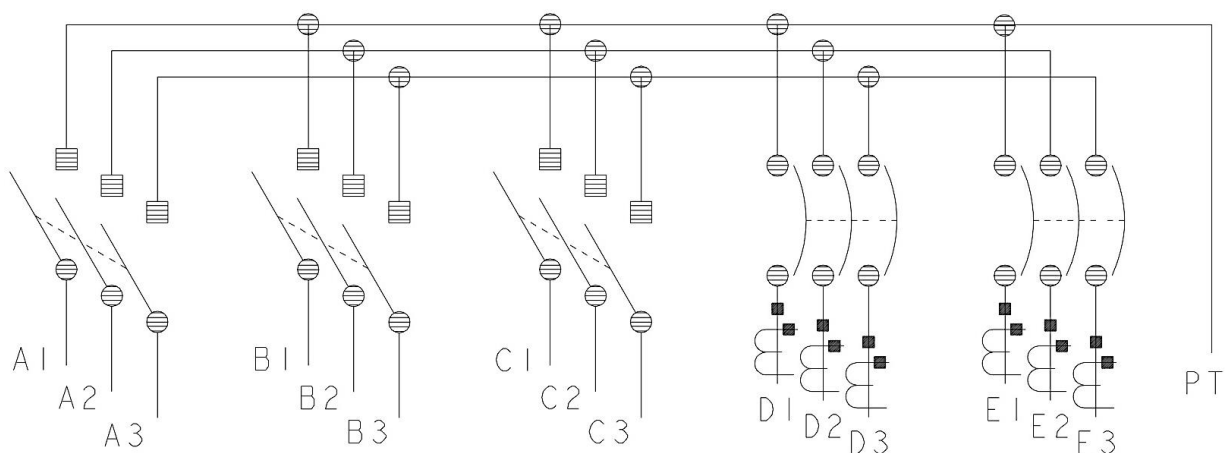


Figura 3.7 Diagrama de un seccionador de transferencia automática 3-600A Y 2-200A, [11].

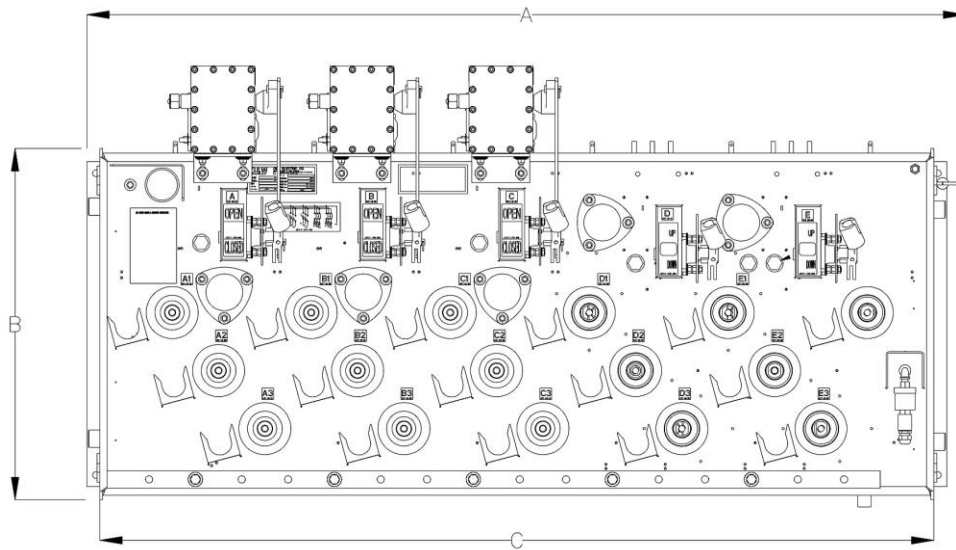


Figura 3.8 Acotaciones del frente de conexiones de un seccionador de transferencia automática, [11].

Tabla 3.5 Dimensiones del frente de conexiones de un seccionador de transferencia automática de la figura 3.8 [11].

Seccionador de transferencia automática	
A	1,886 mm
B	660 mm
C	1,835 mm

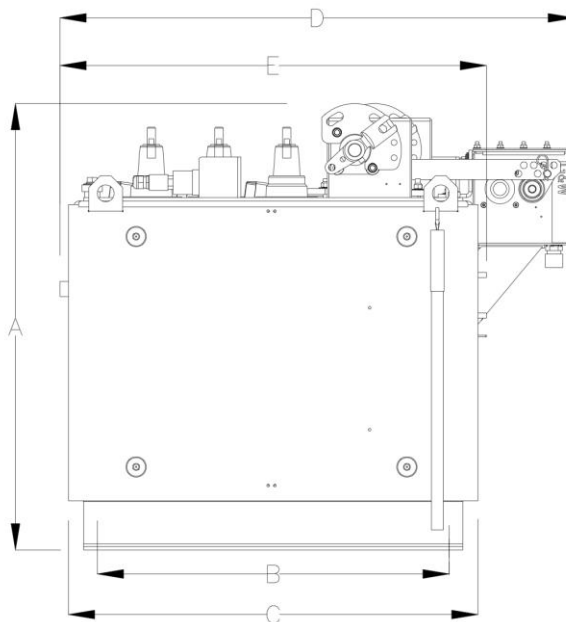


Figura 3.9 Acotaciones de perfil de un seccionador de transferencia automática, [11].

Tabla 3.6 Dimensiones del perfil de un seccionador de transferencia automática de la figura 3.9 [11].

Seccionador de transferencia automática	
A	837 mm
B	660 mm
C	768 mm
D	965 mm
E	800 mm

### 3.3 PROTECCIONES

La distribución subterránea de energía eléctrica se ha desarrollado cada vez con mayor intensidad, tanto en la evolución de los materiales utilizados, como en las técnicas y sistemas empleados en la construcción, [5]. Como cualquier sistema eléctrico las redes subterráneas están expuestas a la ocurrencia de fallas, cuyas consecuencias pueden crear interrupciones y daños en las instalaciones, cuando la protección no está debidamente calculada y diseñada, las principales causas de fallas en los sistemas subterráneos son:

- Degradación del aislamiento debido a la humedad o calentamiento.
- Daños físicos del aislamiento.
- Esfuerzos eléctricos de sobretensión a que se somete el aislamiento, provocado por sobretensiones transitorias.
- El carecer de neutro corrido, provoca durante las fallas, sobrecorrientes en la pantalla metálica que degradan prematuramente el aislamiento del conductor.

Cada una de las causas de fallas expuestas, en términos generales involucra las causas de interrupciones o daños en estos sistemas y por lo tanto deben ser vigiladas para evitar incurrir en ellas, [5]. La protección contra sobrecorriente de un sistema de distribución subterráneo debe servir para los siguientes propósitos:

- Reducir al mínimo el tiempo sin servicio a los usuarios.
- Proteger al equipo durante las fallas en el sistema.
- Facilitar la localización y reparación de fallas.

#### 3.3.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

El procedimiento para lograr la coordinación de protecciones en sistemas de distribución subterránea es básicamente el mismo que el empleado en una red aérea, variando solo los parámetros eléctricos del circuito y en parte la filosofía de operación de las redes subterráneas, se pueden reducir a lo siguiente:



- a) En una red subterránea las fallas se deben considerar siempre como fallas permanentes, por lo que no deben utilizarse recierres.
- b) Es importante considerar en los tiempos de operación de las protecciones, la capacidad térmica de los conductores para evitar envejecimiento prematuro. Se deben tomar en cuenta las curvas de sobrecarga de corta duración de los conductores, en función del aislamiento.
- c) Para evitar pruebas repetitivas que envejezcan el aislamiento se deben utilizar indicadores de falla a lo largo del circuito, donde exista equipo de seccionamiento y/o derivación excepto en transformadores.

## RELEVADORES

Las protecciones utilizadas en subestaciones de distribución en bancos de transformación y alimentadores son:

- Relevador de sobrecorriente instantáneo.
- Relevador de sobrecorriente con retraso de tiempo.

## SECCIONADORES TIPO PEDESTAL O SUMERGIBLE

Se deben utilizar en sistemas subterráneos de acuerdo a lo mencionado en 3.2. Cumpliendo con la normatividad vigente.

## FUSIBLE TIPO EXPULSIÓN

El fusible debe especificarse de acuerdo a la frecuencia de operación, capacidad nominal de corriente, tensión máxima de diseño y capacidad interruptiva. La capacidad nominal es por definición la corriente que el elemento puede soportar continuamente sin sufrir calentamientos que pudieran modificar sus características de diseño, [5].

Para la coordinación de los elementos fusibles, se consideran los siguientes aspectos:

- a) El elemento fusible no debe operar a causa de corriente de carga, debe ser capaz de mantener el flujo de corriente de carga máxima sin calentarse y sin modificar sus características originales.
- b) Para coordinar sus tiempos de operación con los del equipo adyacente, se debe estar consciente de que para valores cercanos al tiempo mínimo de fusión, el fusible perderá sus características de diseño y aun cuando el elemento no sea fundido, no se apegará a sus tiempos originales.
- c) La falla es despejada hasta que se rebasa el valor de tiempo máximo de apertura.

---

## PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL Y SUMERGIBLE

Se deben de utilizar las siguientes protecciones:

- a) Fusibles limitadores de corriente de intervalo parcial y fusibles de expulsión, para transformadores tipo pedestal trifásicos y monofásicos, según especificaciones CFE K0000-04, CFE K0000-08, CFE K0000-19 Y CFE K0000-22.
- b) Fusible de intervalo completo para transformadores trifásicos. De acuerdo con las especificaciones CFE K0000-05 y CFE K0000-07.
- c) Interruptor en baja tensión, para proteger los transformadores contra sobrecargas y cortocircuitos en baja tensión, si son requeridos en las características particulares.

## TERMINALES TIPO CODO PORTAFUSIBLE PARA 200 A DE APERTURA CON CARGA O FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE EN CONTENEDORES PREMOLDEADO

La selección de los dispositivos de protección debe basarse en:

### 1) TENSIÓN NOMINAL

La utilización de un dispositivo que tenga una tensión nominal máxima de diseño igual o mayor que la máxima tensión que se presente en el sistema, proporcionará una protección de aislamiento adecuada al equipo, aislando correctamente al circuito que fallo, [5].

### 2) CORRIENTE NOMINAL CONTINUA

Normalmente el pico de corriente no debe exceder el valor nominal del dispositivo, debiendo tomar en cuenta, el crecimiento de carga del sistema cuando se elabore el proyecto y esquema de protección de la red, [5].

### 3) CAPACIDAD INTERRUPTIVA

Debe conocerse con exactitud la máxima corriente de falla que pueda presentarse en el punto de aplicación de la protección, con objeto de lograr una selección adecuada del equipo a utilizar. Para una adecuada aplicación de los equipos a emplear en un esquema coordinado de protecciones, es necesario calcular los valores máximos y mínimos de las potencias o corrientes de cortocircuito presentes en los siguientes puntos:

- En el troncal de la red a la salida de la subestaciones.
- En los nodos donde parten los sub-troncales.
- En los nodos donde parten los ramales.

En algunos casos es recomendable calcular la corriente de cortocircuito mínimo que se presenta en el extremo de los ramales, todos estos valores garantizan una coordinación correcta, [5].

### 3.3.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRETENSIÓN

Se deben de instalar apartarrayos del tipo RISER POLE en las transiciones de frente muerto en los puntos normalmente abiertos de los anillos y en el último transformador de cada ramal radial, [5]. Para las redes de distribución se usarán apartarrayos de óxido de zinc, la selección de tensión máxima de operación continua MCOV:

$$MCOV = \left( \frac{V_{entre\ fases}}{\sqrt{3}} \right) (factor\ TOV) \quad (3.1)$$

DONDE:

MCOV: Es la tensión máxima de operación continua, [kV].

TOV: Es el factor que considera el aumento de la tensión temporal de acuerdo a la norma ANSI C62.11-1987, tomando un valor de 1.06.

El factor de conexión a tierra del sistema FA considera el aumento transitorio de tensión a que se someten las fases no falladas durante una falla a tierra. En un sistema con neutro sólidamente conectado a tierra, esté factor puede ser de 1.3 a 1.4. la tensión nominal del apartarrayo debe seleccionarse como igual o mayor al producto de la tensión máxima de operación MCOV y el factor de puesta a tierra, en la tabla 3.7 se enlistan los apartarrayos de óxido de zinc, [5].

$$TENSIÓN\ NOMINAL = (MCOV)(FA_{del\ apartarrayo}) \quad (3.2)$$

#### TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA DE FASE A TIERRA

Se obtiene como:

$$T_{mft} = \frac{T_{mff}}{\sqrt{3}} \quad (3.3)$$

DONDE:

T<sub>mft</sub>: Tensión máxima del sistema de fase a tierra, [kV].

T<sub>mff</sub>: Tensión máxima del sistema entre fases, [kV].

## MARGEN DE PROTECCIÓN

El margen de protección se determina con la siguiente ecuación:

$$MP = \left[ \frac{NBAI}{2(VR + VG)} - 1 \right] 100 \quad (3.4)$$

DONDE:

MP: Margen de protección.

NBAI: Nivel básico de aislamiento al impulso.

VR: Tensión de descarga residual tabla 3.7, [kV].

VG: Caída de tensión en guías, se considera 5.25 [kV/m].

Tabla 3.7 Apartarrayos de óxido de zinc, [5].

Características de operación de los apartarrayos de óxido de zinc					
Tensión nominal del sistema F-t [kV rmc]	Tensión nominal del apartarrayo [kV rmc]	Tensión nominal continua que soporta el apartarrayo f=t Mcov kV rmc	Tensión máxima a las descargas para impulsos de corriente 8x20µs (kV cresta)		
			5 kA	10 kA	20 kA
13.2	10	8	21-25	23-27	25-31
	12	10	28-36	30-36	33-38
	15	13	35-38	38-42	43-47
	18	15	41-45	45-50	50-57
23.0	15	13	35-38	38-42	43-47
	18	15	41-45	45-50	50-57
	21	17	48-53	52-58	56-58
	27	22	61-67	67-75	75-85
34.5	27	22	61-67	67-75	75-86
	30	24	65-73	69-77	77-88

## 3.4 DERIVADORES MÚLTIPLES

Los derivadores múltiples son dispositivos que permiten hacer derivaciones en media tensión en 600 A - 600 A, 600 A - 200 A y 200 A - 200 A. A su vez estos derivadores tienen diferentes configuraciones según la cantidad de vías, siempre teniendo en cuenta que como mínimo es de tres vías, porque básicamente se necesita una entrada y una salida del alimentador y una tercera vía para el punto de acometida. Lo anterior se muestra en la figura 3.10.

Los derivadores múltiples pueden ser de dos tipos operación con carga u operación sin carga, siendo el primero el más común debido a que se puede operar con tensión lo que permite hacer mantenimientos sin la necesidad de afectar al usuario. En estos derivadores es donde existe la conexión de las acometidas a los usuarios así como los puntos abiertos

de los anillos. Son colocados principalmente dentro de los registros o en muretes, su colocación es mediante ménsulas, [13].

Comúnmente sus diseños son ligeros y resistentes a los daños debidos a la corrosión y humedad, son construidos en hule EPDM, su fijación es mediante herrajes de acero inoxidable y resistente a la corrosión. Los puntos de conexión comúnmente no necesitan mantenimiento ya que se encuentran sellados herméticamente. Son ideales para aplicaciones sumergibles, estos dispositivos deben ser diseñados y aprobados por las normas IEEE 336, ANSI, C119.4, [13].

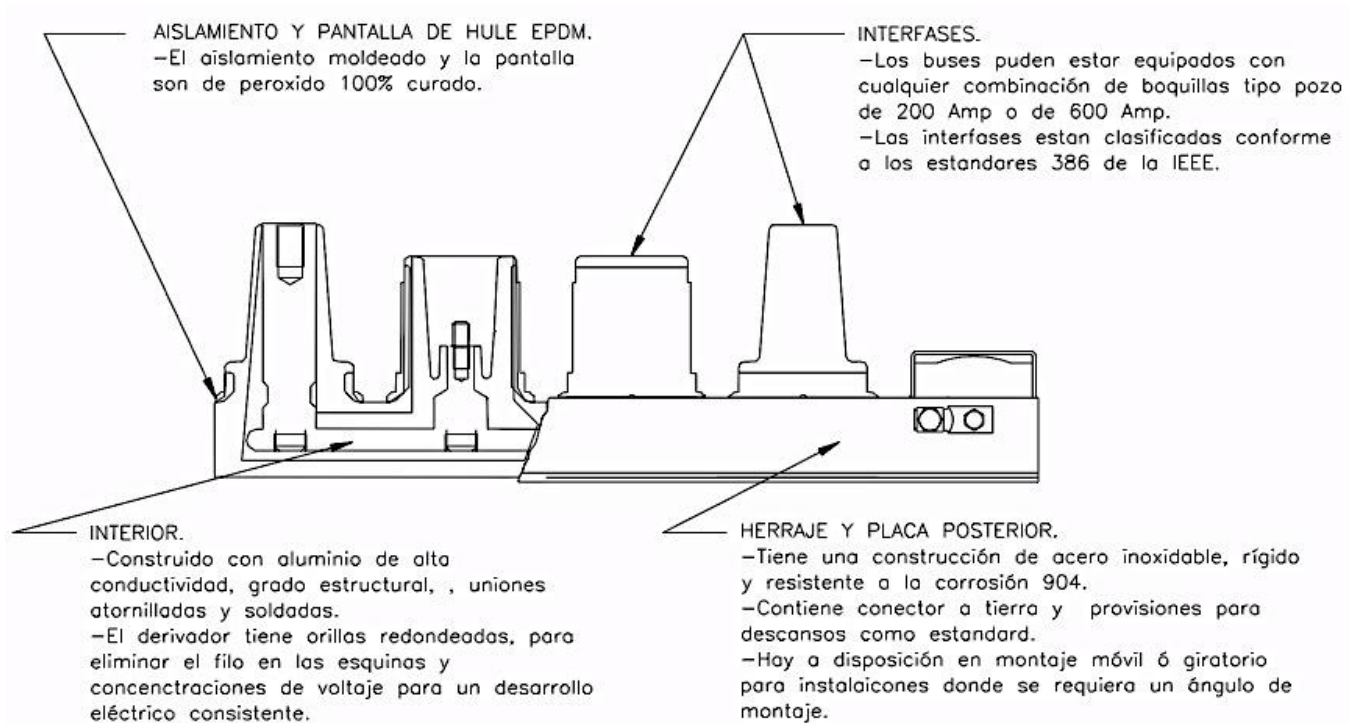


Figura 3.10 Descripción de un derivador múltiple 4 vías 600 A - 200 A, [12].

## 3.5 TERMINALES

### SISTEMA EN 200 A

Las terminales en media tensión permiten conectar los cables de media tensión a transformadores o derivadores de forma segura. Están fabricados de hule EPDM moldeado lo que permite que la terminal sea resistente a la humedad y elimina la exposición de partes vivas hacia el operador. Hay dos tipos de terminales en 200 A según su tipo de operación:

- Operación con carga.
- Operación sin carga.

**TERMINAL TIPO CODO**

Este tipo de terminales permiten conectar los cables de energía a los diferentes tipos de equipos como pueden ser transformadores, seccionadores, interruptores, derivadores múltiples etc. La terminal tipo codo se usa para sistemas en 200 A con niveles de aislamiento para 15 kV, 25 kV y 35 kV mencionado en 1.3.1, [13].

Las terminales tipo codo permiten conectar cables de energía desde el calibre 1/0 AWG hasta el calibre 250 MCM con un nivel de aislamiento del 100% y 133%. En la figura 3.11 se muestra las cotas de una terminal tipo codo 200 A, así como en la tabla 3.8 las dimensiones de dicha terminal.

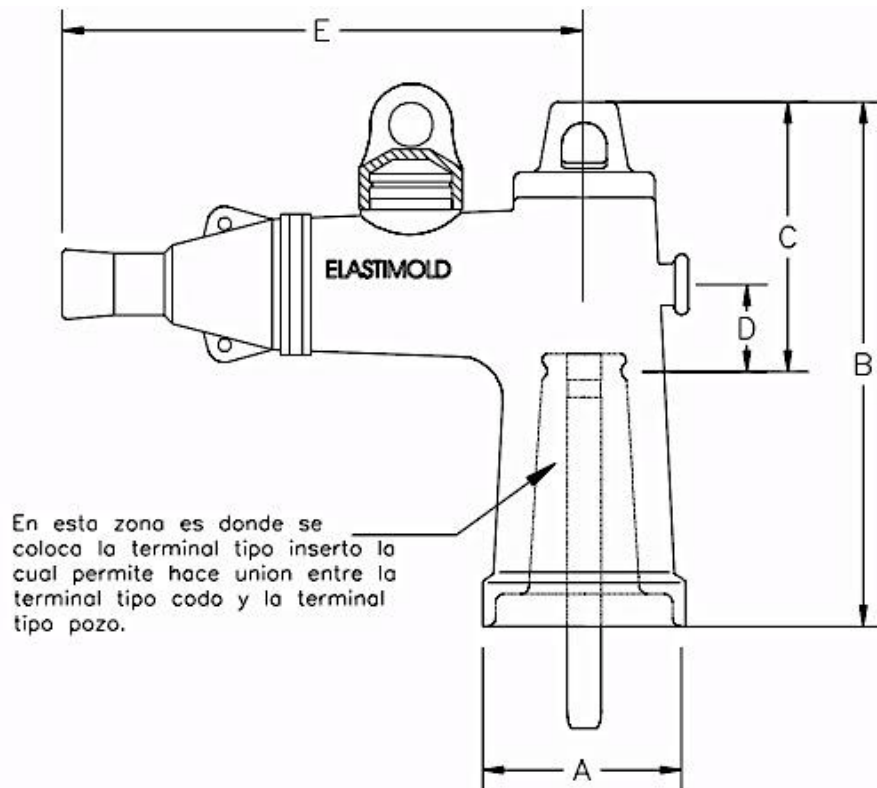


Fig. 3.11 Acotaciones de terminal tipo codo 200 A, [12].

Tabla 3.8 Dimensiones de terminal tipo codo 200 A Fig. 3.11, [12].

Terminal tipo codo			
Dimensiones	15 kV	25 kV	35 kV
A	74.3 mm	80.2 mm	80.2 mm
B	192.3 mm	221.0 mm	241.1 mm
C	99.6 mm	100.9 mm	100.8 mm
D	32.8 mm	41.2 mm	41.2 mm
E	191.4 mm	192.1 mm	192.1 mm

Las terminales tipo codo deben de tener las siguientes características:

- El cuerpo de la terminal debe estar completamente blindado de goma lo que permite que pueda ser sumergible.
- Su construcción debe ser de curado epóxico incluyendo el aislamiento y materiales de EPDM.
- Su diseño debe contemplar la expulsión del dispositivo mediante una pértiga, así como para la conexión del cable de puesta a tierra.

En la figura 3.12 se muestra las partes internas de una terminal tipo codo operación con carga, para los diferentes niveles de tensión 13.8 kV, 23 kV y 45.5 kV. En la tabla 3.9 se muestra las especificaciones de las terminales tipo codo en los diferentes niveles de tensión mencionados anteriormente, [13].

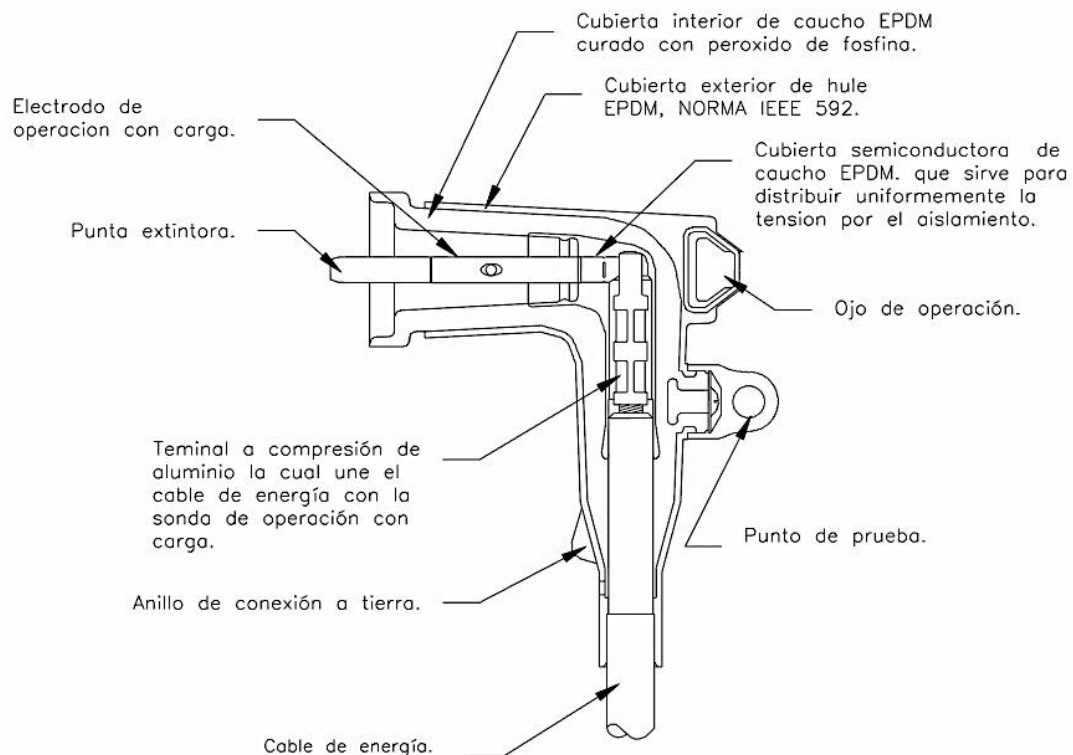


Fig.3.12 Partes que conforman la terminal tipo codo 200 A, [12].

Hay dos tipos de terminales tipo codo; terminales de operación con carga y terminales de operación sin carga las cuales deben de cumplir con la norma IEEE STANDARD 386. Las terminales de operación con carga son las más utilizadas ya que permiten hacer maniobras sin interrumpir el suministro de energía eléctrica a los usuarios (lo contrario de las terminales de operación sin carga), está se opera mediante una pértiga que sirve como un punto de aislamiento entre el equipo energizado y el operador. Su colocación se visualiza en la fig 3.13 en la cual se observa la forma correcta de instalar la terminal mediante una pértiga, [13].

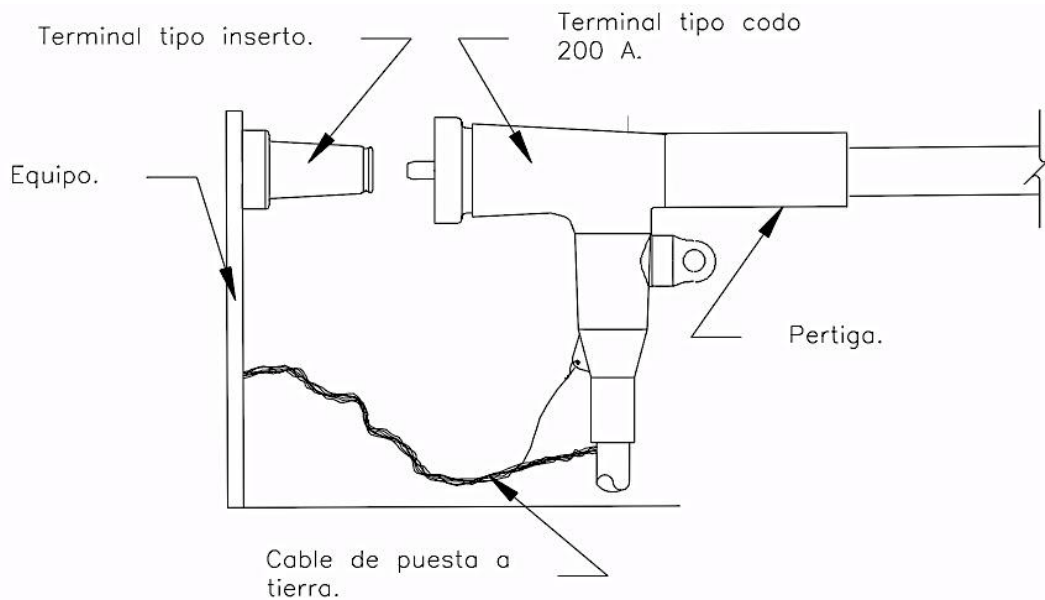


Fig 3.13 Colocación de terminal tipo codo 200 A a equipo de media tensión, [12].

Tabla 3.9 Intervalos de operación de las terminales tipo codo 200 A, [12].

Especificaciones eléctricas, terminal tipo codo 200 A.								
Nivel de tensión [kV]	Corriente de operación [A]	Corriente de corto circuito 10 ciclos [kA]	Tensión de fase-tierra [kV]	Tensión de fase-fase [kV]	Nivel básico de aislamiento BIL [kV]	Tensión máxima ca sostenida en un minuto [kV]	Tensión máxima cd sostenida en un minuto [kV]	Extinción de la corona [kV]
15	200	10	8.3	14.4	95	34	53	11
25	200	10	15.2	26.3	125	40	78	19
35	200	10	21.1	36.6	150	50	103	26

### TERMINAL TIPO CODO PORTAFUSIBLE

Las terminales tipo codo portafusible se utilizan para proteger sistemas de distribución en 200 A incluyendo los circuitos en anillo y radial, cajas derivadoras, transformadores y otros equipos. Las terminales tipo codo portafusible son de cuerpo separable lo que permite extraer el fusible que trae en su interior.

La construcción del fusible es totalmente hermética lo que asegura que expulsará gases durante la interrupción de corriente; el fusible limitador de corriente tiene en el interior Helio, lo que permite asegurar la integridad del sistema de sellado. Los fusibles y las terminales tipo portafusible operan con niveles de aislamiento que van de los 15 kV y 25 kV resaltando que no hay terminales y fusibles de este tipo para sistemas de 35 kV, [13].



La correcta elección de los fusibles permitirá tener una mayor seguridad de los equipos antes mencionados ante cualquier eventualidad de sobrecarga. En la figura 3.14 se muestra una terminal tipo codo portafusible con cotas así como en la tabla 3.10 sus dimensiones para los diferentes niveles de tensión

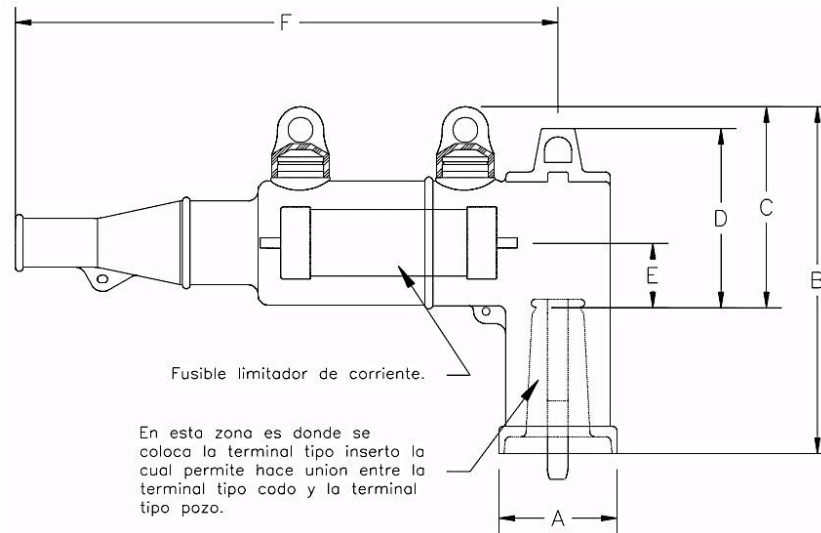


Fig 3.14 Acotaciones de terminal tipo codo portafusible 200 A, [12].

Las terminales tipo codo portafusible permiten conectar cables de energía desde el calibre 1/0 AWG hasta el calibre 4/0 AWG con un nivel de aislamiento del 100% y 133%. En la tabla 3.11 se muestra las especificaciones eléctricas de este tipo de terminales en sus diferentes niveles de tensión y en la figura 3.15 se muestra las partes de un fusible de potencia, sus características de operación de éste se muestran en la tabla 3.12.

Tabla 3.10 Dimensiones de terminal tipo codo portafusible 200 A Fig 3.14 [12].

Terminal tipo portafusible		
Dimensiones	15 kV	25 kV
A	73.2 mm	80.2 mm
B	215.0 mm	235.0 mm
C	125.0 mm	100.9 mm
D	111.0 mm	41.2 mm
E	40.4 mm	192.1 mm
F	335.0 mm	536 mm

Las terminales tipo codo portafusible deben de tener las siguientes características:

- El cuerpo de la terminal debe estar completamente blindado de goma lo que permite que pueda ser sumergible.
- Su construcción debe ser de curado epóxico incluyendo el aislamiento y materiales de EPDM.
- Su diseño debe contemplar la expulsión del dispositivo mediante una pértiga, así como para la conexión del cable de puesta a tierra.

- Debe tener dos puntos de prueba para determinar el estado del fusible.

Tabla 3.11 Intervalos de operación de las terminales tipo codo portafusible 200 A, [12].

Especificaciones eléctricas, terminal tipo codo portafusible 200 A.								
Nivel de tensión [kV]	Corriente de operación [A]	Corriente de corto circuito 10 ciclos [kA]	Tensión de fase-tierra [kV]	Tensión de fase-fase [kV]	Nivel básico de aislamiento BIL [kV]	Tensión máxima ca sostenida en un minuto [kV]	Tensión máxima cd sostenida en un minuto [kV]	Extinción de la corona [kV]
15	200	10	8.3	14.4	95	34	53	11
25	200	10	15.2	26.3	125	40	78	19

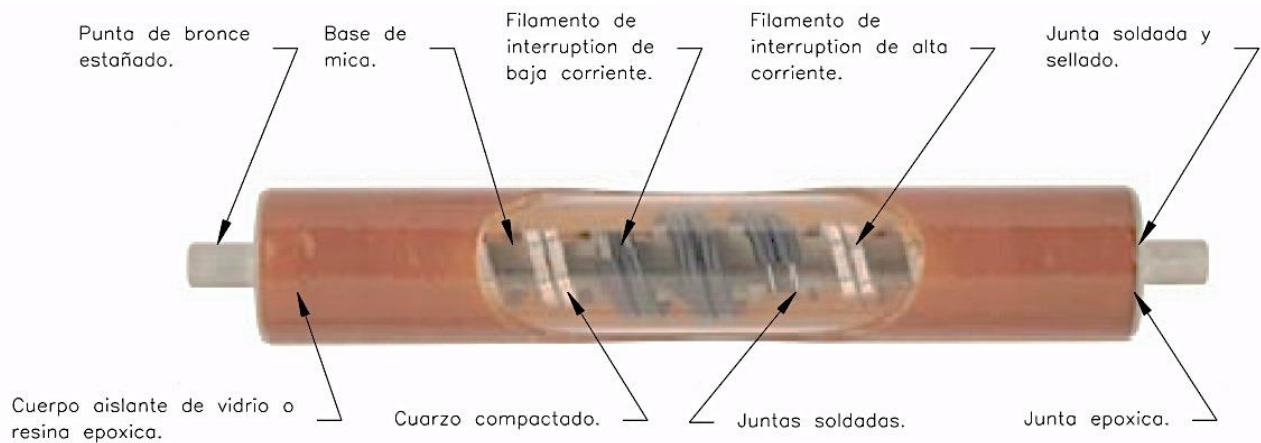


Fig 3.15 Partes de un fusible de potencia típico, [10].

Tabla 3.12 Intervalos de operación de los fusibles para terminales tipo codo 200 A, [12].

Especificaciones eléctricas fusible de potencia.							
Nivel de tensión.	Tensión nominal del fusible.	Rango de amperes.	Tensión máxima.	Máxima corriente continua.			Pico del arco.
				25°C	40°C	65°C	
15 kV	8.3 kV	3 A	10.0 kV	4.3 A	4.2 A	3.9 A	30 kV
		6 A		9.5 A	9.0 A	8.5 A	32 kV
		8 A		11.5 A	11.0 A	10.5 A	28 kV
		10 A		14.0 A	13.5 A	13.0 A	28 kV
		12 A		19.0 A	18.5 A	17.5 A	26 kV
		18 A		21.0 A	20.0 A	19.0 A	
		20 A		26.0 A	25.0 A	24.0 A	
		25 A		34.0 A	33.0 A	31.0 A	
		30 A		37.5 A	36.5 A	34.5 A	
		40 A		43.0 A	42.0 A	40.0 A	
		45 A	49.0 A	47.0 A	45.0 A		
		65 A	8.8 kV	70.0 A	68.0 A	64.5 A	23 kV
		80 A	8.8 kV	80.0 A	77.5 A	73.5 A	22 kV

En la figura 3.16 se muestra las partes de una terminal tipo codo portafusible en la cual se indica su medio de extinción del arco para operar con carga, además de la localización interna del fusible limitador de corriente. En la figura 3.17 se muestra su modo de colocación de este tipo de terminal, la desconexión de éste es a base de un equipo llamado pértiga el cual es una aislante entre la terminal y el operador para no sufrir un choque eléctrico [13].

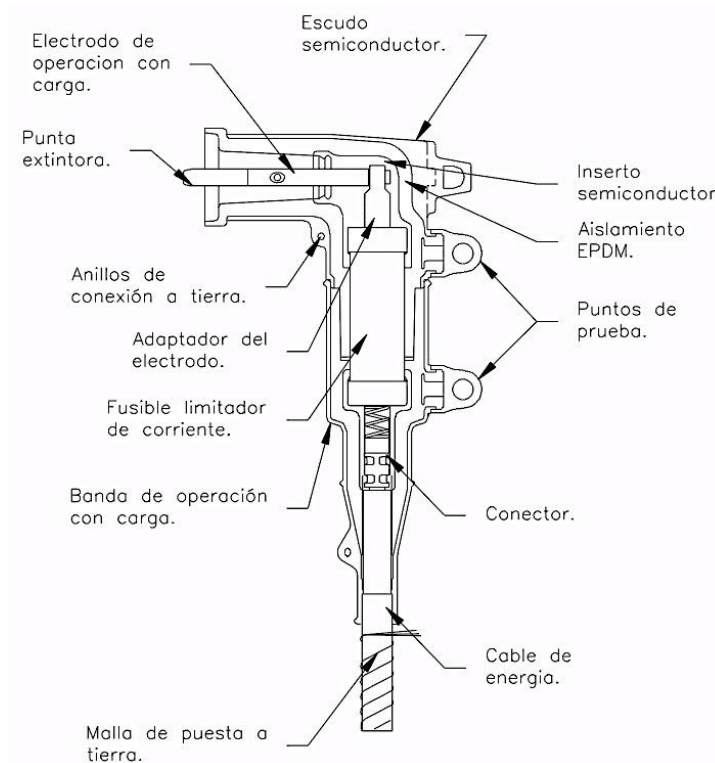


Fig 3.16 Partes que conforman a una terminal tipo codo portafusible 200 A, [12].

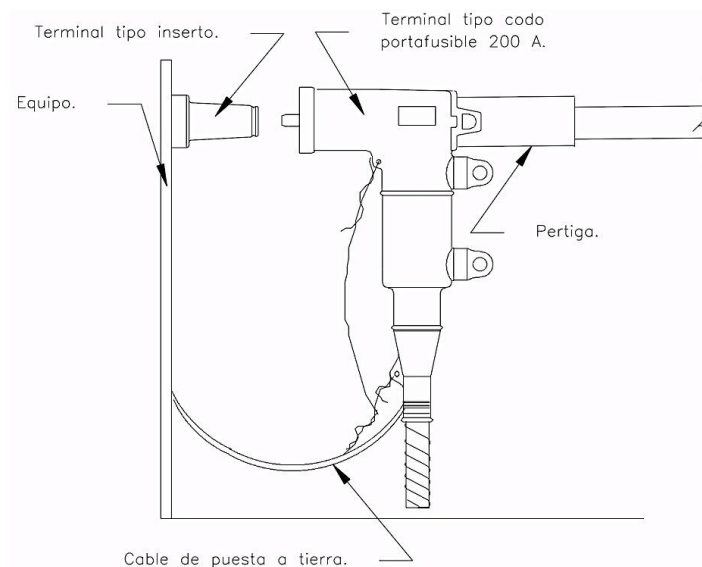


Fig 3.17 Colocación de terminal tipo codo portafusible 200 A, a equipo de media tensión, [12].

## TERMINAL TIPO APARTARRAYO

Las descargas de tensión originadas por descargas atmosféricas o sobretensiones por maniobra que excedan el valor de nivel básico del aislamiento (BIL), pueden dañar los componentes en los equipos instalados en la red de distribución subterránea. Para protegerlos contra estas sobretensiones se usan los apartarrayos del tipo varistor óxidos metálicos o de óxidos metálicos de zinc los cuales tienen como característica una resistencia infinita en las tensiones menores a las de operación y bajar rápidamente el valor de su resistencia al presentarse un nivel de tensión mayor al de operación, [13]. Hay tres tipos de terminales tipo apartarrayo según su tipo de colocación:

**Tipo estacionario:** Se coloca sobre un derivador múltiple, el cual tiene un soporte para este tipo de terminal que permite conectar sobre de está cualquier otra terminal en 200 A. Este tipo de terminal se muestra en la figura 3.19 mostrando sus cotas, en la tabla 3.14 se muestra las dimensiones de esté.

**Tipo codo:** Se coloca en una boquilla tipo pozo que se encuentra en cualquier equipo de la red mediante una terminal tipo inserto. Este tipo de terminal se muestra en la figura 3.18 con sus cotas, en la tabla 3.13 se muestra las dimensiones de éste tipo de terminal.

**Tipo inserto:** Se coloca igual que la anterior solo que está no necesita una terminal tipo inserto, ya que permite conectar sobre de ella cualquier otra terminal en 200 A. Este tipo de terminal se muestra en la figura 3.20 con sus cotas, en la tabla 3.15 se muestra las dimensiones de este tipo de terminal.

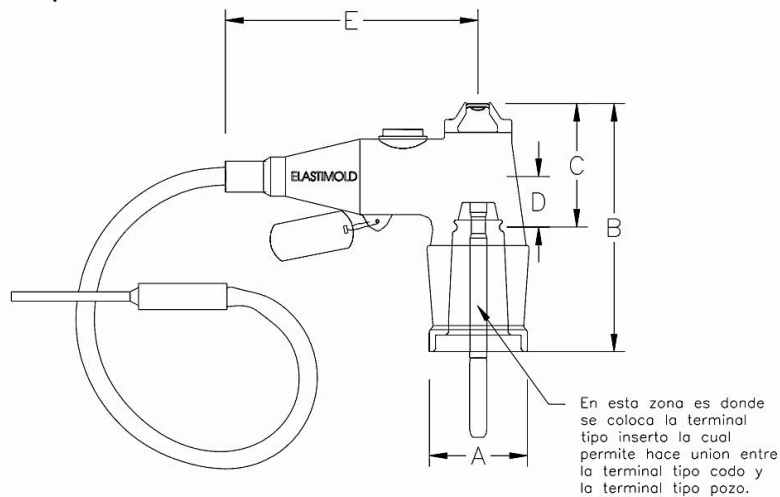


Fig 3.18 Acotaciones de terminal tipo codo apartarrayo, [12].

Tabla 3.13 Dimensiones de terminal tipo codo apartarrayo Fig 3.18 [12].

Terminal tipo codo apartarrayo		
Dimensiones	15 kV	25/35 kV
A	74.3 mm	80.2 mm
B	177.8 mm	187.8 mm
C	85.2 mm	93.1 mm
D	32.7 mm	37.8 mm
E	191.3 mm	191.3 mm

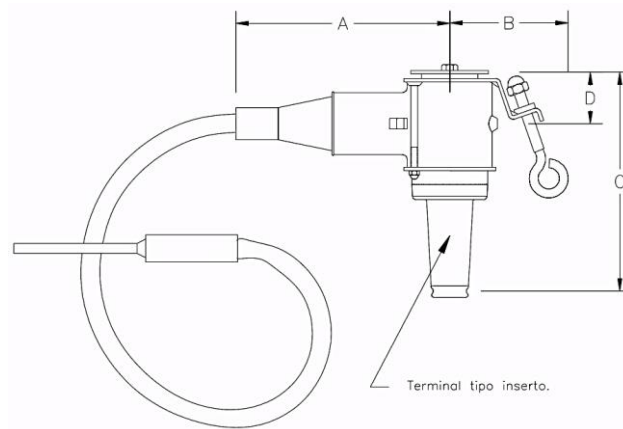


Fig 3.19 Acotaciones de terminal tipo estacionaria apartarrayo, [12].

Tabla 3.14 Dimensiones de terminal tipo estacionaria apartarrayo Fig 3.19 [12].

Terminal tipo estacionaria apartarrayo		
Dimensiones	15 kV	25 kV
A	190.5 mm	190.5 mm
B	114.3 mm	114.3 mm
C	194.6 mm	219.1 mm
D	44.7 mm	44.7 mm

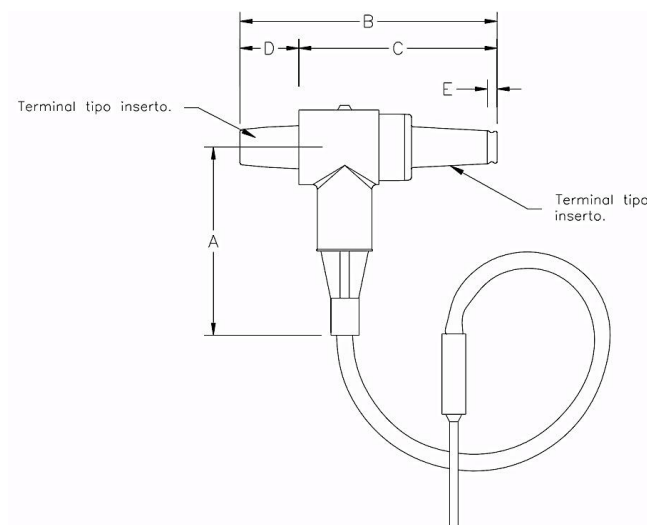


Fig 3.20 Acotaciones de terminal tipo inserto apartarrayo, [12].

Tabla 3.15 Dimensiones de terminal tipo inserto apartarrayo Fig 3.20 [12].

Terminal tipo inserto apartarrayo		
Dimensiones	15 kV	25 kV
A	190.5 mm	190.5 mm
B	262.6 mm	287.1 mm
C	194.6 mm	219.1 mm
D	68.0 mm	68.0 mm
E	5.8 mm	5.8 mm

En las figuras 3.21, 3.22 y 3.23 se muestran las partes de los apartarrayos tipo codo, estacionaria e inserto respectivamente. En la tabla 3.16 se mencionan las características para la selección de los apartarrayos en las redes de distribución.

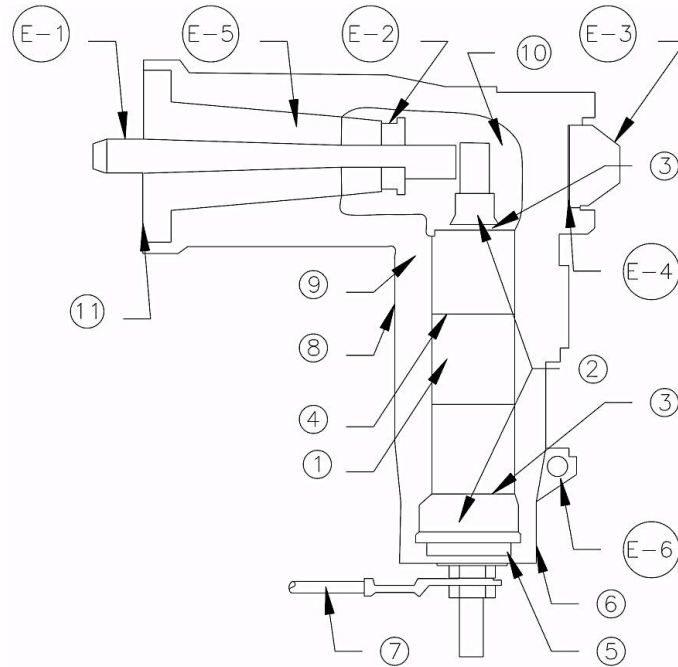


Fig 3.21 Partes de terminal tipo codo apartarrayo, [12].

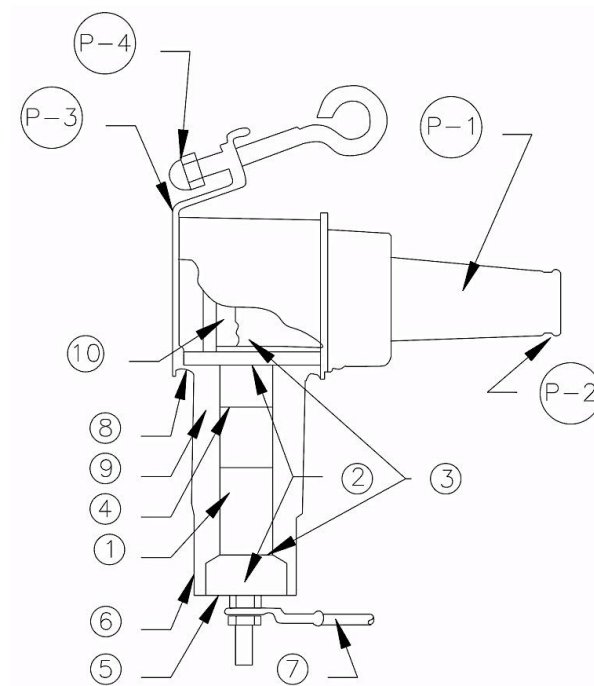


Fig 3.22 Partes de terminal tipo estacionaria apartarrayo, [12].

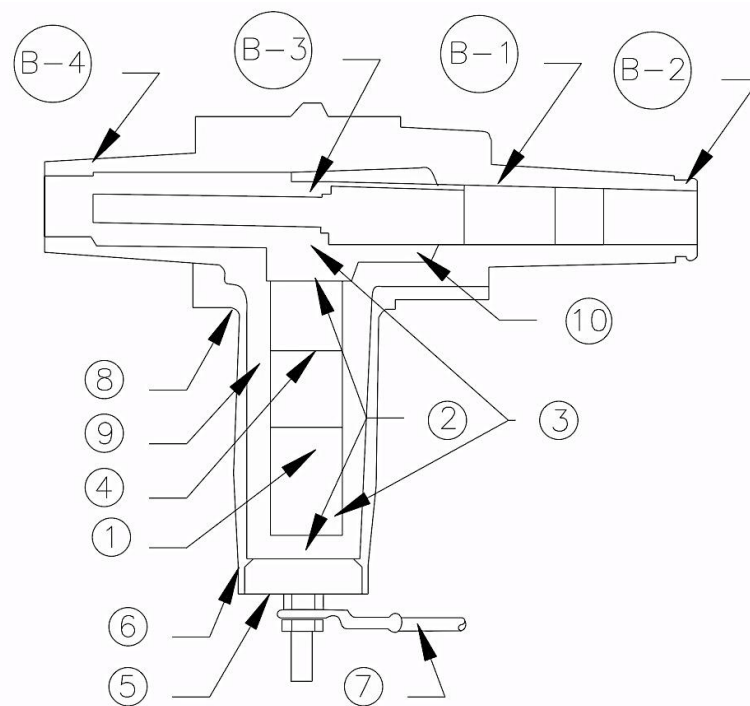


Fig 3.23 Partes de terminal tipo inserto apartarrayo, [12].

## CARACTERÍSTICAS GENERALES

### Apartarrayos

- 1) Oxido metálico: Las características de protección contra sobretensión da como resultado una operación más estable y una mayor fiabilidad y longevidad del sistema mediante los varistores.
- 2) Derivaciones de Cobre en ambos extremos de los elementos lo cual aseguran la integridad de la trayectoria de corriente de sobretensión. Las derivaciones eliminan los efectos inductivos del resorte helicoidal que de otro modo alteran las características de protección de los pararrayos.
- 3) Contacto tipo disco en ambos extremos de los elementos de válvula distribuyen las corrientes transitorias de manera uniforme.
- 4) Plata epoxi conductores entre todos los elementos de válvula para integridad eléctrica y mecánica superior.
- 5) Extremo sellado positivo tiene un agarre de compresión en forma en la carcasa de goma creando un sello de humedad confiable e impermeable.
- 6) Tapón de acero inoxidable de alta resistencia.
- 7) Cable de tierra es el No. 4 AWG de cobre desnudo, cuerdas flexibles 36 plg de largo con el extremo estañado.
- 8) Aislante externo moldeado Shield de 1/8 plg caucho EPDM conductivo cumple la norma IEEE 592.
- 9) El aislamiento es de caucho EPDM curado con peróxido, especialmente agravado para el grupo de compresión mínima y una alta fiabilidad.

- 10) Cubierta semiconductor de caucho que sirve para distribuir uniformemente la tensión sobre el aislamiento.
- 11) Protege la interfaz del buje y sonda.

## CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS

### Apartarrayos tipo Codo

- E-1 Sonda es el cobre estañado con seguidor de extinción del arco.
- E-2 Anillo de bloqueo, se acopla con la ranura de bloqueo del buje para asegurar la conexión y asegurar una acción rápida de ruptura del arco.
- E-3 Punto de prueba con pestañas entrelazadas. Extracción de la terminal por medio de pértiga
- E-4 Identificación Disco es una designación de fácil lectura, permanentemente fija del número de modelo y MCOV calificaciones de línea a tierra.
- E-5 Ajuste de interferencia ejerce presión concéntrica uniforme en las piezas de acoplamiento que proporciona mayor resistencia dieléctrica.
- E-6 Puesta a tierra y punto de conexión de cable de tierra.

### Apartarrayos tipo Estacionario

- P-1 Terminal tipo inserto operación con carga.
- P-2 Ranura de bloqueo se acopla con el anillo de bloqueo del codo para asegurar la conexión.
- P-3 Soporte que se acopla a base estacionaria, es de alta resistencia de acero inoxidable.
- P-4 Perno de acero inoxidable de 3/8 plg, asegura rígidamente el apartarrayo tipo estacionario a la base estacionaria.

### Apartarrayos tipo inserto

- B-1 Terminal tipo inserto operación con carga.
- B-2 Ranura de bloqueo, se acopla con el anillo de bloqueo del codo para garantizar la conexión y asegurar una acción rápida.
- B-3 Placa de conducción de corriente.
- B-4 Terminal tipo inserto compatible para terminal tipo pozo.

En la tabla 3.16 se muestran las características de selección de apartarrayos, que estas van de acuerdo del nivel de tensión y de aislamiento. Cuando se calcula este tipo de terminal es en base a la tensión máxima de operación continua (**MCOV**), en la tabla 3.17 se muestran las tensiones máximas de descarga que es la característica de los apartarrayos.



La forma de colocar este tipo de terminales es similar a los mencionados en las terminales tipo codo y codo portafusible. La colocación es mediante pértiga la cual es un aislante entre la terminal y el operador para evitar un choque eléctrico, la forma de colocación se muestran en la figuras 3.24, 3.25 y 3.26.

En la figura 3.24 se muestra una terminal tipo codo apartarrayo la cual va conectada a un equipo mediante una terminal tipo inserto. En la figura 3.25 se muestra la colocación de una terminal tipo estacionario apartarrayo y en la figura 3.26 una terminal tipo inserto apartarrayos, estas dos últimas son muy similares ya que pueden recibir en el cuerpo de la terminal un tipo codo, portafusible etc; la diferencia entre estas en el tipo de uso que la tipo estacionaria es para proteger la red en los puntos abiertos de los anillos de la red y el tipo inserto sirve para proteger los equipos de la red como un transformador.

Tabla 3.16 Características para selección de apartarrayos, [12].

Tensión de operación	Sistema Línea-a-línea Volts [kVrms]		MCOV kV RMS	
	Nominal	Máximo	Circuitos Neutros aterrizados	Circuitos Trifásicos no aterrizados
Clase 15 kV	2.40	2.54	2.55	2.55
	4.16	4.40	2.55	5.10
	4.80	5.08	5.10	5.10
	6.90	7.26	5.10	8.40
	8.32	8.80	5.10	8.40
	12.47	13.20	8.40	15.30
	13.20	13.97	8.40	15.30
	13.80	14.50	8.40	15.30
Clase 25 kV	13.80	14.50	10.20	15.30
	6.90	7.26	5.10	8.40
	8.32	8.80	5.10	8.40
	12.47	13.20	8.40	15.30
	13.20	13.97	8.40	15.30
	13.80	14.50	8.40	15.30
	13.80	14.50	10.20	15.30
	20.78	22.00	12.70	-
	20.78	22.00	15.30	-
	23.00	24.34	15.30	-
Clase 35 kV	24.94	26.40	15.30	-
	24.94	26.40	17.00	-
	28.00	29.80	17.00	-
Clase 35 kV	23.00	24.34	-	22.00
	34.50	36.51	22.00	-
	34.50	36.51	24.40	-

Tabla 3.17 Características de protección de apartarrayos, [12].

Tensión de operación	MCOV (kV RMS)	Evaluación del ciclo de trabajo	Tensión máxima de descarga ( kV cresta) 8 x 20 corriente de onda [ $\mu$ s]				
			1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA
15 kV	2.55	3	8.06	8.48	8.74	9.36	10.4
	5.1	6	16.12	16.95	17.47	18.72	20.8
	8.4	10	28.21	29.66	30.57	32.76	36.4
	10.2	12	32.24	33.9	34.94	37.44	41.6
	12.7	15	40.0	42.38	43.68	46.8	52
25 kV	15.3	18	48.36	50.85	52.41	56.16	62.4
	8.4	10	28.21	29.66	30.57	32.76	36.4
	10.2	12	32.24	33.9	34.94	37.44	41.6
	12.7	15	40.3	42.38	43.68	46.8	52
	15.3	18	48.36	50.85	52.41	56.16	62.4
38 kV	17	21	56.42	59.32	61.14	65.52	72.8
	19.5	24	64.48	67.8	69.88	74.88	83.2
	22	27	72.54	76.28	78.62	84.24	93.6
	24.4	30	80.6	84.75	87.35	93.6	104
	29	36	96.72	101.7	104.8	112.32	124.8

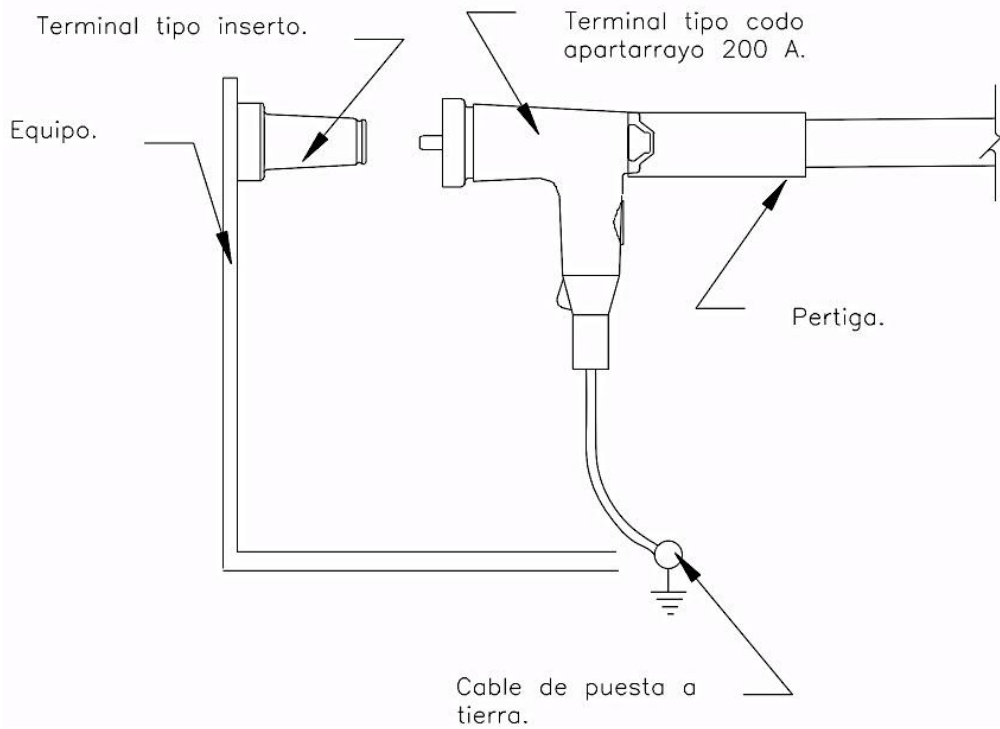


Fig 3.24 Colocación de terminal tipo codo apartarrayo, [12].

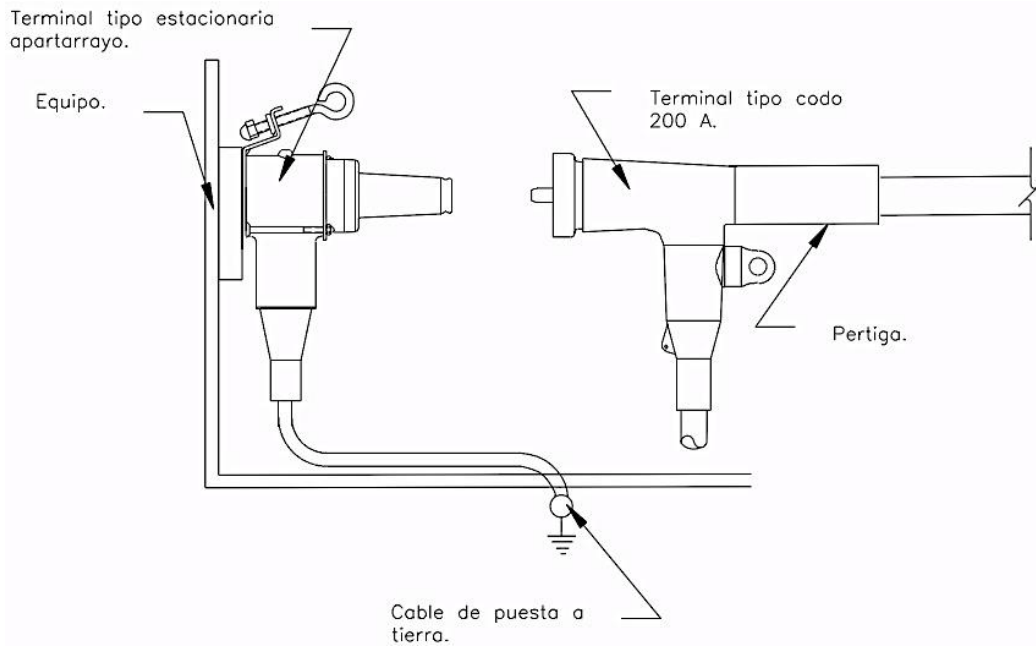


Fig 3.25 Colocación de terminal tipo estacionario apartarrayo, [12].

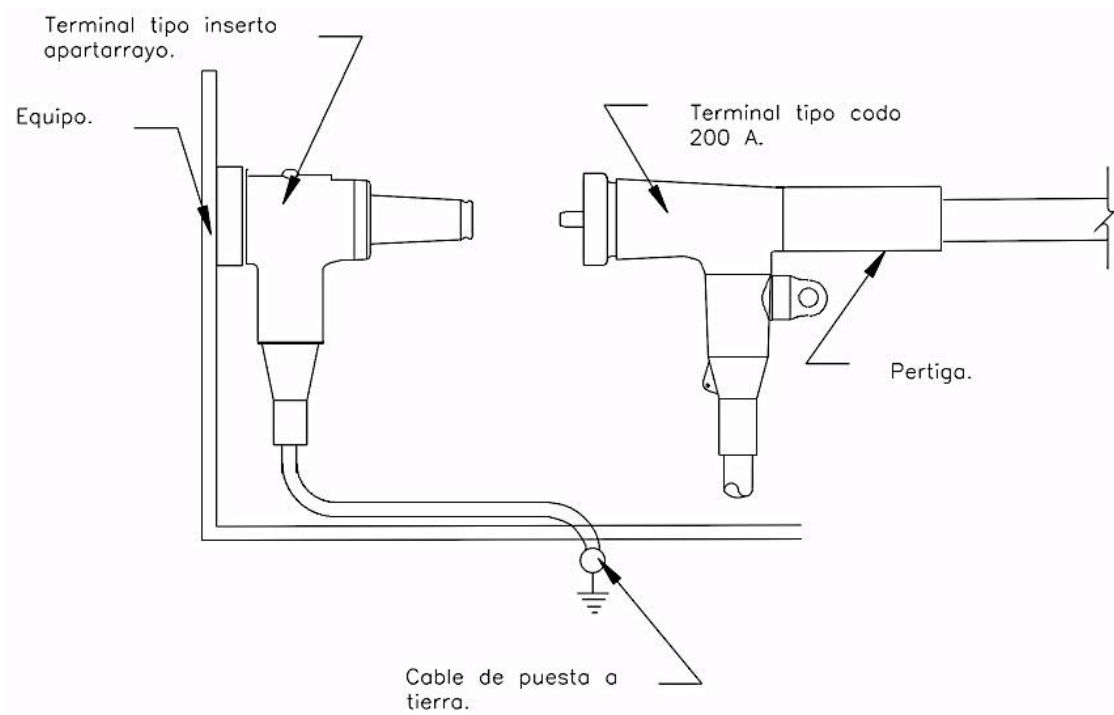


Fig 3.26 Colocación de terminal tipo inserto apartarrayo, [12].

## BOQUILLA TIPO INSERTO

Se enrosca en un boquilla tipo pozo universal. Al utilizar boquillas tipo inserto hacen posible la instalación de las terminales tipo codo, este tipo de boquilla comprende uno de los componentes esenciales de todas las conexiones de operación con carga, [13].

La Boquilla Tipo Inserto utiliza un sistema de “TRAYECTORIA DE CORRIENTE DE PURO COBRE”, que contiene un solo punto de transferencia de corriente, dentro del mismo inserto, la sencillez del diseño de la trayectoria de la corriente proporciona un desempeño confiable y superior. Un hueco hexagonal interno permite la instalación confiable y hermética, la boquilla tipo inserto puede ser ajustada apropiadamente dentro de la boquilla tipo pozo sin el temor de romper el perno de la boquilla tipo pozo, [13].

Existen distintos tipos de boquillas tipo inserto, según su aplicación:

- Boquilla tipo inserto sencilla.
- Boquilla tipo inserto doble.
- Boquilla tipo estacionaria.

La boquilla tipo inserto cumple con todos los requerimientos de la norma IEEE 386TM. Cuando se instala con un componente de características similares, la boquilla tipo inserto proporciona una conexión sellada y sumergible para operaciones de apertura y cierre con carga, en la figura 3.27 se muestra una boquilla tipo inserto con sus respectivas cotas y en la tabla 3.18 sus dimensiones.

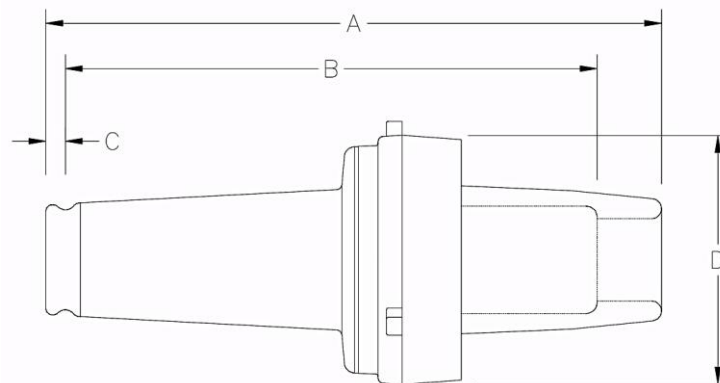


Fig 3.27 Dimensiones de boquilla tipo inserto, [12].

Tabla 3.18 Dimensiones de boquilla tipo inserto Fig 3.27 [12].

Boquilla tipo inserto sencillo.			
Dimensiones	15 kV	25 kV	35 kV
A	182.3 mm	226.8 mm	226.8 mm
B	157.5 mm	189.4 mm	189.4 mm
C	5.8 mm	5.8 mm	5.8 mm
D	73.7 mm	71.3 mm	71.3 mm

La boquilla tipo inserto se utiliza para conectar cualquier tipo de terminal a un equipo ya sea transformador, seccionador, derivador etc. En la figura 3.28 se muestra la boquilla tipo inserto doble con sus respectivas cotas, este tipo de boquilla sirve para conectar dos terminales en paralelo a cualquier equipo como los ejemplos mencionados anteriormente, en la tabla 3.19 se muestra las dimensiones de este tipo de boquilla.

En la figura 3.29 se muestra una boquilla tipo inserto estacionaria con sus respectivas cotas, este tipo de boquilla tiene la misma función que una boquilla sencilla figura 3.27, solo que está se encuentra en los extremos de los derivadores para alojar terminales esto con el fin de hacer algún tipo de maniobra en la red de distribución, en la tabla 3.20 se muestran las dimensiones de dicha boquilla. En la figura 3.30 se muestra una boquilla tipo inserto doble estacionaria con sus respectivas cotas, este tipo de boquilla tiene la misma función que una boquilla tipo inserto doble figura 3.28, solo que está se utiliza para alojar terminales cuando se hace mantenimiento de la red de distribución, en la tabla 3.21 se muestran las dimensiones de dicha terminal en los diferentes niveles de aislamiento, [13].

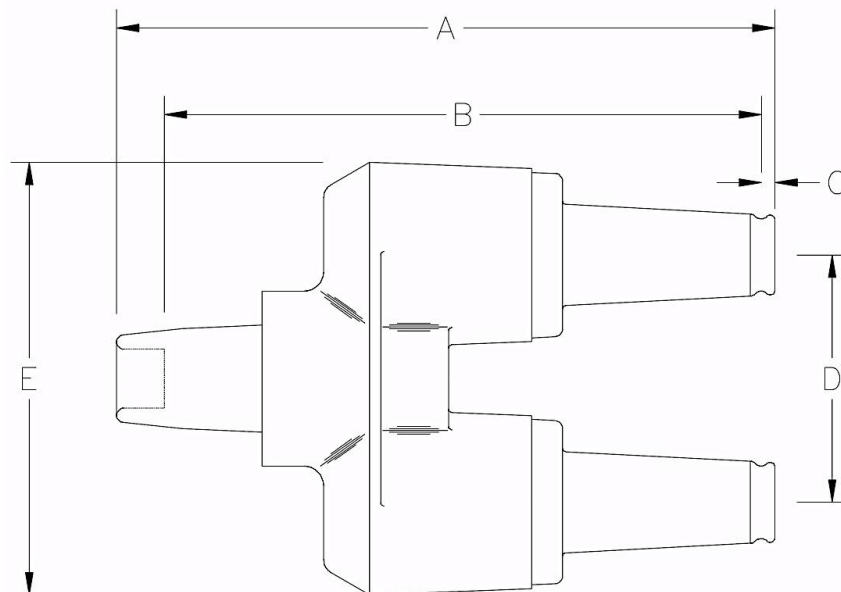


Fig 3.28 Dimensiones de boquilla tipo inserto doble, [12].

Tabla 3.19 Dimensiones de boquilla tipo inserto doble Fig 3.28 [12].

Boquilla tipo inserto doble.			
Dimensiones	15 kV	25 kV	35 kV
A	270.8 mm	304.7 mm	304.7 mm
B	245.5 mm	279.6 mm	279.6 mm
C	5.8 mm	5.8 mm	5.8 mm
D	101.6 mm	101.6 mm	101.6 mm
E	177.8 mm	172.7 mm	172.7 mm

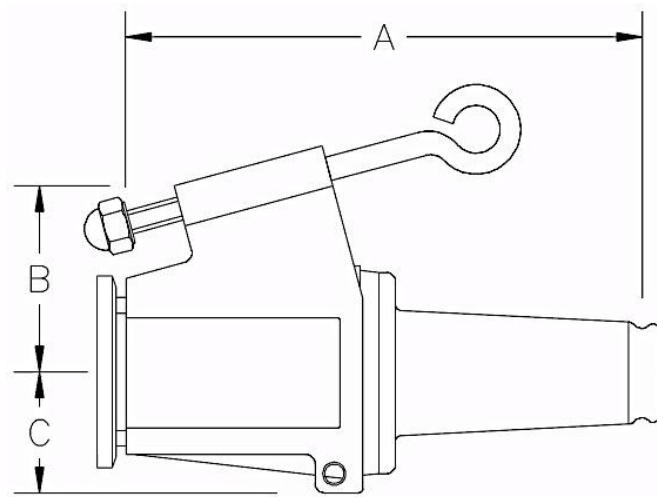


Fig 3.29 Dimensiones de boquilla tipo inserto estacionaria, [12].

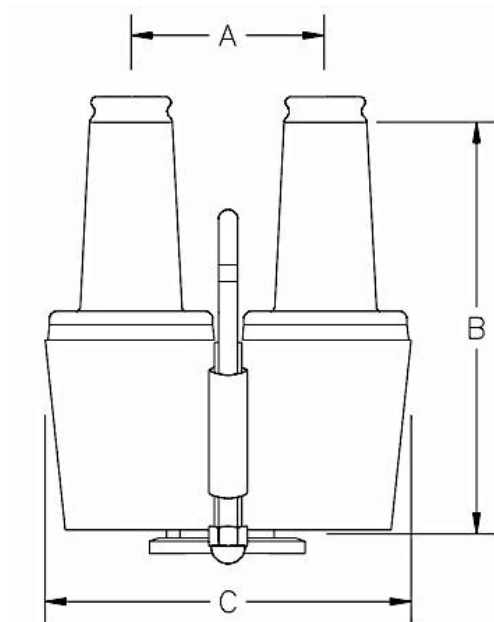


Fig 3.30 Dimensiones de boquilla tipo inserto doble estacionaria, [12].

Tabla 3.20 Dimensiones de boquilla tipo inserto estacionaria Fig 3.29 [12].

Boquilla tipo inserto estacionaria sencilla.			
Dimensiones	15 kV	25 kV	35 kV
A	130.0 mm	209.3 mm	209.3 mm
B	47.6 mm	79.3 mm	79.3 mm
C	70.5 mm	69.1 mm	69.1 mm

Tabla 3.21 Dimensiones de boquilla tipo inserto doble estacionaria Fig 3.30 [12].

Boquilla tipo inserto estacionaria doble.			
Dimensiones	15 kV	25 kV	35 kV
A	79.3 mm	101.6 mm	101.6 mm
B	174.5 mm	218.0 mm	218.0 mm
C	150.6 mm	168.4 mm	168.4 mm

En la figura 3.31 se muestran las partes internas de una boquilla tipo inserto sencilla, estas partes mostradas también son las mismas para las boquillas dobles y estacionarias mostradas anteriormente. Este tipo de boquilla se puede utilizar en operación con carga u operación sin carga ya que el modelo de operación con carga tiene una cámara de gases que es la que extingue el arco eléctrico.

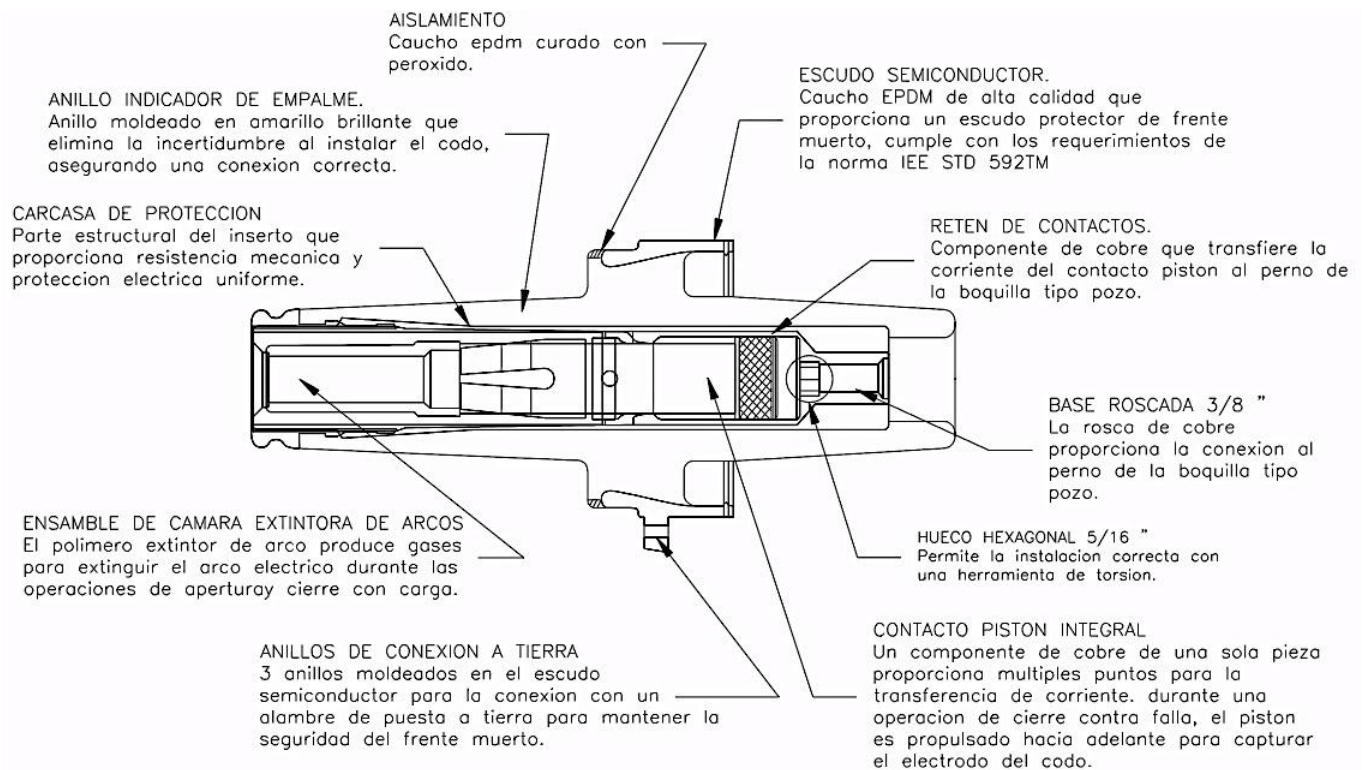


Fig 3.31 Partes de una boquilla tipo inserto 200 A, [12].

En la figura 3.32 se muestra la colocación de una boquilla tipo inserto sencilla la cual recibe una terminal tipo codo o simplemente un tapón aislado. En la figura 3.33 se muestra una boquilla tipo inserto doble, como en la figura anterior este tipo de boquilla recibe los mismos tipos de terminales, este tipo de boquillas tipo inserto son operados con carga y sin carga.

En la figura 3.34 se muestra la colocación de una boquilla tipo inserto sencilla estacionaria la cual recibe una terminal tipo codo o simplemente un tapón aislado. En la figura 3.35 se muestra una boquilla tipo inserto doble estacionaria, como en la figura anterior esté tipo de boquilla recibe los mismos tipos de terminales, esté tipo de boquillas tipo inserto son operados con carga y sin carga, en la tabla 3.22 se muestran los intervalos de operación de este tipo de terminales en los distintos niveles de aislamiento.

Tabla 3.22 Intervalos de operación de las boquillas tipo inserto 200 A, [12].

Especificaciones eléctricas, boquilla tipo inserto 200 A.								
Nivel de tensión [kV]	Corriente de operación [A]	Corriente de corto circuito 10 ciclos [kA]	Tensión de fase-tierra [kV]	Tensión de fase-fase [kV]	Nivel básico de aislamiento BIL [kV]	Tensión máxima ca sostenida en un minuto [kV]	Tensión máxima cd sostenida en un minuto [kV]	Extinción de la corona [kV]
15	200	10	8.3	14.4	95	34	53	11 kV
25	200	10	15.2	26.3	125	40	78	19 kV
35	200	10	21.1	36.3	150	50	103	26 kV

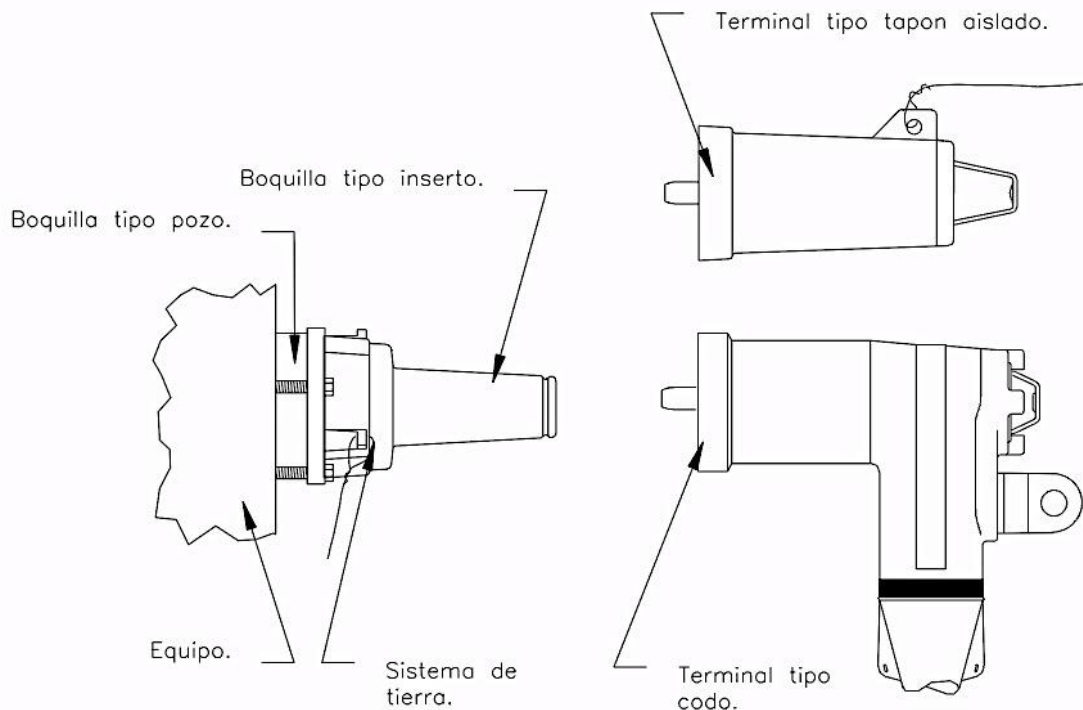


Fig 3.32 Colocación de una boquilla tipo inserto sencilla, [12].



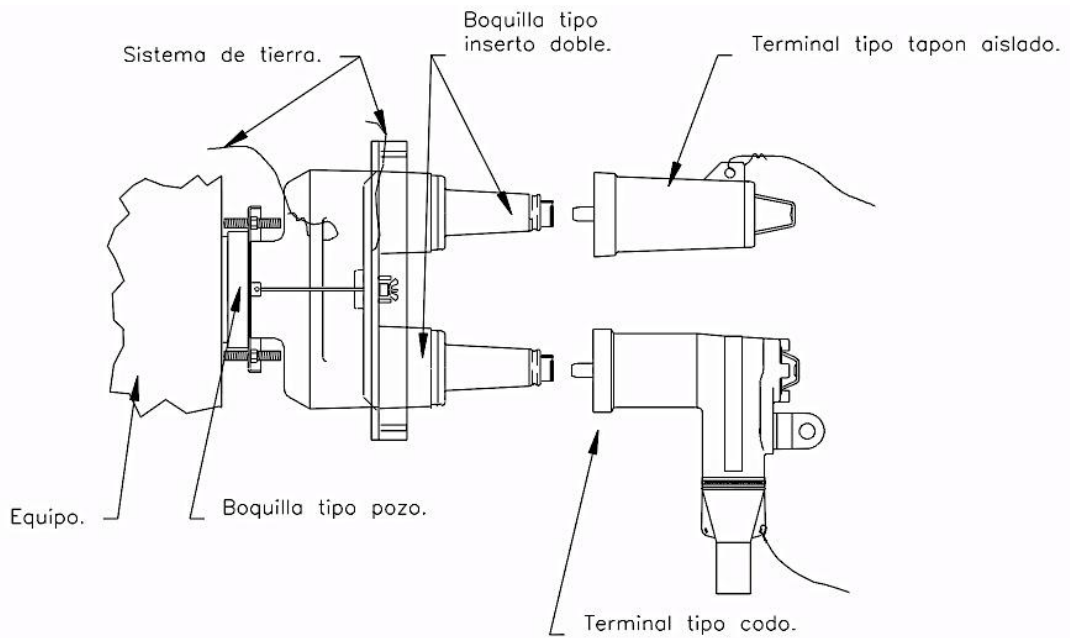


Fig 3.33 Colocación de una boquilla tipo inserto doble, [12].

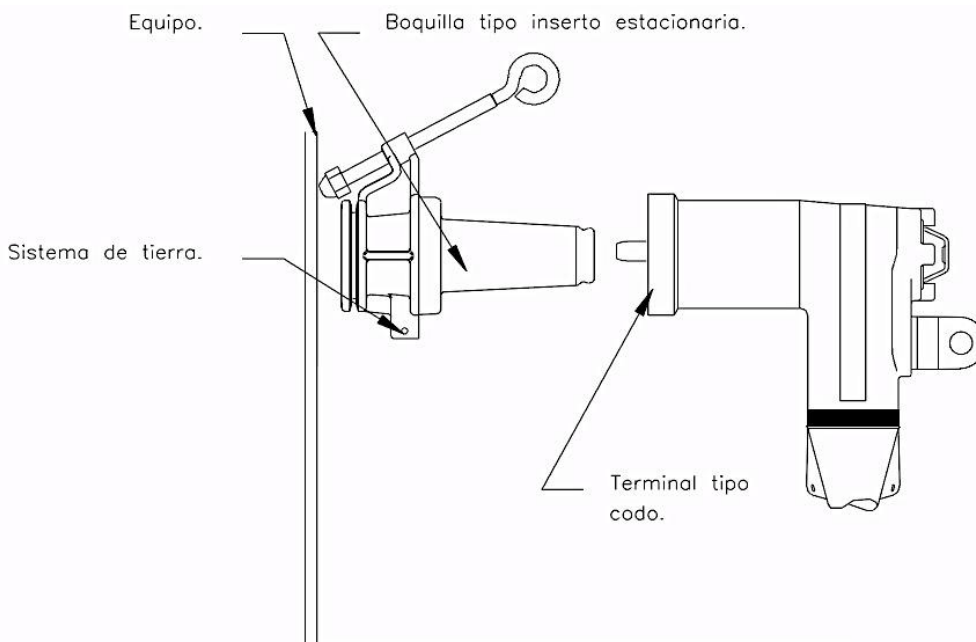


Fig 3.34 Colocación de una boquilla tipo inserto sencilla estacionaria, [12].

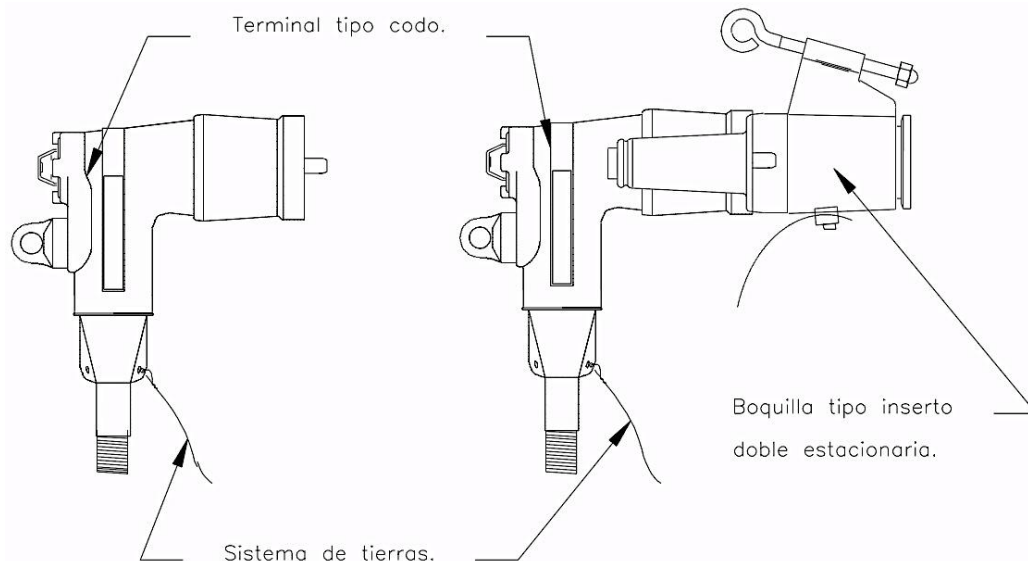


Fig 3.35 Colocación de una boquilla tipo inserto doble estacionaria, [12].

## TAPÓN AISLADO

La terminal tipo tapón aislado es un dispositivo diseñado para aislar eléctricamente y sellar las boquillas tipo inserto o las tipo pozo. Una vez conectado a una terminal, el cable de tierra protege a la terminal manteniéndola aislada hacia el exterior, [13].

El tapón tipo aislado tiene un aislamiento tipo EPDM, lo que proporciona una cubierta aislante sumergible. El tapón tipo aislado se puede utilizar para la instalación permanente o temporal de la red de distribución.

En la figura 3.36 se muestra un tapón aislado con sus respectivas cotas y en la tabla 3.23 se muestra las dimensiones de un tapón aislado. Este tipo de tapón aislado sirve para evitar el contacto directo de una boquilla tipo inserto, [13].

En la figura 3.36 se muestra un tapón tipo pozo con sus respectivas cotas y en la tabla 3.24 se muestra las dimensiones de un tapón tipo pozo. Este tipo de tapón sirve para evitar el contacto directo de al punto de conexión de un transformador o seccionador. En la tabla 3.25 se muestra los intervalos de operación de estos tipos de tapones en los diferentes niveles de aislamiento.

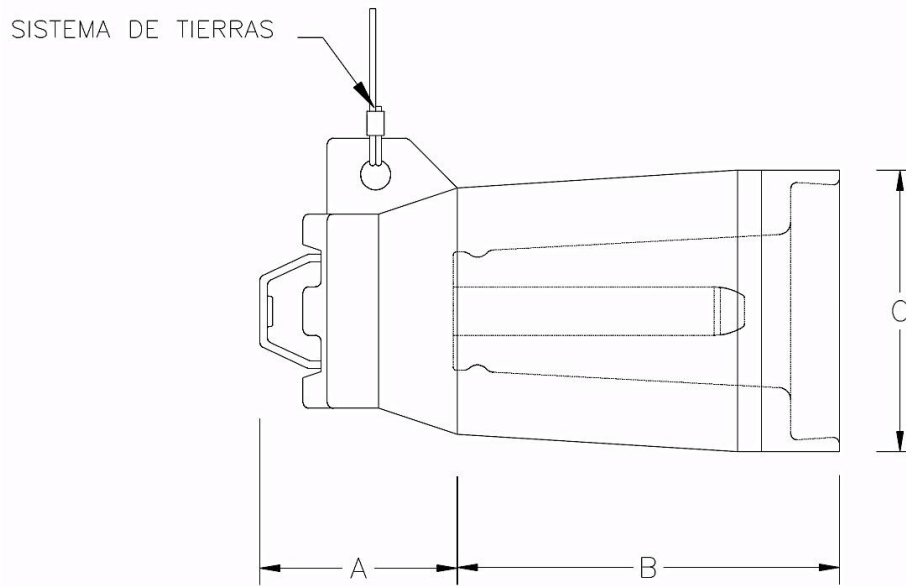


Fig 3.36 Dimensiones de tapón aislado, [12].

Tabla 3.23 Dimensiones de tapón aislado Fig 3.36 [12].

Tapón aislado.			
Dimensiones	15 kV	25 kV	35 kV
A	57.1 mm	73.0 mm	73.0 mm
B	95.3 mm	95.3 mm	95.3 mm
C	73.7 mm	73.7 mm	73.7 mm

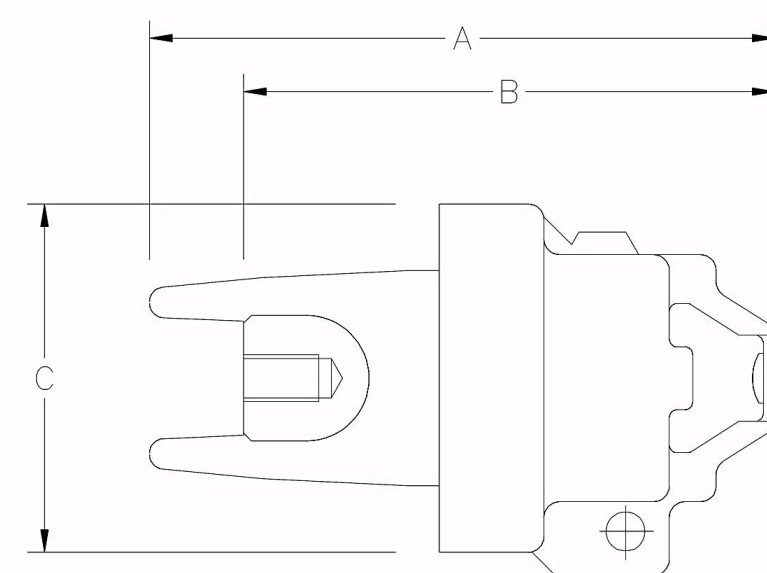


Fig 3.37 Dimensiones de tapón tipo pozo, [12].

Tabla 3.24 Dimensiones de tapón tipo pozo Fig 3.37 [12].

Tapón tipo pozo.			
Dimensiones	15 kV	25 kV	35 kV
A	127.6 mm	127.6 mm	135.2 mm
B	108.5 mm	108.5 mm	116.1 mm
C	70.4 mm	70.4 mm	70.4 mm

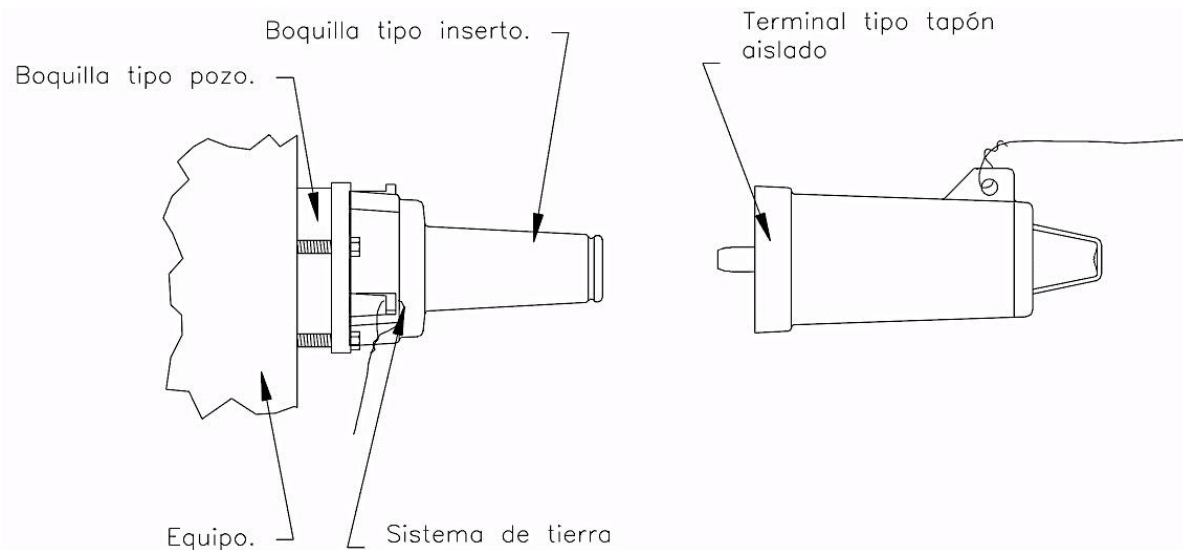


Fig 3.38 Colocación de tapón aislado, [12].

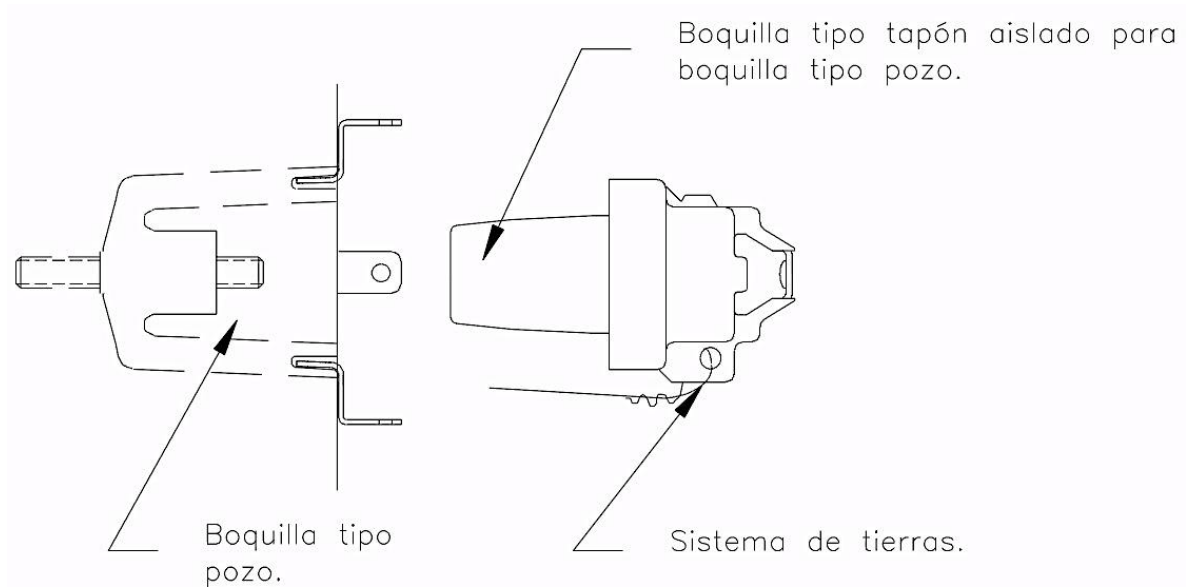


Fig 3.39 Colocación de tapón tipo pozo, [12].

Tabla 3.25 Intervalos de operación de tapón aislado o tipo pozo 200 A, [12].

Especificaciones eléctricas, boquilla tipo inserto 200 A.								
Nivel de tensión [kV]	Corriente de operación [A]	Corriente de corto circuito 10 ciclos [kA]	Tensión de fase-tierra [kV]	Tensión de fase-fase [kV]	Nivel básico de aislamiento BIL [kV]	Tensión máxima ca sostenida en un minuto [kV]	Tensión máxima cd sostenida en un minuto [kV]	Extinción de la corona [kV]
15	200	10	8.3	14.4	95	34	53	11
25	200	10	15.2	26.3	125	40	78	19
35	200	10	21.1	36.3	150	50	103	26

### BOQUILLA TIPO POZO

Las boquillas tipo pozo están diseñadas para boquillas tipo inserto universales ya sea para operación con carga y operación sin carga, de igual manera están diseñadas para ser montadas directamente en los equipos de la red de distribución en sistemas de 200 A. La figura 3.40 muestra una boquilla tipo pozo y en la tabla 3.26 se muestra las dimensiones de la boquilla mencionada, [13].

Las boquillas tipo pozo son para tres tipos de niveles de aislamiento 15 kV, 25 kV y 35 kV. Algunas aplicaciones de este tipo de boquillas:

- Transformadores de Pedestal.
- Transformadores sumergibles.
- Seccionadores.
- Equipos de protección.

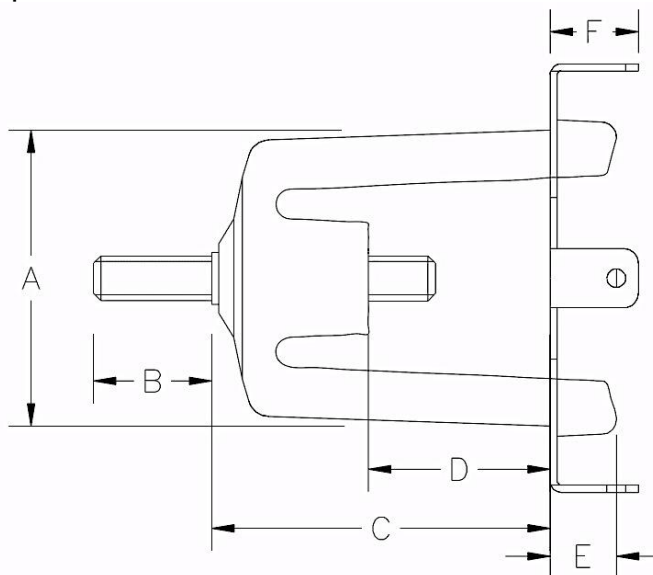


Fig 3.40 Dimensiones de boquilla tipo pozo, [12].

Tabla 3.26 Dimensiones de boquilla tipo pozo Fig 3.40 [12].

Boquilla tipo pozo	
Dimensiones	15 kV, 25 kV, 35 kV
A	63.5 mm
B	25.4 mm
C	72.6 mm
D	38.9 mm
E	14.2 mm
F	19.0 mm

## ADAPTADOR DE TIERRAS

Los adaptadores de pantallas se utilizan para aterrizar pantallas metálicas o pantallas a base de hilos al sistema de puesta a tierra, este adaptador elimina la necesidad de soldar o encintar la pantalla del cable de energía. En la figura 3.41 se muestra un adaptador de tierras y en la figura 3.42 se muestra el mismo adaptador de tierras pero colocado en un cable de energía, [13].

El diseño de los adaptadores de pantalla es completamente hermético, por lo que se puede utilizar de forma subterránea o a la intemperie. El adaptador de tierras se utiliza en los tres niveles de aislamiento 15 kV, 25 kV y 35 kV con niveles de aislamiento del 100% y del 133% en sistemas en 200 A y 600 A, existe para conductores de 1/0 AWG hasta 500 MCM.

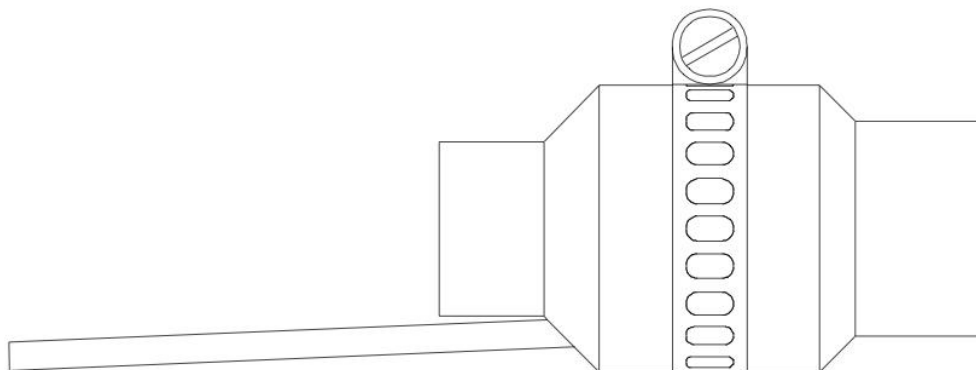


Fig 3.41 Adaptador de tierras típico, [12].

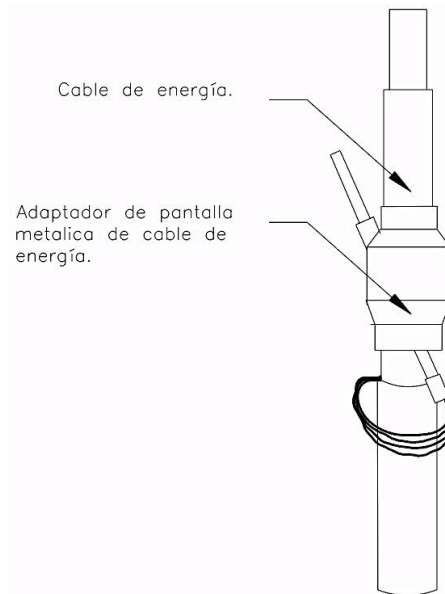


Fig 3.42 Colocación de adaptador de tierras a cable de energía, [12].

## EMPALMES

Los empalmes para media tensión se utilizan para unir cables de energía con aislamiento del tipo polimérico XLP, EPR etc. En los tres niveles de tensión 15 kV, 25 kV y 35 kV con niveles de aislamiento del 100% y del 133%, [13]. Existen dos tipos de empalmes según su tipo de instalación:

- Termocontráctil
- Contráctil en frío

Estos tipos de empalmes son de una sola pieza la cual evita la penetración de agua y puede ser colocado de forma subterránea. Estos empalmes están normalizados:

- NMX-J-158 ANCE 2002 Empalmes-Empalmes para cables de media y alta tensión-especificaciones y métodos de prueba.
- IEEE-404 2000 Extruded and laminated dielectric shielded cable joints rated 2.5 kV - 500 kV.
- IEC 60502-4 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltajes from 1 kV- 35 kV.

Los empalmes termocontráctiles su cubierta exterior e interior es de hule del tipo EPDM, la cual es colocada sobre el conductor, está cubierta se contrae al conductor mediante calor; de ahí viene su nombre de termocontráctil. Los empalmes contráctil en frío tienen la misma característica que los anteriores solo con la diferencia que su cubierta exterior se contrae quitando los seguros de plástico en forma de espiral, [13] en la figura 3.43 se muestra las partes de un empalme termocontractil y en la figura 3.44 se muestra la parte exterior del mismo empalme.

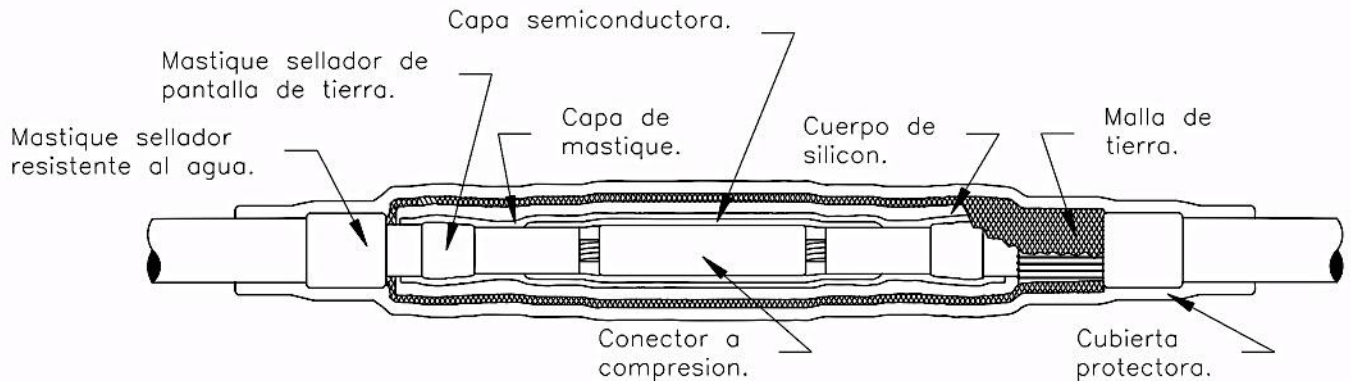


Fig 3.43 Partes de un empalme tipo termocontráctil, [12].

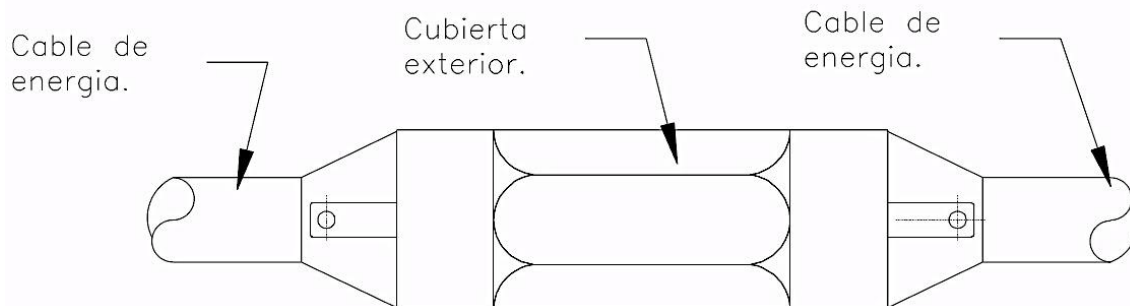


Fig 3.44 Cubierta exterior de empalme termocontráctil, [12].

## INDICADORES DE FALLA

Los indicadores de falla montados en el punto de prueba de las terminales consisten en un sensor de corriente de estado sólido conectado a un visualizador de circuito con alguna falla, lo que permite ubicar rápidamente cables de energía y equipos con alguna falla en sistemas de distribución subterránea. Los indicadores cuentan con circuitos lógicos y un proceso de protección del sistema de monitoreo para prevenir que el indicador se active a no ser que una condición de sobrecorriente continúe debido a una pérdida del sistema de tensión. Las operaciones de activación y reinicio son automáticas, por versatilidad y conveniencia, se pueden usar del mismo indicador para las aplicaciones de nivel de aislamiento de 15 kV hasta 35 kV, [13].



## OPERACIÓN BÁSICA

Un circuito que presente una falla produce un campo magnético asociado, que cierra un interruptor de lengüeta en el indicador de falla y éste se coordina apropiadamente con los esquemas de protección de circuitos, incluyendo fusibles limitadores de corriente. Para eliminar activaciones falsas que confundan a los indicadores de reinicio de tensión, estos están equipados con circuitos limitadores de arranque, retroalimentación y exceso de carga fría. Los sensores de corriente tienen una protección interna para prevenir disparos inadvertidos cuando se ubique el indicador cerca de alguna otra fase del sistema, [13].

A continuación se menciona los distintos tipos en los cuales el indicador puede operar:

### OPERACIÓN DE CIRCUITO – FALLADO

t1 . **El indicador de falla está conectado al sistema y se energiza a los 5 kV**, a la unidad de montaje del punto de prueba se demora 3 min para energizarse y la unidad de tipo elevado se demora 6 min. A tensiones más elevadas la energización es más corta.

t2. **Se detecta la falla de corriente.** El indicador de falla se activa después de 1 ms, lo que la pantalla del indicador de falla muestra normal.

t3. El interruptor/reconectador se cierra y la tensión baja.

t4. **La tensión se pierde.** Una ventana de 30 s permite que el dispositivo de protección desbloquee la falla y reconecte. El indicador cambia de estado. En la figura 3.45 se muestra la gráfica de operación de circuito fallado

### OPERACIÓN DE LIMITACIÓN – ARRANQUE

T1. El indicador de falla se conecta al sistema y se energiza a 5 kV , a la unidad de montaje de punto de prueba la cual se demora 3 min en energizarse y la unidad de tipo elevado e demora 6 min. A tensiones más elevadas la energización es más corta.

T1-t2 Operación de reconexión / interrupción por la línea ascendente debido a una falla en otra fase. Después de 100 ms. (t2) , el indicador de falla es desactivado debido a que no se detecta falla de corriente.

T3. El cortocircuito se cierra. La tensión vuelve a la normalidad para fases sin fallas. No se presenta cambios en la pantalla del indicador de falla. En la figura 3.46 se muestra la gráfica de operación de limitación arranque.

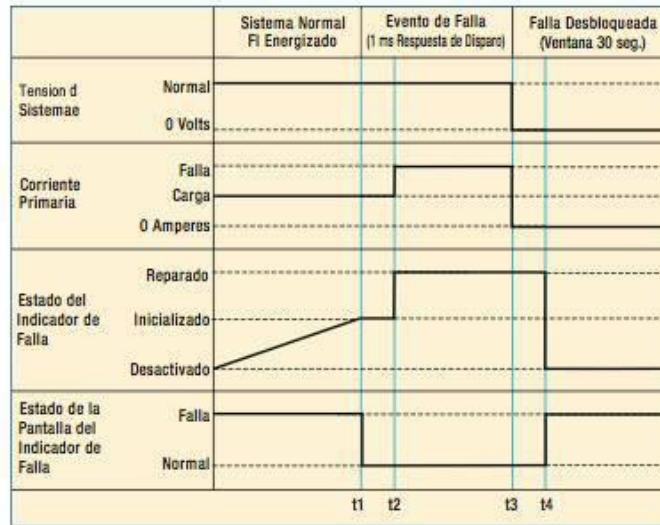


Fig 3.45 Gráfica de la operación de circuito-fallado, [12].

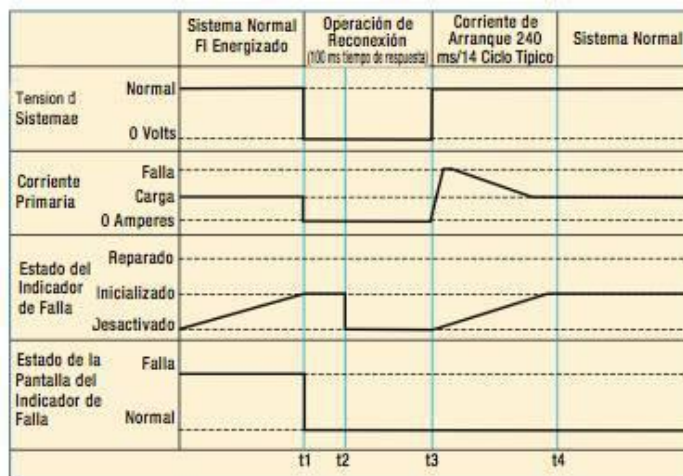


Fig 3.46 Gráfica de la operación de limitación-arranque, [12].

### OPERACIÓN DE SOBRECARGA

T1. El indicador de falla se conecta al sistema y se energiza a 5 kV, la unidad de montaje de punto de prueba se demora 3 min para energizarse y la unidad de tipo elevado se demora 6 min. A tensiones más elevadas la energización es más corta.

T2. El dispositivo de línea descendente del indicador de falla se interrumpe, creando una sobrecarga. El indicador de falla se activa después de 1 ms. La pantalla del indicador de falla se muestra normal.

T3 Se terminó la condición de sobrecarga. El indicador de falla no cambia de estatus.

T4. Después de 30 s, el indicador de falla vuelve al estado inicial.

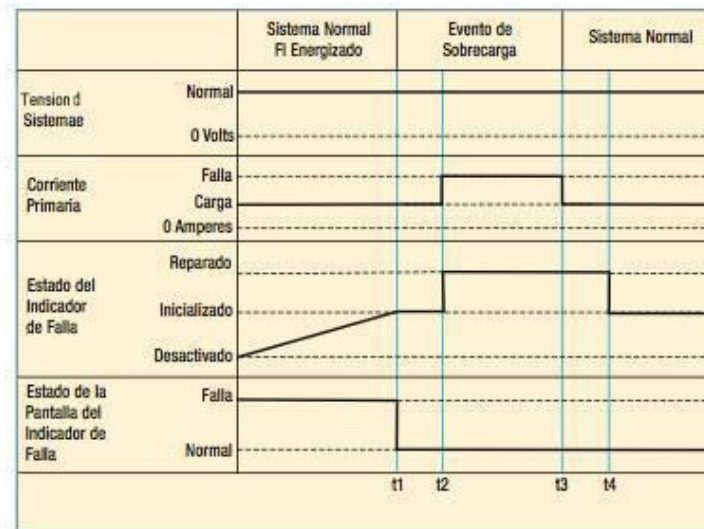


Fig 3.47 Gráfica de la falla operación de sobrecarga, [12].

### SISTEMA EN 600 A

Las terminales en media tensión permiten conectar los cables de media tensión a transformadores o derivadores de forma segura. Están fabricados de hule EPDM moldeado lo que permite que la terminal sea resistente a la humedad y elimina la exposición de partes vivas hacia el operador. Las terminales para sistemas en 600 A sólo se manejan para operación sin carga, [13].

### TERMINAL EN CUERPO TIPO “T”

El conector tipo cuerpo “T” para operación sin carga está diseñado para usarse en sistemas de distribución subterráneas de 600 A con un nivel de tensión de 15 kV, 25 kV y 35 kV. Este tipo de conector es para uso de cable con aislamiento XLP, una de sus aplicaciones es para equipos de frente muerto por ejemplo transformadores, interruptores y equipos de conexión, éste tipo de terminal son diseñados para ser completamente aislados, [13].

Este tipo de terminales cuentan con un punto de prueba capacitivo que se encuentra entre una capa de material aislante, el cuál proporciona un medio para probar el circuito sin la necesidad de separar las partes de unión de la terminal, el punto de prueba permite el uso de indicadores de falla brindando seguridad al operador.

En la figura 3.28 se muestra una terminal en cuerpo tipo “T” con sus respectivas cotas, en la tabla 3.27 se muestra las dimensiones de dicha terminal. En la tabla 3.28 se muestra los intervalos de operación de este tipo de terminal en los distintos niveles de aislamiento.

En la figura 3.49 se muestra las partes internas de una terminal en cuerpo tipo “T” . este tipo de terminal no puede ser operada con carga debido a que carece de carama de extinción de arco eléctrico.

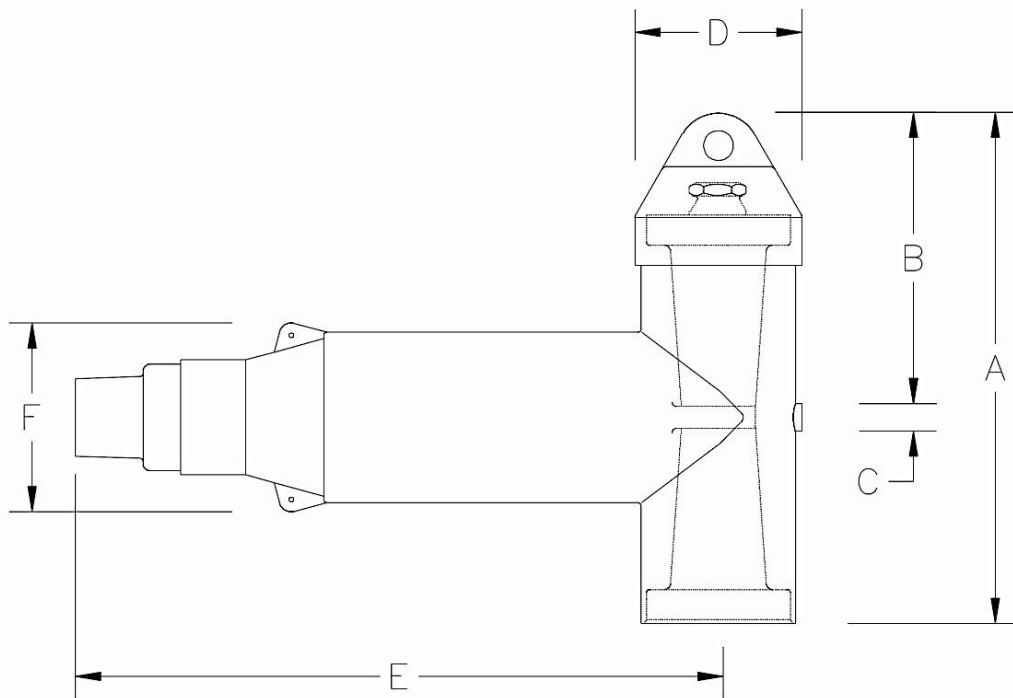


Fig 3.48 Dimensiones de terminal con cuerpo tipo “T”, [12].

Tabla 3.27 Dimensiones de terminal con cuerpo tipo “T” Fig 3.48 [12].

Terminal en cuerpo tipo “T”		
Dimensiones	15 kV, 25kV	35 kV
A	263.1 mm	293.4 mm
B	151.6 mm	181.9 mm
C	12.7 mm	12.7 mm
D	3.38 mm	3.38 mm
E	330.2 mm	393.7 mm
F	97.3 mm	98.6 mm

Tabla 3.28 Intervalos de operación de terminal tipo “T” 600 A, [12].

Especificaciones eléctricas, terminal tipo “T” 600 A.								
Nivel de tensión [kV]	Corriente de operación [A]	Corriente de corto circuito 10 ciclos [kA]	Tensión de fase-tierra [kV]	Tensión de fase-fase [kV]	Nivel básico de aislamiento BIL [kV]	Tensión máxima ca sostenida en un minuto [kV]	Tensión máxima cd sostenida en un minuto [kV]	Extinción de la corona [kV]
15	600	25	8.3	14.4	95	34	53	11
25	600	25	16.2	28	140	45	84	21.5
35	600	25	21.1	36.3	150	50	103	26

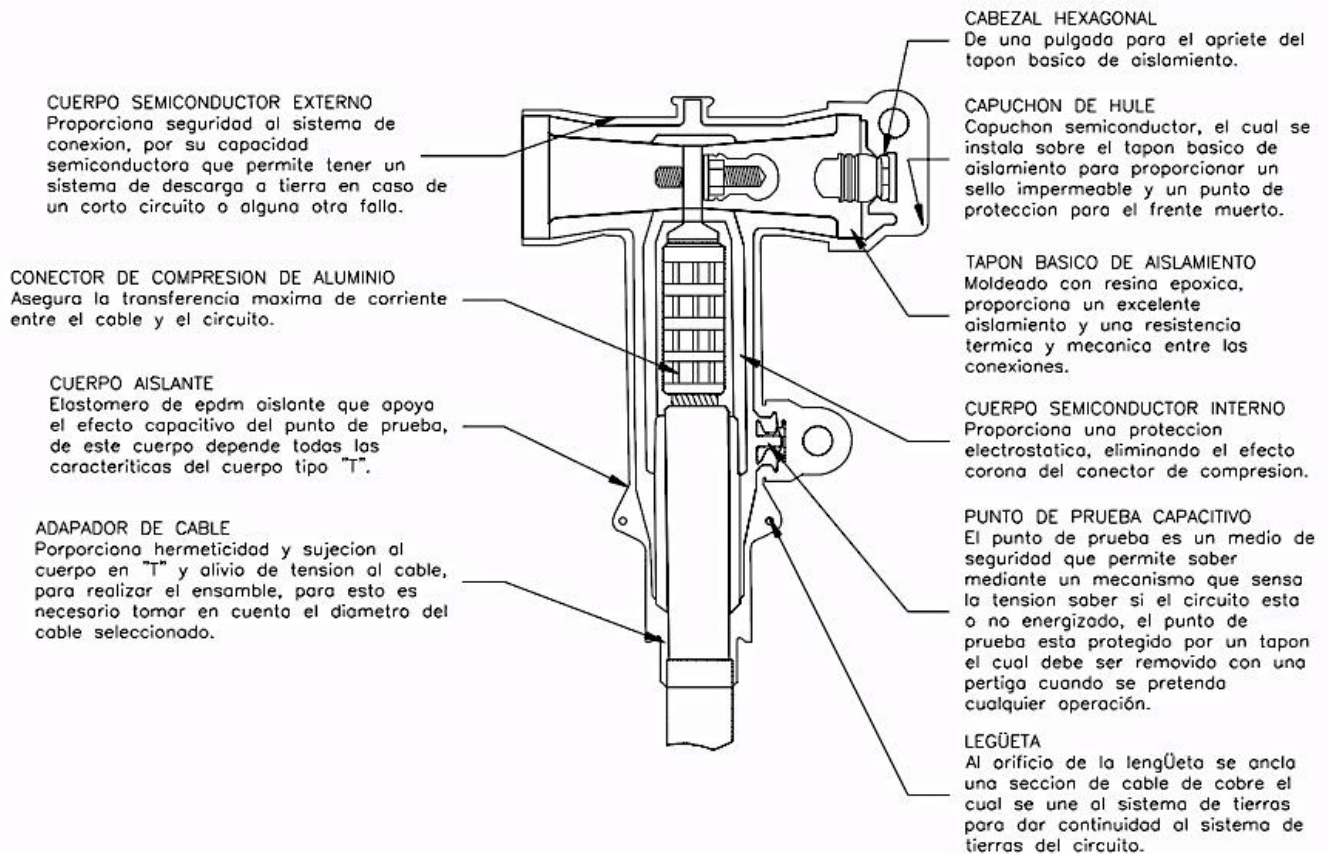


Fig 3.49 Partes de terminal con cuerpo tipo "T", [12].

## BOQUILLA TIPO BUSHING

La Boquilla Tipo Bushing se enrosca en un boquilla tipo pozo universal. Al utilizar boquillas tipo inserto hacen posible y eficiente la instalación y su reemplazo en campo. La Boquilla Tipo Bushing utiliza un sistema de "TRAYECTORIA DE CORRIENTE DE PURO COBRE", que contiene un sólo punto de transferencia de corriente, dentro del mismo inserto, [13].

La sencillez del diseño de la trayectoria de la corriente proporciona un desempeño confiable y superior. La boquilla tipo inserto cumple con todos los requerimientos de la norma IEEE 386TM, cuando se instala con un componente de características similares, la boquilla tipo Bushing proporciona una conexión sellada y sumergible para operaciones de apertura y cierre sin carga, [13].

Existen dos tipos de Boquillas Tipo Bushing:

- Boquilla tipo bushing.
- Boquilla tipo bushing estacionaria sencilla.

En la figura 3.50 se muestra una boquilla tipo bushing con sus respectivas cotas, en la tabla 3.29 se muestra las dimensiones de dicha boquilla. En la figura 3.51 se muestra las partes de una boquilla tipo bushing, este tipo de boquilla se debe de operar sin carga ya que no contiene cámara de arco eléctrico.

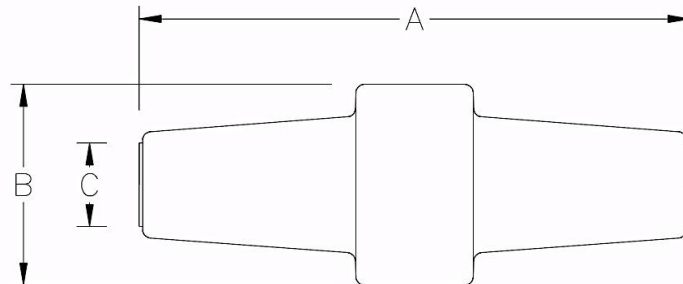


Fig 3.50 Dimensiones de inserto tipo "BUSHING" 600 A, [12].

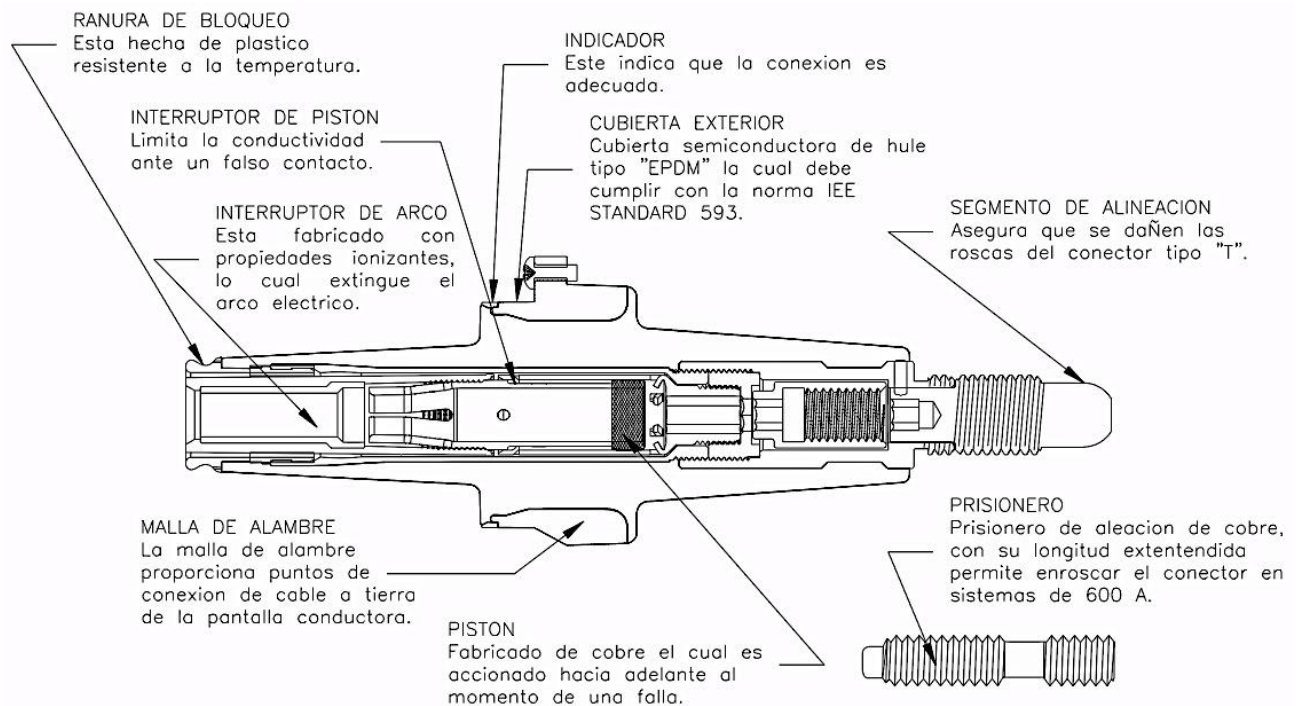


Fig 3.51 Partes de inserto tipo "BUSHING" 600 A, [12].

Tabla 3.29 Dimensiones de inserto tipo "BUSHING" 600 A Fig 3.50 [12].

Boquilla tipo bushing		
Dimensiones	15 kV, 25kV	35 kV
A	209.65 mm	257.2 mm
B	76.20 mm	76.7 mm
C	31.75 mm	31.8 mm

En la figura 3.52 se muestra una boquilla tipo Bushing estacionaria con sus respectivas cotas, en la tabla 3.31 se muestra las dimensiones de dicha boquilla. En la tabla 3.30 y 3.32 se muestran los intervalos para los insertos tipo Bushing sencillo y Bushing estacionarios para los diferentes niveles de aislamiento.

Tabla 3.30 Intervalos de operación de boquilla tipo bushing 600 A, [12].

Especificaciones eléctricas, boquilla tipo bushing 600 A.								
Nivel de tensión [kV]	Corriente de operación [A]	Corriente de corto circuito 10 ciclos [kA]	Tensión de fase-tierra [kV]	Tensión de fase-fase [kV]	Nivel básico de aislamiento BIL [kV]	Tensión máxima ca sostenida en un minuto [kV]	Tensión máxima cd sostenida en un minuto [kV]	Extinción de la corona [kV]
15	600	25	8.3	14.4	95	34	53	11
25	600	25	15.2	26.3	125	40	78	19
35	600	25	26.1	36.6	150	50	103	26

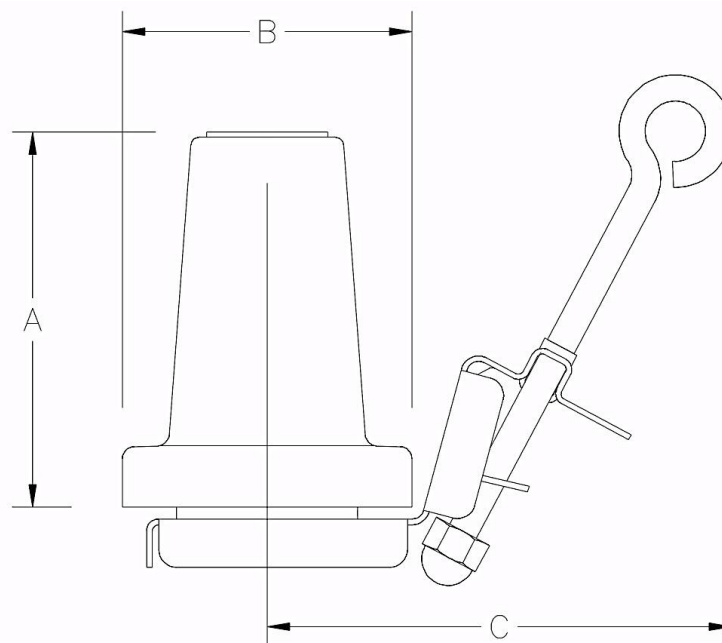


Fig 3.52 Dimensiones de inserto tipo "BUSHING" estacionaria sencilla 600 A, [12].

Tabla 3.31 Dimensiones de inserto tipo "BUSHING" estacionaria sencilla 600 A Fig 3.52. [12]

Boquilla tipo bushing estacionaria sencilla		
Dimensiones	15 kV, 25kV	35 kV
A	98.5 mm	127.0 mm
B	76.2 mm	76.2 mm
C	122.3 mm	127.6 mm

Tabla 3.32 Intervalos de operación de boquilla tipo bushing estacionaria sencilla 600 A, [12].

Especificaciones eléctricas, boquilla tipo bushing estacionaria sencilla 600 A.								
Nivel de tensión [kV]	Corriente de operación [A]	Corriente de corto circuito 10 ciclos [kA]	Tensión de fase-tierra [kV]	Tensión de fase-fase [kV]	Nivel básico de aislamiento BIL [kV]	Tensión máxima ca sostenida en un minuto [kV]	Tensión máxima cd sostenida en un minuto [kV]	Extinción de la corona [kV]
15	600	25	8.3	14.4	95	34	53	11
25	600	25	16.2	28	140	45	84	21.5
35	600	25	21.1	36.6	150	50	103	26

### TAPÓN AISLADO 600 A

La terminal tipo tapón aislado es un dispositivo diseñado para aislar eléctricamente y sellar las boquillas tipo inserto o las tipo pozo. Una vez conectado a una terminal, el cable de tierra es el protege a la terminal manteniéndola aislada hacia el exterior, [13].

El tapón tipo aislado tiene un aislamiento tipo EPDM, lo que proporciona una cubierta aislante sumergible. En la figura 3.53 muestra el tapón aislado para sistemas en 600 A con sus respectivas cotas, en la tabla 3.33 se muestra las dimensiones de dicho tapón aislado y en la tabla 3.34 se muestra los intervalos de operación en los distintos niveles de aislamiento.

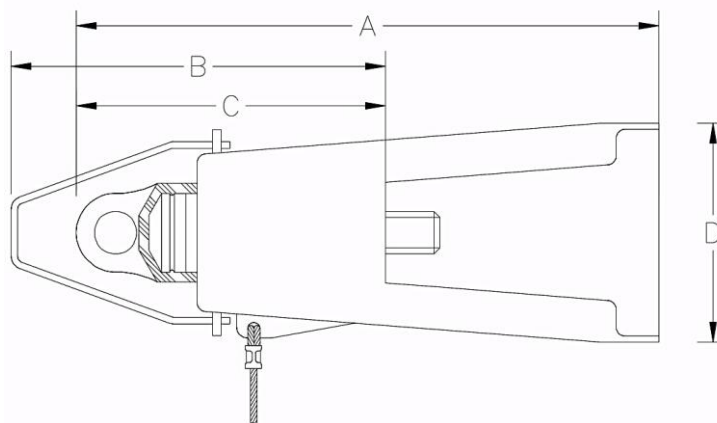


Fig 3.53 Dimensiones de tapón aislado 600 A, [12].

Tabla 3.33 Dimensiones de tapón aislado 600 A Fig 3.53 [12].

Tapón aislado 600 A	
Dimensiones	15 kV, 25kV y 35 kV
A	211.1 mm
B	135.7 mm
C	112.5 mm
D	79.4 mm



Tabla 3.34 Intervalo de operación del tapón aislado 600 A, [12].

ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS, TAPÓN aislado 600 A.								
Nivel de tensión [kV]	Corriente de operación [A]	Corriente de corto circuito 10 ciclos [kA]	Tensión de fase-tierra [kV]	Tensión de fase-fase [kV]	Nivel básico de aislamiento BIL [kV]	Tensión máxima ca sostenida en un minuto [kV]	Tensión máxima cd sostenida en un minuto [kV]	Extinción de la corona [kV]
15	600	25	8.3	14.4	95	34	53	11
25	600	25	16.2	28	140	45	84	21.5
35	600	25	21.1	36.6	150	50	103	26

En la figura 3.54 muestra el tapón aislado tipo pozo para sistemas en 600 A con sus respectivas cotas, en la tabla 3.35 se muestra las dimensiones de dicho tapón aislado tipo pozo. En la tabla 3.36 se muestra los intervalos de operación en los distintos niveles de aislamiento.

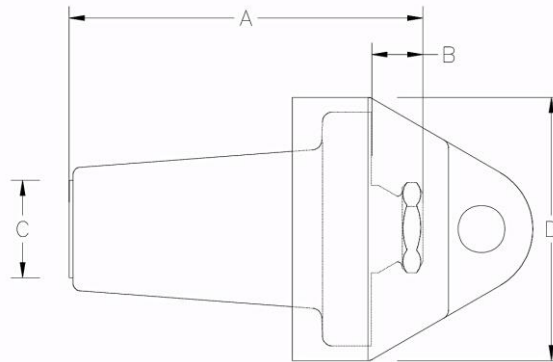


Fig 3.54 Dimensiones de tapón tipo pozo 600 A, [12].

Tabla 3.35 Dimensiones de tapón tipo pozo 600 A Fig 3.54 [12].

Tapón aislado tipo pozo		
Dimensiones	15 kV, 25kV	35 kV
A	115.1 mm	127.0 mm
B	16.6 mm	16.6 mm
C	31.7 mm	31.7 mm
D	76.20 mm	76.2 mm

Tabla 3.36 Intervalos de operación del tapón aislado tipo pozo 600 A, [12].

Especificaciones eléctricas, tapón aislado tipo pozo 600 A.								
Nivel de tensión [kV]	Corriente de operación [A]	Corriente de corto circuito 10 ciclos [kA]	Tensión de fase-tierra [kV]	Tensión de fase-fase [kV]	Nivel básico de aislamiento BIL [kV]	Tensión máxima ca sostenida en un minuto [kV]	Tensión máxima cd sostenida en un minuto [kV]	Extinción de la corona [kV]
15	600	25	8.3	14.4	95	34	53	11
25	600	25	16.2	28	140	45	84	21.5
35	600	25 kA	21.1 kV	36.6 kV	150 kV	50 kV	103 kV	26 kV

## 3.6 BANCO DE DUCTOS

Los bancos de ductos se utilizan para proteger los conductores que están colocados de forma subterránea, se deben de emplear ductos de polietileno de alta densidad lisos “PAD” o corrugados “PADC”, los ductos PADC conforme a la norma NRF-057-CFE, por otro lado al utilizar tubo tipo PAD deben de ser de una sola pieza de registro a registro, [5]. Los bancos de ductos deben de tener enterrado una cinta de advertencia la cual prevenga de futuras excavaciones evitando accidentes. Los bancos de ductos pueden ser colocados en dos tipos de suelo:

- Terreno blando y normal.
- Terreno con nivel freático muy alto.

### Terreno blando y normal

Cuando el fondo de la excavación para alojar el banco de ductos sea inestable, por estar constituido por cenizas, carbones, basura, material orgánico o fragmentos de material inorgánico, se debe excavar 20 cm extras a las profundidades que más adelante se mencionarán. Estos últimos 20 cm extras se rellenarán con arena húmeda y apisonada hasta lograr el 95 % de compactación con la finalidad de tener una superficie estable y nivelada para la correcta colocación y asiento de los bancos de ductos, [5].

### Terreno con nivel freático muy alto

Cuando se emplea ductos PAD, estos deben ser continuos de registro a registro o unidos mediante la técnica de termofusión, cuando se emplea tubos PADC se pueden unir mediante sistemas adhesivos de acuerdo a lo mencionado a la norma NRF-057-CFE. Para la construcción de bancos de ductos en este tipo de suelo se debe preparar previamente un asiento de arena o material de banco de 5 cm de espesor, como relleno se debe de colocar material libre de piedras, no utilizando material producto de la excavación a menos que haya sido cribado.

Para la construcción de bancos de ductos hay dos métodos que son los más comunes:

- Canalización a cielo abierto.
- Perforación horizontal dirigida.

### CANALIZACIÓN A CIELO ABIERTO

#### Trazo

El trazo del banco de ductos debe realizarse conforme a planos de proyecto, evitando en lo posible interferencias y cruzamientos con otras instalaciones existentes. Para lugares donde se detecte la presencia de registros telefónicos, agua, etc., y no se cuente con información que permita conocer su trayectoria y características, se realizará tres sondeos

máximos por cuadra preferentemente donde se construirán los registros, con el fin de planear el nuevo trazo si fuese necesario. El trazo del banco de ductos se marcará con pintura sobre banquetas y con cal sobre terracerías al igual que la ubicación de registros, pozos de visita y bases para equipo, [5].

### Señalización y protecciones

Antes de iniciar los trabajos de excavación, se debe contar con la señalización necesaria a través de avisos de precaución para proteger las áreas de trabajo, principalmente en zonas peatonales y pasos vehiculares, procurando no entorpecer la circulación, instalando tarimas y placas de acero respectivamente sobre las zanjas. Durante la noche se debe contar con la señalización luminosa a una distancia adecuada, así como con barreras, que podrán hacerse de madera y cinta indicadora de peligro, limitando la zona de trabajo en áreas peatonales, [5].

### Excavación de zanja

La excavación se puede llevar a cabo por medios manuales, principalmente en donde se presenten materiales sueltos como arena o de aglomerado como tepetate, arcilla, etc. La excavación por medios mecánicos no es muy recomendable en lugares donde existan otras instalaciones de servicio tales como: teléfono, agua potable, drenaje, alumbrado público, gas, etc.

Ya que existe la posibilidad de ocasionar algún daño. Las dimensiones de las zanjas dependen del tipo de banco de ductos a instalar, de acuerdo a las imágenes 3.55 a la 3.68. En los casos donde la zanja tenga que ser profunda y el terreno no sea estable, se debe ampliar hasta encontrar el ángulo de reposo del material o en caso contrario además, para evitar derrumbes y accidentes, la zanja debe estar limpia, libre de basura y derrumbes, la plantilla nivelada y compactada al 90%, [5].

### BANCO DE DUCTOS

Los bancos de ductos se deben colocar directamente enterrados, toda vez que haya sido afinado y compactado el fondo de la cepa, dejando las separaciones y profundidades indicadas en los detalles correspondientes al banco de ductos, utilizando una cinta de advertencia en la parte superior del banco respetando los grados de compactación. Se puede utilizar producto de excavación si no contiene arcillas expansivas y un boleo mayor a 3/4" (19 mm).

Para el caso de instalar ductos PAD se utilizará solo tubo tipo RD 19, excepto cuando se emplee el método de perforación horizontal dirigida en cuyo caso se emplea tubo tipo RD 13.5. La unión entre los bancos de ductos y los registros debe de ser hermética, en terrenos con nivel F= freático muy alto, se utilizarán ductos de PAD o PADC en tramos continuos entre registro y registro, en casos excepcionales se permitirá el uso de coples herméticos que cumplan con la NRF-057-CFE o uniones termo fusionadas, [5].

En terrenos rocosos, se aumentarán 5 cm de excavación con la intención de instalar una cama de arena a fin de colocar el banco de ductos sobre una superficie plana y compacta, el relleno y compactado en este tipo de terreno se debe realizar con material de banco, respetando los grados de compactación. Una vez instalados los ductos, inmediatamente se deben taponar provisionalmente en los extremos, con estopa, yeso y una agarradera de alambre recocido o cualquier otro tipo de tapón que garantice el sellado de los mismos.

#### Suministro de material para relleno producto de banco

Cuando por alguna razón sea necesario suministrar material para relleno producto de banco, éste debe ser material inerte y libre de arcillas expansivas. La aprobación de este material se debe determinar por medio de muestras y pruebas obtenidas del banco del material, por cualquier laboratorio autorizado por la CFE, el cual se debe dictaminar por escrito su empleo como relleno.

#### Relleno, compactado y nivelado

El relleno debe efectuarse en capas no mayores de 15 cm de espesor, con la humedad óptima para obtener una compactación del 90% PROCTOR en áreas de banquetas. En arroyo de calle el grado de compactación debe ser como sigue:

- Se tiene que compactar al 95% PROCTOR, la capa de 15 cm de espesor adyacente a la carpeta de rodamiento, esté relleno estará sustentado en un relleno previamente compactado al 90% PROCTOR, cuidando de evitar la ruptura de los ductos o cualquier otra instalación. Se puede efectuar por medios manuales o mecánicos, esté último debe ser autorizado por la supervisión quedando bajo responsabilidad del contratista todos los daños que pudiese ocasionar.
- En el acabado final de la banqueta y en el eje del trazo del banco de ductos se marca a cada 5 m las siglas de CFE.

#### PERFORACIÓN HORIZONTAL DIRIGIDA

Actualmente la más moderna tecnología para la instalación de ductos y tuberías es el sistema de perforación horizontal direccional. Esté sistema ofrece todas las ventajas que nuestras obras necesitan: rapidez, limpieza, y seguridad, sin causar un impacto ambiental y sin interrumpir el tráfico vehicular y peatonal, [5].

#### Condiciones de terreno

El tipo de suelo se puede clasificar en dos categorías generales: materiales gruesos y finos. Los suelos gruesos consisten en arenas y gravas, los finos son arcillas. El tipo de terreno determina las características de un fluido de perforación, la función del fluido es proveer la refrigeración necesaria a la cabeza de perforación y a la sonda direccionable, permitir la lubricación adecuada en el proceso de inmersión de los ductos y estabilizar los túneles impidiendo que se derrumben, el principal componente de un fluido de perforación es el agua, pero en raras veces se puede utilizar el agua sola para perforar, [5].

## Fluidos de perforación

La bentonita es un silicato de aluminio formada por la actividad volcánica, cuando al agua se le agrega la bentonita, se quiebra en partículas microscópicas llamadas platelets. Cuando está se utiliza para la perforación, los platelets tienen un efecto de sellado que estabiliza las paredes del túnel, impidiendo con esta barrera que el fluido se escape. Para asegurar una mezcla adecuada, la Bentonita debe mezclarse con agua limpia, con un PH de 8.5 – 9.5, [5].

## Aditivos para fluidos de perforación

Polímero es el nombre que describe a numerosos compuestos orgánicos y sintéticos de gran peso molecular que tienen la característica de formar cadenas estructurales muy ligeras, que permiten una mayor fuerza de adhesión entre las moléculas del fluido. Los polímeros son usados en perforación por la habilidad de impedir que las arcillas se esponjen y se hagan mucilaginosas, además de impedir la fricción actuando como lubricante.

## Perforación

El proceso de perforación se logra maniobrando una cabeza de perforación con una herramienta de corte en la punta que puede direccionarse en cualquier sentido. El ángulo de perforación y la profundidad se captan electrónicamente en la superficie y las provee una sonda alojada dentro de la cabeza. Para perforar, la cabeza gira desbastando el terreno, utilizando un fluido de perforación adecuado para enfriar y lubricar la cabeza, [5].

## Ampliación en retroceso

El proceso de ampliado en retroceso, mejor conocido como jalado, está determinado por la habilidad de escoger el ampliador adecuado y la cantidad de fluido que cree un lodo que se pueda desplazar hasta la apertura de entrada. Este proceso es crítico y determina el rendimiento de la máquina. No solamente es necesario usar los fluidos apropiados, también es importante determinar la cantidad de fluido. Para crear un lodo favorable, se requiere tener una relación mínima del 50/50 de fluidos contra sólidos desplazados.

## Tapón de lodo (HIDRA-LOOK)

Es una condición indeseada que se crea durante el jalado, cuando el lodo no puede ser bombeado dentro del túnel por la mezcla pobre del mismo. El tapón de lodo (Hidra look) no permite pasar en la entrada, sin una ruta de escape el fluido dentro del hoyo se presuriza y actúa como un cilindro hidráulico, la presión impide que los tubos se muevan mientras que el fluido no encuentre una salida.

## Rendimientos

El proceso de perforación es complicado, para calcular los rendimientos de las variables que intervienen en el proceso, se deben de considerar las condiciones del terreno, el tipo de trabajo, la potencia de la máquina perforadora y la experiencia del personal que la opera. Para optimizar el proceso debe de tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- *Usar el tipo y cantidad de fluido de perforación apropiado para las condiciones del suelo encontradas.*
- *En el proceso de ampliación, la velocidad de jalado no debe sobrepasar a la velocidad con la que el lodo abandona el túnel.*
- *Usar un tamaño adecuado de ampliador. El ampliador debe ser mayor que el diámetro del haz de tubos, pero no demasiado; una regla es usar un ampliador entre 1.3 a 1.5 veces el tamaño de los tubos.*

## Descripción

El trabajo consiste en instalar tubos de PAD (HDPE RD 13,5) utilizando un sistema de perforación horizontal de túneles subterráneos, dirigido electrónicamente capaz de acertar sobre un blanco de 40 cm de diámetro, a distancias señaladas en proyecto, medidas a partir del punto de inicio. El sistema debe realizar la instalación de los tubos mientras el rompimiento de la capa de terreno se reduce al mínimo, la herramienta barrenadora debe ser electrónicamente rastreable y dirigible, capaz de evitar cualquier obstáculo subterráneo y servicios existentes en su ruta.

Debe girar en un radio aproximadamente de 20 m y debe ser detectable a una profundidad de hasta 5 m. El sistema debe utilizar una mezcla de bentonita-polímero-agua de acuerdo a las características del terreno, [5].

## PROCEDIMIENTO

### Condiciones de trabajo

Mantener el acceso para el tráfico vehicular y de peatones evitando la interrupción de operación de los derechos de vía pública con las señalizaciones de tránsito necesarias, donde por condiciones de congestionamiento vehicular y peatonal, de concentración de comercios, servicios y otros o donde la CFE lo decida. Los trabajos deben realizarse en horario nocturno para evitar trastornos mayores a estas actividades y servicios.

Las señalizaciones deben proteger el lugar de trabajo y consisten en: cintas, barreras, boyas, luces fijas e intermitentes, letreros e indicaciones gráficas, respetando el reglamento de Tránsito de la localidad. Antes del inicio de perforación de cada tramo se debe verificar en cada domicilio la continuidad del servicio del agua potable y descarga del drenaje y al final de la instalación del ducto de cada tramo debe verificar la continuidad de estos servicios y en su caso proceder a la reparación inmediata, [5].

## Condiciones del suelo y el subsuelo

Con la información disponible de las dependencias que tienen instalaciones subterráneas (teléfonos, agua potable, semáforos, televisión por cable, etc.). Antes de iniciar la perforación se tiene la obligación de realizar la localización de todos los sistemas de servicio con el objeto de evitar daños a los mismos, esta actividad incluye la detección de:

### Servicios subterráneos:

- Drenaje pluvial.
- Líneas eléctricas.
- Líneas principales de agua.
- Alcantarillado y sistemas sépticos.
- Tuberías de gas.
- Líneas telefónicas.
- Líneas de televisión por cable.
- Pozos.
- Otras instalaciones.

### Servicios aéreos y otras construcciones tales como:

- Postes eléctricos y telefónicos.
- Cimentaciones y edificios.
- Árboles.
- Señalamientos.
- Mobiliario urbano.
- Monumentos históricos.

## EJECUCIÓN

Los tubos se deben instalar a una profundidad media de 65 cm para la baja tensión y 100 cm para la media tensión. Estos intervalos deben respetarse aun en los tramos donde se instalarán tubos para media y baja tensión. En el sentido longitudinal los intervalos son: para la baja tensión el ancho de la banqueta (para poder interceptar la trayectoria con los registros de acometida) y para la media tensión también el ancho de banquetas, [5].

En donde la banqueta ya tenga instalaciones existentes de otras entidades, la perforación se direccionará por el arroyo y los registros que se instalen en arroyo deben cumplir con las especificaciones que la CFE tiene para este tipo de instalaciones. Las trayectorias deben tener las pendientes adecuadas para permitir el drenaje a cualquiera de los registros aledaños.

Las figuras 3.55 a la 3.68 muestra las dimensiones de los banco de ductos tanto en arroyo como en banquete para 1, 2, 3, 4, 6, 9 y 12 vías ( tubo PAD). En las figuras se observa una serie de números que identifican las partes que componen los bancos de ductos y que se describen estas partes al final de las figuras mencionadas.

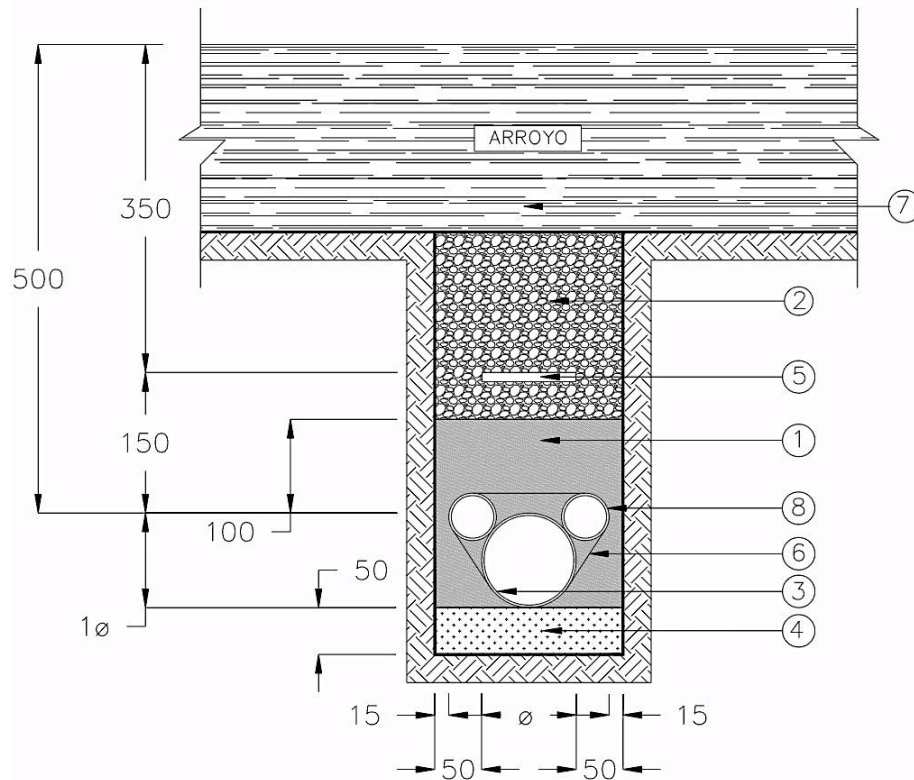


Fig 3.55 Banco de ductos de una vía en arroyo, norma CFE-P1A-PAD, [5].

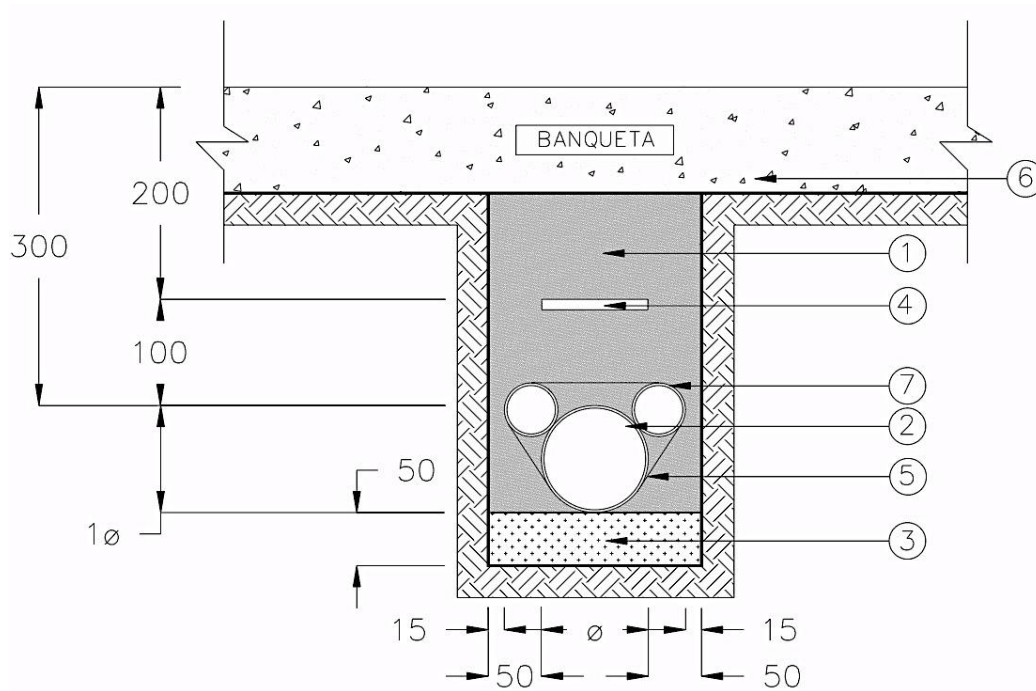


Fig 3.56 Banco de ductos de una vía en banqueta, norma CFE-P1B-PAD, [5].



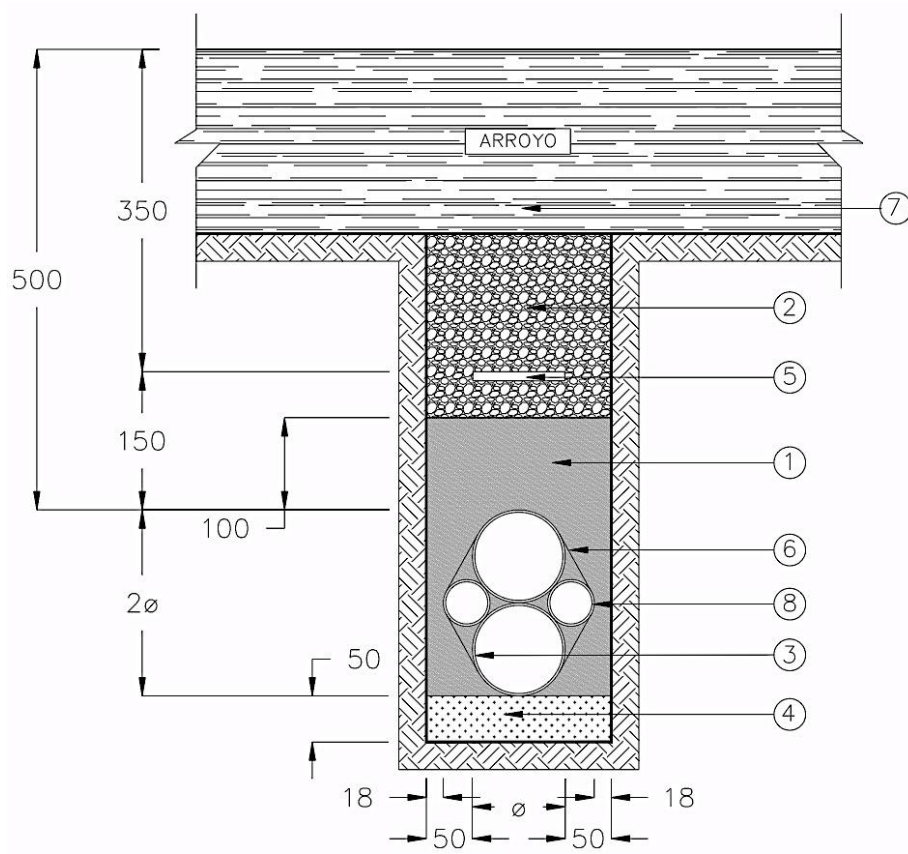


Fig 3.57 Banco de ductos de dos vías en arroyo, norma CFE-P2A-PAD, [5].

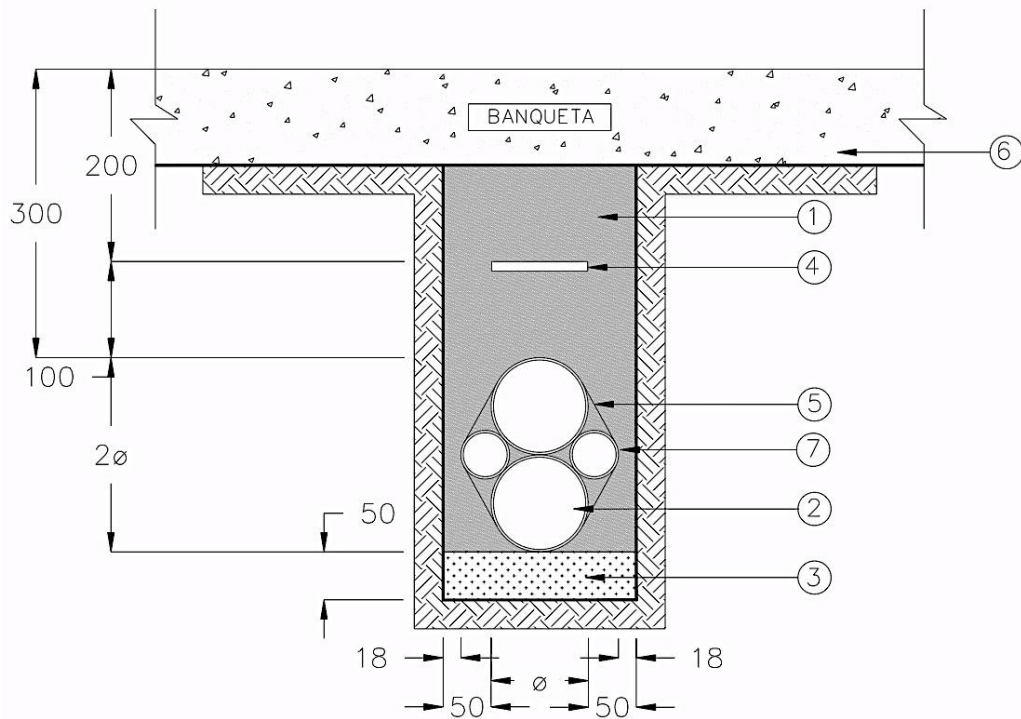


Fig 3.58 Banco de ductos de dos vías en banqueta, norma CFE-P2B-PAD, [5].

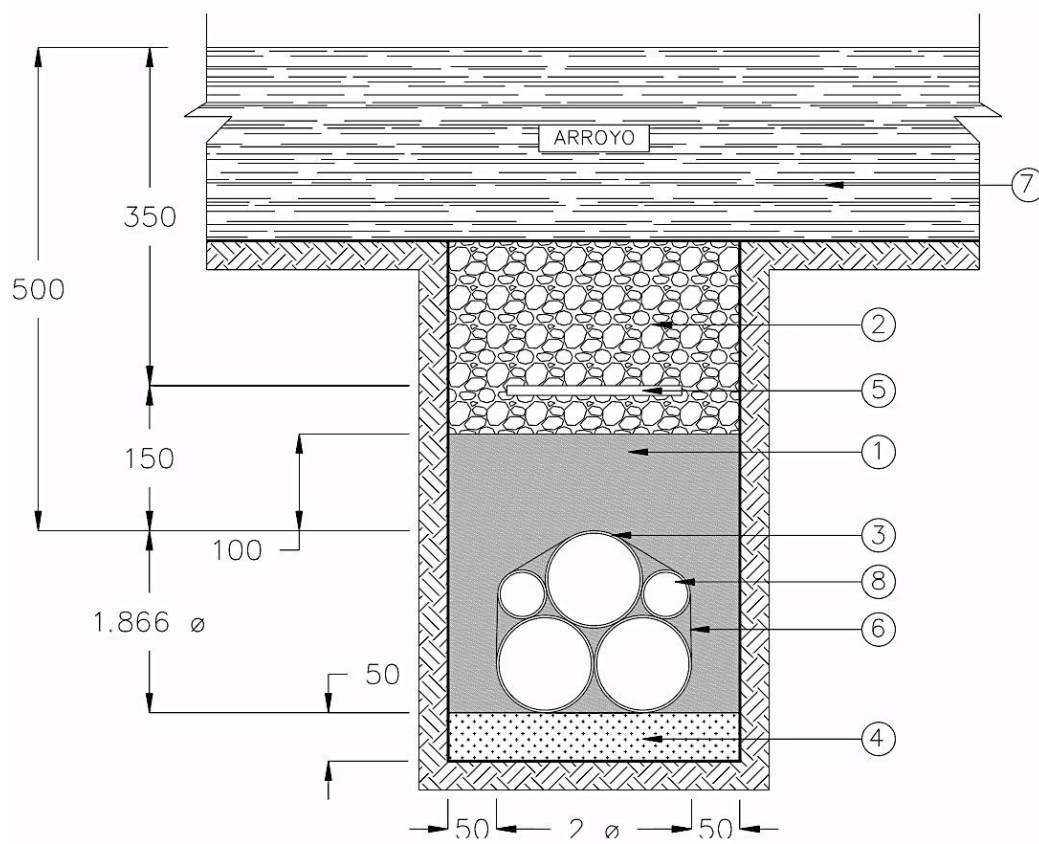


Fig 3.59 Banco de ductos de tres vías en arroyo, norma CFE-P3A-PAD, [5].

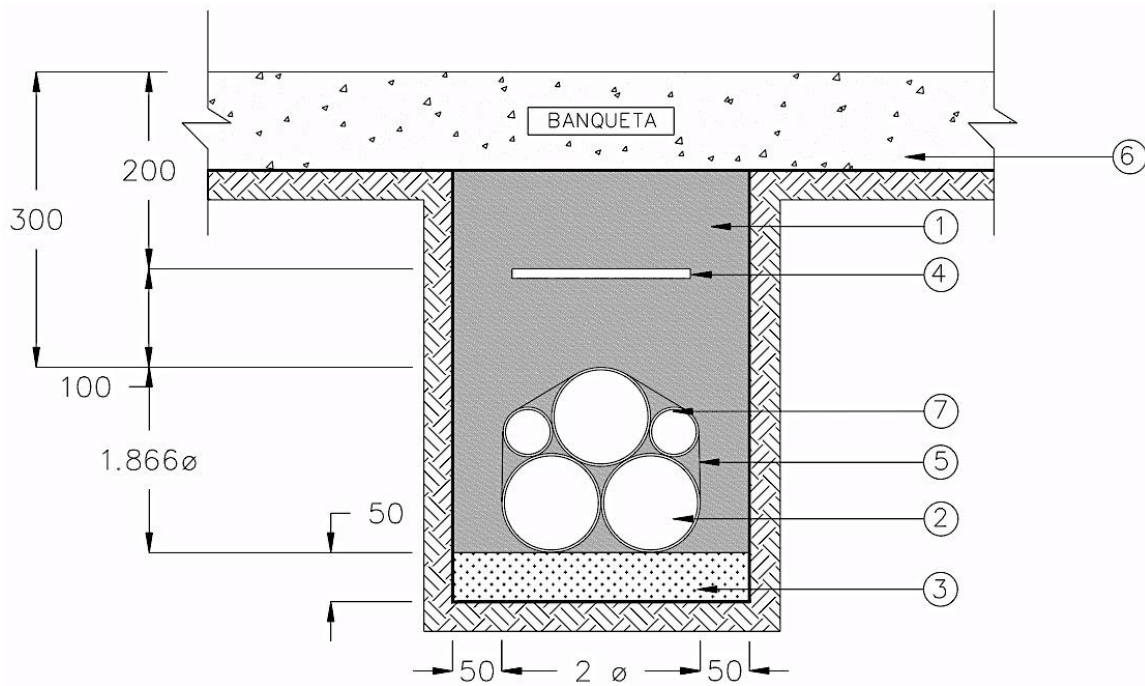


Fig 3.60 Banco de ductos de tres vías en banqueta, norma CFE-P3B-PAD, [5].

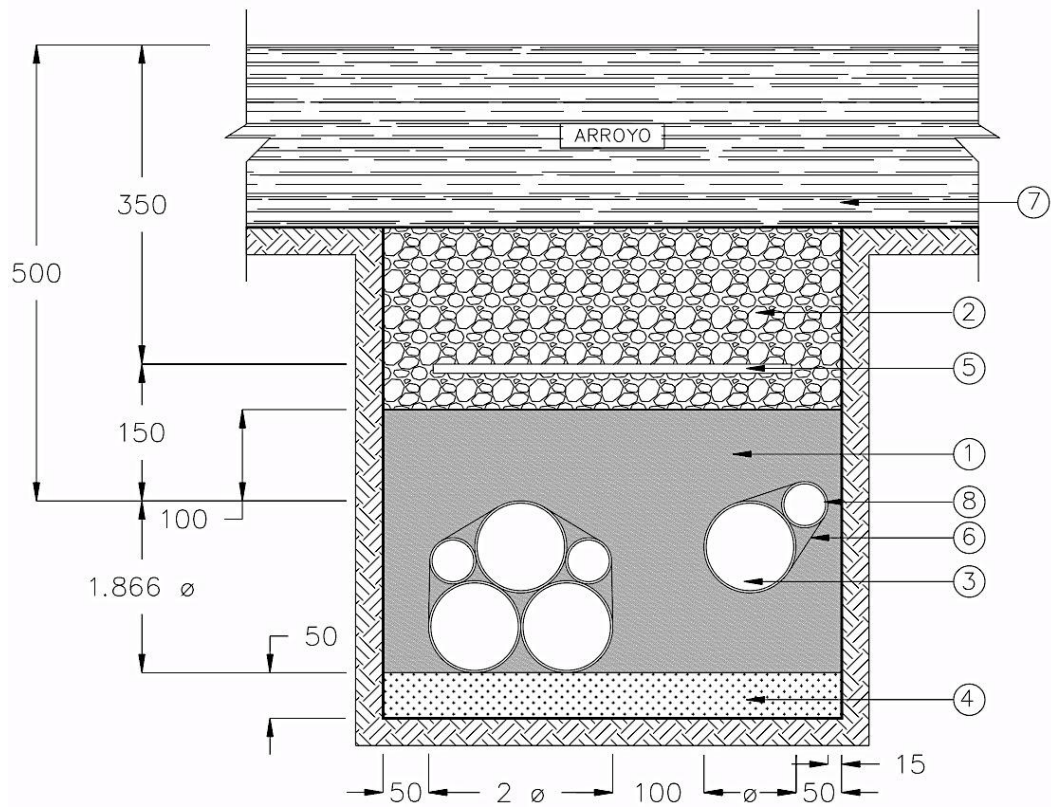


Fig 3.61 Banco de ductos de cuatro vías en arroyo, norma CFE-P4A-PAD, [5].

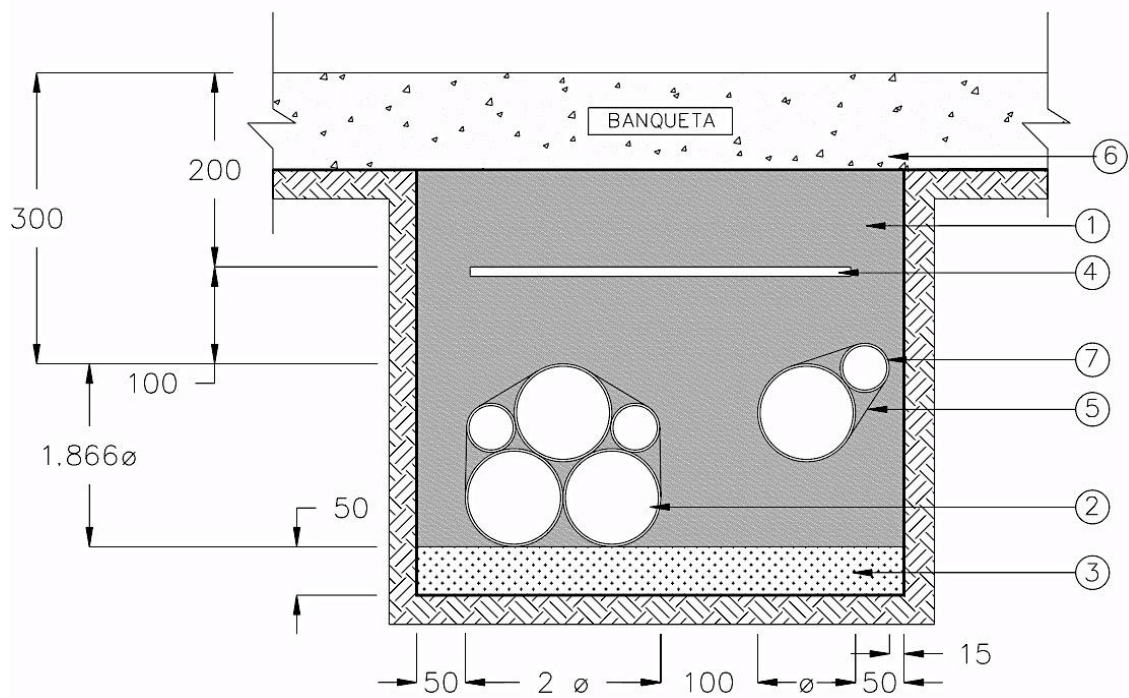


Fig 3.62 Banco de ductos de cuatro vías en banqueta, norma CFE-P4B-PA, [5].

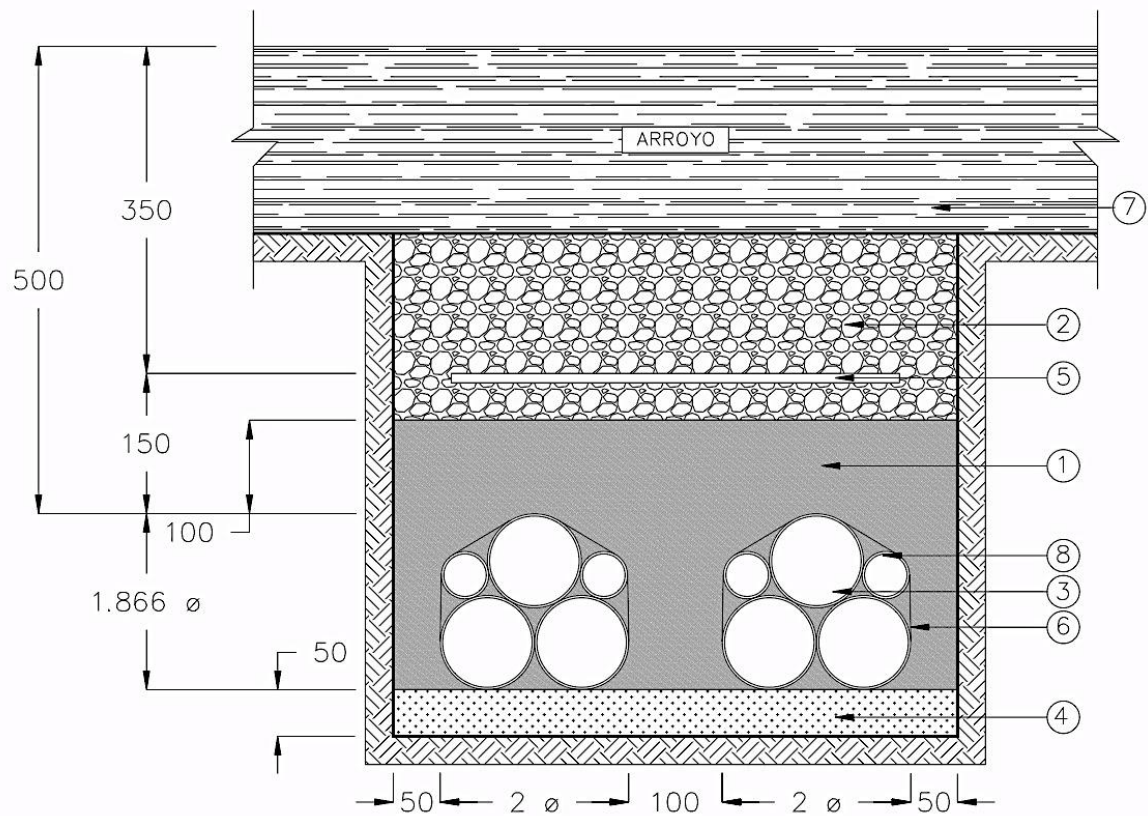


Fig 3.63 Banco de ductos de seis vías en arroyo, norma CFE-P6A-PAD, [5].

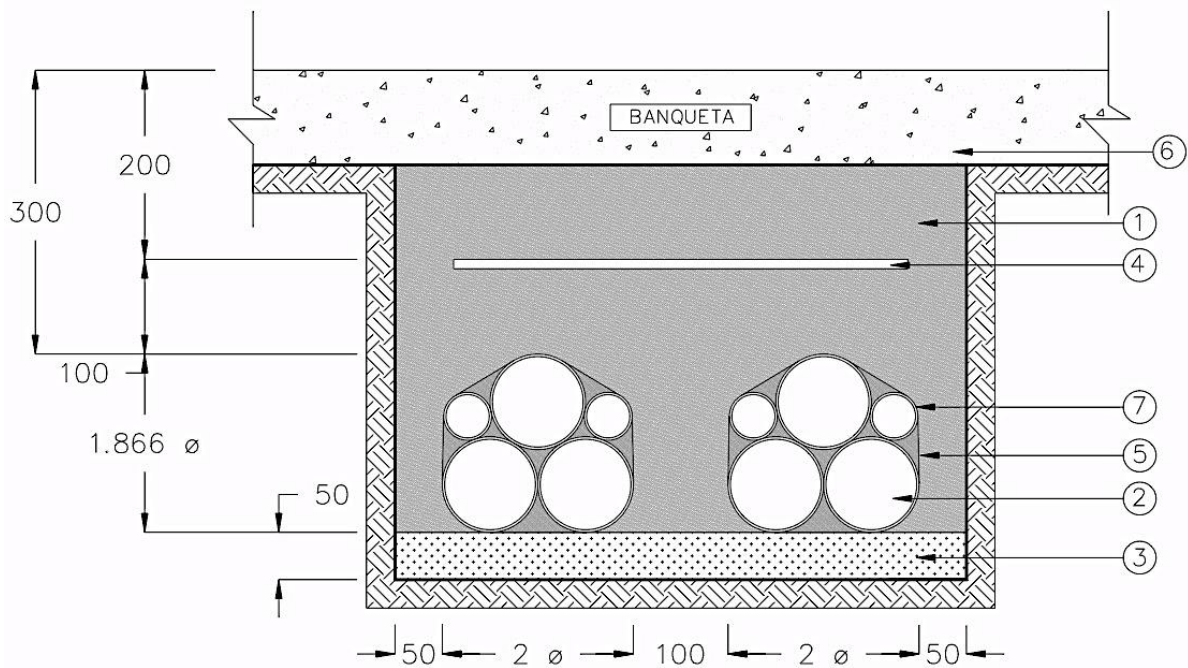


Fig 3.64 Banco de ductos de seis vías en banqueta, norma CFE-P6B-PAD, [5].

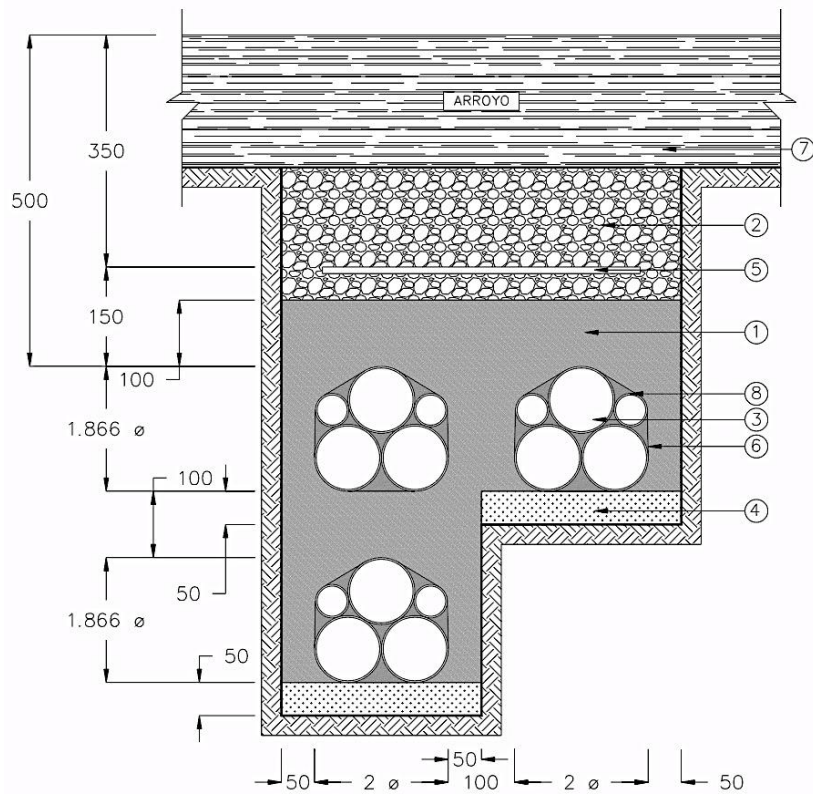


Fig 3.65 Banco de ductos de nueve vías en arroyo, norma CFE-P9A-PAD, [5].

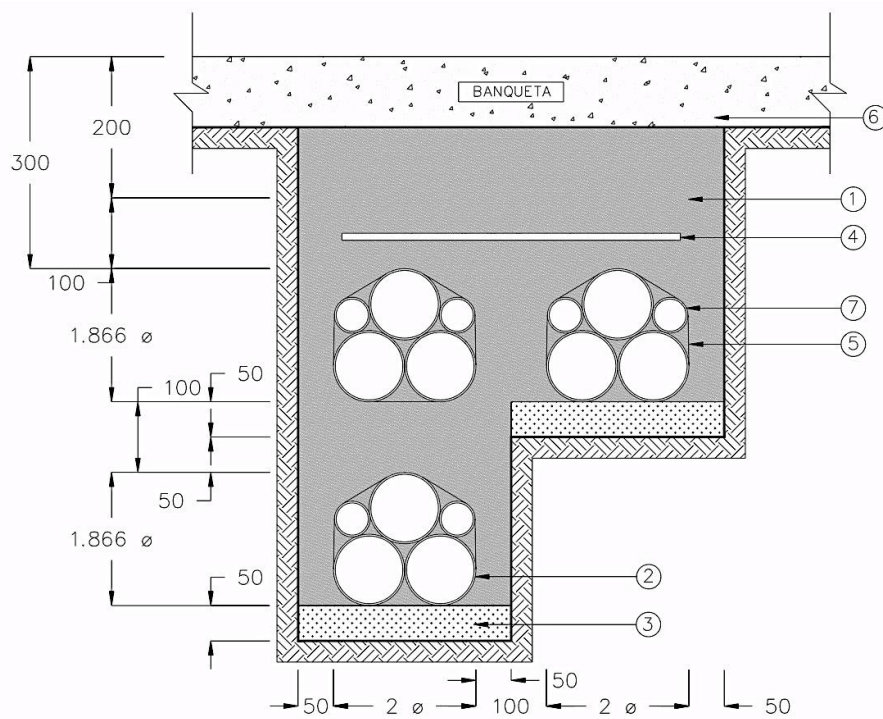


Fig 3.66 Banco de ductos de nueve vías en banqueta, norma CFE-P9B-PAD, [5].

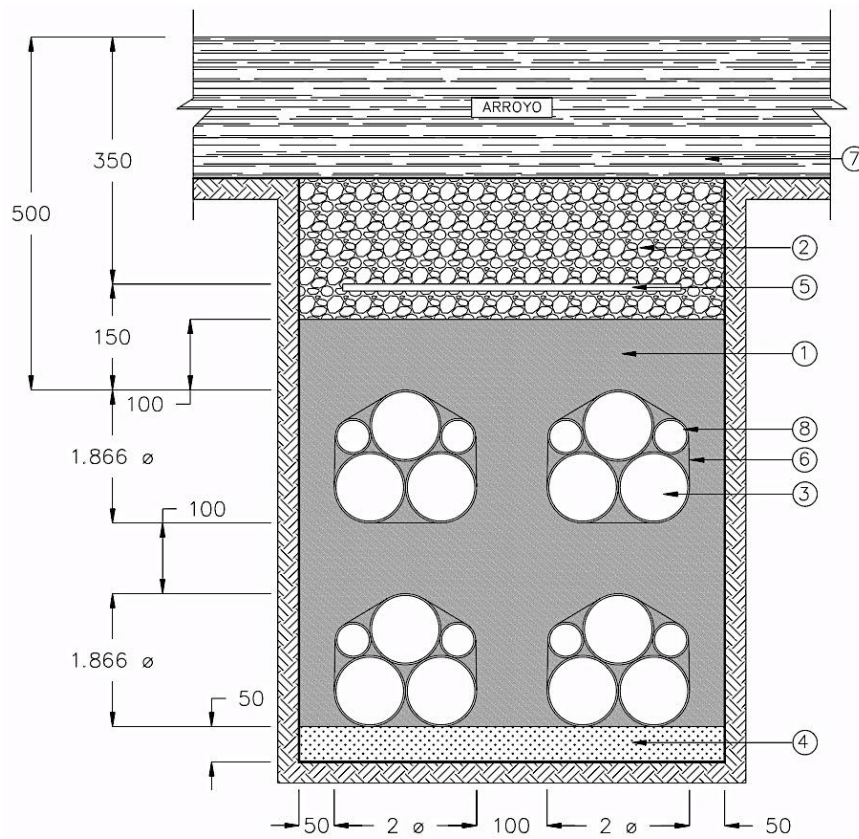


Fig 3.67 Banco de ductos de doce vías en arroyo, norma CFE-P12A-PAD, [5].

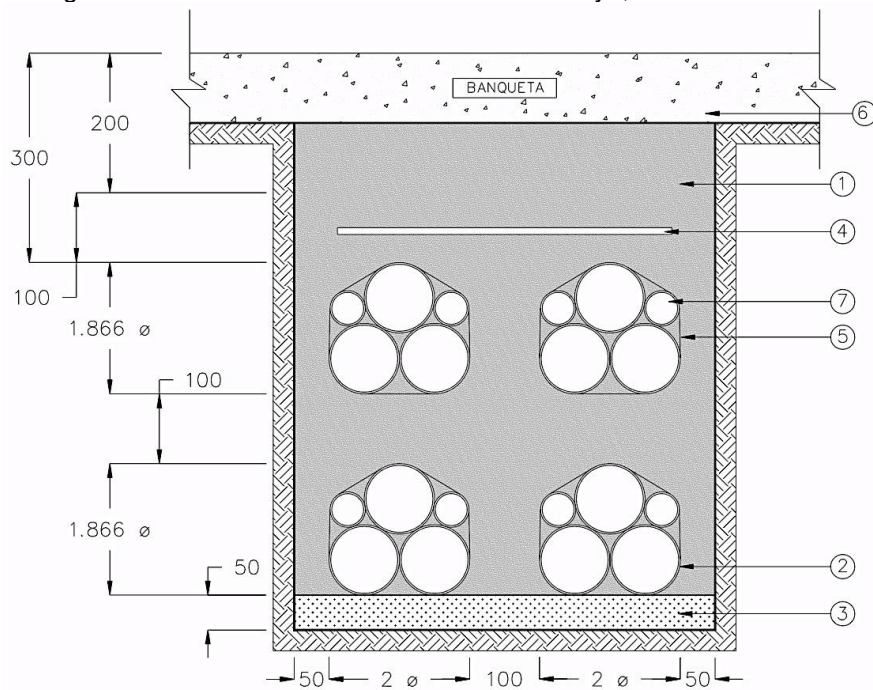


Fig 3.68 Banco de ductos de doce vías en banqueta, norma CFE-P12B-PAD, [5].

## NOTAS PARA BANCO DE DUCTOS EN BANQUETA

Dimensiones en mm

1. Relleno de material compactado 90%.
2. Ducto de polietileno de alta densidad de color rojo o anaranjado.
3. Piso compactado 90%. En terrenos normales el ducto irá asentado directamente en el fondo de la excavación, en terrenos rocosos se compactará utilizando una capa de tierra o arena de 5 cm para uniformizar el fondo.
4. Cinta señalizadora de advertencia 300 mm con la leyenda "NO EXCAVE LINEAS DE ALTA TENSIÓN".
5. Fleje de plástico con hebilla metálica colocada a 3 m.
6. Se debe dejar el mismo terminado en el piso como estaba existente.
7. Posición del ducto de polietileno de alta densidad de color rojo o anaranjado, para instalaciones de comunicación en caso de existir acuerdo para su utilización.

## NOTAS PARA BANCO DE DUCTOS EN ARROYO

Dimensiones en mm

1. Relleno de material compactado 90%.
2. Relleno de material compactado 95%.
3. Ducto de polietileno de alta densidad de color rojo o anaranjado.
4. Piso compactado 90%, en terrenos normales el ducto va asentado directamente en el fondo de la excavación, en terrenos rocosos se compactara utilizando una capa de tierra o arena de 5 cm para uniformizar el fondo.
5. Cinta señalizadora de advertencia de 300 mm con la leyenda "NO EXCAVE LINEAS DE ALTA TENSIÓN".
6. Fleje de plástico con hebilla metálica colocado a cada 3 m del banco de ductos.
7. Se debe dejar el mismo terminado en el piso como estaba existente.
8. Posición del ducto de polietileno de alta densidad de color rojo o anaranjado, para comunicaciones en caso de existir acuerdo para su utilización.

## 3.7 REGISTROS

El uso de registros en las redes de distribución subterráneas permiten alojar equipos de la red, conexiones a usuarios, respetar las tensiones máximas de jalado etc. Los registros de clasifican en tres grupos:

- Registros tipo "R".
- Pozos de visita.
- Bóvedas.

Estos registros están contruidos bajo las siguientes especificaciones:

- El acero de refuerzo será malla electrosoldada 4 x 4 - 4/4  $f_y = 588\ 399\ \text{kPa}$  ( $6000\ \text{kg/cm}^2$ ).
- Todo el concreto  $f'c = 19\ 613\ \text{kPa}$  ( $200\ \text{kg/cm}^2$ ) = t.m.a. (19 mm).
- Todo el concreto se elabora con impermeabilizante integral dosificado de acuerdo con las recomendaciones del producto.
- Todo el concreto se vibrara para lograr su compactación adecuada.
- El concreto tendrá acabado aparente en el interior y común en el exterior no permitiéndose el uso de taludes naturales de terreno como cimbra exterior

### REGISTROS TIPO "R"

El uso de estos registros queda restringido a conversiones de redes aéreas a subterráneas, como uso de registro de paso para no exceder las tensiones máximas de jalado. Este tipo de registro tiene permitido como máximo recibir hasta 3 ductos para sistemas de 600 A sólo como de paso y hasta 6 ductos para sistemas en 200 A, [5].

En la figura 3.69 se muestra un registro tipo R3 el cual es utilizado para hacer cambios de trayectoria, registro de transiciones areo-subterráneas etc, esté tipo de registro no puede recibir circuitos en 600 A debido a que sus dimensiones son muy reducidas,. En la figura 3.70 se muestra un registro tipo R4 el cual es utilizado para hacer cambios de trayectoria, registro de transiciones aéreo-subterráneas etc, esté tipo de registro puede recibir circuitos en 600 A, el registro tipo R3 y R4 pueden ser colocado en banquetta como en arroyo vehicular. En la figura 3.71 se muestra un registro tipo R4 pero este tipo de registro tiene una tapa cuadrada metálica, esté tipo de registros se utilizan para colocar pequeños equipos o accesorios como derivadores en 600 A y 200 A.

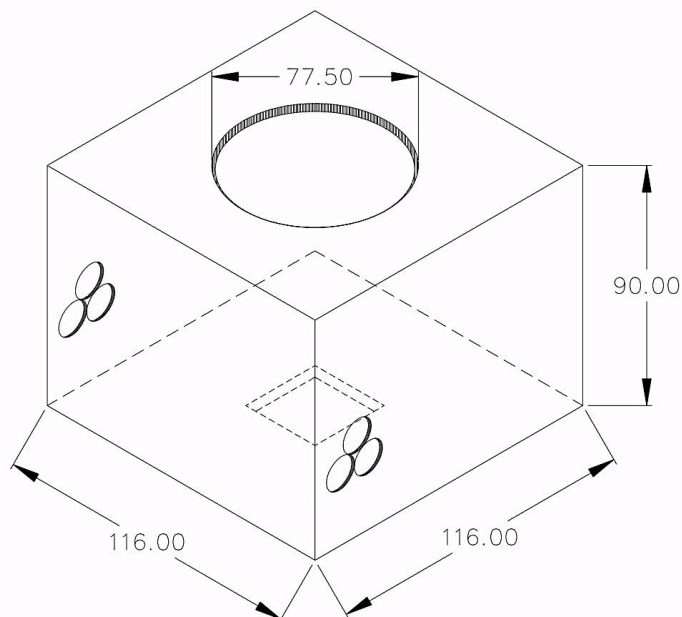


Fig 3.69 Dimensiones en cm de registro tipo "R3", [5].



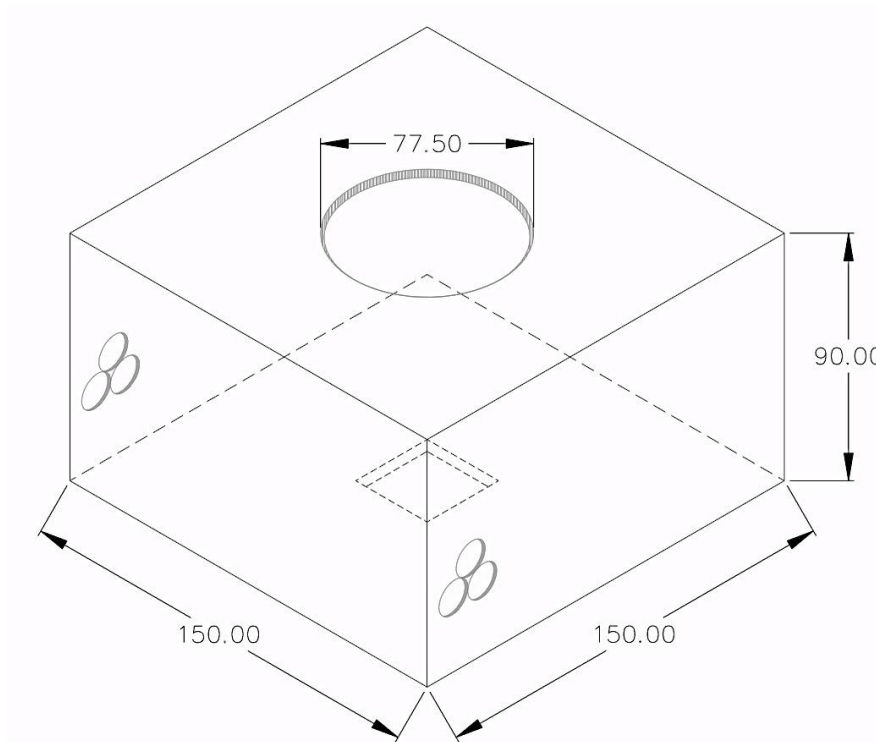


Fig 3.70 Dimensiones en cm de registro tipo "R4", [5].

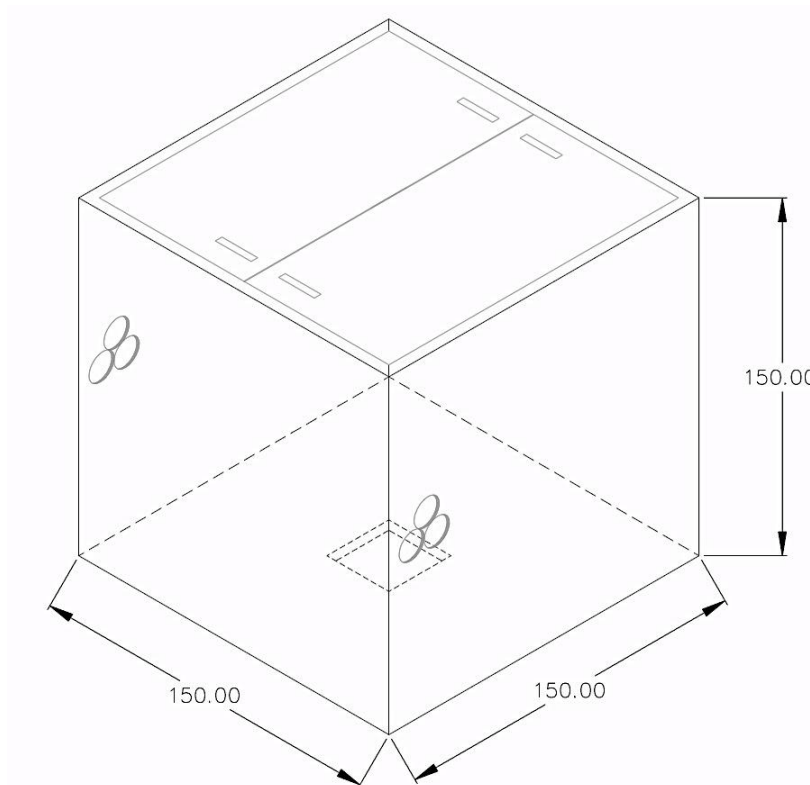


Fig 3.71 Dimensiones en cm de registro tipo "R4" con tapa cuadrada, [5].

## POZOS DE VISITA

Este tipo de registros son instalados en avenidas o calles sumamente transitadas, se puede utilizar para alojar hasta 12 ductos para sistemas en 600 A, además de concentrar hasta 12 ductos para sistemas en 200 A. Existen diversos tipos de pozos de visita según se requiera ya sea para dar curvas, la forma en que llegan los ductos así como la cantidad de conductores. A su vez para suelos con alto nivel freático se implementan pozos de visita con anclas, [5].

A continuación se mencionan los diferentes tipos de pozos de visita:

- Pozo de vista tipo “P”.
- Pozo de visita tipo “X”.
- Pozo de visita tipo “T”.
- Pozo de visita tipo “L”.

En la figura 3.72 se muestra un pozo de visita tipo P el cual es utilizado como registro de paso, este tipo de registro puede alojar hasta cuatro circuitos en 600 A y cuatro circuitos para sistemas en 200 A. En la figura 3.73 se muestra el mismo tipo de pozo de visita pero con anclas, estas anclas se utilizan cuando el terreno tiene un nivel freático alto, [5].

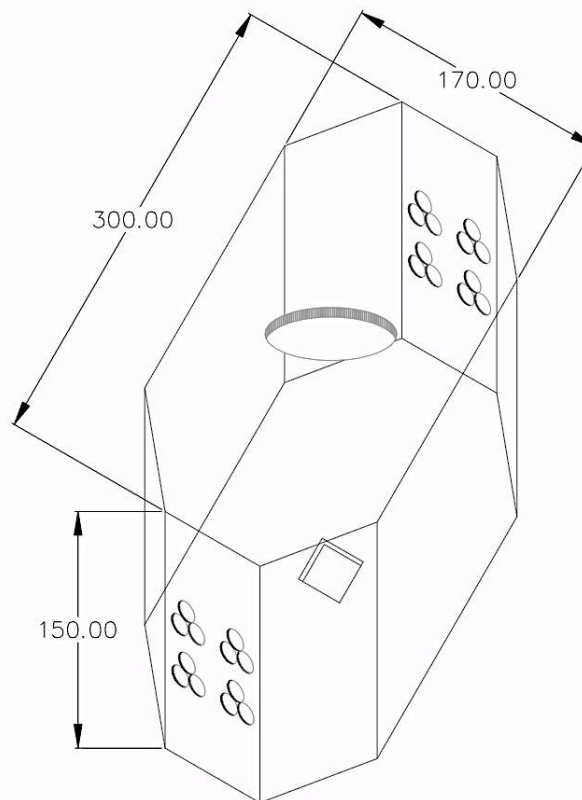


Fig 3.72 Dimensiones en cm de pozo de visita tipo “P”, [5].

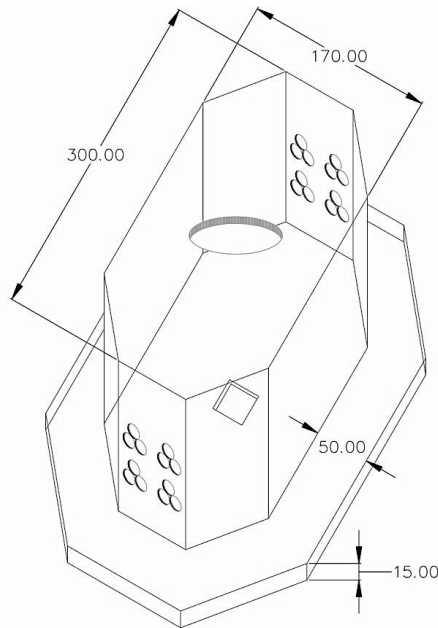


Fig 3.73 Dimensiones en cm de pozo de visita tipo “P” con anclas, [5].

En la figura 3.74 se muestra un pozo de visita tipo X el cual tiene las mismas funciones que el pozo de visita tipo P pero con la diferencia que éste pozo de visita puede hacer cambios de trayectoria. En la figura 3.75 se muestra el mismo tipo de pozo de visita pero con anclas, estas anclas se utilizan cuando el terreno tiene un nivel freático alto, [5].

En la figura 3.76 se muestra un registro pozo de visita tipo X con tapa cuadrada, éste tipo de registro se utiliza para alojar derivadores. En la figura 3.77 se muestra un registro pozo de visita tipo X el cual tiene integrado una base la cual puede alojar un seccionador tipo pedestal.

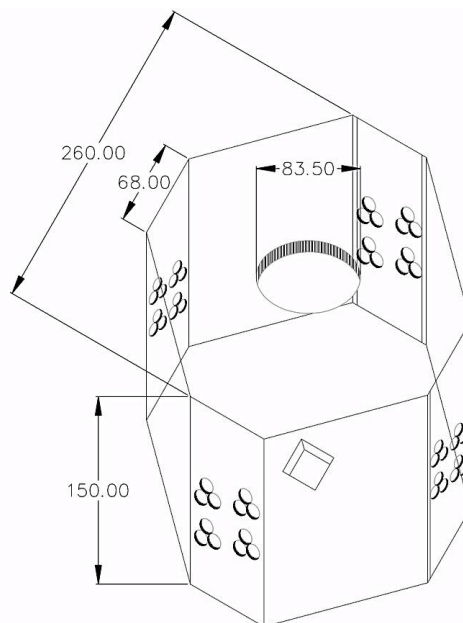


Fig 3.74 Dimensiones en cm de pozo de visita tipo “X”, [5].

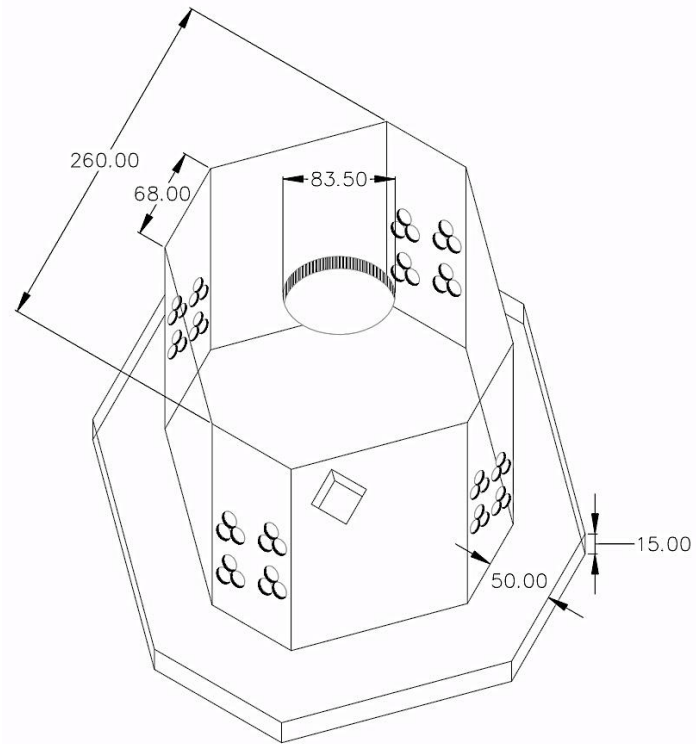


Fig 3.75 Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "X" con anclas, [5].

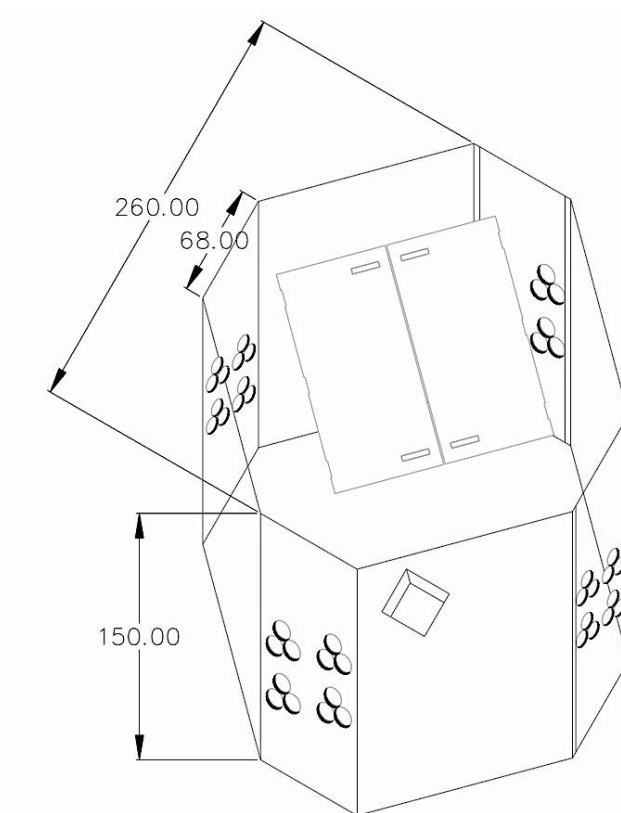


Fig 3.76 Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "X" con tapa cuadrada, [5].

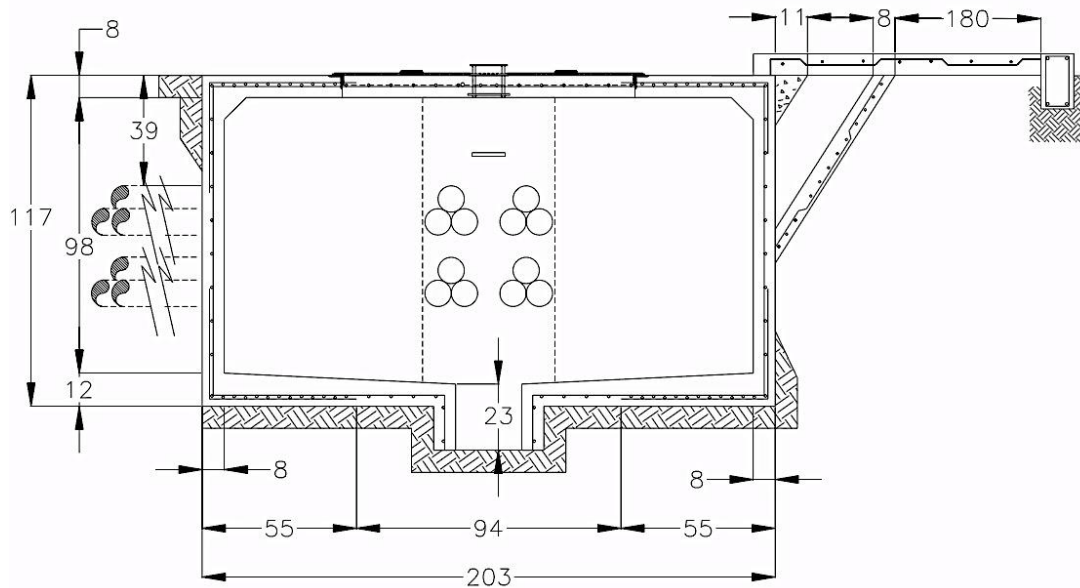


Fig 3.77 Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "X" para seccionador, [5].

En la figura 3.78 se muestra un pozo de visita tipo T , esté tipo de registro se emplean como de paso o para hacer cambios de trayectoria. En la figura 3.79 se muestra el mismo tipo de pozo de vista pero con anclas, estas anclas se utilizan cuando el terreno tiene un nivel freático alto.

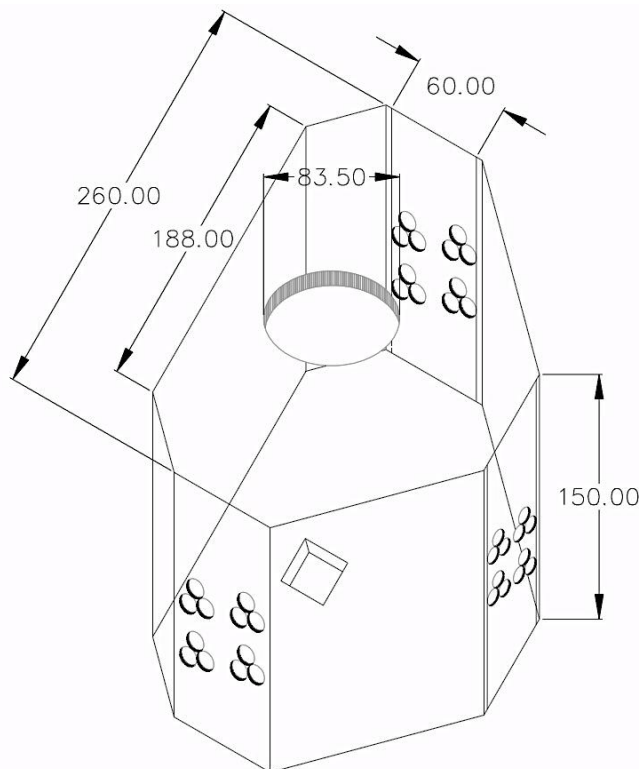


Fig 3.78 Dimensiones en cm de pozo de visita tipo "T", [5].

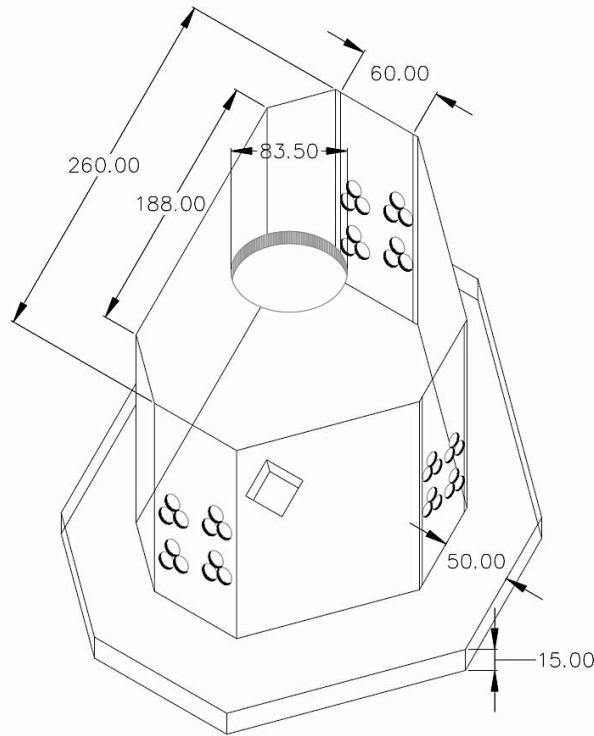


Fig 3.79 Dimensiones en cm de pozo de visita tipo “T” con anclas, [5].

En la figura 3.80 se observa un pozo de visita tipo L , esté tipo de pozo de visita se usa como de paso para trayectorias en sistemas de 600 A y 200 A o para hacer cambios de trayectoria. En la figura 3.81 se muestra el mismo tipo de pozo de vista pero con anclas, esté tipo de adecuación se utiliza cuando el terreno tiene un nivel freático alto.

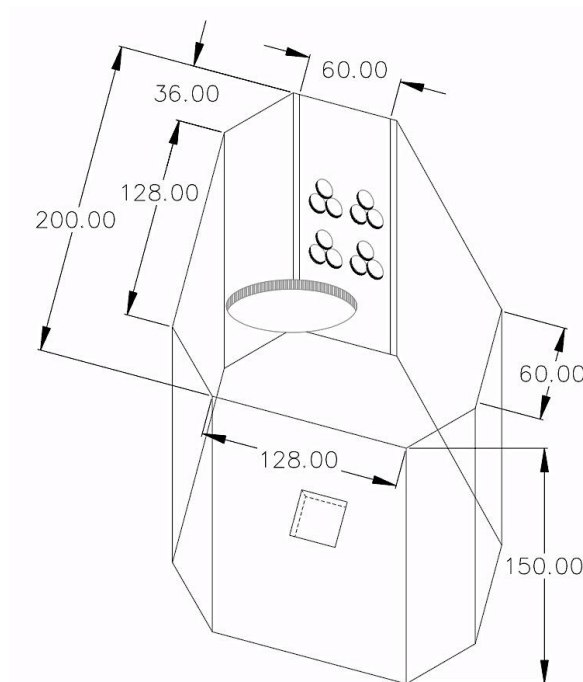


Fig 3.80 Dimensiones en cm de pozo de visita tipo “L”, [5].

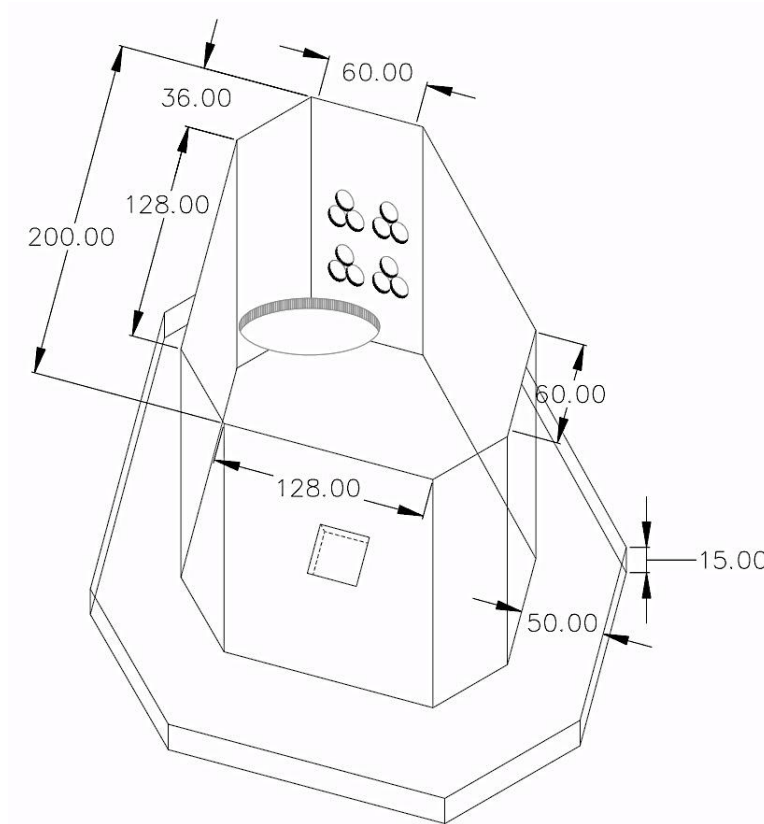


Fig 3.81 Dimensiones en cm de pozo de visita tipo “L” con anclas, [5].

## **CAPÍTULO 4 PROYECTO EJECUTIVO Y PRECIOS UNITARIOS**

El objetivo de este capítulo es mostrar los lineamientos que deben seguirse en lo referente a los trámites y documentación para la elaboración y aprobación de proyectos de Redes Eléctricas de Distribución Subterránea, las cuales deben ser entregadas a la CFE para su operación y mantenimiento, debiendo apegarse al Procedimiento para la Construcción de Obras por Terceros (PROTER). Además se plantea de forma general como se desarrolla el análisis de precios unitarios en función del RLOPSRM Reglamento de la Ley de Obras Publicas y Servicios Relacionados con las Mismas, éste explica las definiciones de los P.U.



---

## 4.1 LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE PROYECTOS

Los lineamientos mencionados en este subcapítulo obedecen a la necesidad de tener una reglamentación a nivel nacional, para uniformizar la calidad y al mismo tiempo simplificar la construcción de líneas y redes de distribución subterráneas. A continuación se explica los pasos a seguir para poder elaborar cualquier proyecto de redes de distribución que son los trámites, bases de diseño, aprobación del proyecto y documentos del mismo, [5].

### TRÁMITES

La aprobación de todo proyecto debe apegarse al Procedimiento para la Construcción de Obras por Terceros (PROTER) y, por lo que antes de iniciar la elaboración del proyecto, es necesario efectuar los trámites indicados en el mismo procedimiento. Estos trámites se basan en pedir la factibilidad del suministro de la energía eléctrica a CFE, [5].

### BASES DE DISEÑO

Las bases de diseño bajo las cuales se desarrolla invariablemente el proyecto, son proporcionadas al interesado en respuesta a la solicitud de bases de diseño para la elaboración de su proyecto, [5]. La información que debe contener dichas bases es la siguiente:

- Demanda máxima coincidente con el transformador en kVA/lote por tipo de servicio.
- Localización del punto de conexión.
- Características del servicio (tensión de suministro, número de fases e hilos, corriente de cortocircuito en el punto de entrega, etc.).
- Contenido de cada proyecto (información que deben contener los planos, identificación de los elementos, cuadro de cargas, detalles importantes para el proyecto, etc.).
- Equipos de protección y seccionalización con sus características, que se instalarán en los puntos de conexión y en la red del proyecto.
- Material y sección transversal mínima de los conductores en media y baja tensión.
- Sistemas de tierras (valores de resistencia de tierras, puntos donde se deberá de conectar la tierra a la red, uniones al sistema de tierra, etc.).

### APROBACIÓN DEL PROYECTO

Para la aprobación y entrega del proyecto deben efectuarse los trámites indicados en los siguientes puntos del citado procedimiento (PROTER), [5]. La documentación que conforma un proyecto es la siguiente:

- Plano general de media tensión.
- Plano general de baja tensión.
- Plano de detalles eléctricos.
- Plano general de obra civil.
- Plano de detalles de obra civil.

## 4.2 PRESENTACIÓN DE PLANOS

### A) GENERALIDADES

Todos los planos generales de Media y Baja Tensión, Obra Civil y Alumbrado Público deben contener la siguiente información:

- *Norte geográfico el cual se indicará en el primero o segundo cuadrante del plano, orientando hacia donde convenga al proyecto.*
- *Lotificación.*
- *Trazo de calles con sus nombres.*
- *Identificación de áreas verdes.*
- *Simbología.*

La información requerida para las características particulares de cada plano está indicada por el PROTER.

### B) TAMAÑO DE LOS PLANOS.

Se pueden utilizar planos como los que se muestran en las figura 4.1, 4.2 y 4.3 dimensiones (mm):

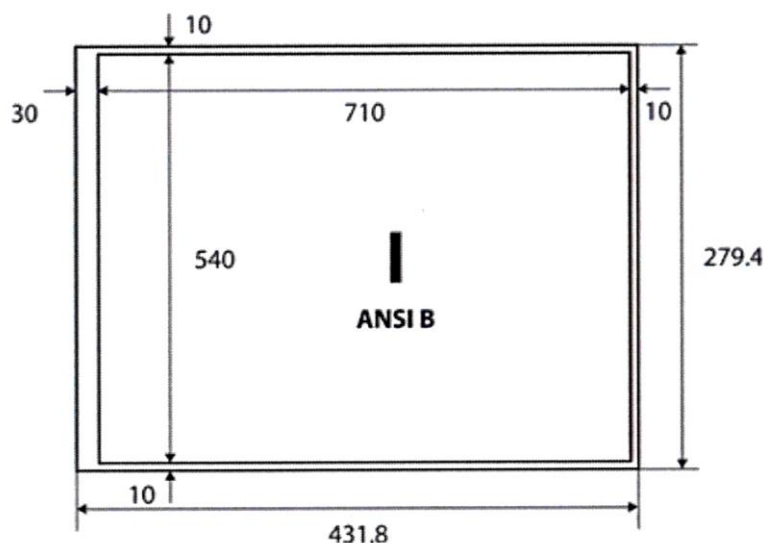


Figura 4.1 Dimensión de plano tipo I ANSI B, [5].

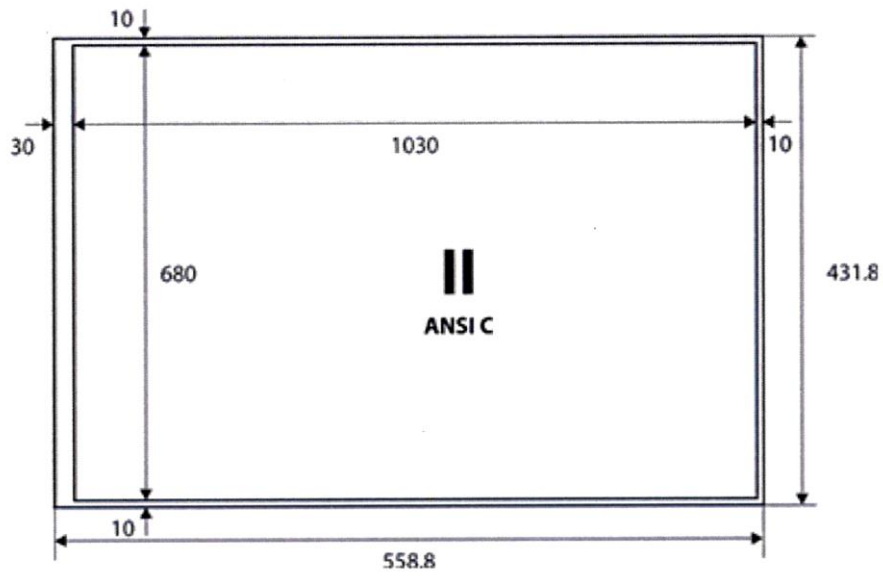


Figura 4.2 Dimensión de plano tipo II ANSI C, [5].

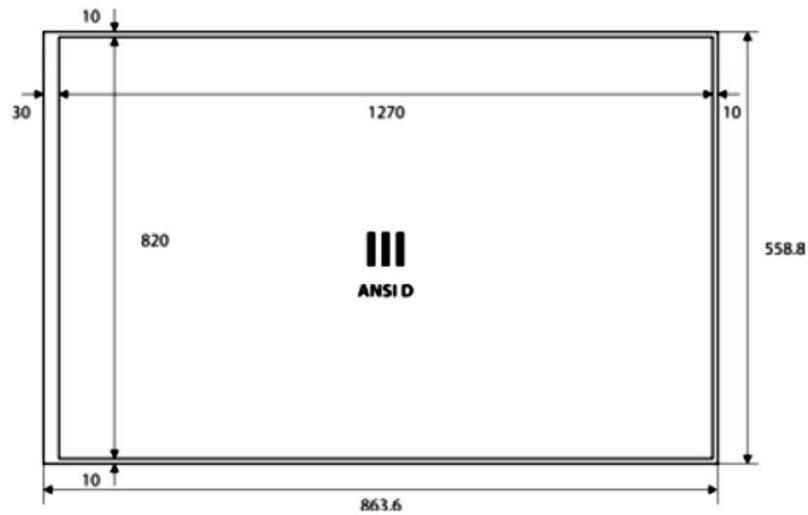


Figura 4.3 Dimensión de plano tipo III ANSI D, [5].

### C) CUADRO DE REFERENCIA

El cuadro de referencia está contenido en la figura 4.4 de este capítulo así como en el sistema Desarrollador de Proyectos DEPRORED y se dibuja en la esquina inferior derecha de cada plano.


110.00	<p>LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD DIVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN (DIVISION) CERTIFICA                  HABER REVISADO Y AUTORIZADO EL PRESENTE PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN CON VIGENCIA DE UN AÑO                  A PARTIR DEL (DIA) DE (MES) DEL AÑO (AÑO)</p> <p style="text-align: center;">REVISO <span style="float: right;">Vo.Bo.</span></p> <p style="text-align: center;">                 _____                  NOMBRE REVISO <span style="float: right;">NOMBRE Vo.Bo.</span>                  CARGO REVISO <span style="float: right;">CARGO Vo.Bo.</span> </p> <p style="text-align: center;">APROBO</p> <p style="text-align: center;">                 _____                  NOMBRE APROBO                  CARGO APROBO             </p> <p><small>NOTA: CON ESTA APROBACION NO ESTA AUTORIZADO PARA CONSTRUIR                  LA OBRA PODRA EJECUTARSE HASTA QUE SEA FORMALIZADO EL CONVENIO DE OBRA CORRESPONDIENTE.</small></p>									
35.00	 <p><b>DIVISION</b>  <b>ZONA</b>  <b>TIPO DE PLANO</b>  <b>ID DE PLANO</b></p>									
40.00	<p><b>RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA DEL DESARROLLO:</b>  <b>DOMICILIO 1</b>  <b>DOMICILIO 2</b>  <b>DESARROLLADOR</b>  <b>UBICACION 1</b>  <b>UBICACION 2</b></p>									
35.00	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%; padding: 5px;">                 Dibujó:                  NOMBRE DIBUJO             </td> <td style="width: 33%; padding: 5px;">                 Propietario:                  _____                  PROPIETARIO             </td> <td style="width: 33%; padding: 5px;">                 Escala:                  ESCALA             </td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">                 Proyectó:                  NOMBRE PROYECTÓ             </td> <td></td> <td style="padding: 5px;">                 Fecha:                  FECHA             </td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="padding: 5px;">                 Plano:                  No. DE PLANO             </td> </tr> </table>	Dibujó: NOMBRE DIBUJO	Propietario: _____ PROPIETARIO	Escala: ESCALA	Proyectó: NOMBRE PROYECTÓ		Fecha: FECHA			Plano: No. DE PLANO
Dibujó: NOMBRE DIBUJO	Propietario: _____ PROPIETARIO	Escala: ESCALA								
Proyectó: NOMBRE PROYECTÓ		Fecha: FECHA								
		Plano: No. DE PLANO								
	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%; text-align: center;">40.00</td> <td style="width: 33%; text-align: center;">80.00</td> <td style="width: 33%; text-align: center;">40.00</td> </tr> </table>	40.00	80.00	40.00						
40.00	80.00	40.00								

Figura 4.4 Cuadro de referencia del plano, [5].

## D) ESCALAS.

Las escalas que se utilizan para la elaboración de planos de redes de distribución subterráneas, estarán en función del tamaño de desarrollo, como a continuación se indica:

- Para el recuadro de localización general, que permite el desarrollo con respecto a un punto importante de referencia:
  - Escala 1:50 000 para la localización con respecto a una ciudad.
  - Escala 1:10 000 para la localización en una área urbana.
- Para el área de lotificación se puede utilizar:
  - Escala 1:500 para desarrollos de 1 a 5 bancos de transformación.
  - Escala 1:1 000 para desarrollos de 6 a 20 bancos de transformación.
  - Escala 1:2 000 para desarrollos de más de 20 bancos de transformación.

## 4.3 PLANOS DE PROYECTO

Cada plano debe contener, además de un cuadro de referencia, toda la información necesaria para su clara interpretación y que como mínimo debe ser la siguiente:

### 4.3.1 PLANO GENERAL DE MEDIA TENSIÓN

En el plano de media tensión es aquel donde está representado toda la parte eléctrica como puede ser circuitos, equipos, accesorios, transiciones etc. de la red de distribución, [5]. Para elaborar este tipo de plano es necesario hacerlo con la simbología que se muestra en el anexo B, a continuación se enlistan algunas características de este tipo de plano:

- Recuadro de localización general.
- Trayectoria de los circuitos.
- Localización de transiciones Aéreo-Subterráneas, indicando circuitos y subestaciones que las alimentan.
- Localización de equipos y dispositivos.
- Identificación de equipos, circuitos y fases de acuerdo a la Norma correspondiente.
- Diagramas unifilares, indicando todos los componentes eléctricos. Tratándose de apegar los trazos a la configuración real del campo.
- Cuadro de dispositivos en el cuál se debe indicar el tipo, cantidad y características de los dispositivos eléctricos, debiéndose indicar la ubicación de cada uno de los elementos.
- Simbología y claves eléctricas del Plano de planta y de diagrama unifilar.
- Notas aclaratorias que sean necesarias.

### 4.3.2 PLANO GENERAL DE BAJA TENSIÓN

En el plano de baja tensión es aquel donde está representado toda la parte eléctrica como puede ser circuitos, equipos, accesorios etc.; de la red de baja tensión, [5]. Para elaborar este tipo de plano es necesario hacerlo con la simbología que se muestra en el anexo B4, a continuación se enlistan algunas características de este tipo de plano:

- Trayectoria de los circuitos.
- Localización de transformadores, registros, concentración de medidores y acometidas.
- Identificación de acuerdo a las normas correspondientes de transformadores, circuitos, registros y concentraciones de medidores y de ser necesario las acometidas.
- Cuadro de cargas, en el que se indica por cada transformador:
  - *Número.*
  - *Carga por tipo de lote, departamento, etc.*
  - *Cantidad de cada tipo de lotes, departamentos, etc.*
  - *Carga por lotes, departamentos, etc.*
  - *Carga total.*
  - *Capacidad del transformador.*
  - *Porcentaje de utilización del transformador.*

### 4.3.3 PLANO DE DETALLES DE LA OBRA ELÉCTRICA

En este plano es donde se muestran los detalles de los equipos o accesorios de la red, además en este plano se muestra por medio de dibujos el tipo de conexiones y forma de conectar lo siguiente:

- Estructuras de transición aéreo subterráneas.
- Conexiones del equipo y dispositivos.
- Conexiones de los sistemas de tierras.
- Concentraciones de medidores.
- Dispositivos de identificación.
- Cualesquiera otros detalles importantes.

### 4.3.4 PLANO GENERAL DE LA OBRA CIVIL

En este plano es donde se muestran los detalles de construcción de bancos de ductos, excavaciones, localización de registros etc. A continuación se muestra todo lo que debe de llevar este plano :

- Trayectoria de los bancos de ductos.
- Localización de bóvedas, pozos de visita, registros, concentraciones de medidores, bases de equipo y muretes.
- Nomenclatura de todos los componentes de la obra civil.
- Cortes de avenidas, calles y banquetas.
- Cuadro de los componentes de la red, en el que se indica el número, tipo y norma de cada bóveda, pozo de visita, registro, bases de equipo y muretes; para los bancos de ductos se indicará su nomenclatura.

## 4.4 FUNDAMENTO DE PRECIOS UNITARIOS

En la industria de la construcción los precios unitarios exigen llevar a cabo una gran diversidad de actividades y para ello se debe mantener una estructura administrativa muy perfeccionada y dinámica, cuya acción determina una propuesta adecuada para los concursos de obra. Los precios unitarios son uno de los elementos más trascendentales en el proceso de la construcción, donde se exige contar con un personal hábil que debe estar familiarizado con la ingeniería y los negocios. En la actualidad conocer la estructura de un precio unitario es muy necesario, debido a la dinámica infraccionaría en la que vive la industria de la construcción, [1].

### 4.4.1 PRECIO UNITARIO

El precio unitario es la cantidad que resulta de la suma de los costos directos (materiales, mano de obra, maquinaria, etc.), e indirectos, financiamiento, más la utilidad del contratista y cargos adicionales, es decir el importe total por unidad de medida de cada concepto de trabajo, esto para fines de medición de pago, [2]. El artículo 185 del RLOPSRM (Reglamento de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas) dice: “se considera como precio unitario el importe de la remuneración o pago total que debe cubrirse al contratista por unidad de concepto terminado y ejecutado conforme al proyecto, especificaciones de construcción y normas de calidad”. Para determinar este concepto es necesario conocer los diversos elementos que lo integran y que está dividido en grupos fundamentales que son los siguientes, [3]:

Precio unitario= costos directos + costos indirectos + financiamiento + utilidad + cargos adicionales.

Costo directo= materiales + mano de obra + maquinaria equipos y herramienta menor.

Costo indirecto= administración central + administración de campo.

El financiamiento se compone de:

- Subtotal costo directo + costo indirecto.
- Anticipos %.
- Estimaciones (egresos de acuerdo al programa de construcción).
- Indicador económico específico utilizado para determinar la tasa de interés aplicada (TIIE o CETES).
- Tasa de interés mensual.
- Recuperación de inversión.
- Plazo de ejecución.

La utilidad: se compone por las ganancias del contratista de acuerdo a lo que quiere ganar, previo pago de impuestos. Este cargo debe considerar las deducciones correspondientes al impuesto sobre la renta y la participación de los trabajadores en las utilidades de la empresa, [2].

Los cargos adicionales: son las erogaciones que debe realizar el contratista, por estar convenidas como obligaciones adicionales o por que derivan de un impuesto o derecho que se cause con motivo de la ejecución de los trabajos y que no forman parte de los costos directos e indirectos y por financiamiento, ni el cargo de utilidad, [3]. Los precios unitarios pueden ser básicos o simples. Los básicos se componen solo de costos directos (materiales, mano de obra y equipo, es decir, sin indirectos, financiamiento, utilidad y cargos adicionales).

Estos se pueden manejar dentro de un precio unitario, en el momento que el concepto requiera contemplar dos o más trabajos frecuentes y que necesitan estar dentro del concepto de trabajo. Cuando se formulen los precios unitarios de cualquier proyecto se debe iniciar con la recopilación de los datos que se necesitan para elaborar el presupuesto, es indispensable conocer a fondo el proyecto que se pretende realizar y así poder dar costos más apegados a la realidad, por lo tanto se necesita conocer los datos siguientes:

1. Tipo de proyecto.
2. Localización de la obra.
3. Alcances de la obra.
4. Vías de acceso de la obra.
5. Condiciones del sitio de los trabajos.
6. Conceptos de trabajo.
7. Volumetría.
8. Materiales a emplear.
9. Plazo de ejecución requerido.
10. Anticipos.
11. Permisos para ejecutar la obra.
12. Sitio de almacén.
13. Sindicato.



## 4.4.2 COSTO DIRECTO

En cuanto a los costos directos, son los cargos aplicables al concepto de trabajo que se derivan de las erogaciones por materiales, mano de obra, maquinaria, herramienta y equipo de seguridad, exclusivamente para realizar los trabajos directos correspondientes a los conceptos de trabajos. El costo directo forma un grupo de gastos indispensables para ejecutar un trabajo, es la parte más cuantiosa en los precios unitarios y por lo consiguiente del presupuesto de obra, [3]. Los costos directos se agrupan por tres secciones principales que son:

### a) MATERIALES

En los materiales deben ser considerados para su costo los siguientes puntos:

- Costos de adquisición de los materiales sin IVA.
- Mermas de manejo.
- Desperdicios de operación.
- Fletes.
- Maniobras.
- Almacenaje.

### b) MANO DE OBRA

En la mano de obra deben ser considerados para su costo los siguientes puntos:

- Salarios reales sobre la mano de obra.
- Prestaciones de la ley federal del trabajo.
- Prestaciones de la ley del seguro social.
- Prestaciones del instituto del fondo nacional de la vivienda para los trabajadores.

### c) MAQUINARIA Y/O EQUIPO

En los costos horarios deben ser considerados para su costo los siguientes puntos:

- Los costos fijos son: los correspondientes a depreciación, inversión, seguros y mantenimientos.
- Consumibles (gasolina o diesel, lubricantes, filtros, llantas, piezas especiales de desgaste rápido y energía eléctrica)
- Cargos de operación: Operadores de equipo ligero y operadores de maquinaria pesada.

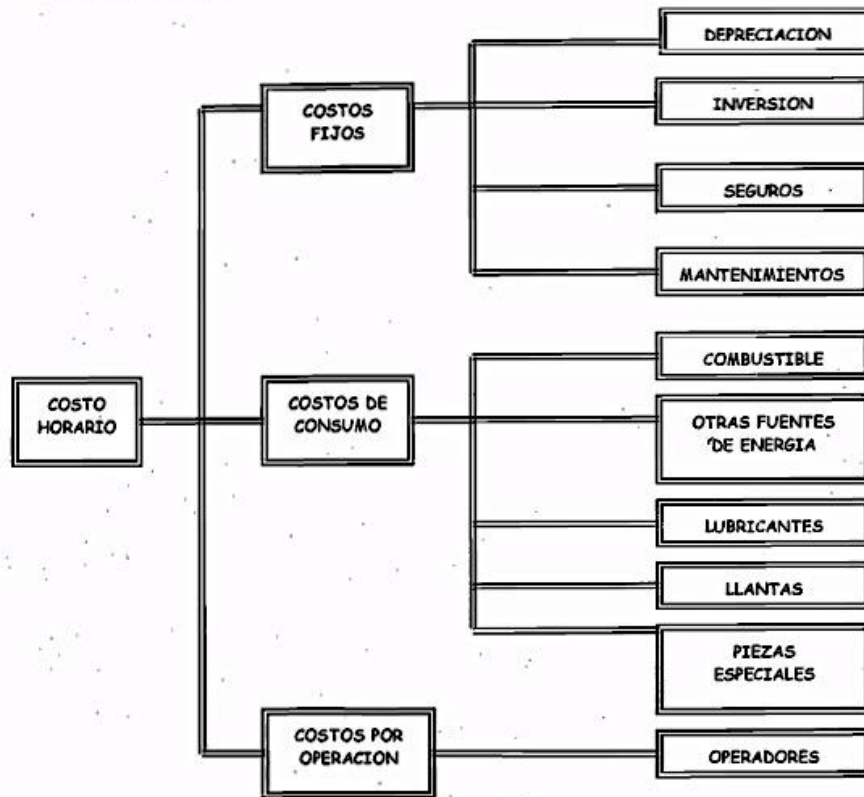


Figura 4.5 Desglose de un costo horario, [1]

El costo directo por materiales pueden ser permanentes o temporales, los primeros son los que se incorporan y forman parte de los trabajos; los segundos son los que se utilizan en forma auxiliar y no forman parte de los trabajos, [2]. El costo unitario por concepto de material se obtendrá de la expresión siguiente:

$$M = P_m * C_m \quad (4.1)$$

DONDE:

M: Representa el costo por materiales, [\$].

P<sub>m</sub>: Representa el costo básico unitario vigente de mercado, que cumpla con las normas de calidad especificadas para el concepto de trabajo de que se trate y que sea el más económico por unidad de material puesto en el sitio de trabajos, [\$].

C<sub>m</sub>: Representa el consumo de material por unidad de medida del concepto de trabajo, [p.u]

El costo directo por material no se debe considerar el impuesto al valor agregado IVA por lo que se debe tener en cuenta en la elaboración del precio unitario, porque de lo contrario se duplicaría el impuesto, [2].

### 4.4.3 MANO DE OBRA

Para determinar el costo de la mano de obra en la industria de la construcción es necesario apearse a los lineamientos señalados en LA LEY FEDERAL DEL TRABAJO.

Datos para el cálculo del salario base (factor de días inhábiles en la mano de obra para la industria de la construcción), [2].

1. Los días no trabajados son:

52 días (domingos) descanso obligatorio.

2. Fiestas Nacionales.

- 1º de Enero.
- El primer Lunes de Febrero en conmemoración del 5 de Febrero.
- El tercer Lunes de Marzo en conmemoración del 21 de Marzo.
- El 1º de Mayo.
- El 16 de Septiembre.
- El tercer lunes de Noviembre en conmemoración del 20 de Noviembre.
- El 1º de Diciembre de cada seis años, cuando corresponda a la transmisión del poder ejecutivo federal.
- El 25 de Diciembre.
- El que determine las leyes federales y locales electorales, en el caso de elecciones ordinarias, para efectuar la jornada electoral.

3. 6 días de vacaciones.

4. De 3 a 6 días por costumbre se llegan a manejar aproximadamente en la industria de la construcción.

- 3 de Mayo (día de la santa cruz).
- Variable (Jueves santo).
- Variable (Viernes santo).
- 1º de Noviembre (todos los santos).
- 2 de Noviembre (fieles difuntos).

5. 1 a 3 días para permisos o enfermedades.

6. 8 días por el mal tiempo.

En resumen de un total de 365 días del calendario, 291.83 días son trabajados y 73.17 días son días inhábiles.

## FACTOR DE SALARIO REAL

Los siguientes datos son necesarios para calcular el factor de salario real, [2].

### 1. Días de percepción pagados al año.

- Días calendario anualizado. Corresponde al número de días calendario para calcular el factor ya sea anual (365 días o cada 4 años se debe considerar 366 días), recordando que cada cuatro años es año bisiesto.
- Aguinaldo por ley federal del trabajo. Lo correspondiente a los días de aguinaldo que marca la ley federal del trabajo en proporción con los días calendario (15 días por año, por lo menos).
- Prima vacacional. Lo señalado por la ley federal del trabajo y de acuerdo a la proporción a los días de vacaciones que correspondan al periodo sobre el cual se calcula el factor de salario real (prima vacacional 25% de las vacaciones)  $6 \text{ días} \times 25\% = 1.5 \text{ días}$ .
- Prima antigüedad. De acuerdo con lo señalado en la ley federal del trabajo y en proporción a los años trabajados.
- Prima dominical (25%). Lo correspondiente a las jornadas de trabajo que incluyan el domingo de acuerdo a lo señalado en la ley federal del trabajo y en proporción a los días calendario.

### 2. Días no laborales pagados al año, [2].

- Días no trabajados. Se refiere a los días de descanso totales, estos días son variables de acuerdo a los días festivos por ley o por clima.
- Domingos. Por cada seis días de trabajo disfruta el trabajador de un día de descanso, por lo menos con goce de salario íntegro, siendo 52 días (domingos).
- Días festivos. Los días de descanso obligatorios que entren en el periodo de plazo de ejecución.
- Días por costumbre. Los días que la empresa descansa por costumbre (aproximadamente 3 días).
- Vacaciones. Los trabajadores que tengan más de un año de servicio disfrutan de un periodo anual de vacaciones pagadas, que en ningún caso puede ser inferior a seis días laborales y aumentará en dos días laborales, hasta llegar a doce, por cada año subsecuente de servicio.
- Permisos y enfermedad. Es recomendable 3 días.
- Condiciones climatológicas. De acuerdo a la región geográfica donde se realizan los trabajos, varía el número de días teniendo un rango aproximado de 1 a 10 días.

### 3. SALARIO MÍNIMO.

El salario mínimo es la cantidad menor que debe de recibir en efectivo el trabajador por los servicios prestados en una jornada de trabajo. El salario mínimo deberá ser suficiente para satisfacer las necesidades normales de un jefe de familia. Los salarios mínimos pueden ser generales para una o varias áreas geográficas de aplicación, estos salarios mínimos se fijarán por la COMISIÓN NACIONAL DE LOS SALARIOS MÍNIMOS la cual está integrada por representantes de los trabajadores, de los patrones y del gobierno, en el anexo D se muestran las entidades que comprenden las áreas geográficas para salarios mínimos.

Área geográfica "A"	\$ 67.29
Área geográfica "B"	\$ 63.77

Sueldo: es la remuneración asignada a un individuo por el desempeño de un cargo o un servicio profesional, [3].

Salario: es la retribución que debe de pagar el patrón al trabajador por su trabajo. Es el pago con que se atribuye a un servicio o trabajo, es decir, sueldo y salario son palabras que expresan dos situaciones diferentes en cuanto del que lo da y el que lo recibe, está diferencia indica, en cierto modo, una desigualdad social, cuando el sueldo era pago en efectivo, en moneda corriente y salario, en cambio era un pago en especie. La palabra sueldo se deriva del latín SALIDUS que era el nombre de oro; salario por su parte viene del latín SALARIUM relación de sal, que se daba a los soldados o a los peones como paga, [3]. Esté factor además de ser conocido como factor de salario integrado también se le llama factor de salario base de cotización (SBC).

$$\text{cálculo del factor de salario integrado} = \frac{\text{días pagados}}{\text{días laborados}} \quad (4.2)$$

Salario real: son aquellos que sin ser sumas menores que los mínimos, son los que se establecen por oferta y demanda (es el resultado de la multiplicación del salario base x el factor de salario real).

Factor de salario real: la relación de los días realmente pagados en un periodo anual, de Enero a Diciembre, divididos entre los días efectivamente laborados durante el mismo periodo. Incluye todas las prestaciones derivadas de la ley federal del trabajo, la ley del seguro social, ley del instituto del fondo nacional de la vivienda para los trabajadores o de los contratos colectivos del trabajo en vigor, en la ecuación 4.3 se calcula el factor de salario real.[2].

Salario base: es el salario base o diario por jornada, sin prestaciones, sin prima vacacional, sin aguinaldo, sin bonificaciones etc.

$$FSR = PS \left( \frac{Tp}{TI} \right) + \left( \frac{Tp}{TI} \right) \quad (4.3)$$

DONDE:

FSR: Representa el factor de salario real.

PS: Representa, en fracción decimal, las obligaciones obrero-patronales derivadas de la ley del seguro social y de la ley del instituto del fondo nacional de la vivienda de los trabajadores.

Tp: Representa los días realmente pagados durante un periodo anual.

TI: Representa los días realmente laborados durante el mismo periodo anual utilizando en Tp.

Costo directo por mano de obra: es el que hace el contratista por el pago de salarios al personal que interviene en la ejecución del trabajo. No se consideran dentro de este concepto los pagos al personal técnico, administrativo, supervisión, vigilancia ya que estos últimos corresponden a costo indirectos, [2]. El costo de la mano de obra está dado por:

$$Mo = \frac{Sr}{R} \quad (4.4)$$

DONDE:

Mo: Representa el costo por mano de obra.

Sr: Representa el salario real del personal que interviene directamente en la ejecución del trabajo por jornada de 8 horas.

R: Representa el rendimiento es decir la cantidad de trabajo que desarrolla el personal que interviene directamente en la ejecución del trabajo en una jornada de 8 horas.

Para la obtención del salario real se debe considerar la siguiente ecuación:

$$Sr = Sn * Fsr \quad (4.5)$$

DONDE:

Sn: Representa los salarios tabulados de las diferentes categorías y especialidades propuestas por el contratista.

Fsr: Representa el factor de salario real.

Sr: Representa el salario real del personal que interviene directamente en la ejecución del trabajo por jornada de 8 horas.

## RENDIMIENTO

El rendimiento es la cantidad de trabajo que desarrolla el personal que interviene directamente en la ejecución del trabajo en una jornada de 8 horas. Para realizar la evaluación del rendimiento, se deberá considerar en todo momento el tipo de trabajo a desarrollar y las condiciones ambientales y en general aquellas que predominen en la zona donde se ejecuten. Los factores que pueden modificar el rendimiento, el cual puede ser modificado y considerado debido a que en determinadas dependencias o áreas de trabajo se requiere cumplir con ciertos requisitos, [2].

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{volumen ejecutado}}{\text{tiempo empleado}} \quad (4.6)$$

Tiempo productivo 40%.

Tiempo improductivo 60%.

### 4.4.4 MAQUINARIA

Todos los fabricantes de acuerdo con su experiencia, establecen una vida útil basados en los estudios y análisis que determinan cada vez que fabrican un equipo, en términos generales la vida útil de una máquina se ha podido mantener en condiciones óptimas entre 10 mil y 15 mil horas de trabajo, [2]. Los fabricantes normalmente recomiendan un mantenimiento general cada 200 h, los factores que permiten una mayor vida útil en la máquina son: una buena operación del equipo y un mantenimiento cada 8 horas de trabajo, este mantenimiento consiste en revisar niveles de aceite, agua, batería, bandas flojas, engrasados en los puntos de fricción. Más adelante los fabricantes recomiendan un mantenimiento semanal de aproximadamente cada 50 h, en revisar tornillería, filtros, aditivos, etc.

## COSTO HORARIO

El costo horario se determina por medio de un conjunto de ecuaciones para determinar el costo aplicable por el trabajo que presente algún equipo de la industria de la construcción, [2]. Los costos horarios deben reflejar un costo real, existe una forma para elaborar el costo horario, normalmente las dependencias y entidades manejan un formato de ecuaciones para determinar el costo, especialmente en las licitaciones y/o concursos de obra solicitan el equipo mínimo para utilizarlo en obra.

El costo por maquinaria o equipo de construcción, es aquel que resulta de dividir el importe del costo horario de la hora efectiva de trabajo, entre el rendimiento de dicha máquina o equipo en la misma unidad de tiempo, 2. El costo de la maquinaria o equipo de construcción se obtiene de la siguiente ecuación:

$$ME = \frac{Phm}{Rhm} \quad (4.7)$$

DONDE:

- ME: Costo horario por maquinaria o equipo de construcción.
- Phm: Costo horario directo por hora efectiva de trabajo de la maquinaria o equipo de construcción.
- Rhm: Rendimiento horario de la máquina o equipo, considerando como nuevos dentro de su vida económica, en las condiciones específicas del trabajo a ejecutar.

Para el caso de maquinaria o equipos de construcción que no sean fabricados en línea o en serie y que por su especialidad tengan que ser rentados, el costo directo de estos podrá ser sustituido por la renta diaria de equipo sin considerar consumibles de operación.

Costo por depreciación: Es el que resulta por la disminución del valor original de la máquina o equipo de construcción, como consecuencia de su uso durante el tiempo de su vida económica, [2]. Este costo se obtiene de la siguiente ecuación:

$$D = \frac{Vm - Vr}{Ve} \quad (4.8)$$

DONDE:

- D: Costo horario por depreciación de la maquinaria o equipo de construcción.
- Vm: Valor de la máquina o equipo considerado como nuevo fecha de presentación y apertura de proposiciones, descontando el precio de llantas y de los equipamientos, accesorios o piezas especiales en su caso.
- Vr: Valor de rescate de la máquina o equipo que el contratista considere recuperar por su venta, al término de su vida económica.
- Ve: valor de rescate de la máquina o equipo estimada por el contratista y expresada en horas efectivas de trabajo.

Costo por inversión: Es el costo equivalente a los intereses del capital invertido de la maquinaria o equipo de construcción, [2]. Este costo se obtiene de la siguiente ecuación 4.9 :



$$I_m = \frac{(V_m * V_r)i}{2H_e a} \quad (4.9)$$

DONDE:

- Im: Costo horario de la inversión de la maquinaria o equipo de construcción considerado como nuevo.
- Vm: Valor de la máquina o equipo considerado como nuevo fecha de presentación y apertura de proposiciones, descontando el precio de llantas y de los equipamientos, accesorios o piezas especiales en su caso.
- Vr: Valor de rescate de la máquina o equipo que el contratista considere recuperar por su venta, al término de su vida económica.
- Hea: Número de horas efectivas que la máquina o el equipo trabaja durante el año.
- i: Tasa de interés anual expresada en fracción decimal.

Los contratistas para sus análisis de costos horarios consideran a su juicio las tasas de interés “i”, debiendo proponer la tasa de interés que más les convenga, la que debe estar referida a un indicador económico específico y estará sujeta a variaciones de dicho indicador.

Costo por seguros: Es el que cubre los riesgos a que está sujeta la máquina o equipo de construcción por siniestros que sufra. Este costo forma parte del costo horario, ya sea que la maquinaria o equipo de construcción se asegure por una compañía aseguradora, o que la empresa constructora decida hacer frente a sus propios recursos a los posibles riesgos como consecuencia de su uso. Este costo se obtiene con la siguiente ecuación:

$$S_m = \frac{(V_m + V_r)s}{2H_e a} \quad (4.10)$$

DONDE:

- Sm: Costo horario por seguros de la maquinaria o equipo de construcción.
- Vm: Valor de la máquina o equipo considerado como nuevo fecha de presentación y apertura de proposiciones, descontando el precio de llantas y de los equipamientos, accesorios o piezas especiales en su caso.
- Vr: Valor de rescate de la máquina o equipo que el contratista considere recuperar por su venta, al término de su vida económica.
- Hea: Número de horas efectivas que la máquina o el equipo trabaja durante el año.
- S: Prima anual promedio de seguros, fijada como porcentaje del valor de la máquina o equipo expresada en fracción decimal.

Los contratistas para su estudios y análisis de costo horario consideran la prima anual promedio de seguros.

Costo por mantenimiento mayor y menor: Es el originado por los desembolsos para conservar la máquina o equipo de construcción en buenas condiciones durante su vida económica, [2].

- Costo por mantenimiento mayor: Son los desembolsos correspondientes a las reparaciones de la maquinaria o equipo de construcción en talleres especializados o aquellas que puedan realizarse en el campo empleando personal especializado y que requieran retirar la máquina o equipo en los frentes de trabajo. Este costo incluye la mano de obra, repuestos y renovaciones de partes de la maquinaria o equipo de construcción así como de otros materiales necesarios.
- Costo por mantenimiento menor: Son los desembolsos necesarios para efectuar ajustes rutinarios, reparaciones y cambios de repuestos que se efectúan en las propias obras así como los cambios de líquidos para módulos hidráulicos, aceite de transmisión, filtros etc. Incluye este concepto personal y equipo auxiliar que realiza estas operaciones de mantenimiento, los repuestos y otros materiales que sean necesario.

El costo horario por mantenimiento mayor o menor se obtiene de la siguiente ecuación:

$$Mn = Ko * D \quad (4.11)$$

DONDE:

- Mn: Costo horario por mantenimiento mayor y menor de la maquinaria o equipo de construcción.
- Ko: Coeficiente que considera tanto el mantenimiento mayor como el menor. Este coeficiente varía según el tipo de maquinaria o equipo y las características de trabajo y se fija con base en la experiencia estadística.
- D: Depreciación de la máquina o equipo calculada con lo mencionado en la ecuación 4.8.

Costos por consumos: Son los que se derivan de los gastos de combustibles u otras fuentes de energía y en su caso lubricantes y llantas, [2].

Costo por combustibles: Es el derivados de los gastos de los consumos de gasolina y diesel para el funcionamiento de los motores de combustión interna de la máquina o equipo de construcción, [2]. Este costo se obtiene con la siguiente expresión:

$$Co = Gh * Pc \quad (4.12)$$

DONDE:

- Co: Costo horario del combustible necesario para hora efectiva de trabajo.
- Gh: Cantidad de combustible utilizado en una hora efectiva de trabajo.
- Pc: precio del combustible.

Costo de otras fuentes de energía: Es el derivado por los consumos de energía eléctrica o de otros energéticos distintos a los señalados anteriormente. La determinación de este costo requerirá en cada caso de un estudio especial, [3].

Costo por lubricantes: Es el derivado por el consumo y los cambios periódicos de aceites lubricantes de los motores. Este costo se obtiene de la siguiente expresión:

$$Lb = (Ah + Ga)Pa \quad (4.13)$$

DONDE:

- Lb: Costo horario por lubricantes.
- Ah: Cantidad de aceites lubricantes consumidos por hora efectiva de trabajo de acuerdo con las condiciones medias de expresión.
- Ga: Consumo entre cambios sucesivos de lubricantes en las maquinas o equipo, está determinada por la capacidad del recipiente de la máquina.
- Pa: Costo de los aceites lubricantes puestos en las maquinas o equipos.

Costo por llantas: Es el correspondiente al consumo por desgaste de las llantas durante la operación de la maquinaria o equipo de construcción y se obtiene con la siguiente expresión:

$$N = \frac{Pn}{Vn} \quad (4.14)$$

DONDE:

- N: Costo horario por el consumo de las llantas de la máquina o equipo como consecuencia de su uso.
- Pn: Valor de las llantas consideradas como nuevas.
- Vn: Horas vida económica de las llantas.

Costo por piezas especiales: Es el correspondiente al consumo por desgaste de las piezas especiales durante la operación de la maquinaria o equipo de construcción, [2]. Este costo se obtiene con la siguiente ecuación:

$$Ae = \frac{Pa}{Va} \quad (4.15)$$

DONDE:

- Ae: Costo horario por piezas especiales.
- Pa: Valor de las piezas especiales, consideradas como nuevas.
- Va: Horas vida económica de las piezas especiales.

Costo por salarios de operación: Es el correspondiente al concepto de pago del o los salarios del personal encargados de la operación de la maquinaria o equipo de construcción por hora efectiva de trabajo, [2]. Este costo se obtiene de la siguiente ecuación:

$$Po = \frac{Sr}{Ht} \quad (4.16)$$

DONDE:

- Po: Costo horario por la operación de la maquinaria o equipo de construcción.
- Sr: Salario real.
- Ht: Horas efectivas de trabajo de la maquinaria o equipo de construcción dentro del turno.

Costo por herramienta de mano: Corresponde al costo por desgaste de herramientas de mano utilizadas en la ejecución del concepto de trabajo, [2]. Este costo se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$Hm = Kh * Mo \quad (4.17)$$

DONDE:

- Hm: Costo por herramienta de mano.
- Kh: Coeficiente cuyo valor se fijara en función del tipo de trabajo y de la herramienta requerida para su ejecución.
- Mo: Costo unitario por concepto de mano de obra.

Costo de equipo de seguridad: Corresponde al valor del equipo necesario para su protección personal del trabajador, [2]. Este costo se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$Es = Ks * Mo \quad (4.18)$$

DONDE:

- Es: Costo directo por equipo de seguridad.
- Ks: Coeficiente cuyo valor se fijará en función del tipo de trabajo
- Mo: Costo unitario por concepto de mano de obra.

#### 4.4.5 COSTO INDIRECTO

El costo indirecto corresponde a los gastos generales necesarios para la ejecución de los trabajos no incluidos en los costos directos tanto en oficinas generales como en obra y comprende entre otros: los gastos de administración, organización, dirección técnica, vigilancia, supervisión, construcción de instalaciones necesarias para realizar conceptos de trabajos, el transporte de maquinaria o equipo de construcción, imprevistos y en su caso prestaciones laborales correspondientes al personal directivos y administrativo, [2].

Los gastos indirectos se expresan como un porcentaje del costo directo de cada concepto de trabajo, dicho porcentaje se calcula sumando los importes de los gastos generales que resulten aplicables y dividiendo está suma entre el costo directo total de la obra.

Los gastos generales que puedan tomarse en consideración para integrar el costo indirecto y que se pueden aplicar en la administración de oficinas centrales, a la administración de oficinas de campo o de ambas serán las siguientes:

- I. Honorarios, sueldos y prestaciones de los siguientes conceptos:
  - a) Personal directivo.
  - b) Personal técnico
  - c) Personal administrativo.
  - d) Cuota patronal de seguro social.
  - e) Prestaciones de la ley federal de trabajo.
  - f) Pasajes, viáticos del personal enunciado en los incisos a , b, c.
  
- II. Depreciación, mantenimiento y rentas de los siguientes conceptos:
  - a) Edificios y locales.
  - b) Locales de mantenimiento y guarda.
  - c) Bodegas.
  - d) Instalaciones generales.
  - e) Equipos y muebles.
  - f) Depreciación o renta y operación de vehículos.
  - g) Campamentos.
  
- III. Servicios de los siguientes conceptos:
  - a) Consultores, asesores, servicios y laboratorios.
  - b) Estudios e investigaciones.
  
- IV. Fletes y acarreos de los siguientes conceptos:
  - a) Equipos de construcción.
  - b) Plantas y elementos para instalaciones.
  - c) Mobiliario.

V. Gasto de oficina de los siguientes conceptos:

- a) Papelerías y útiles de escritorio.
- b) Correo, fax, teléfonos y otros gastos de comunicaciones.
- c) Equipo de computación.
- d) Copias y duplicados.
- e) Luz, gas y otros consumos.
- f) Gastos de licitación pública.

VI. Seguros y fianzas.

VII. Trabajos previos y auxiliares de los siguientes conceptos:

- a) Construcción y conservación de caminos de acceso.
- b) Montajes y desmantelamientos de equipos.

## FINANCIAMIENTO

El costo por financiamiento debe estar representado por un porcentaje de la suma de los costos directos e indirectos y esté corresponde a los gastos derivados por la inversión de recursos propios que realice el contratista con el fin de dar cumplimiento al programa de ejecución de los trabajos calendarizados. El procedimiento para el análisis, cálculo e integración del costo por financiamiento está fijado por cada dependencia o entidad, [2].

El costo por financiamiento permanece constante durante la ejecución de los trabajos y únicamente se ajustará en los siguientes casos:

- I. Cuando varié la tasa de interés.
- II. Cuando no se entreguen los anticipos durante el primer trimestre de cada ejercicio.

Para el análisis, cálculo e integración del porcentaje del costo por financiamiento se deberá considerar lo siguiente:

- I. Que la calendarización de egresos esté acorde con el programa de ejecución de los trabajos y el plazo indicado en la propuesta del contratista.
- II. Que el porcentaje del costo por financiamiento se obtenga de la diferencia que resulte entre los ingresos y egresos, afectando por la tasa de interés propuesta por el contratista y dividida entre el costo directo más los costos indirectos.

## CARGOS POR UTILIDAD

El cargo por utilidad es la ganancia que recibe el contratista por la ejecución del concepto de trabajo, será fijado por el propio contratista y estará representado por un porcentaje sobre la suma de los costos directos, indirectos y del financiamiento. Para el cálculo del cargo de utilidad se considera el impuesto sobre la renta y la participación de los trabajadores en las utilidades de la empresa a cargo del contratista, [2].

## CARGOS ADICIONALES

Los cargos adicionales son los pagos que debe realizar el contratista, ya que estas son obligaciones adicionales que se aplican después de la utilidad del precio unitario porque derivan de un impuesto o derecho con motivo de la ejecución de los trabajos y que no conforman parte de los costos directos, indirectos y por financiamiento ni cargo por utilidad, [2]. Los cargos adicionales deben incluirse al precio unitario después de la utilidad y solamente serán ajustados cuando las disposiciones legales establezcan un incremento o decremento de lo antes mencionado.

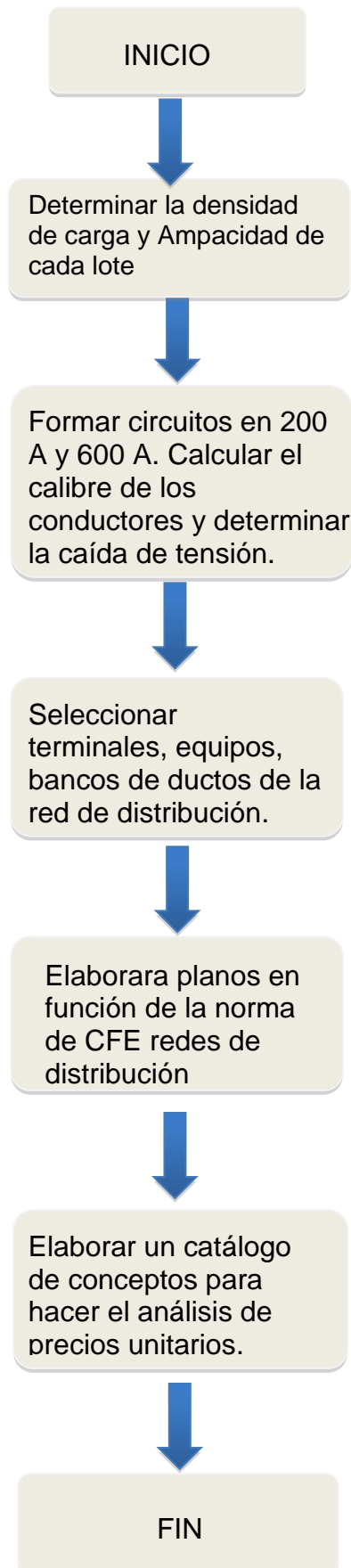
## 4.5 DIAGRAMA DE FLUJO PARA DESARROLLAR CAPÍTULO 5

El diagrama de flujo siguiente muestra de forma general los pasos a seguir para desarrollar el cálculo y diseño de una red de distribución subterránea. El diagrama de flujo muestra la relación que existe en los capítulos 1 al 4, desde calcular las densidades de carga de cada lote del parque industrial hasta realizar el análisis de los precios unitario.

Para determinar la densidad de carga es necesario conocer las dimensiones de cada uno de los lotes del parque industrial, en la norma NMX-R-046-SCFI-2011 Parques industriales y especificaciones menciona que por cada hectárea se debe considerar una demanda de 250 kVA (tabla 5.1). Una vez conociendo la demanda en función de área de cada lote se procede a calcular la Ampacidad de cada lote y en función de este último se forman los anillos de la red de distribución.

Teniendo los valores de Ampacidad de los lotes y las distancias de los anillos se procede a calcular la caída de tensión de cada anillo y de los troncales de la red de distribución, el calibre mínimo a utilizar en los anillos de 200 A y 600 A se mencionan en 1.3.1 y 1.3.2 que es 1/0 AWG AL-XLP y 500 MCM AL-XLP respectivamente. Teniendo la configuración y trayectoria de los circuitos en 200 A y 600 A se puede seleccionar terminales y equipos para la operación y seguridad de la red de distribución, además se selecciona el tipo de banco de ductos y el número de vías necesarias para las trayectorias, así como los registros y pozos de vista en función que sea de tipo paso, cambio de trayectoria o para conexiones.

Hasta este punto ya se puede elaborar un proyecto ejecutivo en función de la norma de CFE redes de distribución, en la norma mencionada muestra las dimensiones normalizadas de los planos así como el pie de plano con los datos necesarios y la simbología normalizada. Por último se procede a hacer un catálogo de conceptos de la red de distribución que este se divide en dos partes Obra civil y Obra eléctrica. En la obra civil comprende bancos de ductos, excavaciones y registros, en la obra eléctrica comprende conductores, terminales y equipos, para terminar el catálogo es necesario hacer un análisis de precios unitarios el cual se desarrolla según lo explicado en el capítulo 4.





## **CAPÍTULO 5 DISEÑO, CÁLCULO Y COSTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

Un parque industrial es la superficie geográficamente delimitada y diseñada especialmente para el asentamiento de la planta industrial en condiciones adecuadas de ubicación, infraestructura, equipamiento y de servicios, con una administración permanente para su operación. La función de los parques industriales en la industrialización del País ha sido fundamental ya que estos contribuyen al desarrollo de la infraestructura de este País, incrementan la competitividad de la planta industrial, fomentan la modernización, crean fuentes de empleo, propician la desconcentración industrial, contribuyen a la preservación ecológica, al consumo racional de la energía eléctrica y agua; fomentan la capacidad de investigación y desarrollo tecnológico.

## 5.1 CÁLCULO Y DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA EL PARQUE INDUSTRIAL “EL HUASTEKO”

El parque industrial “EL HUASTEKO” está localizado en el puerto industrial de Altamira, Tamaulipas, en la figura 5.1 se muestra la localización del parque industrial. Este parque industrial posee servicios básicos que tienen que contemplarse en el diseño, estos mencionados en la tabla 5.1. El parque industrial “EL HUASTEKO” tiene una área de 26.06 Ha, cuenta con un total de 17 lotes industriales que se mencionan en la tabla 5.2, en la figura 5.2 y 5.3 se muestran los 17 lotes que comprenden este parque industrial.

Tabla 5.1 Servicios básicos en función de la superficie de los lotes industriales [4].

Servicio	Mínimo	Recomendable
Agua potable y/o de uso industrial: infraestructura necesaria para gasto máximo horario.	0.5 l/s/ha	1 l/s/ha
Energía eléctrica: (media tensión), infraestructura necesaria contratada o factibilidad de contratación	150 kVA/ha	250 kVA/ha
Telecomunicaciones	10 líneas/ha o un sistema de telecomunicaciones de voz y datos equivalente, que garantice disponibilidad para cada lote	Troncal de fibra óptica y acometida en cada lote para servicios de voz, datos y video, con acceso a servicio de banda ancha.
Descarga de aguas residuales. Infraestructura necesaria para el gasto máximo extraordinario.	0.5 l/s/ha	0.8 l/s/ha

Tabla 5.2 Área de los lotes industriales.

Número de lote	Área [m <sup>2</sup> ]	Área [ha]
1	5 663.70	0.57
2	5 413.22	0.54
3	5 023.43	0.50
4	5 142.45	0.51
5	4 886.03	0.49
6	15 341.79	1.53
7	15 349.88	1.53
8	14 984.38	1.50
9	15 063.06	1.51
10	14 999.76	1.50
11	24 819.31	2.48
12	14 900.29	1.49
13	15 019.25	1.50
14	15 138.20	1.51
15	15 257.16	1.53
16	19 901.21	1.99
17	24 950.85	2.50

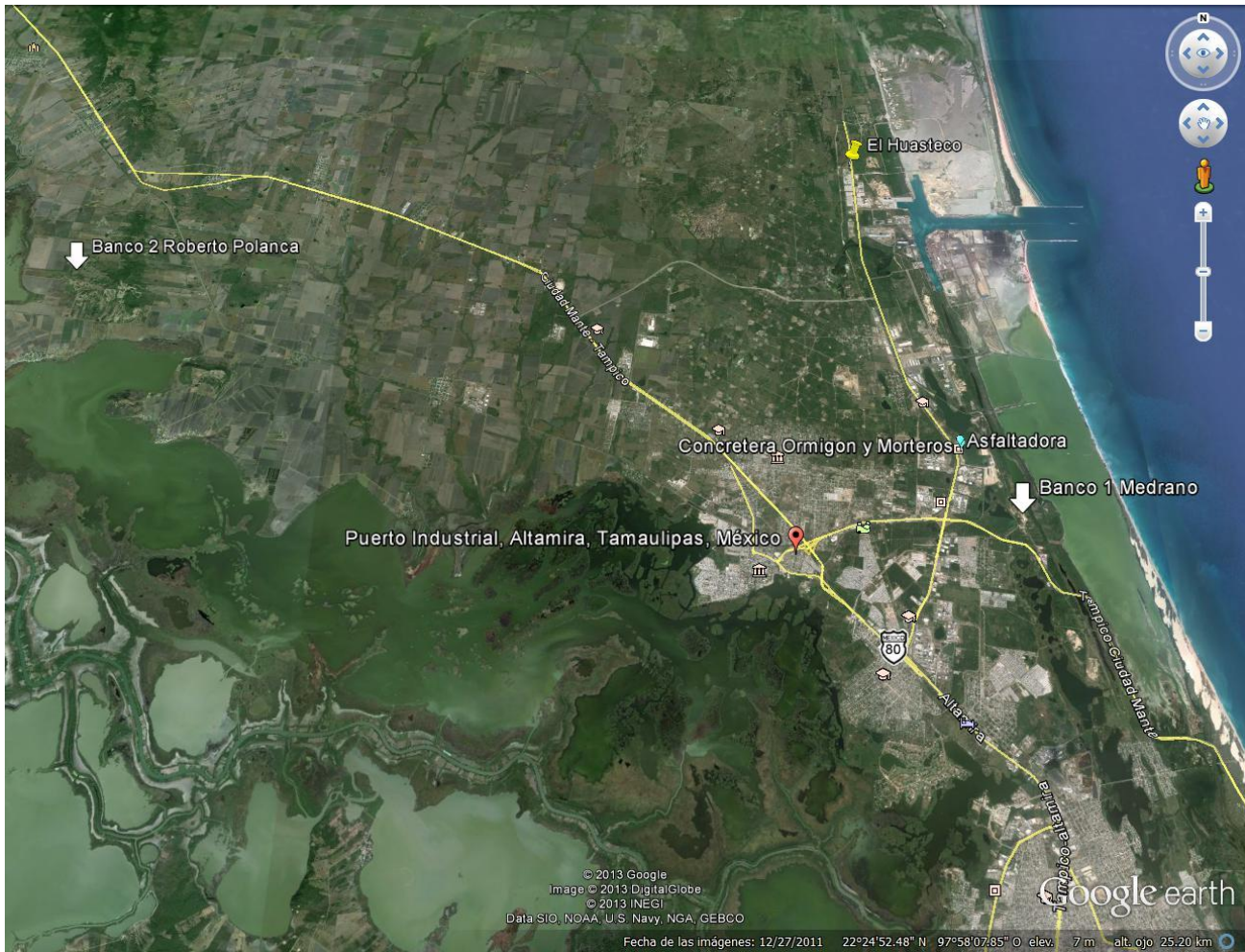


Figura 5.1 Localización del parque industrial "EL HUASTECO".

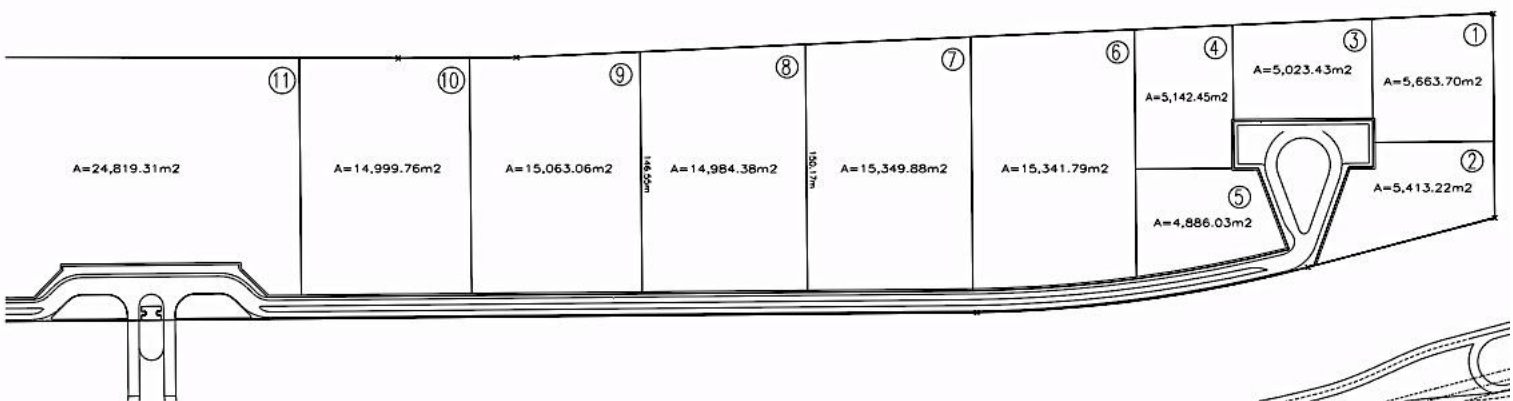


Figura 5.2 Plano mudo del fraccionamiento "EL HUASTECO" lote 1 al 11.

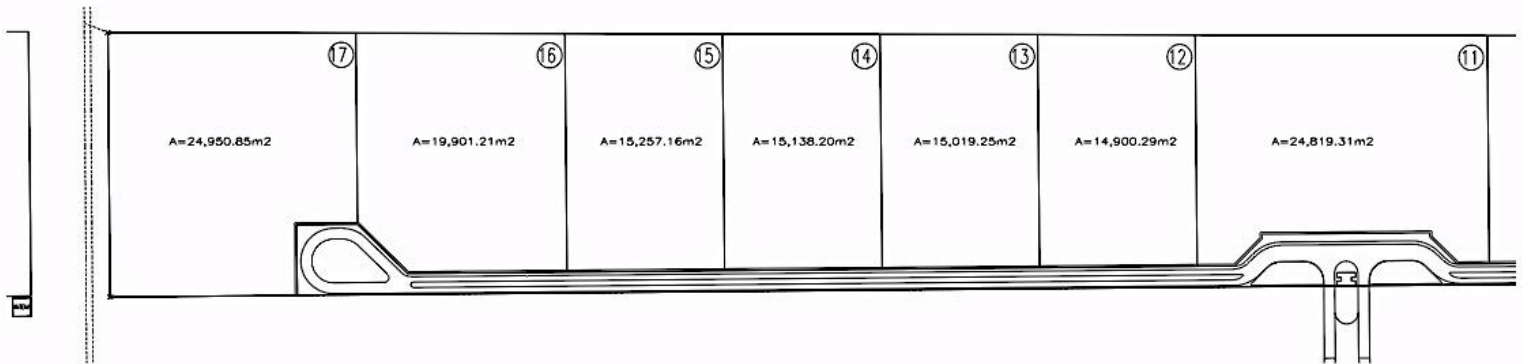


Figura 5.3 Plano mudo del fraccionamiento "EL HUASTECO" lote 11 al 17.

### 5.1.1 CÁLCULO DE LA DENSIDAD DE CARGA

Para el cálculo de la densidad de carga del parque industrial y sus servicios es necesario conocer el área de los lotes industriales y de los servicios que necesiten energía eléctrica así como el alumbrado público, cárcamo de bombeo, etc. En la tabla 5.1 se mencionan los servicios básicos de un parque industrial, para este estudio se enfoca a lo mencionado en energía eléctrica.

La tabla antes mencionada muestra lo recomendable para cada lote industrial, para el caso de la red de distribución es considerar 250 kVA por cada hectárea. En la tabla 5.2 se enlista las áreas y su equivalente en hectáreas para cada lote industrial, sabiendo que una hectárea son equivalente a 10 000 m<sup>2</sup>, para calcular la densidad de carga en función del área es mediante la ecuación 5.1:

$$kVA = \frac{(Ha)(250 kVA)}{1 Ha} \quad (5.1)$$

DONDE:

kVA: Densidad de carga para cada lote industrial.

Ha: Hectárea de cada lote industrial.

LOTE 1

Este lote industrial tiene una área de 5 663.70 m<sup>2</sup> y su equivalente en hectárea es de 0.57. Por lo tanto para calcular la densidad de carga en función del área se utiliza la ecuación 5.1.

$$kVA = \frac{(0.57)(250 kVA)}{1 Ha} = 141.59 kVA$$

Con la ecuación anterior se calculó la densidad de carga cada uno de los 17 lotes, en la tabla 5.3 se muestra los resultados que están en función del área de cada lote.

Tabla 5.3 Densidad de carga de cada lote industrial.

Número de lote	Área [ha]	Densidad de carga [kVA]
1	0.57	141.59
2	0.54	135.33
3	0.50	125.59
4	0.51	128.56
5	0.49	122.15
6	1.53	383.54
7	1.53	383.75
8	1.50	374.61
9	1.51	376.58
10	1.50	374.99
11	2.48	620.48
12	1.49	372.51
13	1.50	375.48
14	1.51	378.46
15	1.53	381.43
16	1.99	497.53
17	2.50	623.77
TOTAL	23.18	5 796.34

### 5.1.2 CÁLCULO DE LA AMPACIDAD

Para calcular la Ampacidad, está en función principalmente de la densidad de carga que se calculó anteriormente. En este subcapítulo se calcula la Ampacidad por cada lote industrial tomando como referencia el sistema trifásico con neutro corrido con un nivel de operación de 13.8 kV. Calcular la Ampacidad da a conocer la cantidad de anillos para sistemas en 200 A y cantidad de circuitos en 600 A, además de saber la capacidad de falla de las terminales tipo codo portafusible.

#### LOTE 1

Este lote industrial tiene una densidad de carga de 141.59 kVA, usando la ecuación 2.30 capítulo 2 se tiene que:

$$I = \frac{141.59}{\sqrt{3} * 13.8 \text{ kV}} = 5.93 \text{ A}$$

Como el la ecuación anterior se calculó la Ampacidad de cada uno de los 17 lotes, en la tabla 5.4 se muestra los resultados de la Ampacidad de cada lote industrial.

Tabla 5.4 Densidad de carga y Ampacidad de cada lote industrial.

Número de lote	Densidad de carga [kVA]	Ampacidad [A]
1	141.59	5.93
2	135.33	5.67
3	125.59	5.26
4	128.56	5.38
5	122.15	5.12
6	383.54	16.07
7	383.75	16.07
8	374.61	15.69
9	376.58	15.77
10	374.99	15.71
11	620.48	25.99
12	372.51	15.60
13	375.48	15.73
14	378.46	15.85
15	381.43	15.98
16	497.53	20.84
17	623.77	26.13
TOTAL	5 796.34	242.78

### 5.1.3 CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN

Debido a la magnitud de la carga se proponen 2 circuitos troncales de 600 A para distribuir la energía eléctrica, a partir de estos se derivan 4 circuitos (ANILLOS) de 200 A, por lo tanto en las tablas 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9 se va a proponer la distribución de los anillos en base a lo calculado en la densidad de carga y Ampacidad para cada lote industrial.

Una vez que se definieron los anillos para sistemas en 200 A y sistemas en 600 A se procede a calcular la resistencia del conductor, que se menciona en el subcapítulo 2.1.1 RESISTENCIA DEL CONDUCTOR. Primero se calcula la resistencia en corriente directa que a su vez es necesario para calcular la resistencia en corriente alterna que está en función de la resistencia en corriente directa, efecto piel y el efecto de proximidad.

Obteniendo el valor antes mencionado se procede a determinar el valor correspondiente a la inductancia y reactancia inductiva mencionado en el subcapítulo 2.1.2 INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA que están en función del acomodo de los conductores y de la longitud del circuito. Teniendo los valores de resistencia y reactancia inductiva se determina la impedancia y caída de tensión de los anillos para sistemas en 200 A y 600 A.

Tabla 5.5 Número de lotes industriales conectados al anillo 1.1.

Anillo	Lote	Densidad de carga [kVA]	Ampacidad [A]	Distancia [m]
1.1	13	375.48	15.73	300
	14	378.46	15.85	300
	15	381.43	15.98	100
	16	497.53	20.84	100
	17	623.77	26.13	40
	TOTAL	2 256.67	94.52	168 m <sub>PROM</sub>

Tabla 5.6 Número de lotes industriales conectados al anillo 1.2.

Anillo	Lote	Densidad de carga [kVA]	Ampacidad [A]	Distancia [m]
1.2	8	374.61	15.69	50
	9	376.58	15.77	50
	10	374.99	15.71	200
	11	620.48	25.99	200
	12	372.51	15.60	400
		TOTAL	2 119.17	88.76

Tabla 5.7 Número de lotes industriales conectados al anillo 2.1.

Anillo	Lote	Densidad de carga [kVA]	Ampacidad [A]	Distancia [m]
2.1	1	141.59	5.93	1 451
	2	135.33	5.67	1 541
	3	125.59	5.26	1 371
	4	128.56	5.38	1 371
		TOTAL	531.07	22.24

Tabla 5.8 Número de lotes industriales conectados al anillo 2.2.

Anillo	Lote	Densidad de carga [kVA]	Ampacidad [A]	Distancia [m]
2.2	5	122.15	5.12	296
	6	383.54	16.07	196
	7	383.75	16.07	196
		TOTAL	889.44	37.26

Tabla 5.9 Densidad de carga y Ampacidad de la red de distribución.

Anillo 600 A	Anillo 200 A	Densidad de carga [kVA]	Ampacidad [A]	Distancia [m]
CI-600 A	1.1	2 256.67	94.52	1 123
	2.1	531.07	22.24	
CII-600 A	1.2	2 119.17	88.76	1 123
	2.2	889.44	37.26	
TOTAL		5 796.34	242.78	1 123

## ANILLO 1.1 200 A

Para el anillo 1.1 y conforme a la norma CFE-BMT-DP la sección transversal del cable debe determinarse de acuerdo a los cálculos de Ampacidad seguidos por caída de tensión, donde el calibre mínimo del cable debe ser de 1/0 AWG según lo mencionado en el subcapítulo 1.3.1 SISTEMAS EN 200 A, además de cumplir con la norma NRF-024-CFE.

### CÁLCULO DE RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

Para calcular la resistencia del conductor se puede basar en la tabla 2.3 que se encuentra en el capítulo 2 donde el valor de la resistencia en corriente directa para el conductor antes mencionado a 20°C es de 0.539  $\Omega/km$  con una área transversal de 53.5 mm. Conociendo el valor de la resistencia en corriente directa se obtiene la resistencia ajustada a 90°C que sería el caso más crítico del parque industrial según las condiciones del terreno en donde está localizado.

Para corregir la resistencia de corriente directa a 90 °C es necesario dividir el valor de la tabla 2.3 entre el valor de la tabla 2.4 en la columna para conductores de aluminio que es de **0.780** de forma matemática se tiene lo siguiente:

$$R_{CD\ 90^{\circ}C} = \frac{0.53\ \Omega/km}{0.78} = 0.67\ \Omega/km$$

Una vez obtenido el valor de la resistencia corregida a 90°C, se procede a calcular la resistencia en corriente alterna la cual se obtiene multiplicando el valor de la resistencia corregida con el valor de la tabla 2.6 en la columna “para cables con pantalla metálica-aluminio” que es de 1.00, de forma matemática se tiene lo siguiente:

$$R_{CA\ 90^{\circ}C} = (0.67\ \Omega/km) * (1.00) = 0.67\ \Omega/km$$

### CÁLCULO DE REACTANCIA E INDUCTANCIA INDUCTIVA

El valor de la reactancia inductiva está dada por la ecuación 2.17, para obtener la inductancia del sistema es necesario utilizar la figura 2.3 en la cual para nuestro sistema y forma de colocación del banco de ductos bajo la norma de CFE mencionado en el subcapítulo 3.6 tenemos la formación triangular equidante. La ecuación para calcular la inductancia es la siguiente:



$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG}$$

L es la inductancia del conductor, S es la distancia entre conductores y RMG es el radio medio geométrico el cual se determina en la tabla 2.7 sabiendo que la área de sección transversal del conductor es de 53.5 mm<sup>2</sup>, por lo tanto su radio es de 4.13 mm. Para seleccionar el valor del radio medio geométrico es necesario saber la cantidad de hilos del cable de energía el cual se puede saber en la tabla 6 que se encuentra en el anexo A, que dice que este tipo de conductor tiene 19 hilos. Por lo tanto para obtener el radio medio geométrico seleccionamos la constante de la tabla 2.7 para 19 hilos que es 0.758; en expresión matemática se obtiene lo siguiente:

$$RMG = 0.759 * 4.13 = 3.13 \text{ mm}$$

Sustituyendo valores en la ecuación para calcular el valor de la inductancia se tiene que:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{101 \text{ mm}}{3.13 \text{ mm}} = 0.00069 \text{ H/km}$$

Para obtener la reactancia inductiva se utiliza la ecuación 2.27, sustituyendo valores:

$$X_L = 2\pi fL = (2) * (\pi) * (60 \text{ Hz}) * (0.00069 \text{ H/km}) = 0.26 \text{ } \Omega/\text{km}$$

### CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DEL ANILLO 1.1

Para obtener la impedancia se utiliza la ecuación 2.24, para este valor es necesario saber la resistencia del conductor así como la reactancia inductiva que fueron calculadas anteriormente. En este caso el cálculo de la reactancia capacitiva no aplica ya que no excede el sistema 10 km de longitud que se puede observar en las tablas 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9 por lo tanto la impedancia es la siguiente:

$$Z = \sqrt{0.67^2 \Omega/\text{km} + 0.26^2 \Omega/\text{km}} = 0.71 \Omega/\text{km}$$

Los valores obtenidos de resistencia, reactancia inductiva e impedancia son para 1 km, viendo la tabla 5.5 se tiene que la distancia promedio del anillo es de 168 m. por lo tanto:

$$R_{168 \text{ m}} = (0.67 \Omega/\text{km}) * (0.168 \text{ km}) = 0.11 \Omega/\text{km}$$

$$X_{L_{168 \text{ m}}} = (0.26 \Omega/\text{km}) * (0.168 \text{ km}) = 0.043 \Omega/\text{km}$$

$$Z = \sqrt{0.11^2 \Omega/\text{km} + 0.043^2 \Omega/\text{km}} = 0.11 \Omega/\text{km}$$

## CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN PARA EL ANILLO 1.1

Para saber el valor de la caída de tensión en el anillo, se tiene que utilizar la ecuación 2.32 para lo cual se tiene lo siguiente:

$$\Delta V = IZL = (94.52 \text{ A}) * (0.11 \text{ } \Omega/\text{km}) * (0.168 \text{ km}) = 1.74 \text{ V}$$

La caída de tensión de nuestro circuito es de 1.74 V, por lo tanto si el sistema es alimentado en 13.8 kV su caída de tensión será igual a 13.79 kV.

## CÁLCULO DE REGULACIÓN

El cálculo de regulación sirve para saber y cumplir con la norma de CFE la cual dice que la red de distribución no debe exceder el 1% de caída de tensión. Para este caso se va a utilizar la ecuación 2.28 por lo tanto se tiene que:

$$\% \text{ Regulación} = \frac{|V_{sc}| - |V_{pc}|}{|V_{pc}|} \times 100 = \frac{13.8 \text{ kV} - 13.79 \text{ kV}}{13.79 \text{ kV}} \times 100 = 0.07\%$$

La caída de tensión es de 0.07% con lo cual cumple la norma de no exceder el 1% máximo de caída de tensión.

## ANILLO 1.2 200 A

Para el anillo 1.2 y conforme a la norma CFE-BMT-DP la sección transversal del cable debe determinarse de acuerdo a los cálculos de Ampacidad seguidos por caída de tensión, donde el calibre mínimo del cable debe de ser de 1/0 AWG según lo mencionado en el subcapítulo 1.3.1 SISTEMAS EN 200 A, además que debe cumplir con la norma NRF-024- CFE.

## CÁLCULO DE RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

Para calcular la resistencia del conductor se puede basar en la tabla 2.3 que se encuentra en el capítulo 2 donde el valor de la resistencia en corriente directa para el conductor antes mencionado a 20°C es de 0.539  $\Omega/\text{km}$  con una área transversal de 53.5 mm. Conociendo este valor de la resistencia en corriente directa se obtiene la resistencia ajustada a 90°C que sería el caso más crítico del parque industrial según las condiciones del terreno en donde está localizado.

Para corregir la resistencia de corriente directa a 90°C es necesario dividir el valor de la tabla 2.3 entre el valor de la tabla 2.4 en la columna para conductores de aluminio que es de **0.780** de forma matemática se tiene lo siguiente.

$$R_{CD\ 90^{\circ}C} = \frac{0.53\ \Omega/km}{0.78} = 0.67\ \Omega/km$$

Una vez obtenido el valor de la resistencia corregida a 90°C, se procede a calcular la resistencia en corriente alterna la cual se obtiene multiplicando el valor de la resistencia corregida con el valor de la tabla 2.6 en la columna “para cables con pantalla metálica-aluminio” que es de 1.00, de forma matemática se tiene lo siguiente:

$$R_{CA\ 90^{\circ}C} = (0.67\ \Omega/km) * (1.00) = 0.67\ \Omega/km$$

### CÁLCULO DE REACTANCIA E INDUCTANCIA INDUCTIVA

El valor de la reactancia inductiva está dada por la ecuación 2.17, para obtener la inductancia del sistema es necesario utilizar la figura 2.3 en la que para el sistema y forma de colocación del banco de ductos bajo la norma de CFE mencionado en el subcapítulo 3.6 se tiene la formación triangular equidante. La ecuación para calcular la inductancia es la siguiente:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG}$$

L es la inductancia del conductor, S es la distancia entre conductores y RMG es el radio medio geométrico el cual se determina en la tabla 2.7 sabiendo que la área de sección transversal del conductor es de 53.5 mm<sup>2</sup>, por lo tanto su radio es de 4.13 mm. Para poder seleccionar el valor del radio medio geométrico es necesario saber la cantidad de hilos del cable de energía el cual se puede saber en la tabla 6 que se encuentra en el anexo A. El cual nos dice que este tipo de conductor tiene 19 hilos. Por lo tanto para obtener el radio medio geométrico seleccionamos la constante de la tabla 2.7 para 19 hilos que es 0.758; en expresión matemática se obtiene lo siguiente:

$$RMG = 0.759 * 4.13 = 3.13\ mm$$

Sustituyendo valores en la ecuación para calcular el valor de la inductancia se tiene que:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{101\ mm}{3.13\ mm} = 0.00069\ H/km$$

Para obtener la reactancia inductiva se utiliza la ecuación 2.27, sustituyendo valores.

$$X_L = 2\pi fL = (2) * (\pi) * (60 \text{ Hz}) * (0.00069 \text{ H/km}) = 0.26 \text{ } \Omega/\text{km}$$

## CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DEL ANILLO 1.2

Para obtener la impedancia se utiliza la ecuación 2.24, para este valor es necesario saber la resistencia del conductor así como reactancia inductiva que fueron calculadas anteriormente. Para este caso el cálculo de la reactancia capacitiva no aplica ya que no excede el sistema 10 km de longitud que se puede observar en las tablas 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9. por lo tanto la impedancia es la siguiente:

$$Z = \sqrt{0.67^2 \Omega/\text{km} + 0.26^2 \Omega/\text{km}} = 0.71 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Los valores obtenidos de resistencia, reactancia inductiva e impedancia son para 1 km, viendo la tabla 5.6 se tiene que la distancia promedio del anillo es de 180 m. por lo tanto:

$$R_{168 \text{ m}} = (0.67 \text{ } \Omega/\text{km}) * (0.180 \text{ Km}) = 0.12 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$X_{L168 \text{ m}} = (0.26 \text{ } \Omega/\text{km}) * (0.180 \text{ Km}) = 0.046 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$Z = \sqrt{0.12^2 \Omega/\text{km} + 0.046^2 \Omega/\text{km}} = 0.12 \text{ } \Omega/\text{km}$$

## CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN PARA EL ANILLO 1.2

Para saber el valor de la caída de tensión en el anillo se tiene que utilizar la ecuación 2.32 para lo cual se tiene lo siguiente:

$$\Delta V = IZL = (88.76 \text{ A}) * (0.12 \text{ } \Omega/\text{km}) * (0.180 \text{ km}) = 1.91 \text{ V}$$

La caída de tensión del circuito es de 1.91 V, por lo tanto si nuestro sistema es alimentado en 13.8 kV su caída de tensión será igual a 13.79 kV.

## CÁLCULO DE REGULACIÓN

El cálculo de regulación sirve para saber y cumplir con la norma de CFE la cual dice que la red de distribución no debe exceder el 1% de caída de tensión. Para este caso se va a utilizar la ecuación 2.28 por lo tanto se tiene que:

$$\% \text{ Regulación} = \frac{|V_{sc}| - |V_{pc}|}{|V_{pc}|} \times 100 = \frac{13.8 \text{ kV} - 13.79 \text{ kV}}{13.79 \text{ kV}} \times 100 = 0.07\%$$

La caída de tensión es de 0.07% con lo cual cumple la norma de no exceder el 1% máximo de caída de tensión.

## ANILLO 2.1 200 A

Para el anillo 2.1 y conforme a la norma CFE-BMT-DP la sección transversal del cable debe determinarse de acuerdo a los cálculos de Ampacidad seguidos por caída de tensión, donde el calibre mínimo del cable debe de ser de 1/0 AWG según lo mencionado en el subcapítulo 1.3.1 SISTEMAS EN 200 A, además que debe cumplir con la norma NRF-024- CFE.

## CÁLCULO DE RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

Para calcular la resistencia del conductor se puede basar en la tabla 2.3 que se encuentra en el capítulo 2 donde el valor de la resistencia en corriente directa para el conductor antes mencionado a 20 °C es de 0.539  $\Omega/km$  con una área transversal de 53.5 mm. Conociendo el valor de la resistencia en corriente directa se obtiene la resistencia ajustada a 90 °C que sería el caso más crítico de nuestro parque industrial según las condiciones del terreno en donde está localizado.

Para corregir la resistencia de corriente directa a 90 °C es necesario dividir el valor de la tabla 2.3 entre el valor de la tabla 2.4 en la columna para conductores de aluminio que es de **0.780**, de forma matemática se tiene lo siguiente:

$$R_{CD\ 90^{\circ}C} = \frac{0.53\ \Omega/km}{0.78} = 0.67\ \Omega/km$$

Una vez obtenido el valor de la resistencia corregida a 90 °C , se procede a calcular la resistencia en corriente alterna la cual se obtiene multiplicando el valor de la resistencia corregida con el valor de la tabla 2.6 en la columna “para cables con pantalla metálica-aluminio” que es de 1.00, de forma matemática se tiene lo siguiente:

$$R_{CA\ 90^{\circ}C} = (0.67\ \Omega/km) * (1.00) = 0.67\ \Omega/km$$

## CÁLCULO DE REACTANCIA E INDUCTANCIA INDUCTIVA

El valor de la reactancia inductiva está dada por la ecuación 2.17, para obtener la inductancia del sistema es necesario utilizar la figura 2.3 en la cual para nuestro sistema y forma de colocación del banco de ductos bajo la norma de CFE mencionado en el subcapítulo 3.6 se tiene la formación triangular equidante. La ecuación para calcular la inductancia es la siguiente:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG}$$

L es la inductancia del conductor, S es la distancia entre conductores y RMG es el radio medio geométrico el cual se puede determinar en la tabla 2.7. sabiendo que la área de sección transversal del conductor es de  $53.5 \text{ mm}^2$ , por lo tanto su radio es de  $4.13 \text{ mm}$ . Para seleccionar el valor del radio medio geométrico es necesario saber la cantidad de hilos del cable de energía el cual se puede saber en la tabla 6 que se encuentra en el anexo A. El cual menciona que este tipo de conductor tiene 19 hilos. Por lo tanto para obtener el radio medio geométrico se selecciona la constante de la tabla 2.7 para 19 hilos que es 0.758; en expresión matemática se tiene lo siguiente:

$$RMG = 0.759 * 4.13 = 3.13 \text{ mm}$$

Sustituyendo valores en la ecuación para obtener el valor de la inductancia se tiene que:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{101 \text{ mm}}{3.13 \text{ mm}} = 0.00069 \text{ H/km}$$

Para obtener la reactancia inductiva se utiliza la ecuación 2.27, sustituyendo valores:

$$X_L = 2\pi fL = (2) * (\pi) * (60 \text{ Hz}) * (0.00069 \text{ H/km}) = 0.26 \text{ } \Omega/\text{km}$$

## CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DEL ANILLO 2.1

Para obtener la impedancia se utiliza la ecuación 2.24, para este valor es necesario saber la resistencia del conductor así como reactancia inductiva que fueron calculadas anteriormente. Para este caso el cálculo de la reactancia capacitiva no aplica ya que no excede el sistema 10 km de longitud lo cual se puede observar en las tablas 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9. por lo tanto la impedancia es la siguiente:

$$Z = \sqrt{0.67^2 \Omega/\text{km} + 0.26^2 \Omega/\text{km}} = 0.71 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Los valores obtenidos de resistencia, reactancia inductiva e impedancia son para 1 km, viendo la tabla 5.7 se observa que la distancia promedio del anillo es de 1.43 Km. por lo tanto:

$$R_{1.68 \text{ m}} = (0.67 \text{ } \Omega/\text{km}) * (1.43 \text{ km}) = 0.95 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$X_{L_{1.68 \text{ m}}} = (0.26 \text{ } \Omega/\text{km}) * (1.43 \text{ km}) = 0.37 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$Z = \sqrt{0.95^2 \Omega/\text{km} + 0.12^2 \Omega/\text{km}} = 1.03 \text{ } \Omega/\text{km}$$

## CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN PARA EL ANILLO 2.1

Para saber el valor de la caída de tensión en el anillo se tiene que utilizar la ecuación 2.32 por lo tanto se tiene lo siguiente:

$$\Delta V = IZL = (22.24 A) * (1.03 \Omega/km) * (1.43 km) = 32.75 V$$

La caída de tensión de del circuito es de 32.75 V, por lo tanto si nuestro sistema es alimentado en 13.8 kV su caída de tensión será igual a 13.76 kV.

## CÁLCULO DE REGULACIÓN

El cálculo de regulación sirve para saber y cumplir con la norma de CFE la cual menciona que la red de distribución no debe exceder el 1% de caída de tensión. Para este caso se va a utilizar la ecuación 2.28 por lo tanto se tiene que:

$$\% \text{ Regulación} = \frac{|V_{sc}| - |V_{pc}|}{|V_{pc}|} \times 100 = \frac{13.8 kV - 13.76 kV}{13.76 kV} \times 100 = 0.29\%$$

La caída de tensión es de 0.29% con lo cual se cumple con la norma de no exceder el 1% máximo de caída de tensión.

## ANILLO 2.2 200 A

Para el anillo 2.2 y conforme a la norma CFE-BMT-DP la sección transversal del cable debe determinarse de acuerdo a los cálculos de Ampacidad seguidos por caída de tensión, donde el calibre mínimo del cable debe de ser de 1/0 AWG según lo mencionado en el subcapítulo 1.3.1 SISTEMAS EN 200 A, además que debe cumplir con la norma NRF-024- CFE.

## CÁLCULO DE RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

Para calcular la resistencia del conductor se puede basar en la tabla 2.3 que se encuentra en el capítulo 2 donde el valor de la resistencia en corriente directa para el conductor antes mencionado a 20 °C es de 0.539  $\Omega/km$  con una área transversal de 53.5 mm. Conociendo esté valor de la resistencia en corriente directa se obtiene la resistencia ajustada a 90 °C que sería el caso más crítico de nuestro parque industrial según las condiciones del terreno en donde está localizado.

Para corregir la resistencia de corriente directa a 90 °C es necesario dividir el valor de la tabla 2.3 entre el valor de la tabla 2.4 en la columna para conductores de aluminio que es de **0.780** de forma matemática se tiene lo siguiente:

$$R_{CD\ 90^{\circ}C} = \frac{0.53\ \Omega/km}{0.78} = 0.67\ \Omega/km$$

Una vez obtenido el valor de la resistencia corregida a 90° C , se procede a calcular la resistencia en corriente alterna la cual se obtiene multiplicando el valor de la resistencia corregida con el valor de la tabla 2.6 en la columna “para cables con pantalla metálica-aluminio” que es de 1.00, de forma matemática se tiene lo siguiente:

$$R_{CA\ 90^{\circ}C} = (0.67\ \Omega/km) * (1.00) = 0.67\ \Omega/km$$

## CÁLCULO DE REACTANCIA E INDUCTANCIA INDUCTIVA

El valor de la reactancia inductiva está dada por la ecuación 2.17, para obtener la inductancia del sistema es necesario utilizar la figura 2.3 en la cual para el sistema y forma de colocación del banco de ductos bajo la norma de CFE mencionado en el subcapítulo 3.6 se tiene la formación triangular equidante. La ecuación para calcula la inductancia es la siguiente:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG}$$

L es la inductancia del conductor, S es la distancia entre conductores y RMG es el radio medio geométrico el cual se puede determinar en la tabla 2.7 sabiendo que la área de sección transversal del conductor es de 53.5 mm<sup>2</sup>, por lo tanto su radio es de 4.13 mm. Para seleccionar el valor del radio medio geométrico es necesario saber la cantidad de hilos del cable de energía el cual se puede saber en la tabla 6 que se encuentra en el anexo A. El cual menciona que esté tipo de conductor tiene 19 hilos. Por lo tanto para obtener el radio medio geométrico se selecciona la constante de la tabla 2.7 para 19 hilos que es 0.758; en expresión matemática se tiene lo siguiente:

$$RMG = 0.759 * 4.13 = 3.13\ mm$$

Sustituyendo valores en la ecuación para obtener el valor de la inductancia se tiene que:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{101\ mm}{3.13\ mm} = 0.00069\ H/km$$

Para obtener la reactancia inductiva se tiene la ecuación 2.27, sustituyendo valores:

$$X_L = 2\pi fL = (2) * (\pi) * (60\ Hz) * (0.00069\ H/km) = 0.26\ \Omega/km$$



## CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DEL ANILLO 2.2

Para obtener la impedancia se utiliza la ecuación 2.24, para este valor es necesario saber la resistencia del conductor así como reactancia inductiva que fueron calculadas anteriormente. Para este caso el cálculo de la reactancia capacitiva no aplica ya que no excede el sistema 10 km de longitud lo cual se puede observar en las tablas 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9. por lo tanto la impedancia es la siguiente:

$$Z = \sqrt{0.67^2 \Omega/km + 0.26^2 \Omega/km} = 0.71 \Omega/km$$

Los valores obtenidos de resistencia, reactancia inductiva e impedancia son para 1 km, viendo la tabla 5.8 se observa que la distancia promedio del anillo es de 230 m por lo tanto:

$$R_{168} = (0.67 \Omega/km) * (0.230 km) = 0.15 \Omega/km$$

$$X_{L_{168m}} = (0.26 \Omega/km) * (0.230 km) = 0.05 \Omega/km$$

$$Z = \sqrt{0.15^2 \Omega/km + 0.05^2 \Omega/km} = 0.15 \Omega/km$$

## CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN PARA EL ANILLO 2.2

Para saber el valor de la caída de tensión en el anillo se tiene que utilizar la ecuación 2.32 para lo cual se tiene lo siguiente:

$$\Delta V = IZL = (37.26 A) * (0.15 \Omega/km) * (0.230 km) = 1.28 V$$

La caída de tensión del circuito es de 1.28 V, por lo tanto si el sistema es alimentado en 13.8 kV su caída de tensión será igual a 13.79 kV.

Cálculo de regulación.

El cálculo de regulación sirve para saber y cumplir con la norma de CFE que dice que la red de distribución no debe exceder el 1% de caída de tensión. Para este caso se va a utilizar la ecuación 2.28 por lo cual se tiene que:

$$\% \text{ Regulación} = \frac{|V_{sc}| - |V_{pc}|}{|V_{pc}|} \times 100 = \frac{13.8 \text{ kV} - 13.79 \text{ kV}}{13.79 \text{ kV}} \times 100 = 0.07\%$$

La caída de tensión es de 0.07% con lo cual cumple con la norma de no exceder el 1% máximo de caída de tensión.

## CIRCUITO I 600 A

Para el circuito I 600 A y conforme a la norma CFE-BMT-DP la sección transversal del cable debe determinarse de acuerdo a los cálculos de Ampacidad seguidos por caída de tensión, donde el calibre mínimo debe de ser de 500 MCM según lo mencionado en el subcapítulo 1.3.2 SISTEMAS EN 600 A, además que debe cumplir con la norma NRF-024- CFE.

### CÁLCULO DE RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

Para calcular la resistencia del conductor se basa en la tabla 2.3 que se encuentra en el capítulo 2 donde el valor de la resistencia en corriente directa para el conductor antes mencionado a 20 °C es de 0.114  $\Omega/Km$  con una área transversal de 253.4 mm. Conociendo este valor de la resistencia en corriente directa se obtiene la resistencia ajustada a 90 °C que sería el caso más crítico del parque industrial según las condiciones del terreno en donde está localizado.

Para corregir la resistencia de corriente directa a 90 °C es necesario dividir el valor de la tabla 2.3 entre el valor de la tabla 2.4 en la columna para conductores de aluminio que es de **0.780** de forma matemática se tiene lo siguiente.

$$R_{CD\ 90^{\circ}C} = \frac{0.114\ \Omega/km}{0.78} = 0.14\ \Omega/km$$

Una vez obtenido el valor de la resistencia corregida a 90 °C, se procede a calcular la resistencia en corriente alterna la cual se obtiene multiplicando el valor de la resistencia corregida con el valor de la tabla 2.6 en la columna “para cables con pantalla metálica-aluminio” que es de 1.06, de forma matemática se tiene lo siguiente:

$$R_{CA\ 90^{\circ}C} = (0.14\ \Omega/km) * (1.007) = 0.14\ \Omega/km$$

### CÁLCULO DE REACTANCIA E INDUCTANCIA INDUCTIVA

El valor de la reactancia inductiva está dada por la ecuación 2.17, para obtener la inductancia del sistema es necesario utilizar la figura 2.3 en la cual para el sistema y forma de colocación del banco de ductos bajo la norma de CFE mencionado en el subcapítulo 3.6 se tiene la formación triangular equidante.

La ecuación para calcular la inductancia es la siguiente:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG}$$

L es la inductancia del conductor, S es la distancia entre conductores y RMG es el radio medio geométrico el cual se determina en la tabla 2.7. sabiendo que la área de sección transversal del conductor es de  $253.4 \text{ mm}^2$ , por lo tanto su radio es de  $28.2 \text{ mm}$ . Para seleccionar el valor del radio medio geométrico es necesario saber la cantidad de hilos del cable de energía el cual está en la tabla 6 que se encuentra en el anexo A. El cual dice que este tipo de conductor tiene 37 hilos. Por lo tanto para obtener el radio medio geométrico seleccionamos la constante de la tabla 2.7 para 37 hilos que es 0.768; en expresión matemática se obtiene lo siguiente:

$$RMG = 0.768 * 28.2 = 21.65 \text{ mm}$$

Sustituyendo valores en la ecuación para obtener el valor de la inductancia tenemos que:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{101 \text{ mm}}{21.65 \text{ mm}} = 0.00030 \text{ H/km}$$

Para obtener la reactancia inductiva se utiliza la ecuación 2.27, sustituyendo valores:

$$X_L = 2\pi fL = (2) * (\pi) * (60 \text{ Hz}) * (0.00030 \text{ H/km}) = 0.11 \text{ } \Omega/\text{km}$$

### CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DEL CIRCUITO I 600 A

Para obtener la impedancia se utiliza la ecuación 2.24, para este valor es necesario saber la resistencia del conductor así como reactancia inductiva que las calculamos anteriormente. Para este caso el cálculo de la reactancia capacitiva no aplica ya que no excede el sistema 10 km de longitud lo cual se puede observar en las tablas 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9. por lo tanto la impedancia es la siguiente:

$$Z = \sqrt{0.14^2 \Omega/\text{km} + 0.11^2 \Omega/\text{km}} = 0.17 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Los valores obtenidos de resistencia, reactancia inductiva e impedancia son para 1 km, viendo la tabla 5.9 se observa que la distancia promedio del anillo es de 1.12 km. por lo tanto:

$$R_{1.12 \text{ km}} = (0.14 \text{ } \Omega/\text{km}) * (1.12 \text{ km}) = 0.15 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$X_{L_{1.12 \text{ km}}} = (0.11 \text{ } \Omega/\text{km}) * (1.12 \text{ km}) = 0.12 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$Z = \sqrt{0.15^2 \Omega/\text{km} + 0.12^2 \Omega/\text{km}} = 0.19 \text{ } \Omega/\text{km}$$

### CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN PARA EL CIRCUITO I 600 A

Para saber el valor de la caída de tensión en el anillo se tiene que utilizar la ecuación 2.32 para lo cual se tiene lo siguiente:

$$\Delta V = IZL = (116.76 \text{ A}) * (0.19 \text{ } \Omega/\text{Km}) * (1.12 \text{ Km}) = 24.84 \text{ V}$$

La caída de tensión del circuito es de 24.84 V, por lo tanto el sistema es alimentado en 13.8 kV su caída de tensión será igual a 13.77 kV.

### CÁLCULO DE REGULACIÓN

El cálculo de regulación sirve para saber y cumplir con la norma de CFE que dice que la red de distribución no debe exceder el 1% de caída de tensión. Para este caso se va a utilizar la ecuación 2.28 por lo cual tenemos que:

$$\% \text{ Regulación} = \frac{|V_{sc}| - |V_{pc}|}{|V_{pc}|} \times 100 = \frac{13.8 \text{ kV} - 13.77 \text{ kV}}{13.77 \text{ kV}} \times 100 = 0.21\%$$

La caída de tensión es de 0.21% con lo cual se cumple la norma de no exceder el 1% máximo de caída de tensión.

### CIRCUITO II 600 A

Para el circuito II 600 A y conforme a la norma CFE-BMT-DP la sección transversal del cable debe determinarse de acuerdo a los cálculos de Ampacidad seguidos por caída de tensión, donde el calibre mínimo del cable debe de ser de 500 MCM según lo mencionado en el subcapítulo 1.3.2 SISTEMAS EN 600 A, además que debe cumplir con la norma NRF-024- CFE.

### CÁLCULO DE RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

Para calcular la resistencia del conductor se basa en la tabla 2.3 que se encuentra en el capítulo 2 donde el valor de la resistencia en corriente directa para el conductor antes mencionado a 20 °C es de 0.114  $\Omega/\text{Km}$  con una área transversal de 253.4 mm. Conociendo este valor de la resistencia en corriente directa se obtiene la resistencia ajustada a 90 °C que sería el caso más crítico de nuestro parque industrial según las condiciones del terreno en donde está localizado.

Para corregir la resistencia de corriente directa a 90 °C es necesario dividir el valor de la tabla 2.3 entre el valor de la tabla 2.4 en la columna para conductores de aluminio que es de **0.780** de forma matemática tenemos lo siguiente:

$$R_{CD \text{ } 90^{\circ}\text{C}} = \frac{0.114 \text{ } \Omega/\text{Km}}{0.78} = 0.14 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

Una vez obtenido el valor de la resistencia corregida a 90 °C , se procede a calcular la resistencia en corriente alterna la cual se obtiene multiplicando el valor de la resistencia corregida con el valor de la tabla 2.6 en la columna “para cables con pantalla metálica-aluminio” que es de 1.06, de forma matemática se tiene lo siguiente:

$$R_{CA\ 90^{\circ}C} = (0.14\ \Omega/Km) * (1.007) = 0.14\ \Omega/Km$$

## CÁLCULO DE REACTANCIA E INDUCTANCIA INDUCTIVA

El valor de la reactancia inductiva está dada por la ecuación 2.17, para obtener la inductancia del sistema es necesario utilizar la figura 2.3 en la cual para nuestro sistema y forma de colocación del banco de ductos bajo la norma de CFE mencionado en el subcapítulo 3.6 tenemos la formación triangular equidante.

La ecuación para calcula la inductancia es la siguiente:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG}$$

L es la inductancia del conductor, S es la distancia entre conductores y RMG es el radio medio geométrico el cual se puede determinar en la tabla 2.7. sabiendo que la área de sección transversal del conductor es de 253.4 mm<sup>2</sup>, por lo tanto su radio es de 28.2 mm. Para seleccionar el valor del radio medio geométrico es necesario saber la cantidad de hilos del cable de energía el cual está en la tabla 6 que se encuentra en el anexo A. El cual dice que esté tipo de conductor tiene 37 hilos. Por lo tanto para obtener el radio medio geométrico seleccionamos la constante de la tabla 2.7 para 37 hilos que es 0.768; en expresión matemática obtenemos lo siguiente:

$$RMG = 0.768 * 28.2 = 21.65\ mm$$

Sustituyendo valores en la ecuación para obtener el valor de la inductancia tenemos que:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{101\ mm}{21.65\ mm} = 0.00030\ H/Km$$

Para obtener la reactancia inductiva utilizamos la ecuación 2.27, sustituyendo valores:

$$X_L = 2\pi fL = (2) * (\pi) * (60\ Hz) * (0.00030\ H/Km) = 0.11\ \Omega/km$$

## CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DEL CIRCUITO I 600 A

Para obtener la impedancia se utiliza la ecuación 2.24, para este valor es necesario saber la resistencia del conductor así como reactancia inductiva que fueron calculadas anteriormente. Para este caso el cálculo de la reactancia capacitiva no aplica ya que no excede el sistema 10 km de longitud lo cual se puede observar en las tablas 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9. por lo tanto la impedancia es la siguiente:

$$Z = \sqrt{0.14^2 \Omega/km + 0.11^2 \Omega/km} = 0.17 \Omega/km$$

Los valores obtenidos de resistencia, reactancia inductiva e impedancia son para 1 km, viendo la tabla 5.9 observamos que la distancia promedio del anillo es de 1.12 km. por lo tanto:

$$R_{168m} = (0.14 \Omega/km) * (1.12 km) = 0.15 \Omega/km$$

$$X_{L168m} = (0.11 \Omega/km) * (1.12 km) = 0.12 \Omega/km$$

$$Z = \sqrt{0.15^2 \Omega/km + 0.12^2 \Omega/km} = 0.19 \Omega/km$$

## CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN PARA EL CIRCUITO I 600 A

Para saber el valor de la caída de tensión en el anillo se tiene que utilizar la ecuación 2.32 para lo cual se tiene lo siguiente:

$$\Delta V = IZL = (126.02 A) * (0.19 \Omega/km) * (1.12 km) = 26.81 V$$

La caída de tensión del circuito es de 24.84 V, por lo tanto si el sistema es alimentado en 13.8 kV su caída de tensión será igual a 13.77 kV.

## CÁLCULO DE REGULACIÓN

El cálculo de regulación sirve para saber y cumplir con la norma de CFE menciona que la red de distribución no debe exceder el 1% de caída de tensión. Para este caso se va a utilizar la ecuación 2.28 por lo cual se tiene que:

$$\% \text{ Regulación} = \frac{|V_{sc}| - |V_{pc}|}{|V_{pc}|} \times 100 = \frac{13.8 \text{ kV} - 13.77 \text{ kV}}{13.77 \text{ kV}} \times 100 = 0.21\%$$

La caída de tensión es de 0.21% con lo cual se cumple con la norma de no exceder el 1% máximo de caída de tensión.

## 5.1.4 SELECCIÓN DE PROTECCIONES

### SOBRETENSIÓN

Para calcular la tensión máxima de operación continua es necesario utilizar la ecuación 3.1 que es la siguiente:

$$MCOV = \left( \frac{13.8 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \right) (1.06) = 8.45 \text{ kV}$$

El siguiente valor a calcular es la tensión nominal del apartarrayo que se obtiene utilizando la ecuación 3.2.

$$TENSIÓN \text{ NOMINAL} = (8.45 \text{ kV})(1.4) = 11.83 \text{ kV}$$

La terminal tipo apartarrayo necesaria para proteger los anillos de la red es uno de 12 kV. Los valores calculados de tensión máxima de operación continua y tensión nominal del apartarrayo aplican para todos los puntos abiertos de los anillos.

### SOBRECARGA

La corriente de sobrecarga es la respuesta térmica del cable que va aumentando paulatinamente hasta alcanzar su nivel máximo de equilibrio térmico. Es decir el equilibrio térmico se establece cuando el calor generado es igual al calor disipado.

Para poder calcular este valor se utiliza la ecuación 2.40, algunos valores de esta ecuación antes mencionada se apoya en las tablas 2.11 y 2.4.

$$I_{sc} = \sqrt{\frac{T_o - T_a}{T_c - T_a} * \frac{R}{R_0}} = \sqrt{\frac{110 - 50}{90 - 50} * \frac{0.78}{1.19}} = 1.14 \text{ kA}$$

### CORTOCIRCUITO

La corriente de cortocircuito tiene como característica su aumento con una rapidez considerable, por lo cual calcular este valor permite conocer el límite de corriente y temperatura máxima admisible de los conductores de media tensión.

Para calcular este valor se va utilizar la ecuación 2.41

$$\left[ \frac{I}{A} \right]^2 t = k \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T}$$

sustituyendo valores:

$$\left[\frac{I}{A}\right]^2 0.1 = 0.0125 \log \frac{250^\circ + 228^\circ}{90^\circ + 228^\circ}$$

$$\left[\frac{I}{A}\right]^2 0.1 = 2.2125 \times 10^{-3}$$

$$\left[\frac{I}{A}\right]^2 = \frac{2.2125 \times 10^{-3}}{0.1} = 0.022125$$

$$\frac{I}{A} = \sqrt{0.022125} = 0.1487$$

$$A = 6.7229 * I$$

ANILLO 200 A

Para calcular el tamaño mínimo del conductor se necesita conocer la corriente de corto circuito, por lo tanto:

$$I = \frac{370 \text{ MVA} * 1000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 13.8 \text{ kV}} = 15498.51 \text{ A}$$

Teniendo el valor de la corriente de corto circuito se procede a conocer el calibre mínimo por corto circuito.

$$A = 6.7229 * 15498.51 \text{ A} = 104191.14 \text{ cm}$$

$$\text{mm}^2 = \frac{104191.71.14 \text{ cm}}{1973} = 52.80 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto como  $52.80 \text{ mm}^2 < 53.50 \text{ mm}^2$  (1/0 AWG AL-XLP) si cumple con el tamaño mínimo del conductor de media tensión por corto circuito.

$$I = 141.90 \frac{53.5}{\sqrt{2}} = 5.38 \text{ kA}$$



## ANILLO 600 A

Para calcular el tamaño mínimo del conductor se necesita conocer la corriente de corto circuito, por lo tanto:

$$I = \frac{370 \text{ MVA} * 1000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 13.8 \text{ kV}} = 15498.51 \text{ A}$$

Teniendo el valor de la corriente de corto circuito se procede a conocer el calibre mínimo por corto circuito.

$$A = 6.7229 * 15498.51 \text{ A} = 104191.14 \text{ cm}$$

$$\text{mm}^2 = \frac{104191.71.14 \text{ cm}}{1973} = 52.80 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto como  $52.80 \text{ mm}^2 < 253.00 \text{ mm}^2$  (500 MCM AL-XLP) si cumple con el tamaño mínimo del conductor de media tensión por corto circuito.

### 5.1.5 TENSIÓN DE JALADO

Como se mencionó en el subcapítulo 2.3 parámetros de instalación y 2.3.1 tensión de jalado es de suma importancia contar con este cálculo ya que define la tensión de jalado máxima que puede soportar un conductor al momento de instalarlo en el banco de ductos para que con ello no sufra algún deterioro. Las tensiones de jalado son deben exceder los 2 200 Kg o la recomendación del fabricante.

Los cables de media tensión para los sistemas de 600 A y 200 A van alojados en tubos 8 ductos) de polietileno de alta densidad "PAD" de 103 mm de diámetro, con superficie lisa según la especificación NRF-057-CFE y lo mencionado en el subcapítulo 3.6.

#### CIRCUITO 600 A

#### CON PERNO DE TRACCIÓN

Para calcular la tensión de jalado para el sistema de 600 A es mediante la ecuación 2.43 TENSIÓN DE JALADO PARA CABLE CON PERNO DE TRACCIÓN COLOCADO EN EL CONDUCTOR. Sustituyendo valores:

$$Tm = T * n * A = (5.3 \text{ Kg/mm}^2) * (1) * (253.4) = 1\ 343.02 \text{ Kg}$$

Por lo tanto la tensión máxima de jalado es igual a 1 343.02 Kg cumple con la recomendación del fabricante que debe ser menor a 2 200 Kg.

### LONGITUD MÁXIMA

Para este caso se aplica la ecuación 2.46 y la tabla 2.16. Conocer la longitud máxima que puede soportar el cable de energía sin dañarse es necesario para determinar la distancia máxima de los registros de media tensión. Antes de calcular la longitud máxima del conductor es necesario calcular el factor de corrección por peso. Sustituyendo valores:

$$\omega_{3-a} = 1 + \frac{4}{3} \left( \frac{d}{(D-d)} \right)^2 = 1 + \frac{4}{3} \left( \frac{45.5}{(101-45.4)} \right)^2 = 1.89$$

$$\omega_m = \frac{T_m}{\omega * F * W} = \frac{1\ 343.02\ Kg}{1.89 * 0.5 * 2.001} = 710\ m$$

### CIRCUITO 200 A

#### CON PERNO DE TRACCIÓN

Para calcular la tensión de jalado para el sistema de 200 A es en base con la ecuación 2.43 TENSIÓN DE JALADO PARA CABLE CON PERNO DE TRACCIÓN COLOCADO EN EL CONDUCTOR. Sustituyendo valores:

$$T_m = T * n * A = (5.3\ Kg/mm^2) * (1) * (53.4) = 283.02\ Kg$$

Por lo tanto la tensión máxima de jalado es igual a 283.02 Kg cumple con la recomendación del fabricante que debe ser menor a 2 200 Kg.

### LONGITUD MÁXIMA

Para este caso se aplica la ecuación 2.46 y la tabla 2.16. Saber la longitud máxima que puede soportar el cable de energía sin dañarse es necesario para determinar la distancia máxima de los registros de media tensión. Antes de calcular la longitud máxima del conductor es necesario calcular el factor de corrección por peso. Sustituyendo valores:

$$\omega_{3-a} = 1 + \frac{4}{3} \left( \frac{d}{(D-d)} \right)^2 = 1 + \frac{4}{3} \left( \frac{45.5}{(101-32.1)} \right)^2 = 1.74$$

$$L_m = \frac{T_m}{\omega * F * W} = \frac{283.02 \text{ Kg}}{1.74 * 0.5 * 1.075} = 302.61 \text{ m}$$

## RADIO MÍNIMO DE CURVATURA

En la instalación del cable de energía en bancos de ductos y registros de media tensión es muy común que el doblado al momento de instalarlo sea menor al radio de la curvatura especificado por el fabricante. Estos dobleces ocasionan graves lesiones al aislamiento, a las cintas de la pantalla, por lo cual determinar este radio mínimo es fundamental para garantizar el buen funcionamiento del conductor.

Para determinar este valor se utiliza la tabla 2.18 y la tabla 6 del anexo de este trabajo. La tabla antes mencionada tiene diferentes parámetros para conocer el radio mínimo de curvatura.

### SISTEMA 200 A

Es necesario conocer el espesor del aislamiento que para sistema de 200 A cable calibre 1/0 AWG es de 4.45 mm, por otro lado es necesario conocer el aislamiento total del cable que de igual manera se menciona en la tabla 6 del anexo A que es de 18.58 mm por lo tanto el radio mínimo de curvatura es "5D" cinco veces su diámetro, por lo tanto:

$$\text{Radio minimo de curvatura} = (5) * (18.58) = 92.9 \text{ mm}$$

### SISTEMA 600 A

Es necesario conocer el espesor del aislamiento que para sistema de 600 A cable calibre 500 KCM es de 4.45 mm, por otro lado es necesario conocer el aislamiento total del cable que de igual manera lo conocemos en la tabla 6 del anexo A que es de 28.90 mm por lo tanto el radio mínimo de curvatura es "6D" seis veces su diámetro, por lo tanto:

$$\text{Radio minimo de curvatura} = (6) * (28.90) = 173.4 \text{ mm}$$

## 5.1.6 SELECCIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS Y OBRA CIVIL

Hasta ahora se calculó todo lo necesario para diseñar la red de distribución, con esos valores se puede seleccionar todos los equipos eléctricos y de obra civil. Los equipos eléctricos son todos aquellos que involucran puntos de conexión y la obra civil es todo aquello donde va alojar los cables de energía.

## EQUIPOS ELÉCTRICOS

- Caja derivadora múltiple OCC 15 kV operación con carga de 200 A 3 y 4 vías 3 fases con boquillas tipo inserto, sujeta a una palanca de acero inoxidable para operaciones de media tensión marca elastimold cat 164J3. Este equipo se utiliza como punto de conexión de la red de distribución al usuario. Esta caja derivadora se menciona en el subcapítulo 3.4, por ejemplo se selecciona de tres vías por que la primera boquilla es la entrada del anillo donde está el punto de conexión y la tercera boquilla es el final del anillo quedando así en medio una boquilla disponible, en esta boquilla disponible es donde el usuario puede conectarse cuando CFE así lo decida. El usuario puede conectarse al derivador mediante una terminal codo portafusible que se menciona en el subcapítulo 3.5 terminales 200 A.
- Conector tipo codo con punto de prueba 15-200-0C operación con carga, marca elastimold CAT 166LR-WX. Esta terminal se menciona en el subcapítulo 3.5 terminales 200 A, este tipo de conectores o terminales son indispensables en cualquier red de distribución, este tipo de terminal es la interface entre el cable de energía y la conexión a cualquier equipo como por ejemplo transformadores, seccionadores etc. La conexión de esta terminal a cualquier equipo antes mencionado es por medio de un conector tipo inserto también mencionado en el subcapítulo 3.5 terminales 200 A.
- Boquilla tipo inserto OCC, 15 kV, 200 A, operación con carga marca elastiomold CAT. 1601A4. Esta terminal se menciona en el subcapítulo 3.5, como se mencionó anteriormente este tipo de terminal o conector tipo inserto nos sirve para acoplar una terminal tipo codo a algún equipo, la terminal tipo inserto se conecta en el lado del equipo a una terminal tipo pozo mencionada en el subcapítulo 3.5 terminales 200 A.
- Suministro y colocación de conector tipo codo cuerpo "T" separable con punto de prueba 15-600-0cc operación sin carga, marca elastimold CAT K655LR-F-0330. Esta terminal se menciona en el subcapítulo 3.5 terminales 600 A, esta terminal sirve de la misma manera que el conector tipo codo solo que para sistemas primarios en 600 A.
- Boquilla tipo bushing OCC, 15 kV, 600 A, operación con carga, marca elastimold CAT. 650LT-B, Esta terminal se menciona en el subcapítulo 3.5 terminales 600 A, esta terminal sirve de la misma manera que la boquilla tipo inserto solo que para sistemas primarios en 600 A.
- Indicador de falla de restauración automático para 200 A Y 600 A, restablecimiento automático al momento que regresa la corriente de carga mínima, este dispositivo se menciona en el subcapítulo 3.5 terminales 200 A; este permite localizar una falla con mayor facilidad en una red de distribución subterránea además de poder restaurar la red al presentarse una falla menor.

- Tapón aislado 15 kV 200A-0CC, marca elastimold CAT 160DRG. Este tipo de terminal se menciona en el subcapítulo 3.5, permite evitar una descarga eléctrica a un operador o una posible falla accidental ya que aísla las boquillas tipo inserto que se encuentran en los equipos de la red de distribución.
- Boquilla estacionaria sencilla 15 kV 200A-0cc, marca elastimold CAT 161SOP. Este tipo de terminal se menciona en el subcapítulo 3.5 terminales 200 A, cabe mencionar que este dispositivo es uno de los cuales permiten hacer maniobras en la red de distribución en los puntos normalmente abiertos ya que se encarga de sujetar las terminales en las maniobras o reparaciones.
- Terminal tipo codo apartarrayo 15 kV 200 A-occ, de marca elastimold CAT. 167ESA-200. Está terminal se menciona en el subcapítulo 3.5 terminales 200 A. Este tipo de terminal permite tener una protección contra sobretensión ya sea por una descarga atmosférica o por operación de la red.
- Cable de cobre aislamiento tipo Vulcanel XLP ( polietileno de cadena cruzada) nivel 15 kV CAL. 500 Kcmil Y 1/0 AWG, marca conductores monterrey, condumex o conelec, conductor de cobre suave redondo compacto, sellado contra la penetración longitudinal de agua, pantalla semiconductor extruida sobre el conductor, pantalla semiconductor extruida sobre el aislamiento, pantalla metálica de alambres de cobre suave aplicados helicoidalmente, cinta separadora no higroscópica, cubierta exterior de PVC (policloruro de vinilo) en color rojo.
- Cable de cobre desnudo para tierra física, CAL. 3/0 AWG y 2 AWG, marca conductores monterrey, condumex o conelec. Este cable de cobre desnudo es el encargado de mandar a tierra una sobre tensión por ejemplo así como el funcionamiento de neutro corrido.
- Seccionador tipo pedestal clase 15 kV, en gas SF6, 4 vías, 3 fases, 600 A con boquillas tipo bushing y en 200 A con boquillas tipo pozo de 1 frente para enlaces a circuitos 600 A y seccionar circuitos de 200 A con rango de protección (30-600 A). Este seccionador permite hacer maniobras para una posible falla de la red de distribución además como medio de protección.

## OBRA CIVIL

- Registro de media tensión del tipo pozo de visita tipo "x" banquetta, marca CENMEX. Este pozo de visita tipo "X" nos sirve como de paso y para derivar circuitos para sistemas de 600 A Y 200 A.

- Registro de media tensión tipo R4 tapa cuadrada banqueta, este tipo de registro sirve para albergar las cajas derivadoras donde está el punto de conexión a cada usuario.
- Registro de media tensión de tipo "R4" banqueta, este tipo de registro servirá en este caso como preparación para futura conexión a cada usuario quedando vacío en espera que cada usuario coloque su cable de energía hasta la caja derivadora correspondiente a su punto de conexión.
- Banco de ductos para tubería tipo PAD (polietileno de alta densidad) para 3 y 6 vías en banquetas, este tipo de banco de ductos se menciona en el subcapítulo 3.6

### 5.1.7 PRESENTACIÓN DE PLANOS

En este subcapítulo se va a presentar los planos de la red de distribución subterránea, conforme a la norma de CFE para redes de distribución. La simbología y nomenclaturas se mencionaron en el subcapítulo 4.2, cada una de las figuras se relacionará entre sí para lograr una mejor visualización del seguimiento de la red de distribución.

El punto de conexión de la red de distribución es a partir de la subestación Iberdrola, como se mencionó en los cálculos, se va a alimentar el parque industrial de 2 circuitos troncales en 600 A y 4 circuitos en 200 A, estos 4 circuitos en 200 A se van a conectar en anillo con punto normalmente abierto; este punto abierto también se puede visualizar en la figura 5.19 y 5.20 que es el diagrama unifilar. Se igual forma en el diagrama unifilar se utilizó simbología normalizada que se mencionó en el subcapítulo 4.2.

La localización de los puntos abiertos de los anillos es donde está el punto intermedio de la carga total, esto es debido a que cuando ocurra una falla y se opere el anillo, el circuito que sirve como respaldo no sufra una sobrecarga que afecte a la red de distribución. En los puntos abiertos de los dos anillos se encuentran cajas derivadoras y terminales estacionarias acompañadas por terminales tipo apartarrayo, las terminales tipo apartarrayo sirven para proteger los anillos de una sobretensión provocada por maniobras y las terminales tipo estacionaria son para hacer las maniobras dentro de la caja derivadora y poder dar continuidad al servicio de energía eléctrica.

En la figura 5.4 a la figura 5.10 se observa toda la obra eléctrica, tipo de cable, localización de cajas derivadoras, seccionadores y puntos de conexión de puesta a tierra. Todo lo anterior es en base a la norma de CFE líneas subterráneas -2010.

Por otro lado en la figura 5.11 a la figura 5.18 se muestran los bancos de ductos, registros y todo lo relacionado a la obra civil mencionada en el capítulo 3.

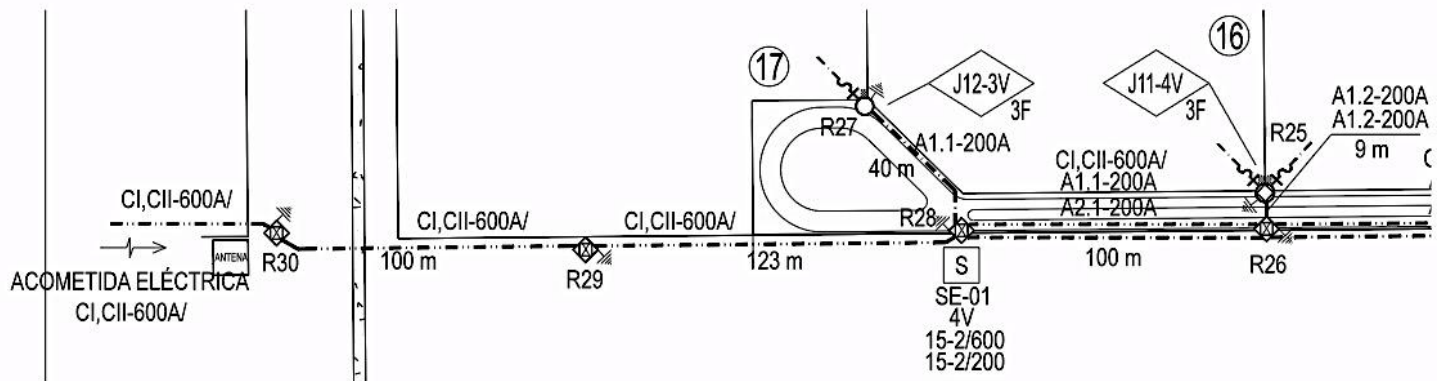


Figura 5.4 Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión a la subestación conexión a usuarios.

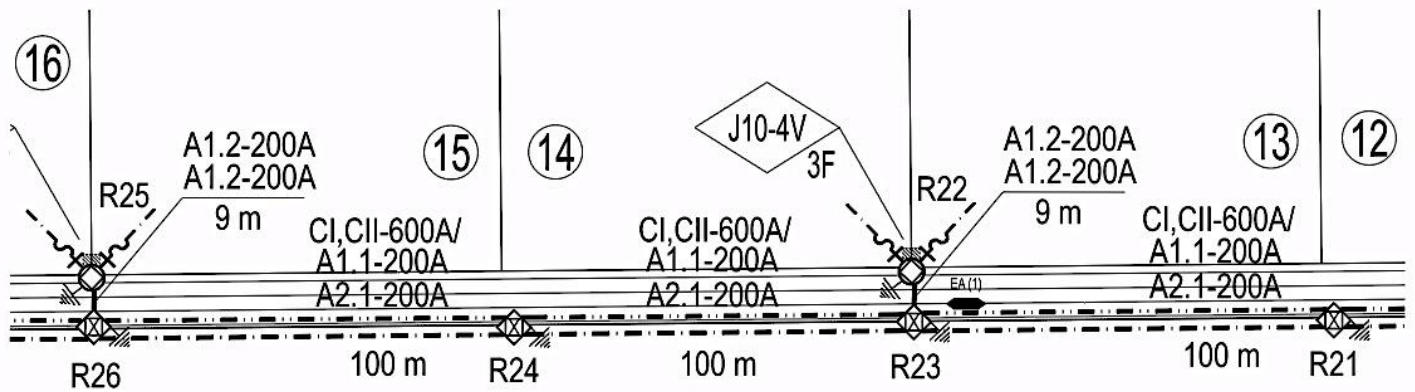


Figura 5.5 Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 16, 15, 14, 13.

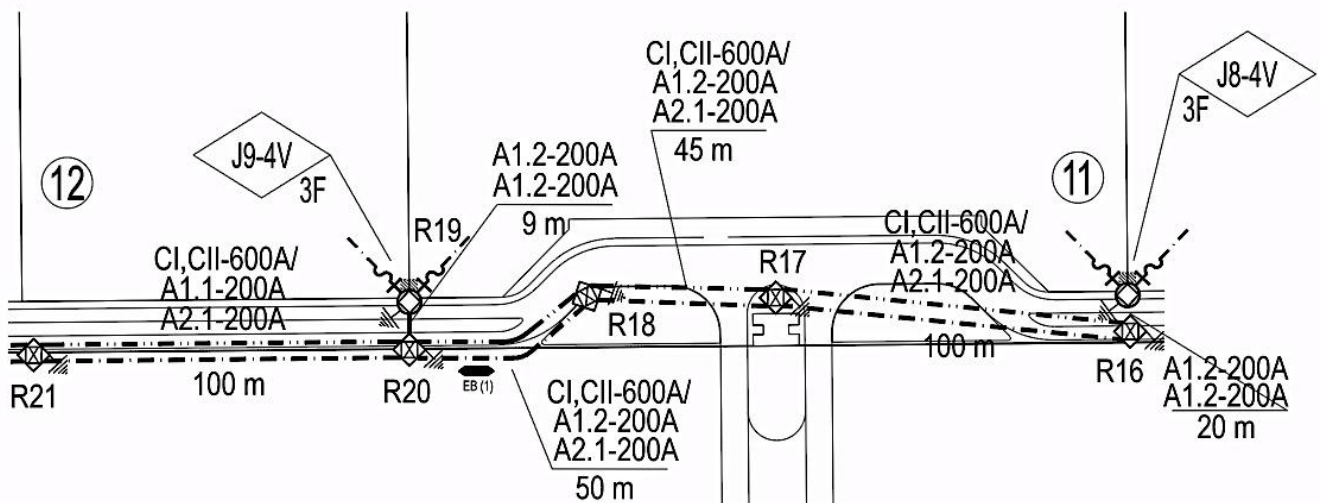


Figura 5.6 Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 12 y 11.

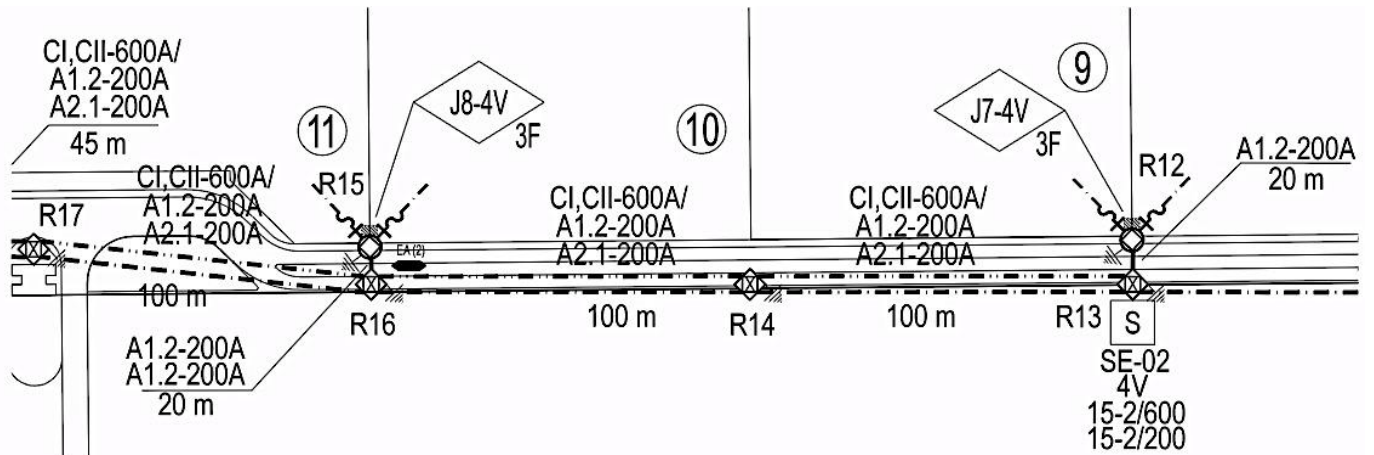


Figura 5.7 Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 11 al 09.

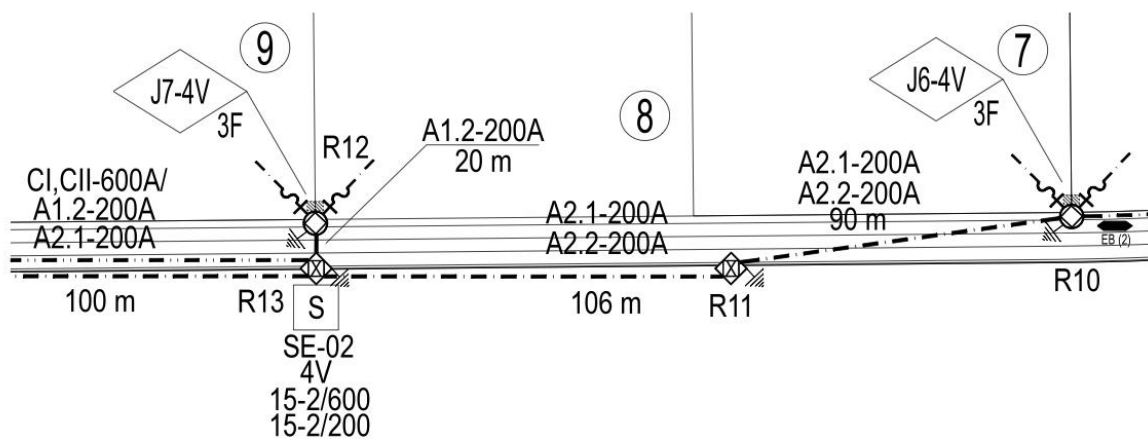


Figura 5.8 Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 09 al 07.

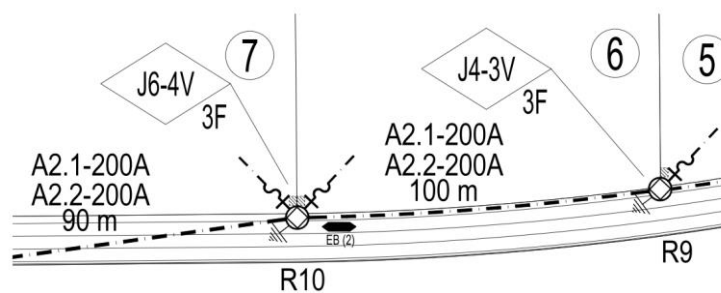


Figura 5.9 Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 07 al 05.



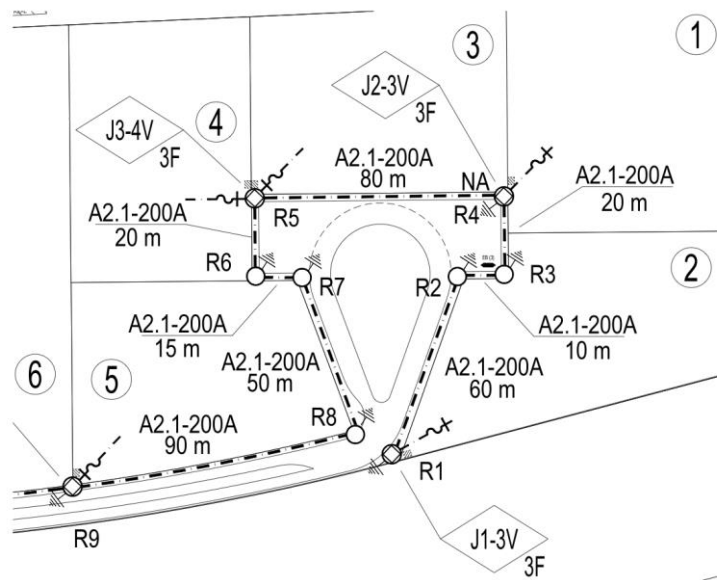


Figura 5.10 Plano de obra eléctrica, se indica el punto de conexión de lotes 05 al 01.

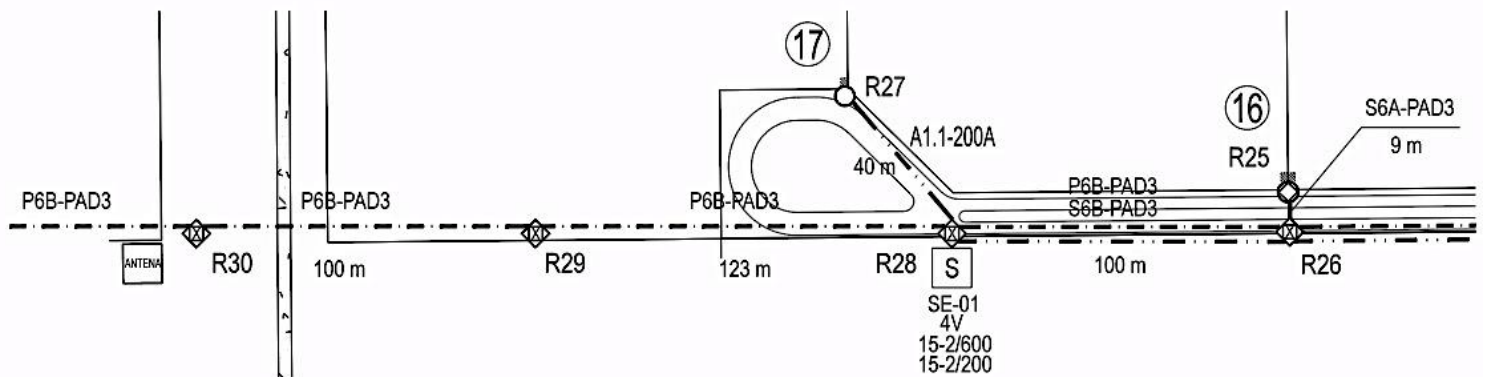


Figura 5.11 Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 17 al 16.

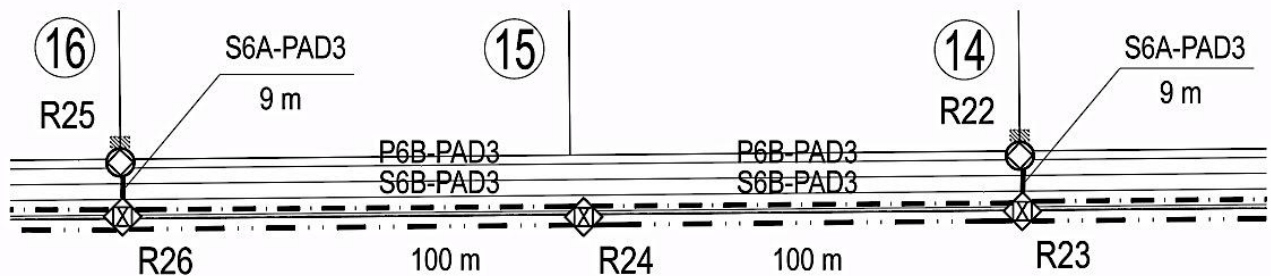


Figura 5.12 Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 16 al 14.

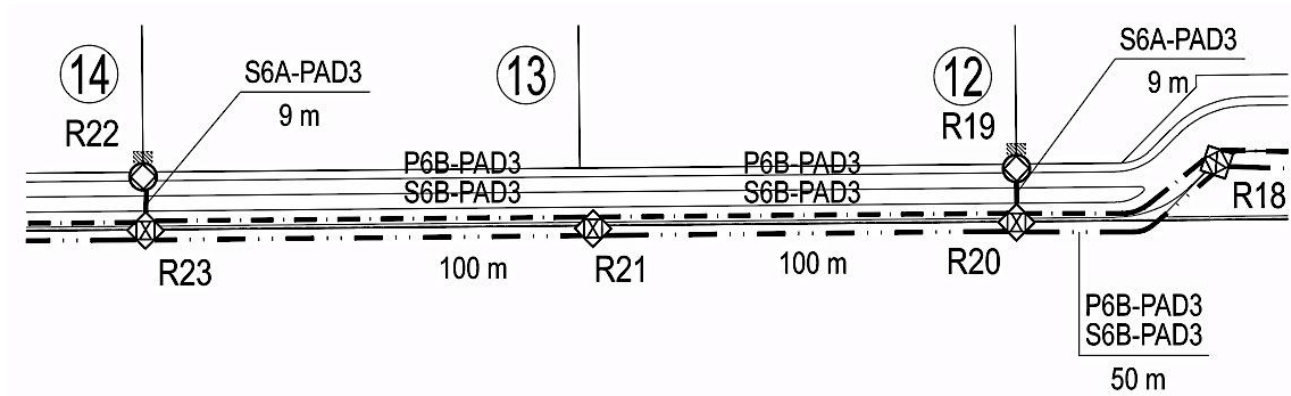


Figura 5.13 Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 14 al 12.

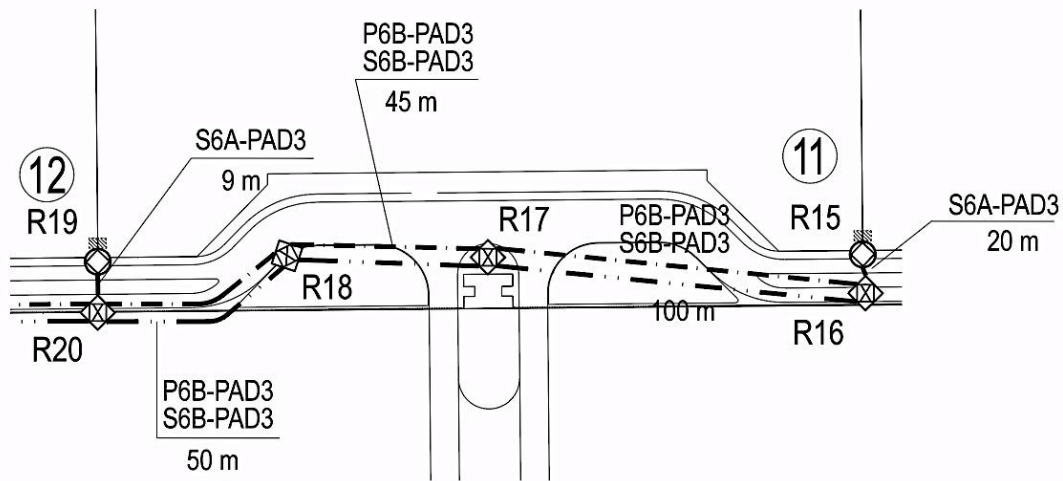


Figura 5.14 Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 12 al 11.

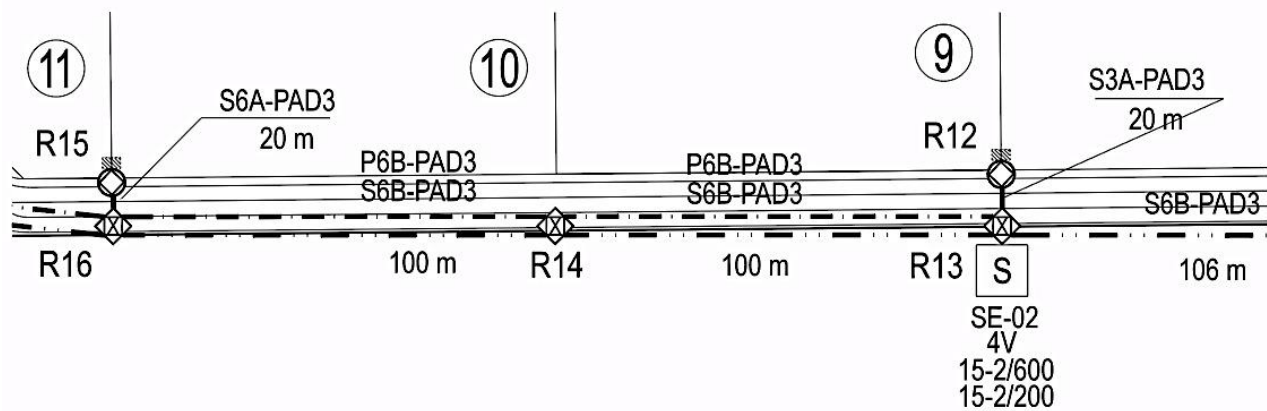


Figura 5.15 Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 11 al 09.

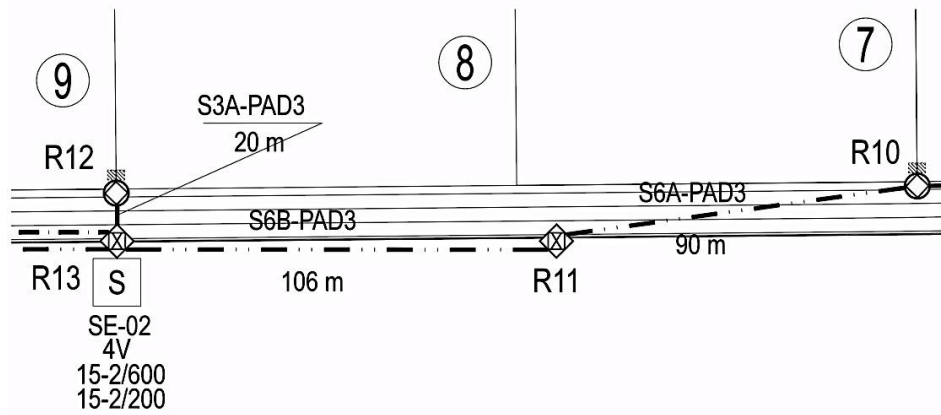


Figura 5.16 Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 09 al 07.

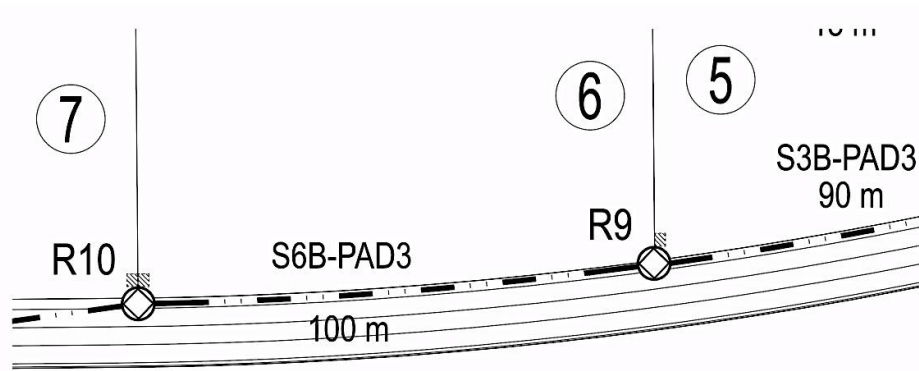


Figura 5.17 Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 07 al 05.

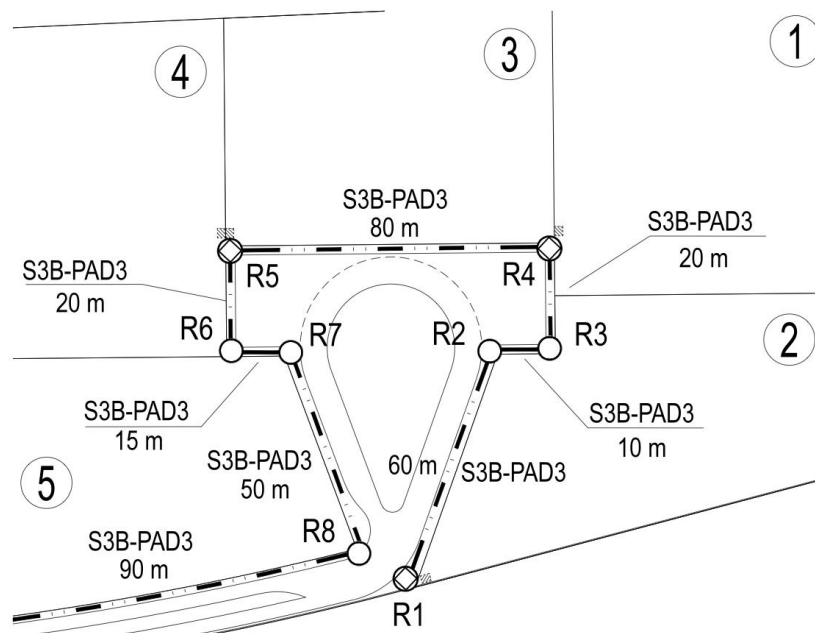


Figura 5.18 Plano de obra civil, se indican los registros y banco de ductos de lotes 05 al 01.

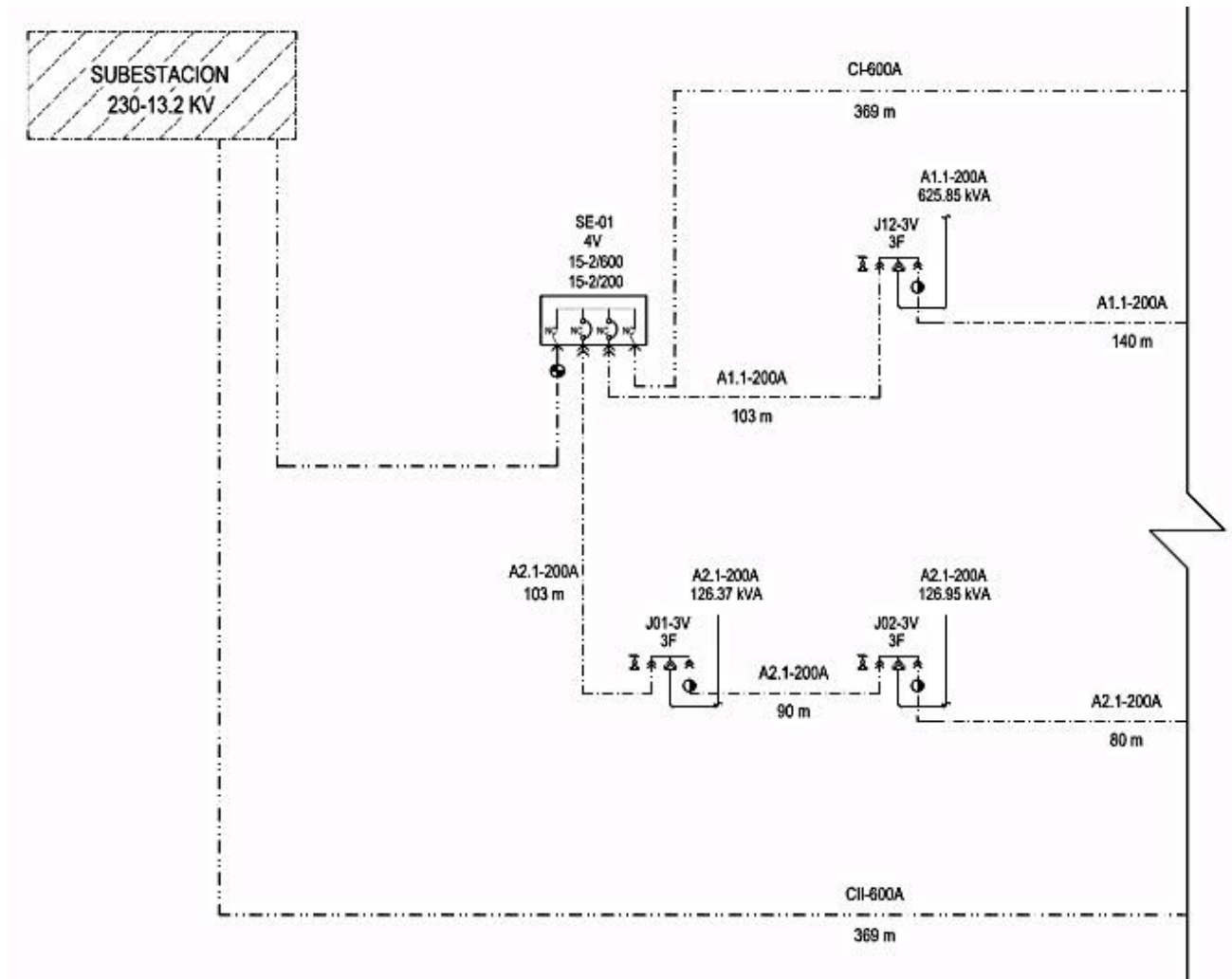


Figura 5.19 Diagrama unifilar 1 de 5.

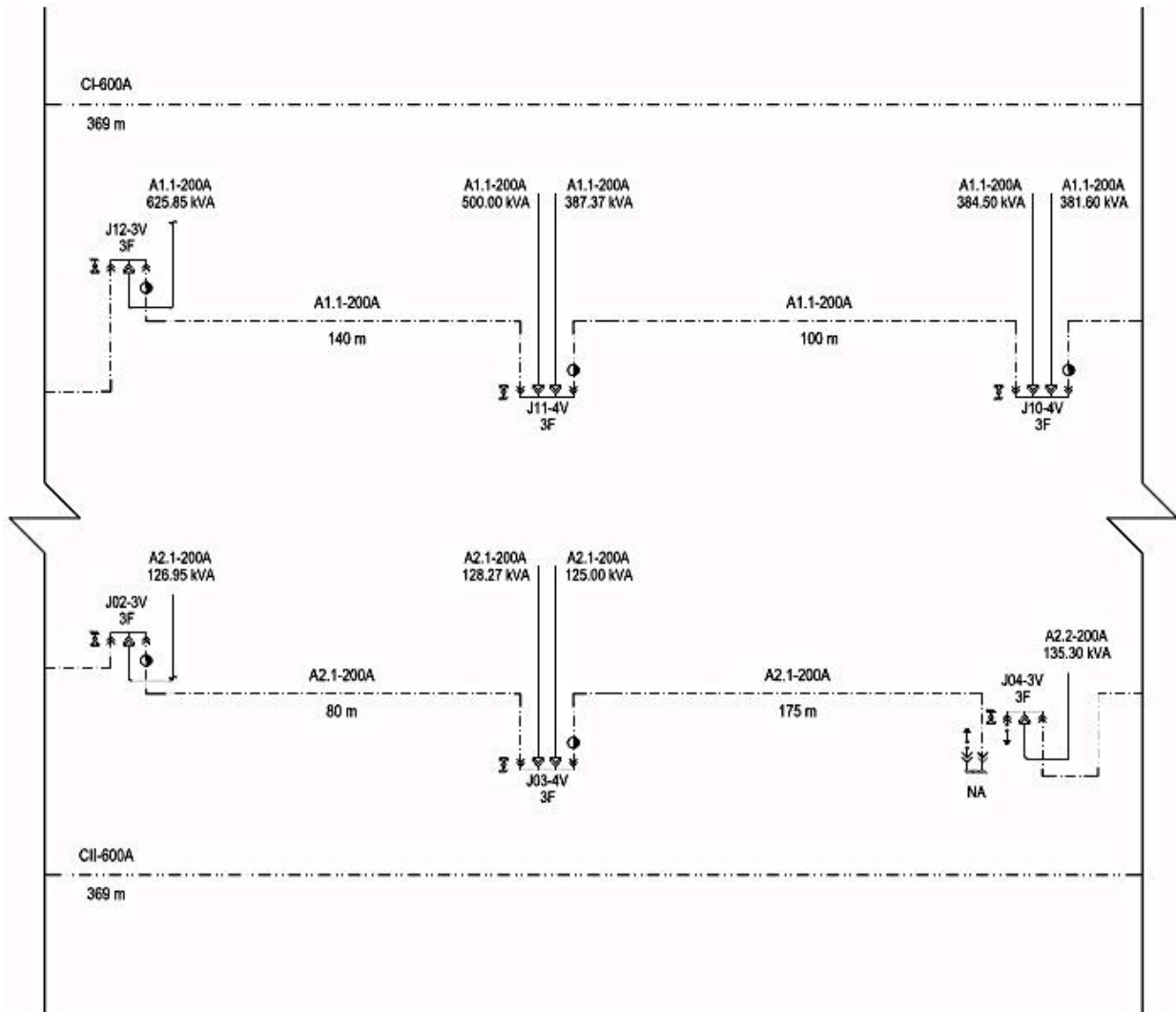


Figura 5.20 Diagrama unifilar 2 de 5.

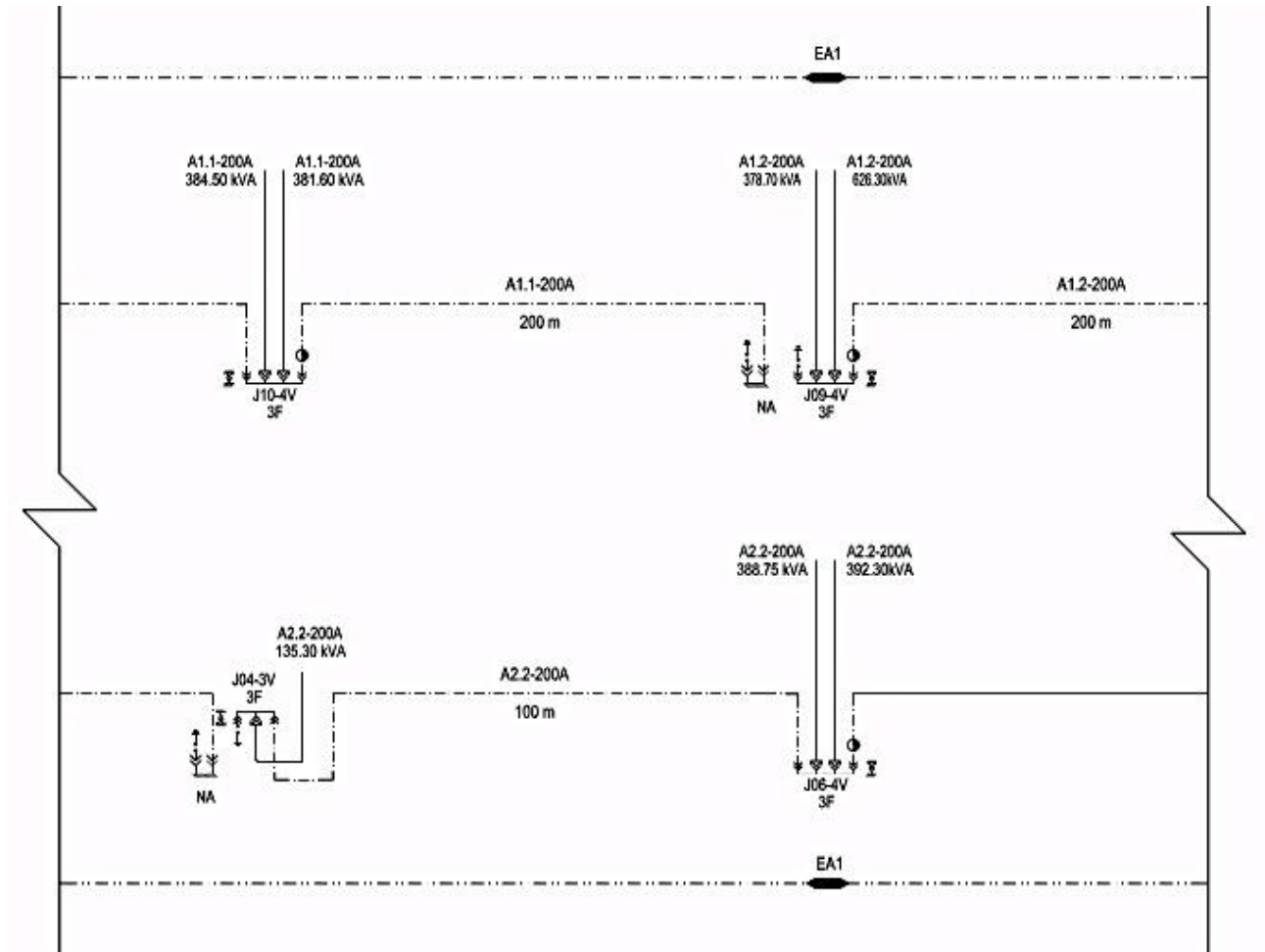


Figura 5.21 Diagrama unifilar 3 de 5.

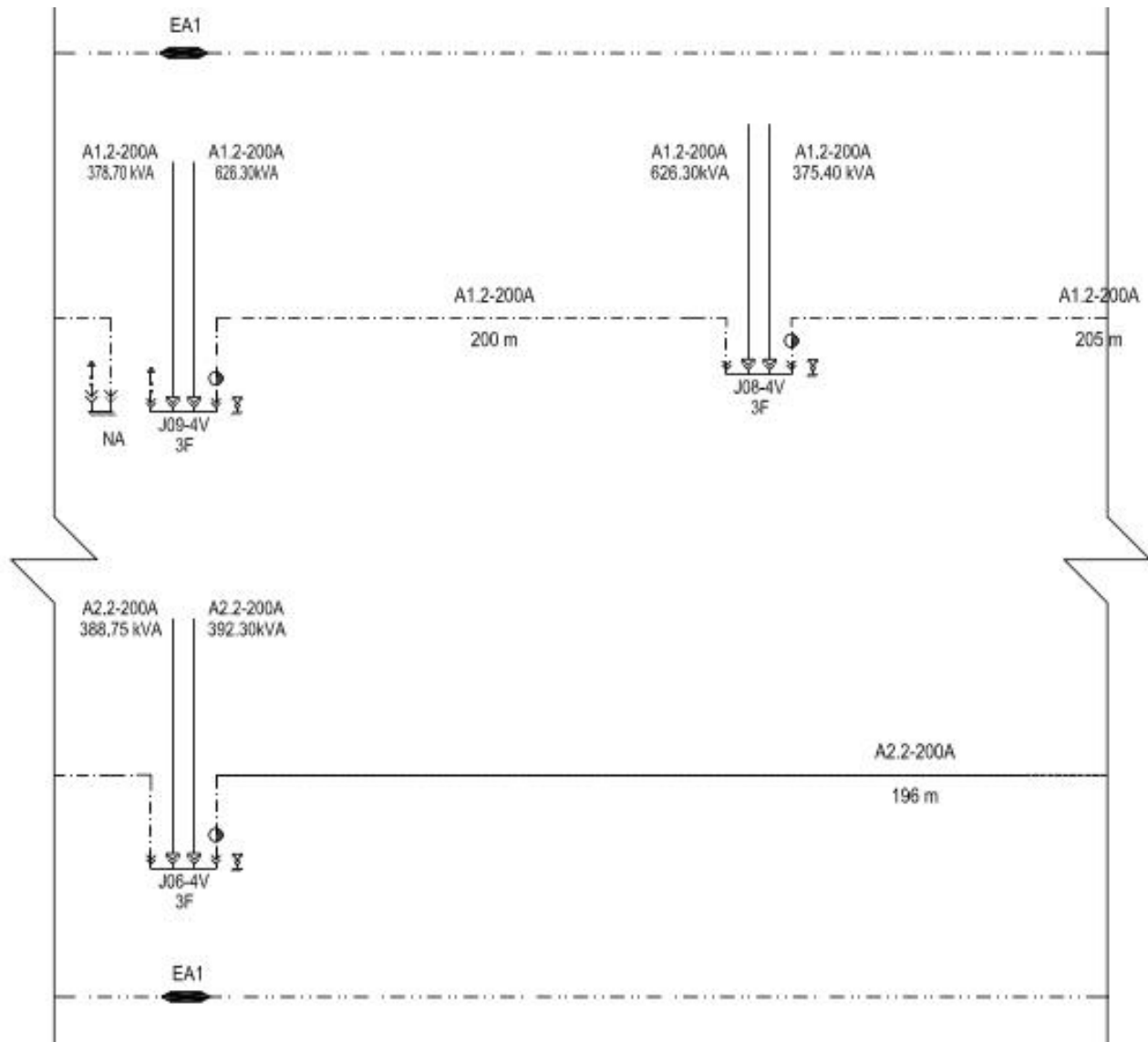


Figura 5.22 Diagrama unifilar 4 de 5.

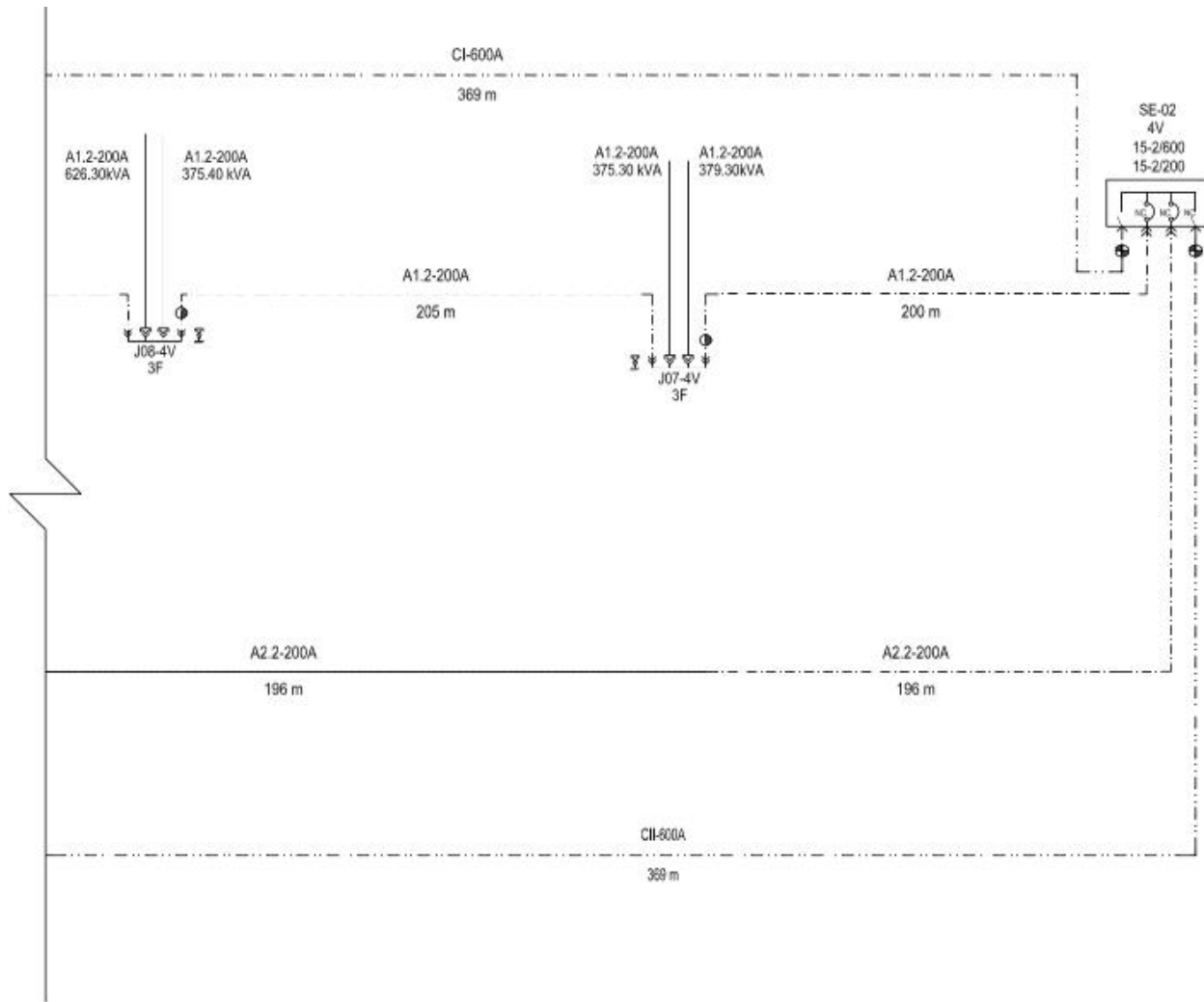


Figura 5.23 Diagrama unifilar 5 de 5.



## 5.2 PRECIO UNITARIO DE OBRA CIVIL

El objetivo del presente subcapítulo es mostrar un presupuesto estimado de la red de distribución subterránea en el parque industrial “ EL HUASTEKO”. En la parte que corresponde a la obra civil se trata de todo lo relacionado al banco de ductos, de las tubo de polietileno de alta densidad PAD y de los registros de media tensión.

Los conceptos del presupuesto se enfocan principalmente en suministro y colocación de los diferentes tipos de registros y del tubo de polietileno de alta densidad PAD, por otro lado los bancos de ductos se sustentan en fabricación en sitio, las dimensiones de estos bancos de ductos y su forma de ejecución se menciona en 3.6 de este trabajo.

Tabla 5.10 Presupuesto correspondiente a registros, bancos de ductos y tubo PAD

Parque Industrial “El Huasteco”					
Presupuesto de Instalación eléctrica, Media Tensión, Obra civil					
Concepto	Unidad	Cantidad	P.U. Material	P.U Mano de Obra	Total
Suministro o fabricación en sitio y colocación de registro de media tensión del tipo pozo de visita tipo "x" banqueta, MCA. cen-mex	Pza	14	\$25,561.20	\$5,112.24	\$429,428.16
Suministro o fabricación en sitio y colocación de registro de media tensión de tipo "R4" banqueta, mca. cen-mex	Pza	6	\$22,393.20	\$4,478.64	\$161,231.04
Suministro o fabricación en sitio y colocación de registro de media tensión tapa cuadrada banqueta, mca. cen-mex	Pza	10	\$23,107.20	\$4,621.44	\$277,286.40
Fabricación de banco de ductos para tubería tipo PAD (polietileno de alta densidad) para 3 vías en banqueta,	ML	345	\$360.00	\$72.00	\$149,040.00
Fabricación de banco de ductos para tubería tipo PAD (polietileno de alta densidad) para 6 vías en banqueta,	ML	429	\$540.00	\$108.00	\$277,992.00
Fabricación de banco de ductos para tubería tipo PAD (polietileno de alta densidad) para 12 vías en banqueta,	ML	895	\$780.00	\$156.00	\$837,720.00
Fabricación de banco de ductos para tubería tipo PAD (polietileno de alta densidad) para 6 vías en arroyo,	ML	190	\$790.00	\$158.00	\$180,120.00
Suministro y colocación de tubo PAD polietileno de alta densidad 3" naranja o rojo, el cual debe ser resistente al maltrato	ML	15,489	\$221.00	\$44.20	\$4,107,682.80
				TOTAL	\$ 6,420,500.40

### 5.3 PRECIO UNITARIO DE OBRA ELÉCTRICA

Como se mencionó en la parte de obra civil este subcapítulo se enfoca en el presupuesto que corresponde a la parte eléctrica. En la parte de la obra eléctrica se trata de todo lo relacionado a los equipos eléctricos, accesorios de la red, terminales para media tensión así como el cable de energía.

Los conceptos del presupuesto se enfocan principalmente en suministro, colocación, conexión y pruebas para seccionadores, derivadores terminales etc. Otra parte fundamental de la obra eléctrica es el sistema de tierras y sus conexiones a varillas copperweld, este concepto de basa en el suministro y colocación de la varilla y conexión exotérmica.

Tabla 5.11 Presupuesto correspondiente a cable de energía, cable desnudo y conexión exotérmica.

Parque Industrial "El Huasteco"					
Presupuesto de media tensión eléctrico					
Concepto	Unidad	Cantidad	P.U. Material	P.U Mano de Obra	Total
Suministro y colocación de cable de cobre aislamiento tipo Vulcanel XLP ( polietileno de cadena cruzada) nivel 15 kV CAL. 500 Kcmil, marca conductores monterrey, condumex o conelec,	ML	8,220	\$385.20	\$77.04	\$3,799,612.80
Suministro y colocación de cable de cobre aislamiento tipo Vulcanel XLP ( polietileno de cadena cruzada) nivel 15 kV CAL. 1/0 AWG, marca conductores monterrey, condumex o conelec,	ML	12,843	\$146.10	\$29.22	\$2,251,634.76
Suministro y colocación de cable de cobre desnudo para tierra física, CAL. 3/0 AWG, marca conductores monterrey, condumex o conelec,	ML	2,740	\$188.40	\$37.68	\$619,459.20
Suministro y colocación de cable de cobre desnudo para tierra física, cal. 2 AWG, marca conductores monterrey, condumex o conelec,	ML	4,281	\$75.60	\$15.12	\$388,372.32
Suministro y colocación de conexión de varilla copperweld de acero recubierto de cobre soldado de 16 mm de 3050 mm de diámetro de longitud en "T" marca mexerico	JGO	30	\$2,032.00	\$406.40	\$73,152.00

Tabla 5.12 Presupuesto correspondiente a terminales, derivadores y seccionadores.

Parque Industrial "El Huasteco"					
Presupuesto de media tensión eléctrico					
Concepto	Unidad	Cantidad	P.U. Material	P.U Mano de Obra	Total
Suministro y colocación de conexión de varilla de acero recubierto de cobre soldado de 16 mm de diámetro x 3050 mm de longitud en posición "T" 5/8" a cable de cobre cal. 3/0 AWG,	JGO	13	\$1,384.00	\$276.80	\$21,590.40
Suministro y colocación de varilla copperweld de 5/8" de diámetro x 3.05 m de longitud marca mexerico	JGO	30	\$2,032.00	\$406.40	\$73,152.00
Suministro y colocación de conexión exotérmica de varilla de 5/8" a cable de cobre cal. 6 AWG, cat. GRC-169D,	JGO	30	\$1,385.00	\$277.00	\$49,860.00
Suministro y colocación de empalme de media tensión termocontráctil para cable de energía de 15 kV, calibre 500 KCM, debe ser de material termocontráctil,	Pza	10	\$3,534.00	\$706.80	\$42,408.00
Suministro y colocación de empalme de media tensión termocontráctil para cable de energía de 15 kV, calibre 1/0 AWG, debe ser de material termocontráctil,	Pza	20	\$2,544.00	\$508.80	\$61,056.00
Suministro y colocación de caja derivadora múltiple OCC 15 kV operación con carga de 200 A 3 vías 3 fases con boquillas tipo inserto, sujeta a una palanca de acero T	Pza	12	\$8,428.80	\$1,685.76	\$121,374.72
Suministro y colocación de caja derivadora múltiple OCC 15 kV operación con carga de 200 A 4 vías 3 fases con boquillas tipo inserto	Pza	21	\$10,668.00	\$2,133.60	\$268,833.60
Suministro y colocación de seccionador tipo pedestal clase 15 kV, en gas SF6, 4 vías, 3 fases, 600 A con boquillas tipo perno y en 200 A con boquillas tipo pozo de 1 frente para enlaces a circuitos 600 A y seccionar circuitos de 200 A con rango de protección (30-600A)	Pza	2	\$466,945.20	\$93,389.04	\$1,120,668.48

Tabla 5.13 Presupuesto correspondiente a terminales en 600 A y 200 A

Parque Industrial "El Huasteco"					
Presupuesto de media tensión eléctrico					
Concepto	Unidad	Cantidad	P.U. Material	P.U Mano de Obra	Total
Suministro y colocación de conector tipo codo separable con punto de prueba 15-200-0CC operación con carga	Pza	66	\$3,528.00	\$705.60	\$279,417.60
Suministro y colocación de boquilla tipo inserto 15 kV, 200 A, operación con carga	Pza	66	\$1,068.00	\$213.60	\$84,585.60
Suministro y colocación de conector tipo codo cuerpo "T" separable con punto de prueba 15-600-0CC operación sin carga,	Pza	12	\$4,392.00	\$878.40	\$63,244.80
Suministro y colocación de boquilla tipo inserto OCC, 15 kV, 600 A, operación sin carga	Pza	12	\$1,225.20	\$245.04	\$17,642.88
Suministro y colocación de indicador de falla de restauración automático para 200 A, restablecimiento automático al momento que regresa la corriente de carga mínima	Pza	66	\$5,977.20	\$1,195.44	\$473,394.24
Suministro y colocación de indicador de falla de restauración automático para 600 A, restablecimiento automático al momento que regresa la corriente de carga mínima.	Pza	12	\$7,922.40	\$1,584.48	\$114,082.56
Suministro y colocación de tapón aislado 15 kV 200A-0CC,	Pza	54	\$1,608.00	\$321.60	\$104,198.40
Suministro y colocación de boquilla estacionaria sencilla 15 kV 200A -0cc,	Pza	9	\$2,148.00	\$429.60	\$23,198.40
Suministro y colocación de conector tipo codo apartarrayo 15 kV 200A-0cc,	Pza	2	\$2,247.60	\$449.52	\$5,394.24
Continuación de trámites de solicitud de servicio eléctrico que indique CFE de la localidad, hasta conexión al sistema.	JGO	1	\$0.00	\$45,000.00	\$45,000.00
TOTAL					\$10,101,333.92

---

## CONCLUSIONES

A lo largo de la presente tesis se logró demostrar la estructura del diseño de una red de distribución tomando como ejemplo un parque industrial llamado “EL HUASTECO”. Se realizó una base de cálculo para diseñar cualquier red de distribución subterránea, ya sea para los diferentes niveles de tensión 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV.

Los parques industriales son lugares donde la demanda de energía eléctrica es muy alta ya que es donde albergan las industrias, por lo tanto los factores de cálculo deben ser analizados para poder tener una red confiable. Para determinar la dimensión de la red de distribución es necesario calcular la resistencia, la inductancia y la impedancia que estos factores se ven afectados por el lugar donde va a operar la red de distribución así como la demanda de la red que se ve originada por la cantidad de industrias que va a suministrar la energía eléctrica.

La selección de un anillo en la red de distribución es fundamental ya que es la que nos determina como y en que punto va a operar la red en caso de una falla en el suministro de energía, además de determinar los puntos de conexión a los usuarios. Por otro lado la obra civil se proyecta en función de la dimensión de los anillos que conforman la red de distribución así como en que parte de la vialidad va a ir el trazo de la red, las dimensiones de los bancos de ductos va en función de donde se van a colocar si en arroyo o en banquetta.

Otra de las partes fundamentales del diseño de una red de distribución es desarrollar un catálogo de conceptos y realizar el presupuesto, esto implica un proceso meticuloso ya que tiene muchos factores los cuales influyen en gran medida para poder costear la ejecución de la red de distribución.

Se elaboró el análisis de precios unitarios, este análisis se fundamentó en función de Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas además del reglamento de este. Finalmente el propósito de este trabajo es enseñar y demostrar de una manera clara el proceso de diseño de la red de distribución además de explicar el proceso de elaborar los precios unitarios los cuales son un tema que no se enfoca la carrera de ingeniería eléctrica.

---

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Velazco Serrano, C. (2006). *El abc del analista de precios unitarios*. (1, Ed.) México D.F.: Ciencia y Cultura.
- [2] México. Ley de obras públicas y servicios relacionados con las mismas (LOPSRM). *Diario Oficial de la Federación*, de 28 de Mayo de 2009, p.64.
- [3] México. Reglamento de la Ley de obras públicas y servicios relacionados con las mismas (RLOPSRM). *Diario Oficial de la Federación*, de 28 de Julio de 2010, p.88.
- [4] NORMAS MEXICANAS (NMX). *Parques Industriales Especificaciones*. NMX-R-046-SCFI-2011. México D.F.: Dirección general de normas, 2011.
- [5] COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. *Norma distribución construcción de sistemas subterráneos diseño, proyecto, construcción y especificaciones en baja y media tensión*. México D.F.: Dirección general de normas, 2010.
- [6] NORMA OFICIAL MEXICANA. *Sistema general de unidades de medida*. NOM-008-SCFI-2002. México D.F.: Dirección general de normas, 2010.
- [7] NORMAS MEXICANAS. *Productos eléctricos-conductores cables de energía con pantalla metálica aislados con polietileno de cadena cruzada a base de etileno Propileno para tensiones de 5 kV a 115 kV especificaciones y métodos de prueba*. NMX-J-142-2000-ANCE. México D.F.: Dirección general de normas, 2000.
- [8] NORMAS MEXICANAS. *Método de prueba para determinación de resistencia eléctrica y resistividad en materiales metálicos en conductores de electricidad*. NMX-J-041-1965-ANCE. México D.F.: Dirección general de normas, 1965.
- [9] NORMAS MEXICANAS. *Sistemas eléctricos de potencia-suministro-tensiones eléctricas normalizadas*. NMX-J-098-1999-ANCE. México D.F.: Dirección general de normas, 1999.
- [10] THOMAS AND BETTS. *Catalog distribution: Power connection and control*. USA, 2012.
- [11] THOMAS AND BETTS. *Catalog distribution: Fuse*. USA, 2007.
- [12] ELASTIMOLD. *Catalog distribution: Switchgear fuse*. USA, 2009.
- [13] ELASTIMOLD. *Catalog distribution: Cable accessories*. USA, 2009.

- [14] ELASTIMOLD. *Catalog distribution: 5 kV - 35 kV*. USA, 2001.
- [15] CONDUMEX. *Cables de energía: Cable vulcanel 2000 para ambientes húmedos y mojados con aislamiento de XLP 100% nivel de aislamiento de 5 kV a 35 kV conductor de cobre sellado y cubierta de PVC*. México, 2014.
- [16] CONDUMEX. *Cables de energía: Cable vulcanel 2000 para ambientes húmedos y mojados con aislamiento de XLP 100% nivel de aislamiento de 5 kV a 35 kV conductor de aluminio sellado y cubierta de PVC*. México, 2014.
- [17] CONDUMEX. *Manual técnico de cables de energía*. México D.F., 2010.
- [18] VIAKON. *Manual eléctrico*. México D.F., 2010.

## RELACIÓN DE NORMAS Y ESPECIFICACIONES

**NRF-024-CFE-2003** “CABLES DE POTENCIA MONOPOLARES DE 5 kV A 35 kV”

**NRF-057-CFE** “TUBOS DE POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD PARA SISTEMAS DE CABELADO SUBTERRÁNEO”

**NOM-001-SEDE-2012** “INSTALACIONES ELÉCTRICAS “

**CFE-GCUIO-68** “INDICADOR DE FALLA MONOFÁSICO Y TRIFÁSICO PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS”

**CFE-BMT-DP** “DISEÑO Y PROYECTO EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN”

**NMX-J-142-ANCE-2000** “PRODUCTOS ELECTRICOS , CONDUCTORES, CABLES DE ENERGIA CON PANTALLA METÁLICA, AISLADOS CON POLIETILENO DE CADENA CRUZADA O A BASE DE ELITENO-PROPILENO PARA TENSIONES DE 5 kv A 115 kv, ESPECIFICACIONES Y MÉTODOS DE PRUEBA”

**NMX-J-285-ANCE-2005** “TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA-ESPECIFICACIONES”

**NMX-J-158-ANCE-2002** “EMPALMES PARA CABLES DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN-ESPECIFICACIONES Y MÉTODOS DE PRUEBA”

**NMX-J-098-ANCE-1999** “SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA-SUMINISTRO-TENSIONES ELÉCTRICAS NORMALIZADAS”

## **ANEXOS**

A continuación se presenta información sobre la Ampacidad de los cables de energía en cobre y aluminio, su área transversal y el mínimo diámetro de ducto tipo PAD permitido en cada calibre. Además se puede encontrar información específica del cable de energía como son las tensiones de operación a las cuales pueden operar área de sección transversal, número de conductores etc.

Por otro lado se anexa la simbología normalizada para elaborar planos normalizados , esto mencionado en el capítulo 4. Además se encuentra las definiciones del costo horario de una máquinas y el salario mínimo según la zona horaria.



## ANEXO A. TABLAS DE AMPACIDAD Y CARACTERÍSTICAS EN CABLES DE MEDIA TENSIÓN

Las tablas que a continuación se muestran fueron calculadas con los siguientes parámetros:

- Temperatura de interfase ducto terreno = 50° C.
- Temperatura ambiente del terreno = 25° C.
- Resistividad térmica del terreno= 120° C-cm / W.
- Pantalla puesta a tierra en 2 o más puntos.
- Ductos en arroyo.

Tabla A1 Factor de carga 100%, Conductores Al, XLP- 15 kV, [5].

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm <sup>2</sup>	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	155	119	98	87	78
3/0	85		195	149	123	109	98
250	127		237	181	149	132	118
300	152		259	197	162	144	129
350	177		280	212	175	155	139
500	253		331	252	207	184	164
750	380	60	401	305	250	222	198
1000	507	75	461	349	285	253	226

Tabla A2 Factor de carga 100%, Conductores Al, XLP- 25 kV, [5].

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm <sup>2</sup>	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	154	118	97	86	77
3/0	85		194	148	122	108	96
250	127		236	180	148	131	116
300	152	60	259	197	161	153	127
350	177		280	211	173	153	137
500	253		331	251	205	181	163
750	380		399	302	246	218	193
1000	507		75	458	345	281	248

Tabla A3 Factor de carga 100%, Conductores Al, XLP- 35 kV, [5].

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm <sup>2</sup>	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	154	117	96	85	76
3/0	85	60	194	148	121	107	95
250	127		236	179	146	129	114
300	152		257	195	159	140	124
350	177		281	210	171	151	133
500	253	75	331	249	202	178	157
750	380		399	299	244	212	186
1000	507		459	342	275	240	211

Tabla A4 Características de cable de energía Cu-XLP, [14].

Tensión de operación [V]	Calibre [AWG-kcmil]	Área de la sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Número de alambres del conductor	Diámetro del conductor [mm]	Espesor nominal del aislamiento [mm]	Diámetro nominal sobre aislamiento [mm]	Número de alambres de la pantalla metálica	Calibre de los alambres de la pantalla metálica [AWG]	Área de la sección transversal de la pantalla metálica [mm <sup>2</sup> ]	Diámetro exterior nominal [mm]	Peso nominal del cable [kg/km]
5	4	21,20	7	5,4	2,30	11,17	7	22	2,33	19,81	504
5	2	33,60	7	6,8	2,30	12,57	10	22	3,33	22,25	717
5	1/0	53,50	19	8,50	2,30	14,27	10	22	3,33	23,95	940
5	3/0	85,00	19	10,71	2,30	16,48	10	22	3,33	26,16	1 285
5	250	127,00	37	13,18	2,30	19,20	14	22	4,66	18,88	1 755
5	300	152,00	37	14,43	2,30	20,46	14	22	4,66	30,14	2 020
5	350	177,00	37	15,59	2,30	21,61	14	22	4,66	31,29	2 283
5	500	253,00	37	18,62	2,30	24,65	14	22	4,66	34,33	3 059
5	750	380,00	61	22,87	2,30	29,15	18	22	5,99	39,44	4 407
5	1000	507,00	61	26,68	2,30	32,96	18	22	5,99	44,91	5 865
15	2	33,60	7	6,80	4,45	16,93	12	22	3,99	26,61	890
15	1/0	53,50	19	8,50	4,45	18,63	12	22	3,99	28,31	1 124
15	3/0	85,00	19	10,71	4,45	20,84	12	22	3,99	30,52	1 484
15	250	127,00	37	13,18	4,45	23,56	16	22	5,32	33,24	1 972
15	300	152,00	37	14,43	4,45	24,82	16	22	5,32	34,50	2 245
15	350	177,00	37	15,19	4,45	25,97	16	22	5,32	36,36	2 554
15	500	253,00	37	18,62	4,45	29,01	16	22	5,32	39,08	3 344
15	750	380,00	61	22,87	4,45	33,51	20	22	6,65	45,45	4 880

Tabla A5 Características de cable de energía Cu-XLP, [14].

Tensión de operación [V]	Calibre [AWG-kcmil]	Área de la sección transversal I [mm <sup>2</sup> ]	Número de alambres del conductor	Diámetro del conductor [mm]	Espesor nominal del aislamiento [mm]	Diámetro nominal sobre aislamiento [mm]	Número de alambres de la pantalla metálica	Calibre de los alambres de la pantalla metálica [AWG]	Área de la sección transversal de la pantalla metálica [mm <sup>2</sup> ]	Diámetro exterior nominal [mm]	Peso nominal del cable [kg/km]
15	1000	507,00	61	26,68	4,45	37,32	20	22	6,65	49,27	6 195
25	1/0	53,50	19	8,50	6,60	22,98	14	22	4,66	32,45	1 330
25	3/0	85,00	19	10,71	6,60	25,19	14	22	4,66	34,88	1 711
25	250	127,00	37	13,18	6,60	27,92	18	22	5,99	38,21	2 258
25	300	152,00	37	14,43	6,60	29,17	18	22	5,99	39,46	2 541
25	350	177,00	37	15,59	6,60	30,33	18	22	5,99	40,62	2 820
25	500	253,00	37	18,62	6,60	33,36	18	22	5,99	45,09	3 815
25	750	380,00	61	22,87	6,60	37,86	22	22	7,32	49,81	5 214
25	1000	507,00	61	26,68	6,60	41,68	22	22	7,32	54,38	6 636
35	1/0	53,50	19	8,50	8,80	27,44	16	22	5,32	37,51	1 617
35	3/0	85,00	19	10,71	8,80	29,65	16	22	5,32	39,72	2 009
35	250	127,00	37	13,18	8,80	32,37	20	22	6,65	44,10	2 715
35	300	152,00	37	14,43	8,80	33,63	20	22	6,65	45,36	3 012
35	350	177,00	37	15,59	8,80	34,78	20	22	6,65	46,51	3 303
35	500	253,00	37	18,62	8,80	37,82	20	22	6,65	49,55	4 155
35	750	380,00	61	22,87	8,80	42,32	24	22	7,98	55,01	5 669
35	1000	507,00	61	26,68	8,80	46,13	24	22	7,98	58,83	7 040

Tabla A6 Características de cable de energía AI-XLP, [15].

Tensión de operación [V]	Calibre [AWG-kcmil]	Área de la sección transversal [mm <sup>2</sup> ]	Número de alambres del conductor	Diámetro del conductor [mm]	Espesor nominal del aislamiento [mm]	Diámetro nominal sobre aislamiento [mm]	Número de alambres de la pantalla metálica	Calibre de los alambres de la pantalla metálica [AWG]	Área de la sección transversal de la pantalla metálica [mm <sup>2</sup> ]	Diámetro exterior nominal [mm]	Peso nominal del cable [kg/km]
5	4	21,15	7	5,36	2,30	11,13	7	22	2,27	19,06	346
5	2	33,62	7	6,74	2,30	12,51	10	22	3,25	20,45	419
5	1/0	53,50	19	8,44	2,30	14,22	10	22	3,25	23,19	568
5	3/0	85,00	19	10,59	2,30	16,36	10	22	3,25	25,34	705
5	250	127,00	37	13,07	2,30	19,09	14	22	4,55	28,07	913
5	300	152,00	37	14,35	2,30	20,38	14	22	4,55	29,35	1 013
5	350	177,00	37	15,44	2,30	21,47	14	22	4,55	30,44	1 112
5	500	253,00	37	18,51	2,30	24,54	14	22	4,55	33,51	1 392
5	750	380,00	61	22,87	2,30	29,15	18	22	5,84	38,73	1 921
5	1000	507,00	61	26,63	2,30	32,91	18	22	5,84	44,15	2 557
15	2	33,627	7	6,74	4,45	16,87	12	22	3,90	25,85	638
15	1/0	53,50	19	8,44	4,45	18,58	12	22	3,90	27,55	744
15	3/0	85,00	19	10,59	4,45	20,73	12	22	3,90	29,70	896
15	250	127,00	37	13,07	4,45	23,45	16	22	5,20	32,43	1 120
15	300	152,00	37	14,35	4,45	24,74	16	22	5,20	33,72	1 229
15	350	177,00	37	15,44	4,45	25,83	16	22	5,20	35,41	1 372
15	500	253,00	37	18,51	4,45	28,90	16	22	5,20	38,48	1 676
15	750	380,00	61	22,87	4,45	33,51	20	22	6,49	44,75	2 377

Tabla A7 Características de cable de energía AI-XLP, [15].

Tensión de operación [V]	Calibre [AWG-kcmil]	Área de la sección transversal al [mm <sup>2</sup> ]	Número de alambres del conductor	Diámetro o del conductor [mm]	Espesor nominal del aislamiento o [mm]	Diámetro nominal sobre aislamiento o [mm]	Número de alambres de la pantalla metálica	Calibre de los alambres de la pantalla metálica [AWG]	Área de la sección transversal de la pantalla metálica [mm <sup>2</sup> ]	Diámetro exterior nominal [mm]	Peso nominal del cable [kg/km]
15	1000	507,00	61	26,63	4,45	37,27	20	22	6,49	48,51	2 875
25	1/0	53,30	19	8,44	6,60	22,93	14	22	4,55	31,91	948
25	3/0	85,00	19	10,59	6,60	25,08	14	22	4,55	34,06	1 113
25	250	127,00	37	13,07	6,60	27,81	18	22	5,84	37,39	1 395
25	300	152,00	37	14,35	6,60	29,10	18	22	5,84	38,68	1 514
25	350	177,00	37	15,44	6,60	30,19	18	22	5,84	39,77	1 627
25	500	253,00	37	18,51	6,60	33,26	18	22	5,84	44,49	2 126
25	750	380,00	61	22,87	6,60	37,87	22	22	7,14	49,10	2 699
25	1000	507,00	61	26,63	6,60	41,53	22	22	7,14	53,83	3 313
35	1/0	53,50	19	8,44	8,80	27,39	16	22	5,20	36,97	1 225
35	3/0	85,00	19	10,59	8,80	29,53	16	22	5,20	39,12	1 407
35	250	127,00	37	13,07	8,80	32,26	20	22	6,49	41,85	1 669
35	300	152,00	37	14,35	8,80	33,55	20	22	6,49	44,79	1 973
35	350	177,00	37	15,44	8,80	34,64	20	22	6,49	45,88	2 098
35	500	253,00	37	18,51	8,80	37,71	20	22	6,49	48,95	2 453
35	750	380,00	61	22,87	8,80	42,32	24	22	7,79	54,52	3 150
35	1000	507,00	61	26,63	8,80	46,08	24	22	7,79	58,28	3 703

## ANEXO B. SIMBOLOGÍA PARA PLANOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y DE BAJA TENSIÓN

Para todos los planos de redes eléctricas subterráneas se debe utilizar la siguiente simbología, la cual está contenida en el sistema desarrollador de proyectos DEPRORED. Estas tablas pueden ser utilizadas para levantamiento de instalaciones existentes.

Tabla B1 Simbología para líneas, acometidas y transiciones, [5].

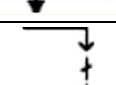
Elemento a representar		Simbología	Ver notas A1
Líneas	Subterránea de media tensión para sistemas de 200 A.	-----	1
	Subterránea de media tensión para sistemas de 600 A.	-----	1
	De baja tensión subterránea.	+++++	2
Acometidas	Acometida de media tensión subterránea.	-+ -+ -	1
	Acometida de baja tensión subterránea.	## ## ## ##	-
Transiciones	De línea de media tensión aérea subterránea.		3
	Con C.C.F.		3
	Con C.O.P.		3
	Con C.O.G.		3
	Con Seccionador.		3
	Con Restaurador.		3
	Con C.O.G.U.		3
	De línea de baja tensión aérea a subterránea.		3

Tabla B2 Simbología para seccionadores, [5].

Elemento a representar		Simbología	Ver notas A1
Seccionadores	Para redes subterráneas.	$\frac{mV}{S}$	5
	De transferencia automática.	$\frac{mV}{SA}$	5
	De transferencia automática con telecontrol.	$\frac{mV}{SAT}$	5
	Con telecontrol.	$\frac{mV}{ST}$	5
	Con derivaciones protegido con fusibles.	$\frac{mV}{SF}$	5
	De transferencia automática protegido con fusibles.	$\frac{mV}{SAF}$	5
	De transferencia automática con telecontrol protegido con fusibles.	$\frac{mV}{SATF}$	5
	Con telecontrol protegido con fusibles.	$\frac{mV}{STF}$	5
	Con derivaciones con protección electrónica.	$\frac{mV}{SE}$	5
	De transferencia automática con protección electrónica.	$\frac{mV}{SAE}$	5
	De transferencia automática con telecontrol y protección electrónica.	$\frac{mV}{SATE}$	5
	Con telecontrol y protección electrónica.	$\frac{mV}{STE}$	5



Tabla B3 Simbología para circuitos, empalmes y transformadores [5].

Elemento a representar		Simbología	Ver notas A1
Circuitos	Subterráneo de alumbrado.	+++++	2
Empalmes	Recto permanente de media tensión de 600 A; tipo premoldeado, termocontráctil o encintado.		6
	De media tensión de 600 A; en X, para derivaciones de 600, 200 A o 600 A.		6
	De media tensión de 600 A; cuerpo en T, separable, para derivaciones de 600 A, 200 A o 600 A.		6
	Recto permanente de media tensión de 200 A; tipo premoldeado, termocontráctil o encintado.		7 y 8
	Recto separable de media tensión de 200 A, tipo premoldeado.		9 y 10
Transformadores	Tipo Pedestal.		4
	Tipo Bóveda.		4

Tabla B4 Simbología para obra civil, [5].

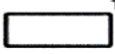








Elemento a representar	Simbología	Ver notas A1
Registro de baja Tensión.	 <sup>10</sup>	17
Registro de media tensión.	 <sup>12</sup>	12 y 16
Registro de media tensión con murete.	 <sup>12</sup>	12 y 16
Registro de media tensión con acometida con tapa cuadrada.	 <sup>12</sup>	12 y 16
Pozo de visita tipo X.		12 y 14
Pozo de visita tipo X con tapa cuadrada.		12 y 14
Pozo de visita tipo L.		12 y 14
Pozo de visita tipo P.		12 y 14
Pozo de visita tipo T.		12 y 14

Tabla B5 Simbología para obra civil, [5].


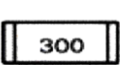
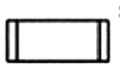





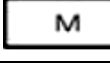
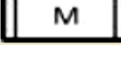
Elemento a representar	Simbología	Ver notas A1
Pozo de visita media tensión con murete.	 12	12 y 14
Banco de ductos.	<u>S3B / P6B</u>	18
Bóveda para transformador.	 E	12 y 13
Bóveda para seccionador.	 S	12 y 13
Base para transformador tipo pedestal.	 E	15
Base para seccionador tipo pedestal un frente.	 S	15
Base para seccionador tipo pedestal dos frentes.	 S	15
Base murete.	 MUR	-
Base medición.	 MED	-
Base para transformador monofásico.	 M	15
Bóveda para transformador monofásico.	 M	12 y 13

Tabla B6 Simbología para transformadores y terminales, [5].






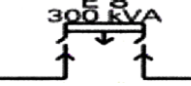



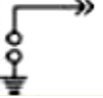
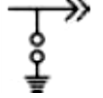
Elemento a representar	Simbología	Ver notas A1
Transformador monofásico tipo pedestal para redes subterráneas.		19 Y 20
Transformador monofásico tipo sumergible para redes subterráneas.		19 Y 20
Transformador trifásico tipo pedestal para redes subterráneas.		19 Y 20
Transformador trifásico tipo pedestal para redes subterráneas.		19 Y 20
Transformador trifásico tipo sumergible para redes subterráneas.		19 Y 20
Transformador trifásico tipo sumergible para redes subterráneas.		19 Y 20
Conector múltiple de media tensión de 200 A o de 600 A.		11, 19 Y 21
Conector tipo codo de 200 A operación con carga.		19
Conector tipo codo de 600 A operación sin tensión.		19
Apartarrayo tipo codo de frente muerto.		19
Apartarrayo tipo inserto de frente muerto.		19

Tabla B7 Simbología para terminales y sistemas de baja tensión, [5].

Elemento a representar	Simbología	Ver notas A1
Apartarrayo tipo boquilla estacionaria de frente muerto.		19
Portafusible para sistemas de 200 A.		19
Codo de puesta a tierra.		19
Descanso de puesta a tierra.		19
Inserto doble boquilla.		19
Tapón aislado de 200 A.		19
Tapón aislado de 600 A.		19
Seccionador.		19
Indicador de falla.		19
Línea aérea de media tensión.		22,24 Y 25
Línea aérea de baja tensión.		23,24 Y 25
Remate de líneas aéreas de media y baja tensión.		22 Y 23
Línea aérea de baja tensión con cable múltiple.		23,24 Y 25
Transformador tipo poste.		28
Apartarrayos.		-
Corta circuito fusible para operación unipolar con dispositivo para abrir con carga.		34 Y 35

Tabla B8 Simbología para redes aéreas, [5].

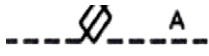
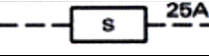
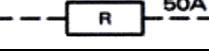
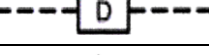
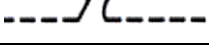
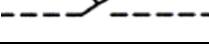
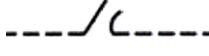
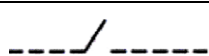
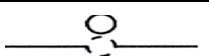





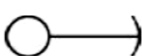
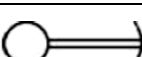
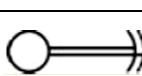

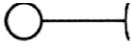
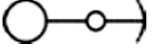


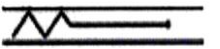
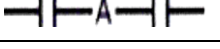
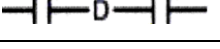
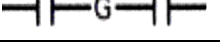
Elemento a representar	Simbología	Ver notas A1
Seccionador tipo seco.		33
Seccionador en aceite.		33
Restaurador.		32
Desconectador.		37
Cuchilla desconectadora en operación en grupo, con carga.		34
Cuchilla desconectadora en operación en grupo, sin carga.		34
Cuchilla seccionadora para operación unipolar con dispositivo para abrir con carga.		34
Cuchilla seccionadora, operación monofásica con pértiga sin carga.		34
Fotocelda.		-
Relevador para el control de alumbrado público.		-
Poste de concreto reforzado de sección octagonal.		-
Poste de madera tratada.		-
Poste trocopiramidal de acero de sección circular.		-
Poste existente.		-
Retenida de ancla.		26
Dos retenidas con un ancla.		26
Dos retenidas con dos anclas.		26

Tabla B9 Simbología para retenidas y poblados rurales, [5].

Elemento a representar	Simbología	Ver notas A1
Retenida de banqueta.		26
Retenida de puntal.		26
Retenida de estaca y ancla.		26
Retenida de poste a poste.		26
Retenida de poste a poste y ancla.		26
Carretera pavimentada.		36
Carretera de terracería.		36
Vía de ferrocarril.		36
Puente.		-
Arroyo.		-
Canal de riego principal.		-
Río.		-
Tubería hidráulica.		-
Drenaje.		-
Tubería de gas.		-
Cable de televisión.		-
Canal de riego secundario.		-

## **A.1 Notas Generales.**

**A.1.1.** Para líneas de media tensión indicar la sección transversal y el número de fases e hilos. Se debe incluir en la descripción de la simbología la tensión nominal del cable, material del conductor y nivel de aislamiento.

**A.1.2.** En líneas de baja tensión indicar la sección transversal, tipo TPX (Tlipex) o CPX (Cuádruplex) y tensión nominal del cable.

**A.1.3.** Para las transiciones de línea de media tensión Aérea a Subterránea, indicar el número de fases e hilos, la tensión nominal el sistema y nomenclatura del circuito.

**A.1.4** Junto al símbolo del transformador, indicar el número consecutivo de banco anteponiéndole la letra "E" (estación), capacidad del transformador, fase a la que se encuentra conectado el transformador, monofásico y en el caso de transformador trifásico indicar 3F.

**A.1.5.** Dentro del símbolo del seccionador indicar su número consecutivo, precedido de las letras descritas según el tipo de seccionador de que se trate; indicar además junto al símbolo la cantidad de vías.

**A.1.6** Para los empalmes de media tensión de 600 A se debe señalar con la letra "R" (empalme recto), "Y" (empalme en x para derivaciones), "D" (empalme en T, separable, para derivaciones) según el tipo de empalme de que se trate. El número corresponde al consecutivo del empalme.

**A.1.7.** Los empalmes de media tensión de 200 A. deben llevar las letras "EM" (empalme). El número corresponde al consecutivo del empalme.

**A.1.8** Estos empalmes de media tensión de 200 A deben llevar las letras "EM" (empalme), indicando el número consecutivo de empalme y el número de vías (3V).

**A.1.9** Estos empalmes de media tensión de 200 A deben llevar las letras "EM" (empalme), el número corresponde al consecutivo de empalme y se indica además que es tipo separable con la letra "S".

**A.1.10** Estos empalmes de media tensión de 200 A deben llevar las letras "EM", "S" (separable), indicando además el número de vía.

**A.1.11** En los conectadores de media tensión tipo múltiple, indicar su número consecutivo precedido por la letra "J", así como la cantidad de vías. Si el conectador es de 200 A agregar el número 200, si el conectador es de 600 A agregar el número 600 y si el conectador tiene vías de 200 A y 600 A, agregar 200/600.



**A.1.12** Todos los pozos de visita, bóvedas para transformador, bóvedas para seccionador, registros de media tensión y muretes se numerarán en forma progresiva.

**A.1.13** En las bóvedas para transformador, indicar su número consecutivo precedido por la letra “E”, indicando además la capacidad máxima del transformador que puede albergar. En las bóvedas para seccionador indicar su número consecutivo precedido por la letra “S”.

**A.1.14** Indicar el número consecutivo de cada pozo de visita. Si el pozo está asociado con un murete para conectadores múltiples de media tensión agregar la letra “J” precedida de un guión.

**A.1.15** En las bases para transformador indicar el número consecutivo precedido de la letra “E” y la capacidad del transformador que soportará. En las bases para seccionadores indicar su número consecutivo precedido de la letra “S”.

**A.1.16** Indicar el número consecutivo de cada registro de media tensión.

**A.1.17** Para los registros de baja tensión y utilizando la nomenclatura correspondiente indicar el número de banco y el número de registro, separado por un guión.

**A.1.18** En los bancos de ductos indicar el número de ductos para circuitos de baja tensión precedidos de la letra “S” y el número de ductos para cables de media tensión precedidos de la letra “P” y su ubicación, utilizando la letra “A” para arroyo y la letra “B” para banqueteta. Por ejemplo S3B/P6B significa un banco de ductos con tres vías para circuitos secundarios y seis vías para cables de media tensión, ubicado en banqueteta.

**A.1.19** Símbolo para utilizarse únicamente en diagramas unifilares.

**A.1.20** Indicar el número de banco de transformación precedido por la letra “E” y la capacidad en kVA del transformador.

**A.1.21** Indicar el número de conectador de media tensión tipo múltiple y el número 200 A o 600 A precedido por la letra “J”.

**A.1.22** En las líneas de media tensión se indicará la tensión de operación, número de fases e hilos, calibre, tipo de conductor y el número del circuito alimentador.

**A.1.23** En las líneas de baja tensión debe indicarse el número de fases, sección de transversal y tipo de conductor.

**A.1.24** La línea de baja tensión se dibuja tomando como referencia el centro de los postes, pero sin cruzar la circunferencia que los simboliza. La línea primaria se representará paralela a aquella, siendo la separación entre ambas suficiente para no interceptar el circuito mencionado y se guardará esta misma proporción si solo se tiene línea primaria.

**A.1.25** En todo proyecto se marcan las distancias inter postales, sobre o debajo del claro inter postal.

**A.1.26** En todo proyecto se marcan las retenidas existentes que tengan relación con éste, en zonas de contaminación indicar el tipo de material del cable de retenida empleado.

**A.1.27** La longitud del poste se debe indicar en números enteros.

**A.1.28** En bancos de transformación se debe indicar invariablemente después del símbolo, el número del banco del equipo, tipo de transformador, capacidad en kVA y número de fases. No se indicará el tipo de conexión. En el caso de bancos particulares, se debe indicar el nombre del propietario.

**A.1.29** Se entiende que todos los dispositivos de seccionalización operan normalmente cerrados, sólo que se indique lo contrario señalándose con “NA” (normalmente abierto).

**A.1.30** En todos los dibujos se mostrarán invariablemente escalas gráfica y numérica.

**A.1.31** Si en la práctica se encuentran casos no previstos en estos símbolos convencionales, se consultará con el Departamento de Distribución o Planeación correspondiente antes de modificar o ampliar lo establecido en ellos.

**A.1.32** Anexo a la figura se indica:

- El tipo de equipo de acuerdo con su marca.
- Capacidad de la bobina serie o disparo mínimo de fases.  
Ejemplo: 50 A, B.S.
- Disparo mínimo de tierra.  
Ejemplo: 25 A B.T.

**A.1.33** Indicar tipo, cantidad de disparos y su capacidad en A.

**A.1.34** Indicar capacidad en A.

**A.1.35** Indicar el tipo de fusible.

**A.1.36** Indicar poblaciones de partida y terminación de carretera.

**A.1.37** Indicar la corriente nominal en A y el tipo.

**A.1.38** Si en la práctica se encuentran casos no previstos en estos símbolos convencionales, se consultará con el Departamento de Distribución o Planeación correspondiente antes de modificar o ampliar lo establecido en ellos.

## NOMENCLATURA

Está nomenclatura se utiliza en todos los planos de proyecto para identificar los elementos de una red subterránea.

Tabla B10 Nomenclatura para Equipos y Empalmes, [5]

Elemento a representar	Clave	Ver notas B1
Transición de línea de media tensión de aérea a subterránea.	T*	1 Y 2
Fases de circuito de media tensión.	FA,FB,FC	
Circuito de baja tensión.	C1	1 Y 3
Transformador tipo pedestal o sumergible.	E*	1 Y 4
Seccionador para redes subterráneas.	S*	1, 5 Y 6
Seccionador de transferencia automática.	SA*	1, 5 Y 6
Seccionador de transferencia automática con telecontrol.	SAT*	1, 5 Y 6
Seccionador con telecontrol.	ST*	1, 5 Y 6
Seccionador con derivaciones protegido con fusibles.	SF*	1, 5 Y 6
Seccionador de transferencia automática protegido con fusibles.	SAF*	1, 5 Y 6
Seccionador de transferencia automática con telecontrol protegido con fusibles.	SATF*	1, 5 Y 6
Seccionador con telecontrol protegido con fusibles.	STF*	1, 5 Y 6
Seccionador con derivaciones con protección electrónica.	SE*	1, 5 Y 6
Seccionador de transferencia automática con protección electrónica.	SAE*	1, 5 Y 6
Seccionador de transferencia automática con telecontrol y protección electrónica.	SATE*	1, 5 Y 6
Seccionador con telecontrol y protección electrónica.	STE*	1, 5 Y 6
Empalme recto permanente de media tensión 600 A tipo premoldeado, termocontráctil, contráctil en frío o encintado.	R*	1, 7 Y 8
Empalme de media tensión 600 A con cuerpo en X premoldeado para derivaciones de 600 A y 200 A.	Y*	1, 7 Y 8

Tabla B11 Nomenclatura para Empalmes y Obra civil, [5].

Elemento a representar	Clave	Ver notas B1
Empalme de media tensión 600 A con cuerpo en T premoldeado, separable para derivaciones de 600 y 200 A.	D*	1 Y 2
Empalme recto permanente de media tensión 200 A tipo premoldeado, termocontráctil, contráctil en frío o encintado.	EM*	1, 9 Y 10
Empalme recto separable de media tensión 200 A tipo premoldeado.	EM*/S	1, 9, 10 Y 12
Empalme separable de media tensión, 200 A con cuerpo en T premoldeado de tres vías.	EM*/S/3V	1, 9, 10 Y 13
Conector múltiple de media tensión de n vías.	J*/*/V	1, 11 Y 14
Registro de baja tensión.	r*-*	15
Registro de media tensión.	R*	16
Pozo de visita, bóvedas, bases y muretes.		17
Banco de ductos bajo banquetta para circuitos de baja y media tensión.	S*B/P*B	1 Y 18
Banco de ductos bajo banquetta para circuitos de baja tensión.	S*B	1 Y 18
Banco de ductos bajo banquetta para circuitos de media tensión.	P*B	1 Y 18
Banco de ductos bajo arroyo para circuitos de baja y media tensión.	S*A/P*A	1 Y 18
Banco de ductos bajo arroyo para circuitos de baja tensión.	S*A	1 Y 18
Banco de ductos bajo arroyo para circuitos de media tensión.	P*A	1 Y 18

## B.1 Notas Generales

**B.1.1** La clave para identificar el elemento es alfanumérica, las literales definen en forma genérica el tipo de elemento y los caracteres numéricos se simbolizan con un asterisco (\*).

**B.1.2.** Asignar la letra “T” para identificar en forma genérica las transiciones y numerarlas en forma progresiva para obtener la clave completa.

**B.1.3** Para los circuitos de baja tensión asignar la letra “C” como identificación genérica y numerarlos en la siguiente forma:

- Por cada transformador, numerar los circuitos en forma progresiva.
- Viendo el frente del transformador, los circuitos a la izquierda son los números ones y los de la derecha los números pares.

**B.1.4** Asignar la letra “E” como identificación genérica de transformador y numerarlos en forma progresiva para formar la clave.

**B.1.5** Para identificar los seccionadores asignar las letras según su tipo.

**B.1.6** Para completar la clave de cada equipo, numerar todos los seccionadores en forma progresiva sin considerar su tipo.

**B.1.7** Para identificar los empalmes de media tensión de 600 A asignar las letras según su tipo:

- *Letra “R” para empalme recto permanente tipo premoldeado, termocontráctil, contráctil en frío o encintado.*
- *Letra “Y” para empalme con cuerpo en X premoldeado para derivaciones de 600 A y 200 A.*
- *Letra “D” para empalme con cuerpo en T premoldeado y separable, para efectuar derivaciones de 600 A y 200 A.*

**B.1.8** La clave de cada empalme se completa, numerando todas las unidades sin considerar su tipo.

**B.1.9** Asignar las letras “EM” para identificar genéricamente a todo tipo de empalme de media tensión de 200 A.

**B.1.10** Numerar en forma progresiva todos los empalmes sin considerar su tipo.

**B.1.11** Indicar el número de vías.

**B.1.12** Indicar que el empalme es de tipo separable adicionando “/S” a la clave.

**B.1.13** Indicar el número de vías y que el empalme es de tipo separable adicionando “/S/3V” a la clave.

**B.1.14** Asignar la letra “J” para identificar genéricamente a los conectadores múltiples de media tensión y numerarlos en forma progresiva. La capacidad y número de vías se indicaría como sigue: J\*/a-200/b-600. Para un conectador múltiple con “a” vías de 200 A y “b” vías de 600 A si “a” o “b” son iguales a cero, no se indican y se suprime el 200 o 600 asociado.

**B.1.15** Identificar los registros de baja tensión con dos grupos de caracteres numéricos, el primero de los cuales corresponde al número de banco de transformación y el segundo corresponde a un número que se determina de la siguiente forma:

- Numerar en forma progresiva los registros correspondientes al banco de transformación.
- Viendo de frente al transformador los registros que se quedan a la izquierda son los números nones y los que quedan a la derecha son los números pares.

**B.1.16** Numerar en forma progresiva todos los registros de media tensión.

**B.1.17** Numerar en forma progresiva todos los pozos de visita, bóvedas y bases para transformador o seccionador. Para identificar las bóvedas y bases asignar las siguientes letras según el elemento:

- *Letra “V” para bóveda de transformador.*
- *Letra “U” para bóveda de seccionador.*
- *Letra “M” para base de transformador.*
- *Letra “N” para base de seccionador.*
- *Letra “J” para murete de conectadores múltiples de M.T.*

**B.1.18** La clave para identificar los bancos de ductos se integra por dos grupos de caracteres alfanuméricos, el primero de los cuales corresponde a los ductos para circuitos de baja tensión y se conforma de la siguiente manera:

- *El primer carácter es la letra “S”, para identificar que se trata de circuitos de baja tensión.*
- *El segundo carácter indica la cantidad de ductos para red de baja tensión.*
- *El último carácter indica la ubicación del banco, con la letra “A” para arroyo y “B” para banquetá.*

El segundo grupo de caracteres alfanuméricos corresponde a los ductos para circuitos de media tensión y se conforma de la siguiente manera:

- *El primer carácter es la letra “P” e indica que se trata de circuitos de media tensión.*
- *El segundo carácter indica la cantidad de ductos para cables primarios.*
- *El último carácter indica la ubicación del banco, con la letra “A” para arroyo y “B” para banqueteta.*

Cuando el banco únicamente contiene ductos para circuitos de media o baja tensión, se indica el grupo de caracteres alfanumérico correspondiente.

---

## ANEXO C DEFINICIONES PARA EL COSTO HORARIO DE UNA MAQUINARIA

El objetivo de este anexo es mostrar las definiciones que intervienen en el cálculo de un costo horario de una máquina. Estas definiciones son útiles para los diversos software que existen para elaborar un análisis de precios unitarios.

**COSTO DE ADQUISICIÓN:** Es el costo del equipo como nuevo en la fecha que se presenta el concurso, descontando el precio de las llantas y precios especiales.

**COSTO PIEZAS ESPECIALES:** Es el costo correspondiente al valor de las piezas como nuevas durante la operación de la maquinaria o equipo.

**VALOR DE LAS LLANTAS:** Es el costo correspondiente al valor de las llantas como nuevas de acuerdo con las características indicadas por el fabricante de la máquina.

**VALOR INICIAL:** Es el costo correspondiente al valor original de la máquina.

**VALOR DE RESCATE:** Es el costo correspondiente al valor que el contratista considere recuperar por la venta del equipo al término de su vida económica.

**VIDA ECONÓMICA DE LA MÁQUINA:** Son las horas estimadas por el contratista, expresadas en horas efectivas de trabajo.

**VIDA ECONÓMICA DE LAS LLANTAS:** Son las horas de vida económica tomando en condiciones de trabajo.

**SALARIO REAL OPERADOR:** El costo por salarios de operación, es el que resulta por concepto de pago del o los salarios del personal encargado de la operación de la máquina o equipo de construcción, por hora efectiva de trabajo.

**HORAS TRABAJADAS AL AÑO:** Es el número de horas efectivas que la máquina o el equipo trabaja durante el año.

**POTENCIA DEL EQUIPO:** Es el correspondiente a los caballos de fuerza del equipo o la máquina a emplear.

**PRECIO DEL COMBUSTIBLE:** Es el costo que se deriva de los consumos de gasolina o diesel para el funcionamiento de motores de combustión interna.

**PRECIO DEL LUBRICANTE:** Es el costo que se deriva de los consumos de los cambios periódicos de aceites lubricantes de los motores.

**CAPACIDAD DEL CRÁTER:** Se determina por la capacidad del cráter en litros dentro de la máquina y los tiempos entre cambios sucesivos de aceites.



**TASA DE INTERES ANUAL:** Es el costo equivalente a los intereses del capital invertido en la maquinaria, como consecuencia de su uso, durante el tiempo de su vida económica.

**PRIMA ANUAL DE SEGURO:** Se representa la prima anual promedio de seguros, fijada como porcentaje del valor de la máquina o equipo, y expresada en fracción decimal.

**COSTO POR MANTENIMIENTO MAYOR:** Es el originado por todas las erogaciones necesarias para conservar la maquinaria o equipo de construcción en buenas condiciones durante toda su vida económica.

**COSTO POR MANTENIMIENTO MENOR:** Es el originado por todas las erogaciones necesarias para conservar la maquinaria o equipo de construcción en buenas condiciones durante toda su vida económica.

**COSTO POR HERRAMIENTA DE MANO:** Es el que corresponde al consumo por desgaste de herramientas de mano utilizadas en la ejecución del trabajo.

**COSTO POR MAQUINAS-HERRAMIENTAS:** Es el correspondiente al consumo por desgaste de herramientas de mano utilizadas en la ejecución del concepto de trabajo, cuyo valor se fijara en función del tipo de trabajo y de la herramienta requerida para su ejecución.

**EL COSTO DIRECTO POR EQUIPO DE SEGURIDAD:** Corresponde al equipo necesario para la protección personal del trabajador para ejecutar el concepto de trabajo.

## ANEXO D SALARIOS MÍNIMOS EN ZONAS GEOGRÁFICAS

En este anexo se muestran los municipios y estados que comprenden las diferentes áreas geográficas. Estas áreas geográficas tienen un salario mínimo distinto el cual sirve para calcular el salario real de cualquier trabajador dentro del análisis de los precios unitarios. Este dato es de suma importancia ya que sirve para calcular el seguro social de cada trabajador, prestaciones, vacaciones, pensiones etc.

**Área geográfica “A”** integrada por: todos los municipios de los Estados de Baja California y Baja California Sur; los municipios de Guadalupe, Juárez y Práxedes G. Guerrero, del Estado de Chihuahua; el Distrito Federal; el municipio de Acapulco de Juárez, del Estado de Guerrero; los municipios de Guadalajara, El Salto, Tlajomulco de Zúñiga, Tlaquepaque, Tonalá y Zapopan, del Estado de Jalisco; los municipios de Atizapán de Zaragoza, Coacalco de Berriozábal, Cuautitlán, Cuautitlán Izcalli, Ecatepec de Morelos, Naucalpan de Juárez, Tlalnepantla de Baz y Tultitlán, del Estado de México; los municipios de Apodaca, General Escobedo, Guadalupe, Monterrey, Santa Catarina, San Nicolás de los Garza y San Pedro Garza García, del Estado de Nuevo León; los municipios de Agua Prieta, Altar, Atil, BÁCUM, Benito Juárez, Benjamín Hill, Caborca, Cajeme, Cananea, Carbó, Cucurpe, Empalme, Etchojoa, General Plutarco Elías Calles, Guaymas, Hermosillo, Huatabampo, Imuris, La Colorada, Magdalena, Naco, Navojoa, Nogales, Opodepe, Oquitoa, Pitiquito, Puerto Peñasco, San Ignacio Río Muerto, San Luis Río Colorado, San Miguel de Horcasitas, Santa Ana, Santa Cruz, Sáric, Suaqui Grande, Trincheras y Tubutama, del Estado de Sonora; los municipios de Aldama, Altamira, Antiguo Morelos, Camargo, Ciudad Madero, El Mante, Gómez Farías, González, Guerrero, Gustavo Díaz Ordaz, Matamoros, Mier, Miguel Alemán, Nuevo Laredo, Nuevo Morelos, Ocampo, Reynosa, Río Bravo, San Fernando, Tampico, Valle Hermoso y Xicoténcatl, del Estado de Tamaulipas, y los municipios de Agua Dulce, Coatzacoalcos, Coatzintla, Cosoleacaque, Las Choapas, Ixhuatlán del Sureste, Minatitlán, Moloacán, Nanchital de Lázaro Cárdenas del Río, Poza Rica de Hidalgo y Tuxpan, del Estado de Veracruz de Ignacio de la Llave.

**Área geográfica “B”** integrada por: todos los municipios de los Estados de Aguascalientes, Campeche, Coahuila de Zaragoza, Colima, Chiapas, Durango, Guanajuato, Hidalgo, Michoacán de Ocampo, Morelos, Nayarit, Oaxaca, Puebla, Querétaro de Arteaga, Quintana Roo, San Luis Potosí, Sinaloa, Tabasco, Tlaxcala, Yucatán y Zacatecas; todos los municipios del Estado de Chihuahua excepto Guadalupe, Juárez y Práxedes G. Guerrero; todos los municipios del Estado de Guerrero excepto Acapulco de Juárez; todos los municipios del Estado de Jalisco excepto Guadalajara, El Salto, Tlajomulco de Zúñiga, Tlaquepaque, Tonalá y Zapopan; todos los municipios del Estado de México excepto Atizapán de Zaragoza, Coacalco de Berriozábal, Cuautitlán, Cuautitlán Izcalli, Ecatepec de Morelos, Naucalpan de Juárez, Tlalnepantla de Baz y Tultitlán; todos los municipios del Estado de Nuevo León excepto Apodaca, General Escobedo, Guadalupe, Monterrey, Santa Catarina, San Nicolás de los Garza y San Pedro Garza García; los municipios de Aconchi, Álamos, Arivechi, Arizpe, Bacadéhuachi, Bacanora, Bacerac, Bacoachi, Banámichi, Baviácora, Bavispe, Cumpas, Divisaderos, Fronteras, Granados, Huachinera, Huásabas, Huépac, Mazatán, Moctezuma, Nácori

Chico, Nacoziari de García, Onavas, Quiriego, Rayón, Rosario, Sahuaripa, San Felipe de Jesús, San Javier, San Pedro de la Cueva, Soyopa, Tepache, Ures, Villa Hidalgo, Villa Pesqueira y Yécora, del Estado de Sonora; los municipios de Abasolo, Burgos, Bustamante, Casas, Cruillas, Güémez, Hidalgo, Jaumave, Jiménez, Llera, Mainero, Méndez, Miquihuana, Padilla, Palmillas, San Carlos, San Nicolás, Soto la Marina, Tula, Victoria y Villagrán, del Estado de Tamaulipas; y todos los municipios del Estado de Veracruz de Ignacio de la Llave, excepto Agua Dulce, Coatzacoalcos, Coatzintla, Cosoleacaque, Las Choapas, Ixhuatlán del Sureste, Minatitlán, Moloacán, Nanchital de Lázaro Cárdenas del Río, Poza Rica de Hidalgo y Tuxpan.