

**NORMAS DE CONSTRUCCIÓN EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERNAS Y REDES
SUBTERRÁNEAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN**

**JORGE LUIS GALEZO MUÑOZ
PABLO ENRIQUE PEÑA CASTRO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2.006**

**NORMAS DE CONSTRUCCIÓN EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERNAS Y REDES
SUBTERRÁNEAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN**

**JORGE LUIS GALEZO MUÑOZ
PABLO ENRIQUE PEÑA CASTRO**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

**Director:
Ing. CIRO JURADO JÉREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2.006**

DEDICATORIA

A mí PADRE celestial por la oportunidad, respaldo, dirección, ayuda... todo

A mí amada madre Agripina Castro por tener planes para sus hijos

A la Ing. Yesenia García por amarme, apoyarme y hacerse amar

A mí hermano el Ing. Willam Peña por crear un sueño en mí

Gracias

Dios los siga bendiciendo

Pablo Enrique Peña Castro

DEDICATORIA

A mis padres quienes forjaron en mí el deseo de superación
Y el anhelo de hacer las cosas en forma correcta y bajo los
mandatos de la verdad.

Jorge Luis Galezo Muñoz

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por que solo por Él las cosas son hechas y sin Él nada de lo que ha sido hecho, fue hecho.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.	10
1. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO	11
1.1 AREAS DE COBERTURA.	11
1.2 AREAS FUERA DE COBERTURA.	11
1.3 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.	11
1.3.1 Definición del problema.	11
1.3.2 Objetivos.	12
1.3.2.2 Objetivos específicos.	12
1.3.3 Justificación.	12
2. MARCO REFERENCIAL	14
2.1 DESCRIPCION POR CAPITULOS DE LA PROPUESTA.	14
2.1.1. Simbología en proyectos de M.T y B.T.	15
2.1.2 Acometidas en M.T y B.T.	16
2.1.3 Medidores de energía eléctrica.	16
2.1.4 Conductores.	16
2.1.5 Ductos cajas de salida y canaletas.	16
2.1.6 Instalaciones eléctricas internas.	17
2.1.7 Subestaciones.	17
2.1.8 Sistemas de puesta a tierra.	17
2.1.9 Redes subterráneas.	17
3. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES	19
3.1 RECOMENDACIONES.	19
3.2 CONCLUSIONES	19
BIBLIOGRAFIA	21
ANEXO A. PROPUESTA NORMA DE CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES ELECTRICAS INTERNAS Y REDES SUBTERRANEAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN	23

TITULO: NORMAS DE CONSTRUCCION EN INSTALACIONES ELECTRICAS INTERNAS Y REDES SUBTERRANEAS DE MEDIA Y BAJA TENSION.*

**AUTORES: JORGE LUIS GALEZO MUÑOZ
PABLO ENRIQUE PEÑA CASTRO †**

PALABRAS CLAVES: Metodología, construcción, Norma, estandarización, Propuesta, NTC 2050, RETIE.

RESUMEN:

La necesidad de estandarizar la construcción de las instalaciones eléctricas, ha generado la profundización de un enfoque que brinde mejores condiciones de seguridad para las personas y el medio ambiente. Por lo tanto, aquellas personas o empresas orientadas al manejo de la energía eléctrica deben ajustar sus procedimientos constructivos a dicho enfoque.

Esta norma corresponde a la estandarización de los principales detalles constructivos de las instalaciones eléctricas de mayor frecuencia como lo son las instalaciones eléctricas internas y otras de mucha importancia, las redes subterráneas. Acogiéndose a la reglamentación dirigida por el "RETIE", que avala la utilización del CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO NTC 2050, con la cual se respalda cada una de las propuestas contempladas en el presente trabajo.

La aplicación de este reglamento busca eliminar los posibles riesgos de origen eléctrico que son el resultado de construcciones mediocres y desordenadas por la eliminación de detalles al parecer insignificantes para quienes no tienen conciencia de ellos. Además pretende lograr la afinidad de criterios de los diferentes profesionales en lo que se refiere al carácter contractivo.

La presente propuesta cubre los diferentes aspectos constructivos desde la acometida hasta el último punto de utilización, teniendo en cuenta el sistema de puestas a tierra, subestaciones siempre que estas se encuentran en la trayectoria de la acometida y por otra parte todo lo concerniente a los detalles constructivos de las redes subterráneas. Todo lo cual se deberá tener en cuenta en el momento de realizar la construcción del sistema o instalación.

* Trabajo de grado

† Facultad de Ciencias Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica.
Director: Ciro Jurado Jerez.

TITLE: NORM OF CONSTRUCTION IN INTERNAL ELECTRIC FACILITIES AND UNDERGROUND NETWORKS OF AVERAGE AND LOW TENSION ‡

**AUTHORS: JORGE LUIS GALEZO MUÑOZ
PABLO ENRIQUE PEÑA CASTRO §**

KEY WORDS: Methodology, construction, Norm, standardization, Proposal, NTC 2050, RETIE.

SUMMARY:

The necessity to standardize the construction of the electric facilities has generated the deepening of an approach that offers better security conditions for the people and the environment. Therefore, those people or companies oriented to the handling of the electrical energy must fit their constructive procedures to this approach.

This norm corresponds to the standardization of the main constructive details of the greater frequency electric facilities as the internal electric facilities and others of great importance, the underground networks. Being supported by the regulation directed by the "RETIE", who guarantees the use of the COLOMBIAN ELECTRIC CODE NTC 2050, from where each one of the proposals seen in this project is supported.

The application of this document pretends to eliminate the possible risks of electrical origin that are the result of mediocre and messy constructions by the elimination of apparently insignificant details for those who are not aware of them. In addition, it tries to obtain the criteria affinity of the different professional people in which respects to the contractive character.

The present proposal covers the different constructive aspects from the attack to the last point of use, considering the system of earth settings and substations, whenever these are in the attack trajectory and, on the other hand, everything concerning the constructive details of the underground networks. Everything will be considered at the moment of making the construction of the system or installation.

‡ Degree work

§ Physics-Mechanics Sciences Faculty, Electrical Engineering School.

Director: Ciro Jurado Jerez

INTRODUCCIÓN.

La presente propuesta lleva como finalidad última el objeto propio del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (en adelante RETIE), consistente en garantizar la integridad física de todas aquellas personas que utilicen, maniobren o que de una u otra forma entren en contacto con la energía eléctrica. Dicho propósito se ha enfocado a dos temas específicos, concernientes a la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P (E.S.SA) como son las instalaciones eléctricas propias del usuario final y las redes de distribución subterráneas.

Para el desarrollo de dicho objetivo se recurre la implementación de procedimientos considerados seguros en la actualidad, algunos de ellos tomados de normas y estándares internacionales y otros de normas técnicas colombianas, recomendaciones de maniobra de algunos fabricantes e implementación de conceptos teóricos y prácticos.

El proceso inicia con el desarrollo de un lenguaje común en el cual se interpretan todos los conceptos propios de las instalaciones eléctricas, dicho lenguaje serán los símbolos, nomenclatura, abreviaturas y acrónimos que estarán presente en el transcurso del trabajo; seguido por los temas fundamentales que abarcan la acometida en media y baja tensión de una edificación, la subestación eléctrica y las instalaciones eléctricas internas propias del usuario final, finalizando con el desarrollo de los procesos constructivos en las redes subterráneas de media y baja tensión.

Teniendo en cuenta el enfoque dado a la investigación aquí presente se espera que sea un aporte valioso a la ardua labor de normalización, que por estos días es tema de actualidad, para llevar a feliz termino el uso seguro y racional de la electricidad, aportando a la utilización de técnicas seguras en los procesos constructivos y de utilización de la energía eléctrica.

1. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO

La presentación del proyecto comienza con la diferenciación de aquellas áreas que cubre la investigación aquí realizada y aquellas que nos cobija.

1.1 AREAS DE COBERTURA.

El cubrimiento que hace la Propuesta Norma de construcción de Instalaciones Eléctricas Interna y redes subterráneas de Media y Baja Tensión, para la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (E.S.S.A), cubre desde la Instalación de conductores, accesorios y equipos eléctricos en o sobre construcciones residenciales y comerciales en general, cimentadas en tierra firme. Abarcando desde la acometida hasta las salidas de potencia e iluminación en sistemas de utilización de energía eléctrica, incluyendo la subestación si se instala exclusivamente para una sola construcción y es interna, al igual que las redes subterráneas de distribución de energía eléctrica en media y baja tensión.

1.2 AREAS FUERA DE COBERTURA.

El cubrimiento que hace la propuesta Norma de construcción de Instalaciones Eléctricas Interna y redes subterráneas de Media y Baja Tensión, para la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

1.3 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

1.3.1 Definición del problema.

El proceso de globalización que vive el mundo ha llevado a los diversos países y empresas a tomar medidas contingentes que garanticen su desarrollo y a la vez el intercambio con sus vecinos y socios comerciales, para tal efecto es necesario tomar parte activa en este proceso, adoptando normativas que garanticen el buen funcionamiento de los sistemas y que unifiquen los diversos procedimientos llevados a cabo en los diferentes ámbitos de la economía de un país o región. En base a estas premisas se ha logrado identificar la carencia de normativa y procedimientos que regulen la construcción de instalaciones eléctricas internas, y las redes de distribución subterráneas en el área de cobertura de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P, siendo la energía eléctrica el elemento motriz de la economía..

1.3.2 Objetivos.

1.3.2.1 Objetivo general. Establecer en forma gráfica las características constructivas que se consideran necesarias en las instalaciones eléctricas internas (residenciales y comerciales) y en las redes eléctricas subterráneas de media y baja tensión, para facilitar a la E.S.S.A el seguimiento, control y estandarización en la construcción de las mismas, basados en las normativas vigentes ofrecidas por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050) [1] y la Norma para Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución de la E.S.S.A. [8]

1.3.2.2 Objetivos específicos.

Ilustrar gráficamente los principales detalles constructivos de las instalaciones eléctricas internas residenciales y comerciales, desde su acometida hasta las salidas de utilización.

Implementar bosquejos de las principales conexiones de medidores de energía eléctrica en los diferentes tipos de conexión, ya sea directa semidirecta e indirecta.

Mostrar la forma de instalar las puestas a tierra básicas en las instalaciones eléctricas internas. En medidores, subestaciones y para la protección de edificaciones.

Graficar los mas importantes detalles constructivos de las redes subterráneas desde su alimentación hasta el punto donde se derive alguna acometida o hasta las subestaciones que encuentre en su recorrido.

Representar gráficamente la forma de construcción de cualquier subestación que se encuentre en el camino de una acometida, siempre y cuando sea interna o de uso exclusivo de una unidad residencial o comercial

1.3.3 Justificación. La Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones en cumplimiento de su misión investigadora, y en su afán de establecer soluciones a los requerimientos que a diario exige el sector industrial del país, y en apoyo a la Electrificadora de Santander S.A E.S.P., adelanta una serie de estudios para normalizar los diferentes aspectos que contemplan el diseño y construcción de instalaciones eléctricas en general.

La elaboración de la presente norma pretende dar solución al proceso de reestructuración que vive hoy en día la empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., específicamente en lo concerniente a la construcción de instalaciones eléctricas internas de baja tensión y redes subterráneas de media y baja tensión.

2. MARCO REFERENCIAL

La prestación del servicio público de Energía Eléctrica en Colombia, está regido por las Leyes 142 de Servicios Públicos Domiciliarios de 1994, La Ley 143 o Ley Eléctrica de 1994 y las resoluciones expedidas por La CREG. De otra parte, La Ley 388 de 1997 de Ordenamiento Territorial, define la forma en que los Entes territoriales deben establecer su ordenamiento físico y urbano, por medio de la formulación y aprobación de los Planes de Ordenamiento Territorial.

Recientemente, el Ministerio de Minas y Energía por medio de las resoluciones 18 1419 expedida en Noviembre 1 de 2005, 180398 de Abril 7 de 2004 y 180498 del 29 de Abril de 2005, expidió y puso en vigencia el REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS - RETIE [3] mediante el cual se fijan las condiciones técnicas que garantizarán la seguridad en los procesos de generación, transmisión, transformación, distribución y utilización de la energía eléctrica en Colombia.

Bajo este nuevo marco normativo se decidió adelantar LA PROPUESTA DE NORMA DE CONSTRUCCIÓN EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERNAS Y REDES SUBTERRÁNEAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN. La conformación de la propuesta se inicia con la recopilación y análisis de los aspectos reglamentarios del RETIE, El Código Eléctrico Colombiano y la consulta de Normas de otras Empresas del Sector Eléctrico, tales como, CODENSA S.A. ESP, COMPAÑÍA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A ESP, y la propia ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP., para aplicarlas y adecuarlas a las necesidades propias del departamento y la región.

2.1 DESCRIPCION POR CAPITULOS DE LA PROPUESTA.

La propuesta de norma de construcción que se efectúa en el presente proyecto y que se presenta en el **ANEXO 1** consta de nueve capítulos que siguen de forma muy cercana lo descrito por las **NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (NCDSD)** [8] de la E.S.S.A. y por el **CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO NTC 2050**. [1] La tabla 1 Indica la base teórica de cada capítulo contenido en el ANEXO 1.

Tabla 1. Descripción por capítulos de la propuesta de norma de construcción

Capítulo	Nombre del capítulo	Normas y libros de respaldo
1	Simbología en proyectos de M.T y B.T	<ul style="list-style-type: none"> ○ NCDS
2	Acometidas en M.T y B.T	<ul style="list-style-type: none"> ○ NCDS ○ NTC 2050 ○ CODENSA ○ RETIE
3	Medidores de Energía Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> ○ NCDS ○ NTC 2958 ○ NTC 3444
4	Conductores	<ul style="list-style-type: none"> ○ NCDS ○ NTC 2050
5	Ductos cajas de salida y canaletas	<ul style="list-style-type: none"> ○ NCDS ○ NTC 2050 ○ HANDBOOK DE LA NEC
6	Instalaciones eléctricas internas	<ul style="list-style-type: none"> ○ NCDS ○ NTC 2050 ○ HANDBOOK DE LA NEC
7	Subestaciones	<ul style="list-style-type: none"> ○ NCDS ○ NTC 2050 ○ CODENSA
8	Sistemas de puesta a tierra	<ul style="list-style-type: none"> ○ NTC 2050 ○ HANDBOOK DE LA NEC ○ NORMA CODENSA
9	Redes subterráneas	<ul style="list-style-type: none"> ○ NTC 2050 ○ HANDBOOK DE LA NEC ○ NORMA CODENSA ○ STANDARD IEEE 386 ○ NORMA EPM

El proyecto está compuesto por una base netamente constructiva y algunos apartados de diseño que no fueron incluidos en el alcance de la NCDS [8] de la E.S.S.A y que deben incluirse especialmente para los capítulos de redes subterráneas y sistemas de puesta a tierra, tal y como lo indica la siguiente descripción que detalla uno a uno en forma progresiva cada capítulo.

2.1.1. Simbología en proyectos de M.T y B.T. La simbología utilizada en el proyecto es la recomendada por la NCDS [8] de la E.S.S.A. que cubre no solo la simbología para instalaciones eléctricas internas, sino que también lo hace para diagramas unifilares y circuitos de distribución tal como lo indica el capítulo 1 de la propuesta.

2.1.2 Acometidas en M.T y B.T. Las acometidas son construidas guardando las distancias de seguridad exigidas por la NTC 2050 [1] en las secciones 220 y 230, que son de carácter obligatorio según lo establece el RETIE. También se tiene en cuenta la NCDSD [8] de la E.S.S.A. Que ordena utilizar conductores antifraude para las acometidas aéreas y otras exigencias que se señalan gráficamente en el capítulo 2 de la propuesta.

En este capítulo también se detalla la construcción de acometidas subterráneas en media y baja tensión y aparece como novedad el uso de la tapa de inspección para el electrodo de puesta a tierra, que tiene como objetivo permitir la inspección visual de la conexión del conductor del electrodo de puesta a tierra del sistema al electrodo de puesta a tierra.

2.1.3 Medidores de energía eléctrica. Se dan los lineamientos necesarios para determinar que tipo de medidor es adecuado instalar dependiendo del nivel de tensión al cual se encuentra conectado el usuario, teniendo en cuenta su consumo máximo y factor de potencia.

Aclara de forma breve las formas de realizar las medidas de energía eléctrica y los tipos de conexiones utilizadas por la E.S.S.A para dicha finalidad.

Se enuncian y muestran los armarios y cajas utilizados para la instalación de los medidores de energía de acuerdo a las Normas Técnicas NTC 2958 [9] (cajas para instalación de medidores de energía eléctrica) y NTC 3444 [11] para los armarios.

2.1.4 Conductores. En este capítulo se sigue lo recomendado por la NCDSD [8] de la E.S.S.A y se agregan algunas características eléctricas para los conductores que se deben utilizar en cada uno de los sistemas, además se hace una descripción de cada uno de ellos de manera gráfica y se indican las normas técnicas colombianas que se encargan de regular la fabricación y construcción de cada uno de los conductores que la empresa ha designado.

2.1.5 Ductos cajas de salida y canaletas. En este capítulo se dan las disposiciones que se aplican a la construcción y ensamble de los ductos, canalizaciones y demás elementos usados para la instalación y protección de los conductores eléctricos, utilizados en las instalaciones eléctricas internas.

Todos estos lineamientos son tomados de las secciones 341 a 351 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050 [1] y en la sección 3.1.10 de las NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (NCDSD) de la E.S.S.A. [8]

2.1.6 Instalaciones eléctricas internas. El RETIE [2] dio plena facultad a la NTC 2050 [1] para que sus lineamientos dados como recomendaciones sean de obligatorio cumplimiento. Por esto cada una de las descripciones dadas en el capítulo 6 de la propuesta que se presenta en el anexo 1 están ceñidas detalladamente a las exigencias hechas por la NTC 2050. [1]

Este capítulo cubre los lineamientos constructivos de las instalaciones eléctricas domiciliarias, desde la entrada del servicio o acometida hasta el último punto de utilización de la energía eléctrica.

2.1.7 Subestaciones. Las subestaciones que cubre la propuesta son solo aquellas que hacen parte integral de una acometida o que se encuentran en la ruta de la misma y que sus parámetros de diseño son presentados por la NCDSD de la E.S.S.A. [8]

La propuesta señala en este capítulo las observaciones otorgadas por la NTC 2050 [1] referente a distancias y normas de seguridad en la construcción tanto de módulos de las subestaciones como los locales de las mismas.

2.1.8 Sistemas de puesta a tierra. Los sistemas de puestas a tierra aunque presentan variedad de criterios por parte de los ingenieros y estudiosos del tema han sido tratados buscando unificar estos criterios y siguiendo la más reciente actualización del HANDBOOK DE LA NEC [6] y el CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO NTC 2050. [1]

En el capítulo 8 del anexo 1 está señalada gráficamente la forma como deben instalarse cada uno de las partes que integra un sistema de puesta a tierra, incluyendo las observaciones hechas por el RETIE [2] en el artículo 15 numeral 2-

2.1.9 Redes subterráneas. Este capítulo fue tratado de forma especial ya que se requiere un cuidado adicional al especificar y detallar los elementos constitutivos de la red, fue de ayuda trascendental el uso del CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO NTC 2050,[1] donde se hallan los lineamientos concretos para clasificar y especificar los conductores utilizados en la distribución de la energía eléctrica por medios subterráneos (Capítulo 3 de la NTC 2050).

Las dimensiones de las cajas de inspección y cálculo de los ductos para los conductores están de acuerdo a las disposiciones establecidas en la NTC 2050, sección 370. [1]

Los accesorios adicionales para realizar las conexiones de elementos premoldeados fue llevada de la mano de acuerdo al Standard IEEE386“Separable Insulated Connector Systems”, [14] con la finalidad de que dichos elementos sean compatibles entre si, sin importar el fabricante.

3. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

3.1 RECOMENDACIONES.

Esta norma de estandarización de construcción de instalaciones eléctricas hace parte de un proceso normativo que viene adelantando la Electrificadora de Santander; es un documento de trabajo para que en conjunto con la empresa se empiece a trabajar en el futuro inmediato en la realización de un documento final que concilie las pretensiones de la electrificadora en concordancia con las normas nacionales y con el apoyo de la comunidad interesada.

La presente norma no cubre la construcción de subestaciones de tipo industrial y de gran potencia solo cobija aquellas que hacen parte integral de una acometida y de uso privado.

El avance tecnológico en los diversos procedimientos utilizados en la presente norma con seguridad evolucionará con el transcurso del tiempo, por lo cual es indispensable su revisión y actualización de forma periódica para de este modo mantener vigente dicha propuesta.

3.2 CONCLUSIONES

Este proyecto registra una parte de los conocimientos adquiridos a través de la carrera de Ingeniería Eléctrica. No es entonces un compendio de ingeniería eléctrica sino de una pequeña rama de la misma, por lo tanto nos enorgullecemos de la formación brindada por la universidad.

La norma es una herramienta útil en la propagación y entendimiento de los conceptos establecidos en la construcción de redes eléctricas subterráneas y de instalaciones eléctricas internas.

Todo ingeniero sin importar cual sea su campo de desempeño no debe ser solo una base de conocimientos, sino también debe conocer la normativa que rige cada aplicación, ayudándose además de todas las herramientas existentes en el entorno, como manuales normas técnicas entre otros.

Los sistemas de puestas a tierra son de gran trascendencia en el buen funcionamiento de un sistema eléctrico, además se desean alcanzar los objetivos de seguridad a los cuales estamos comprometidos todos los ingenieros electricistas dentro de nuestra ética profesional.

El proceso normativo que actualmente vive nuestro país no solo en el ámbito de la electricidad, llevará sin duda alguna a la estandarización de los procesos constructivos que redundará en la eficiencia y desarrollo de los sistemas involucrados, creando de esta forma un alto grado de productividad para el beneficio económico y tecnológico de la nación.

BIBLIOGRAFIA

- [1] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS, Código Eléctrico Colombiano N.T.C. 2050. Primera actualización. Santa Fé de Bogotá D.C: ICONTEC 2.002. 1041p.
- [2] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Resolución 180398. Santa Fé de Bogotá D.C., 2.004. 119 p.
- [3] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Modificación parcial al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Resolución 180498. Santa Fé de Bogotá D.C., 2.005. 85 p.
- [4] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, resolución 18 1419 expedida en noviembre 1 de 2005.
- [5] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Resolución 18 0398 expedida en Abril 7 de 2004.
- [6] NATIONAL ELECTRICAL CODE COMMITTEE, National Electrical Code NFPA 70. 2005.
- [7] ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Manual de instalaciones eléctricas residenciales e industriales. Limusa, México 1.998.
- [8] ELECTRIFICADORA DE SANTANDER, Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución. Bucaramanga Santander. 2005. 165p.
- [9] NORMA TECNICA COLOMBIANA, NTC 2958, Cajas para instalación de medidores de Energía Eléctrica. Santa Fe de Bogotá D.C. 2003.13p.
- [10] NORMA TECNICA COLOMBIANA, NTC 2288, Equipos de Medición de Energía Eléctrica (C.A). Santa Fe de Bogotá D.C. 2003.14p
- [11] NORMA TECNICA COLOMBIANA, NTC 3444, Armarios para instalación de medidores de energía eléctrica. Santa Fe de Bogotá D.C. 2003.13p
- [12] COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P. "Criterios de diseño y normas para construcción de instalaciones de distribución y uso final de la energía eléctrica". Ibagué 2005. 453p.

- [13] CODENSA E.S.P, Normas de construcción, Santa Fé de Bogotá. 2003.
- [14] IEEE Standard 386, Separable Insulated Connector Systems, 1995.

ANEXO A.

PROPUESTA DE NORMA DE CONSTRUCCIÓN EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERNAS Y REDES SUBTERRÁNEAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.



GLOSARIO

AAAC	All aluminum alloy conductor
AAC	All aluminum conductor
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced
ASTM	American Society for Testing and Materials
AWG	American Wire Gage
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DSP	Dispositivo de protección contra sobretensiones
E.S.S.A.	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P
ICEL	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.
ICONTEC.	Instituto Colombiano de Normas Técnicas.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
Kcmil	Kilo circular mil
NCDS	Norma para Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución
NEC	National Electrical Code.
NTC	Norma Técnica Colombiana
PVC	Cloruro de polivinilo
RETIE	“Reglamento Técnico de Instalaciones.”
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
THW	Thermoplastic Heat Wet (Termoplástico resistente al calor (75°C) y a la humedad)
THWN	Thermoplastic Heat Wet Nylon (Termoplástico resistente al calor (90°C) y a la humedad)
TW	Thermoplastic Wet (Termoplástico resistente a la humedad)
XLPE	Cross Linked Polyethylene Extrude (Extrusión polietileno de cadena cruzada)



PARÁMETROS TÉCNICOS DE CONSTRUCCIÓN EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERNAS Y REDES SUBTERRÁNEAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.

INTRODUCCIÓN

Esta norma se aplica a todas las instalaciones eléctricas internas, a las redes subterráneas de media y baja tensión y a toda subestación que se encuentre en el camino de una acometida ya sea subterránea o aérea, localizadas en el departamento de Santander y los municipios atendidos por la E.S.S.A. Las Normas deben ser cumplidas por Ingenieros Electricistas, firma de Ingenieros Electricistas, Técnicos Electricistas y por el personal de cuadrillas de construcción ó mantenimiento autorizadas por la empresa.

OBJETIVO

Establecer en forma gráfica las características constructivas que se consideran necesarias en las instalaciones eléctricas internas (residenciales y comerciales) y en las redes eléctricas subterráneas de media y baja tensión, para facilitar a la empresa el seguimiento, control y estandarización en la construcción de las mismas, basados en las normativas vigentes ofrecidas por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050) y la Norma para Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución de la E.S.S.A.

Igualmente, es un instrumento técnico legal para la Empresa que permite garantizar que el diseño de instalaciones eléctricas, cumpla con los objetivos legítimos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas tales como la protección de la vida y salud humana; la protección de la vida animal o vegetal; la preservación del medio ambiente y la prevención de prácticas que puedan inducir a error al usuario.

ALCANCE

El cubrimiento que hace esta norma va desde instalaciones eléctricas internas, redes subterráneas de media y baja tensión y subestaciones eléctricas que forman parte de una acometida, se aplica a toda nueva instalación eléctrica, ampliación de una instalación eléctrica o remodelación de una instalación eléctrica, a partir de su entrada en vigencia.

Cuando por razones de adelantos tecnológicos o características especiales de la demanda o de los componentes de un sistema, se requiera la utilización de parámetros, procedimientos o especificaciones de diseño diferentes de las indicadas en esta norma o de las que se sirven de fundamento, se presentará su justificación para revisión y aprobación de la E.S.S.A

Cuando la experiencia adquirida en la aplicación de este documento o el desarrollo tecnológico así lo aconsejen, la presente norma podrá ser revisada o ampliada por el comité técnico correspondiente designado por la Empresa.



ACEPTACIÓN DE MATERIALES Y EQUIPOS

Los materiales y equipos suministrados por particulares o firmas contratistas para ser instalados en el sistema de la E.S.S.A. Deben ser nuevos y cumplir con las Normas ICONTEC o internacionales, y con todas las especificaciones técnicas que pudieran ser exigidas por E.S.S.A.

Todos los materiales deben tener el nombre del fabricante o la marca de fábrica y las instrucciones mínimas que permitan su correcta utilización. Siempre se deberá acreditar la procedencia de los materiales a instalar.

Únicamente se admitirán los materiales o equipos que posean certificación de producto, según la Resolución 070 de la CREG de 1998, por ello se recomienda a los ingenieros o firmas constructoras que soliciten información a los entes avalados por la Superintendencia de Industria y Comercio tales como el CIDET, el ICONTEC y otras aceptadas.

También la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios mediante circular externa 000005 del 5 de septiembre del 2001, reafirma que las empresas de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica deberán exigir a fabricantes y proveedores de productos eléctricos que se instalen en sus plantas, líneas, redes, subestaciones y equipos de medida realizados por las empresas y/o aprobados por los mismas, acrediten certificación de su sistema de calidad con base en la norma ISO 9000 o su equivalente y el correspondiente certificado de conformidad de producto.



CONTENIDO

	Pág.
1. SIMBOLOGÍA EN PROYECTOS DE M.T. Y B.T.	16
1.1 CONVENCIONES GENERALES PARA DIAGRAMAS UNIFILARES	16
1.2 CONVENCIONES GENERALES PARA CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	18
1.3 CONVENCIONES GENERALES PARA INSTALACIONES INTERNAS	19
2. ACOMETIDAS EN M.T Y B.T.	20
2.1 CONSIDERACIONES GENERALES.	20
2.2 IDENTIFICACIÓN DE ACOMETIDAS.....	20
2.3 ACOMETIDAS AÉREAS EN MEDIA TENSIÓN.....	22
2.3.1 Protección de las acometidas en media tensión.....	23
2.4 ACOMETIDAS AÉREAS EN BAJA TENSIÓN	24
2.4.1 Acometida derivada desde las redes de la E.S.S.A.	24
2.4.2 Cantidades de obra de la acometida aérea en B.T.	27
2.5 ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS	28
2.5.1 Acometidas subterráneas en media tensión.....	28
2.5.2 Acometidas subterráneas en baja tensión.....	32
2.5.3 Cajas de inspección para acometidas subterráneas.	40
2.5.4 Cajas de inspección en baja tensión.....	40
2.5.5 Cajas de inspección para acometidas en media tensión.....	46
2.6 CAJAS DE INSPECCIÓN ESTÁNDAR PARA ACOMETIDAS.....	52
2.6.1 Cantidades de obra para cajas de inspección para acometidas en B.T.....	53
2.6.2 Cantidades de obra para cajas de inspección para acometidas en M.T.....	54
2.7 DISTANCIAS DE SEGURIDAD DE LOS CONDUCTORES DE SERVICIO	56
3. MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	58
3.1 GENERALIDADES	58
3.1.1 Teorema básico de la medición de energía (teorema de Blondel).	58
3.1.2 Cableado de los medidores.	59
3.1.3 Transformadores de medida.	60
3.1.4 Esquemas de conexiones.	61
3.1.5 Cajas y armarios.	74
4. CONDUCTORES.	83
4.1 CÓDIGO DE COLORES PARA CONDUCTORES ELÉCTRICOS.....	83



4.2	UTILIZACIÓN DE LOS CONDUCTORES.....	84
4.2.1	Redes en M.T.....	84
4.2.2	Redes en B.T.	87
4.2.3	Conductores para acometidas.	89
5.	DUCTOS, CAJAS DE SALIDA Y CANALETAS.....	94
5.1	DUCTERIA	94
5.1.1	Tipos de tubería para M.T. y B.T.	94
5.1.2	Radios de curvatura.	98
5.1.3	Montaje de tubería sobre la pared.	99
5.1.4	Máxima curvatura de los ductos entre cajas.....	101
5.2	CAJAS DE SALIDA PARA INSTALACIONES INTERNAS	102
5.3	CANALETAS METÁLICAS Y NO METÁLICAS PARA CABLES	105
6.	INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERNAS.....	108
6.1	CONSIDERACIONES GENERALES	108
6.2	TOMACORRIENTES.....	108
6.2.1	Tomacorrientes en unidades de vivienda.	109
6.2.2	Cantidades de obra para tomacorriente doble.....	112
6.3	INTERRUPTORES Y PORTALÁMPARAS	112
6.3.1	Instalación de artefactos internos.	113
6.3.2	Control de una lámpara desde dos o mas puntos “conmutable”.....	118
6.4	CONEXIÓN DE LÁMPARAS FLUORESCENTES.....	122
6.5	LOCALIZACIÓN DE CAJAS Y SALIDAS ELÉCTRICAS.....	123
6.6	TABLEROS O PANELES DE DISTRIBUCIÓN.....	124
7.	SUBESTACIONES	125
7.1	GENERALIDADES	125
7.2	TIPOS DE SUBESTACIONES.....	125
7.3	SUBESTACIONES AÉREAS	127
7.3.1	Subestación aérea hasta 75 kVA Y peso menor a 500 kg.	127
7.3.2	Subestación dedicada en estructura doble.....	132
7.4	SUBESTACIONES DE PEDESTAL AL AIRE LIBRE.....	137
7.4.1	Obra civil del pedestal y el foso para el aceite.....	138
7.5	SUBESTACIONES CAPSULADAS.....	143



7.5.1	Generalidades.....	143
7.5.2	Ubicación de los módulos dentro del local con transformador tipo seco.....	143
7.5.3	Módulos de la subestación con transformador tipo seco.....	146
7.5.4	Ubicación de los módulos de la subestación con transformador en aceite.....	149
7.5.5	Módulos de la subestación.....	150
7.5.6	Características técnicas de la obra civil.	152
7.5.7	Muro que cubre el local de la subestación con transformador aislado en aceite.....	155
7.6	SUBESTACIONES TIPO JARDÍN	157
8.	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	160
8.1	CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA INSTALACIÓN DE PUESTAS A TIERRA.....	160
8.2	ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA.....	163
8.2.1	Varilla de puesta a tierra y sus formas de instalación.	163
8.2.2	Instalación de una barra electrolítica.....	168
8.2.3	Otros electrodos usados en sistemas de puestas a tierra.....	170
8.3	CONEXIONES ENTRE SISTEMAS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA.....	171
8.3.1	Entre varillas tubos placas.....	171
8.3.2	Conexión De Un Sistema Con Barra Electrolítica y la estructura metálica del edificio como electrodo de tierra.....	173
8.4	SISTEMA DE TIERRAS EQUIPOTENCIALES.....	174
8.5	INTERCONEXIÓN CORRECTA DE SISTEMAS DE TIERRAS AL BAJANTE DEL PARARRAYOS.....	175
8.6	PUESTA A TIERRA DEL CIRCUITO.....	177
8.6.1	Sistema monofásico de 120V y dos hilos.....	177
8.6.2	Sistema monofásico de tres hilos.....	177
8.6.3	Sistemas tetrafilares con transformador en estrella (y).....	178
8.6.4	Conexión del conductor de puesta a tierra cuando existen múltiples servicios.....	179
8.6.5	Conductor puesto a tierra cuando se alimenta más de un edificio o estructura con una acometida común.....	180
8.6.6	Conductor conectado a tierra de un equipo eléctrico.....	181
8.7	TIERRA AISLADA O DEL SISTEMA	182
9.	REDES SUBTERRANEAS.....	183
9.1	GENERALIDADES.....	183
9.2	CONDUCTORES PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.....	183



9.2.1	Conductores para distribución en Media Tensión (13.2 kV y 34.5 kV).....	183
9.2.2	Conductores para distribución subterránea de BT.	194
9.2.3	Codos terminales y barrajes preformados.	196
9.2.4	Barrajes preformados de 600 A, 15 kv.....	197
9.2.5	Terminales tipo codo de 600 A, 15 kV.	199
9.2.6	Bujes de parqueo.	201
9.2.7	DPS tipo codo.	202
9.3	CAJAS DE INSPECCIÓN.....	207
9.4	DUCTERÍA.	220
	BIBLIOGRAFIA.....	225



LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 2.1 LISTA DE MATERIALES PARA ACOMETIDA AÉREA EN B.T.....	27
TABLA 2.2 LISTA DE MATERIALES PARA ACOMETIDA SUBTERRÁNEA EN M.T.....	31
TABLA 2.3 LISTA DE MATERIALES PARA ACOMETIDA SUBTERRÁNEA EN B.T.....	36
TABLA 2.4 LISTA DE MATERIALES PARA ACOMETIDA SUBTERRÁNEA DERIVADA DE RED SUBTERRÁNEA.....	39
TABLA 2.5 CAJAS DE INSPECCIÓN ESTÁNDAR PARA ACOMETIDAS EN B.T.....	52
TABLA 2.6 CAJAS DE INSPECCIÓN ESTÁNDAR PARA ACOMETIDAS EN M.T.....	52
TABLA 2.7 LISTA DE MATERIALES PARA CAJA DE INSPECCIÓN EN B.T.....	53
TABLA 2.8 LISTA DE MATERIALES PARA LA CAJA DE INSPECCIÓN DE TENDIDO RECTO EN M.T.....	54
TABLA 2.9 LISTA DE MATERIALES PARA LA CAJA DE INSPECCIÓN DE TENDIDO EN U EN M.T.....	55
TABLA 3.1 VALORES MÁXIMOS PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	60
TABLA 3.2 VALORES MÁXIMOS PARA TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.....	61
TABLA 4.1 CÓDIGO DE COLORES PARA LOS CONDUCTORES.....	83
TABLA 4.2 UTILIZACIÓN DE CONDUCTORES.....	84
TABLA 4.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL CABLE ACSR.....	85
TABLA 4.4 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS XLPE.....	87
TABLA 4.5 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS AL THW.....	88
TABLA 4.6 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS CU THW.....	89
TABLA 4.7 CABLE CON NEUTRO CONCÉNTRICO PARA ACOMETIDA BIFILARES Y TRIFILAR.....	91
TABLA 4.8 CABLE TRENZADO PARA ACOMETIDA TRIFÁSICA.....	92
TABLA 5.1 RADIOS DE CURVATURA.....	99
TABLA 5.2 SOPORTES PARA TUBOS CONDUIT METÁLICO RÍGIDO.....	100
TABLA 5.3 SOPORTE DE LOS TUBOS RÍGIDOS NO METÁLICOS.....	101
TABLA 5.4 CAJAS METÁLICAS.....	104
TABLA 5.5 VOLUMEN DE LAS CAJAS POR CADA CONDUCTOR.....	105
TABLA 6.1 CARGA MÁXIMA CONECTADA A UN TOMA CORRIENTE CON CORDÓN Y CLAVIJA.....	109
TABLA 6.2 LISTA DE MATERIALES PARA LA INSTALACIÓN DE TOMACORRIENTE DOBLE.....	112
TABLA 6.3 LISTA DE MATERIALES PARA LA INSTALACIÓN DE ARTEFACTOS INTERNOS.....	117
TABLA 6.4 LISTA DE MATERIALES PARA EL CONTROL DE PORTALÁMPARAS DESDE MÁS DE UN PUNTO.....	121
TABLA 6.5 POSICIÓN DEL INTERRUPTOR EN LA INSTALACIÓN.....	123
TABLA 6.6 LOCALIZACIÓN DE APARATOS.....	124
TABLA 7.1 LISTA DE MATERIALES PARA SUBESTACIONES AÉREAS HASTA 75 KVA.....	131
TABLA 7.2 LISTA DE MATERIALES PARA SUBESTACIONES EN H HASTA 225 KVA.....	135



TABLA 7.3 LISTA DE MATERIALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL PEDESTAL.....	142
TABLA 7.4 DIMENSIONES PARA MÓDULO DE TRANSFORMADOR TIPO SECO.	147
TABLA 7.5 DIMENSIONES DEL MÓDULO DEL TRANSFORMADOR EN ACEITE.....	151
TABLA 8.1 LISTA DE MATERIALES PARA LA INSTALACIÓN DE UNA VARILLA DE PUESTA A TIERRA.	167
TABLA 8.2 LISTA DE MATERIALES PARA LA INSTALACIÓN DE UNA BARRA ELECTROLÍTICA DE PUESTA A TIERRA.	169
TABLA 8.3 LISTA DE MATERIALES PARA LA INSTALACIÓN DE UNA VARILLA DE PUESTA A TIERRA Y SU ELECTRODO ADICIONAL.	172
TABLA 9.1 CAPACIDAD DE CORRIENTE (AMPERIOS), TRES CABLES MONOPOLARES.	184
TABLA 9.2. CAPACIDAD DE CORRIENTE (AMPERIOS) CABLES TRIPOLARES	185
TABLA 9.3 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL CABLE TTU.	195
TABLA 9.4 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL CABLE TTU.	195
TABLA 9.5 DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES MÁS UTILIZADOS.	202



LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 2.1 IDENTIFICACIÓN DE ACOMETIDA EN CAJA DE INSPECCIÓN.....	21
FIGURA 2.2. IDENTIFICACIÓN DE ACOMETIDA EN POSTE	21
FIGURA 2.3 ACOMETIDA CON EQUIPO DE MEDIDA EN B.T.....	22
FIGURA 2.4 ACOMETIDA CON CELDA DE MEDIDA EN M.T.	23
FIGURA 2.5 ESQUEMA GENERAL DE ACOMETIDA AÉREA	24
FIGURA 2.6 DERIVACIÓN DE ACOMETIDA DESDE LA RED DE BAJA TENSIÓN DE LA E.S.S.A.	25
FIGURA 2.7 CAJA DE INSPECCIÓN PARA EL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA.....	25
FIGURA 2.8 ENTRADA DE ACOMETIDA EN B.T DESDE UNA RED AÉREA.....	26
FIGURA 2.9 VISTA SUPERIOR ESTRUCTURA TERMINAL.....	28
FIGURA 2.10 ACOMETIDA SUBTERRÁNEA EN MEDIA TENSIÓN	29
FIGURA 2.11 DETALLE DE LAS PROTECCIONES PARA LA ACOMETIDA EN M.T	30
FIGURA 2.12 ESQUEMA GENERAL DE ACOMETIDA SUBTERRÁNEA.....	32
FIGURA 2.13 DERIVACIÓN DE ACOMETIDA DESDE UN TRANSFORMADOR DEDICADO.....	33
FIGURA 2.14 ACOMETIDA DESDE LA RED DE LA ESSA.	34
FIGURA 2.15 DUCTO DE TRANSICIÓN DE AÉREA A SUBTERRÁNEA.....	35
FIGURA 2.16 ACOMETIDA DESDE REDES SUBTERRÁNEAS.....	38
FIGURA 2.17 CAJA DE INSPECCIÓN SENCILLA EN BT. VISTA DE PLANTA.	40
FIGURA 2.18 CAJA DE INSPECCIÓN SENCILLA EN B.T. VISTA DE PLANTA CAJA CON MARCO.	41
FIGURA 2.19 MARCO DE CAJA INSPECCIÓN SENCILLA EN B.T. VISTA GENERAL.	41
FIGURA 2.20 CAJA DE INSPECCIÓN BT. CORTE VERTICAL	42
FIGURA 2.21 TAPA PARA CAJA DE INSPECCIÓN MT. VISTA LATERAL.....	43
FIGURA 2.22 REFUERZO METÁLICO PARA CAJA DE INSPECCIÓN BT.....	43
FIGURA 2.23 CAJA DE INSPECCIÓN EN B.T. VISTA ISOMÉTRICA	44
FIGURA 2.24 CAJA DE INSPECCIÓN EN BT. VISTA PLANTA PARA TENDIDOS EN U O L.	45
FIGURA 2.25 CAJA DE INSPECCIÓN SENCILLA M. T VISTA DE PLANTA.	46
FIGURA 2.26 CAJA DE INSPECCIÓN SENCILLA EN M.T. VISTA DE PLANTA CAJA CON MARCO.	47
FIGURA 2.27 MARCO DE CAJA INSPECCIÓN SENCILLA EN M.T. VISTA GENERAL.	47
FIGURA 2.28 CAJA DE INSPECCIÓN M.T. CORTE VERTICAL.....	48
FIGURA 2.29 TAPA PARA CAJA DE INSPECCIÓN MT. VISTA LATERAL.....	49
FIGURA 2.30 REFUERZO METÁLICO PARA CAJA DE INSPECCIÓN MT.....	49
FIGURA 2.31 CAJA DE INSPECCIÓN EN MT. VISTA ISOMÉTRICA.....	50



FIGURA 2.32 CAJA DE INSPECCIÓN EN MT. VISTA PLANTA PARA TENDIDOS EN U O L.....	51
FIGURA 2.33 DISTANCIAS SOBRE TECHO.....	56
FIGURA 2.34 DISTANCIAS A LAS ABERTURAS DE LAS EDIFICACIONES.....	56
FIGURA 2.35 DISTANCIAS EN ZONAS DE TRÁFICO PESADO.....	57
FIGURA 2.36 DISTANCIAS EN ACCESOS VEHICULARES Y ZONAS COMERCIALES NO SUJETAS A TRÁFICO DE CAMIONES.....	57
FIGURA 3.1 MEDIDA SEMIDIRECTA TRES ELEMENTOS 3 FASES 4 HILOS.....	62
FIGURA 3.2 MEDIDA INDIRECTA TRES ELEMENTOS 3 FASES 4 HILOS.....	63
FIGURA 3.3 MEDIDA INDIRECTA DOS ELEMENTOS RED TRIFÁSICA.....	64
FIGURA 3.4 CONEXIÓN ASIMÉTRICA 2 HILOS. MEDIDOR MONOFÁSICO.....	65
FIGURA 3.5 CONEXIÓN SIMÉTRICA 2 HILOS. MEDIDOR MONOFÁSICO.....	66
FIGURA 3.6 CONEXIÓN ASIMÉTRICA TRIFILAR. MEDIDOR BIFÁSICO.....	67
FIGURA 3.7 CONEXIÓN ASIMÉTRICA 4 HILOS. MEDIDOR TRIFÁSICO 120/208 V.....	68
FIGURA 3.8 MEDIDOR ELECTRÓNICO EN BT CON TC.....	69
FIGURA 3.9 CONEXIÓN DIRECTA ASIMÉTRICA 4 HILOS. 277/480.....	70
FIGURA 3.10 MEDICIÓN INDIRECTA EN BT SIN BORNERAS DE PRUEBA.....	71
FIGURA 3.11 MEDIDOR ELECTRÓNICO EN MT DOS ELEMENTOS CON TC Y TP.....	72
FIGURA 3.12 MEDIDOR ELECTRÓNICO EN MT CON TC Y TP DE TRES ELEMENTOS.....	73
FIGURA 3.13 CAJA TIPO A PARA MEDIDOR.....	75
FIGURA 3.14 CAJA PARA MEDIDOR TIPO A. VISTA ISOMÉTRICA.....	76
FIGURA 3.15 CAJA PARA MEDIDOR TIPO B.....	77
FIGURA 3.16 CAJA PARA MEDIDOR TIPO B. VISTA ISOMÉTRICA.....	78
FIGURA 3.17 ARMARIO PARA MEDIDORES.....	79
FIGURA 3.18 ARMARIO PARA MEDIDORES VISTA FRONTAL SIN PUERTAS.....	80
FIGURA 3.19 ARMARIO PARA MEDIDORES, VISTA LATERAL.....	81
FIGURA 3.20 ARMARIO PARA MEDIDORES VISTA FRONTAL CON PUERTAS.....	82
FIGURA 4.1 CONDUCTOR PARA REDES URBANAS Y RURALES AÉREAS ACSR.....	85
FIGURA 4.2 CONDUCTOR PARA REDES URBANAS Y RURALES SUBTERRÁNEAS CU XLPE.....	86
FIGURA 4.3 CU XLPE CON NEUTRO CONCENTRICO.....	86
FIGURA 4.4 CONDUCTOR PARA LA FASE DE REDES URBANAS EN B.T. AL THW.....	88
FIGURA 4.5 CONDUCTOR PARA REDES SUBTERRÁNEAS EN B.T. CU THW.....	88
FIGURA 4.6 CONDUCTOR PARA ACOMETIDA BIFILAR AÉREA EN B.T.....	90
FIGURA 4.7 CONDUCTOR CON NEUTRO CONCÉNTRICO PARA ACOMETIDAS TRIFILARES.....	91
FIGURA 4.8 CONDUCTOR TRENZADO PARA ACOMETIDAS TETRAFILARES.....	92



FIGURA 4.9 CONDUCTOR THW.	93
FIGURA 5.1 TUBO CONDUIT METÁLICO DE PARED GRUESA (TIPO PESADO).....	95
FIGURA 5.2 CONTRATUERCAS Y BOQUILLA	95
FIGURA 5.3 NIPLES PARA TUBOS CONDUIT METÁLICOS.....	95
FIGURA 5.4 HERRAMIENTAS PARA CORTAR Y DOBLAR LA TUBERÍA METÁLICA.	96
FIGURA 5.5 TUBO PVC.....	97
FIGURA 5.6 TERMINAL TUBERÍA PVC PARA CAJA.	97
FIGURA 5.7 UNIÓN PARA TUBO PVC.	98
FIGURA 5.8 RADIOS DE CURVATURA PVC 90º.	98
FIGURA 5.9 ABRAZADERA TIPO UÑA.	99
FIGURA 5.10 ABRAZADERA TIPO OMEGA O DE DOS AGUJEROS.	100
FIGURA 5.11 SOPORTE DE DUCTO METÁLICO.....	100
FIGURA 5.12 CURVATURA MÁXIMA DE DUCTOS	101
FIGURA 5.13 CAJA OCTOGONAL	102
FIGURA 5.14 CAJA RECTANGULAR	102
FIGURA 5.15 CAJA CUADRADA CON REDUCCIÓN A RECTANGULAR.....	103
FIGURA 5.16 MONTAJE CORRECTO DE LAS CANALETAS.....	106
FIGURA 5.17 ESQUEMA DE MONTAJE DE UNA SALIDA ELÉCTRICA	106
FIGURA 5.18 FIJACIÓN DE CAMBIOS DE DIRECCIÓN	107
FIGURA 5.19 DIFERENTES TIPOS DE SECCIONES DE CANALETA PLÁSTICA.	107
FIGURA 6.1 TOMACORRIENTE DOBLE.	111
FIGURA 6.2 INSTALACIÓN DE UN PORTALÁMPARA.	114
FIGURA 6.3 INSTALACIÓN COMPLETA DE UN PORTALÁMPARAS	115
FIGURA 6.4 INSTALACIÓN DE LÁMPARA, INTERRUPTOR Y TOMA CORRIENTE.....	116
FIGURA 6.5 INSTALACIÓN DE CONMUTABLE.....	118
FIGURA 6.6 SISTEMA CON INTERRUPTOR DE CUATRO VÍAS.....	119
FIGURA 6.7 ESQUEMA CONTROL PARA INTERRUPTOR DE CUATRO VÍAS	120
FIGURA 6.8 ESQUEMA PARA MÁS DE TRES PUNTOS DE CONTROL.....	120
FIGURA 6.9 ESQUEMA PARA LÁMPARA DE ALTO FACTOR.....	122
FIGURA 6.10 ESQUEMA PARA LÁMPARAS DE ENCENDIDO INSTANTÁNEA.	122
FIGURA 6.11 LOCALIZACIÓN DE TOMACORRIENTES, INTERRUPTORES Y TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN.	123
FIGURA 7.1 TIPOS DE SUBESTACIONES.	126
FIGURA 7.2 MONTAJE EN POSTE DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO.	128
FIGURA 7.3 VISTA LATERAL DE PROTECCIONES DE SUBESTACIÓN.....	129



FIGURA 7.4 SILLA PARA MONTAJE DE TRANSFORMADOR.....	130
FIGURA 7.5 MONTAJE EN ESTRUCTURA TIPO H DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO PARA ACOMETIDA SUBTERRÁNEA.....	132
FIGURA 7.6 MONTAJE EN ESTRUCTURA TIPO H DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO PARA ALIMENTAR LA RED DE B.T.....	133
FIGURA 7.7 MONTAJE EN ESTRUCTURA TIPO H DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO VISTA LATERAL.....	134
FIGURA 7.8 DETALLE DEL AMARRE DEL TRANSFORMADOR.....	134
FIGURA 7.9 OBRA CIVIL DE LA TRAMPA DE ACEITE EN SUBESTACIONES TIPO EXTERIOR.....	139
FIGURA 7.10 VASTA FRONTAL DEL PEDESTAL Y EL FOSO PARA EL ACEITE.....	140
FIGURA 7.11 SOPORTE PARA DESPLAZAMIENTO DEL TRANSFORMADOR.....	141
FIGURA 7.12 REJILLA PARA SOPORTE DE LA GRAVA.....	141
FIGURA 7.13 VISTA DE PLANTA SUBESTACIÓN CON SECCIONADOR EN ACEITE.....	144
FIGURA 7.14 VISTA DE PLANTA SUBESTACIÓN CON SECCIONADOR FUERA DEL LOCAL.....	145
FIGURA 7.15 MÓDULO PARA TRANSFORMADOR TIPO SECO.....	146
FIGURA 7.16 VISTA DE PLANTA DEL MÓDULO PARA TRANSFORMADOR TIPO SECO.....	147
FIGURA 7.17 MÓDULO MEDIA TENSIÓN SECCIONADOR TIPO SECO.....	148
FIGURA 7.18 MÓDULOS DE SUBESTACIÓN EN ACEITE CON SECCIONADOR EN ACEITE.....	149
FIGURA 7.19 MÓDULOS DE SUBESTACIÓN EN ACEITE CON SECCIONADOR FUERA DEL LOCAL.....	149
FIGURA 7.20 MÓDULO PARA TRANSFORMADOR AISLADO EN ACEITE.....	150
FIGURA 7.21 VISTA DE PLANTA DEL MÓDULO PARA TRANSFORMADOR EN ACEITE.....	151
FIGURA 7.22 FOSO Y TRAMPA PARA EL ACEITE.....	152
FIGURA 7.23 CORTE VERTICAL DE FOSO Y TRAMPA PARA EL ACEITE.....	153
FIGURA 7.24 REJILLA QUE CUBRE EL FOSO PARA EL ACEITE.....	154
FIGURA 7.25 MURO PARA EL LOCAL DEL TRANSFORMADOR EN ACEITE.....	155
FIGURA 7.26 PUERTA A PRUEBA DE FUEGO.....	156
FIGURA 7.27 PUERTA PARA EL EXTERIOR DE LA SUBESTACIÓN.....	156
FIGURA 7.28 VISTA GENERAL DE SUBESTACIÓN TIPO JARDÍN.....	157
FIGURA 7.29 PUNTOS DE CONEXIÓN INTERNOS DE SUBESTACIÓN TIPO JARDÍN.....	158
FIGURA 7.30 CABLEADO INTERNO DE LA SUBESTACIÓN TIPO JARDÍN.....	159
FIGURA 8.1 IDENTIFICACIÓN DE TÉRMINOS USADOS EN UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	162
FIGURA 8.2 VARILLA DE PUESTA A TIERRA EN FORMA VERTICAL.....	163
FIGURA 8.3 VARILLA INCLINADA.....	164
FIGURA 8.4 VARILLA TENDIDA.....	165
FIGURA 8.5 CAJAS DE INSPECCIÓN PARA ELÉCTRODOS DE PUESTA A TIERRA.....	166



FIGURA 8.6 BARRA ELECTROLÍTICA.....	168
FIGURA 8.7 ANILLO DE PUESTA A TIERRA.....	170
FIGURA 8.8 PLACA DE PUESTA A TIERRA.	170
FIGURA 8.9 DISTANCIAS ENTRE ELECTRODOS.	171
FIGURA 8.10 ESTRUCTURA METÁLICA COMO ELECTRODO.	173
FIGURA 8.11 EQUIPOTENCIALIZACIÓN DE TIERRAS DEL SISTEMA.	174
FIGURA 8.12 CONEXIÓN CORRECTA DEL BAJANTE DE UN PARARRAYOS.....	175
FIGURA 8.13 BAJANTE DEL PARARRAYOS.....	176
FIGURA 8.14 CONEXIÓN SISTEMA MONOFÁSICO.	177
FIGURA 8.15 CONEXIÓN A TIERRA DEL SISTEMA MONOFÁSICO TRIFILAR.	177
FIGURA 8.16 CONEXIÓN A TIERRA DEL SISTEMA TRIFÁSICO.	178
FIGURA 8.17 CONEXIÓN CUANDO EXISTEN MÚLTIPLES SERVICIOS.....	179
FIGURA 8.18 PUESTA A TIERRA PARA DOS EDIFICIOS CON LA MISMA ACOMETIDA.	180
FIGURA 8.19 CONDUCTOR DE TIERRA DEL EQUIPO.	181
FIGURA 8.20 CONEXIÓN CUANDO EL DUCTO ES METÁLICO.....	182
FIGURA 8.21 TIERRA DEDICADA.....	182
FIGURA 9.1 UN CIRCUITO EN DUCTO SUBTERRÁNEO	186
FIGURA 9.2 TRES CIRCUITOS EN DUCTOS SUBTERRÁNEOS	187
FIGURA 9.3 SEIS CIRCUITOS EN DUCTOS SUBTERRÁNEOS	188
FIGURA 9.4 CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO PARA CABLES CON CONDUCTOR DE COBRE	190
FIGURA 9.5 CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO PARA PANTALLAS DE COBRE	191
FIGURA 9.6 CABLE MONOPOLAR CON PATALLA EN HILOS DE COBRE	192
FIGURA 9.7 CABLE MONOPOLAR CON CINTA DE COBRE.	193
FIGURA 9.8 CONDUCTOR PARA BAJA TENSIÓN.....	194
FIGURA 9.9 BARRAJE PREFORMADO	197
FIGURA 9.10 ELEMENTOS DEL BARRAJE PREFORMADO	198
FIGURA 9.11 TERMINAL TIPO CODO	199
FIGURA 9.12 ELEMENTOS DEL TERMINAL TIPO “T”	200
FIGURA 9.13 BUJE DE PARQUEO.....	201
FIGURA 9.14 DPS TIPO CODO	202
FIGURA 9.15 ELEMENTOS DEL DPS TIPO CODO	203
FIGURA 9.16 ELABORACIÓN CONECTOR TIPO “T” 600 A.....	204
FIGURA 9.17 CONEXIÓN DE INTERFASE REDUCTORA 600 A – 200 A.....	205
FIGURA 9.18 ELEMENTOS CONSTITUTIVOS CODO DE 200 A	206



FIGURA 9.19 CAJA DE INSPECCIÓN MT.....	208
FIGURA 9.20 CAJA DE INSPECCIÓN MT, VISTA DE PLANTA CON MARCO.....	209
FIGURA 9.21 CAJA DE INSPECCIÓN MT, VISTA LATERAL.....	210
FIGURA 9.22 CAJA DE INSPECCIÓN MT, VISTA ISOMÉTRICA.....	211
FIGURA 9.23 TAPA PARA CAJA DE MT.....	212
FIGURA 9.24 CAJA DE INSPECCIÓN BT.....	213
FIGURA 9.25 CAJA DE INSPECCIÓN BT, VISTA DE PLANTA CON MARCO.....	214
FIGURA 9.26 CAJA DE INSPECCIÓN BT, VISTA LATERAL.....	215
FIGURA 9.27 TAPA PARA CAJA DE BT.....	216
FIGURA 9.28 CAJA DE INSPECCIÓN BT, VISTA ISOMÉTRICA.....	217
FIGURA 9.29 ANCLAJE DEL MARCO DE LA TAPA.....	218
FIGURA 9.30 DETALLE DE LA TAPA PARA CAJAS DE INSPECCIÓN.....	219
FIGURA 9.31 LLEGADA DE DUCTOS A CAJAS.....	221
FIGURA 9.32 DUCTERÍA SUBTERRÁNEA. CRUCE DE CALZADA.....	222
FIGURA 9.33 DUCTERÍA SUBTERRÁNEA. ANDÉN EN CONCRETO.....	223
FIGURA 9.34 DUCTERÍA SUBTERRÁNEA. ZONAS VERDES.....	224



1. SIMBOLOGÍA EN PROYECTOS DE M.T. Y B.T.

1.1 CONVENCIONES GENERALES PARA DIAGRAMAS UNIFILARES

	Termómetro		Relevo
	Transformador Bidevanado		Tierra
	Transformador Tridevanado		Tierra aislada
	Auto transformador		Tierra de protección
	Arrollamientos en conexión zig-zag		Transformador de corriente
	Tres arrollamiento monofásicos conectados en delta		Transformador de corriente con dos arrollamiento y dos circuito magnéticos
	Tres arrollamiento monofásicos conectados en estrella		Transformador de corriente con dos arrollamiento y un circuito magnético
	Tres arrollamiento monofásicos conectados en delta abierta		Conector removible
	Interruptor (o disyuntor)		Transformador de potencial
	Interruptor Termo magnético		Divisor de tensión capacitivo
	Seccionador		Acople mecánico
	Seccionador de dos vías		Acople macho-hembra
	Fusible		Lámpara de señalización
	Seccionador bajo carga con fusible		Trampa de onda



	Cortacircuito		Señal de voltaje peligroso
	Parada de emergencia		Amperímetro
	Línea eléctrica en general		Voltímetro
	Capacitancia		Vatímetro
	Tres conductores		Ohmímetro
	n conductores (más de tres)		Varímetro
	Resistencia (inductiva o no)		Fasímetro
	Resistencia no inductiva		Frecuencímetro
	Conector coaxial		Cosenofímetro
	Inductancia o arrollamiento		Sincronoscopio
	Registrador de vatios		Doble voltímetro
	Contador de amperios-hora		Voltímetro diferencial
	Medidor de energía reactiva		Contador de tiempo
	Medidor de energía activa		Selector de fases
	Contactor		Barraje
	Enclavamiento		Reconector (Recloser)



1.2 CONVENCIONES GENERALES PARA CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

	Subestación aérea		Red subterránea M.T.
	Subestación capsulada		Conductores de fase
	Subestación de pedestal		Conductor de neutro
	Empalme		Conductor de puesta a tierra
	Poste metálico B.T. o A.P.		Cruce aéreo de línea con conexión
	Poste metálico M.T.		Cruce aéreo de línea sin conexión
	Poste concreto B.T.		Caja de inspección B.T.
	Poste concreto M.T.		Caja de inspección A.P.
	Retenida directa a tierra		Caja de inspección M.T.
	Retenida cuerda de gualtarrá		Fotocelda
	Retenida pie de amigo		Lumínaria de mercurio
	Retenida poste a poste		Lumínaria de sodio
	Línea aérea B.T. o A.P.		Extintor para equipo eléctrico
	Línea aérea M.T.		Equipotencialidad
	Red subterránea B.T. o A.P.		Ánodo de sacrificio
	Luz de obstáculo, Luz de peligro, haz omnidireccional, con destellos, roja		Masa
	Luz aeronáutica de tierra, haz omnidireccional, con destellos, blanca		Proyector, símbolo general



1.3 CONVENCIONES GENERALES PARA INSTALACIONES INTERNAS

	Tablero de acometida		Control de interruptor
	Tablero de distribución		Salida incandescente de techo
	Caja de regletas telefónicas		Salida incandescente de aplique
	Caja de inspección		Lámpara fluorescente
	Caja de conexión		Luminaria Interior Hg
	Ducto de pared o techo		Luminaria Interior Na
	Ducto por piso		Luminaria exterior decorativa Hg
	Ducto telefónico		Luminaria exterior decorativa Na
	Ducto de sonido		Reflector Intemperle Hg
	Ducto de televisión		Reflector Intemperle Hg-Hal
	Ducto que sube		Reflector intemperle Na
	Ducto que baja		Tomacorriente monofásico doble
	Conductores de fase		Tomacorriente especial
	Conductor de neutro		Tomacorriente de piso
	Conductor de puesta a tierra		Motor
	Conductor de comunicaciones		Citófono
	Interruptor sencillo		Teléfono
	Interruptor conmutable		Antena TV.
	Interruptor doble		Salida sonido
	Pulsador timbre		Campana timbre



2. ACOMETIDAS EN M.T Y B.T.

En este capítulo se determinan las exigencias mínimas para la construcción de acometidas y sus requisitos de instalación de acuerdo con los parámetros de diseño dados en las secciones 220 y 230 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050 y en el capítulo 4 de las NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (NCDSD) de la E.S.S.A.

2.1 CONSIDERACIONES GENERALES.

Se entiende por acometida, la parte de la instalación eléctrica que se construye desde las redes de distribución, hasta las instalaciones del usuario, y estará conformada por los siguientes componentes: punto de alimentación, conductores, ductos, tablero general de acometidas, interruptor general, armario de medidores o caja para equipo de medición.

De acuerdo con el numeral 230-3 del Código Eléctrico Colombiano (Norma NTC 2050) una edificación o una estructura no deben ser alimentadas desde otras. Los conductores de acometidas de una edificación o una estructura no deben pasar a través del interior de otro edificio o estructura.

Los conductores de la acometida deberán ser continuos, desde el punto de conexión de la red hasta los bornes de la entrada del equipo de medida.

No se aceptarán empalmes, ni derivaciones, en ningún tramo de la acometida. En la caja o armario de medidores deberá reservarse en su extremo una longitud del conductor de la acometida suficiente que permita una fácil conexión al equipo de medida.

De acuerdo con el numeral 230-2 del Código Eléctrico Colombiano (Norma NTC 2050), un inmueble sólo podrá estar servido por una acometida, salvo casos de suplencia en la industria para diferentes niveles de tensión (13,2 kV, 34,5 kV y 115 kV) estimados, evaluados y aprobados por la E.S.S.A.

2.2 IDENTIFICACIÓN DE ACOMETIDAS.

Los conductores de la acometida se identificarán en todos sus puntos de conexión utilizando el código de colores de la tabla 3.12 de las NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (NCDSD) de la E.S.S.A.

Los conductores de las acometidas subterráneas se identificarán en todas las cajas de inspección como lo indica la **figura 2.1**. Esta placa se fijará a los conductores de la acometida utilizando amarres plásticos.

Las acometidas subterráneas en baja y media tensión derivadas de una red aérea se identificarán en el poste utilizando una placa de 0,25 x 0,15 m construida en lámina acrílica, con fondo negro y letras blancas, como lo señala la figura 2.2.

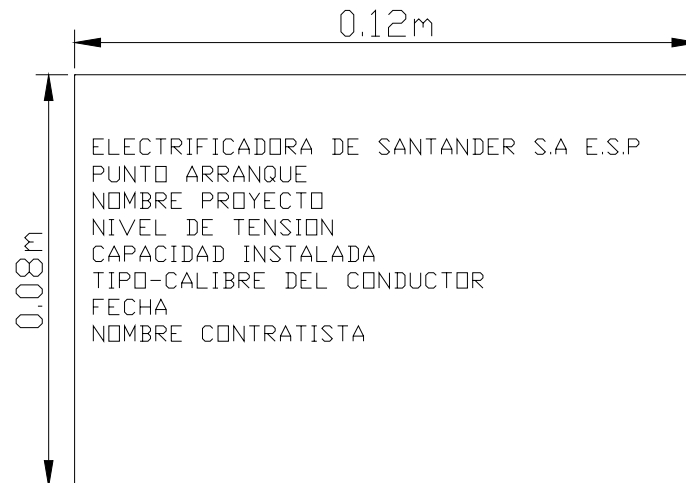


Figura 2.1 Identificación de acometida en caja de inspección

Esta placa se fijará a los conductores de la acometida usando amarres plásticos.

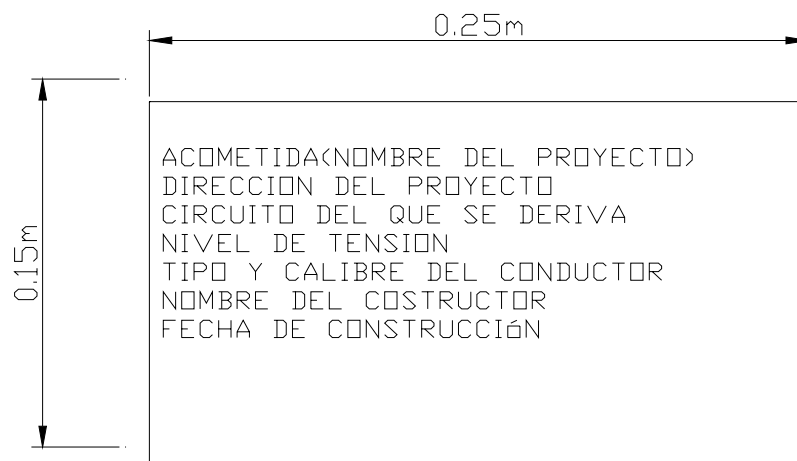


Figura 2.2. Identificación de acometida en poste

Esta placa se fijará con cinta de acero inoxidable de 12,7 mm (½") a una altura máxima de 5 m y mínima de 4 m sobre el nivel final del terreno.

2.3 ACOMETIDAS AÉREAS EN MEDIA TENSIÓN

Diagramas unifilares para acometidas aéreas en media tensión. Los diagramas unifilares encontrados en las figuras 2.3 y 2.4 son para acometidas de M.T a transformadores dedicados.

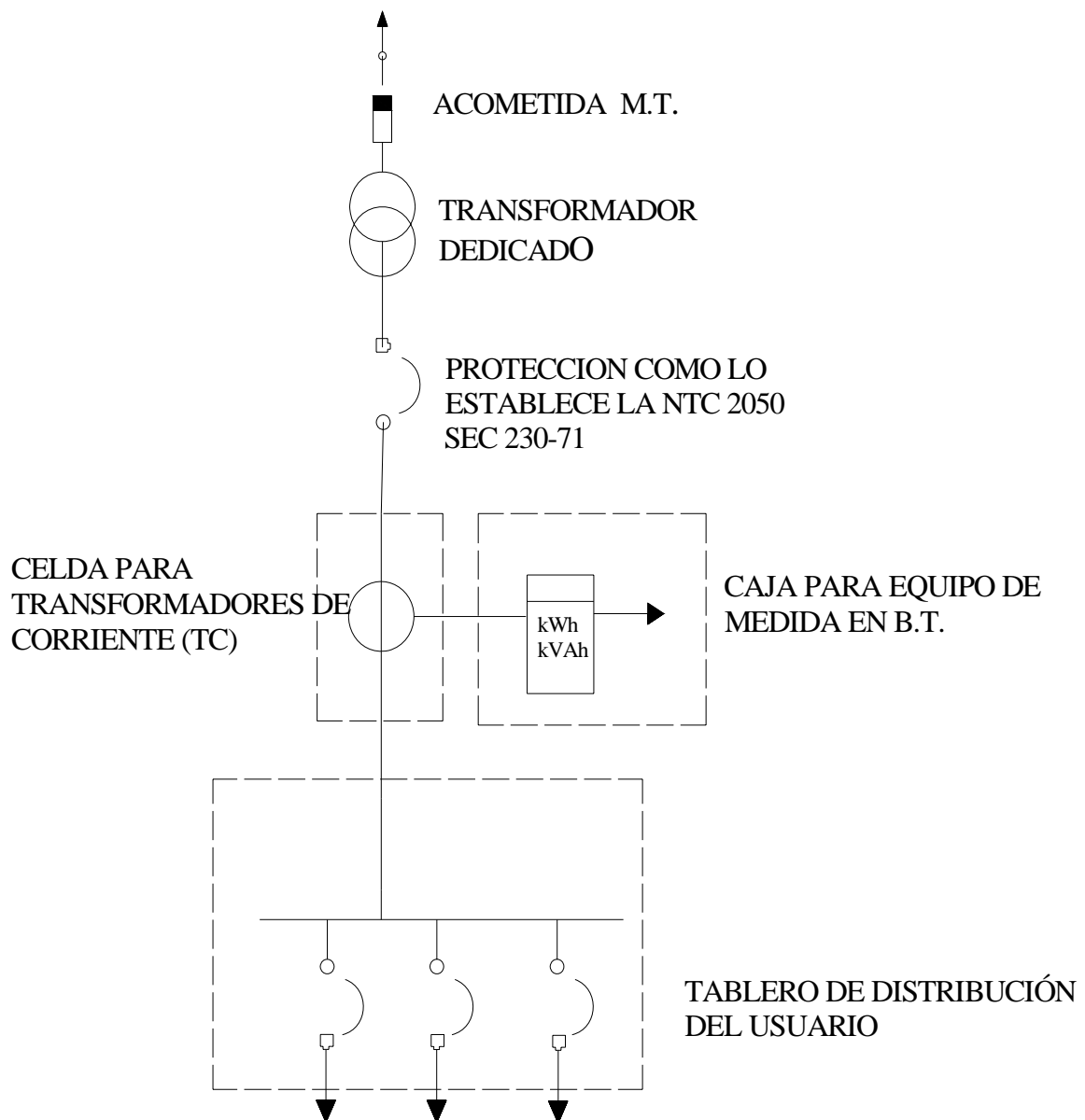


Figura 2.3 Acometida con equipo de medida en B.T

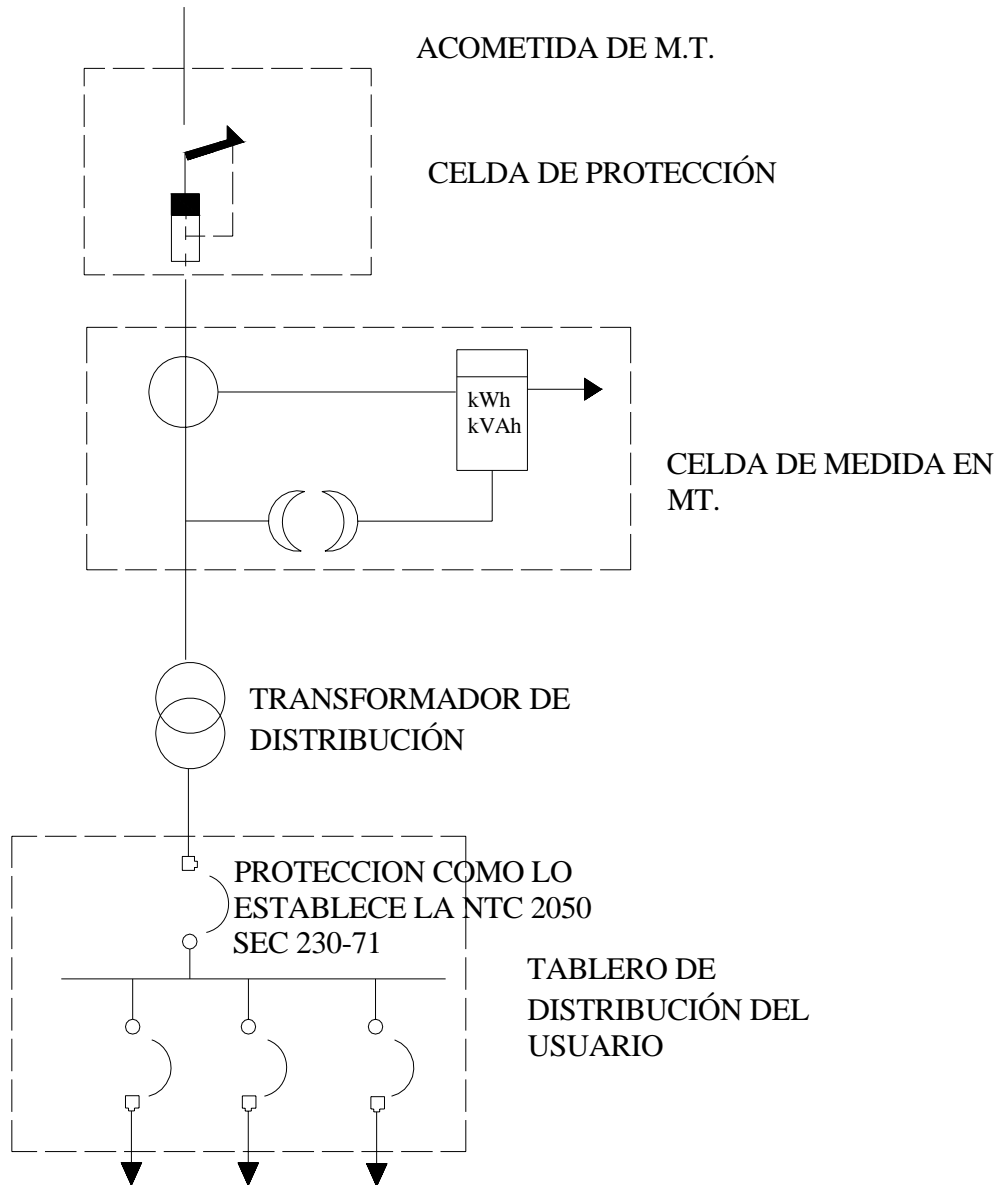


Figura 2.4 Acometida con celda de medida en M.T.

2.3.1 Protección de las acometidas en media tensión.

Las acometidas con longitudes menores a 50 metros no requiere protecciones adicionales a las de la subestación; acometidas con longitudes entre 50 y 150 metros se utilizarán cortacircuitos tipo abierto con fusible para sobrecarga y cortocircuito y para acometidas con longitudes mayores a 150 metros para sobrecarga y cortocircuito se protege con caja cortacircuitos tipo abierto con fusible, para sobretensión la protección se hará con dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) tipo distribución.

2.4 ACOMETIDAS AÉREAS EN BAJA TENSIÓN

2.4.1 Acometida derivada desde las redes de la E.S.S.A.

En las **figuras 2.5, 2.6, 2.7 y 2.8** se encuentran los detalles constructivos de la derivación de la red y de la acometida en general.

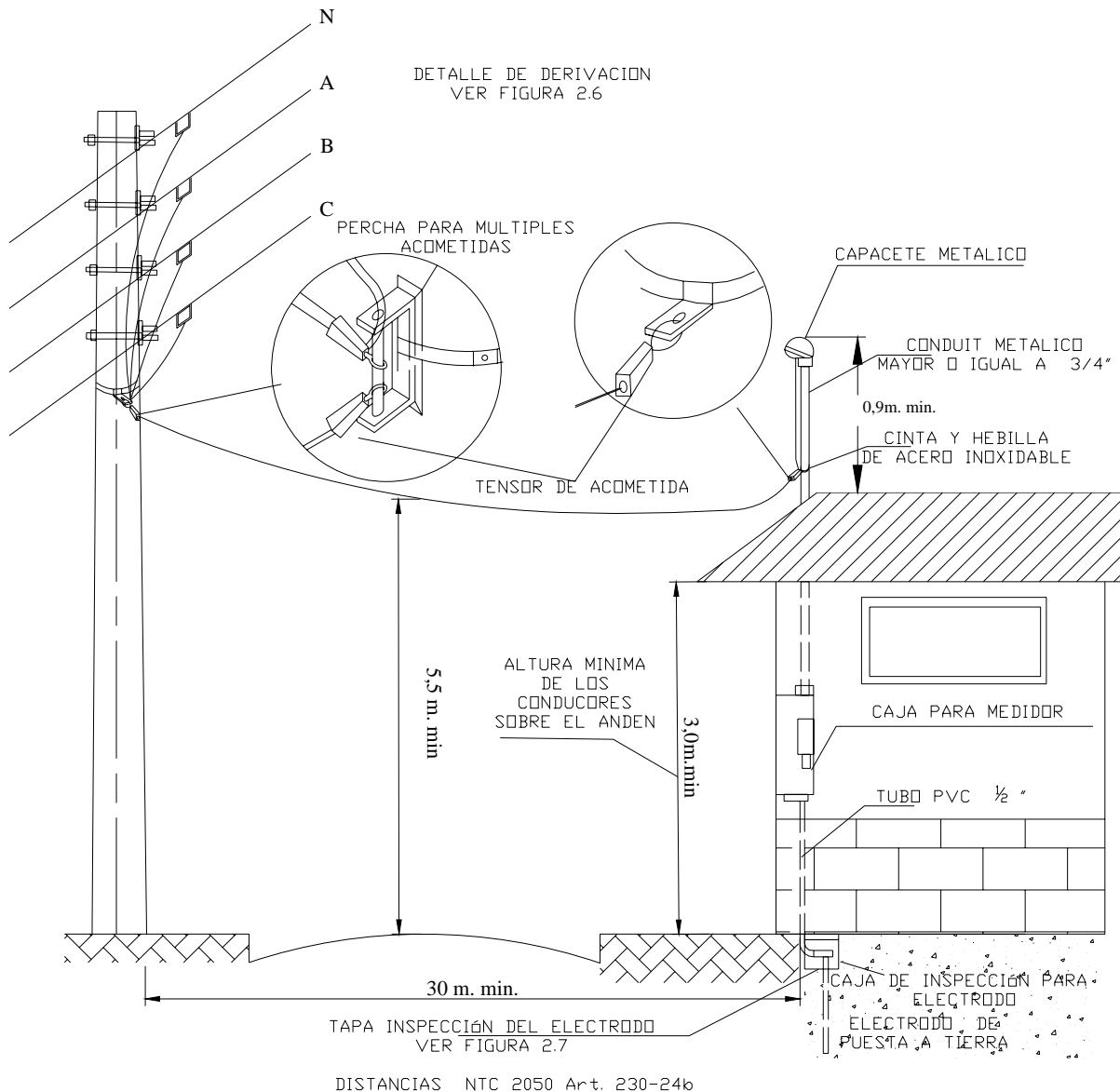


Figura 2.5 Esquema general de acometida aérea

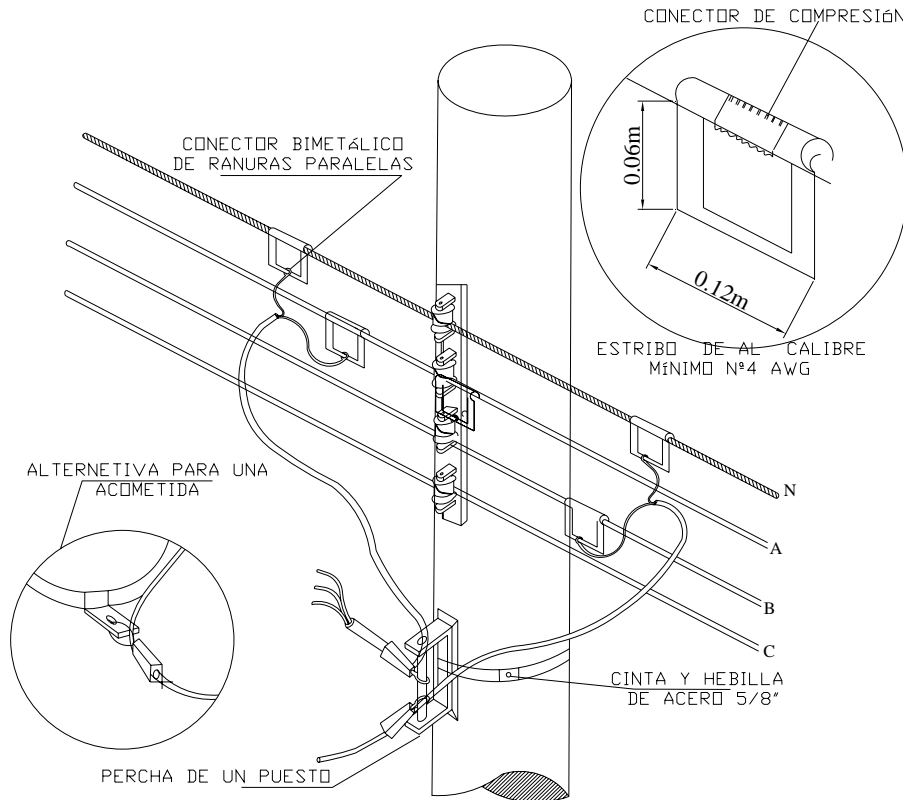


Figura 2.6 Derivación de acometida desde la red de baja tensión de la E.S.S.A.

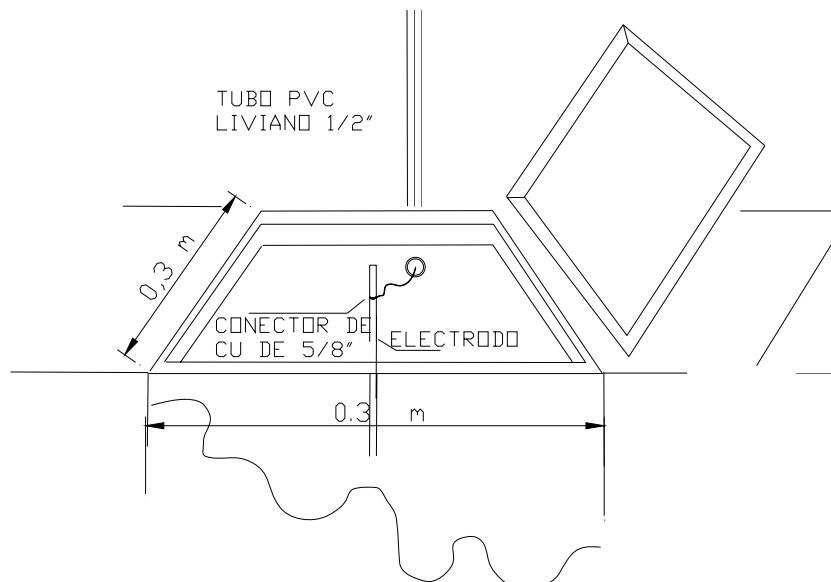


Figura 2.7 Caja de inspección para el electrodo de puesta a tierra



Cuando la acometida entra a la edificación debe hacerlo teniendo en cuenta los lineamientos que presenta la **figura 2.8**, según lo establece la NTC 2050.

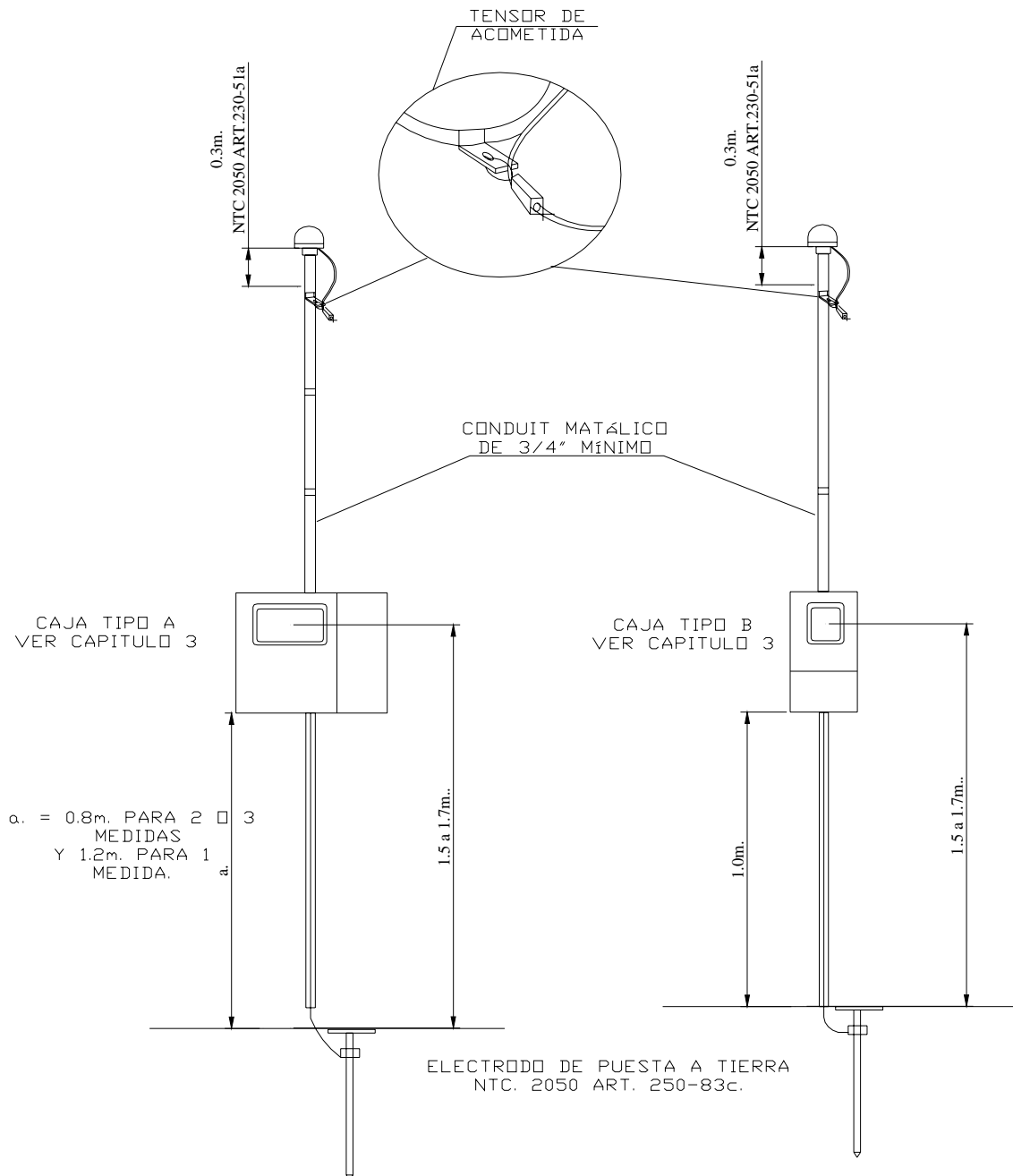


Figura 2.8 Entrada de acometida en B.T desde una red aérea.



2.4.2 Cantidades de obra de la acometida aérea en B.T.

Las cantidades de obra de la acometida dependen del tipo de la misma. La **tabla 2.1** registra las cantidades de una acometida y sus variaciones.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
1	1	m	Cinta de acero inoxidable 5/8"x 0,03"
2	1	un	Percha porta aislador de un puesto
3	1	un	Capacete metálico
4	1	un	Tubo conduit metálico 3/4"
5	1	un	Caja para medidor
6	1	un	Medidor de energía
7	1	un	Tubo pvc metálico de 1/2"
8	2	un	Tensor de acometidas
9	2	un	Hebilla de acero inoxidable 5/8"
10	2	m	Conductor de Cu desnudo Calibre # 8 awg
11	1	un	Interruptor termomagnético(5)
12	20	m	Cable de CU trenzado o con neutro concéntrico(2)(3)(4)
13	2	un	Conector tipo cuña para acometida de BT(1)
14	2	un	Estribo de aluminio(1)
15	2	un	Conector a compresión(1)
16	1	un	Conector de CU para varilla de 5/8
17	1	un	Varilla de CU de 2,44m *5/8"
18	1	un	Caja de inspección para electrodo

Tabla 2.1 lista de materiales para acometida aérea en B.T

Notas:

1. El número de estribos, conectores tipo cuña y conectores de compresión dependen de la cantidad de hilos de la acometida.
2. La longitud del cable de acometida depende de la distancia al poste de derivación.
3. Las dimensiones del cable de acometida dependen de la carga a alimentar.
4. Si la acometida es de tres hilos o menos el conductor será con neutro concéntrico, si es tetrafililar será trenzado. **Ver capítulo 4.**
5. En la caja del medidor debe colocarse un interruptor temomagnético para proteger el medidor.
6. Todas las terminaciones de los ductos deben tener sus accesorios, como lo son boquillas y contratueras. **Ver figuras 5.2 y 5.3.**
7. La cantidad de materiales que presenta la **tabla 2.1** son para una acometida monofásica bifilar. Para otro tipo de acometida hay que tener en cuenta las notas anteriores y la distancia de derivación.



2.5 ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS

La construcción de ductos y cajas para acometidas subterráneas en baja tensión se hará siguiendo lo establecido en el numeral 4.5.1 de las NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (NCDSD) de la E.S.S.A.

Quando la acometida subterránea se derive de una red aérea, se construirá con estribos de acuerdo con lo especificado en el numeral 4.2.2.1 de la (NCDSD). En este caso el ducto bajante se protegerá en su extremo superior con un capacete metálico, se fijará a la postera de la red con un mínimo de tres amarres en cinta de acero inoxidable de 12,7 mm (½”) y llevará un recubrimiento en concreto de (2500 psi), que proteja la base del ducto desde el codo hasta una altura mínima de 0,5 m por encima del nivel final del terreno y en toda la extensión desde el codo hasta la primera caja de inspección con un espesor mínimo de 0,1 m, cuando el codo sea plástico, si el codo es metálico no es necesario este recubrimiento. En el caso en que el codo es de plástico debe conservarse continuidad a tierra del bajante.

Como mínimo la acometida general subterránea tendrá una caja de inspección, localizada en la base del poste del punto de derivación y por fuera del predio correspondiente.

La acometida se derivará mediante conectores de compresión (“ponchado”) apropiada para el calibre y material de los conductores. No se permite la conexión directamente “entizada”, ni mediante conectores de tornillo.

2.5.1 Acometidas subterráneas en media tensión.

La derivación de la red en media tensión para acometidas subterráneas depende del tipo de estructura que sostenga la misma, la figura 2.9 ilustra la vista de planta de la estructura R-114 según código ICEL (antiguo instituto colombiano de ingeniería eléctrica), estas disposiciones varían fácilmente para cada caso en particular. Por otra parte lo concerniente a detalles de acometida se observa en la figura 2.10 y 2.11.

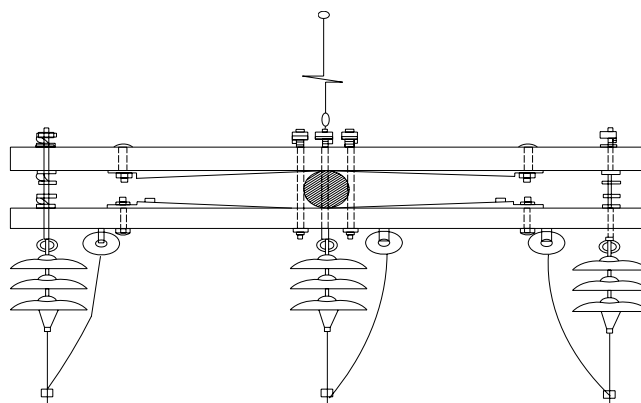


Figura 2.9 Vista superior estructura terminal

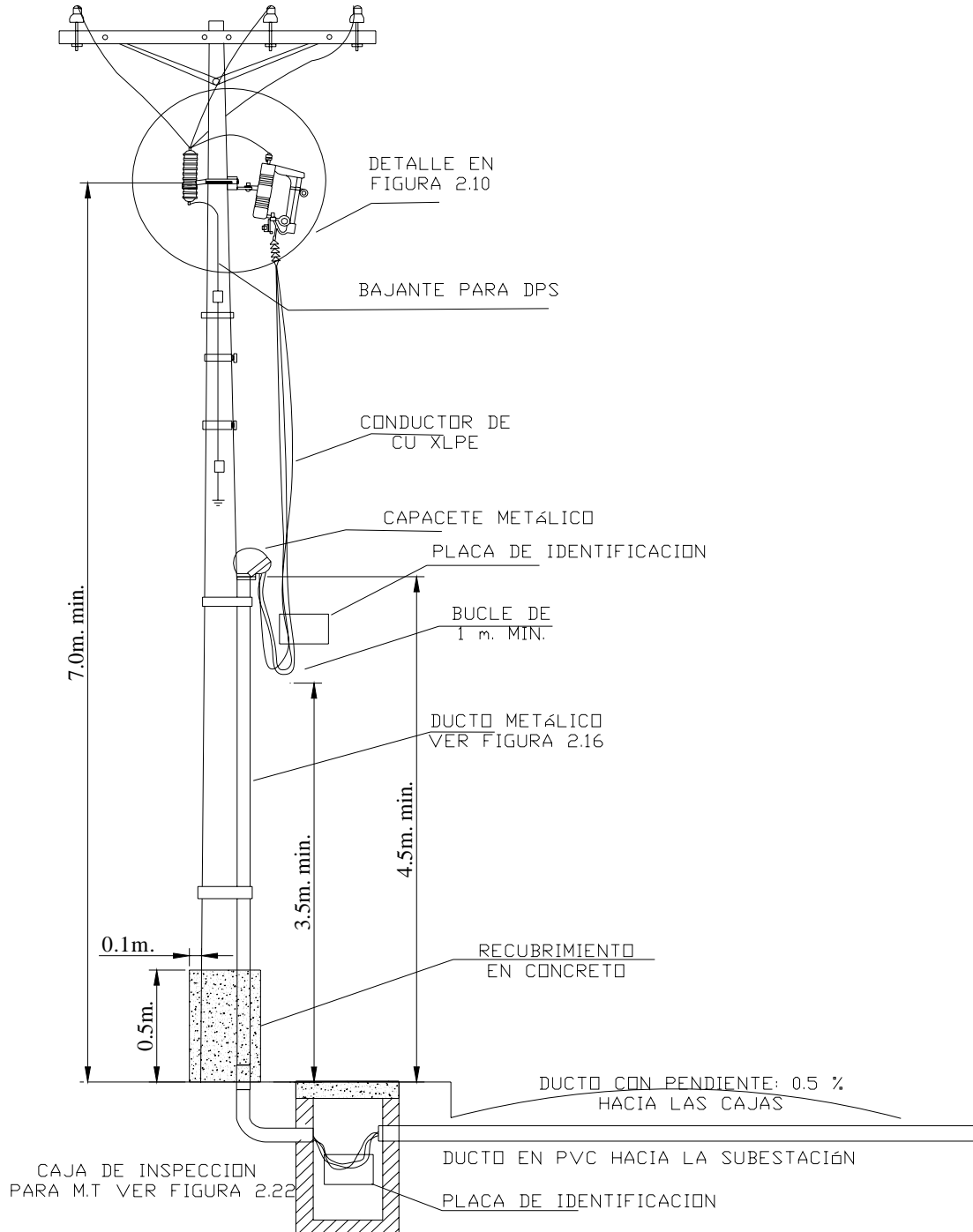


Figura 2.10 Acometida subterránea en media tensión

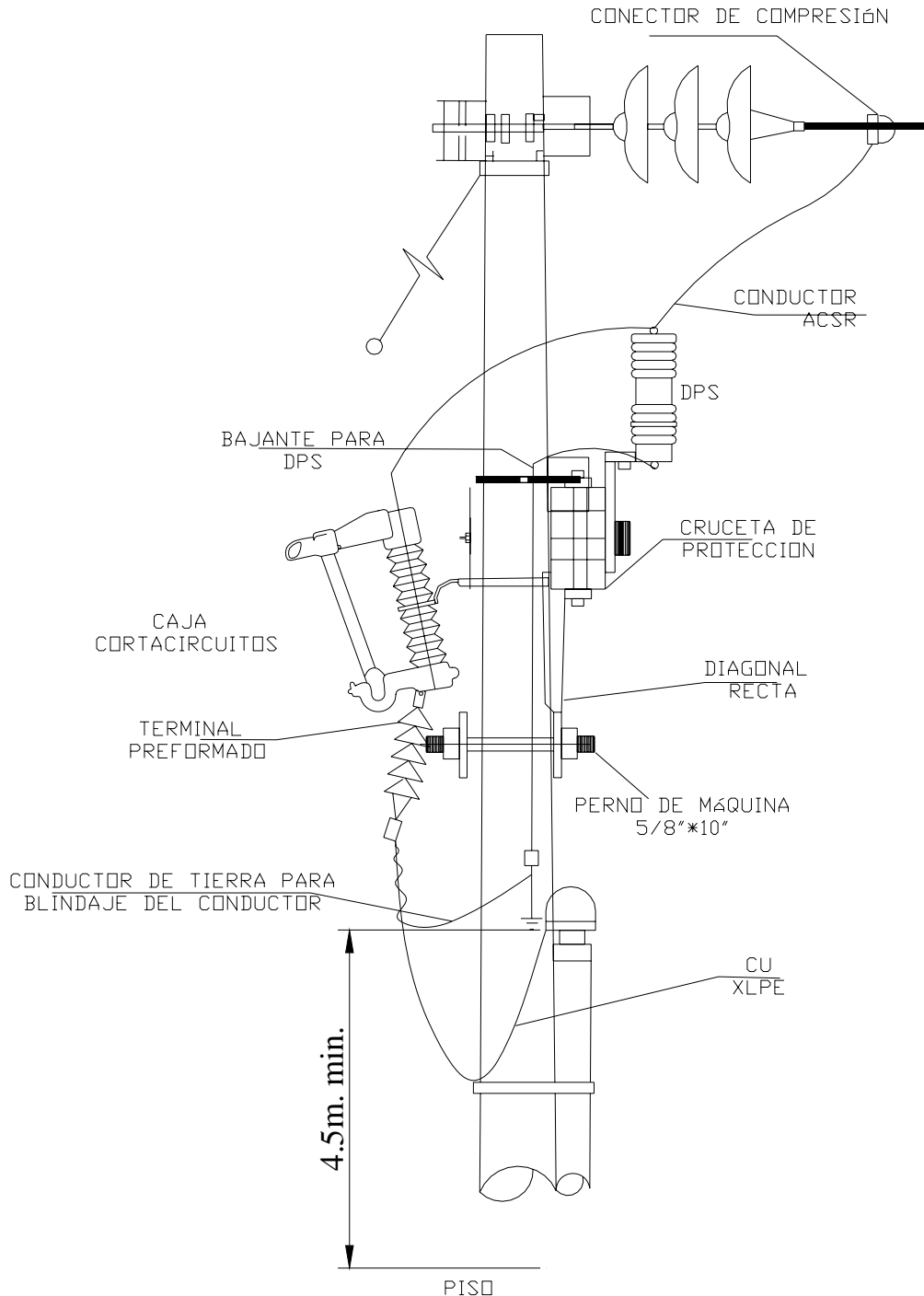


Figura 2.11 Detalle de las protecciones para la acometida en M.T



2.5.1.1 Cantidades de obra de la acometida subterránea en M.T. Las cantidades de obra de la acometida dependen del tipo de la misma La **tabla 2.2** registra las cantidades de una acometida y sus variaciones.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
1	3	un	DPS (1)
2	3	un	Cajas cortacircuitos completas (1)
3	1	un	Cruceta metálica galvanizada para protección (2 ½*2 ½*1/4) (2)
4	2	un	Diagonal recta (2*3/16")*0.68m
5	2	un	Perno de maquina galvanizado de 5/8"*10",
6		m	Conductor de CU XLPE(3)
7	1	un	Capacete metálico galvanizado
8	8,5	m	Conductor de CU desnudo # 2 AWG
9	1	un	Tubo metálico de 3m*3/4"
10	2	m	Cinta de acero inoxidable de 5/8"
11	3	un	Hebilla de acero 5/8"
12	1	m	Placa en lámina acrílica de 0,12*0,08 m
13	1	un	Placa en lámina acrílica de 0,15*0,25 m
14	1	un	Tubo metálico de 6m (4).
15		m	Tubo de PVC (4)
16	0,01	m³	Concreto 2500 psi
17	1	un	Varilla de CU de 2,44m *5/8"
18	1	un	Conector para varilla de Cu de 5/8"
19	3	un	Terminal preformado para uso exterior 15 kV
20	6	m	Cable ACSR #4 AWG.

Tabla 2.2 Lista de materiales para acometida subterránea en M.T

Notas:

1. La cantidad de DPS, cajas cortacircuitos y conectores de compresión depende del número de hilos de la acometida.
2. La longitud de la cruceta y el número de dados de la misma dependen del tipo de acometida.
3. La longitud del conductor de CU XLPE depende de la distancia la que se encuentre la red de donde se deriva la acometida.
4. Las dimensiones de los ductos que transportan el conductor de la acometida dependen de las características de los mismos conductores.
5. Todas las terminaciones de los ductos deben tener sus accesorios, como lo son boquillas y contratueras. Ver **figuras 5.2 y 5.3**.
6. La cantidad de materiales que presenta la **tabla 2.2** son para un transformador trifásico.

2.5.2 Acometidas subterráneas en baja tensión.

Las figuras 2.12 y 2.13 muestran los detalles de las acometidas subterráneas en baja tensión para transformadores dedicados.

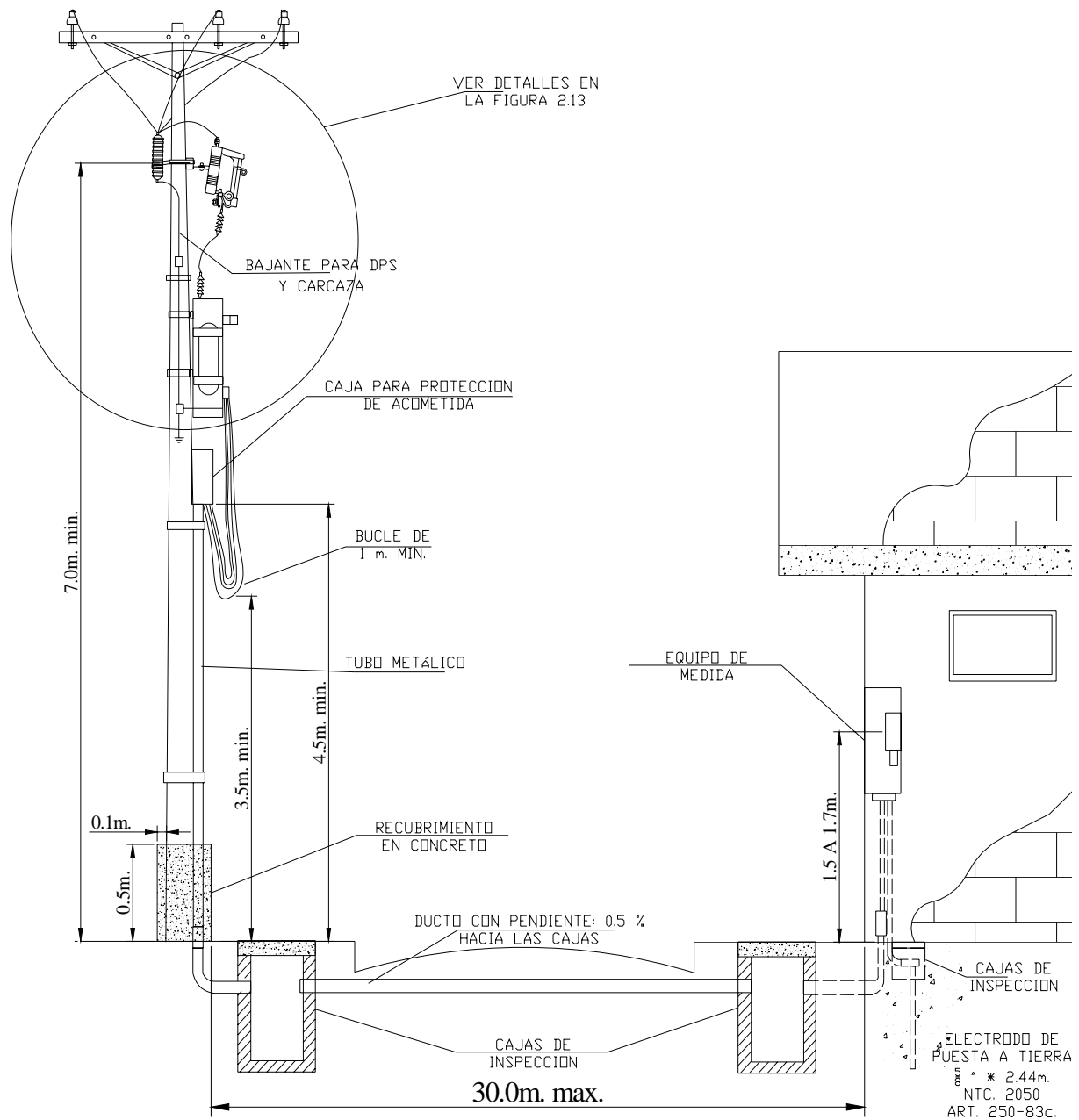


Figura 2.12 Esquema general de acometida subterránea.

Derivación desde un transformador dedicado. La figura 2.13 señala los detalles principales de la alimentación de un transformador para uso dedicado.

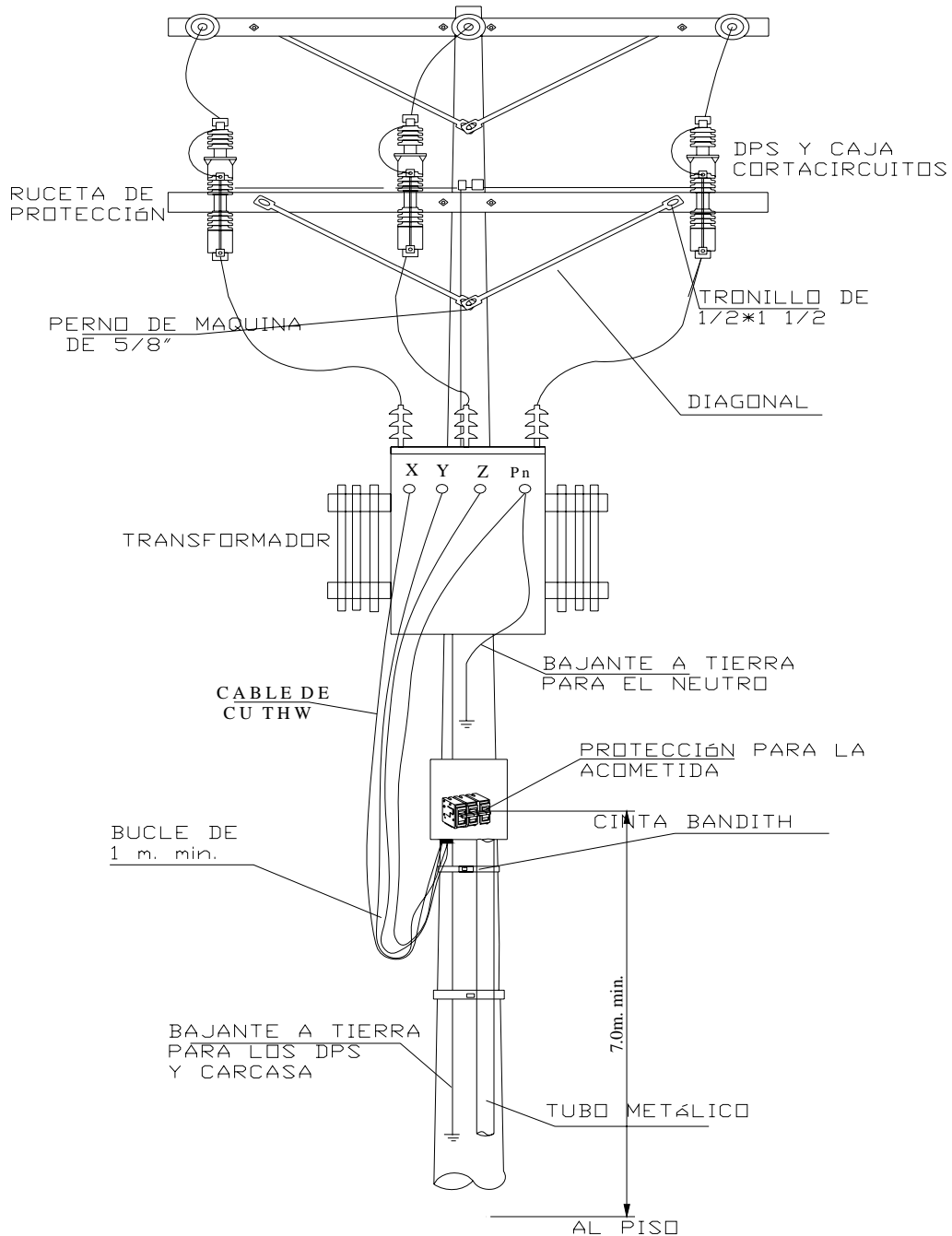


Figura 2.13 Derivación de acometida desde un transformador dedicado.



Las acometidas subterráneas derivadas desde redes de la E.S.S.A. Están representadas por la figura 2.14. La figura 2.15 muestra en detalle las características del ducto bajante de la acometida.

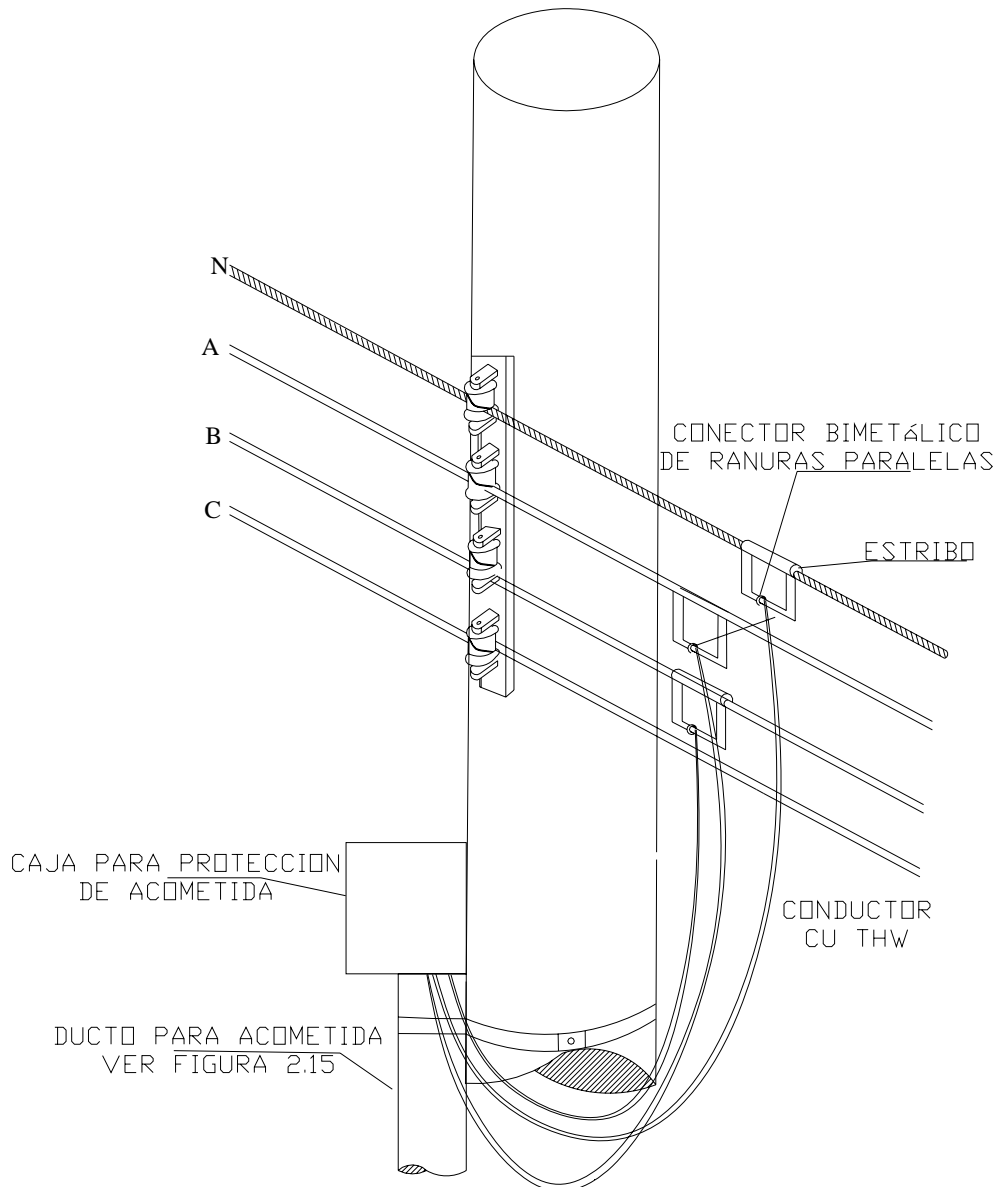


Figura 2.14 Acometida desde la red de la ESSA.

En las transiciones de red aérea a subterránea y viceversa se instalarán ductos metálicos galvanizados con sus respectivos accesorios como lo indica la figura 2.15.

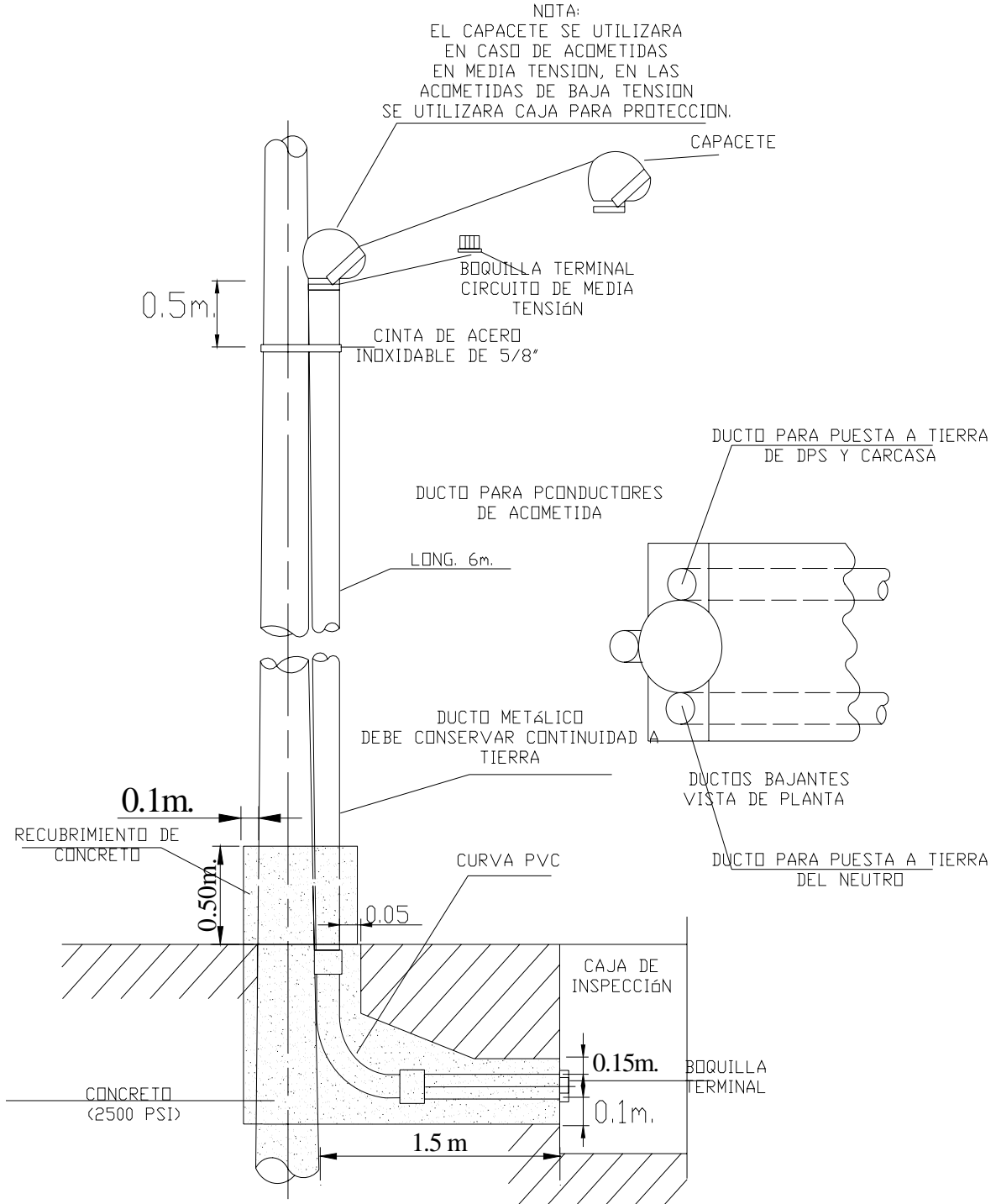


Figura 2.15 Ducto de transición de aérea a subterránea.



2.5.2.1 Cantidades de obra de la acometida subterránea en B.T. La tabla 2.3 describe la cantidad de materiales que necesita la acometida subterránea en B.T

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
ACOMETIDA CON TRANSFORMADOR DEDICADO			
1	2	un	Caja de inspección para acometida en B.T (2)
2	3	un	DPS (4)
3	3	un	Cajas cortacircuitos (4)
4	2	un	Diagonal recta (2*3/16**0.68m)
5	2	un	Perno de maquina galvanizado de 5/8**10"
6	1	un	Cruceta metálica galvanizada para protección de (2 ½*2 ½*1/4) 2m. (4)
7	1	un	Transformador trifásico
8	2	un	Tubo EMT de 1/2"
9	1	un	Interruptor termomagnético
10	1	un	Caja para protección de acometida
11	17	m	Cable de Cu desnudo # 2 AWG
12	2	un	Varilla de puesta a tierra de 5/8**2,44m
13	2	un	Conector para varilla a tierra 5/8"
14	3	un	Conector terminal de compresión (3)
15	1	un	Tubo PVC tipo pesado
16		m	Cable de cobre aislado THW (2)
ACOMETIDAS DERIVADAS DESDE LAS REDES DE LA ESSA.			
17	3	un	Estribos de Al.
18	3	un	Conectores tipo cuña (3)
19	3	m	Conectores terminal de compresión (3)
20	1	un	Caja para protección de acometida
21	1	un	Interruptor termomagnético
22		m	Cable de cobre aislado THW (2)
DUCTERÍA PARA CONDUCTORES DE ACOMETIDA			
23	2	un	Caja de inspección para acometida en B.T
24	1	un	Tubo metálico de 6m. (7)
25	3	un	Hebilla de acero inoxidable de 5/8"
26	2	un	Cinta de acero inoxidable 5/8"x 0,03"
27		m	Tubo PVC tipo pesado (5) (6)
MEDIDA			
28	1	un	Medidor de energía activa
29	1	un	Caja de medidor trifásico
30	1	un	Interruptor termomagnético
31	1	un	Conector de Cu de compresión
PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN INTERNA			
32	1	un	Conector para varilla a tierra 5/8"
33	2	m	Tubo PVC tipo liviano 1/2"
34	2	m	alambre de cobre calibre 8 AWG
35	1	un	Varilla de puesta a tierra 5/8" x 2,44 m
36	1	un	Caja de inspección para electrodo de puesta a tierra

Tabla 2.3 Lista de materiales para acometida subterránea en B.T



Notas:

1. La cantidad de materiales que presenta la tabla 2.3 son para una acometida trifásica.
2. La longitud de los conductores y el número de cajas de inspección depende de la distancia a la que se encuentra el poste de el cual se derive la acometida.
3. El número de estribos, conectores de compresión y conectores tipo cuña depende del numero de hilos de la acometida.
4. La cantidad de cajas cortacircuitos, DPS y la longitud de la cruceta de protección depende del tipo de transformador a instalar.
5. La longitud de la ductería de pvc tipo pesado depende de la distancia a la cual se encuentre el poste del cual se derive la acometida.
6. El diámetro del ducto de pvc tipo pesado depende del calibre de los conductores de acometida, que a su vez son seleccionados por la demanda del servicio y las características del mismo.
7. El diámetro del tubo metálico depende de los conductores de la acometida.
8. Todas la ductería debe contar con sus respectivos accesorios, como pueden ser curvas, adaptadores terminales tuercas y contratuercas.



2.5.2.2 Acometidas subterráneas derivadas desde redes subterráneas. Las acometidas subterráneas desde redes de la empresa deben cumplir lo especificado por la **Figura 2.16**. Para tener mayor claridad sobre redes subterráneas se recomienda ver el **capítulo 9**.

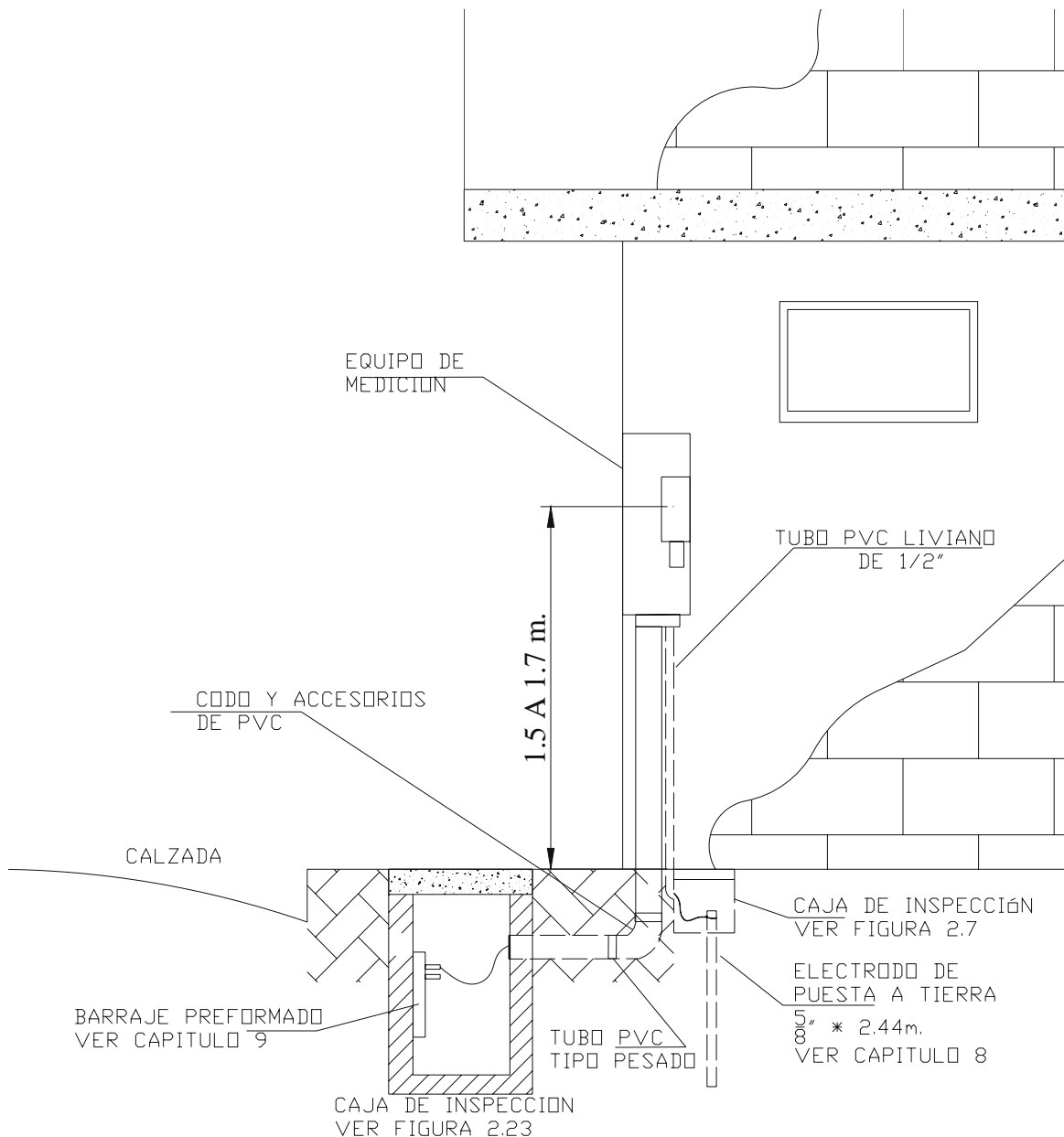


Figura 2.16 Acometida desde redes subterráneas.



2.5.2.3 Cantidades de obra para la acometida subterránea derivada desde redes subterráneas.

La **tabla 2.4** registra los materiales utilizados en la construcción de una acometida derivada desde redes subterráneas.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
ACOMETIDA			
1	1	un	Caja de inspección sencilla B.T
2	1	un	Barraje preformado para B.T
3		m	Cable de cobre aislado thw (1) (4)
4	6	m	Ductería PVC conduit tipo pesado (2)
5	1	un	Boquilla en PVC (2)
6	1	un	Codo de 90° para ducto en PVC (2)
7	1	un	Unión para ducto de PVC (2)
MEDICIÓN			
8	1	un	Medidor de energía (3)
9	1	un	Caja para medidor
10	1	un	Interruptor temomagnético
PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN INTERNA			
11	1	m	Conector para varilla a tierra 5/8"
12	2	un	Metros de tubería PVC conduit tipo liviano de 1/2"
13	1	un	Varilla de puesta a tierra 5/8" x 2,44 m
14	1	un	Boquilla en PVC de 1/2"
15	2	un	Metros de alambre desnudo de cobre calibre 8 AWG
16			

Tabla 2.4 lista de materiales para acometida subterránea derivada de red subterránea

Notas:

1. La longitud del cable de la acometida depende del número de hilos de la acometida y de la distancia a la caja de inspección de donde se derive la acometida.
2. Las dimensiones de la ductería será seleccionada teniendo en cuenta el calibre y el número de conductores de la acometida.
3. Las características del medidor dependen de la carga.
4. El calibre del conductor de acometida será seleccionado según la carga demandada.

2.5.3 Cajas de inspección para acometidas subterráneas.

Las cajas de inspección deben quedar localizadas en andenes o zonas verdes y no podrán tener ningún elemento sobre ellos que impida la libre apertura de la tapa. Cuando se requiera su localización en calzadas sometidas a tráfico vehicular se revisará el diseño de la mampostería y la tapa, y se solicitará aprobación a la Empresa para su instalación con una justificación adecuada.

El fondo de las cajas de inspección debe estar formado en su totalidad por un lecho filtrante en gravilla con un espesor de 5 cm para cajas de baja tensión, y de 10 cm para cajas de media tensión, como lo especifican las **figuras 2.20 y 2.28**.

El tendido de los ductos se ha de hacer lo más recto posible, en caso de cambio de dirección se debe construir una caja para tal efecto. Al llegar a las cajas los ductos deberán estar provistos de campanas (Ductos en PVC) ó de boquillas terminales (Ductos de acero galvanizado). **Ver capítulo 9**.

2.5.4 Cajas de inspección en baja tensión.

Las cajas de inspección pueden clasificarse en dos tipos, de tendido recto y de tendido en U o en L. Las **figuras 2.17-2.23** detallan las cajas de tendido recto mientras que la **figura 2.24** señala lo de las cajas de tendido en U o L.

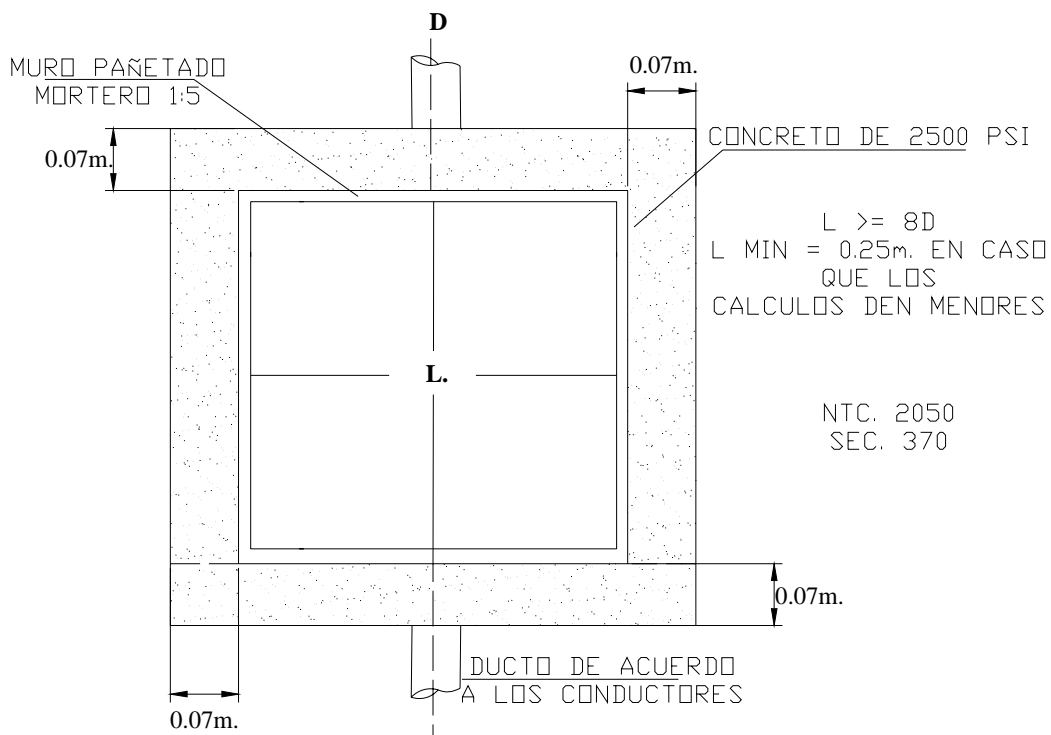


Figura 2.17 Caja de inspección sencilla en BT. Vista de planta.

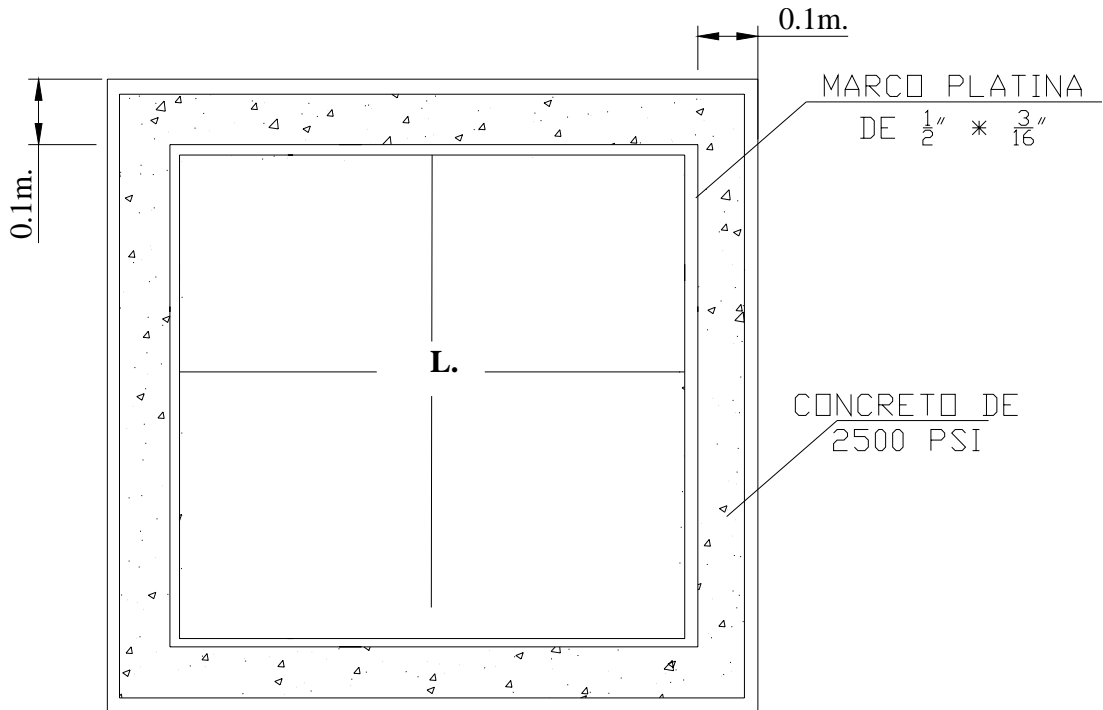


Figura 2.18 Caja de inspección sencilla en B.T. Vista de planta caja con marco.

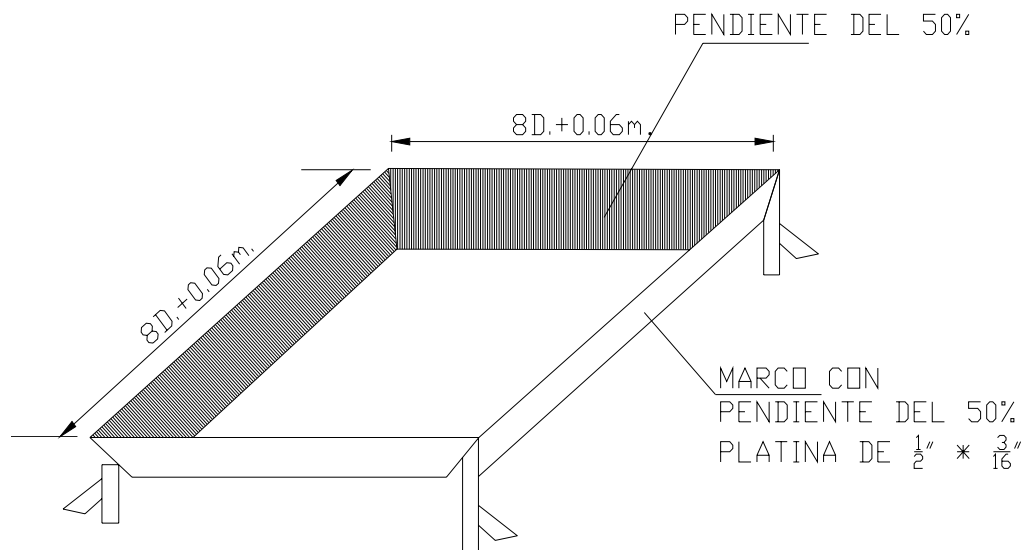


Figura 2.19 Marco de caja inspección sencilla en B.T. Vista general.

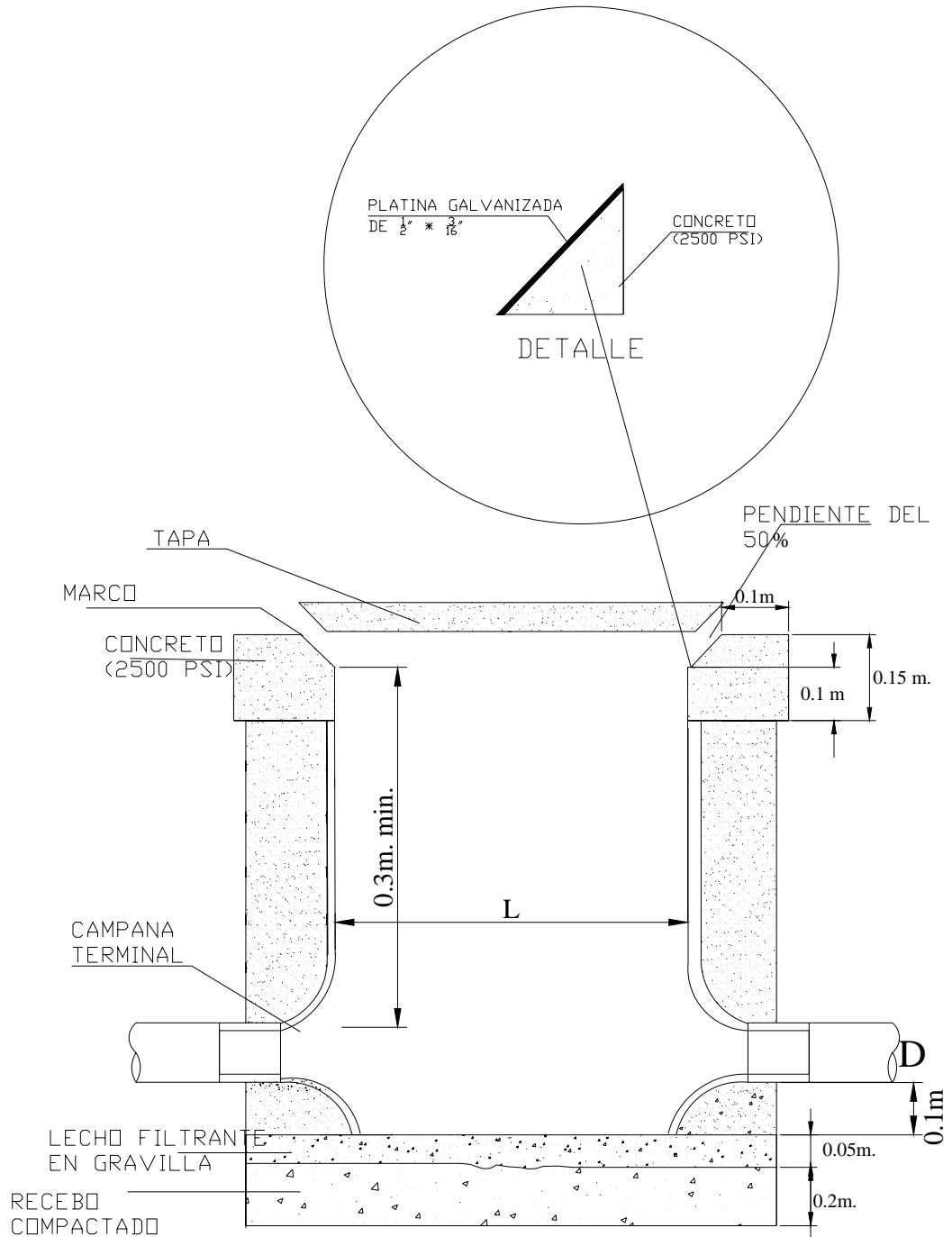


Figura 2.20 Caja de inspección BT. Corte vertical

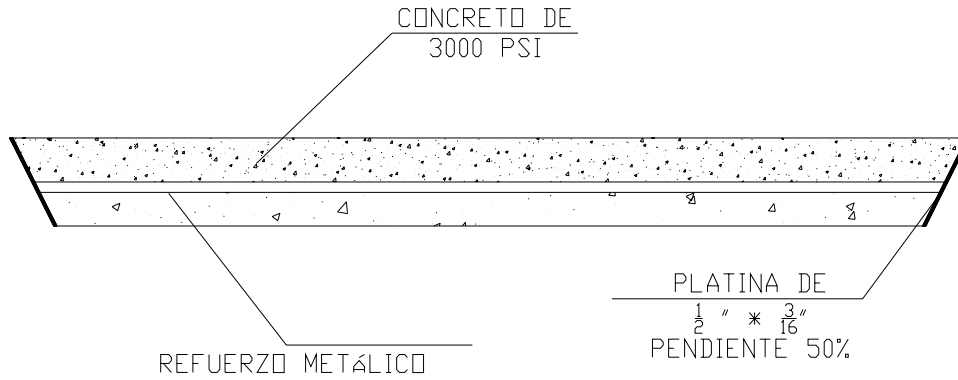


Figura 2.21 Tapa para caja de inspección MT. Vista lateral

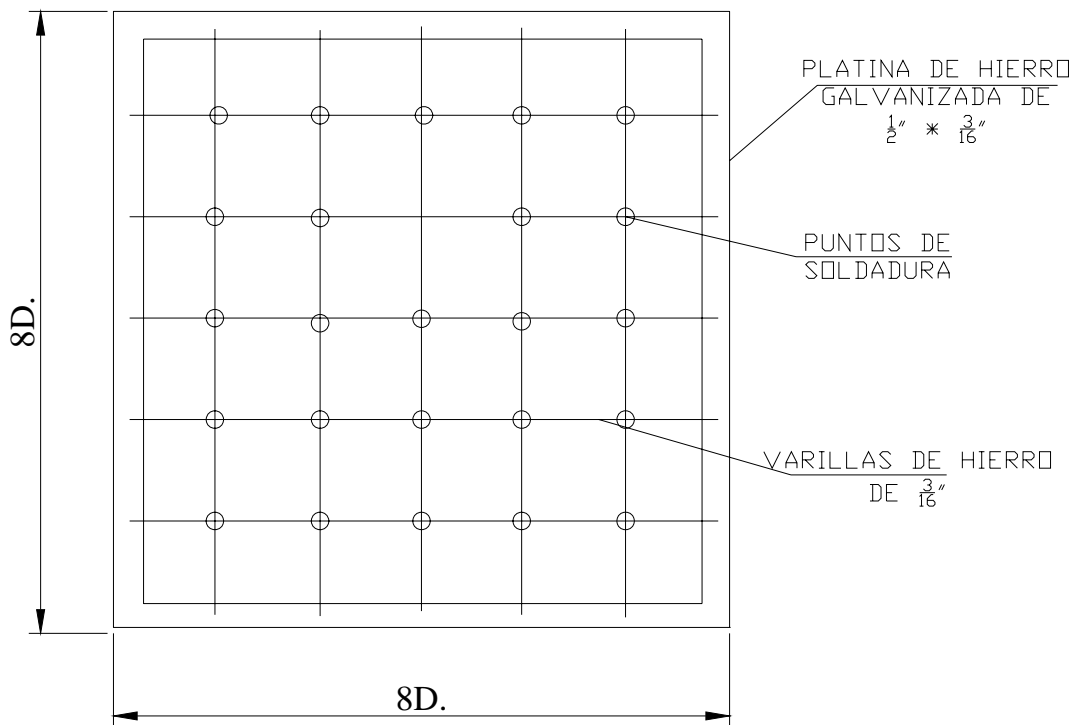


Figura 2.22 Refuerzo metálico para caja de inspección BT.

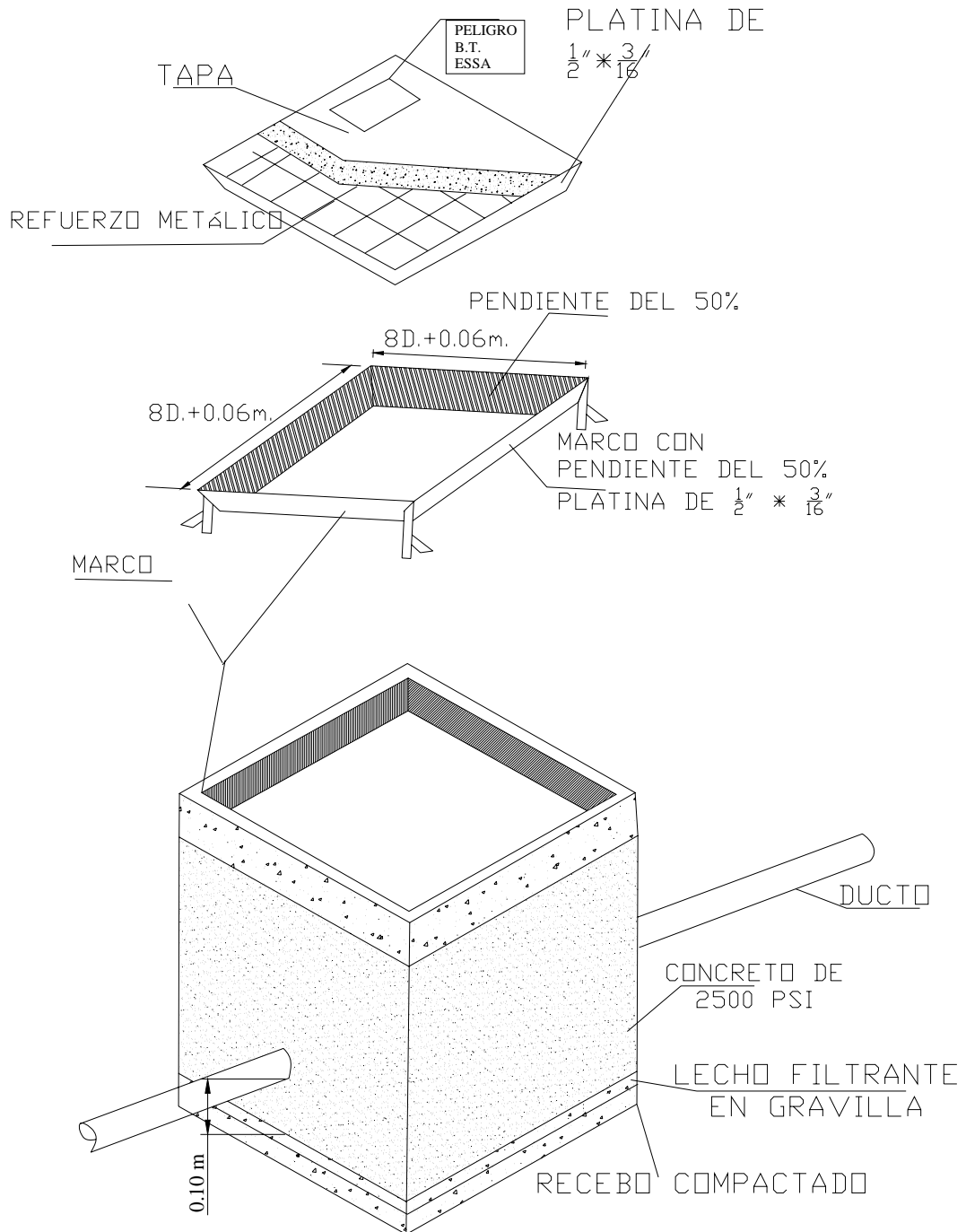


Figura 2.23 Caja de inspección en B.T. Vista isométrica



$L \geq 6D$
L MIN = 0.25m. EN CASO QUE LOS
CALCULOS DEN MENORES
NTC. 2050
SEC. 370

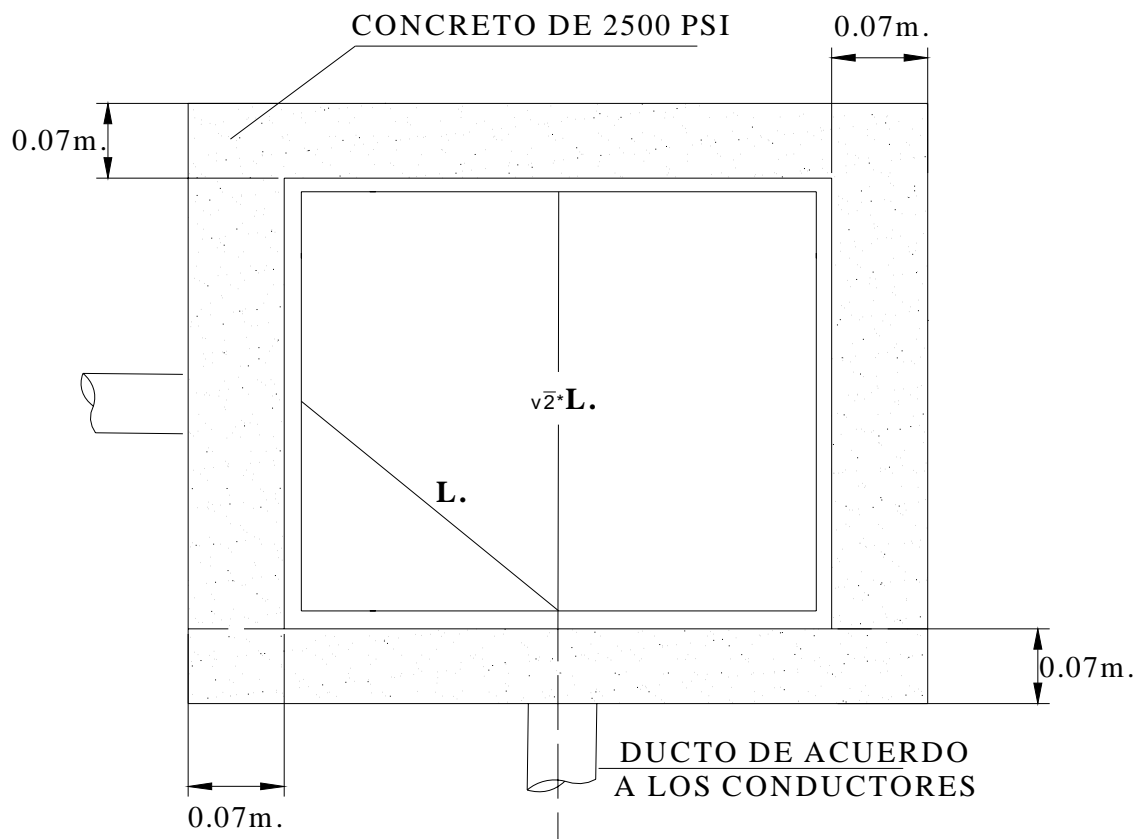


Figura 2.24 Caja de inspección en BT. Vista planta para tendidos en U o L.

El resto de la obra civil es igual a la de la caja de inspección para tendidos rectos, la única variación se presenta en las dimensiones de la vista de planta.

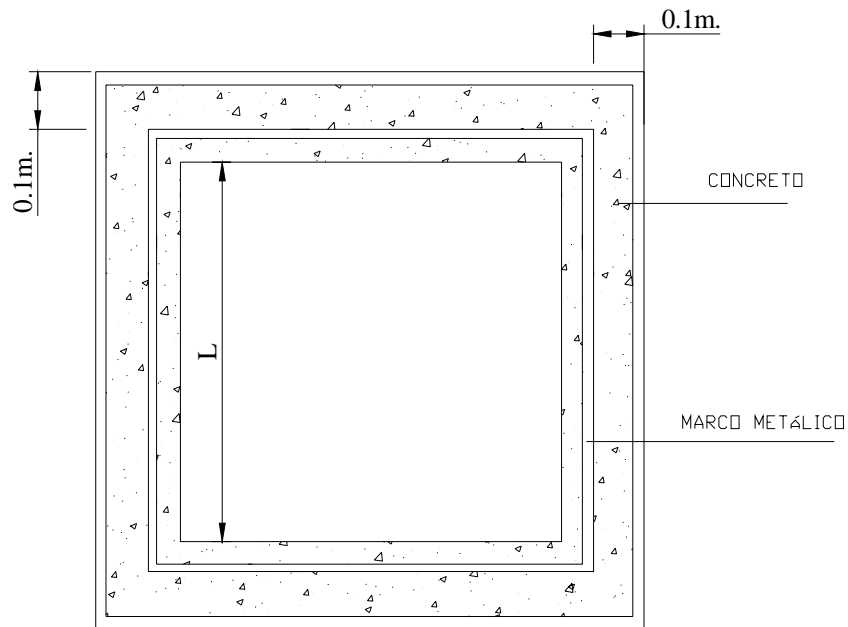


Figura 2.26 Caja de inspección sencilla en M.T. Vista de planta caja con marco.

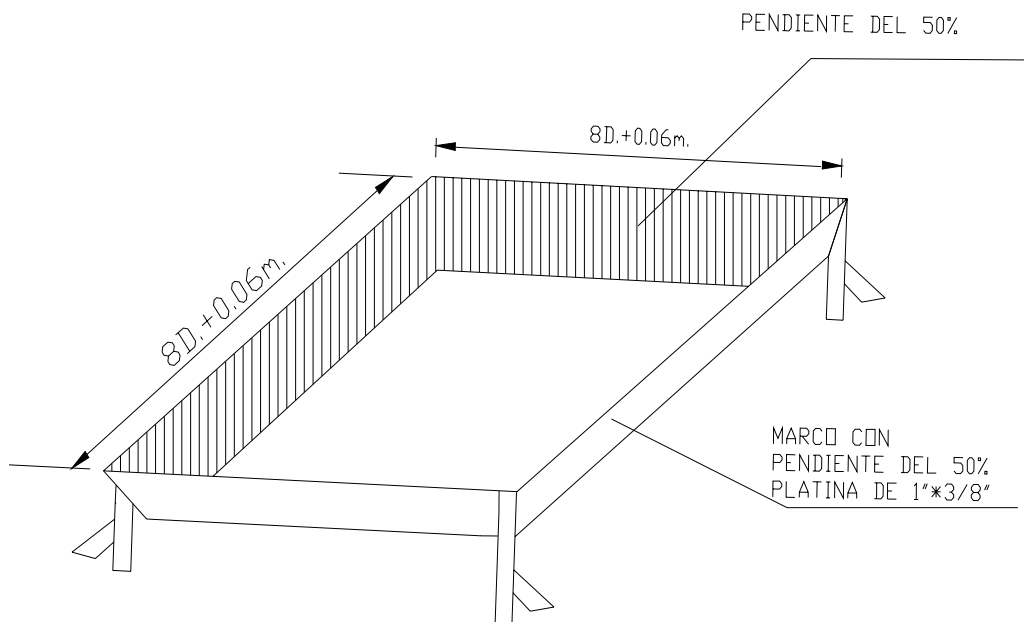


Figura 2.27 Marco de caja inspección sencilla en M.T. Vista general.

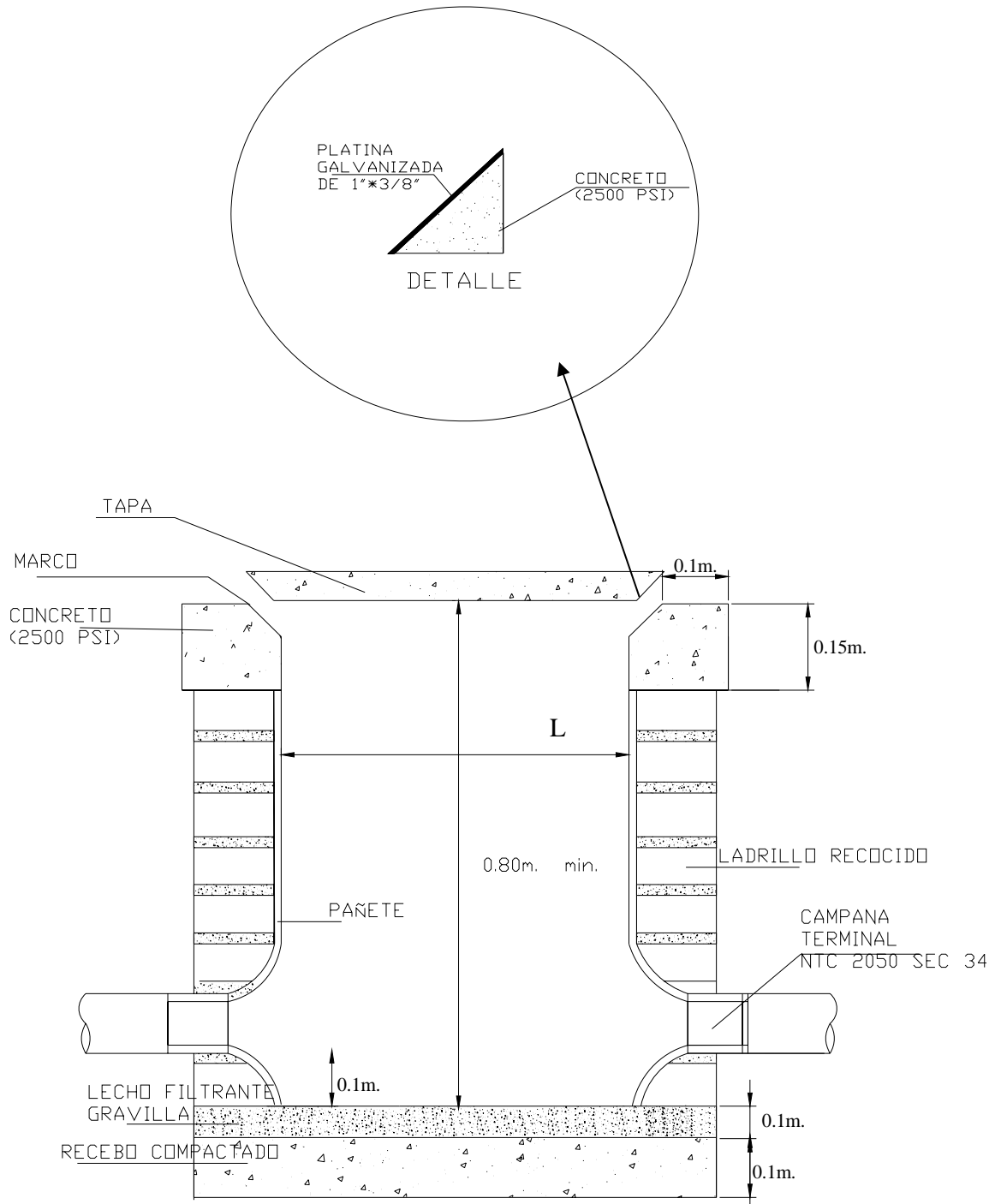


Figura 2.28 Caja de inspección M.T. Corte vertical

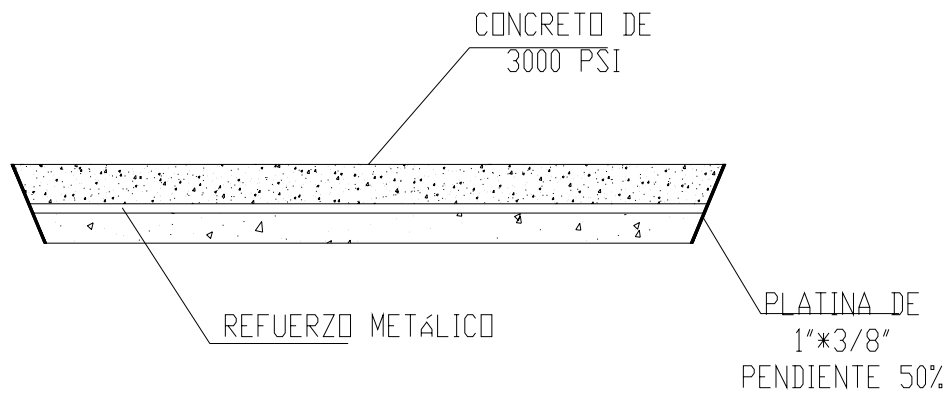


Figura 2.29 Tapa para caja de inspección MT. Vista lateral

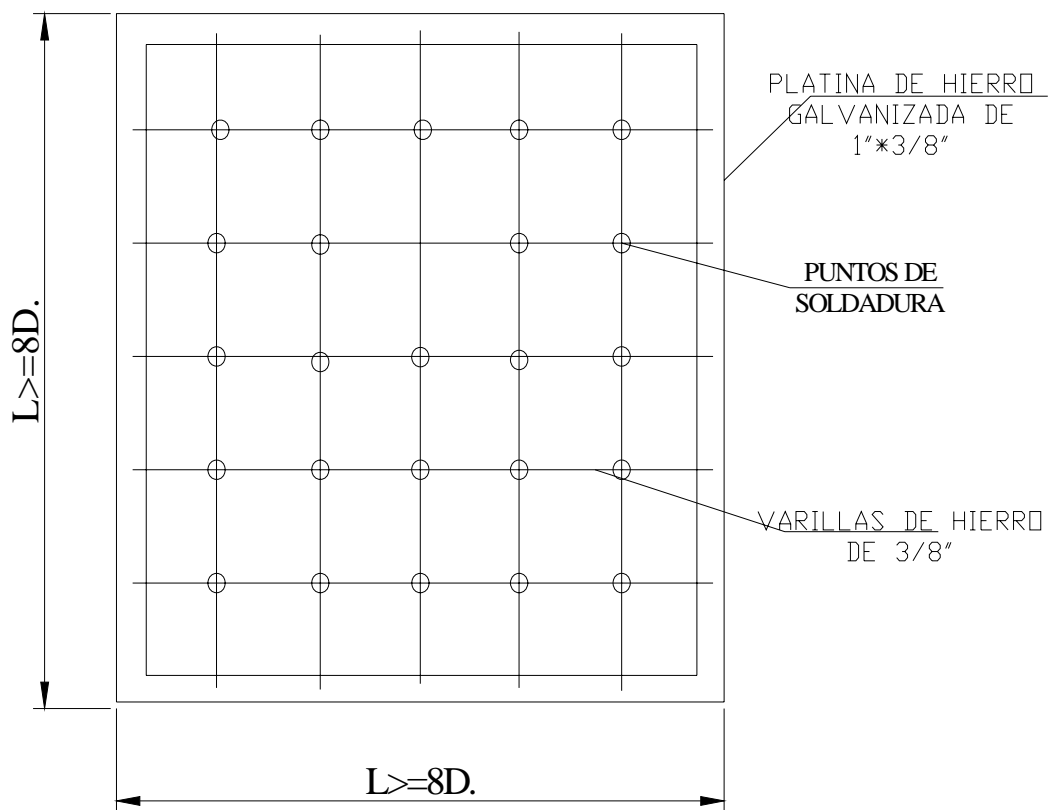


Figura 2.30 Refuerzo metálico para caja de inspección MT.

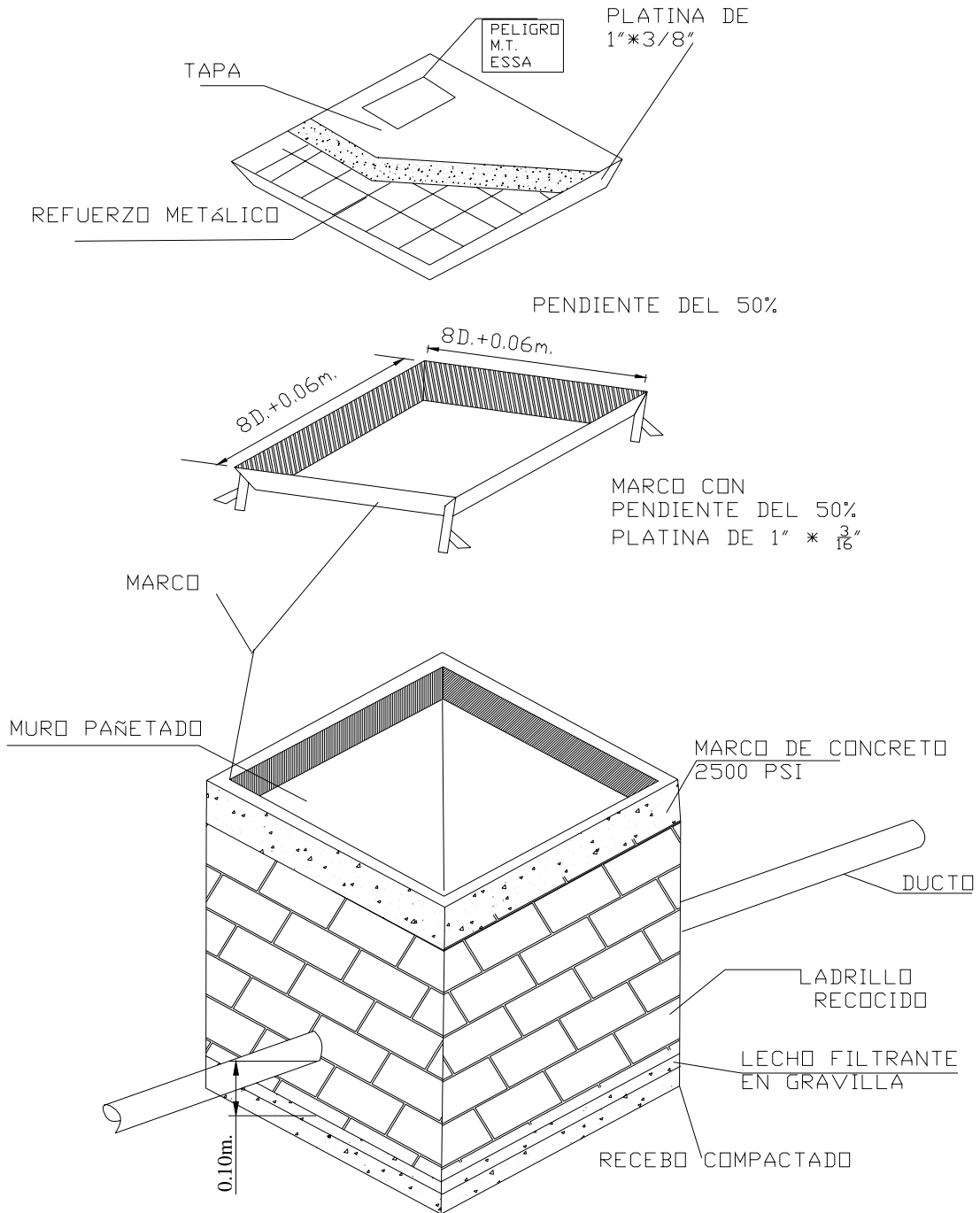


Figura 2.31 Caja de inspección en MT. Vista isométrica.

$L \geq 24d$
PARA CONDUCTORES
NO BLINDADOS

$L \geq 36d$
PARA CONDUCTORES BLINDADOS
O RECUBIERTOS DE PLOMO

d = DIAMETRO DEL CONDUCTOR
MAS GRUESO QUE LLEGUE A
LA CAJA

NTC. 2050
SEC. 370

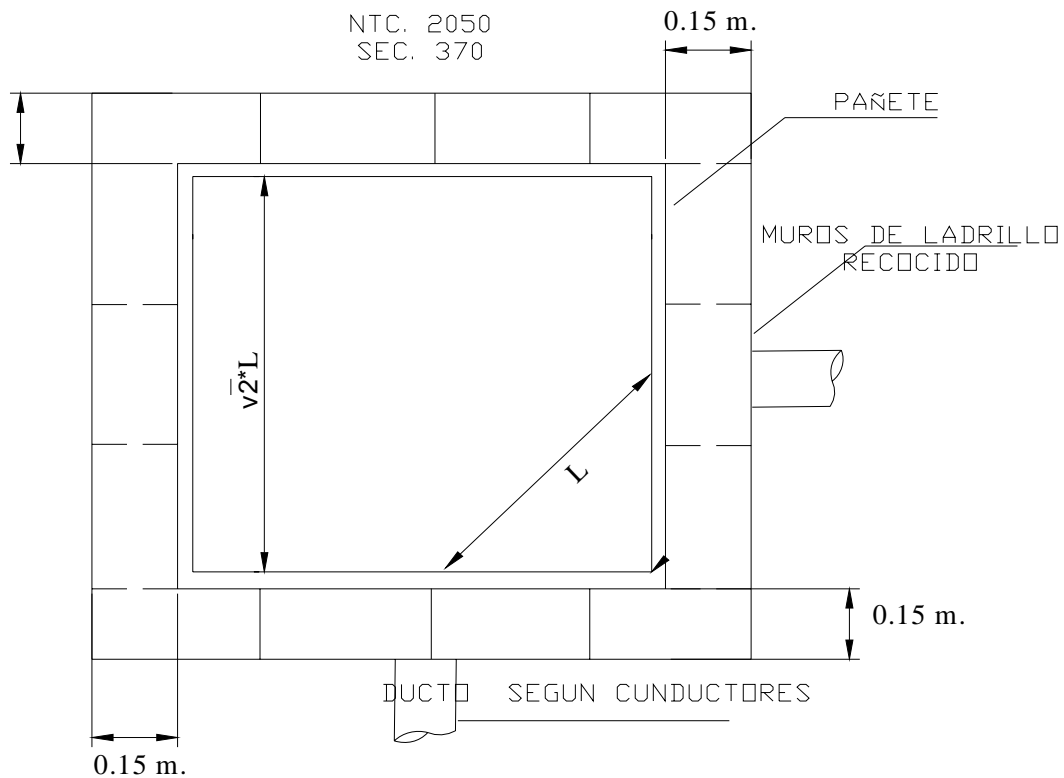


Figura 2.32 Caja de inspección en MT. Vista planta para tendidos en U o L.

El resto de la obra civil es igual a la de la caja de inspección para tendidos rectos, la única variación se presenta en las dimensiones que se observa en la vista de planta.



2.6 CAJAS DE INSPECCIÓN ESTÁNDAR PARA ACOMETIDAS.

Las **tablas 2.5 y 2.6** muestran las dimensiones de las cajas de inspección mas usadas, en los casos que difieran de los aquí presentados se debe recurrir a las fórmulas de diseño planteadas anteriormente en las **figuras 2.17, 2.24, 2.25 y 2.32** según sea el caso.

TENDIDO	MEDIDAS INTERIORES (m) (L*A*H)	MATERIAL		Nº CONDUCT.	CALIBRE MÁXIMO DE CONDUCTOR
		MARCO	TAPA		
RECTO	0,25*0,25*,4	CONCRETO	CONCRETO	4	Nº 4 AWG
RECTO	0,4*,04*,05	CONCRETO	CONCRETO	4	Nº 2/0 AWG
U O L	0,25*0,4*0,4	CONCRETO	CONCRETO	4	Nº 2 AWG
U O L	0,3*0,5*,05	CONCRETO	CONCRETO	4	Nº 2/0 AWG

Tabla 2.5 Cajas de inspección estándar para acometidas en B.T

TENDIDO	MEDIDAS INTERIORES (M) (L*A*H)	MATERIAL		CALIBRE MÁXIMO DE CONDUCTOR
		MARCO	TAPA	
RECTO	0,7*0,7*0,8	CONCRETO	CONCRETO	Nº 2 AWG
RECTO	0,8*0,8*0,8	CONCRETO	CONCRETO	Nº 2/0 AWG
RECTO	1*1*0.9	CONCRETO	CONCRETO	Nº 4/0 AWG
U O L	0,9*0,6*0,8	CONCRETO	CONCRETO	Nº 2 AWG
U O L	1*0,6*0,8	CONCRETO	CONCRETO	Nº 2/0 AWG
U O L	1,2*0,7*0.9	CONCRETO	CONCRETO	Nº 4/0 AWG

Tabla 2.6 Cajas de inspección estándar para acometidas en M.T



2.6.1 Cantidades de obra para cajas de inspección para acometidas en B.T.

La cantidad de materiales varía con el tamaño de la caja, la **tabla 2.7** describe los materiales de las cajas estándar que presenta la tabla 2.5.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
CAJA PARA TENDIDO RECTO DE 0,25*0,25*0,4 (m)			
1	8000	cm ³	Mortero de pañete 1:5
2	28000	cm ³	Concreto 2500 psi
3	800	cm ³	Concreto 3000 psi
4	2	m	Platina de 1/2"*3/16"
5	3	m	Varilla de 3/16 de diámetro
6	1250	cm ³	Gravilla fina
7		un	Soldadura
CAJA PARA TENDIDO RECTO DE 0,4*0,4*0,5 (m)			
8	16000	cm ³	Mortero de pañete 1:5
9	56000	cm ³	Concreto 2500 psi
10	2050	cm ³	Concreto 3000 psi
11	4	m	Platina de 1/2"*3/16"
12	4	m	Varilla de 3/16 de diámetro
13	3200	cm ³	Gravilla fina
14		un	Soldadura
CAJA PARA TENDIDO EN L DE 0,25*0,4*0,4 (m)			
15	10400	cm ³	Mortero de pañete 1:5
16	36000	cm ³	Concreto 2500 psi
17	1270	cm ³	Concreto 3000 psi
18	3	m	Platina de 1/2"*3/16"
19	3,5	m	Varilla de 3/16 de diámetro
20	2000	cm ³	Gravilla fina
21		un	Soldadura
CAJA PARA TENDIDO EN L DE 0,3*0,5*0,5 (m)			
22	16000	cm ³	Mortero de pañete 1:5
23	56000	cm ³	Concreto 2500 psi
24	2000	cm ³	Concreto 3000 psi
25	3,2	m	Platina de 1/2"*3/16"
26	4	m	Varilla de 3/16 de diámetro
27	3000	cm ³	Gravilla fina
28		un	Soldadura

Tabla 2.7 Lista de materiales para caja de inspección en B.T



2.6.2 Cantidades de obra para cajas de inspección para acometidas en M.T.

La cantidad de materiales para la construcción de las cajas de inspección de M.T que señala la tabla 2.6 se registran en **tabla 2.8 y 2.9**. La tabla 2.8 se encarga de las cajas de inspección de tendido recto y la tabla 2.9 de las cajas de tendido en U o L.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
CAJA PARA TENDIDO RECTO DE 0,7*0,7*0,8			
1	45000	cm ³	Mortero de pañete 1:5
2	26500	cm ³	Concreto 3000 psi
3	14800	cm ³	Gravilla fina
4	5,6	m	Platina galvanizada de 1" ³ / ₈ "
5	7	m	Varilla de 3/8" de diámetro
6		un	Ladrillo recocido
7		un	Soldadura
CAJA PARA TENDIDO RECTO DE 0,8*0,8*0,8			
8	52000	cm ³	Mortero de pañete 1:5
9	32000	cm ³	Concreto 3000 psi
10	20000	cm ³	Gravilla fina
11	6,5	m	Platina galvanizada de 1" ³ / ₈ "
12	8	m	Varilla de 3/8" de diámetro
13		cm ³	Ladrillo recocido
14		un	Soldadura
CAJA PARA TENDIDO EN L DE 1*1*0,9			
15	72000	cm ³	Mortero de pañete 1:5
16	46000	cm ³	Concreto 3000 psi
17	27000	cm ³	Gravilla fina
18	8	m	Platina galvanizada de 1" ³ / ₈ "
19	10	m	Varilla de 3/8" de diámetro
20		cm ³	Ladrillo recocido
21		un	Soldadura

Tabla 2.8 Lista de materiales para la caja de inspección de tendido recto en M.T

Notas:

1. La cantidad de ladrillos precocidos depende de las dimensiones del mismo.



LISTA DE MATERIALES

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
CAJA PARA TENDIDO RECTO DE 0,9*0,6*0,8			
1	48000	cm ³	Mortero de pañete 1:5
2	27000	cm ³	Concreto 3000 psi
3	16200	cm ³	Gravilla fina
4	6	m	Platina galvanizada de 1"3/8"
5	7,5	m	Varilla de 3/8" de diámetro
6		un	Ladrillo recocido
7		un	Soldadura
CAJA PARA TENDIDO RECTO DE 1*0,6*0,8			
8	51600	cm ³	Mortero de pañete 1:5
9	40650	cm ³	Concreto 3000 psi
10	18000	cm ³	Gravilla fina
11	6,5	m	Platina galvanizada de 1"3/8"
12	8	m	Varilla de 3/8" de diámetro
13		cm ³	Ladrillo recocido
14		un	Soldadura
CAJA PARA TENDIDO EN L DE 1,2*0,7*0,9			
15	68400	cm ³	Mortero de pañete 1:5
16	42680	cm ³	Concreto 3000 psi
17	25000	cm ³	Gravilla fina
18	7,6	m	Platina galvanizada de 1"3/8"
19	9,5	m	Varilla de 3/8" de diámetro
20		cm ³	Ladrillo recocido
21		un	Soldadura

Tabla 2.9 Lista de materiales para la caja de inspección de tendido en U en M.T

Notas:

1. La cantidad de ladrillos precocidos depende de las dimensiones del mismo.

2.7 DISTANCIAS DE SEGURIDAD DE LOS CONDUCTORES DE SERVICIO

Las distancias de seguridad que representan las **figuras 2.33, 2.34, 2.35 y 2.36** están sustentadas en el código eléctrico colombiano NTC 2050 SEC 230.24.

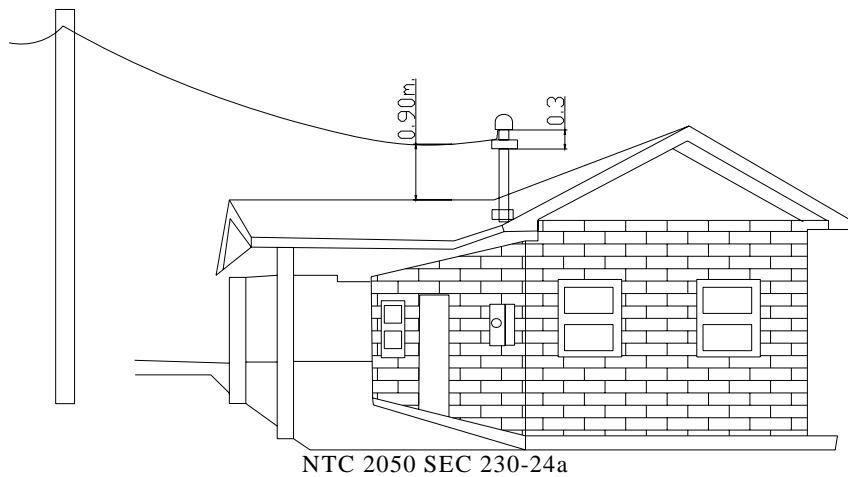


Figura 2.33 Distancias sobre techo

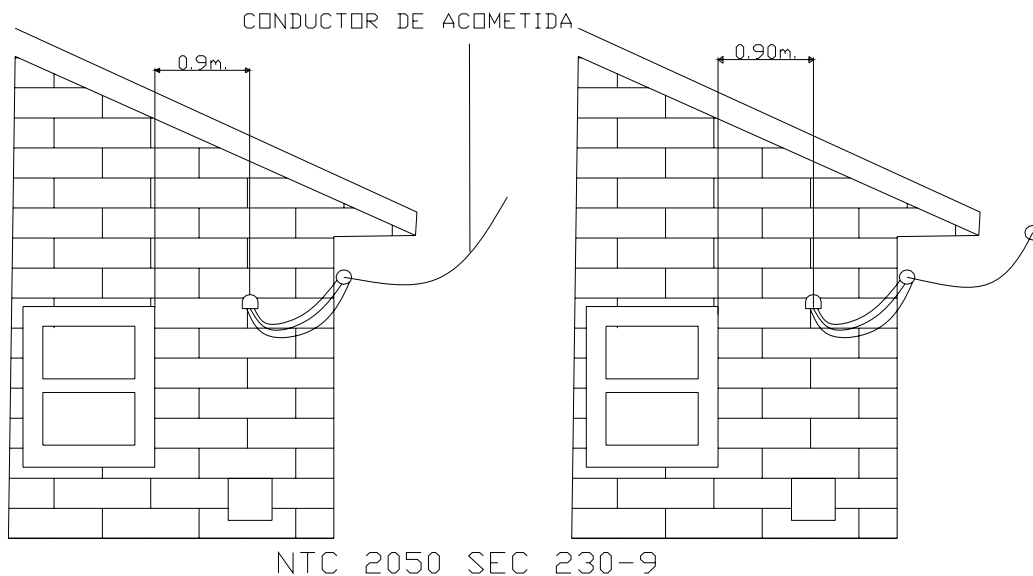
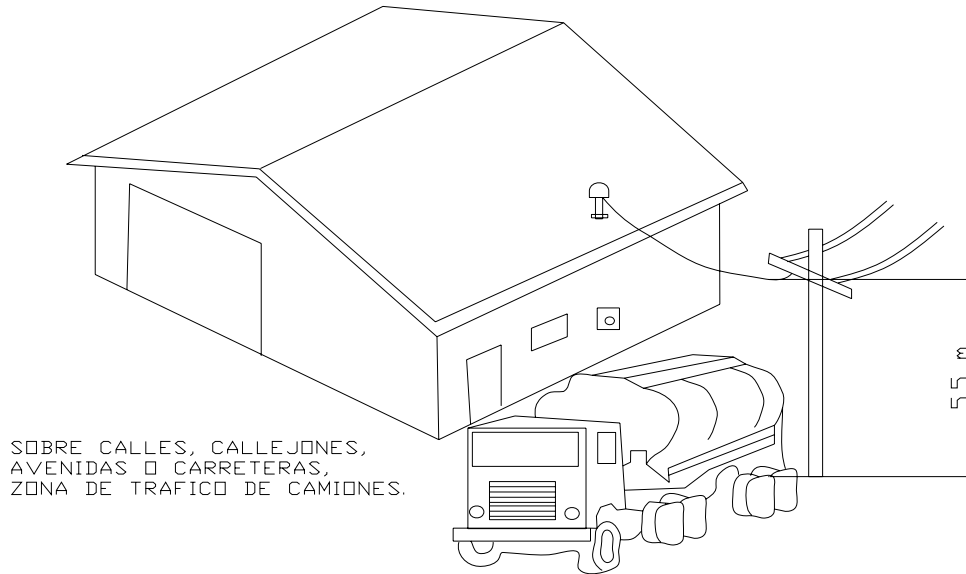
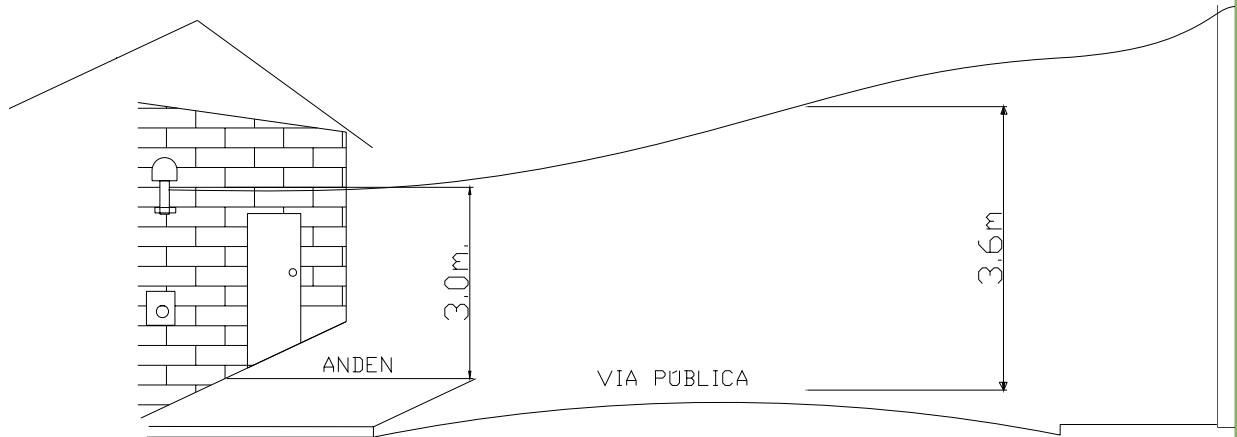


Figura 2.34 Distancias a las aberturas de las edificaciones



NTC 2050 SEC 230-24 b4

Figura 2.35 Distancias en zonas de tráfico pesado



NTC 2050 SEC 230-24 B1,3

Figura 2.36 Distancias en accesos vehiculares y zonas comerciales no sujetas a tráfico de camiones



3. MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

3.1 GENERALIDADES

Los medidores de energía eléctrica son usados para medir la energía suministrada por una fuente o la consumida por un usuario en kWh (Kilowats hora), la energía aparente en KVA. (Kilovoltamaperes hora) o la energía reactiva en KVARh (Kilovars hora). Pueden ser divididos de acuerdo al principio de medición en dos grupos, medidores electromecánicos y medidores estáticos.

Los medidores electromecánicos, del tipo inducción (con un rotor no devanado en forma de disco de aluminio inmerso en el campo magnético alternante de dos electroimanes), han asumido el mayor significado para los sistemas de corriente alterna. Los medidores trifásicos poseen dos o tres elementos móviles en arreglo escalonado, los cuales usualmente actúan sobre dos discos (rotores) en un eje común. La integración de la potencia con respecto al tiempo, es efectuada totalizando las revoluciones del rotor (cuya velocidad es proporcional a la potencia instantánea), por medio de un mecanismo registrador, normalmente de tipo tambor con seis o siete ruedas.

En el medidor de energía digital se utilizan conceptos concernientes al procesamiento digital de señales, utilizando como primera etapa el filtrado y muestreo de las señales de tensión, las cuales luego serán tratadas por un procesador digital que suele ser un circuito integrado de estado sólido (electrónico). Esta señal es aprovechada en los equipos de telemedida para ser enviada a través de un módem y de esta forma realizar el proceso de facturación, o simplemente para ser visualizada a través de un display en el medidor.

Existen además otros tipos de clasificaciones como son:

De acuerdo a la exactitud en la medición. Clase 0.5, Clase 1 y Clase 2.

De acuerdo a la naturaleza de la energía medida. Medidores de energía activa y medidores de energía reactiva

3.1.1 Teorema básico de la medición de energía (teorema de Blondel).

La potencia o la energía de un circuito de N fases puede ser medida por N elementos de medición monofásicos con los circuitos de tensión conectados en cada fase a cualquier punto común. Si el punto común es una de las fases, la energía puede ser medida por N - 1 elementos.

De acuerdo con la última parte del anterior párrafo, un circuito trifásico trifilar necesitará un medidor de dos elementos y un circuito trifásico tetrafililar requerirá de un medidor de tres elementos. Algunas



desviaciones de esta regla son comercialmente posibles cuando existen circuitos provistos de un excesivo desbalance.

Al probar la teoría, el siguiente análisis hace razonable el teorema de Blondel.

$$P = e_1 \cdot I_1 + e_2 \cdot I_2 + e_3 \cdot I_3 \quad (1)$$

Donde I y e representan las corrientes y tensiones de fase respectivamente.

Ahora, en cualquier sistema, las corrientes instantáneas sumadas vectorialmente son iguales a cero.

Entonces:

$$I_1 + I_2 + I_3 = 0 \quad \text{ó} \quad I_2 = - (I_1 + I_3)$$

Sustituyendo en (1)

$$P = I_1 (e_1 - e_2) + I_3 (e_3 - e_2) \quad (2)$$

Entonces, si un punto común de tensión se hace sobre la fase 2, adicionalmente si se usan las tensiones con respecto a esta fase y las corrientes de dos o tres fases, un medidor con dos elementos mide correctamente un circuito trifásico con tres hilos.

Esto comúnmente es llamado el método de los dos vatímetros (o conexión AARON) y resulta una correcta medida a no ser que existan desbalances desproporcionados en corrientes y voltajes.

3.1.2 Cableado de los medidores.

El cableado desde los secundarios de los transformadores de medida hasta los medidores se debe realizar en cable multiconductor de cobre 8x12 AWG, aislados en PVC, 600 V, de acuerdo con las siguientes normas y especificaciones.

NTC 359 (ASTM B3) Alambres de cobre blando o recocido desnudo de sección circular para usos eléctricos.

NTC 1818 (ASTM B49) Alambrón de cobre laminado en caliente para usos eléctricos.

NTC 1099 (ICEA 591-402) Alambres y cables aislados con termoplástico para transmisión y distribución de energía eléctrica.

NTC 2447 Plásticos, compuesto s flexibles de polímeros y copolímeros de cloruro de vinilo para moldeo y extrusión.



ASTM D1248 Polyethylene plastics molding and extrusion materials, specification for.

NTC 307 (ASTM B8) Cables concéntricos de cobre duro, semiduro y blando para usos eléctricos.

3.1.3 Transformadores de medida.

Para medir en nivel I un Cliente con carga mayor de 45 kVA o para medir un Cliente en un nivel superior al nivel I, se requiere que los transformadores de medida cumplan con las condiciones técnicas del punto de medición:

Los Transformadores de corriente deben soportar la corriente de cortocircuito del punto de instalación, la corriente de carga promedio debe estar entre 80% - 120% de la corriente primaria del CT y la cargabilidad del circuito secundario debe estar entre 25% - 100% de los VA del transformador de corriente (CT), el error máximo permitido se expresa en la Tabla 3.1 de acuerdo a la clase del transformador de corriente:

CLASE	Error de relación (\pm %) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal					Error de fase (\pm minutos) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal					Error compuesto (\pm %) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal	
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	10	100
0,2	-	0,75	0,35	0,2	0,2	-	30	15	10	10	-	-
0,2S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	-	-
0,5	-	1,5	0,75	0,5	0,5	-	90	45	30	30	-	-
0,5S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	-	-
0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	0,3
0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	0,6

Tabla 3.1 Valores máximos para transformadores de corriente.

La tensión nominal primaria del transformador de tensión debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico al cual va a ser conectado. Cuando la tensión nominal del sistema sea inferior a la tensión primaria nominal del transformador de tensión seleccionado, se permitirá su instalación siempre y cuando se garantice la exactitud en la medida.

La tensión secundaria nominal debe corresponder a los rangos de operación del medidor conectado a éste. Las tensiones secundarias normalizadas son 100 V, 110 V, 115 V y 120 V. La relación de transformación debe ser un número entero o en su defecto tener máximo un dígito decimal. La carga nominal del transformador de tensión debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario esté comprendida entre el 25 % y el 100 % de su valor, se permitirá que la carga conectada al transformador de tensión sea inferior al 25 % de la carga nominal siempre y cuando se cuente con un informe de laboratorio que garantice la exactitud de dichos valores. La clase de exactitud del transformador de tensión debe seleccionarse de acuerdo con el nivel de tensión del



punto de conexión en el sistema eléctrico y a la carga a la cual se desea efectuar la medición de potencia y/o energía consumida.

Las clases de exactitud normalizadas son: 0,2 y 0,5 para transformadores fabricados bajo la NTC 2207 (IEC 60186), y 0,3 y 0,6 para transformadores fabricados bajo la norma ANSI/IEEE C57.13.

Los valores máximos de error se dan en la Tabla 3.2.

CLASE	Error de relación (\pm %) para los valores de tensión expresados en % de la tensión nominal	Error de fase (\pm minutos) para los valores de tensión expresados en % de la tensión nominal	Error compuesto (\pm %) para los valores de tensión expresados en % de la tensión nominal
	80 a 120	80 a 120	90 a 110
0,2	0,2	10	-
0,3	-	-	0,3
0,5	0,5	20	-
0,6	-	-	0,6

Tabla 3.2 Valores máximos para transformadores de tensión.

3.1.4 Esquemas de conexiones.

A continuación se listan los esquemas de conexión utilizados por la E.S.S.A para realizar mediciones en los diferentes niveles de tensión (Baja y Media Tensión).

- Figura 3.1 Medida semidirecta tres elementos 3 fases 4 hilos.
- Figura 3.2 Medida indirecta tres elementos 3 fases 4 hilos.
- Figura 3.3 Medida indirecta dos elementos red trifásica.
- Figura 3.4 Conexión asimétrica 2 hilos. Medidor monofásico.
- Figura 3.5 Conexión simétrica 2 hilos. Medidor monofásico.
- Figura 3.6 Conexión asimétrica trifilar. Medidor bifásico.
- Figura 3.7 Conexión asimétrica 4 hilos. Medidor trifásico 120/208 V.
- Figura 3.8 Medidor electrónico en BT con TC.
- Figura 3.9 Conexión directa asimétrica 4 hilos. 277/480.
- Figura 3.10 Medición indirecta en BT sin borneras de prueba
- Figura 3.11 Medidor electrónico en MT dos elementos con TC y TP.
- Figura 3.12 Medidor electrónico en MT con TC y TP de tres elementos.



MEDIDOR DE ACTIVA kWh

MEDIDOR DE REACTIVA kVArh

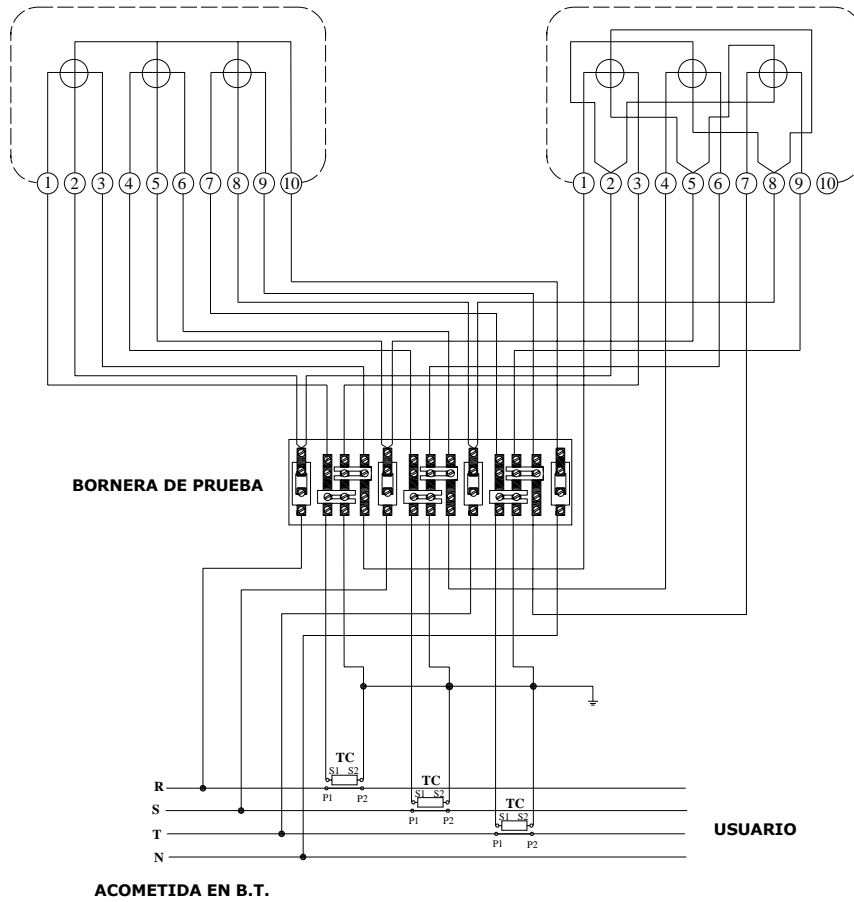


Figura 3.1 Medida semidirecta tres elementos 3 fases 4 hilos.



**MEDIDOR DE ACTIVA
kWh**

**MEDIDOR DE REACTIVA
kVarh**

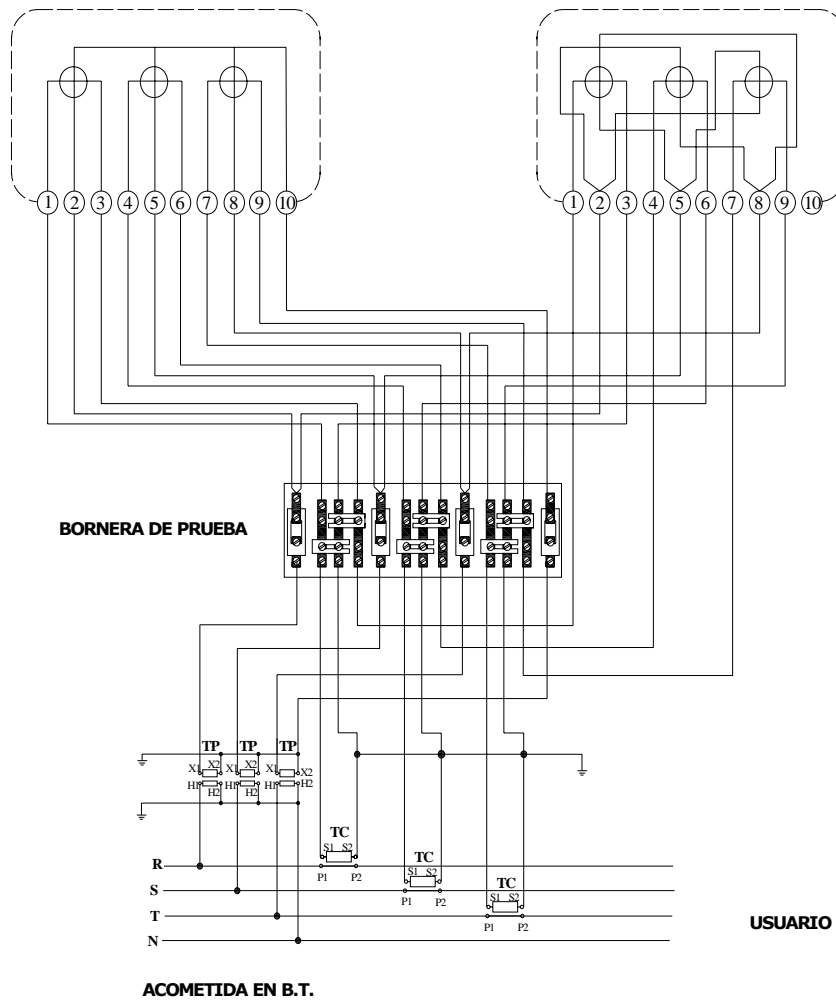
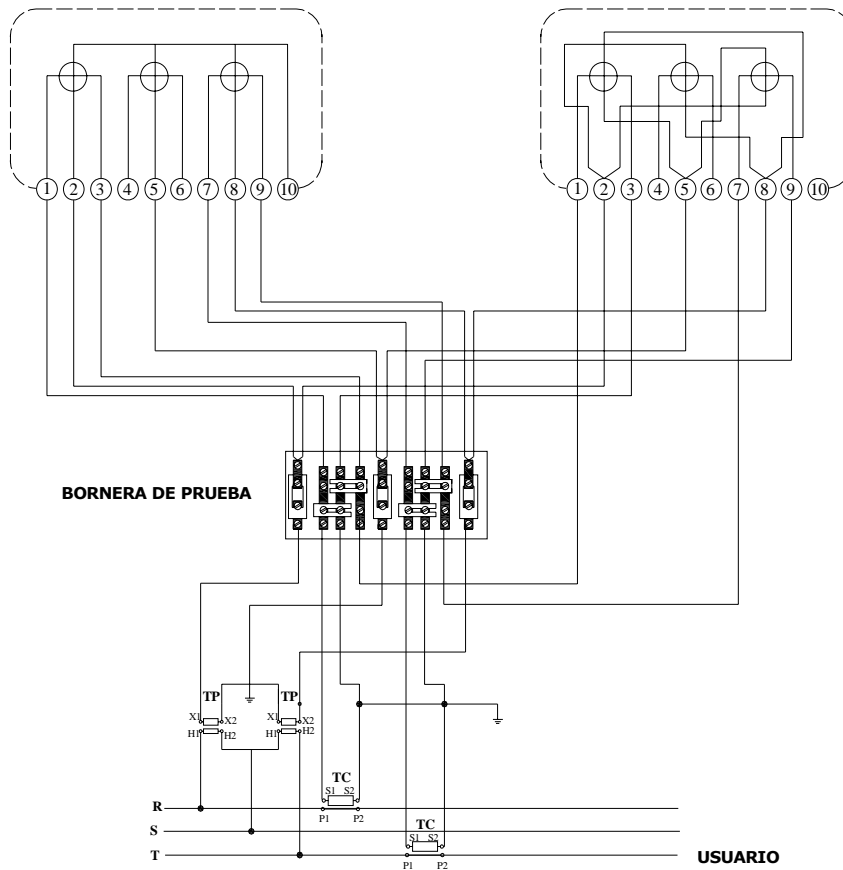


Figura 3.2 Medida indirecta tres elementos 3 fases 4 hilos.



MEDIDOR DE ACTIVA kWh

MEDIDOR DE REACTIVA kVArh



ACOMETIDA EN B.T.

Figura 3.3 Medida indirecta dos elementos red trifásica.

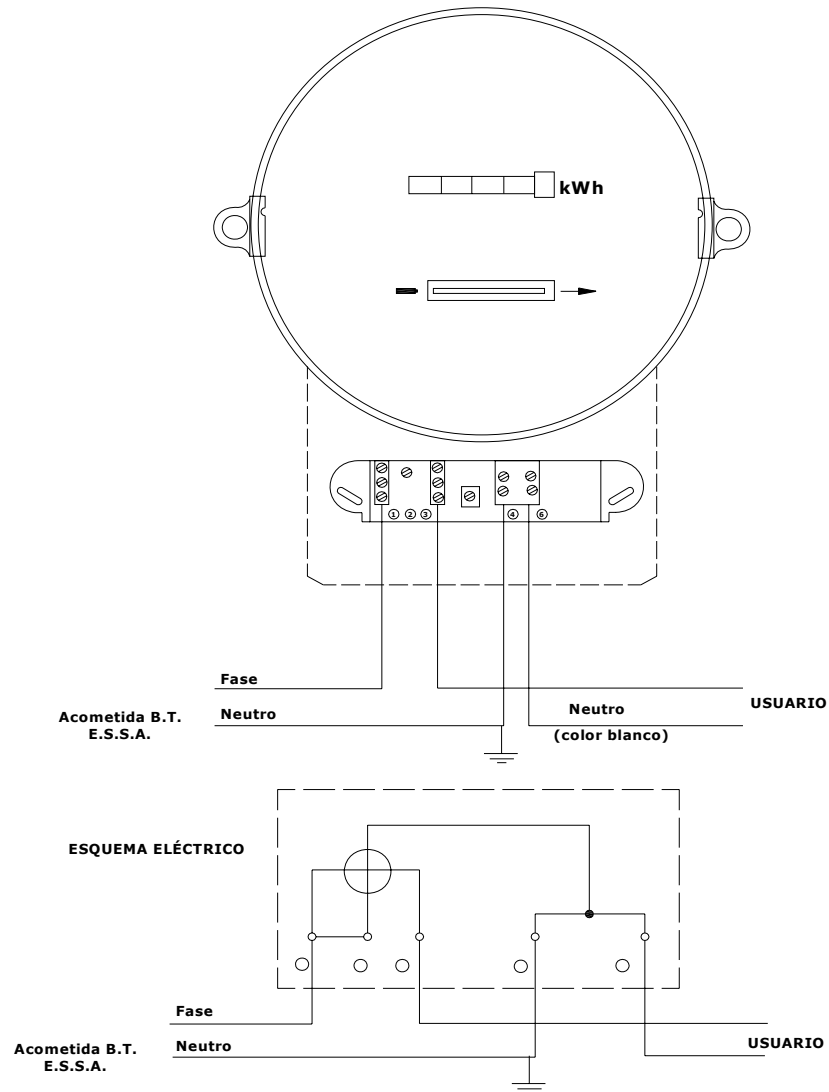


Figura 3.4 Conexión asimétrica 2 hilos. Medidor monofásico.

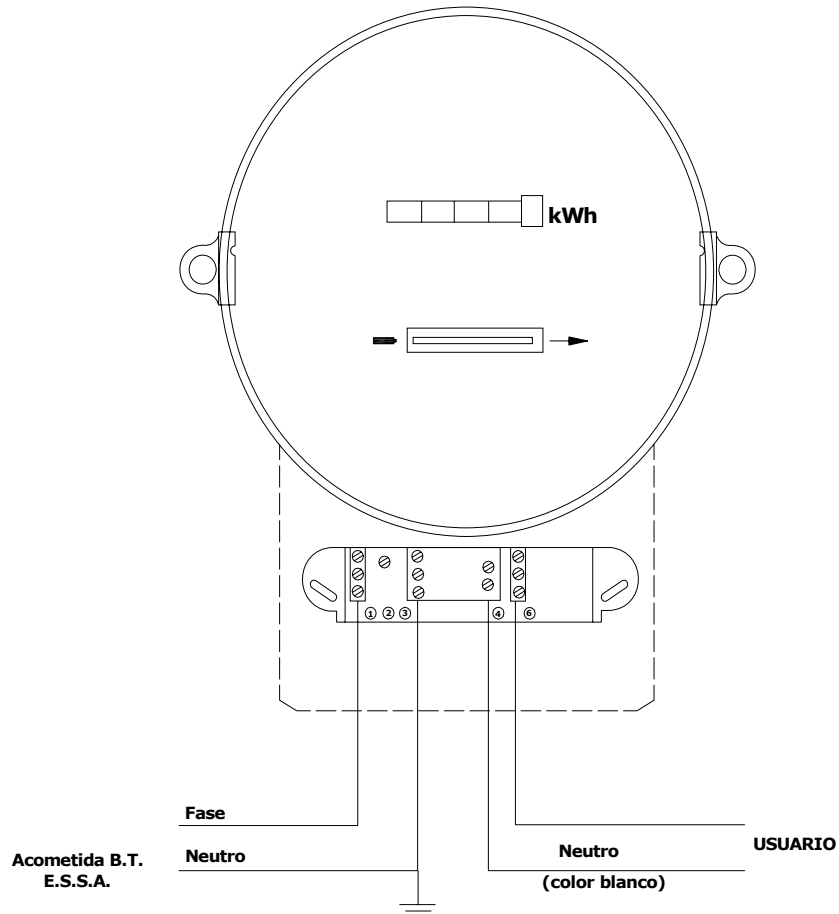


Figura 3.5 Conexión simétrica 2 hilos. Medidor monofásico.

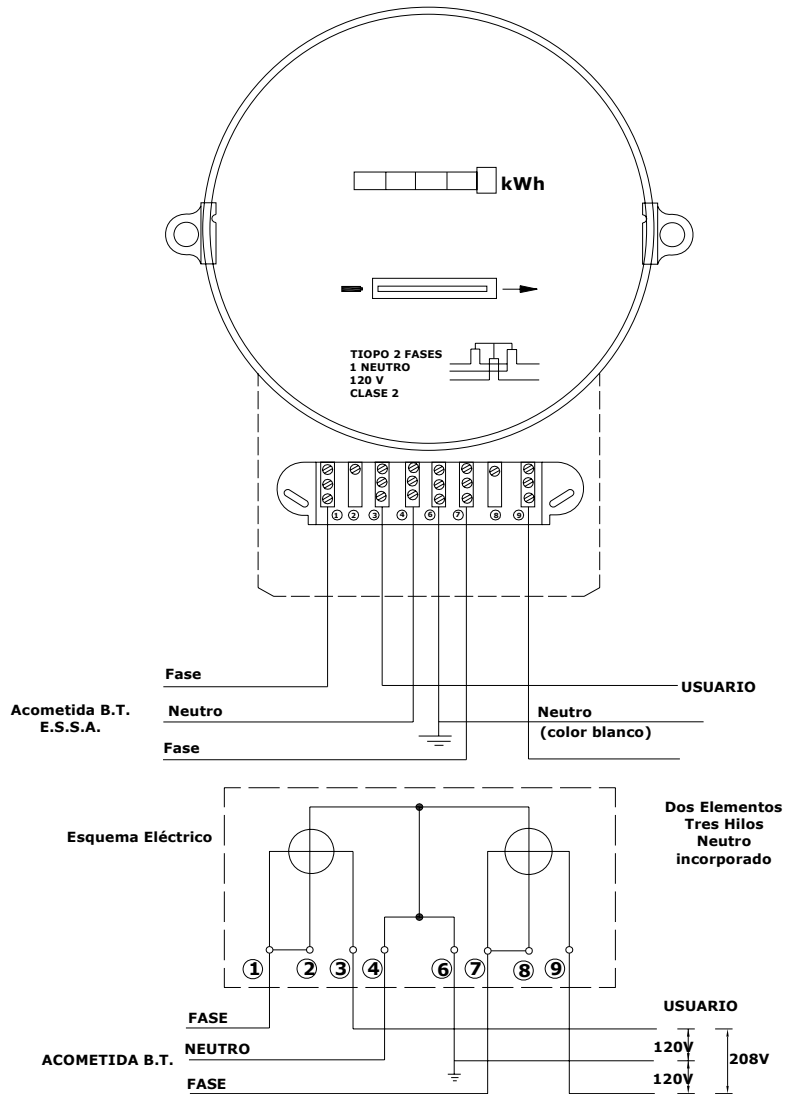


Figura 3.6 Conexión asimétrica trifilar. Medidor bifásico.

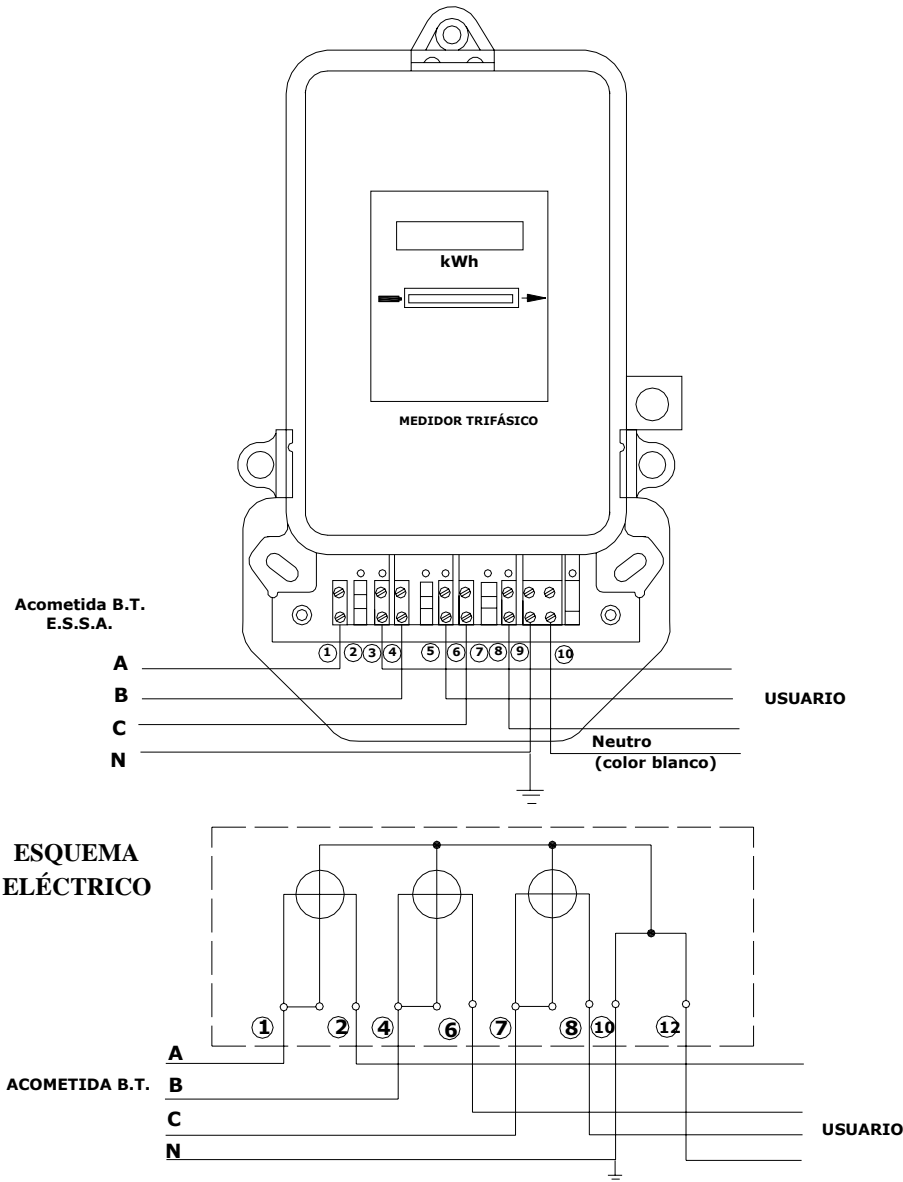


Figura 3.7 Conexión asimétrica 4 hilos. Medidor trifasico 120/208 V.

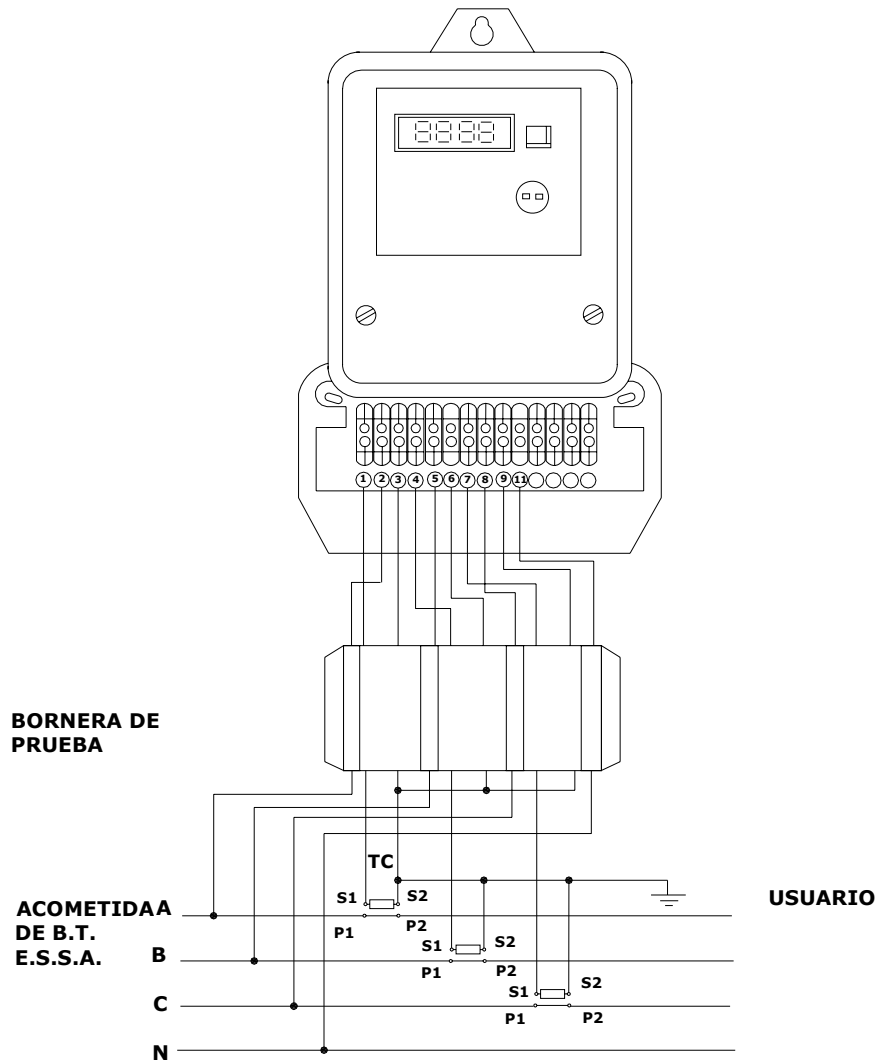


Figura 3.8 Medidor electrónico en BT con TC.

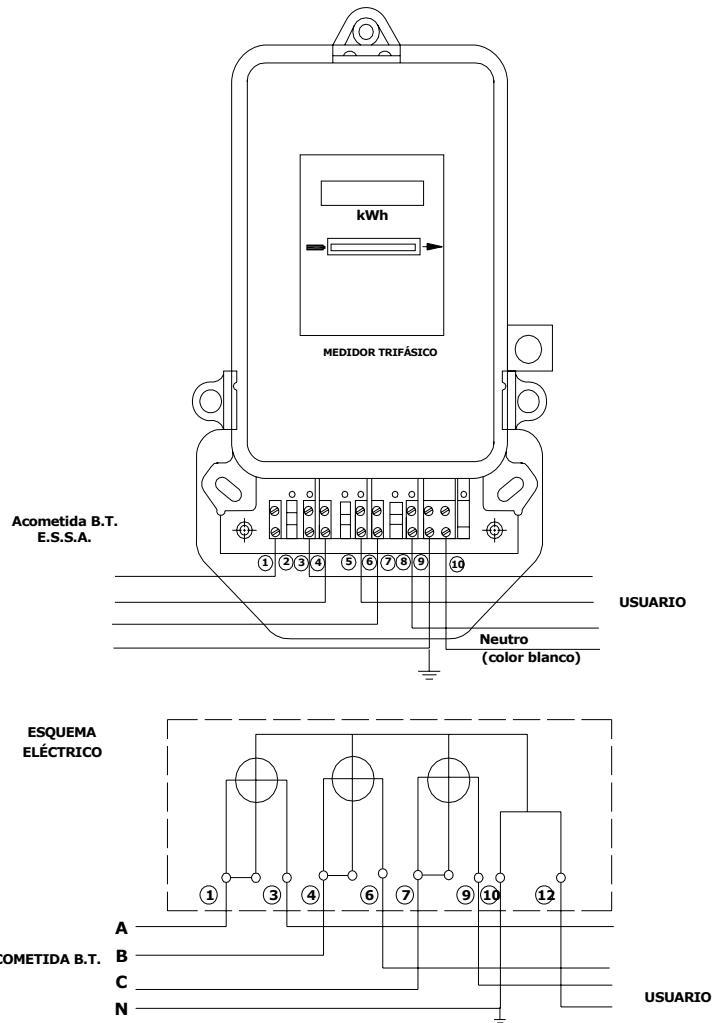


Figura 3.9 Conexión directa asimétrica 4 hilos. 277/480.

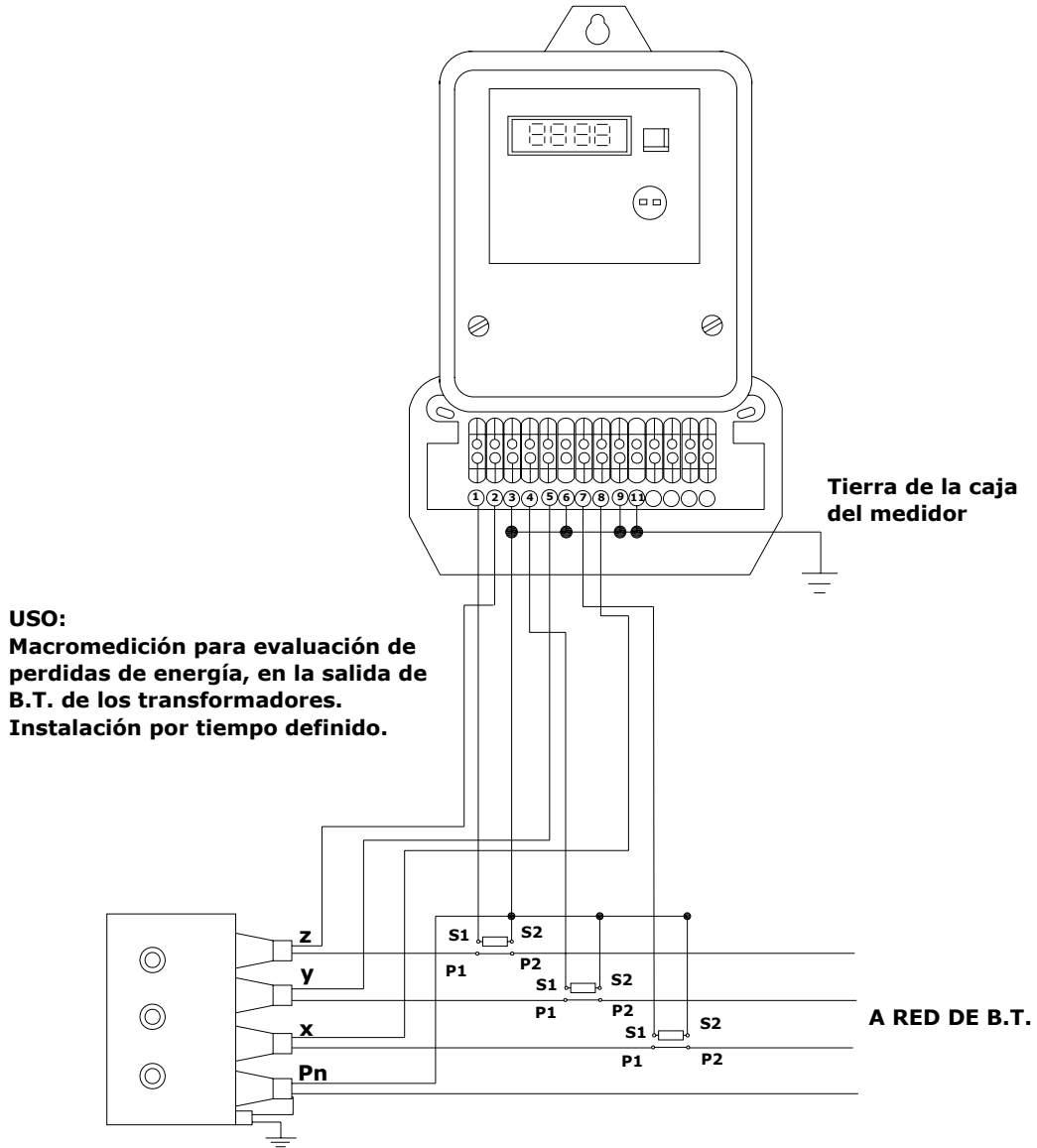


Figura 3.10 Medición indirecta en BT sin borneras de prueba.

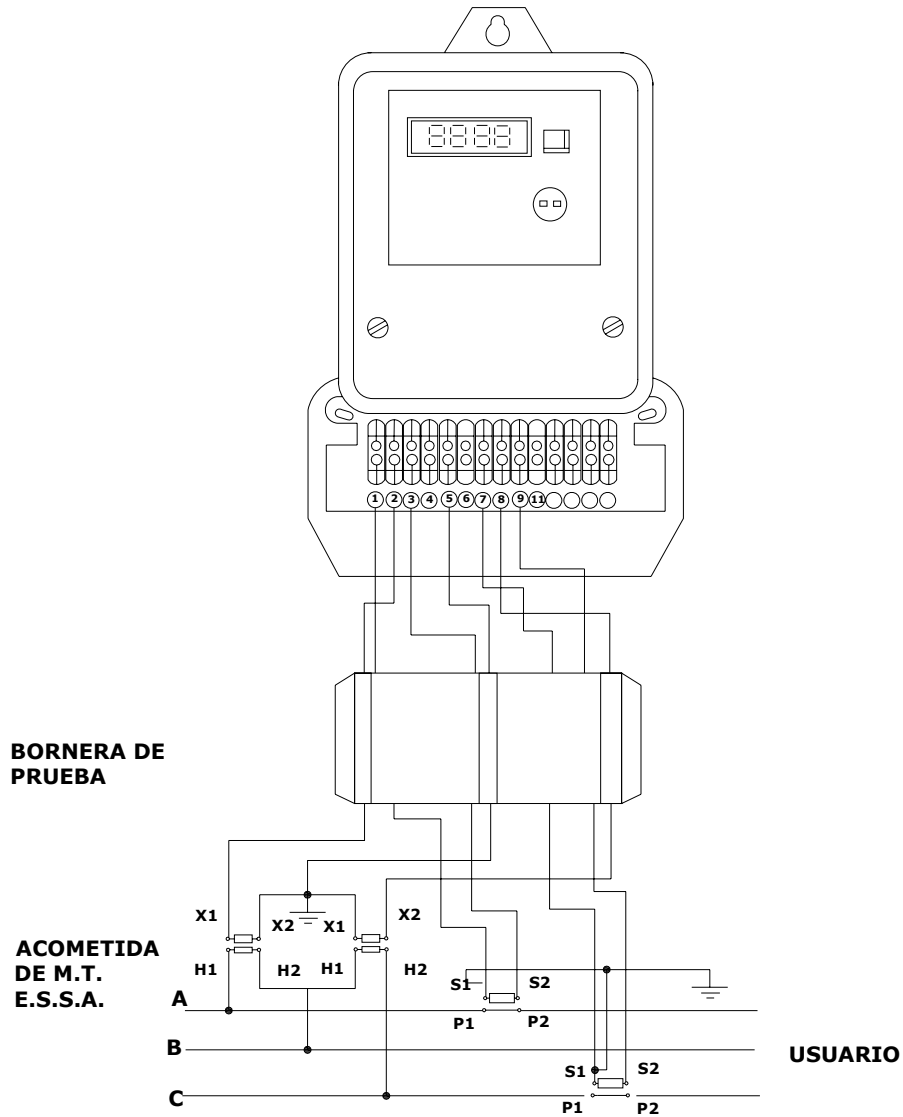


Figura 3.11 Medidor electrónico en MT dos elementos con TC y TP.

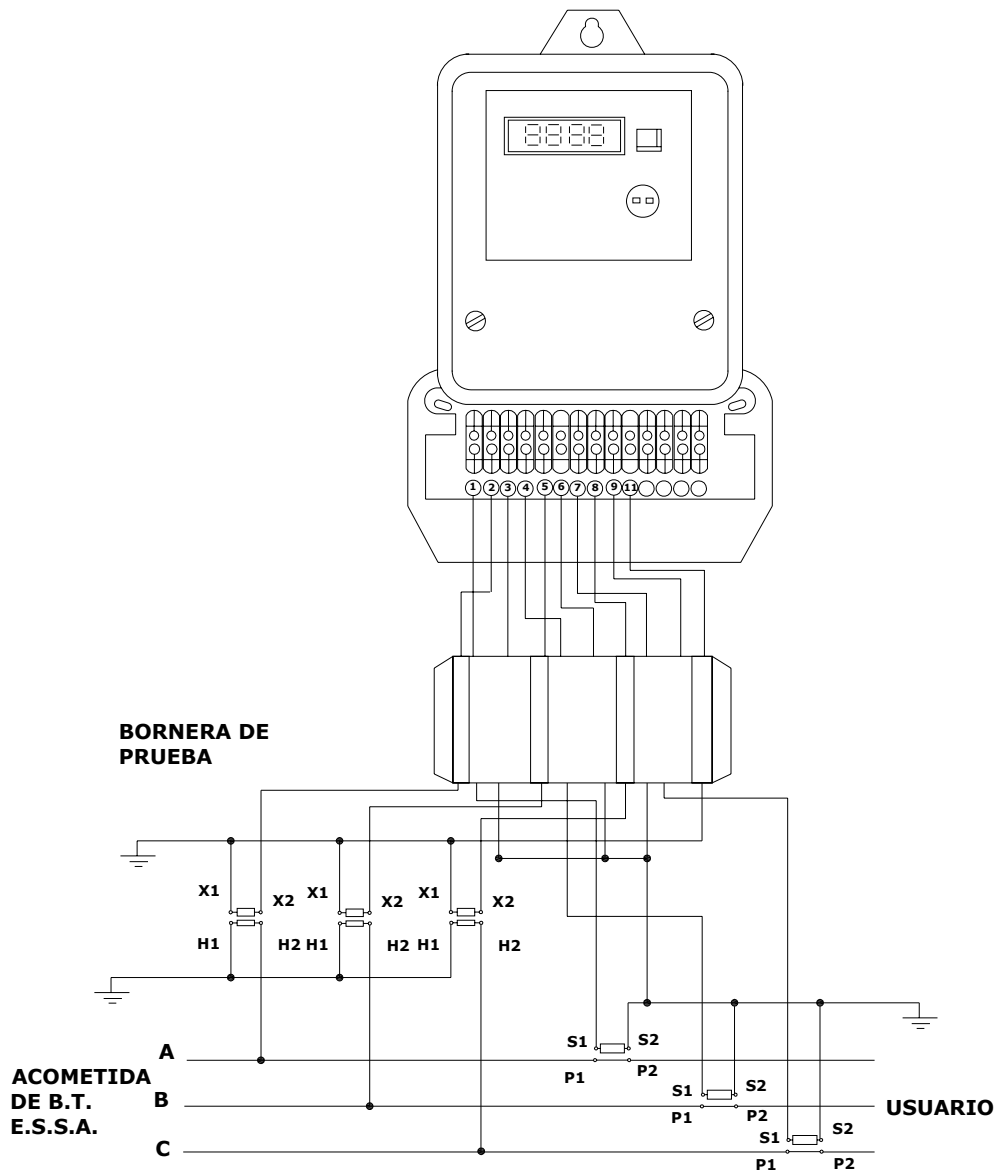


Figura 3.12 Medidor electrónico en MT con TC y TP de tres elementos.



3.1.5 Cajas y armarios.

Los requisitos que deben cumplir las cajas destinadas para la instalación de medidores energía eléctrica se presentan en la **NTC 2958** (cajas para instalación de medidores de energía eléctrica).

Las cajas para medidores se deben instalar en el exterior de los inmuebles. Se debe disponer de un espacio libre mínimo al frente de las cajas de 0,9 m, para manipulación rápida y segura de los equipos. El eje horizontal de la ventana de lectura debe estar a una altura aproximada de 1,60 m sobre el nivel final del terreno.

Las cajas deben tener todas las cuentas identificadas así como la terminal de puesta a tierra y los dispositivos de corte y protección, de acuerdo con lo establecido en el Código Eléctrico Colombiano, **NTC 2050**, numerales **110-22 y 230-72**.

Los requisitos que deben cumplir los armarios destinados para la instalación de medidores de energía eléctrica se presentan en la **NTC 3444**.

Los armarios no pueden estar localizados debajo de escaleras ni empotrados en la pared. Se debe disponer de un espacio libre que permita la apertura de las puertas (120° mínimo), y deben estar a una altura mínima sobre el nivel del piso de 5 cm. Los armarios deben tener identificadas todas las cuentas así como la terminal de puesta a tierra y los dispositivos de corte y protección, de acuerdo en lo establecido en el Código Eléctrico Colombiano, **NTC 2050**, numerales **110-22 y 230-72**.

A continuación se listan las cajas y armarios utilizados por la E.S.S.A para la instalación de medidores.

- Figura 3.13 Caja para medidor Tipo A
- Figura 3.14 Caja para medidor Tipo A. Vista isométrica
- Figura 3.15 Caja para medidor Tipo B
- Figura 3.16 Caja para medidor Tipo B. Vista isométrica
- Figura 3.17 Armario para medidores.
- Figura 3.18 Armario para medidores vista frontal sin puertas
- Figura 3.19 Armario para medidores, vista lateral
- Figura 3.20 Armario para medidores vista frontal con puertas

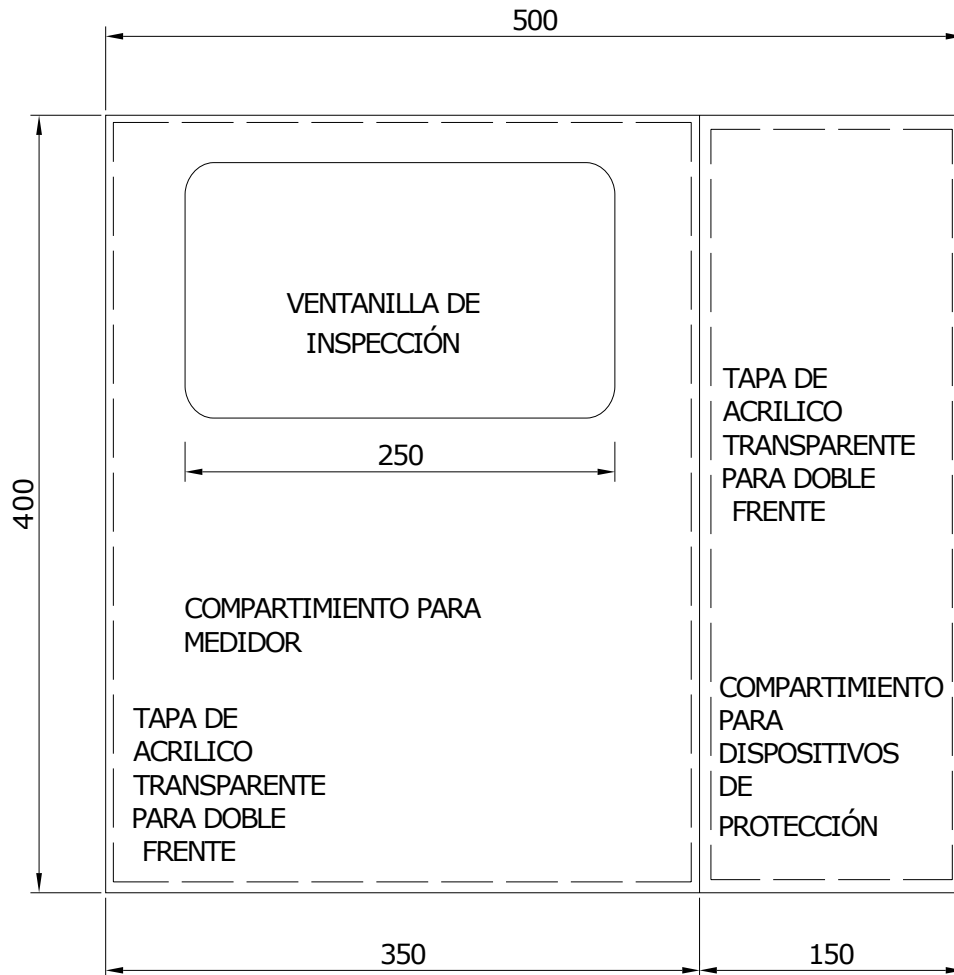


Figura 3.13 Caja Tipo A para medidor*

* Todas las medidas en milímetros

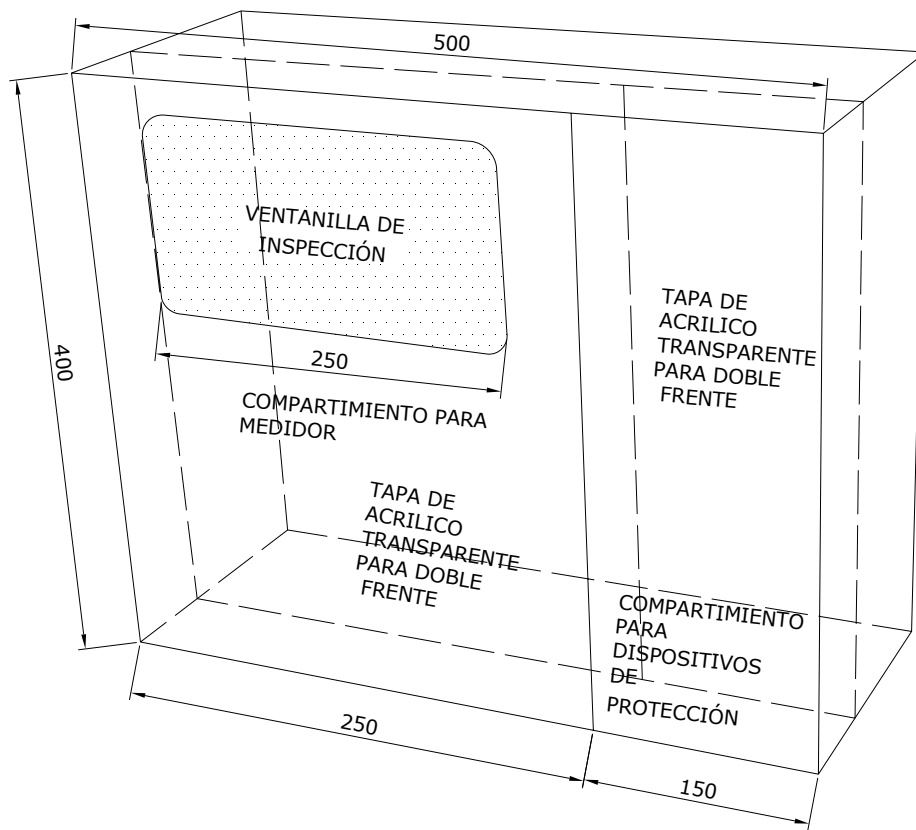


Figura 3.14 Caja para medidor Tipo A. Vista isométrica. *

* Todas las medidas en milímetros (mm)

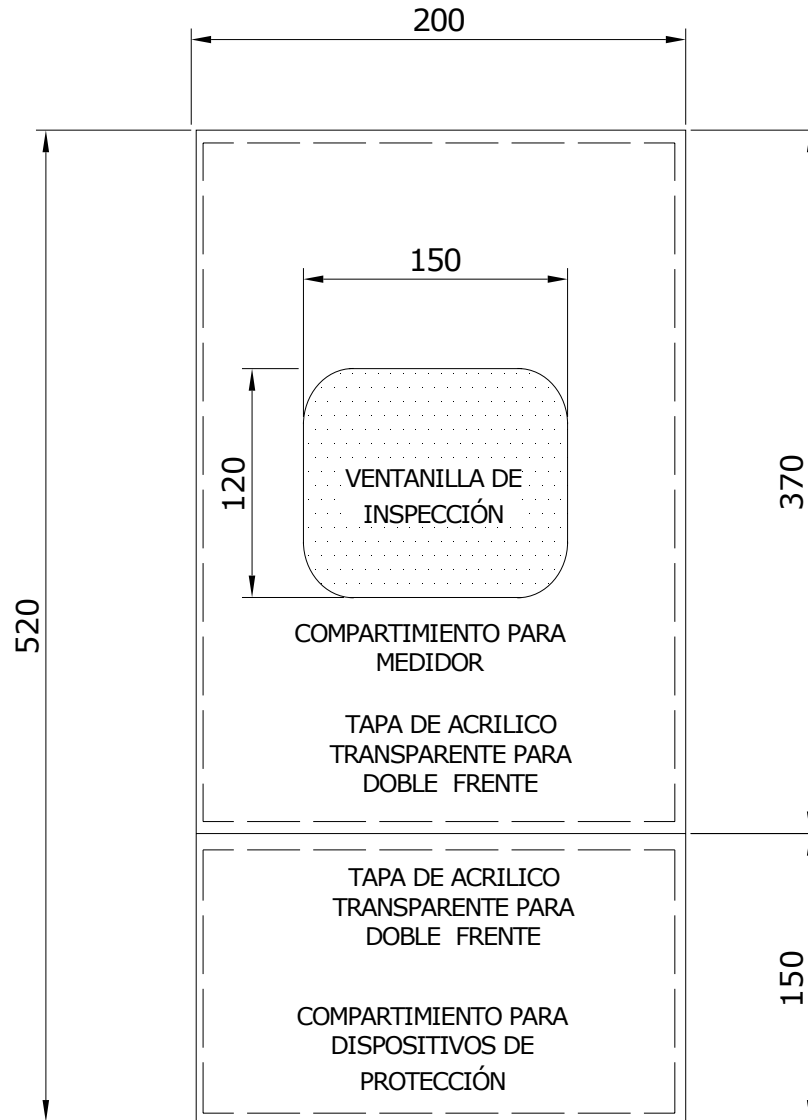


Figura 3.15 Caja para medidor Tipo B. *

* Todas las medidas en milímetros (mm)

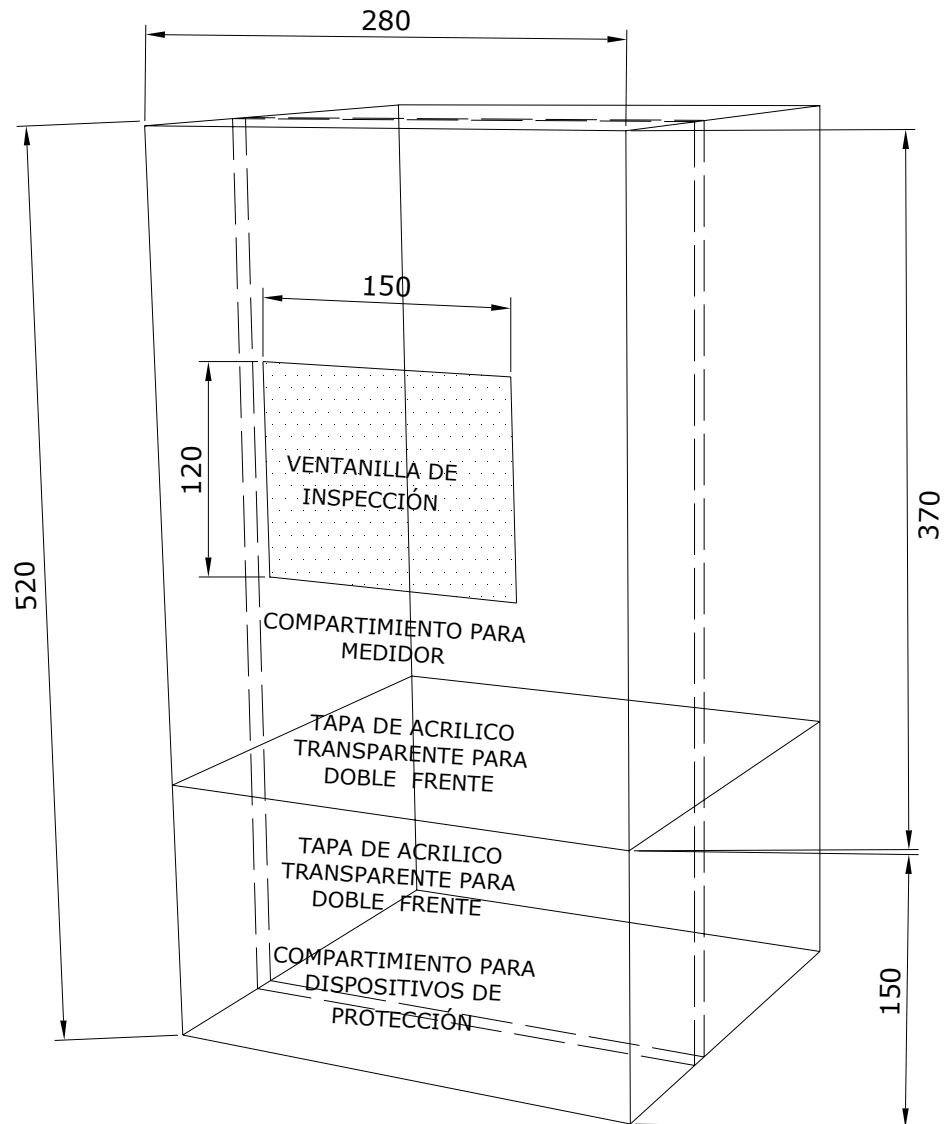


Figura 3.16 Caja para medidor Tipo B. Vista isométrica. *

* Todas las medidas en milímetros (mm)



ARMARIO PARA CONTADORES

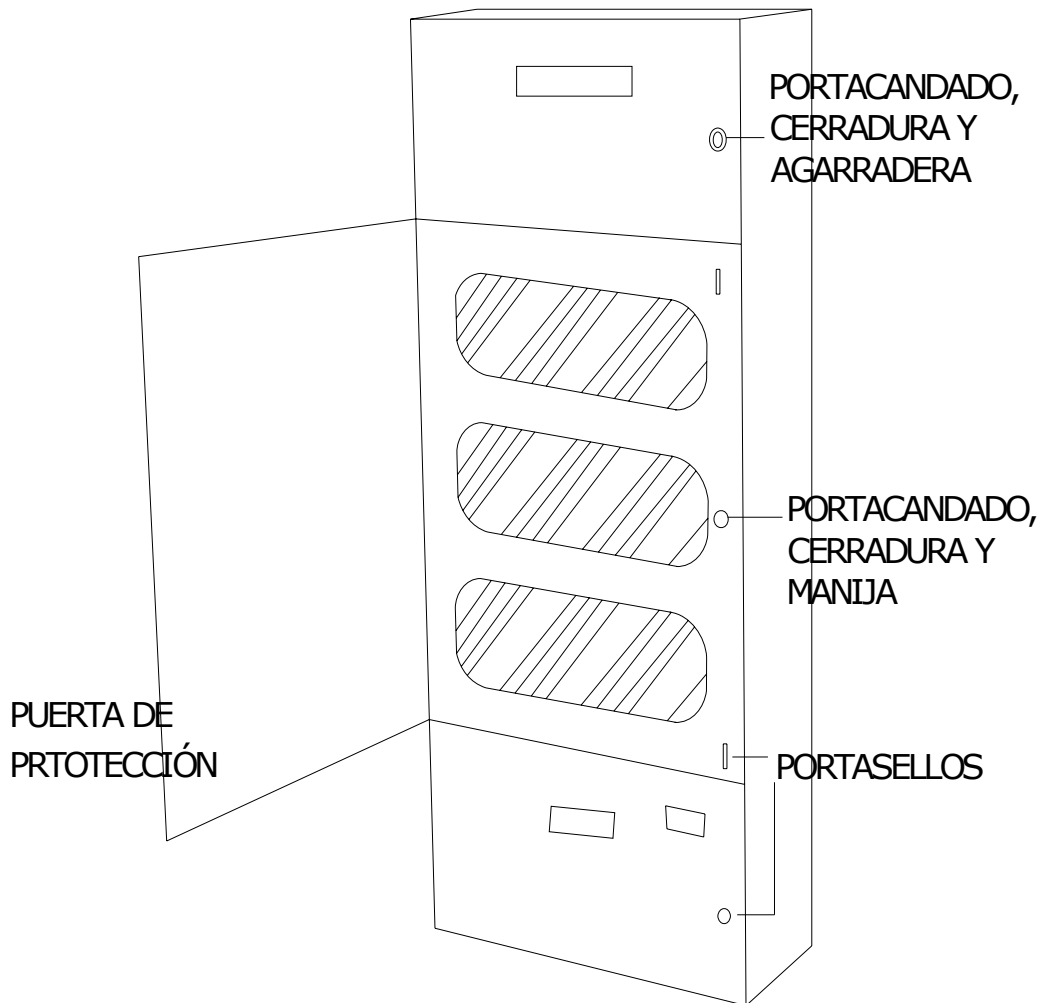


Figura 3.17 Armario para medidores.

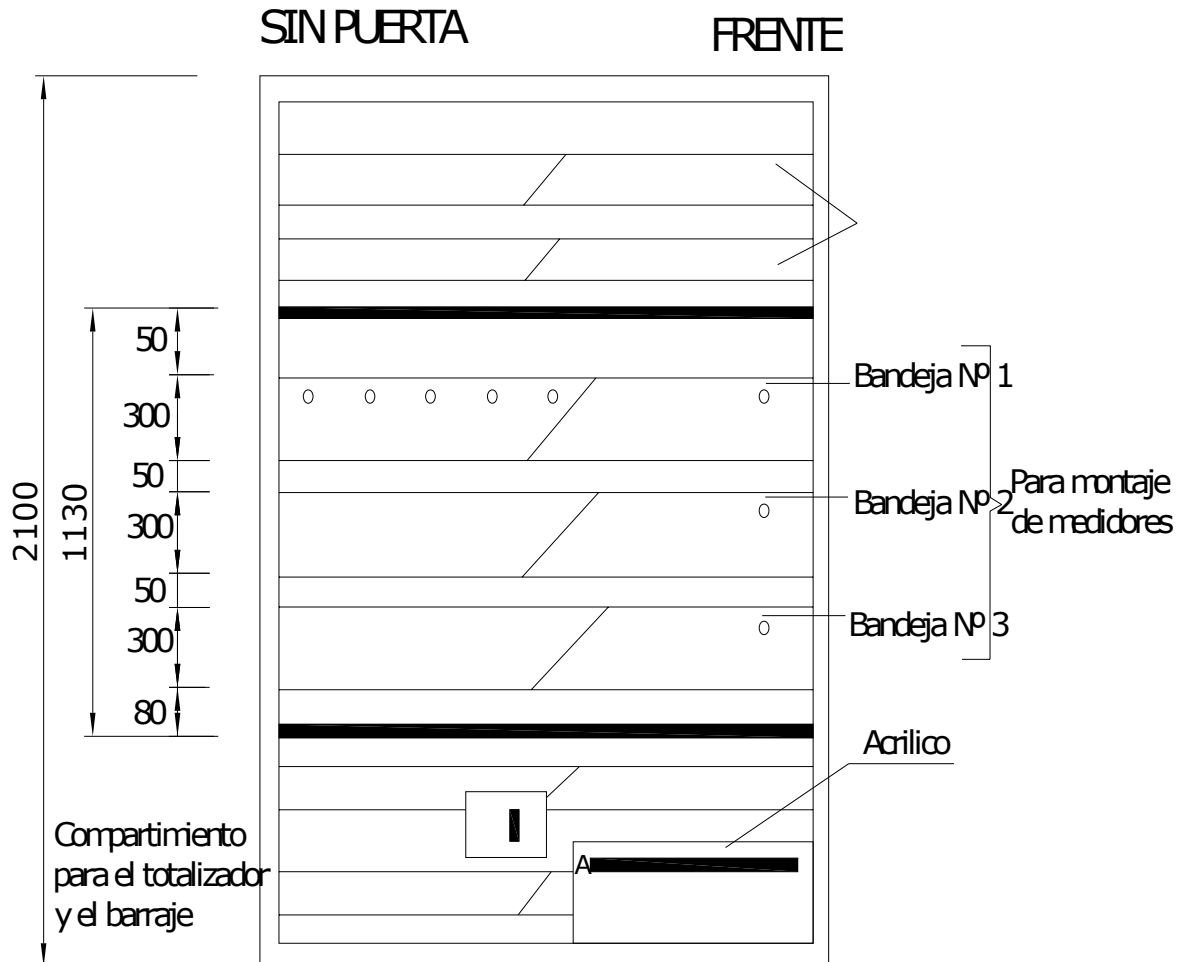


Figura 3.18 Armario para medidores vista frontal sin puertas. *

* Todas las medidas en milímetros (mm)

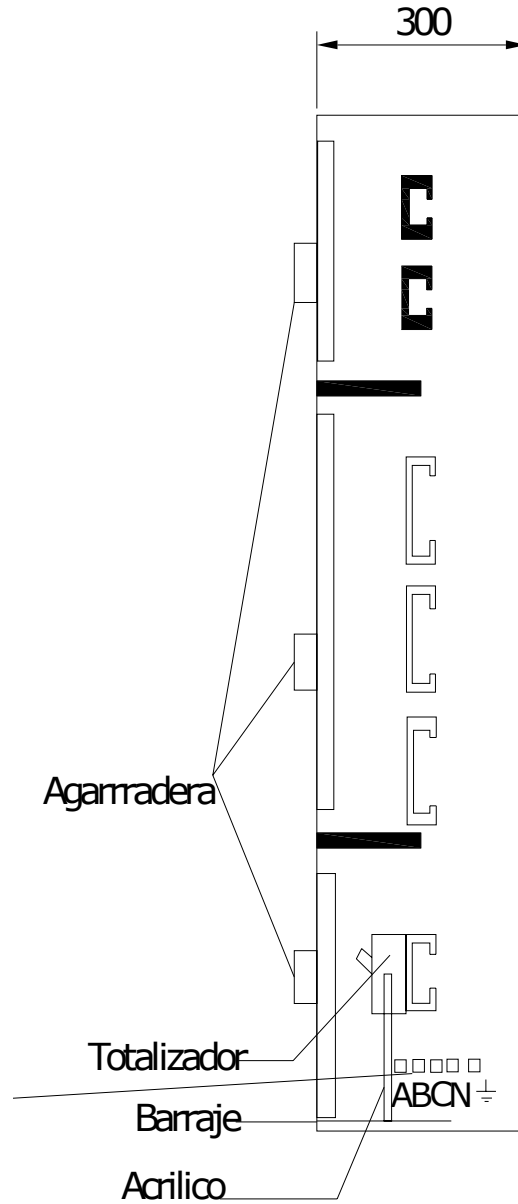


Figura 3.19 Armario para medidores, vista lateral

CON PUERTA

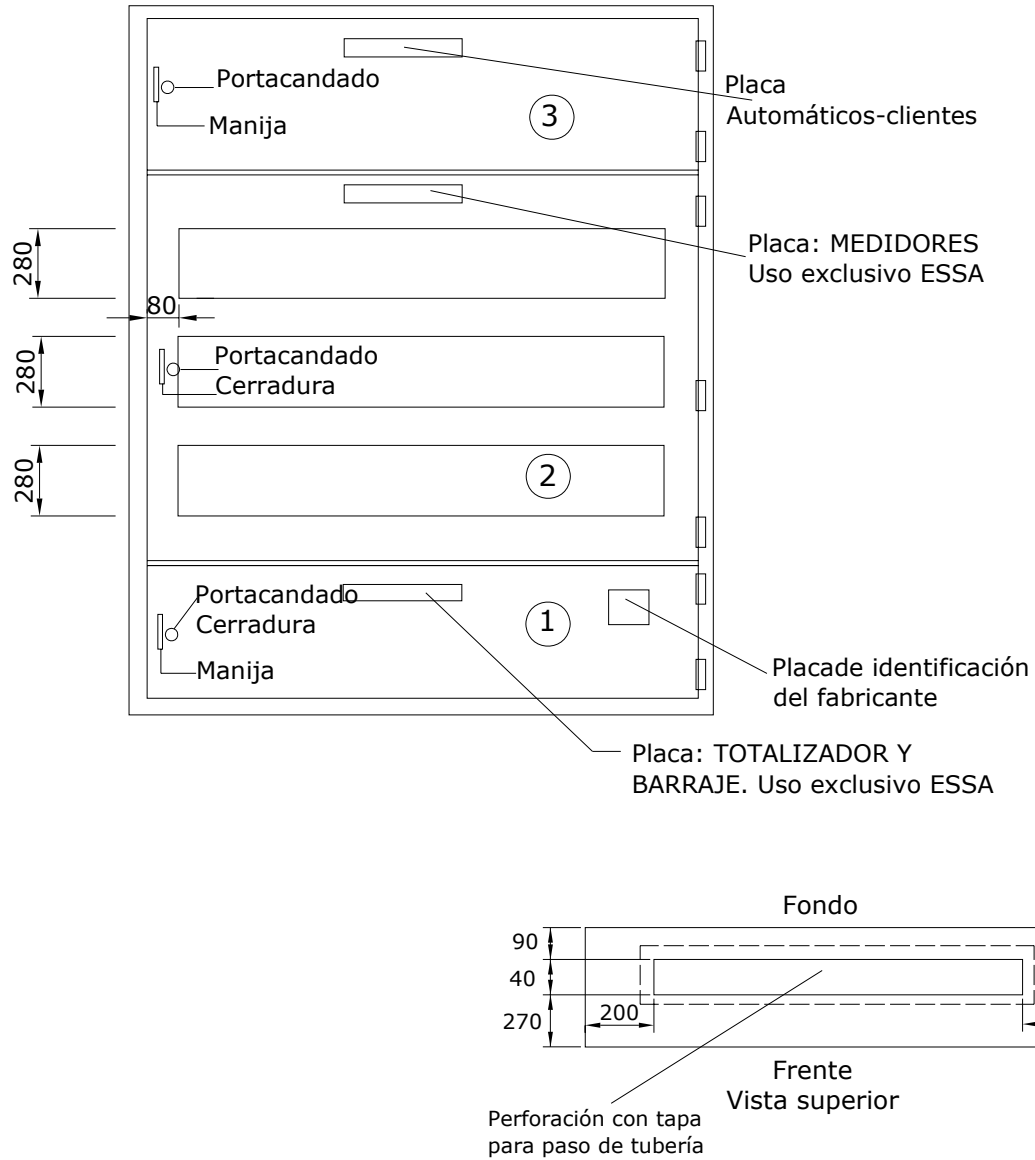


Figura 3.20 Armario para medidores vista frontal con puertas.*

* Todas las medidas en milímetros (mm).



4. CONDUCTORES.

Los requisitos generales de los conductores y sus denominaciones de tipo, aislamiento, rótulos, capacidad de corriente nominal, usos etc., se tratan en la sección 310 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050 y en la sección 3.1.2 de las NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (NCSDS) de la E.S.S.A.

Los aspectos más relevantes a tener en el uso de los conductores eléctricos en las instalaciones eléctricas se encuentran en la presente norma, en sus aplicaciones.

4.1 CÓDIGO DE COLORES PARA CONDUCTORES ELÉCTRICOS.

La identificación de los conductores se hará mediante el color exterior que presente como se indica en la tabla 3.12.de las NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (NCSDS) de la E.S.S.A. **Ver tabla 4.1.**

SISTEMA	1 Ø	1 Ø	3 Ø Y	3 Ø Δ	3 Ø Δ	3 Ø Y	3 Ø Δ
TENSIONES NOMINALES	120 V	240/120 V	208/120 V	240 V	240/208/120 V	480/277 V	480 V
CONDUCTORES ACTIVOS	1 fase 2 hilos	2 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos
FASES	Negro	Negro Rojo	Amarillo Azul Rojo	Negro Azul Rojo	Negro Naranja Rojo	Café Naranja Amarillo	Café Naranja Amarillo
NEUTRO	Blanco	Blanco	Blanco	No aplica	Blanco	Gris	No aplica
TIERRA DE PROTECCION	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde
TIERRA AISLADA	Verde Amarillo	Verde Amarillo	Verde Amarillo	No aplica	Verde Amarillo	No aplica	No aplica

Tabla 4.1 Código de colores para los conductores *

* Tabla 3.12 NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN de la E.S.S.A.



En la conexión de conductores a los aparatos se utilizarán conectores apropiados para su calibre, de tal manera que no se requiera suplementar el conductor o disminuir el diámetro para lograr su ajuste.

4.2 UTILIZACIÓN DE LOS CONDUCTORES

En la **tabla 4.2** se encuentran los conductores a utilizar de acuerdo al tipo de red o servicio.

RED	UTILIZACIÓN	INSTALACION	MATERIAL	CALIBRE MÍNIMO
M.T	Urbana	Aérea	ACSR	2/0**
M.T	Rural	Aérea	ACSR	2
M.T	Urbana o Rural	Subterránea	Cu XLPE	2 (13,2 kV) -1/0 (34,5 kV)
B.T	Urbana (F)	Aérea	AL THW	4
B.T	Urbana (N)	Aérea	ASC o ACSR	4
B.T	Rural	Aérea	ACSR	4
B.T	Urbana (F Y N)	Subterránea	Cu THW	6
B.T	Acometida	Aérea	AL Cu TW THW	6 (Al) - 8 (Cu)
B.T	Acometida	Subterránea	AL Cu TW THW	6 (Al) - 8 (Cu)
B.T	Internas	Ductos	Cu TW	14
A.P	Urbana o Rural	Aérea	Al TW	8
A.P	Urbana	Subterránea	AL Cu TW THW	8(Al) - 10(Cu)

Tabla 4.2 Utilización de conductores *

* (F) indica fase

* (N) indica neutro

** Para poblaciones mayores a 50.000 habitantes. Para poblaciones menores será el acordado por la empresa.

4.2.1 Redes en M.T.

En el presente numeral se encuentran los diferentes conductores utilizados en redes de media tensión con sus características eléctricas.

* Tabla 3.13 NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN de la E.S.S.A.

4.2.1.1 Redes urbanas y rurales aéreas. Para estos dos tipos de redes se utilizan conductores de AL. Desnudo con refuerzo de acero galvanizado, según norma ASTM B-232 NTC ICONTEC 309. Ver **Figura 4.1**.

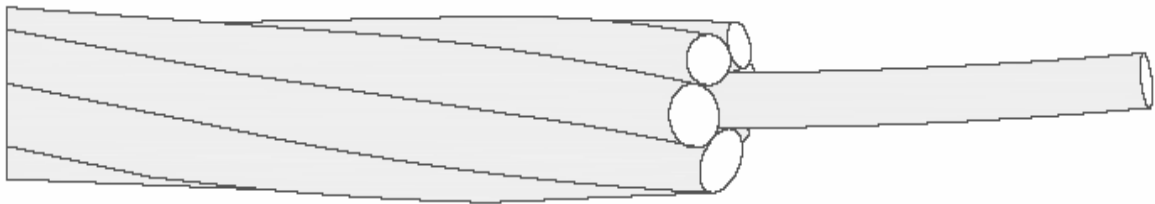


Figura 4.1 Conductor para redes urbanas y rurales aéreas ACSR.

La **tabla 4.3** registra las características eléctricas del conductor ACSR. Mostrado en la **figura 4.1**.

CALIBRE AWG	DIÁMETRO HILO (mm)	ÁREA		DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	PESO TOTAL APROX (kg/km)	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 50°C1 (ohm/Km)	CARGA A LA ROTURA (Kg)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)
		(mm ²)						
		ALUMINIO	ACERO					
4	2,12	21,16	3,53	6,36	86	1,473323	845	123
2	2,67	33,64	5,61	8,02	136	0,925993	1294	162
1/0	3,37	53,52	8,92	10,11	216	0,581957	1986	213
2/0	3,78	67,48	11,24	11,35	273	0,461321	2403	243
4/0	4,77	107,22	17,88	14,31	433	0,29042	3784	316

Tabla 4.3 Características eléctricas del cable ACSR

4.2.1.2 Redes de M.T. urbana y rural subterráneas. En este tipo de redes pueden utilizarse dos clases de conductores los cuales están representados en las **figuras 4.2 y 4.3**. El primero es de CU suave, aislado en polietileno reticulado (XLPE) pantalla semiconductor en polietileno extruido, cinta de CU helicoidal y chaqueta exterior en PVC. Según lo establecido en NTC ICONTEC 2186. Ver **figura 4.2**.

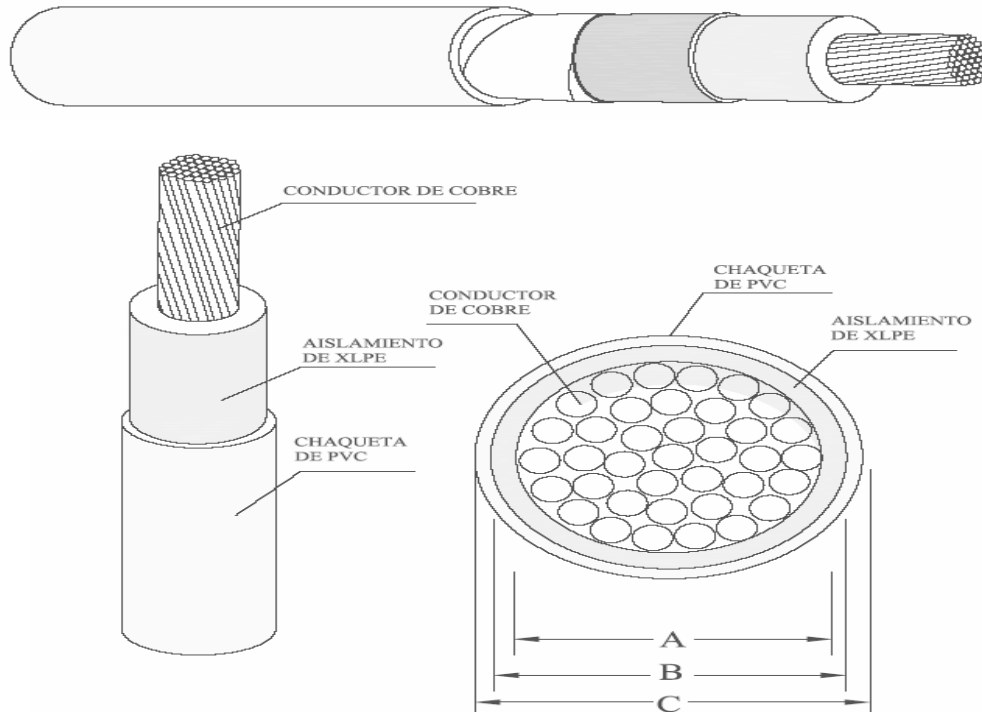


Figura 4.2 Conductor para redes urbanas y rurales subterráneas CU XLPE.

El segundo es el Conductor de CU suave, aislado en polietileno reticulado (XLPE) pantalla semiconductora en polietileno extruido, neutro concéntrico en hilos de Cu. Desnudo aplicados helicoidalmente y chaqueta exterior de PVC. Según lo establecido en NTC ICONTEC 2186. Ver figura 4.3.

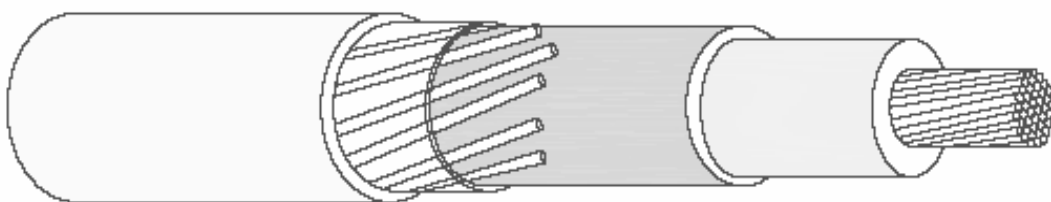


Figura 4.3 CU XLPE con neutro concéntrico



En la **tabla 4.4** se encuentran las características eléctricas de los conductores descritos en las figuras 4.2 y 4.3.

Conductor de CU. XLPE

CALIBRE AWG	No. HILOS	DIÁMETRO	ÁREA	ESPESOR AISLAMIENTO	DIÁMETRO SOBRE AISLAMIENTO	ESPESOR CHAQUETA	DIÁMETRO SOBRE CHAQUETA	PESO TOTAL APROX	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 50° C
		CONDUCTOR							
		(mm)							
2	7	6,81	33,63	4,45	16,63	2,03	22,78	768	0,584191
1/0	19	8,53	53,48	4,45	18,35	2,03	24,5	997	0,367493
2/0	19	9,55	67,43	4,45	19,37	2,03	25,52	1154	0,291537
4/0	19	12,07	107,2	4,45	21,89	2,03	28,04	1590	0,183188

Conductor de CU. XLPE con neutro concéntrico

CALIBRE AWG	No. HILOS	DIÁMETRO	ÁREA	ESPESOR AISLAMIENTO	No. DE HILOS	ESPESOR CHAQUETA	DIÁMETRO SOBRE CHAQUETA	PESO TOTAL APROX	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 50° C
		CONDUCTOR			x DIÁMETRO				
		(mm)			(mm)				
2	7	6,81	33,63	4,45	11 x 1.63	2,03	26,63	1005	0,584191
1/0	19	8,53	53,48	4,45	11 x 1.63	2,03	27,63	1177	0,367493
2/0	19	9,55	67,43	4,45	11 x 1.63	2,03	29,4	1391	0,291537
4/0	19	12,07	107,2	4,45	18 x 1.63	2,03	31,51	1939	0,183188

Tabla 4.4 Características Eléctricas XLPE

4.2.2 Redes en B.T.

A continuación se detallan los conductores usados en las redes de baja tensión urbanas, rurales y subterráneas.

4.2.2.1 Redes urbanas aéreas. La **figura 4.4**. Muestra el conductor que debe usarse para la fase, este es Cable de AL. Temple duro 1350 H-19, aislado con PVC. Según NTC ICONTEC 1332, UL-83. Ver **figura 4.4**. Las características eléctricas se describen en la **tabla 4.5**. Por otra parte el conductor para el neutro es ACSR cuyas características ya se describieron en el numeral 4.2.1.1.

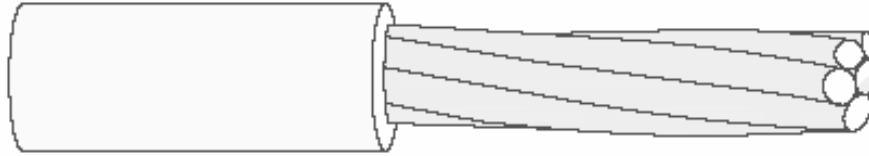


Figura 4.4 Conductor para la fase de redes urbanas en B.T. AL THW

Las características eléctricas del conductor de AL. Descrito en la figura inmediatamente anterior se muestran en la **tabla 4.5**.

CALIBRE AWG	ÁREA	DIÁMETRO CONDUCTOR	ESPEJOR AISLAMIENTO	DIÁMETRO SOBRE AISLAMIENTO	PESO TOTAL APROX	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 50° C	CAPACIDAD DE CORRIENTE
	(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(ohm/km)	(A)
4	21,15	5,71	1,52	8,88	113	1,359	100
2	33,63	7,2	1,52	10,37	161	0,854	135
1/0	53,48	9,18	2,03	13,36	255	0,537	180
2/0	67,4	10,31	2,03	14,5	306	0,426	210
4/0	107,2	13	2,03	17,18	444	0,268	280

Tabla 4.5 Características eléctricas AL THW.

4.2.2.2 Redes de B.T. rurales. El conductor para las redes de baja tensión rurales es ACSR, cuyas características se presentan en el numeral 4.2.1.1.

4.2.2.3 Red de B.T. Subterránea. Las redes subterráneas deben ser construidas con Conductor de CU suave, cableado concéntrico aislado en PVC NYLON según lo exigido en la NTC ICONTEC 1332, UL-83. Ver **figura 4.5**.

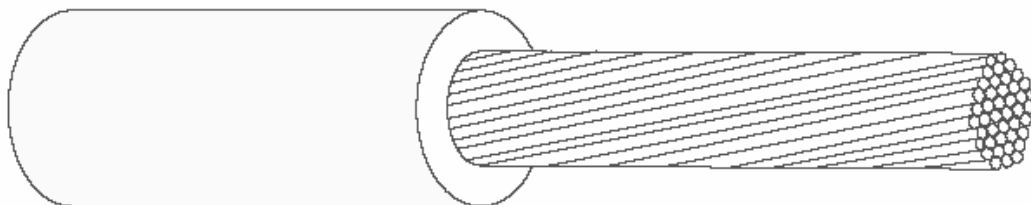


Figura 4.5 Conductor para redes subterráneas en B.T. CU THW



La **tabla 4.6** señala las características eléctricas del conductor para redes subterráneas en baja tensión representado en la figura 4.5.

CALIBRE AWG	ÁREA(mm ²)	CAPAC. DE CARRIENTE (A)		CONSTANTE REGULACION (ohm/V ²)
		THW	THHN	
500	253	380	430	0,0002656290
400	203	335	380	0,0003045840
350	177	310	350	0,0003359790
250	127	255	290	0,0004276660
4/0	107,2	230	260	0,0004817590
2/0	67,43	175	195	0,0007092720
1/0	53,49	150	170	0,0008647410
2	33,62	115	130	0,0013076100
4	21,15	85	95	0,0020140100
6	13,3	65	75	0,0031232000
8	8,367	50	55	0,0049211700

Tabla 4.6 Características Eléctricas CU THW

Otro conductor usado en este tipo de redes, es de CU XLPE. Las características se pueden ver en el numeral 4.2.1.2

4.2.3 Conductores para acometidas.

En el presente numeral se describen los conductores usados en los diferentes tipos de acometidas ya sean en media o baja tensión.

4.2.3.1 Acometidas M.T. Las acometidas aéreas en media tensión deben ser construidas en conductor ACSR. Cuyas características fueron registradas en el numeral 4.2.1.1. Y para las acometidas subterráneas es el conductor de CU XLPE, sus características fueron ya descritas en el numeral 4.2.1.2.

4.2.3.2 Acometidas B.T. Los conductores utilizados en los diferentes tipos de acometidas en baja tensión son señalados en el presente numeral, ya sean subterráneas o aéreas.

El cable de CU XLPE o PE con neutro concéntrico mostrado en la **figura 4.6** es el conductor que debe utilizarse para **acometidas monofásicas bifilares**.

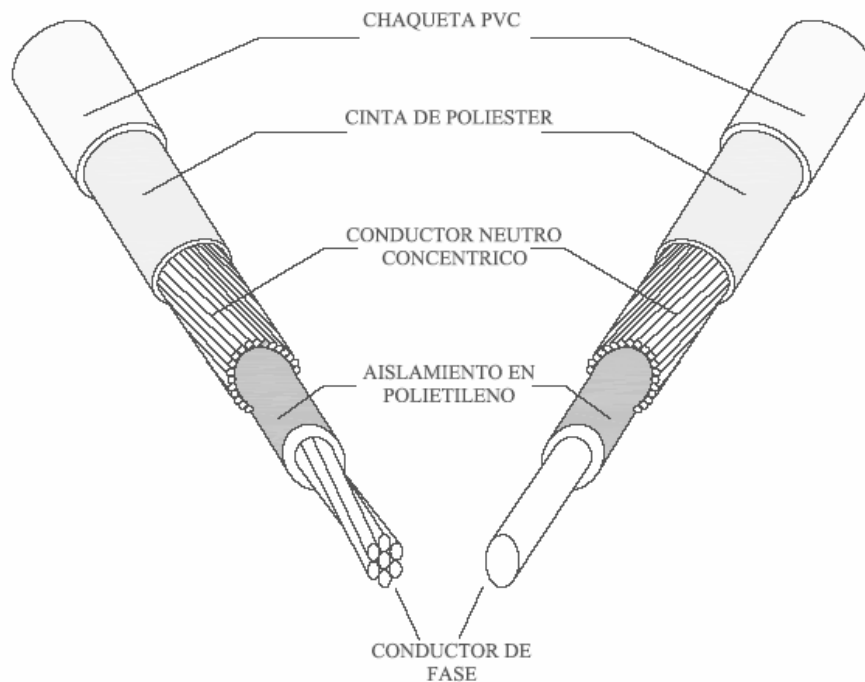


Figura 4.6 Conductor para acometida bifilar aérea en B.T.

Por otra parte el conductor con neutro concéntrico utilizado en acometidas trifilares ya sean monofásicas o bifásicas es presentado en la **figura 4.7**

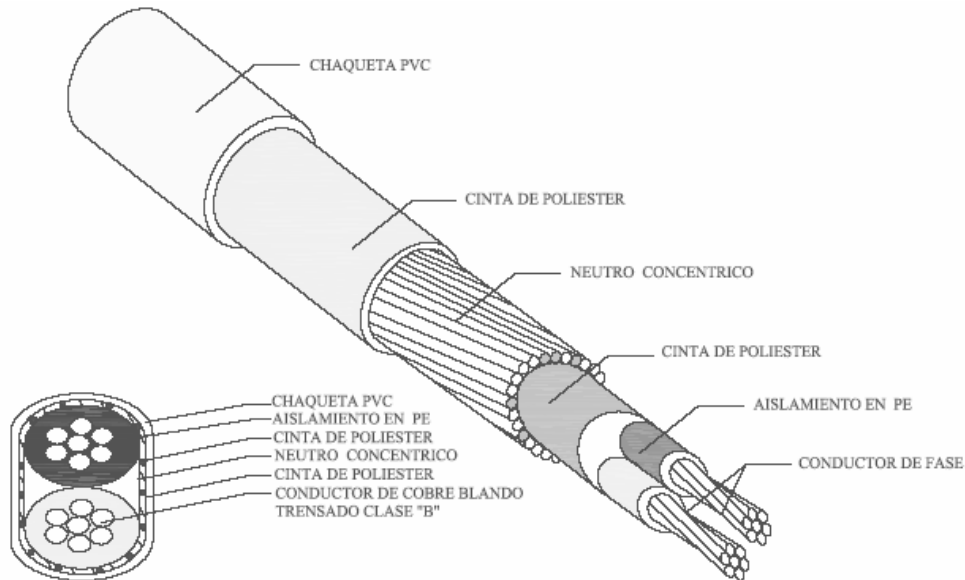


Figura 4.7 Conductor con neutro concéntrico para acometidas trifilares.

La **tabla 4.7** señala las características eléctricas de los conductores utilizados en acometidas bifilares y trifilares.

CONFIGURACION	CALIBRE AWG	PESO TOTAL APROXIMADO (kg/km)	RESISTENCIA ELECTRICA A 50° C (Ωm/Km)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)
1*10+10	10	126	3,66376	40
1*8+8	8	216	2,3457	55
1*6+6	6	316	1,47444	75
1*4+4	4	475	0,928227	95
1*2+2	2	721	0,584191	130
2*10+10	10	195	3,66376	40
2*8+8	8	338	2,3457	55
2*6+6	4	492	1,47444	75
2*4+4	6	733	0,928227	95
2*2+2	2	1107	0,584191	130
2*8+10	8	309	2,3457	55
2*6+8	6	445	1,47444	75
2*4+6	4	657	0,928227	95
2*2+4	2	989	0,584191	130

Tabla 4.7 Cable con neutro concéntrico para acometida bifilares y trifilar.

*

* Tabla 4.3 NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN de la E.S.S.A.



Por otra parte para las acometidas trifásicas Tetrafilares aéreas en B.T. Debe utilizarse conductor Trenzado como lo manifiesta la **figura 4.8** las características eléctricas del mismo se describen en la **tabla 4.8**.

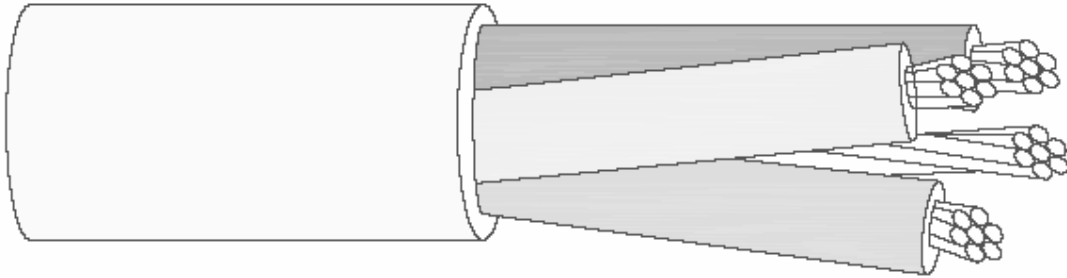


Figura 4.8 Conductor Trenzado para acometidas tetrafilares.

CONFIGURACION	CALIBRE AWG	PESO TOTAL APROXIMADO (kg/km)	RESISTENCIA ELECTRICA A 50° C (Ohm/km)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)
3*8	8	344	2,36804	55
3*6	6	501	1,49678	75
3*4	4	744	0,93828	95
3*2	2	1124	0,589776	130
3*1	1	1411	0,468023	150
3*1/0	1/0	1740	0,370844	170
3*2/0	2/0	2153	0,293771	195
3*3/0	3/0	2669	0,233453	225
3*4/0	4/0	3317	0,185422	260
3*8+8	8	424	2,36804	55
3*6+6	6	626	1,49678	75
3*4+4	4	870	0,93828	95
3*2+2	2	1323	0,589776	130
3*1/0+2	1/0	2055	0,370844	170
3*2/0+1	2/0	2548	0,293771	195
3*3/0+1/0	3/0	3167	0,233453	225
3*4/0+2/0	4/0	3943	0,185422	260

Tabla 4.8 Cable Trenzado Para Acometida Trifásica *

* Tabla 4.4 NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN de la E.S.S.A.

Por último para acometidas subterráneas el conductor utilizado es el mostrado en la **figura 4.9** sin hacer discriminación entre cobre o aluminio. Las características eléctricas del conductor se encuentran en la **tabla 4.6**.

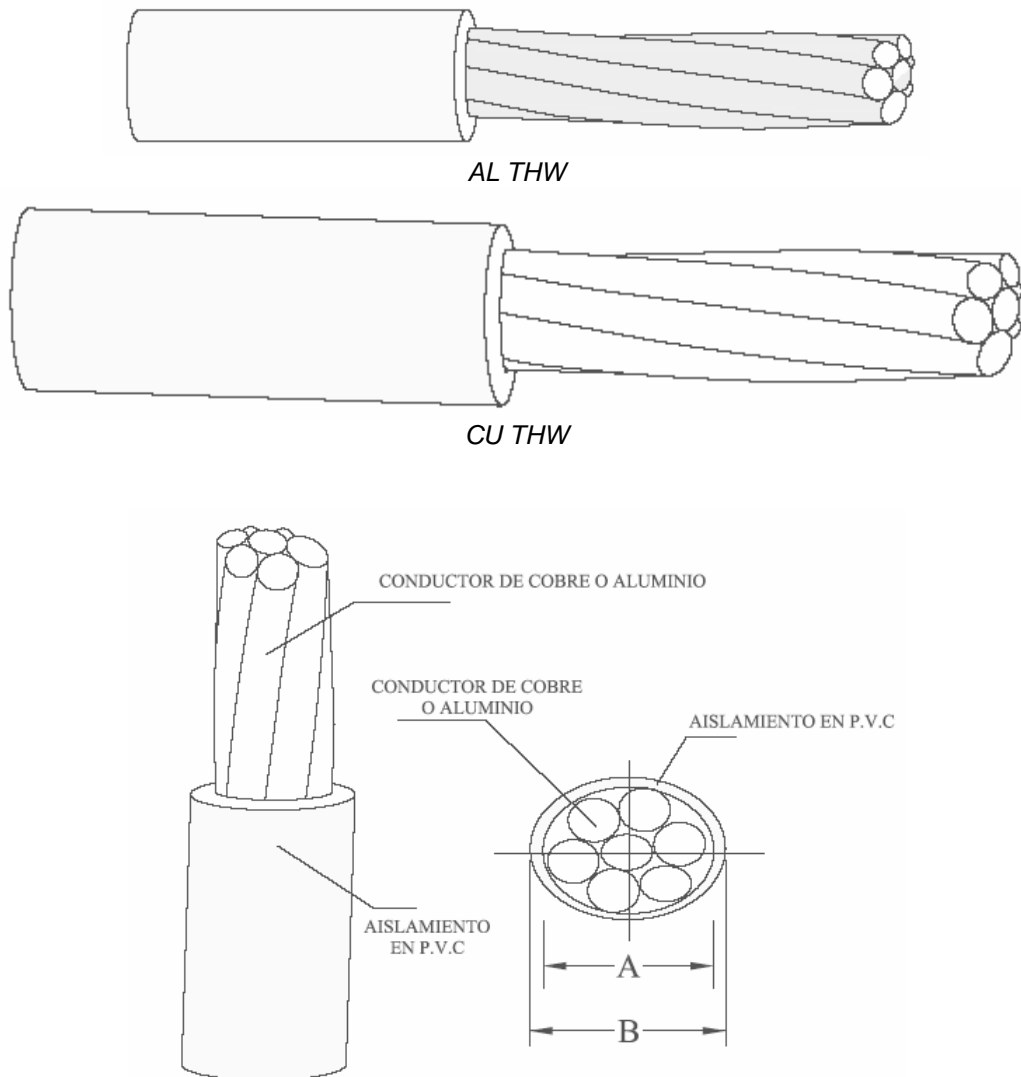


Figura 4.9 Conductor THW.

4.2.4 Conductores para instalaciones internas. Los conductores para instalaciones internas deben ser de CU TW, sin discriminar entre alambre o cable.



5. DUCTOS, CAJAS DE SALIDA Y CANALETAS

5.1 DUCTERIA

Las disposiciones que se aplican a la construcción y ensamble de los ductos, canalizaciones, bandejas porta cables y demás elementos usados para la canalización y protección de los conductores eléctricos utilizados en las instalaciones eléctricas, se presentan en las secciones 341 a 351 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050 y en la sección 3.1.10 de las NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (NCSDS) de la E.S.S.A.

Para la utilización de tubería eléctrica plegable no metálica el tamaño mínimo es 12,7 mm ($\frac{1}{2}$ ") y el máximo 101,6mm (4"). NTC 2050 SEC.341-5 a.

Para la utilización de tubo subterráneo no metálico el tamaño mínimo es 12,7 mm ($\frac{1}{2}$ ") y el máximo 101,6mm (4"). NTC 2050 SEC.343-5 a, b.

Para la utilización de tubo rígido no metálico el tamaño mínimo es de 12,7 mm ($\frac{1}{2}$ ") y el máximo 152,4 mm (6"). NTC 2050 SEC.346-5 a, b.

El límite en el número de conductores por tubo conduit se muestra en la tabla 3.10. De la Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la E.S.S.A. O el capítulo 9 NTC 2050.

5.1.1 Tipos de tubería para M.T. y B.T.

La longitud normalizada de la tubería debe ser igual a 3m. NTC 2050 SEC. 345-16 a.

5.1.1.1 Tubería metálica. Todos los extremos cortados de los tubos metálicos o accesorios de tubería metálica se deben devastar o acabar de cualquier otra forma para eliminar superficies cortadas y dejarlos lisos, NTC 2050 SEC. 346-7 a.

Todos los accesorios utilizados en tubería metálica deben estar certificados, no se utilizaran conectores en ángulo para instalaciones en canalizaciones ocultas. NTC 2050 SEC 350-20. Ver accesorios en las **figuras 5.1, 5.2 y 5.3.**



Figura 5.1 Tubo conduit metálico de pared gruesa (Tipo Pesado).

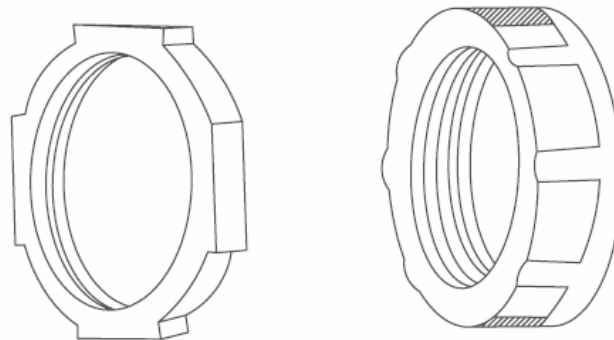
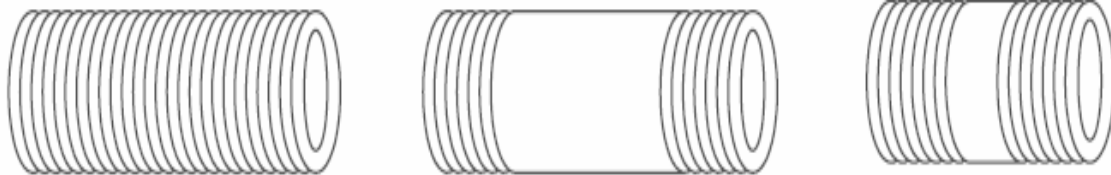


Figura 5.2 Contratuercas y boquilla



a) Corrido

b) Largo

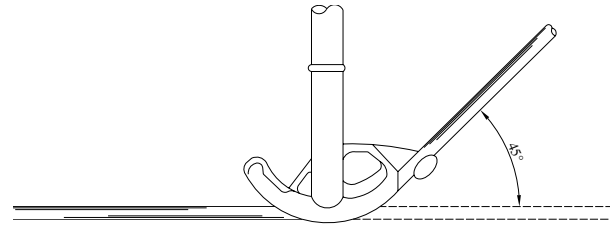
c) Niple Corto

Figura 5.3 Niples para tubos conduit metálicos.

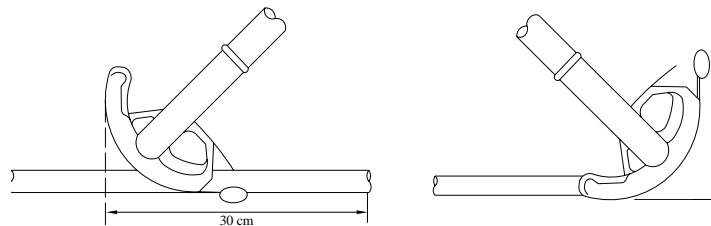
Doblado de tubo en la obra. Cuando las curvas sean hechas en la obra, con conductores sin chaqueta de plomo, con maquina de curvar de un solo golpe el radio de curvatura no debe ser inferior a 6 veces el diámetro del ducto, o aplicar la tabla 346-10 de la NTC 2050. **NTC 2050 SEC 346-10 Excepción.** Ver **figura 5.4** y **tabla 5.8.**

Las curvas de todo tipo de tubería se deben hacer de modo que el tubo no sufra daños y que su diámetro interno no se reduzca. NTC 2050 SEC.346-10.

Siempre debe usarse la herramienta adecuada para evitar violación del Código Eléctrico Nacional NTC 2050, dañar la tubería y aumentar el riesgo de falla de la instalación.



DOBLADO DE TUBO CONDUIT A 45°



DOBLADO DE TUBO CONDUIT A 45°

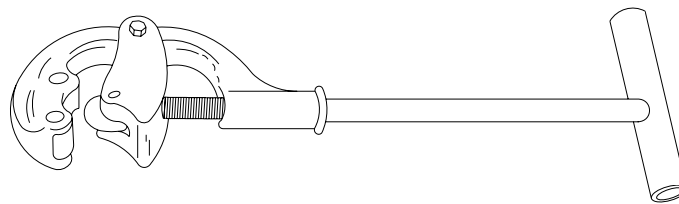


Figura 5.4 Herramientas para cortar y doblar la tubería metálica.

5.1.1.2 Tubería conduit no metálica.

La tubería PVC se fijará a las cajas por medio de adaptadores terminales con contratuerca y boquilla de tal forma que garantice una buena fijación mecánica.

Cuando se utilice tubería PVC, la unión de los tramos se hará utilizando limpiador y soldadura plástica y se terminará en las cajas de salida con terminales que garanticen la libre entrada o salida de conductores.

En sus terminaciones, los tubos se deben desbastar separándolos de los conductores o cables y utilizando un método adecuado que no perjudique los conductores. Todos los extremos se deben desbastar por dentro y por fuera para dejarlos lisos. **NTC 2050 SEC 343-6.** La **figura 5.5** muestra un tubo no metálico con sus extremos pulidos y sin deformaciones que impida el libre paso de los conductores



Figura 5.5 Tubo pvc

Todos los accesorios ya sea para tubería metálica o no, deben colocarse correctamente de tal forma que permitan la fácil entrada y salida de los conductores a las cajas. Según lo confirma al Código Eléctrico Colombiano NTC 2050. Ver los accesorios en la **figura 5.6 y 5.7**.

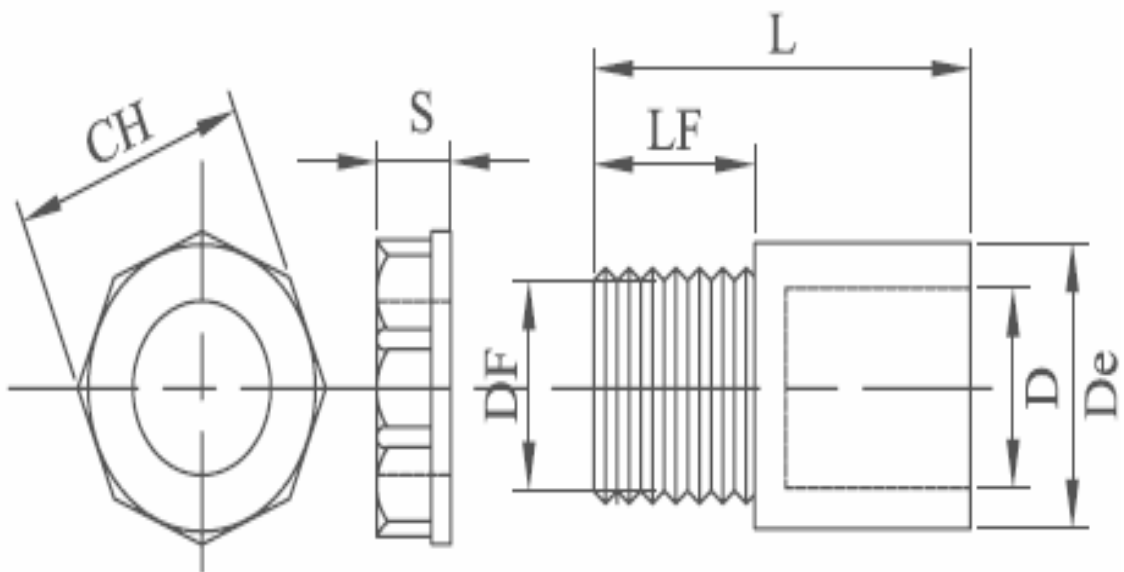


Figura 5.6 Terminal tubería pvc para caja.

Todas las uniones entre las canalizaciones se deben hacer con el método apropiado, utilizando los accesorios necesarios. **NTC 2050 SEC 343-7**. Ver **figura 5.7**.

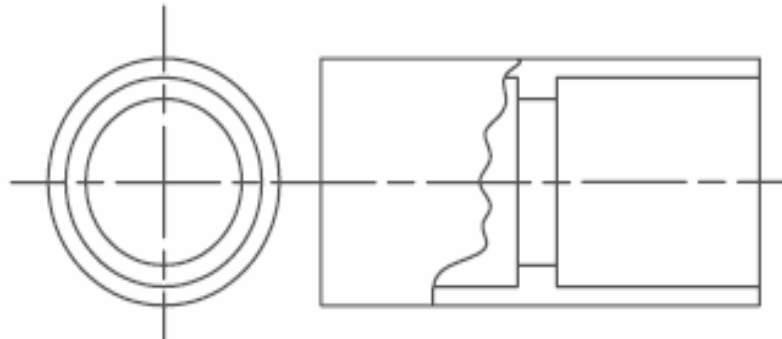


Figura 5.7 Unión para tubo Pvc.

5.1.2 Radios de curvatura.

Para las curvas que se realicen en la obra el radio de curvatura mínimo $R_{min}=6*D$. Donde D es el diámetro externo del tubo. Ver figura 5.8.

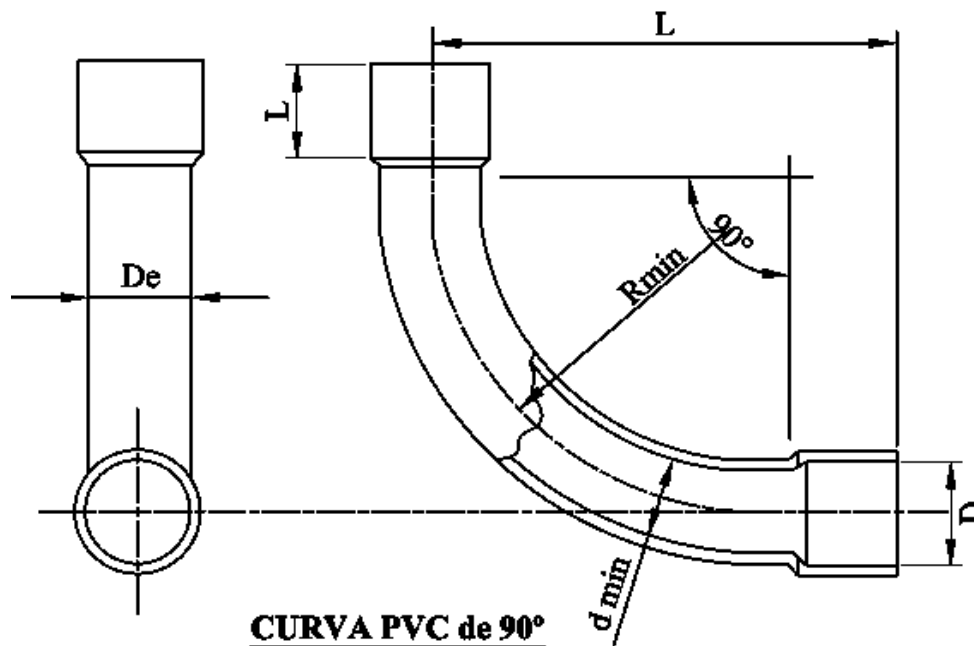


Figura 5.8 Radios de curvatura pvc 90°.

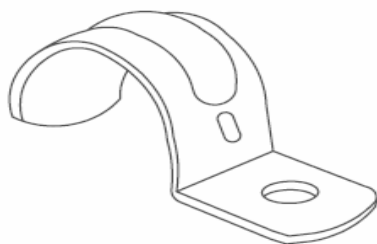
También se puede calcular el radio de curvatura teniendo en cuenta la **tabla 5.1**.

Tamaño Comercial Del Tubo		Conductores Sin Chaqueta		Conductores Con Chaqueta	
mm.	pulgadas	cm.	pulgadas	cm.	pulgadas
16	½	10	4	15,2	6
21	¾	12,7	5	20,3	8
27	1	15,2	6	27,9	11
35	1 1/4	20,3	8	35,6	14
41	1 1/2	25,4	10	40,6	16
53	2	30,5	12	53,3	21
63	2 1/2	38,1	15	63,5	25
78	3	45,7	18	78,7	31
91	3 1/2	53,3	21	91,4	36
103	4	61	24	101,6	40
129	5	76,2	30	127	50
155	6	91,4	36	154,9	61

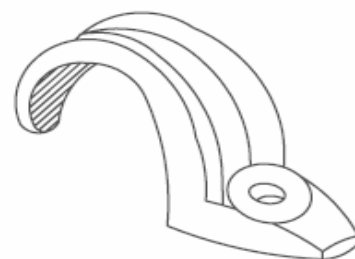
Tabla 5.1 Radios De Curvatura*

5.1.3 Montaje de tubería sobre la pared.

Cuando se deba soportar tubos metálicos rígidos se deben instalar como sistema completo y sujetar bien. Los tubos se deben apoyar mínimo cada 3 m. Además el tubo se debe soportar bien a menos de 0.9 m. de cada caja de salida, caja de corte, caja de dispositivo, armario, conduleta u otra terminación cualquiera. Cuando los miembros de la estructura no permitan sujetar fácilmente los tubos cada 0.9 m se permite extender esta distancia hasta 1.5 m. **NTC 2050 SEC.346-12**. Para ver los accesorios de sujeción y su aplicación vea la **figura 5.9, 5.10 y 5.11**.



a) De un agujero



b) De hierro maleable

Figura 5.9 Abrazadera tipo uña.

* Tabla 4.4 NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE LA E.S.S.A.

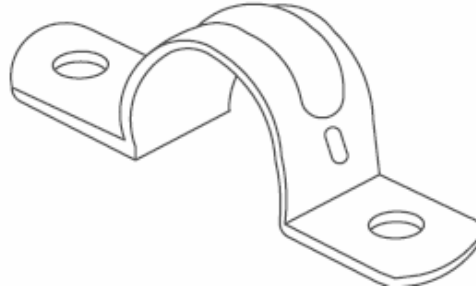


Figura 5.10 abrazadera tipo omega o de dos agujeros.

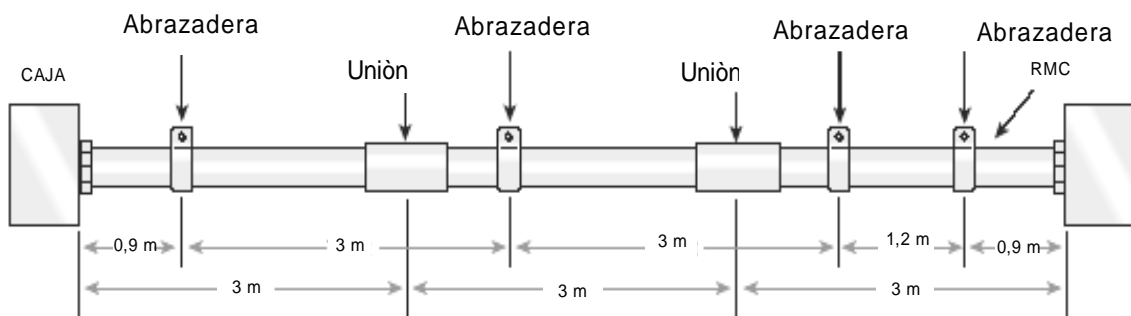


Figura 5.11 Soporte de ducto metálico

La **tabla 5.2** normaliza las distancias de sujeción de los tubos metálicos para sus diferentes tamaños.

TAMAÑO COMERCIAL DEL TUBO		DISTANCIA MÁXIMA ENTRE SOPORTES
mm	pulgadas	m
13-16	1/2-3/4	3
27	1	3,6
35-41	1*1/4-1*1/2	4,2
53-63	2-2*1/2	4,8
78 en adelante	3 en adelante	6

Tabla 5.2 Soportes para tubos conduit metálico rígido.



5.2 CAJAS DE SALIDA PARA INSTALACIONES INTERNAS

Las disposiciones que se aplican a la instalación y uso de todas las cajas utilizadas para salidas, uniones o cajas de paso se presentan en la sección 370 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050 y en la sección 3.1.9 de las NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (NCSDS) de la E.S.S.A.

Las cajas de salida normalizadas para instalaciones internas tendrán las características de capacidad en centímetros cúbicos, dimensiones y número máximo de conductores, según la tabla 370-16a, del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, deben tener tamaño suficiente para que quede espacio libre para todos los conductores instalados y además deben estar puestas a tierra. **NTC 2050 SEC 370-16.**

Los tipos de cajas más usadas en instalaciones internas en baja tensión se muestran en las **figuras 5.13, 5.14 y 5.15.**

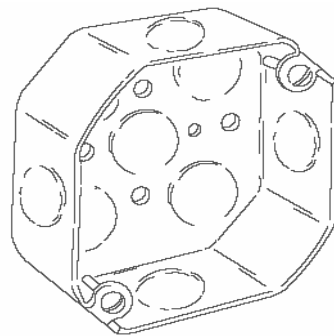


Figura 5.13 Caja octogonal

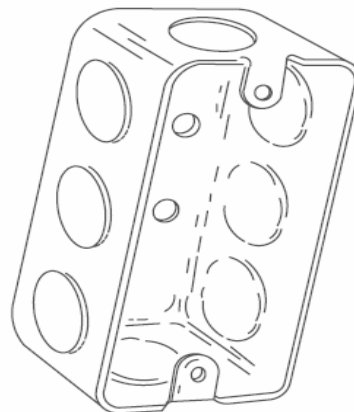


Figura 5.14 Caja rectangular

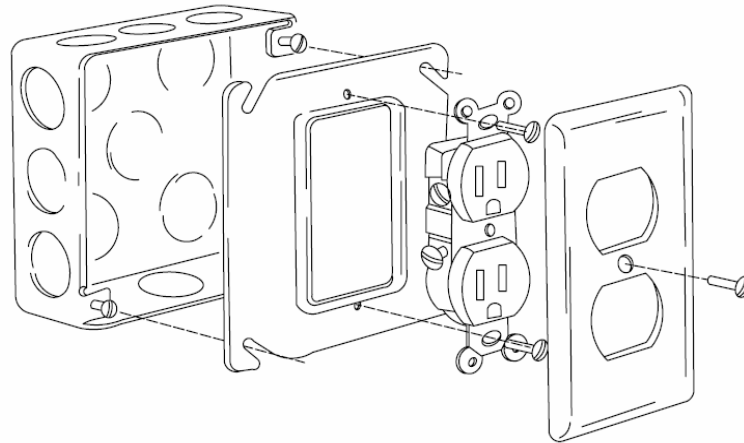


Figura 5.15 Caja cuadrada con reducción a rectangular.

5.2.1 Cálculo del volumen de las cajas. El volumen de las cajas normalizadas que no estén rotuladas con una capacidad en cm^3 . Debe ser el de la tabla 5.4. NTC 2050 SEC 370-16 a) 1.

Para calcular el volumen ocupado se debe aplicar el siguiente procedimiento:

Volumen ocupado por los conductores. Cada conductor que proceda de fuera de la caja y termine o esté empalmado dentro de la caja, se debe contar una vez; cada conductor que pase a través de la caja sin empalmes ni terminaciones, se debe contar una vez. El volumen ocupado por los conductores en centímetros cúbicos se debe calcular a partir de la **tabla 5.5** No se deben contar los conductores que no salgan de la caja.

Volumen ocupado por las abrazaderas. Cuando haya una o más abrazaderas internas para cables, suministradas de fábrica o instaladas en obra, se debe dejar un volumen tal como el que se indica en la **Tabla 5.5** para el conductor de mayor sección transversal que haya en la caja. No se deben dejar tolerancias de volumen para conectores cuyo mecanismo de sujeción quede fuera de la caja.

Volumen ocupado por los accesorios de soporte. Cuando haya en la caja uno o más accesorios o casquillos para artefactos, se debe dejar un volumen tal como el que se indica en la **tabla 5.5** para el conductor de mayor sección transversal que haya en la caja por cada accesorio.

Volumen ocupado por equipos o dispositivos. Para cada abrazadera o platina que contenga uno o más equipos o dispositivos, se debe dejar un volumen doble del que se indica en la **tabla 5.5** para el conductor de mayor sección transversal que haya en la caja por cada equipo o dispositivo soportado por esa abrazadera o platina.



Procedimiento descrito en el Código Eléctrico Colombiano NTC 2050 SEC 370-16 a) 2

Dimensiones de la caja, tamaño comercial en mm, pulgadas o tipo.	Capacidad Mínima en cm ³	Número máximo de conductores						
		8,82 mm ²	1,31 mm ²	2,08 mm ²	3,3 mm ²	5,25 mm ²	8,36 mm ²	13,29 mm ²
		18 AWG	16 AWG	14 AWG	12 AWG	10 AWG	8 AWG	6 AWG
101,6 x 31,8 mm 4 x 1 ¼" Redonda u octogonal	205	8	7	6	5	5	4	2
101,6 x 38,1 mm 4 x 1 ½" Redonda u octogonal	254	10	8	7	6	6	5	3
101,6 x 53,9 mm 4 x 2 1/8" Redonda u octogonal	353	14	12	10	9	8	7	4
101,6 x 31,9 mm 4 x 1 ¼" Cuadrada	295	12	10	9	8	7	6	3
101,6 x 38,1 mm 4 x 1 ½" Cuadrada	344	14	12	10	9	8	7	4
101,6 x 53,9 mm 4 x 2 1/8" Cuadrada	497	20	17	15	13	12	10	6
119,1 x 31,8 mm 4 11/16" x 1 ¼" Cuadrada	418	17	14	12	11	10	8	5
119,1 x 38,1 mm 4 11/16" x 1 ½" Cuadrada	484	19	16	14	13	11	9	5
119,1 x 53,9 mm 4 11/16" x 2 1/8" Cuadrada	689	28	24	21	18	16	14	8
76,2 x 50,8 x 38,1 mm 3 x 2 x 1 ¼" De dispositivos	123	5	4	3	3	3	2	1
76,2 x 50,8 x 50,8 mm 3 x 2 x 2" De dispositivos	164	6	5	5	4	4	3	2
76,2 x 50,8 x 57,2 mm 3 x 2 x 2 ¼" De dispositivos	172	7	6	5	4	4	3	2
76,2 x 50,8 x 63,5 mm 3 x 2 x 2 ½" De dispositivos	205	8	7	6	5	5	4	2
76,2 x 50,8 x 69,9 mm 3 x 2 x 2 ¾" De dispositivos	230	9	8	7	6	5	4	2
76,2 x 50,8 x 88,9 mm 3 x 2 x 3 ½" De dispositivos	295	12	10	9	8	7	6	3
101,6 x 53,9 x 38,1 mm 4 x 2 1/8 x 1 ½" De dispositivos	169	6	5	5	4	4	3	2
101,6 x 53,9 x 47,6 mm 4 x 2 1/8 x 1 7/8" De dispositivos	213	8	7	6	5	5	4	2
101,6 x 53,9 x 53,9 mm 4 x 2 1/8 x 2 1/8" De dispositivos	238	9	8	7	6	5	4	2
95,3 x 50,8 x 63,5 mm 3 ¾ x 2 x 2 ½" De dispositivos	230	9	8	7	6	5	4	2
95,3 x 50,8 x 88,9 mm 3 ¾ x 2 x 3 ½" Caja/hueco de mampostería ladrillo	344	14	12	10	9	8	7	4
FS – de prof. Mínima 44,5 mm (1 ¾"), con tapa/hueco sencilla	221	9	7	6	6	5	4	2
FD – de prof. Mínima 60,3 mm (2 3/8"), con tapa/hueco sencilla	295	12	10	9	8	7	6	3
FS – de prof. Mínima 44,5 mm (1 ¾"), con varias tapa/huecos	295	12	10	9	8	7	6	3
FD – de prof. Mínima 60,3 mm (2 3/8"), con varias tapa/huecos	394	16	13	12	10	9	8	4

Tabla 5.4 Cajas metálicas *

* Tabla 3.7 - NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE LA E.S.S.A.



Calibre Sección transversal del conductor		Espacio libre en la caja para cada conductor
mm ²	AWG	(cm ³)
0,82	18	25
1,31	16	29
2,08	14	33
3,3	12	37
5,25	10	41
8,36	8	49
13,29	6	82

Tabla 5.5 Volumen de las cajas por cada conductor

5.3 CANALETAS METÁLICAS Y NO METÁLICAS PARA CABLES

Las especificaciones sobre Canaletas metálicas y no metálicas para cables se presentan en La sección 362 y en la sección 3.1.11 de las NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (NCDS) de la E.S.S.A.

Las canaletas de cables no deben contener más de 30 conductores portadores de corriente en ningún sitio, y la suma de las secciones transversales de los conductores contenidos no debe superar el 20 % de la sección transversal de la canaleta. **NTC 2050 SEC 362-5.**

Las canaletas metálicas se deben apoyar a intervalos horizontales que no superen los 1,5 m, la distancia entre soportes no debe superar los 3 m. Los soportes verticales se deben hacer a intervalos que no superen los 4,5 m. En los tramos verticales se deben sujetar bien a intervalos 4.5 m. Y no debe haber más de una unión entre dos soportes. **NTC 2050 SEC 362-8.**

Las canaletas no metálicas se deben apoyar a intervalos horizontales que no superen los 0,9 m, la distancia entre soportes no debe superar los 3 m y 1,2 m para tramos verticales. **NTC 20560 SEC 362-22.**

Los Extremos finales de las canaletas metálicas o no metálicas para cables se deben cerrar. **NTC 2050 SEC 362-7 y 362-25.**

Se permite que las canaletas metálicas y no metálicas para cables pasen a través de paredes si el tramo que pasa por la pared es continuo. Se debe mantener el acceso a los conductores por ambos lados de la pared. **NTC 2050 SEC 362-9.**

5.3.1 Montaje de canaletas. Las canaletas deben asegurarse a la pared ya sea a través de tornillos o pegando a la pared la base de la canaleta, también se deben colocar en la posición correcta para facilitar la instalación de la tapa y no dañar su elegancia. Los accesorios de salidas se emplean en su totalidad para lograr acople preciso y fortalecimiento de las mismas. Ver **figura 5.16 y 5.17.**

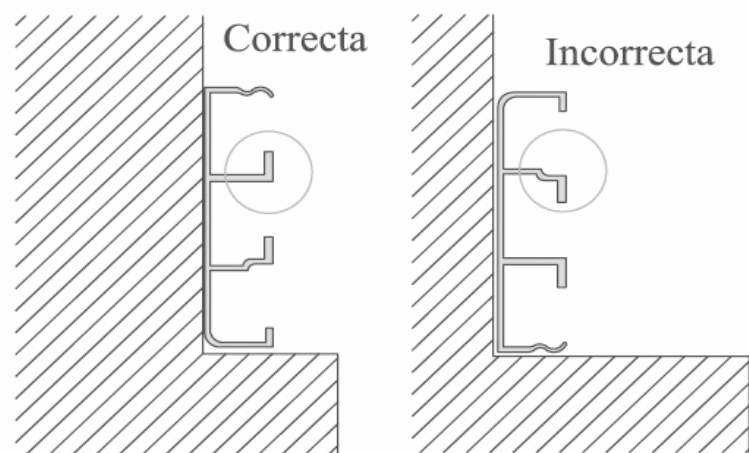
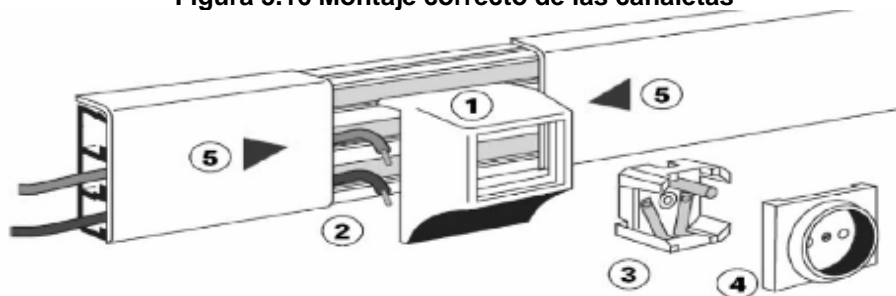


Figura 5.16 Montaje correcto de las canaletas



- ① Fijar el adaptador a la base del rodapié.
- ② Pasar y conectar los cables.
- ③ Encajar el terminal de salida.
- ④ Atornillar la tapa frontal del terminal de salida.
- ⑤ Encajar las tapas del rodapié a ambos lados del terminal de salida.

Figura 5.17 Esquema de montaje de una salida eléctrica



5.3.1.1 Cambios de dirección. No solo en los cambios de dirección como indica la **figura 5.18** se utilizan los accesorios, debe hacerse siempre que sea necesario.

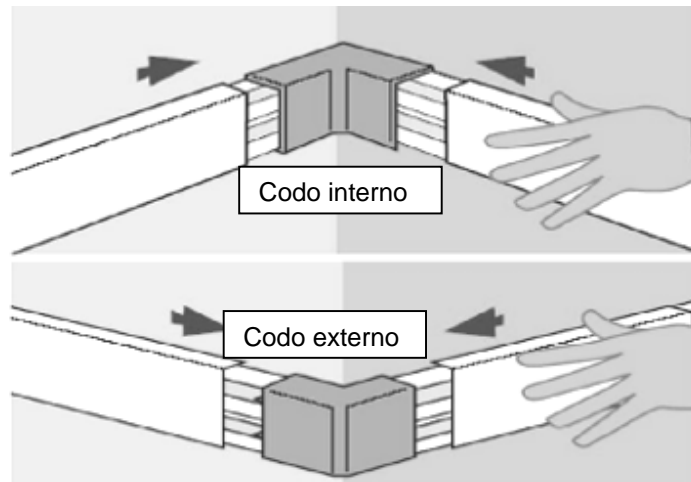


Figura 5.18 Fijación de cambios de dirección

Las canaletas serán aplicadas según la necesidad que se presente dándoles el uso adecuado, la **figura 5.19** muestra canaletas con varias divisiones, una de sus aplicaciones usuales es la de separar la parte eléctrica de la parte de datos.

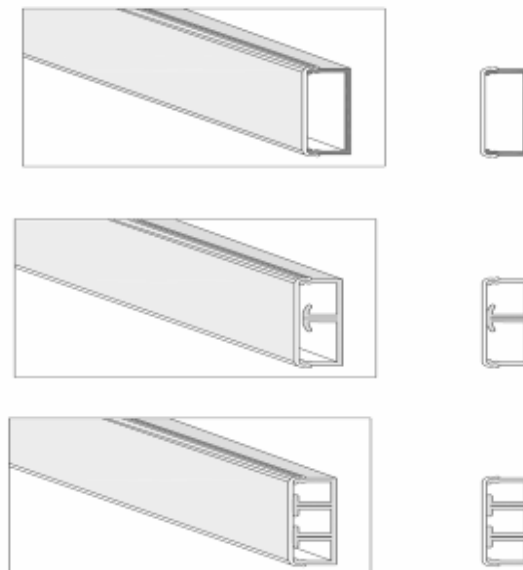


Figura 5.19 Diferentes tipos de secciones de canaleta plástica.



6. INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERNAS

6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

La construcción de las instalaciones internas satisfará lo establecido en el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, y en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas “RETIE”, en los cuales se señalan los requisitos específicos para los sistemas eléctricos que van desde la acometida de servicio hacia el interior de la edificación.

La construcción de las instalaciones internas se elaborará de acuerdo a planos de planta, en los cuales se representa de manera unifilar la localización de salidas indicando el tipo de carga o aparato que será atendido en cada una de ellas. En todos los casos se hará un diagrama unifilar de circuitos. Para edificaciones con tableros de acometida o distribución localizados en varios niveles, se presentarán adicionalmente esquemas de corte vertical.

En base a las recomendaciones establecidas por la NCSDS de la E.S.S.A. en el capítulo 3 donde se establecen los criterios generales de diseño de instalaciones internas y se dan las normas mínimas de selección de equipo y los procedimientos de instalación se darán las siguientes indicaciones para el proceso de construcción de las instalaciones internas.

6.2 TOMACORRIENTES

Las disposiciones que se aplican a todos las salidas necesarias para instalaciones eléctricas internas se presentan en la sección 210 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050 y en la sección 3.1.2 de la NCSDS de la E.S.S.A.

Los tomacorrientes instalados en circuitos ramales de 15 y 20 A deben tener polo a tierra. Los tomacorrientes con polo a tierra se deben instalar sólo en circuitos de la tensión y capacidad de corriente para las que estén destinadas. **NTC 2050 SEC 210-7, a.**

Los tomacorrientes y conectores para cordones que tengan contactos para polo a tierra, deben tener esos contactos puestos a tierra eficazmente. **NTC 2050 SEC 210-7, b.**

Los contactos de puesta a tierra de los tomacorrientes y conectores para cordones se deben poner a tierra conectándolos con el conductor de puesta a tierra de los equipos del circuito que alimenta al tomacorriente o al conector del cordón. **NTC 2050 SEC 210-7, c.**

La instalación de tomacorrientes con polo a tierra **no** se debe usar como requisito para que todos los equipos conectados con cordón y clavija sean con polo a tierra. **NTC 2050 SEC 210-7, 3.**



En los tomacorrientes monofásicos el terminal plano más corto debe ser el de la fase. Además las conexiones a los conductores del alambrado del circuito correspondiente deben estar claramente diferenciadas para cada conductor, ver **figura 6.11**

Las salidas para artefactos específicos deben instalarse a menos de 1,80 m del lugar destinado para el artefacto, ver **figura 6.11**

Todos los tomacorrientes monofásicos de 15 A y 20 A, a 125 V instalados en lugares adyacentes a los lavamanos, en garajes, en exteriores, en sótanos, cocinas y lavaplatos, deben ofrecer protección diferencial mediante interruptor de circuito por falla a tierra y de actuación rápida. **NTC 2050 SEC 210-8 1,2.**

Cuando esté conectado a un circuito ramal que suministra corriente a dos o más tomacorrientes o salidas, el tomacorriente no debe alimentar a una carga total conectada con cordón y clavija que supere el máximo establecido en la **Tabla 6.1. NTC 2050 SEC 210-21, b.**

CORRIENTE NOMINAL CIRCUITO (A)	CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL TOMACORRIENTE (A)	CARGA MÁXIMA (A)
15 o 20	15	12
20	20	16
30	30	24

Tabla 6.1 Carga máxima conectada a un toma corriente con cordón y clavija

Un tomacorriente sencillo instalado en un circuito ramal individual, debe tener una capacidad de corriente no menor a la de dicho circuito. **NTC 2050 SEC 210-20 b)1.**

Un tomacorriente instalado al exterior en un lugar protegido de la intemperie o en otros lugares húmedos, debe ir en un encerramiento que sea a prueba de intemperie cuando el tomacorriente esté cubierto (sin meter la clavija y con su tapa cerrada). **NTC 2050 SEC 410-57**

6.2.1 Tomacorrientes en unidades de vivienda.

En comedores, cuartos de estar, salas, salones, bibliotecas, cuartos de estudio, solarios, dormitorios, cuartos de recreo, habitaciones o zonas similares en unidades de vivienda, se deben instalar salidas de tomacorrientes de modo que ningún punto a lo largo de la línea del suelo en ninguna pared esté a más de 1,80 m de un tomacorriente en ese espacio, medidos horizontalmente, incluyendo cualquier pared de 0,6 m o más de ancho y el espacio de pared ocupado por paneles fijos en los muros exteriores, pero excluyendo los paneles corredizos en los muros exteriores. En la medida de los 1,80 m se debe incluir el espacio de paredes que permita las divisiones fijas de las habitaciones, tales como mostradores autoestables de tipo barra o barandillas. **NTC 2050 SEC 210-52 a.**



Se debe instalar una salida de tomacorriente en cada espacio de pared de 0,3 m de ancho o más. Las salidas de tomacorriente se deben instalar de modo que ningún punto a lo largo de la línea de la pared quede a más de 0,6 m de una salida de tomacorriente en ese espacio, medidos horizontalmente. **NTC 2050 SEC 210-52 c, 1.**

Se debe instalar por lo menos un tomacorriente en cada mostrador instalado de modo aislado en el centro de la cocina cuya parte más larga tenga 0,6 m o más y la más corta 0,3 m o más. **NTC 2050 SEC 210-52 c, 2.**

Las salidas deben estar ubicadas a no más de 0,5 m por encima del mostrador. Las salidas no se deben instalar mirando hacia arriba en las superficies de trabajo o mostradores. Las salidas que no queden fácilmente accesibles por artefactos fijos o que ocupen su espacio definido, no se deben considerar como parte de los tomacorrientes requeridos. **NTC 2050 SEC 210-52 c, 2.**

En las unidades de vivienda se debe instalar como mínimo un tomacorriente para lavadora y plancha. **NTC 2050 SEC 210-52 c, 2.**

La **figura 6.1** muestra la forma correcta de instalar un tomacorriente doble observando la efectiva puesta a tierra de las cajas y aparatos que se puedan exponer, además también señala los conductores a emplear con su correcta polarización.

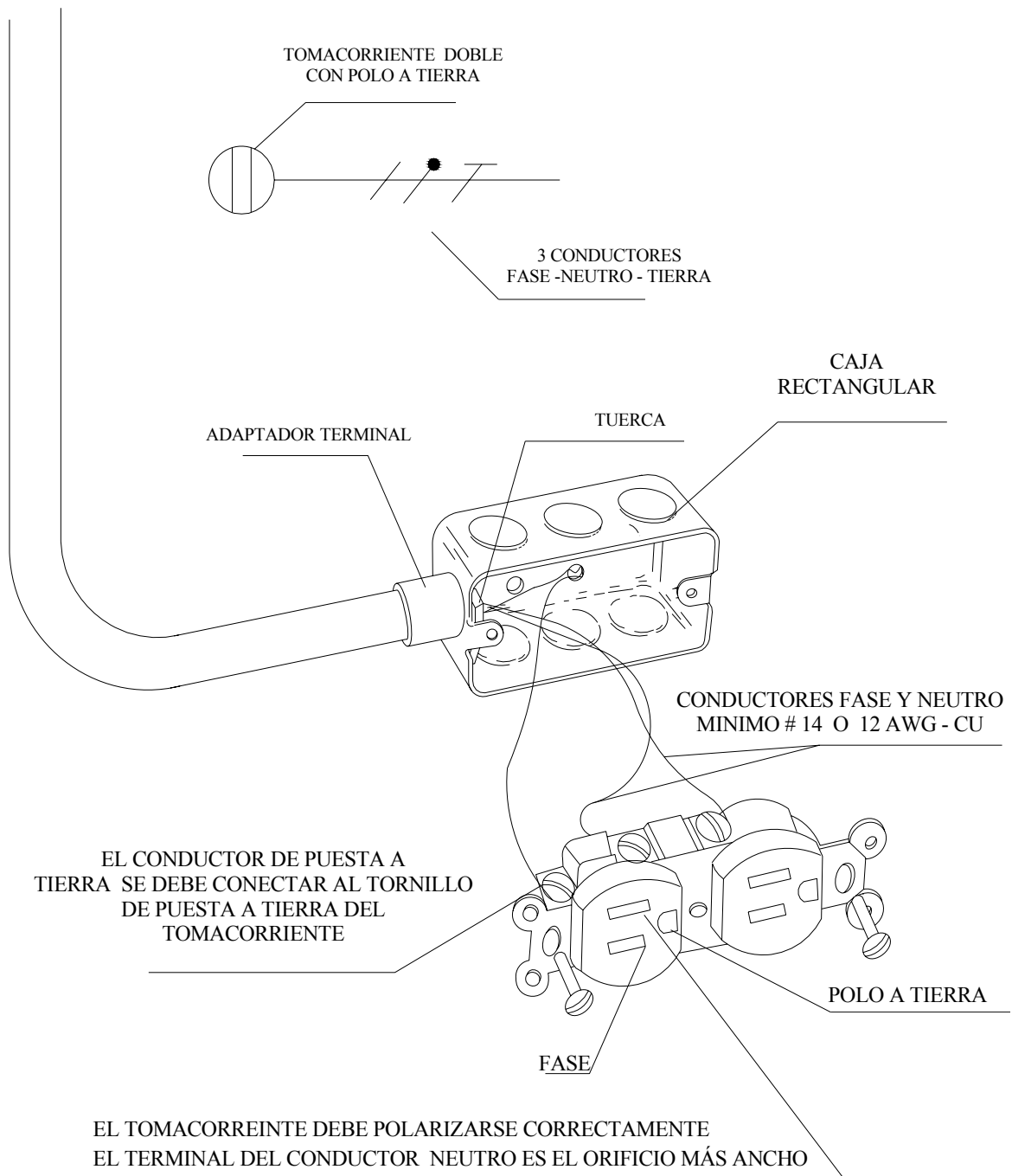


Figura 6.1 Tomacorriente doble.



6.2.2 Cantidades de obra para tomacorriente doble.

En la **tabla 6.2** se enuncian los materiales utilizados en la instalación de un tomacorriente doble.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
1		m	Tubo de pvc de 1/2"
2	1	un	Adaptador terminal de pvc de 1/2"
3	1	un	Tuerca de pvc de 1/2"
4	1	un	Caja conduit galvanizada rectangular
5	1	un	Tomacorriente doble con polo a tierra
6		m	Alambre de Cu desnudo # 14 AWG
7		m	Conductor de Cu tw # 12

Tabla 6.2 lista de materiales para la instalación de tomacorriente doble

Notas:

1. La longitud del ducto de pvc varia según lo exija la instalación
2. La longitud del conductor y el calibre del mismo depende de la distancia al tablero de distribución.

6.3 INTERRUPTORES Y PORTALÁMPARAS

Las disposiciones que se aplican a todos los interruptores y a los dispositivos de interrupción e interruptores automáticos que se utilicen como interruptores se presentan en la sección 380 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050 y en la sección 3.1.13 de la NCDS de la E.S.S.A

La instalación de aparatos de alumbrado en lugares húmedos o mojados debe hacerse de modo que no entre ni se acumule el agua en los compartimientos de los alambres, portabombillas ni en otras partes eléctricas. Todos los aparatos instalados en lugares mojados deben llevar la inscripción "Adecuado para lugares mojados" ("Suitable for Wet Locations"). Todos los artefactos instalados en lugares húmedos deben llevar la inscripción "Adecuado para lugares mojados" o "Adecuado para lugares húmedos" ("Suitable for Wet Locations" o "Suitable for Damp Locations"). **NTC 2050 SEC 410-4 a.**



Ninguna parte de aparatos conectados mediante cordón, aparatos colgantes, rieles de alumbrado, colgantes o ventiladores de techo, se debe ubicar dentro de una zona de 0,90 m medidos horizontalmente y de 2,40 m medidos verticalmente, desde la parte superior del borde de las bañeras. Esta zona incluye todo el espacio ubicado directamente sobre la bañera. **NTC 2050 SEC 410-4 a.**

En los roperos no se permite instalar aparatos de alumbrado incandescentes con bombillas a la vista o parcialmente encerradas ni aparatos o portabombillas colgantes. **NTC 2050 SEC 410-8, c**

En los roperos se permite instalar aparatos de alumbrado del siguiente modo:

Aparatos incandescentes de sobreponer instalados en la pared arriba de la puerta o en el techo, siempre y cuando quede una separación mínima de 0,30 m entre el aparato y el punto más cercano del espacio de ropero. **NTC 2050 SEC 410-8, c**

Aparatos para tubos fluorescentes de sobreponer, instalados en la pared arriba de la puerta o en el techo, siempre y cuando quede una separación mínima de 0,15 m entre el aparato y el punto más cercano del espacio de ropero. **NTC 2050 SEC 410-8, D 2**

Aparatos incandescentes empotrados con una bombilla completamente encerrada, instalados en la pared o en el techo, siempre y cuando quede una separación mínima de 15 cm entre el aparato y el punto más cercano del espacio de ropero. **NTC 2050 SEC 410-8, D 3**

6.3.1 Instalación de artefactos internos.

Las **figuras 6.2, 6.3 Y 6.4** indican los detalles constructivos de la instalación de un portalamparas, un tomacorriente doble y un interruptor respectivamente.



3 CONDUCTORES
FASE - NEUTRO - TIERRA

PORTALÁMPARAS

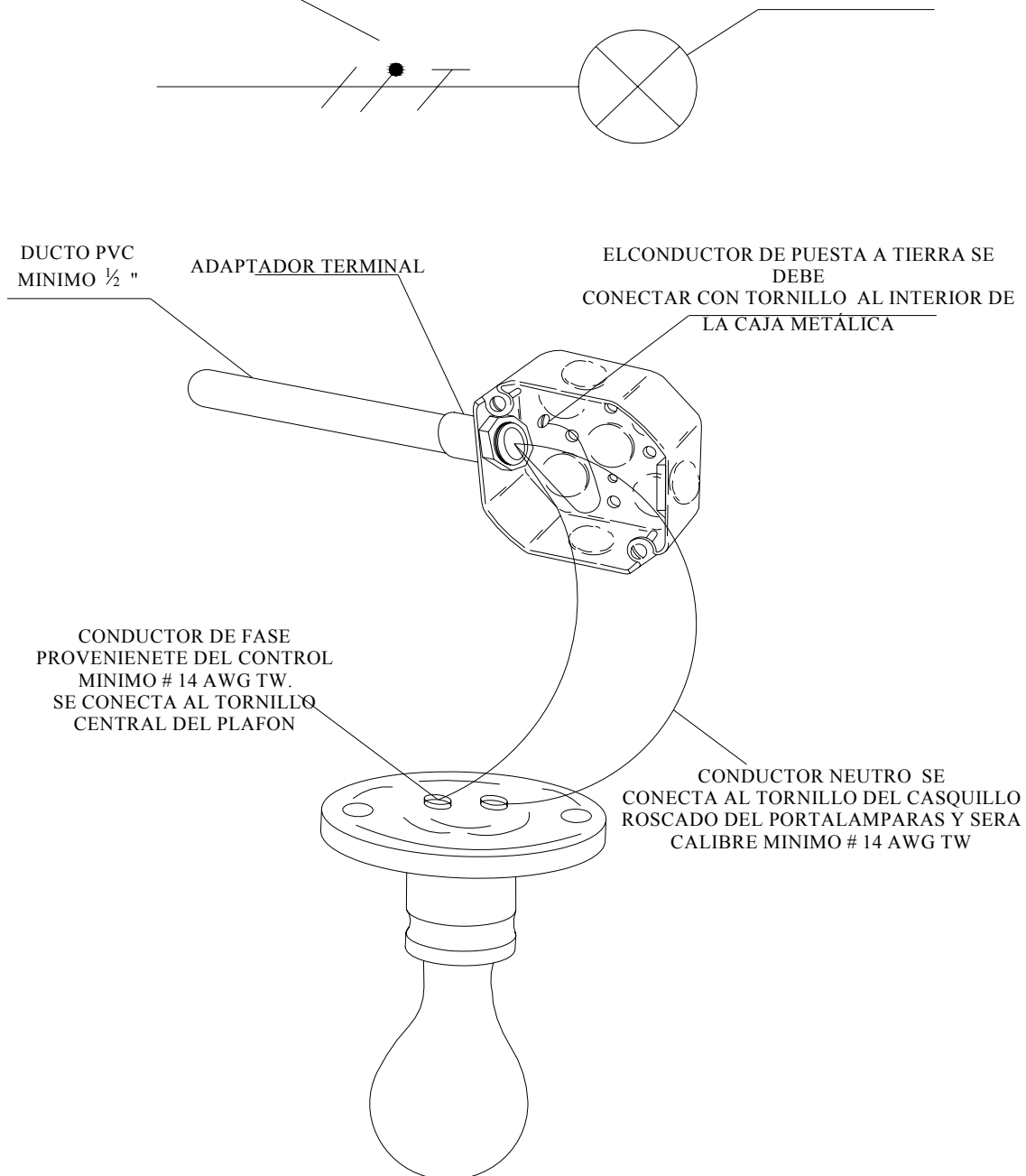


Figura 6.2 Instalación de un portalámpara.

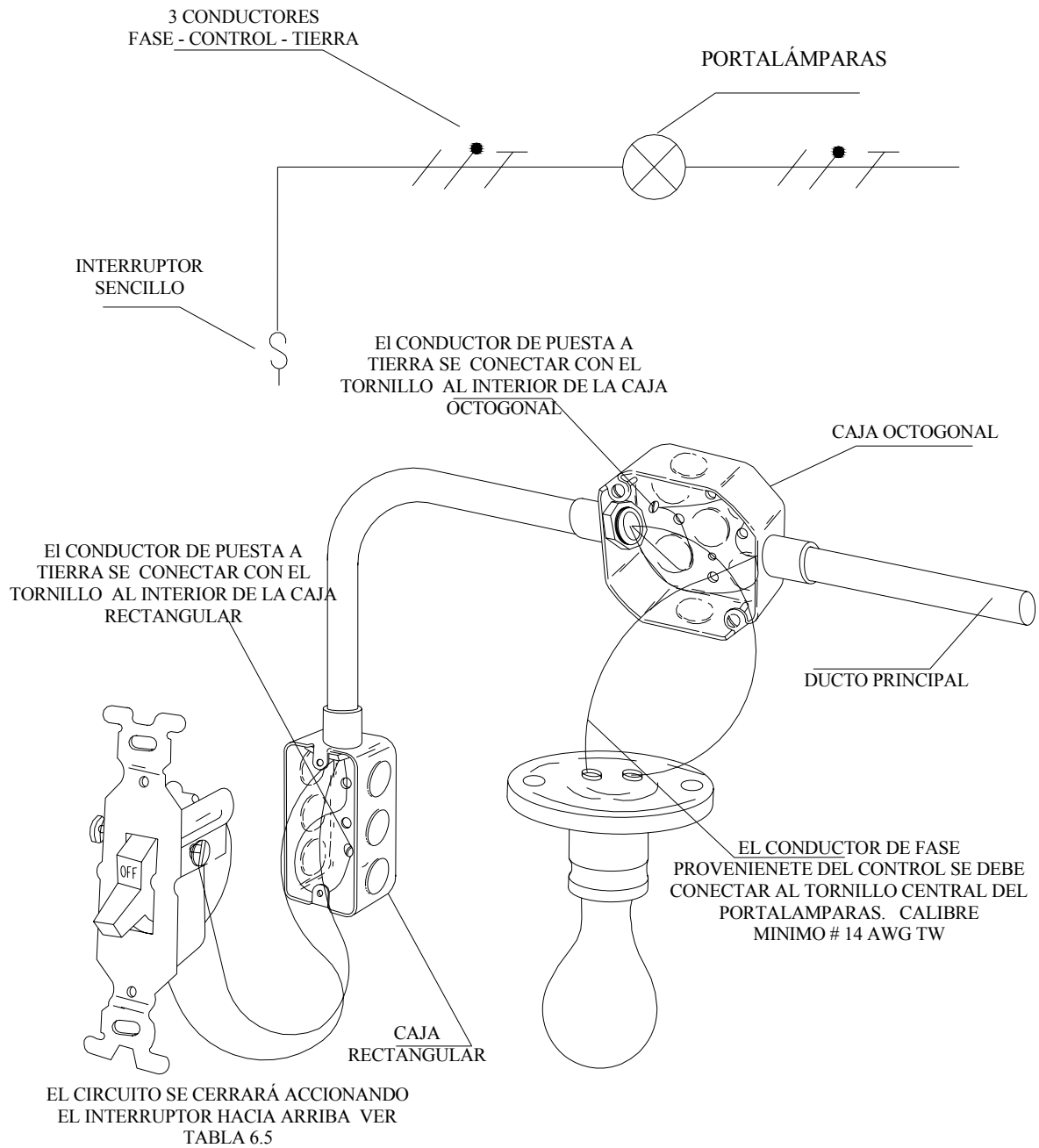


Figura 6.3 Instalación completa de un portalámparas

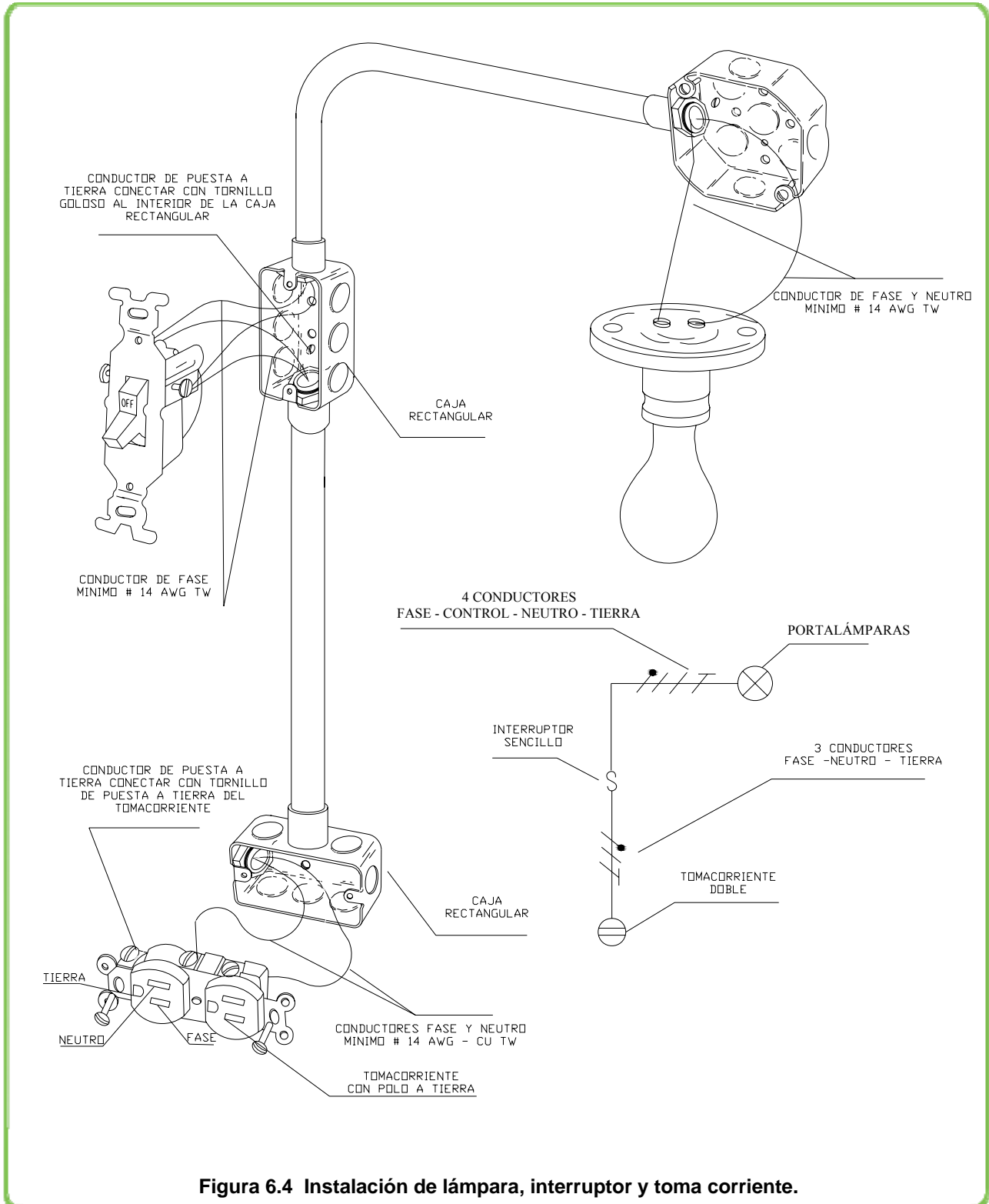


Figura 6.4 Instalación de lámpara, interruptor y toma corriente.



6.3.1.1 Cantidades de obra para la instalación de artefactos internos. La tabla 6.3 describe los materiales que se utilizan en la instalación de tomacorrientes, portalámparas e interruptores.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
PORTALAMPARA			
1		m	Tubo de pvc de 1/2"
2	1	un	Adaptador terminal de pvc de 1/2"
3	1	un	Tuerca de pvc de 1/2"
4	1	un	Caja conduit galvanizada octogonal
5	1	un	Portalámparas
6		m	Alambre de Cu desnudo # 14 AWG
7		m	Conductor de CU tw # 14
PORTALAMPARA E INTERRUPTOR			
8	1	un	Interruptor de corriente
9	1	un	Caja conduit galvanizada rectangular
10	1	un	Caja conduit galvanizada Octogonal
11	1	un	Plafón de plástico
12	3	un	Adaptador terminal de pvc 1/2"
13		m	Alambre de Cu desnudo # 14 AWG
14		m	Conductor de CU tw # 12
15		m	Tubo pvc de 1/2"
16	3	un	Tuercas de pvc de 1/2"
PORTALAMPARA INTERRUPTOR Y TOMACORRIENTE			
17	1	un	Interruptor de corriente
18	1	un	Caja conduit galvanizada rectangular
19	1	un	Caja conduit galvanizada Octogonal
20	1	un	Plafón de plástico
21	4	un	Adaptador terminal de pvc 1/2"
22		m	Alambre de Cu desnudo # 14 AWG
23		m	Conductor de CU tw # 12
24		m	Tubo pvc de 1/2"
25	4	un	Tuercas de pvc de 1/2"
26	1	un	Tomacorriente doble

Tabla 6.3 lista de materiales para la instalación de artefactos internos

Notas:

1. La longitud de los conductores y el ducto los determina la instalación.

6.3.2 Control de una lámpara desde dos o mas puntos “conmutable”.

Los interruptores de uso general sin importar la cantidad de puntos de control nunca se conectan al neutro, sino en serie con los conductores de fase. Los interruptores conmutables se conectarán mediante el sistema de control de fase. Ver **figura 6.5. 6.6** y para los esquemas ver **figuras 6.7 y 6.8.**

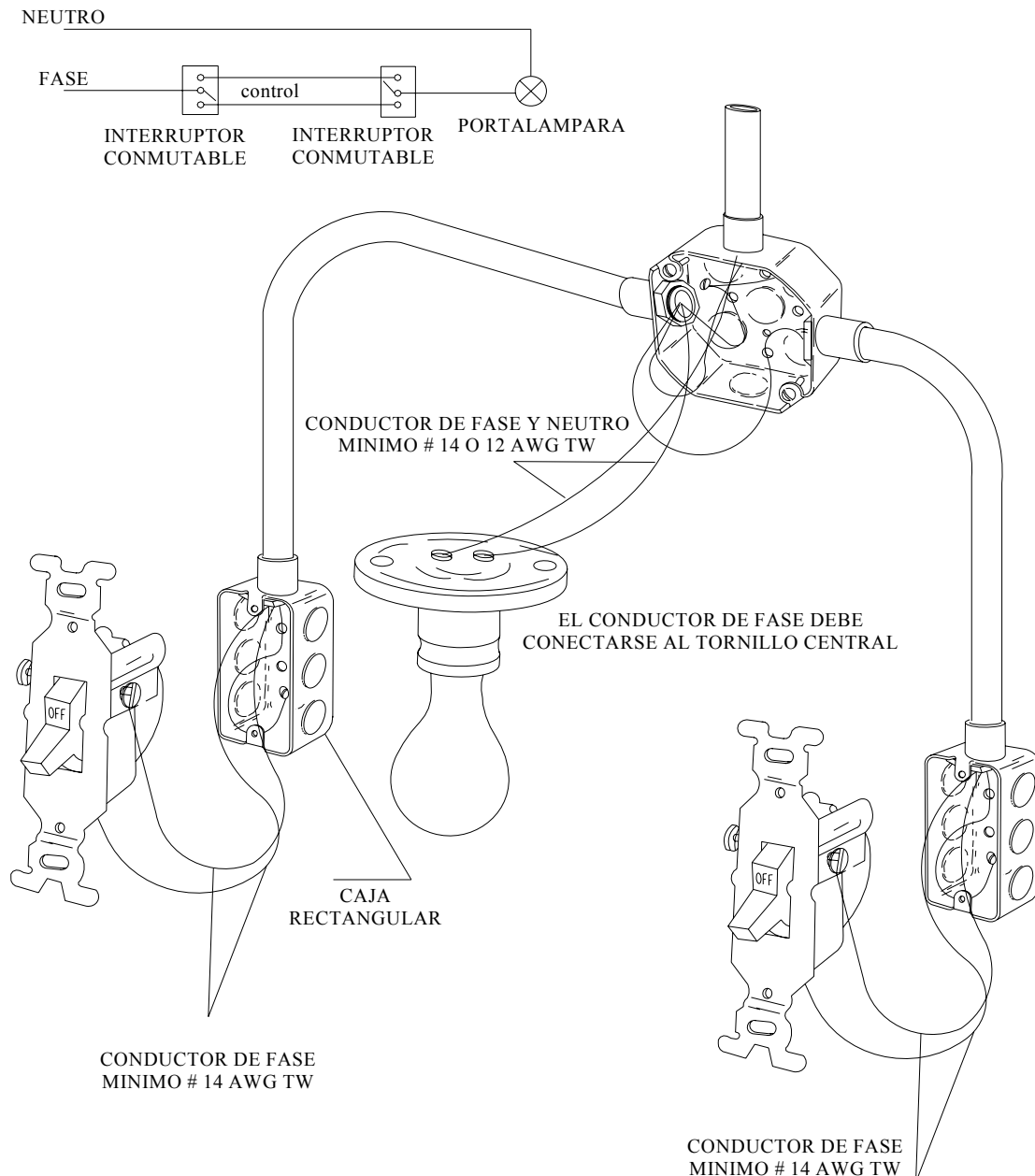


Figura 6.5 Instalación de conmutable.

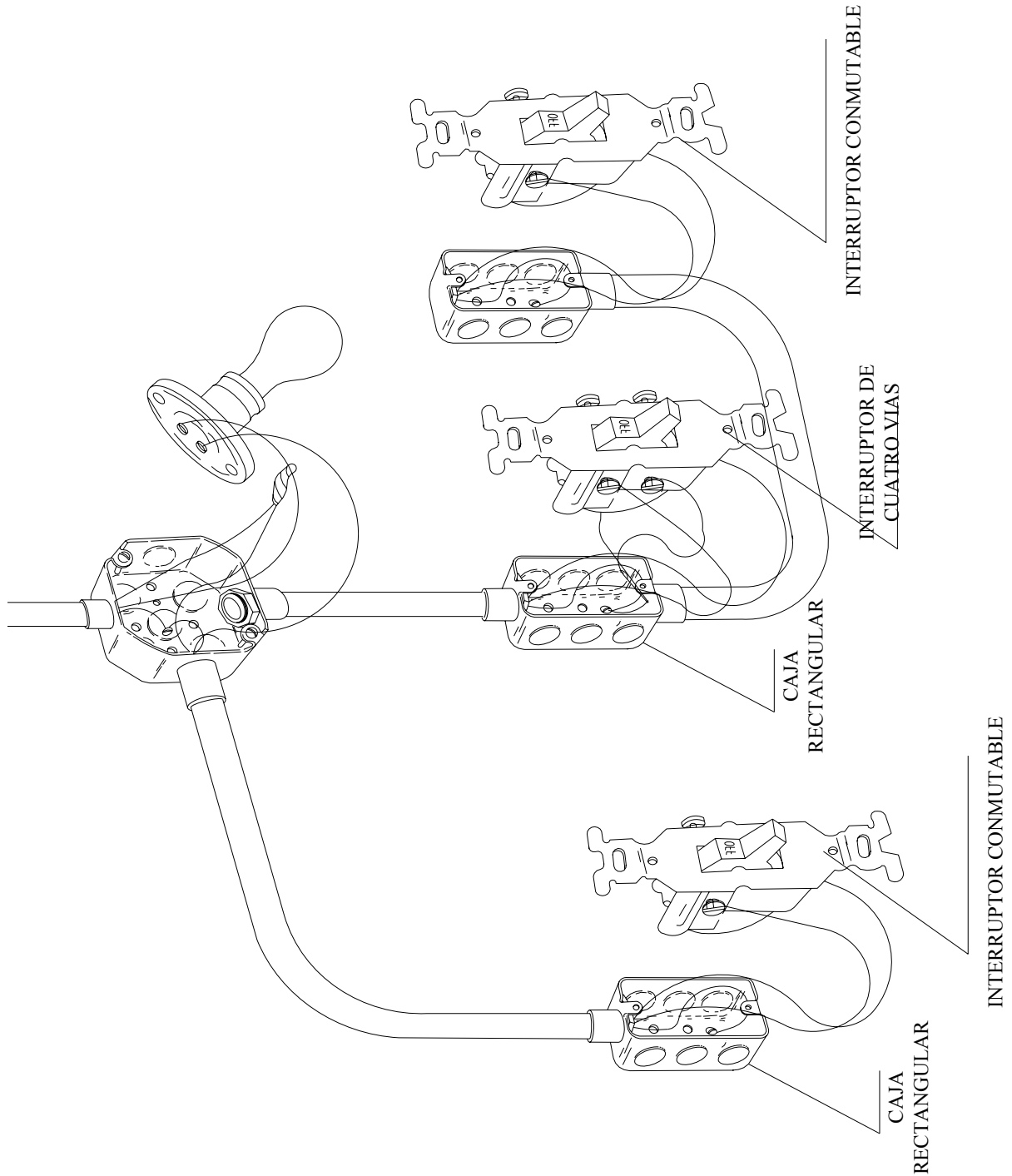


Figura 6.6 Sistema con interruptor de cuatro vías.

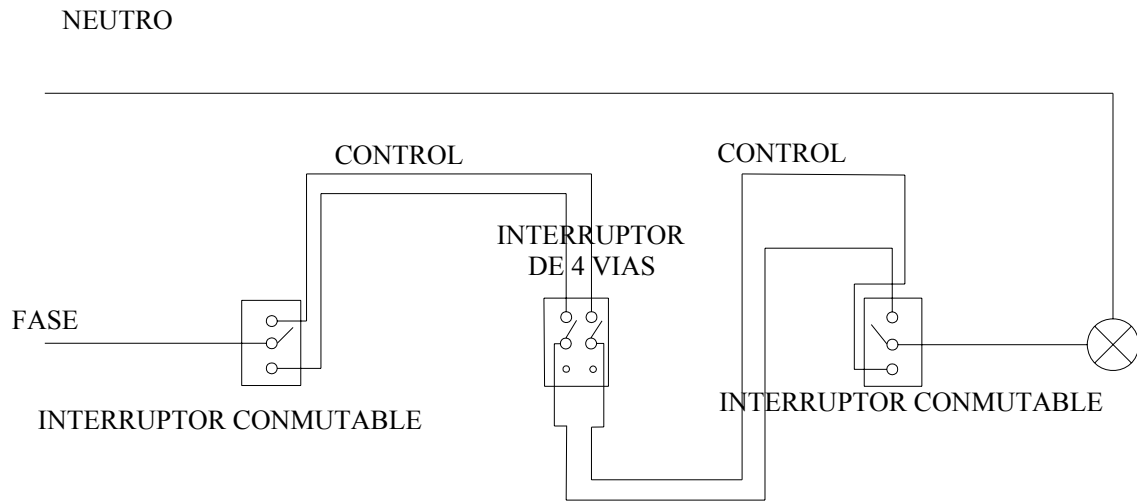


Figura 6.7 Esquema control para interruptor de cuatro vías

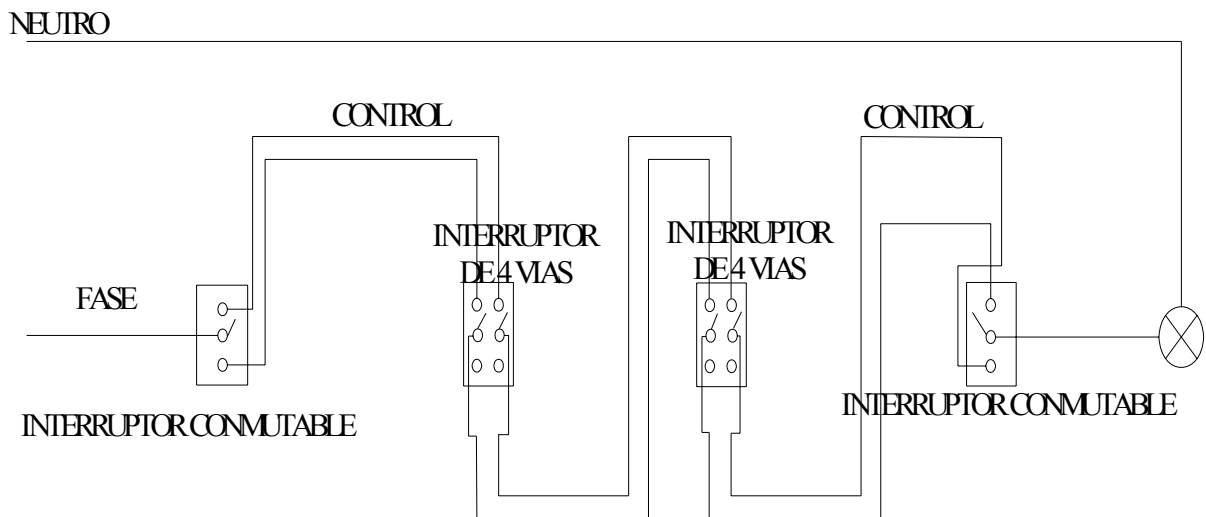


Figura 6.8 Esquema para más de tres puntos de control.



6.3.2.1 Cantidades de obra para el control de una lámpara desde dos o más puntos. EL control de las lámparas desde más de un punto requiere interruptores especiales. La **tabla 6.4** muestra la cantidad de materiales utilizados en los diferentes sistemas.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
CONTROL DESDE DOS PUNTOS DIFERENTES			
1		m	Tubo de pvc de 1/2"
2	4	un	Adaptador terminal de pvc de 1/2"
3	4	un	Tuerca de pvc de 1/2"
4	2	un	Interruptor conmutable
5	1	un	Caja conduit galvanizada octogonal
6	1	un	Portalámparas
7		m	Alambre de Cu desnudo # 14 AWG
8	2	un	Cajas rectangulares
9		m	Conductor de CU tw # 14
CONTROL DESDE TRES PUNTOS DIFERENTES			
10		un	Tubo de pvc de 1/2"
11	5	un	Adaptador terminal de pvc de 1/2"
12	5	un	Tuerca de pvc
13	2	un	Interruptor conmutable
14	1	un	Caja conduit galvanizada octogonal
15	1	m	Portalámparas
16		m	Alambre de Cu desnudo # 14 AWG
17	3	un	Cajas rectangulares
18		m	Conductor de CU tw # 14
19	1	un	Interruptor de 4 vías

Tabla 6.4 Lista de materiales para el control de portalámparas desde más de un punto

Notas:

1. La longitud de los conductores y el ducto los determina la instalación.

6.4 CONEXIÓN DE LÁMPARAS FLUORESCENTES.

Las ventajas de las lámparas fluorescentes sobre las incandescentes les ha producido grande expansión en el mercado, por tanto es indispensable conocer la correcta forma de instalación. Las figuras 6.9 y 6.10 señalan los esquemas de algunas lámparas fluorescentes.

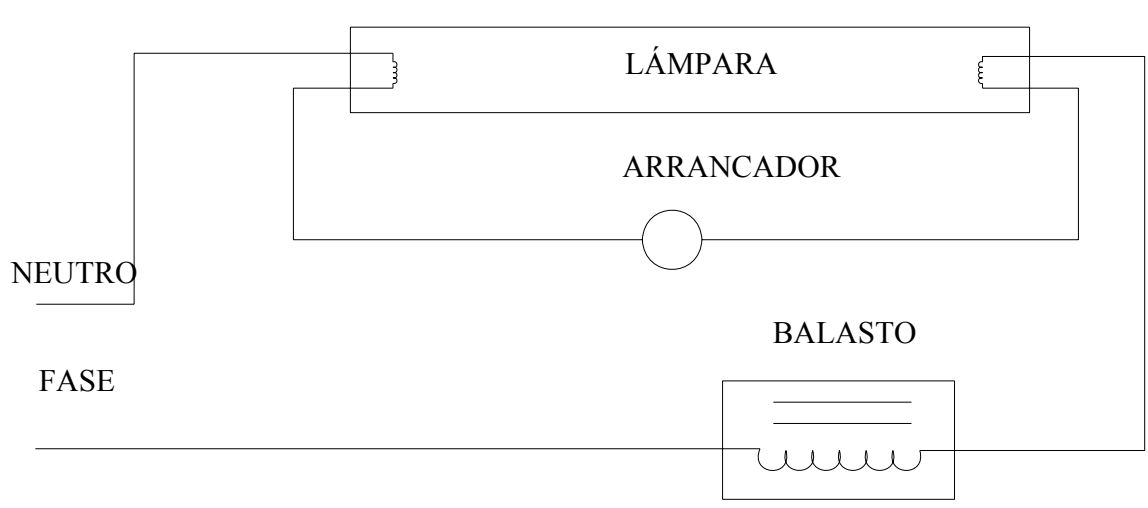


Figura 6.9 Esquema para lámpara de alto factor.

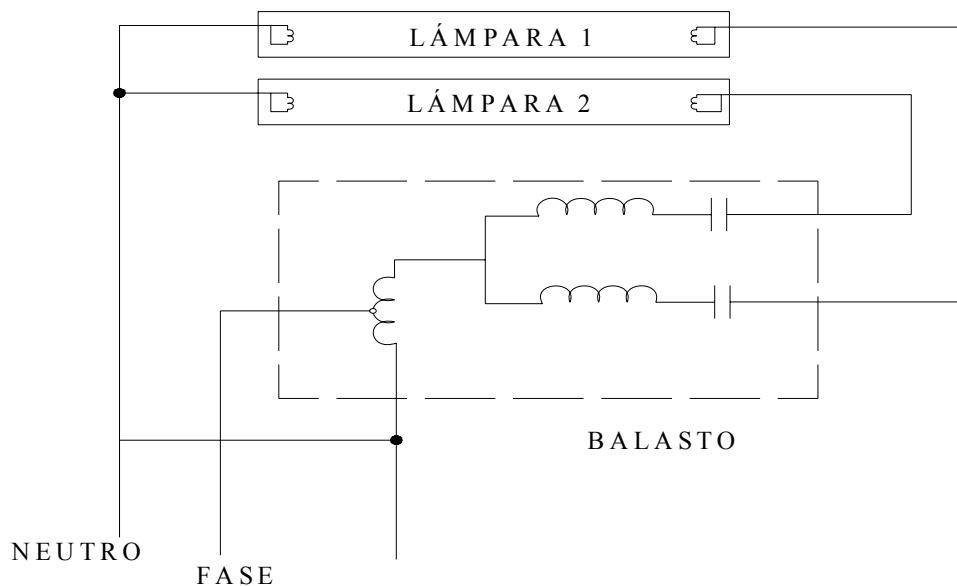


Figura 6.10 Esquema para lámparas de encendido instantánea.

6.5 LOCALIZACIÓN DE CAJAS Y SALIDAS ELÉCTRICAS

Los interruptores no se deben ubicar a una altura mayor de 2 m sobre el piso o plataforma de trabajo. El interruptor debe quedar junto al picaporte de la puerta de acceso, La tablas 6.5 y 6.6 con la figura 6.11 señalan estos detalles constructivos.

APARATO	ENCENDIDO	APAGADO
INTERRUPTOR SENCILLO	Arriba	Abajo
INTERRUPTOR DOBLE Y TRIPLE	Izquierda	Derecha
INTERRUPTOR Y TOMA	Izquierda	Derecha

Tabla 6.5 Posición del interruptor en la instalación.

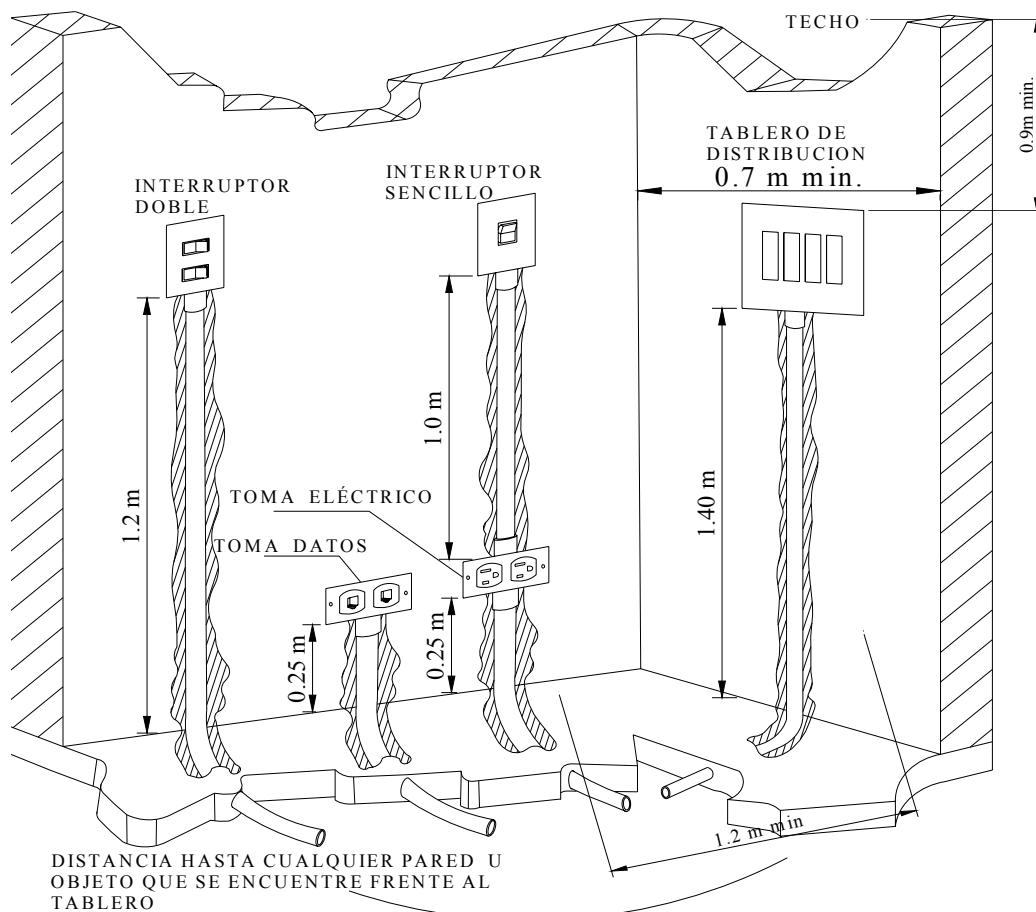


Figura 6.11 Localización de tomacorrientes, interruptores y tableros de distribución.



Salida	Altura mínima (m)		
	Baños	Cocina y ropas	Otras áreas
Tomacorriente normal	1,2	1,1	0,25
Interruptor	1,2	1,1	0,75
Interruptor y toma	1,2	1,1	-
Luz de aplique	1,9	2	2
Timbre	-	-	1,1
Tomacorriente normal	1,2	1,1	0,25

Tabla 6.6 Localización de aparatos.

6.6 TABLEROS O PANELES DE DISTRIBUCIÓN.

Las disposiciones que se aplican a todos tableros de distribución y a los interruptores automáticos se presentan en la sección 384 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050 y en la sección 3.1.4 de las NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (NCDSD) de la E.S.S.A.

Los paneles de los cuadros de distribución deben ser de material no combustible y resistente a la humedad. **NTC 2050-384-7**

En los cuadros de distribución que no estén totalmente encerrados, se debe dejar un espacio desde la parte superior del cuadro de distribución hasta cualquier techo combustible no inferior a 900 mm, excepto si se instala una cubierta no combustible entre el cuadro de distribución y el techo. **NTC 2050-384-8**

Los tableros de distribución se instalarán a una altura aproximada de 1,40 m tomando como referencia el piso final y la base del tablero, de tal manera que la tapa quede a ras con el acabado final de la mampostería y vertical con el piso. **Ver figura 6.11**

Todos los ductos que lleguen o salgan de tableros de distribución deben fijarse a estos mediante boquillas y contratueras metálicas.

Los tableros de distribución tendrán la capacidad para alojar la totalidad de circuitos ramales derivados.

La distribución de las fases en las instalaciones trifásicas debe ser A, B y C desde el frente hacia atrás, de arriba a abajo o de izquierda a derecha vistas desde la parte delantera del cuadro o panel de distribución **NTC 2050 SEC.384-3 f**

Todos los circuitos de un panel de distribución y sus modificaciones se deben identificar de manera legible en cuanto a su funcionalidad o uso, en un directorio situado en la puerta del panel o en su interior.

En un tablero de automáticos no se deben instalar más de 42 dispositivos de sobrecorriente (además de los del alimentador) para circuitos ramales de alumbrado y artefactos. **NTC 2050-384-15**



7. SUBESTACIONES

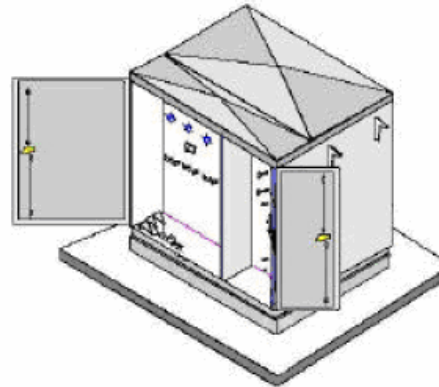
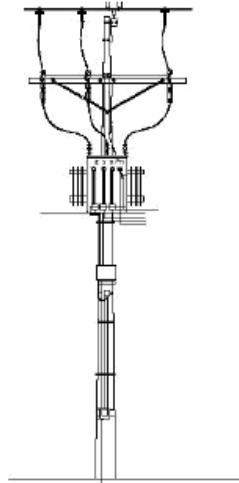
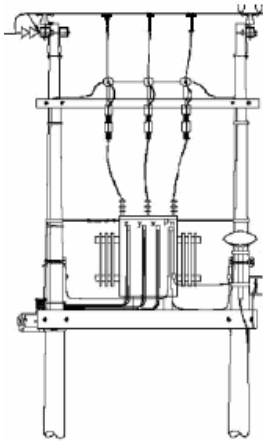
7.1 GENERALIDADES

Se llama centro de transformación a los centros de distribución donde se instalan transformadores de media tensión a baja tensión tales como: 34 500 – 13200 V, 13 200 - 208/120 V, que existen en el sistema de distribución de energía, y cuya alimentación se hace mediante red aérea o subterránea.

En base a los lineamientos establecidos por la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución (NCSDS) de la E.S.S.A. en el capítulo 6, donde se establecen los criterios generales de diseño de subestaciones de media tensión y se dan las normas mínimas de selección de equipo y los procedimientos de instalación, teniendo en cuenta lo establecido en la sección 450 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, se dan las indicaciones en el presente capítulo para el proceso de selección de equipos y detalles de construcción de la infraestructura necesaria para las diferentes subestaciones.

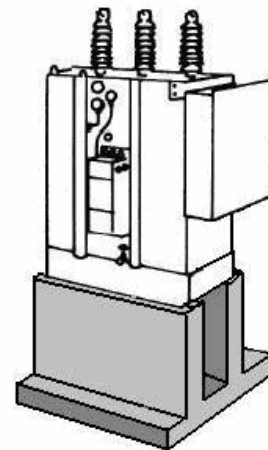
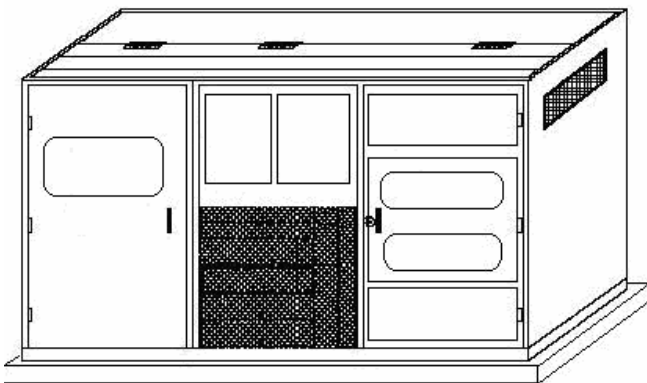
7.2 TIPOS DE SUBESTACIONES.

Los tipos de subestaciones en media tensión que cubre el capítulo actual y que presenta la NCSDS se señalan en la **figura 7.1** y se detallan en el resto del capítulo.



Aérea

Tipo jardín



Modulo para subestación capsulada

Pedestal

Figura 7.1 Tipos de subestaciones.



7.3 SUBESTACIONES AÉREAS

En la construcción de las subestaciones aéreas deberá tener en cuenta las características de resistencia propias de los apoyos, crucetas, herrajes y demás elementos y evaluar su comportamiento con relación a las cargas a que estarán sometidos en la instalación; por lo cual los elementos estructurales deberán estar de acuerdo a las exigencias tanto mecánicas como eléctricas.

Se usan en redes aéreas en zonas urbanas, industriales o en urbanizaciones, generalmente los postes se instalan en los andenes de las vías públicas.

De acuerdo a los lineamientos establecidos por la NCDSD de la E.S.S.A. en el capítulo 6 y en especial en el apartado 6.2. "Subestaciones Aéreas" se tienen los tipos de configuraciones que muestran las **figuras 7.2, a 7.6** dependiendo de la potencia y tamaño del transformador.

Se puede instalar en forma aérea las subestaciones de distribución si tienen capacidad inferior o igual a 225 KVA, salvo que la subestación tenga los requisitos exigidos para que sea capsulada. Ver **numeral 7.5**.

7.3.1 Subestación aérea hasta 75 kVA Y peso menor a 500 kg.

En las figuras 7.2 y 7.3 se detalla la forma correcta de la instalación de una subestación trifásica. Cualquier otro tipo de subestación con capacidad hasta 75 kVA y peso menor a 500 kg conservará las mismas dimensiones en la altura.

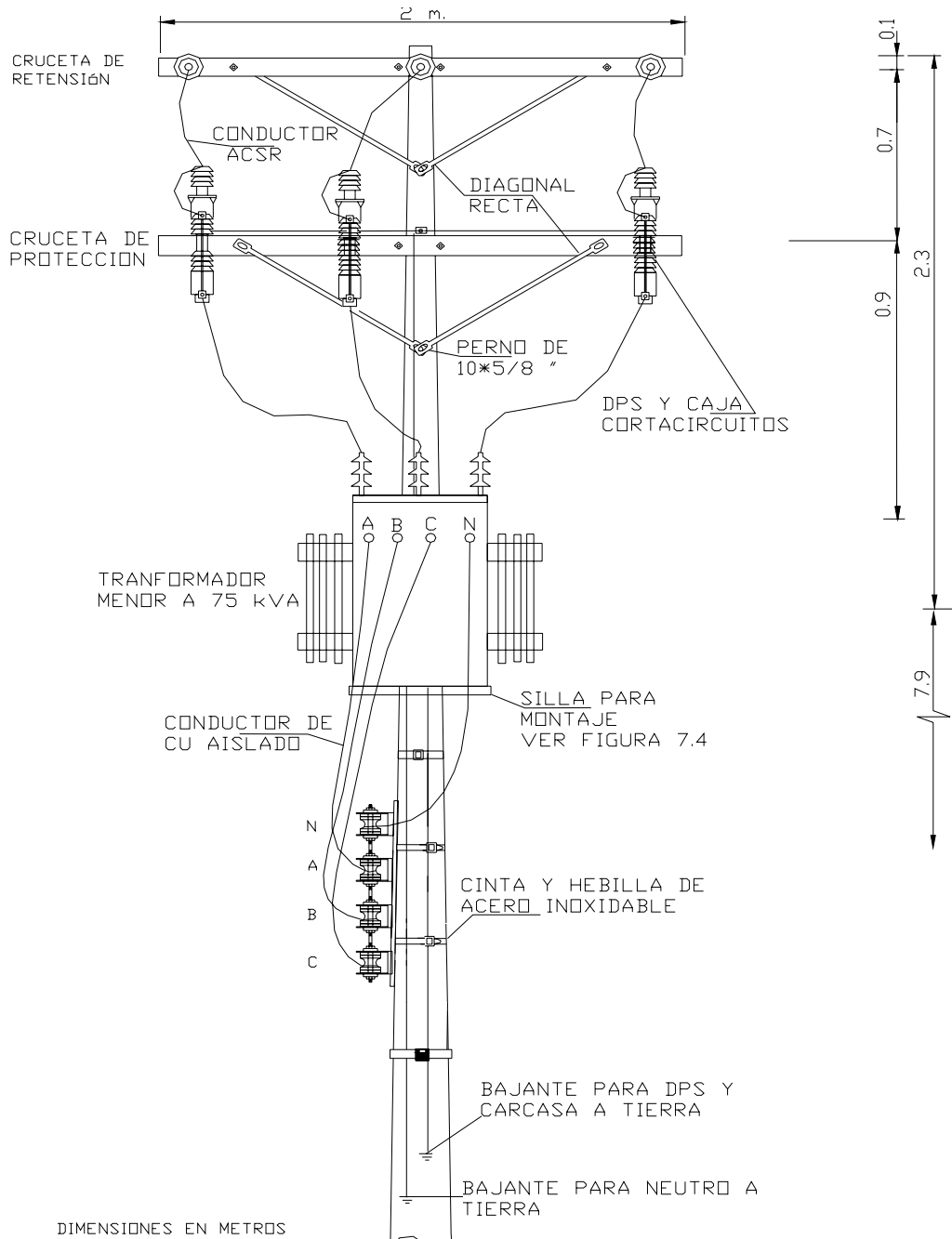


Figura 7.2 Montaje en poste de transformador trifásico.

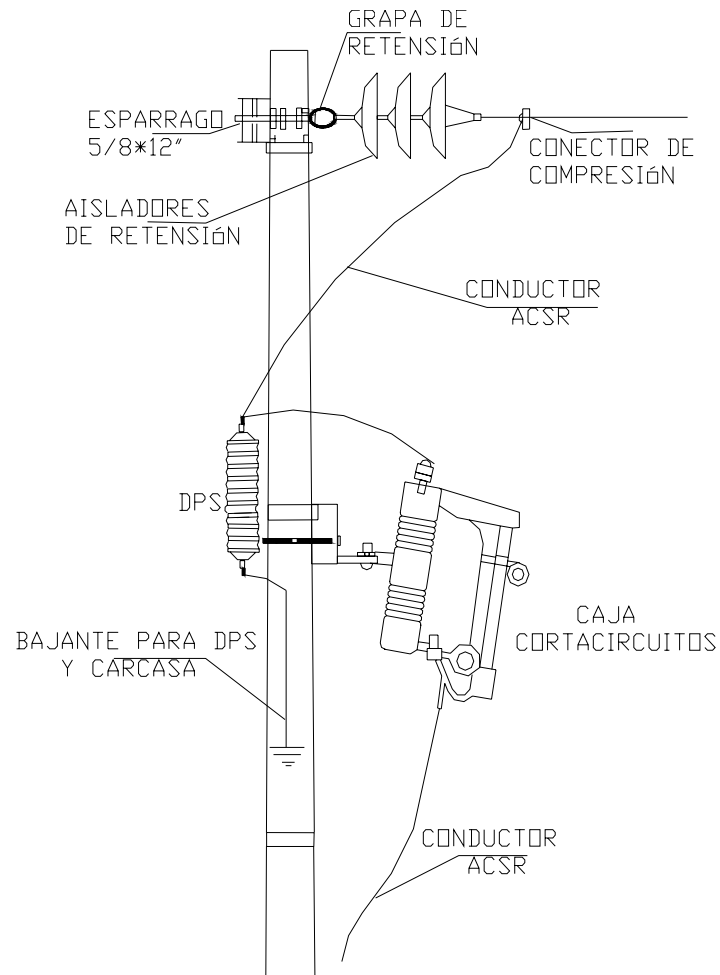


Figura 7.3 Vista lateral de protecciones de subestación.

Los transformadores podrán asegurarse al poste con collarines, pero los transformadores con potencia de 75 kVA se deben apoyar en la silla que representa la **figura 7.4**

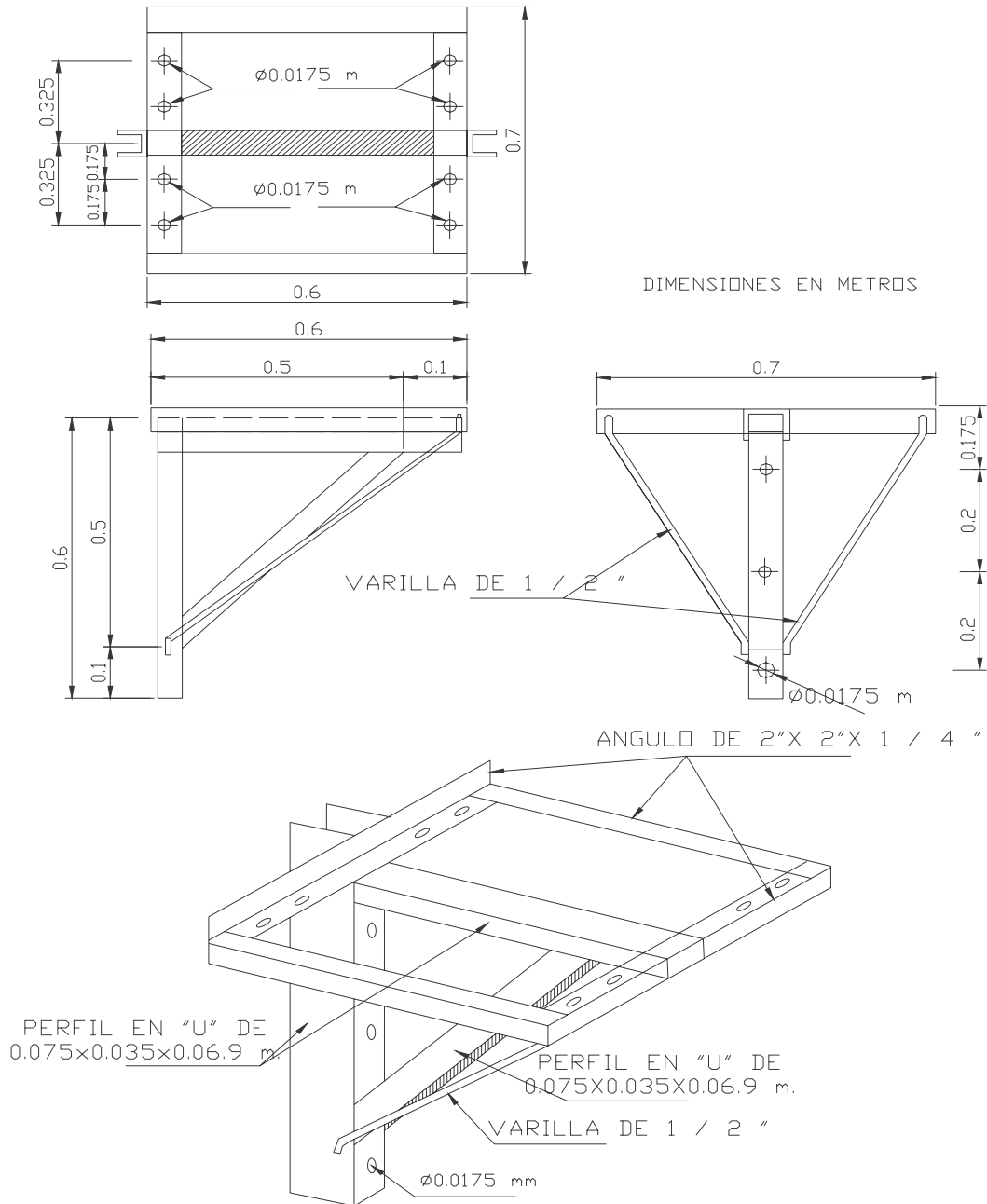


Figura 7.4 Silla para montaje de transformador.



7.3.1.1 Cantidades de obra para subestaciones aéreas hasta 75 kVA. Los materiales necesarios para la construcción de subestaciones en estructura sencilla hasta 75 kVA se encuentran registrados en la **tabla 7.1**.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
1	2	un	Cruceta metálica galvanizada 2 m
2	1	un	Cruceta metálica galvanizada para protección de (2 ½*2 ½*1/4) 2m.
3	6	un	Diagonal rectal metálica galvanizada (2*3/16"*0.68m)
4	3	un	DPS 15kV 10kA
5	1	un	Poste de concreto de 12 m 750 kg (1)
6	3	un	Espárragos galvanizados 5/8"*10" (1)
7	2	un	Perno de maquina galvanizado de 5/8"*10" (1)
8	2	un	Perno de maquina galvanizado de 5/8"*8" (1)
9	3	un	Caja cortacircuito de cañuela 100 A 15 kV
10	3	un	Conector de compresión de AL.
11	1	un	Transformador de distribución hasta 75 kVA (500 kg).
12	6	un	Tornillo de carruaje 5/8" x 1 ½" (1)
13	1	un	Silla para montaje de transformador
14	2	un	Collarines de dos salidas
15	7	m	Cable ACSR # 2 AWG (2)
RED DE BAJA TENSIÓN			
16	1	un	Percha Metálica Galvanizada de 4 puestos
17	3	un	Hebilla de acero inoxidable de 5/8"
	6	m	Conductor de CU thw # 2 AWG
18	3	m	Cinta de acero inoxidable 5/8"x 0,03"
19	4	un	Aislador tipo carrete de 3"
PUESTAS A TIERRA			
20	20	m	Cable desnudo de cobre # 2 AWG
21	2	un	Tubo conduit EMT 3/4" *3m.
22	0,08	m³	Concreto 2500 psi
23	2	un	Varilla de CU de 2,44m *5/8"
24	2	un	Conector para varilla de Cu de 5/8"
17	3	un	Hebilla de acero inoxidable de 5/8"
18	3	m	Cinta de acero inoxidable 5/8"x 0,03"

Tabla 7.1 Lista de materiales para subestaciones aéreas hasta 75 kVA.

Notas:

1. Los tornillos y espárragos deben estar acompañados de sus respectivas tuercas y arandelas.
2. El calibre del conductor que se deriva de la red depende de las características de la acometida, será calibre # 4 como mínimo.

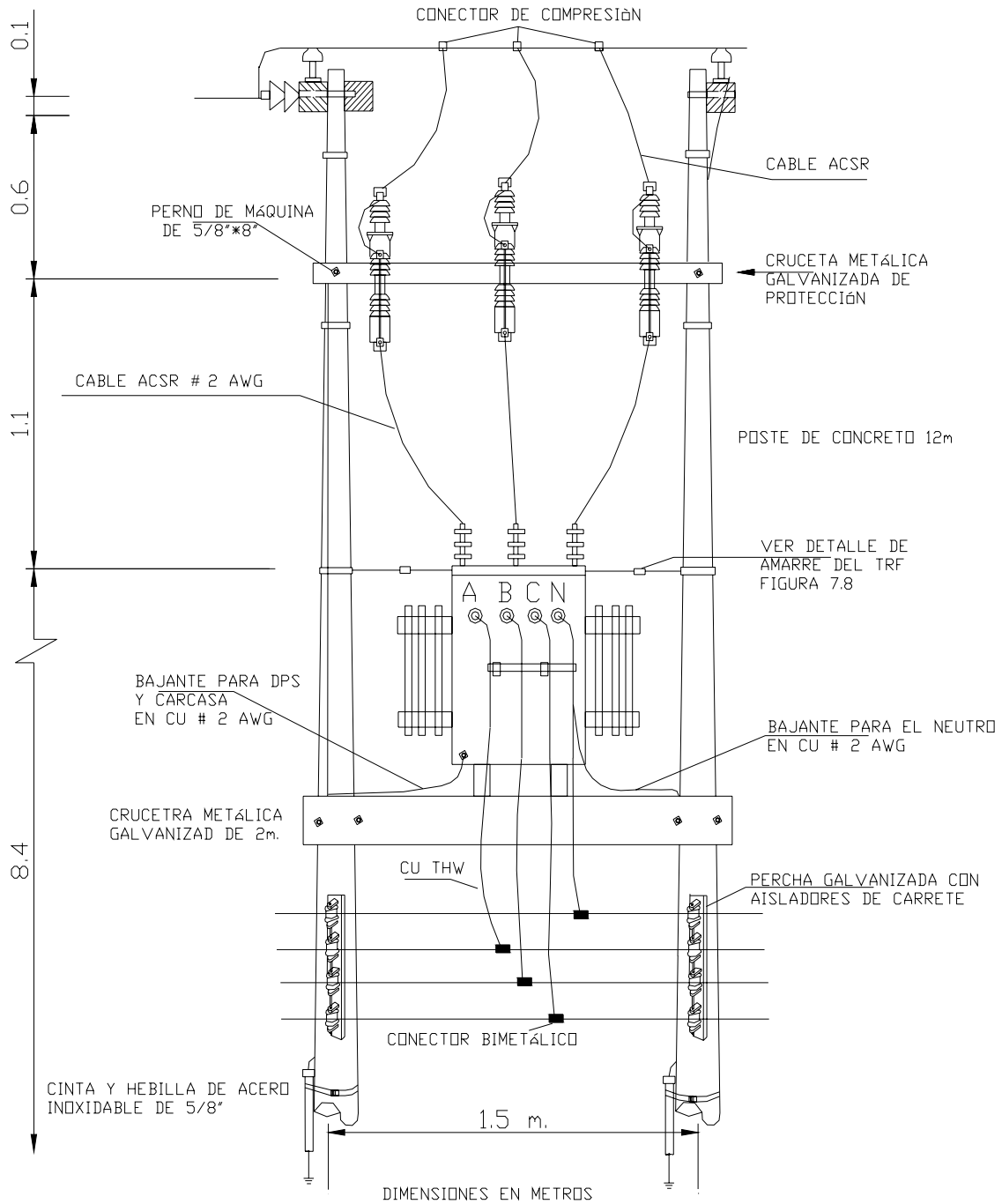


Figura 7.6 Montaje en estructura tipo H de transformador trifásico para alimentar la red de B.T.

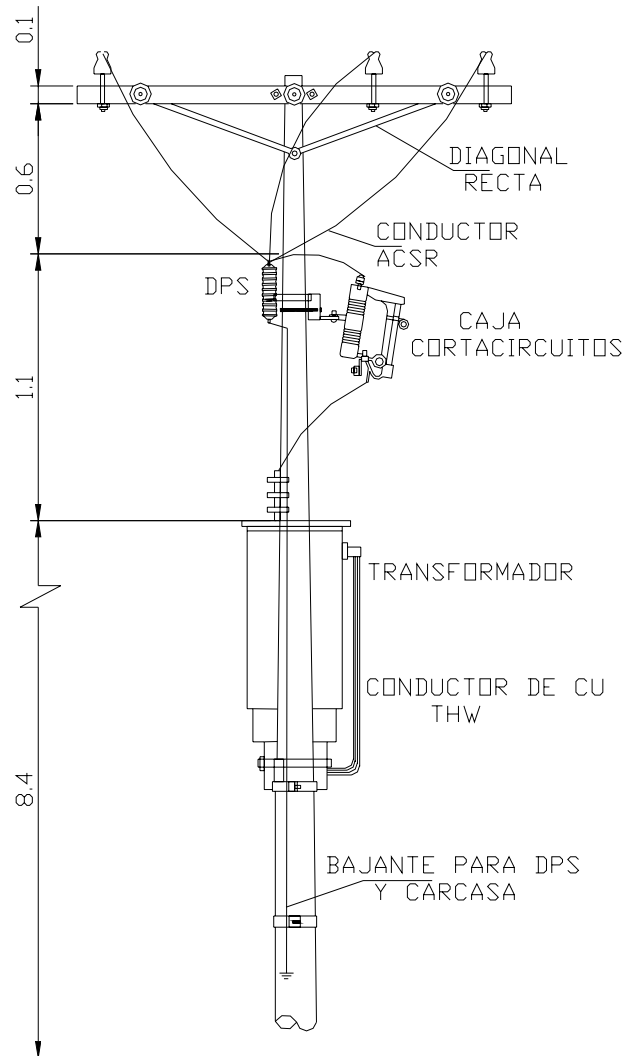


Figura 7.7 Montaje en estructura tipo H de transformador trifásico vista lateral.

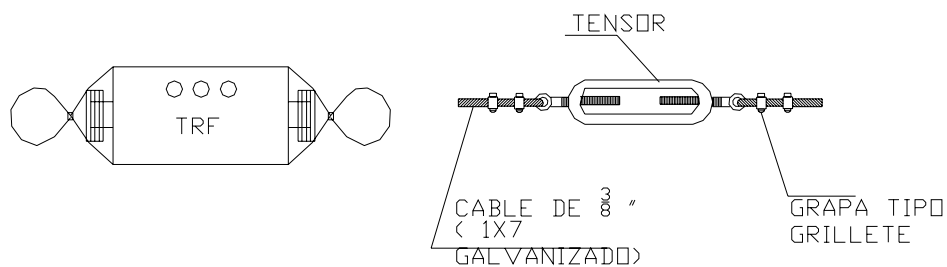


Figura 7.8 Detalle del amarre del transformador.



7.3.2.1 Cantidades de obra para subestaciones aéreas en H hasta 225 kVA. Las subestaciones montadas en estructura tipo H deben contar con los materiales descritos por la **tabla 7.2.**

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
1	10	m	Cable de cobre thw # 2 AWG
2	3	m	Cable ACSR # 2 AWG
3	3	un	DPS 10 kV 10 kA
4	2	un	Poste de concreto de 12 m , 510 kg
5	1	un	Cruceta metálica galvanizada de protección de (2 ½*2 ½*1/4) 2m.
6	2	un	Cruceta metálica galvanizada de (2 ½*2 ½*1/2) 2m
7	3	un	Caja cortacircuito de cañuela 100 A 15 kV
8	3	un	Conector de compresión en ranuras paralelas
9	1	un	Transformador hasta 225 KVA, 12000 kg.
10	4	un	Espárragos galvanizados de 5/8"*10" (2)
11	4	un	Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 8" (2)
12	4	un	Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 10" (2)
13	1	un	Caja trifásica tipo intemperie para acometidas de B.T.
14	1	un	Interruptor termomagnético tripolar
15	1	un	Tubo conduit metálico de 3"(1)
16	1	m	Codo galvanizado 3" x 90° (1)
17	5	un	Metros cable de acero galvanizado 3/8"
18	2	un	Perno de ojo tipo 5 (5/8" x 545 mm) (2)
19	1	un	Tensor
20	6	un	Hebilla de acero inoxidable de 5/8"
21	3	un	Metros de cinta de acero inoxidable de 5/8"x 0,03"
PUESTA A TIERRA			
22	2	un	Tubo conduit EMT 3/4" *3m.
23	0,08	m ³	Concreto 2500 psi
24	2	un	Varilla de CU de 2,44m *5/8"
25	2	un	Conector para varilla de Cu de 5/8"
26	20	m	Conductor de CU thw # 2 AWG
CUANDO ALIMENTA LA RED DE BAJA			
27	2	un	Perchas metálicas galvanizadas de 4 puestos
28	8	un	Aislador tipo carrete de 3"
29	4	un	Conector bimetálico de ranuras paralelas
30	6	m	Conductor de CU thw # 2 AWG
31	2	m	Cinta de acero inoxidable de 5/8"x 0,03"
32	4	un	Hebilla de acero inoxidable de 5/8"

Tabla 7.2 Lista de materiales para subestaciones en H hasta 225 kVA



Notas:

1. Las dimensiones del tubo de acometida y sus accesorios dependen del calibre del conductor de acometida.
2. Los tornillos y espárragos deben estar acompañados de sus respectivas arandelas y tuercas.
3. Las dimensiones de los conectores varían según el calibre de los conductores.



7.4 SUBESTACIONES DE PEDESTAL AL AIRE LIBRE

Teniendo en cuenta los lineamientos establecidos por la NCDSD de la E.S.S.A. en el literal 6.3, se tienen en cuenta los siguientes parámetros para la construcción de las subestaciones tipo pedestal:

Se podrán utilizar postes de concreto o estructuras metálicas con una altura mínima de 10 m, con crucetas dispuestos por niveles en la siguiente forma:

NIVEL I ó Superior llegada y salida de líneas
NIVEL II Barrajes
NIVEL III Barrajes
NIVEL IV ó Inferior Protecciones

Presentará un sistema de protección contra descargas atmosféricas que garantice un blindaje efectivo.

Contarán con una malla de tierra tipo cuadrícula, que cumpla con las tensiones de paso y de toque. La malla de puesta a tierra debe cumplir con la recomendación de la IEEE 80.

A esta malla de tierra deben conectarse todas las partes metálicas de la subestación que no se encuentren energizadas durante la operación normal, y que puedan almacenar cargas electrostáticas tales como: carcasas, cajas metálicas, tableros de distribución, malla de cerramiento, puertas, etc.

La malla de puesta a tierra deberá cubrir como mínimo el área ocupada por las estructuras de pórticos y por el equipo. Esta área deberá diseñarse con una capa de material permeable de alta resistividad (grava).

En caso de requerirse, los transformadores de corriente y tensión primarios se instalarán sobre crucetas en los pórticos de la subestación.

El conductor para el cableado desde el secundario de los transformadores de corriente será cable multiconductor de cobre calibre mínimo N° 12 AWG. El conductor para el cableado desde el secundario de los transformadores de tensión será cable multiconductor de cobre calibre mínimo N° 14 AWG

Los circuitos de salida en media tensión partirán del correspondiente barraje, a través de líneas aéreas que partirán de los correspondientes pórticos, si es aérea; y si es subterránea, a través de cable seco que irá por canalizaciones.



Los circuitos de salida en baja tensión deberán partir de un tablero de distribución diseñado para tal fin, donde se encuentran alojados los barrajes, y los interruptores automáticos tanto generales como de distribución de los diferentes circuitos

La celda de medida se instalará de tal forma que facilite el acceso a la revisión de los equipos al personal de la E.S.S.A., de manera que la apertura de la puerta sea hacia el exterior del patio y no sea necesario el ingreso al patio de conexiones.

El área de la subestación se cerrará con un muro y/o malla eslabonada pintada en color amarillo, que impida el fácil acceso de personas no autorizadas y animales al área de los equipos.

Deberá diseñarse la iluminación para el área de la subestación en condiciones de trabajo con un nivel medio de iluminancia de 100 luxes y para condiciones exclusivas de seguridad con un nivel medio de 50 luxes, utilizando luminarias de mercurio o sodio color corregido, las cuales, teniendo en cuenta las distancias de seguridad.

Sobre la malla de cerramiento se colocará una señal de seguridad tipo informativa con la frase “Alta tensión peligro de muerte” (Norma NEMA KS 1) y el símbolo de “riesgo eléctrico”, en colores amarillo y negro (fondo amarillo) de 25 cm por 50 cm.

En la puerta de acceso y pórtico, se colocarán señales de seguridad tipo peligro (triangular) con el símbolo de “riesgo eléctrico” en colores amarillo y negro (fondo amarillo) de lado 50 cm.

Además se colocará un aviso de identificación que contenga el nombre de la subestación, capacidad, y relación de transformación.

7.4.1 Obra civil del pedestal y el foso para el aceite.

El pedestal será diseñado en concreto armado de acuerdo con las dimensiones y peso del transformador a instalar y debe tener libre acceso para efectos de mantenimiento cargue y descargue. En la base del pedestal se debe proveer un foso con capacidad de confinar el 75% del aceite del transformador con un medio de drenaje como lo detallan las **figuras 7.9, 7.10, 7.11 y 7.12.**

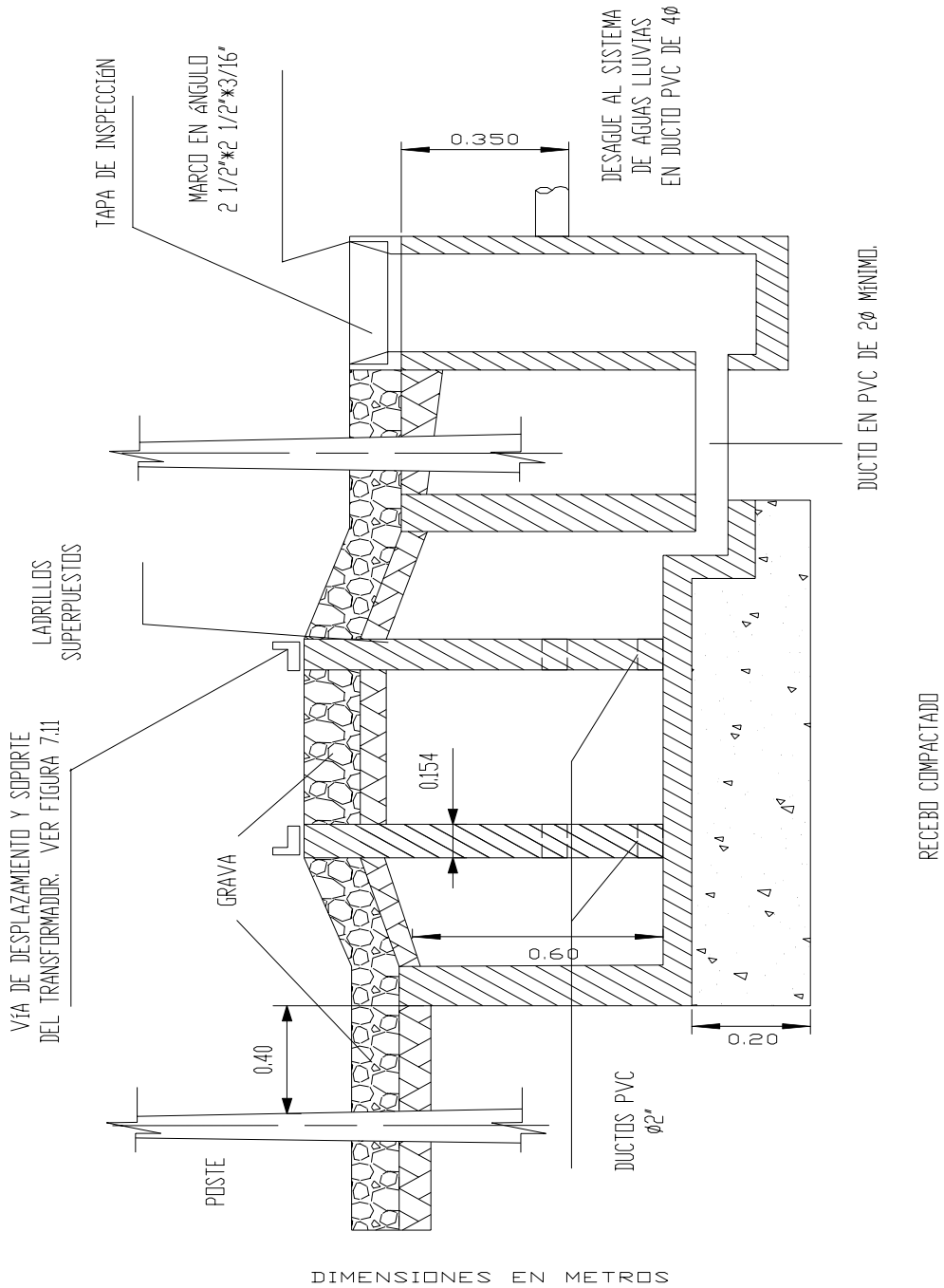


Figura 7.10 Vasta frontal del pedestal y el foso para el aceite.

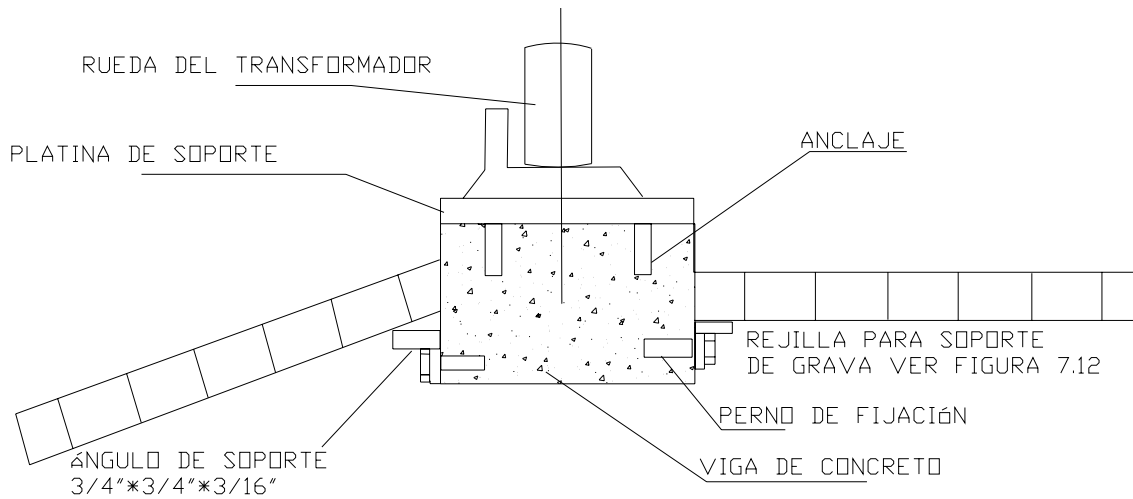


Figura 7.11 Soporte para desplazamiento del transformador.

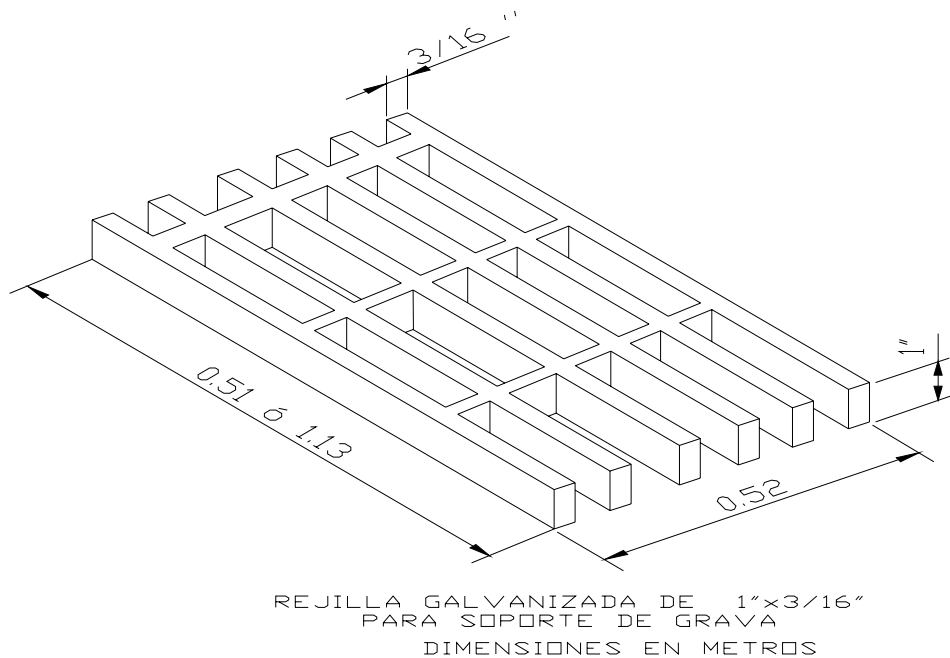


Figura 7.12 Rejilla para soporte de la grava.



7.4.1.1 Cantidades de obra para la construcción del pedestal y el foso para el aceite. La tabla 7.3 describe los materiales que se utilizan en la construcción del pedestal para una subestación de pedestal al aire libre.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
1	1	un	Celda para medida en media tensión
2		m ³	Gravilla (1)
3	3	un	Transformadores de corriente (2)
4	3	un	Transformadores de potencial (2)
5	1	un	Transformador de potencia
6	1	un	Medidor de medida indirecta
7		m	Tubos de pvc de 2" de diámetro (1)
8		m	Tubos de pvc de 1" de diámetro (1)
9		m ²	Malla eslabonada (1)
10		m ²	Rejilla galvanizada de 1"*3/16" (1)
11	1	un	Tapa de inspección con marco en Angulo 2 1/2*2 1/2*3/16 " (1)
12		un	Bloque recocido (3)
13		m	Angulo en platina galvanizada de 3/4*3/4*3/16 " (1)
14		m ³	concreto 4000 psi
15		m ³	Mortero de pañete con relación 1:5 (1)

Tabla 7.3 Lista de materiales Para la construcción del pedestal

Notas:

1. La cantidad de gravilla, tubos, rejilla, pañete y la tapa de inspección dependen del tamaño del transformador.
2. El número de transformadores de corriente y potencial depende del tipo de conexión que se elija para la medida, Ver Capitulo 3.
3. La cantidad de bloques se determina con el tamaño del transformador y del bloque que se elija.



7.5 SUBESTACIONES CAPSULADAS

7.5.1 Generalidades.

Basados en los criterios de diseño establecidos por la NCDSD de la E.S.S.A. en el literal 6.4, se tienen en cuenta los siguientes parámetros básicos para la construcción de las bóvedas de las subestaciones tipo capsuladas:

Los locales para instalación de subestaciones capsuladas tendrán una altura mínima de 2,5 m y un área mínima de 12 m² que permita la libre apertura de las puertas de los módulos, y el libre acceso de los equipos a instalar.

Toda la tornillería, tuercas, arandelas planas y de presión elaboradas en materiales ferrosos que se empleen en los módulos, serán galvanizadas en caliente. La secuencia de colocación de tales elementos será: tornillo, arandela plana, elemento a fijar, arandela plana, arandela de presión y tuercas.

Las paredes del local donde se instalan las celdas de distribución o los equipos de maniobra se construirán en tabique con ladrillo tolete prensado a la vista o pañetado y pintado por ambas caras

Las paredes, techos y piso de la bóveda deben estar hechos de materiales con resistencia estructural adecuada a las condiciones de uso y con una resistencia mínima al fuego de tres horas. **NTC 2050 SEC 450-42**

Los pisos deben ser de hormigón y de un espesor mínimo de 10 cm, pero si la bóveda está construida teniendo por debajo un espacio vacío u otros pisos del edificio, el piso debe tener una resistencia estructural para soportar la carga impuesta sobre él y debe tener una resistencia mínima al fuego de tres horas. **NTC 2050 SEC 450-42**

Las aberturas de ventilación deben estar cubiertas por rejillas, persianas o pantallas duraderas, para evitar que se presenten situaciones inseguras. Todas las aberturas de ventilación que den al interior deben estar dotadas de compuertas de cierre automático que funcionen en respuesta a cualquier incendio que se produzca en el interior de la bóveda, con una resistencia al fuego no menor a 1,5 horas. **NTC 2050 ART. 450-45 Ver figura 7.15.**

7.5.2 Ubicación de los módulos dentro del local con transformador tipo seco.

En la figura 7.11 se presentan los detalles constructivos de una subestación con seccionador en aceite. Los locales deberán poseer puertas removibles para dar acceso al equipo instalado en el interior de las mismas, provistas de cerraduras con llave normalizada por la Empresa y seguro para permanecer cerradas. Las dimensiones son las indicadas en la NTC 2050 SEC 110.

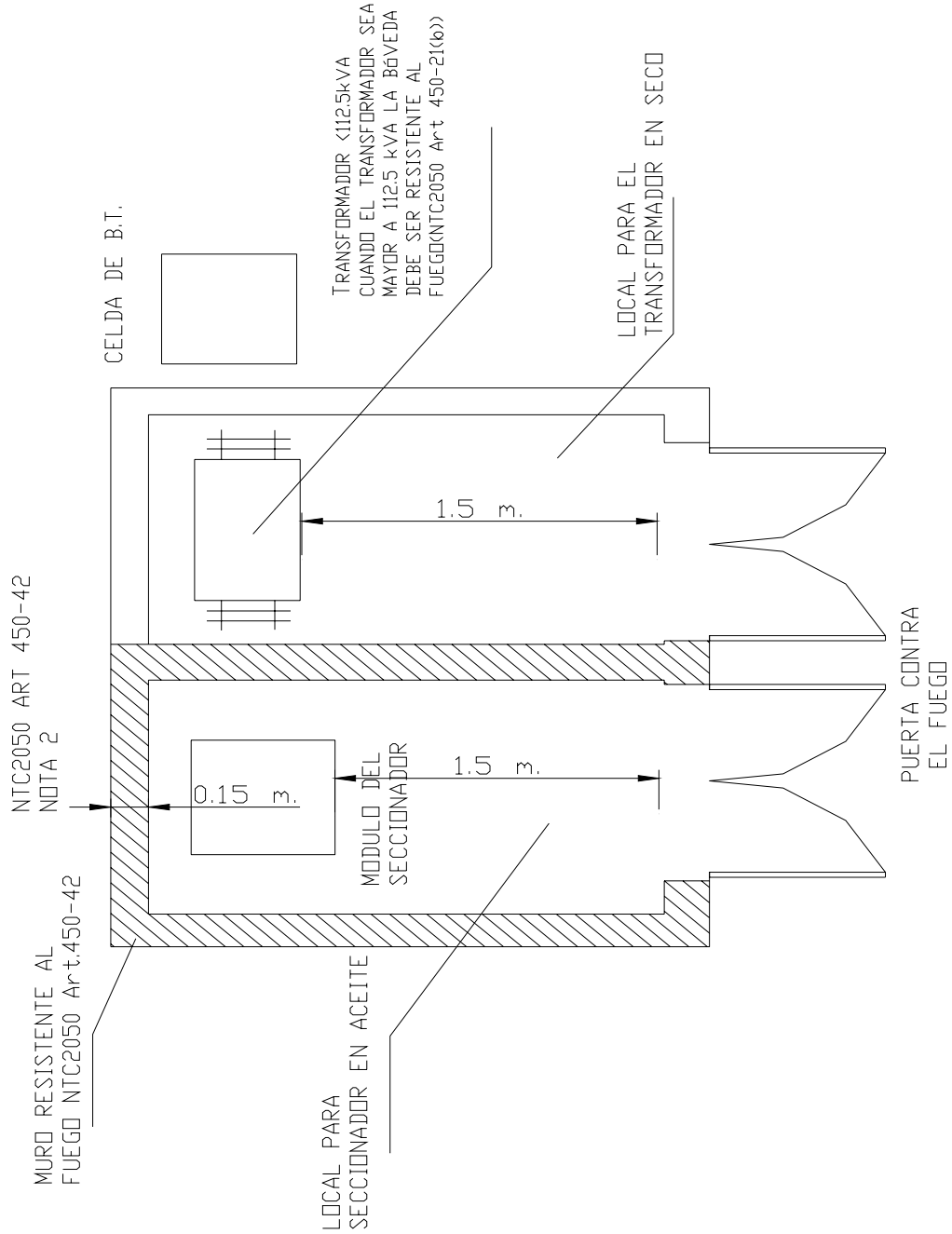


Figura 7.13 Vista de planta subestación con seccionador en aceite.

Cuando el seccionador de maniobras se encuentre fuera del local como es el caso de la **figura 7.14** no hay necesidad de muro cortafuego siempre que el transformador sea tipo seco y menor a 112.5 kVA, sin embargo las puertas deben permanecer cerrados y con acceso solo a personal autorizado.

Los locales para transformadores no se deben utilizar para almacenaje de materiales. **NTC 2050 SEC 450-48.**

En los locales para transformadores no deben entrar ni atravesarlas sistemas de conductos o tuberías ajenas a la instalación eléctrica. **NTC 2050 SEC 450-47**

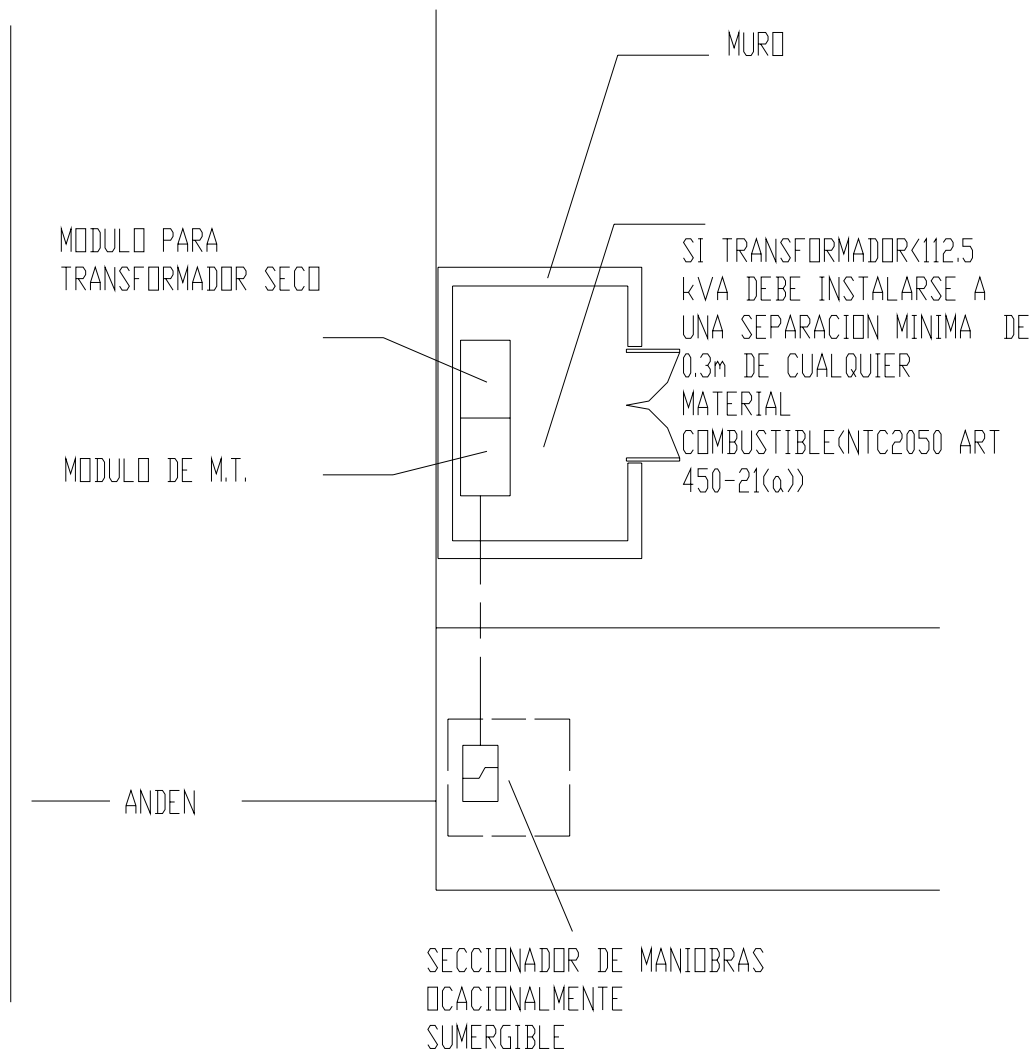


Figura 7.14 Vista de planta subestación con seccionador fuera del local.

7.5.3 Módulos de la subestación con transformador tipo seco.

Los módulos de las subestaciones con transformador tipo seco serán autoportados, contruidos en acero laminado en frío (cold rolled) calibre mínimo 12 MSG para la perfilería estructural y calibre mínimo 16 MSG para el recubrimiento.

7.5.3.1 Modulo para transformador tipo seco. Debe diseñarse para incluir en su interior, debidamente ordenado el equipo de la subestación, aislándolo del medio y brindando seguridad para el personal. Ver las **figuras 7.15 y 7.16**, las dimensiones varían de acuerdo a la potencia del transformador tal como lo señala la **tabla 7.4**.

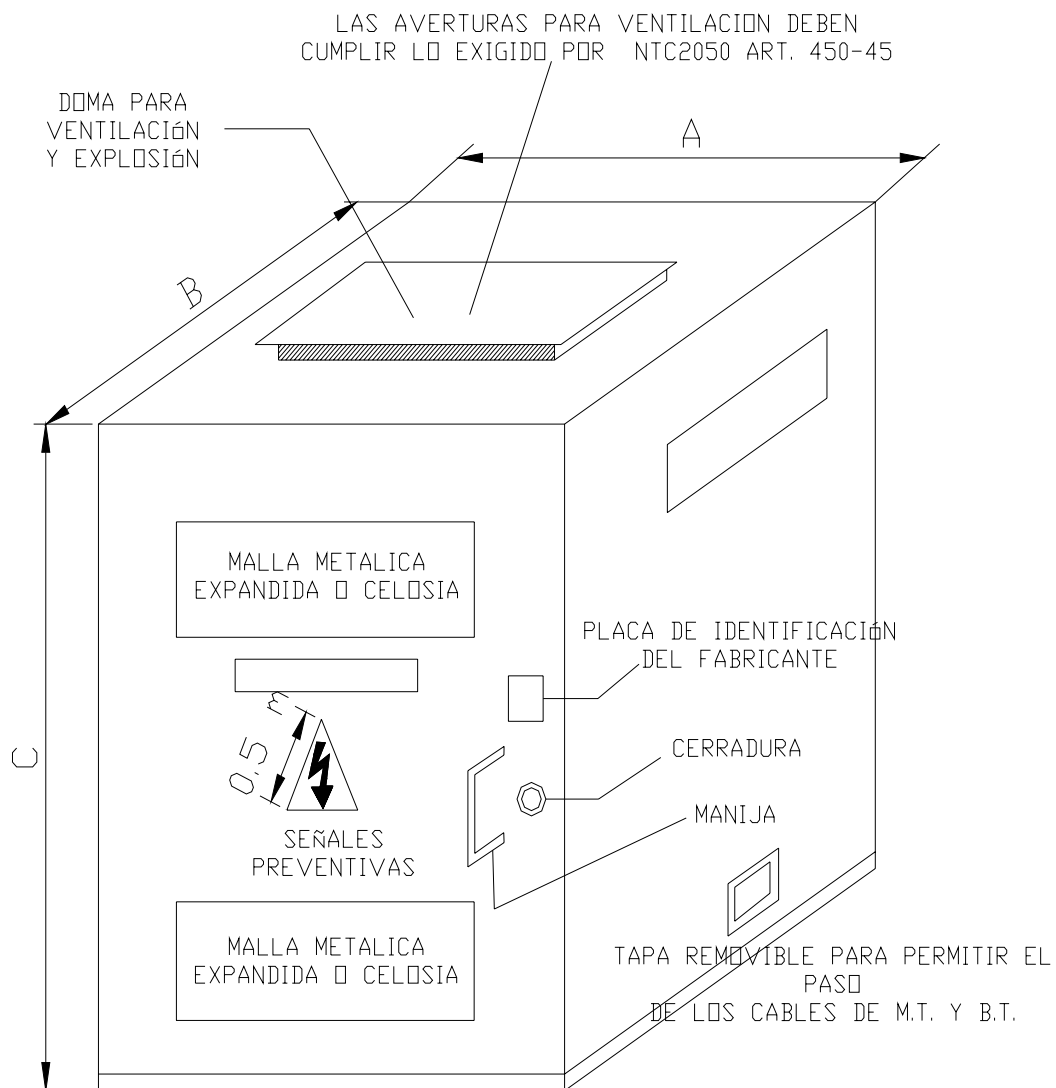
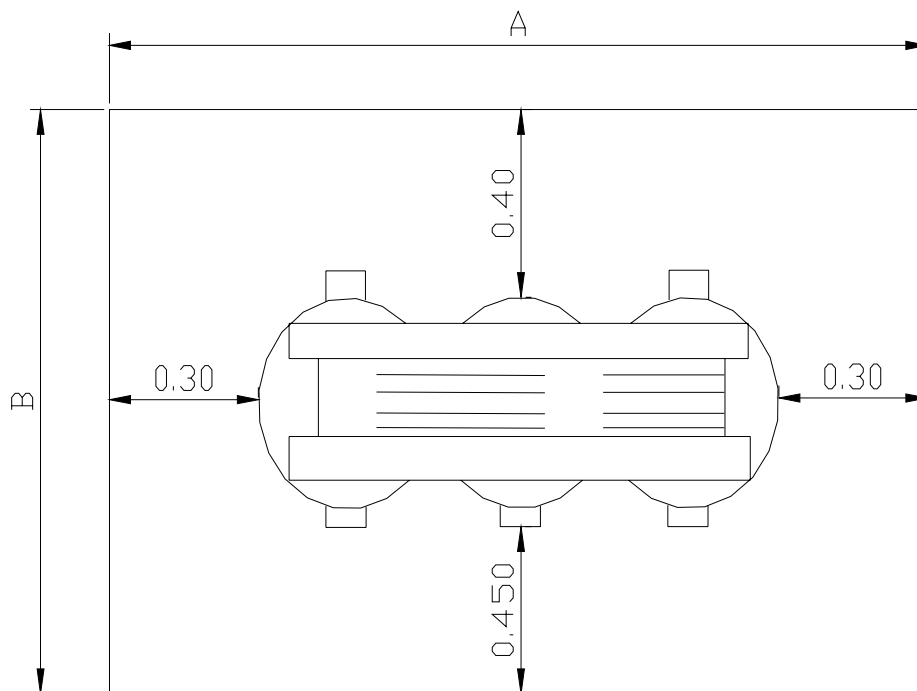


Figura 7.15 Módulo para transformador tipo seco.

POTENCIA KVA	DIMENSIONES EN METROS		
	A	B	C
30	1,6	1,2	1,9
45	1,6	1,2	1,9
75	1,6	1,2	1,9
112,5	1,7	1,3	1,9
150	1,7	1,3	1,9
225	18	1,3	2
300	18	1,5	2
400	1,9	1,5	2

Tabla 7.4 Dimensiones para módulo de transformador tipo seco.

Cuando el ancho del módulo sea mayor que 1.4 m lo puerta será de dos hojas.



DIMENSIONES EN METROS

Figura 7.16 Vista de planta del módulo para transformador tipo seco.

7.5.3.2 Modulo de media tensión. La puerta de acceso al módulo estará enclavada con el mecanismo de apertura y cierre del seccionador alojado en él, en tal forma que la puerta no pueda ser abierta si el seccionador está cerrado, y que no pueda cerrarse el seccionador si la puerta está abierta, además Cuando hayan equipos que utilicen aceite la puerta debe ser corta fuego. **NTC 2050 SEC 450-43.** Ver la figura 7.17.

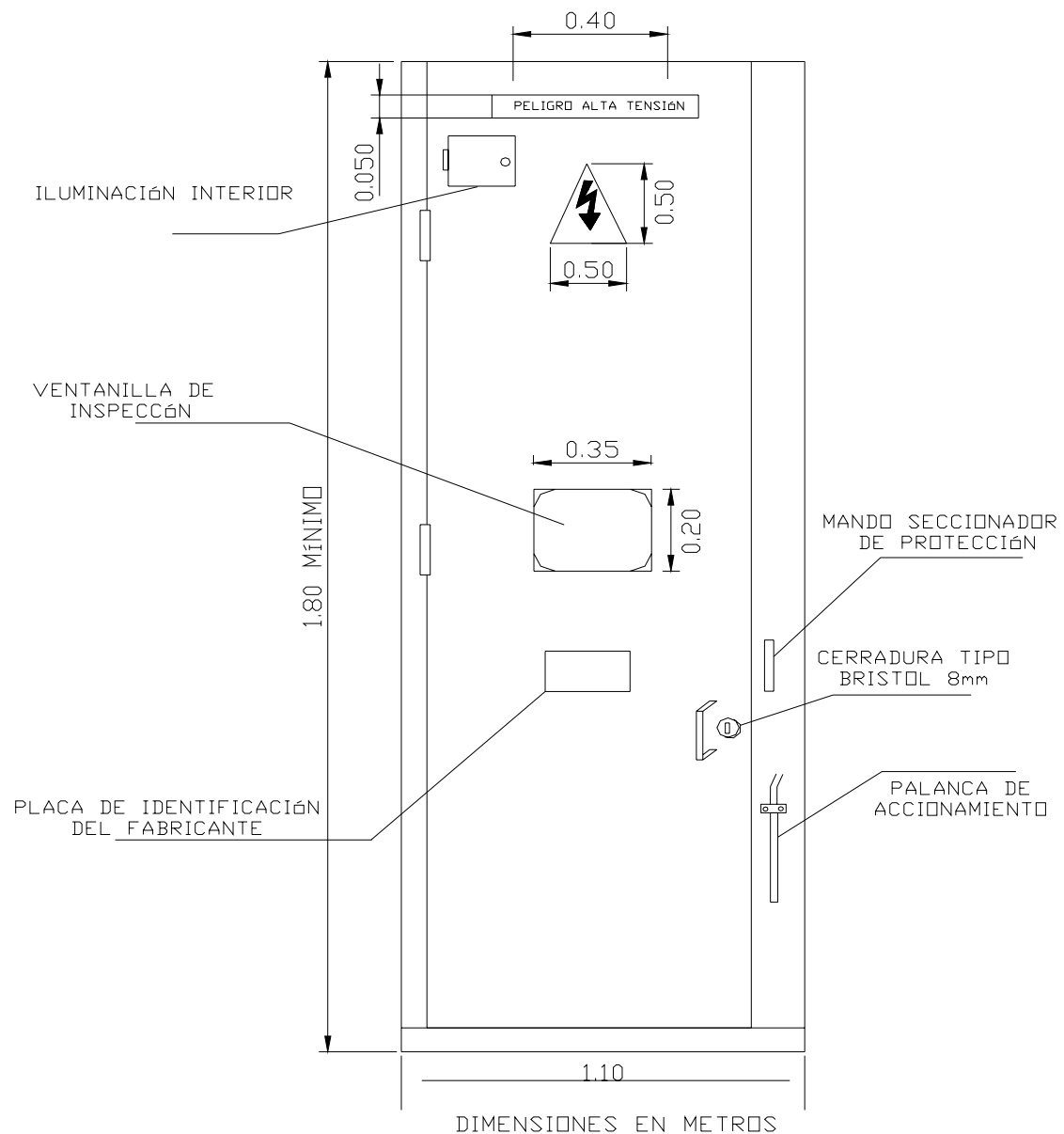


Figura 7.17 Modulo media tensión seccionador tipo seco

7.5.4 Ubicación de los módulos de la subestación con transformador en aceite.

En la figura 7.18 se presentan los detalles de la ubicación de una subestación con seccionador en aceite. Los locales deberán poseer puertas removibles para dar acceso al equipo instalado en el interior de las mismas, provistas de cerraduras con llave normalizada por la Empresa y seguro para permanecer cerradas. Las dimensiones son las indicadas en la NTC 2050 SEC 110. Es fácil observar que la puerta del local que contiene el transformador así como la del seccionador necesitan puertas cortafuegos.

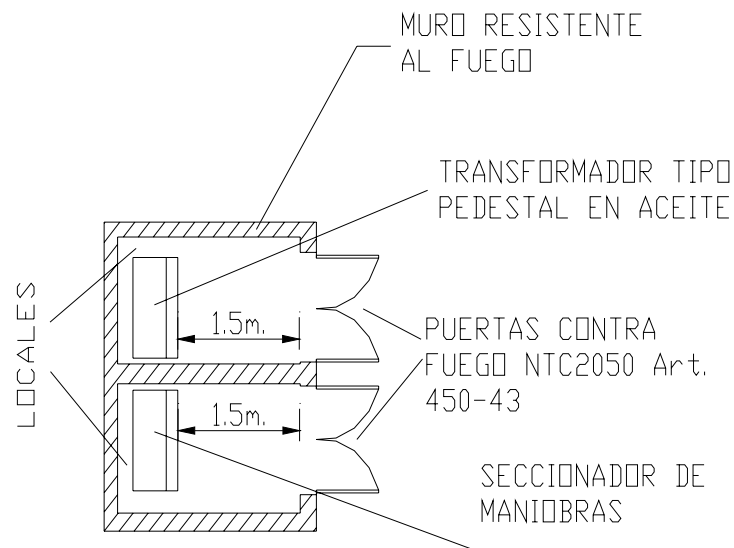


Figura 7.18 Módulos de subestación en aceite con seccionador en aceite.

Cuando el seccionador de maniobras se encuentre fuera del local como es el caso de la figura 7.19 existe la necesidad de muro cortafuego debido a que el transformador es aislado en aceite. Por tanto las puertas deben permanecer cerrados y con acceso solo a personal autorizado.

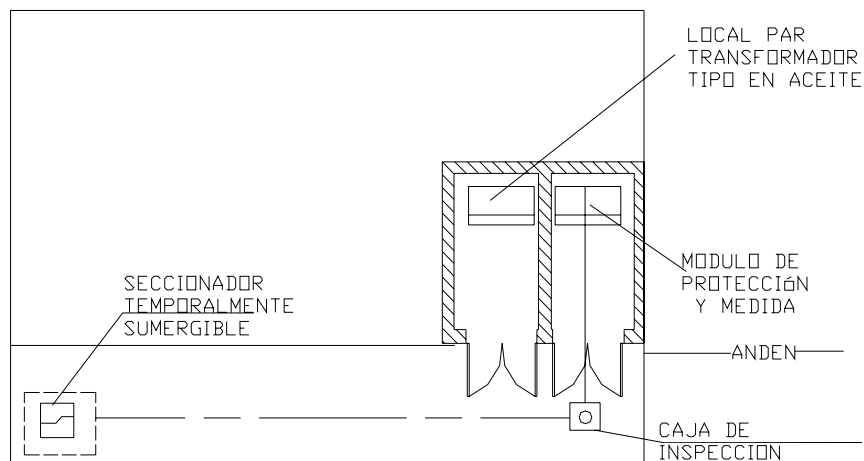


Figura 7.19 Módulos De Subestación En Aceite Con Seccionador Fuera Del Local.

7.5.5 Módulos de la subestación.

Los módulos de las subestaciones con transformador aislado en aceite serán autoportados, contruidos en acero laminado en frío (cold rolled) calibre mínimo 12 MSG para la perflería estructural y calibre mínimo 16 MSG para el recubrimiento.

7.5.5.1 Modulo del transformador aislado en aceite. El módulo debe diseñarse para incluir en su interior, debidamente ordenado el equipo de la subestación, aislándolo del medio y brindando seguridad para el personal. ver **figura 7.20 y 7.21**, las dimensiones varían de acuerdo a la potencia del transformador tal como lo señala la **tabla 7.5**.

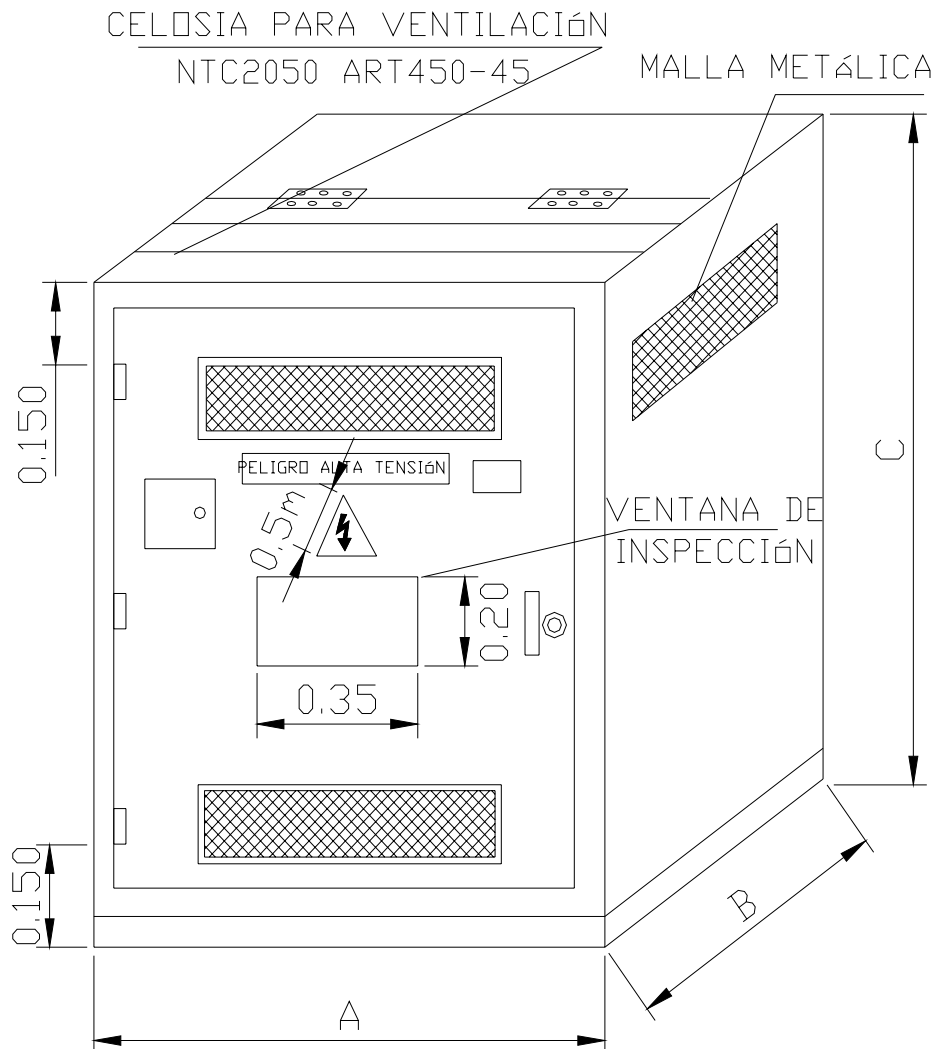
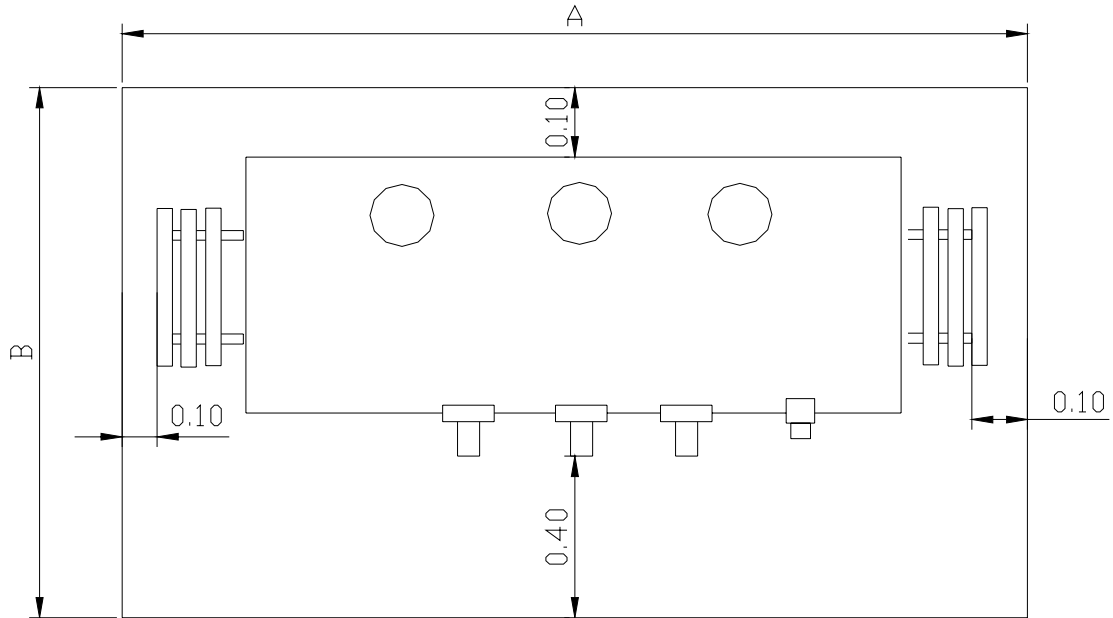


Figura 7.20 Módulo para transformador aislado en aceite.



DIMENSIONES EN METROS

Figura 7.21 Vista de planta del módulo para transformador en aceite.

POTENCIA KVA	DIMENSIONES EN METROS		
	A	B	C
30	1	1,1	1,8
45	1,2	1,1	1,8
75	1,5	1,2	1,8
112,5	1,6	1,4	1,8
150	1,6	1,5	1,8
225	1,8	1,6	1,8
300	2	2	1,8
400	2	2	2,2

Tabla 7.5 Dimensiones del módulo del transformador en aceite.

Cuando el ancho del modulo sea mayor que 1.2 m. La puerta debe ser de dos hojas.

7.5.6 Características técnicas de la obra civil.

Cuando sea posible, las bóvedas que contengan transformadores de más de 100 kVA deben estar dotadas de un drenaje o de otro medio que permita eliminar cualquier acumulación de aceite o agua que se produzca en la bóveda, a no ser que por las condiciones locales resulte imposible. Cuando exista drenaje, el piso debe estar inclinado hacia el drenaje. **NTC 2050 SEC 450-46**

7.5.6.1 Foso y trampa para el aceite. Conjuntamente con la base o cimentación del transformador podrá construirse un foso que sirva para recoger el aceite que pueda escapar del transformador, el cual será dimensionado en forma tal que su capacidad sea del 20 % del volumen del aceite que contenga el transformador. Ver **figura 7.22, 7.23 Y 7.24.**

EL FOSO SEGUN NTC 2020 ART 450-46 PARA TRF >100 kVA DEBE CONTARSE CON UN DRENAJE U OTRO MEDIO QUE PERMITA ELIMINAR LA ACOMULACION DE ACEITE. CUANDO EXISTA DRENAJE, EL PISO DEBE ESTAR INCLINADO HACIA EL DRENAJE

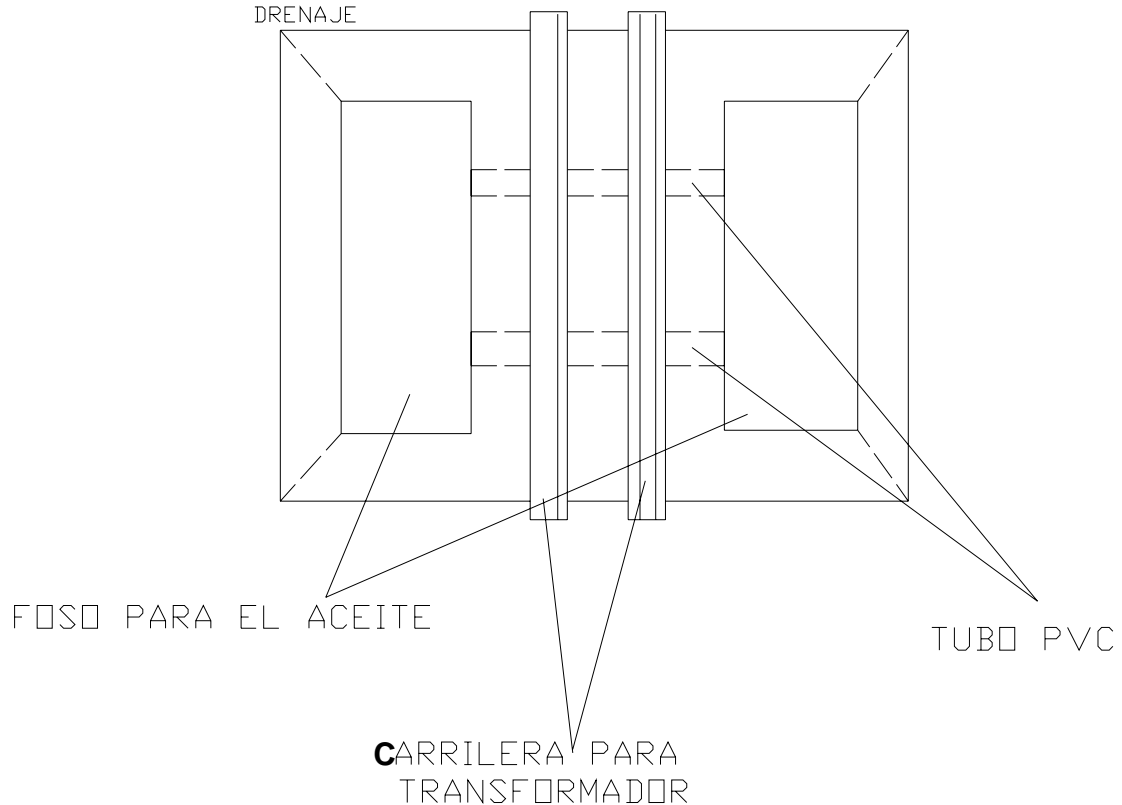


Figura 7.22 Foso y trampa para el aceite.

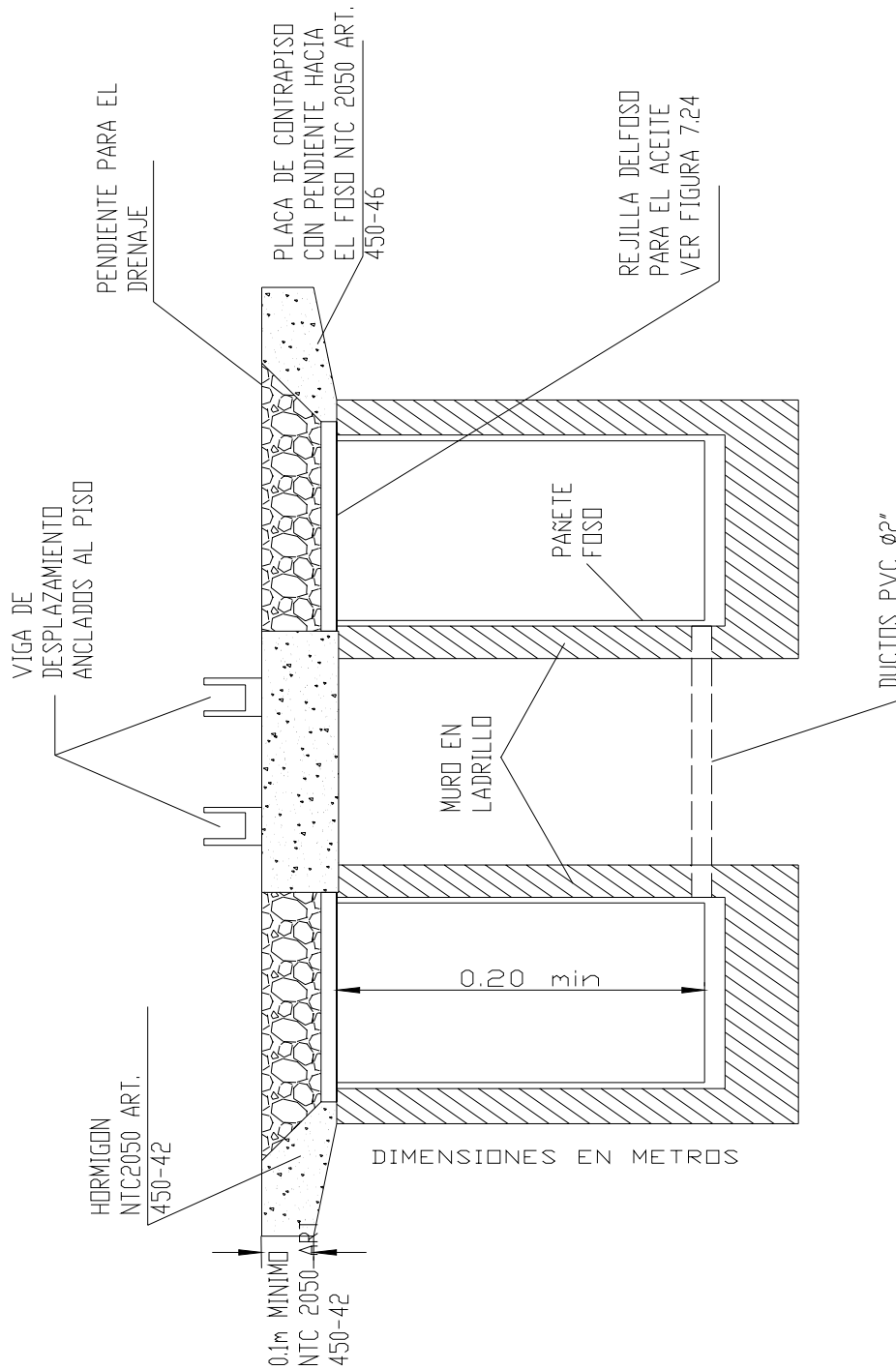


Figura 7.23 Corte vertical de foso y trampa para el aceite.

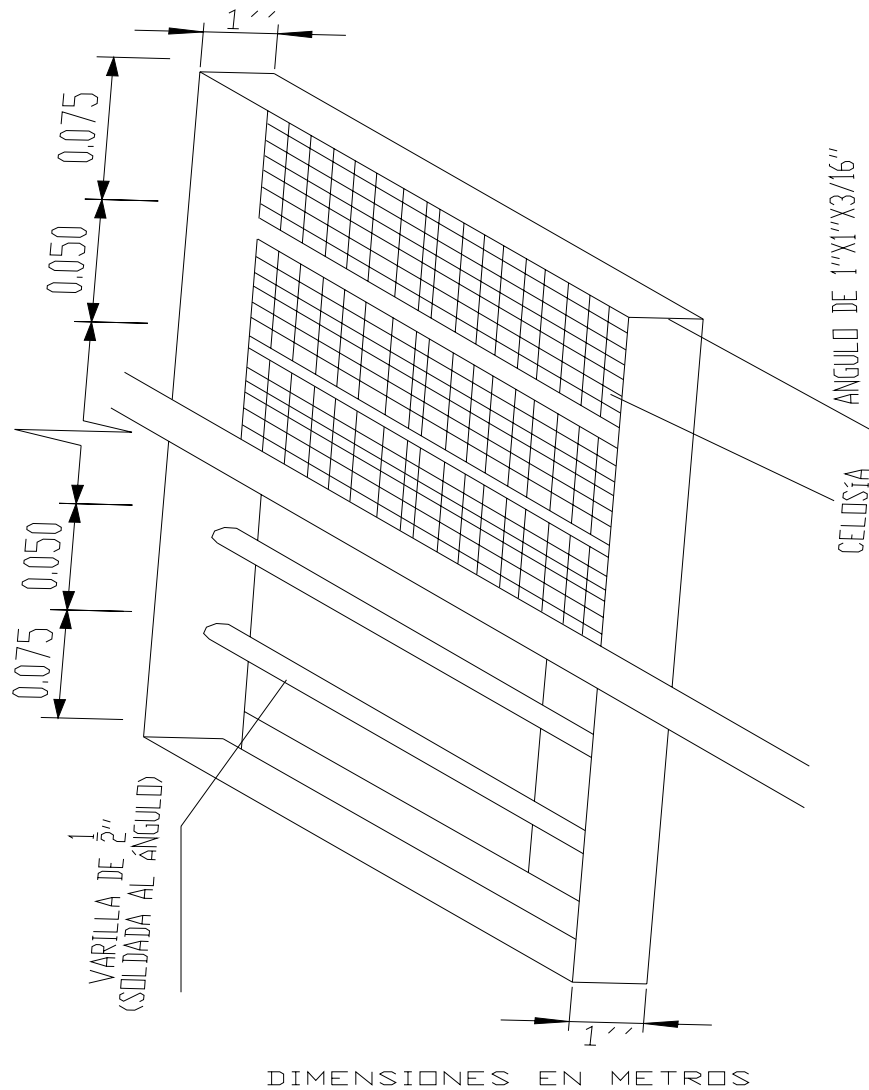


Figura 7.24 Rejilla que cubre el foso para el aceite.

7.5.7 Muro que cubre el local de la subestación con transformador aislado en aceite.

Las paredes, techos y piso del local estar hechos de materiales con resistencia estructural adecuada a las condiciones de uso y con una resistencia mínima al fuego de tres horas. NTC 20540 SEC 450-42. Ver figura 7.25.

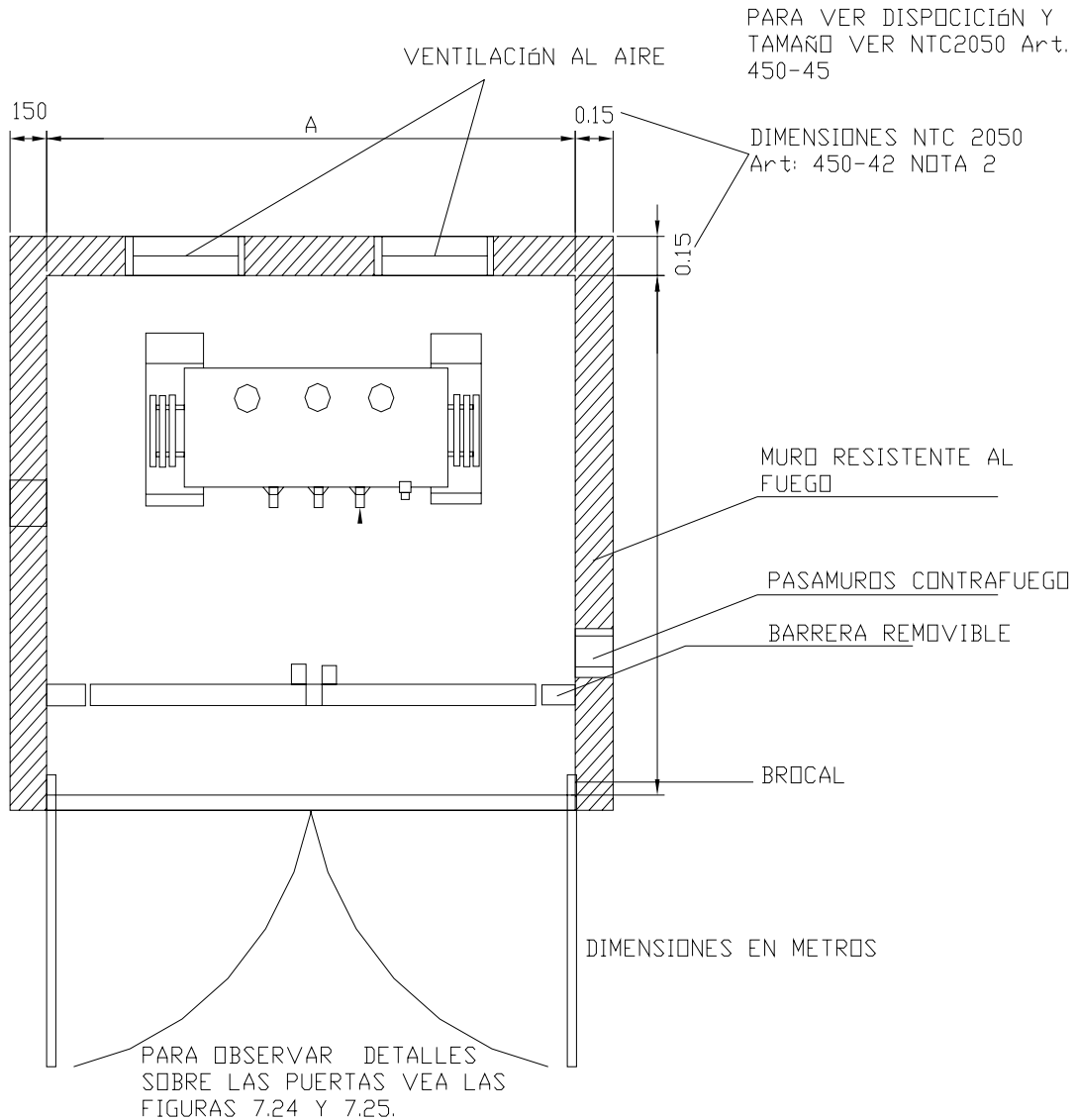


Figura 7.25 Muro para el local del transformador en aceite.

Las puertas deben tener un umbral suficiente para recoger dentro de la bóveda el aceite del transformador mas grande que pudiera haber, en ningún caso debe ser inferior a 0.1 m. **NTC 2050 SEC. 450-43, a.**

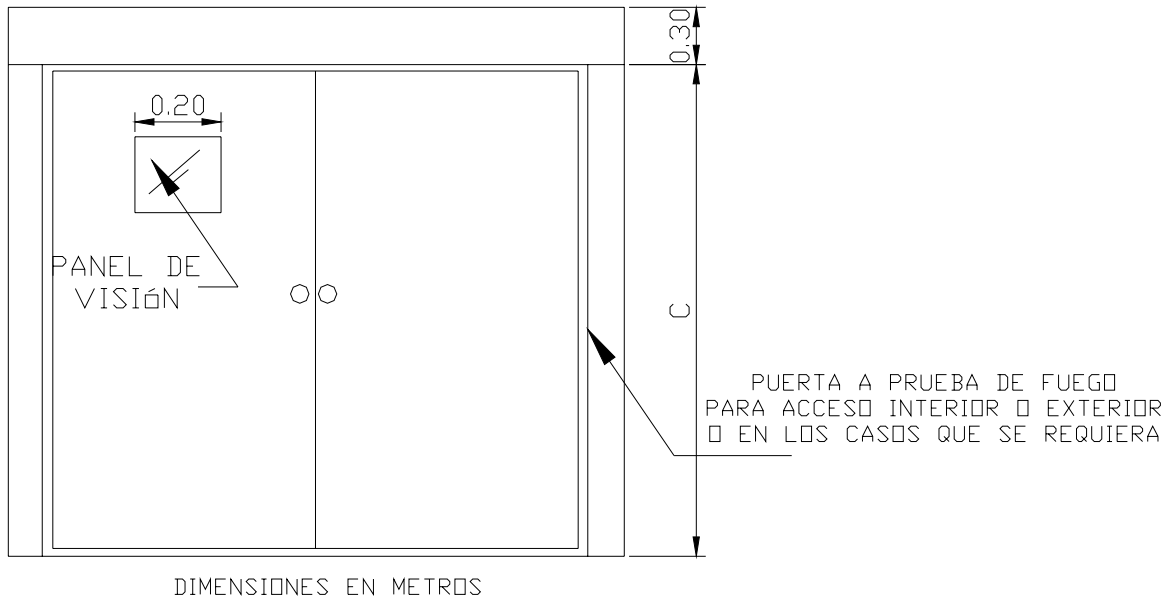


Figura 7.26 Puerta a prueba de fuego.

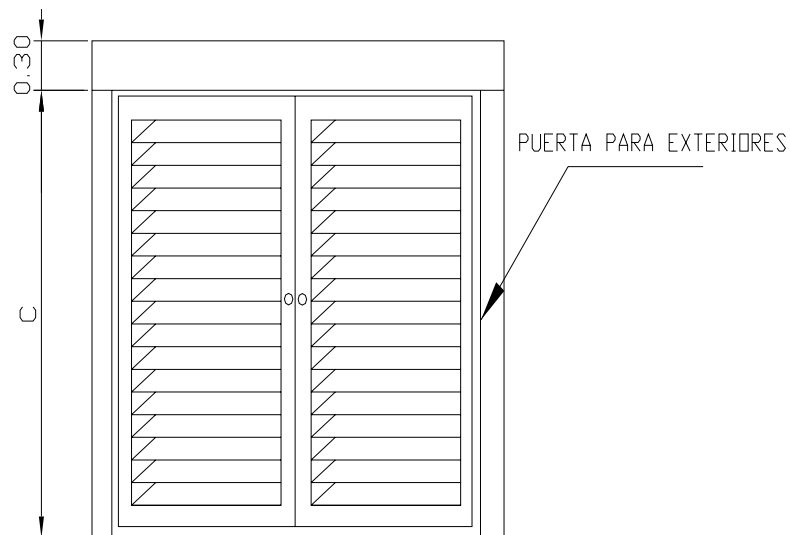


Figura 7.27 Puerta para el exterior de la subestación.

7.6 SUBESTACIONES TIPO JARDÍN

Las subestaciones tipo jardín son subestaciones cuyo uso se presenta en los casos que no haya facilidad para instalar una de las subestaciones descritas a lo largo del presente capítulo. No obstante su elegancia y comodidad facilitan su ubicación. Las **figuras 7.28, 7.29 y 7.30**. Muestran las características generales de las subestaciones tipo jardín desde una vista exterior hasta su cableado externo.

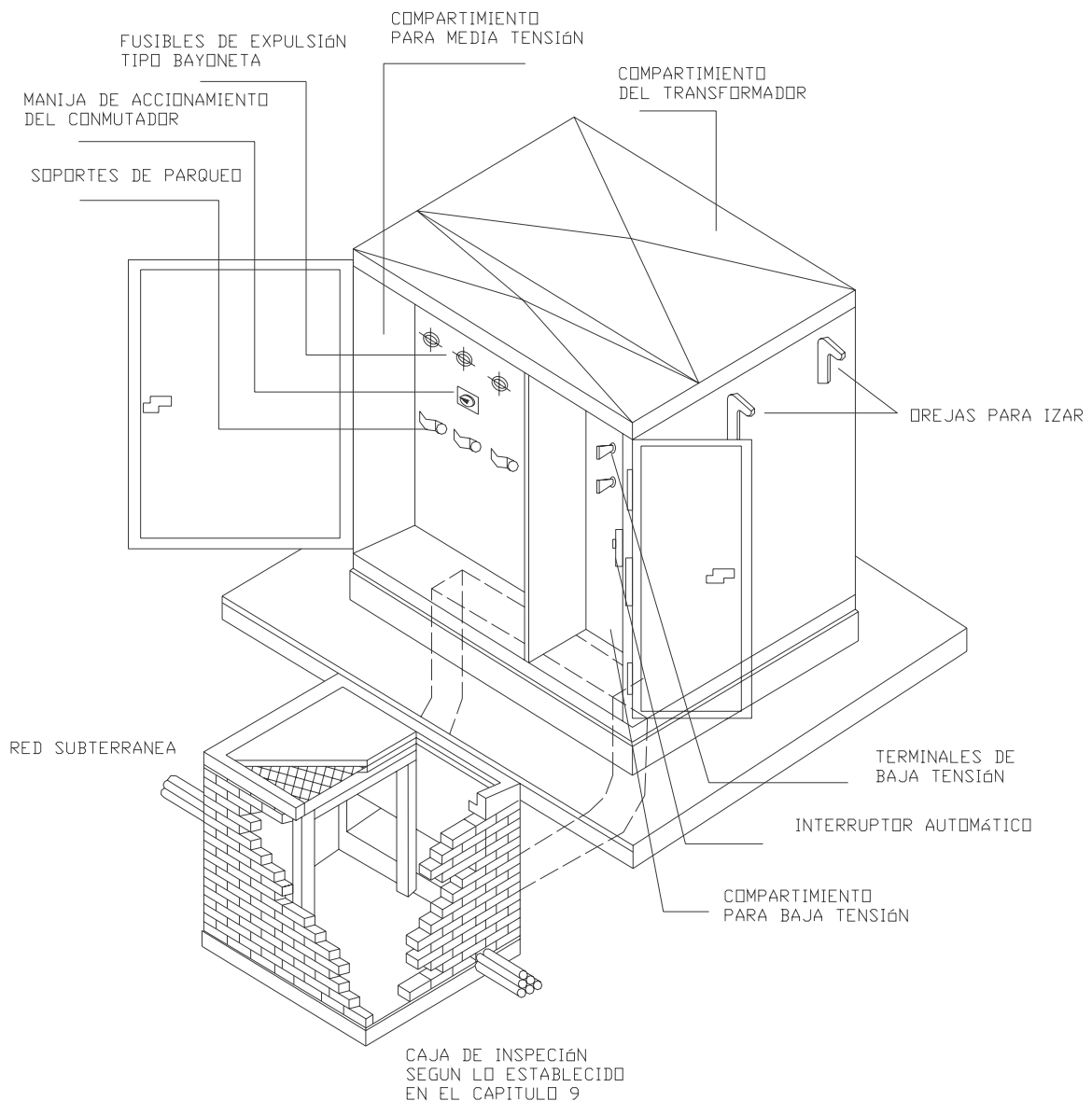


Figura 7.28 Vista general de subestación tipo jardín.

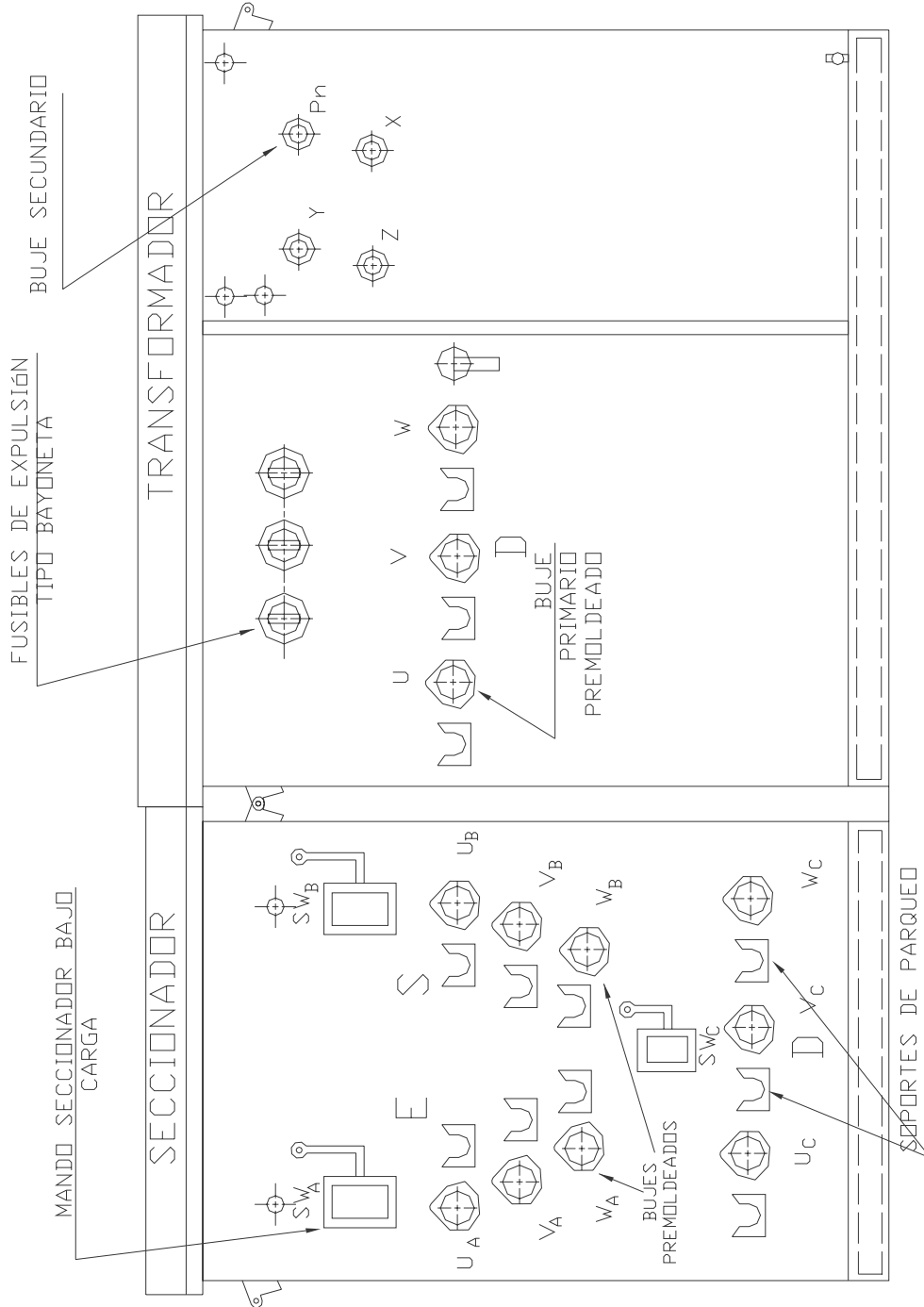


Figura 7.29 Puntos de conexión internos de subestación tipo jardín.

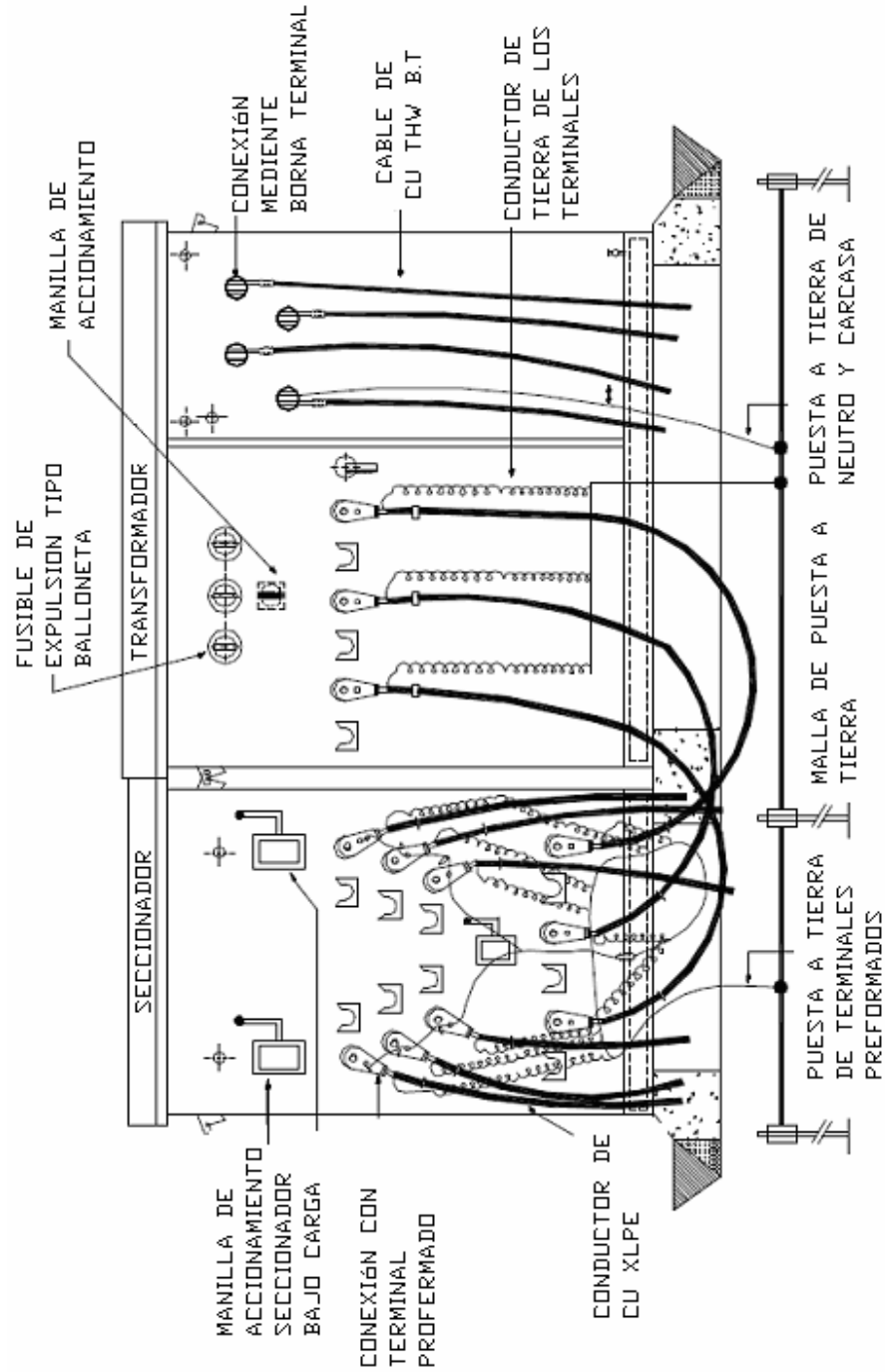


Figura 7.30 Cableado interno de la subestación tipo jardín.



8. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.

El sistema de puesta a tierra tiene por finalidad proteger la vida de las personas, evitar daños en los equipos por sobre tensiones y mejorar la efectividad de las protecciones eléctricas, al proporcionar una adecuada conducción de la corriente de falla a tierra.

En las redes de distribución, el sistema de tierra se compone de las puestas a tierra instaladas en los pararrayos, transformadores, condensadores, reguladores, equipos de maniobra, neutros y elementos metálicos, cuyos electrodos de puesta a tierra están generalmente constituidos por varillas enterradas.

Con la interconexión de las puestas a tierra (a través del neutro) se logra disminuir el valor de la resistencia entre neutro y tierra, que asegura la operación correcta de las protecciones y limita la tensión a tierra que puede aparecer entre las fases no falladas cuando ocurre una falla a tierra.

El sistema de distribución en M.T., es sólidamente puesto a tierra en las subestaciones y en B.T. es efectivamente puesto a tierra a lo largo de su recorrido. Se utiliza como electrodo para puesta a tierra una varilla cobre de 5/8" x 2,44 m, con su respectivo conector y como medio de conexión hasta tierra se utiliza alambre de cobre No.2 AWG.

8.1 CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA INSTALACIÓN DE PUESTAS A TIERRA

Para la instalación de las puestas a tierra de los circuitos de distribución en M.T., B.T. y equipos conectados del sistema, se deben tener en cuenta los siguientes casos:

En los pararrayos, los puntos de tierra de cada uno de ellos, se deben conectar entre sí mediante alambre de cobre No2 AWG, y se lleva a tierra evitando dobleces agudos en el alambre, hasta la varilla previamente enterrada utilizando para la unión a la varilla un conector apropiado.

En los bancos de condensadores, la puesta a tierra se debe hacer mediante cable de cobre No.2/0 AWG, conectado a una o varias varillas de 5/8" x 2,44 m interconectadas previamente enterradas, hasta alcanzar el valor de 5Ω . En casos con resistividades altas del terreno se deben realizar tratamiento para bajar su resistividad. El tratamiento del suelo se efectúa realizando una excavación para instalar la varilla y rellenando el hueco con tierra negra, carbón, sales y compuestos con menor resistividad (concreto, bentonita y gel).

En las transiciones de los cables subterráneos de M.T., los alambres de la pantalla metálica del blindaje del conductor en los terminales deben conectarse a tierra a través de la puesta a tierra de los



pararrayos. La pantalla del terminal del cable de M.T solo debe aterrizarse en uno de los extremos del cable, con el fin de evitar circulación de corriente a través de la pantalla.

Para una fácil comprensión del presente capítulo se recomienda ver la **figura 8.1**. Donde se identifican cada una de las partes del sistema de puesta a tierra.

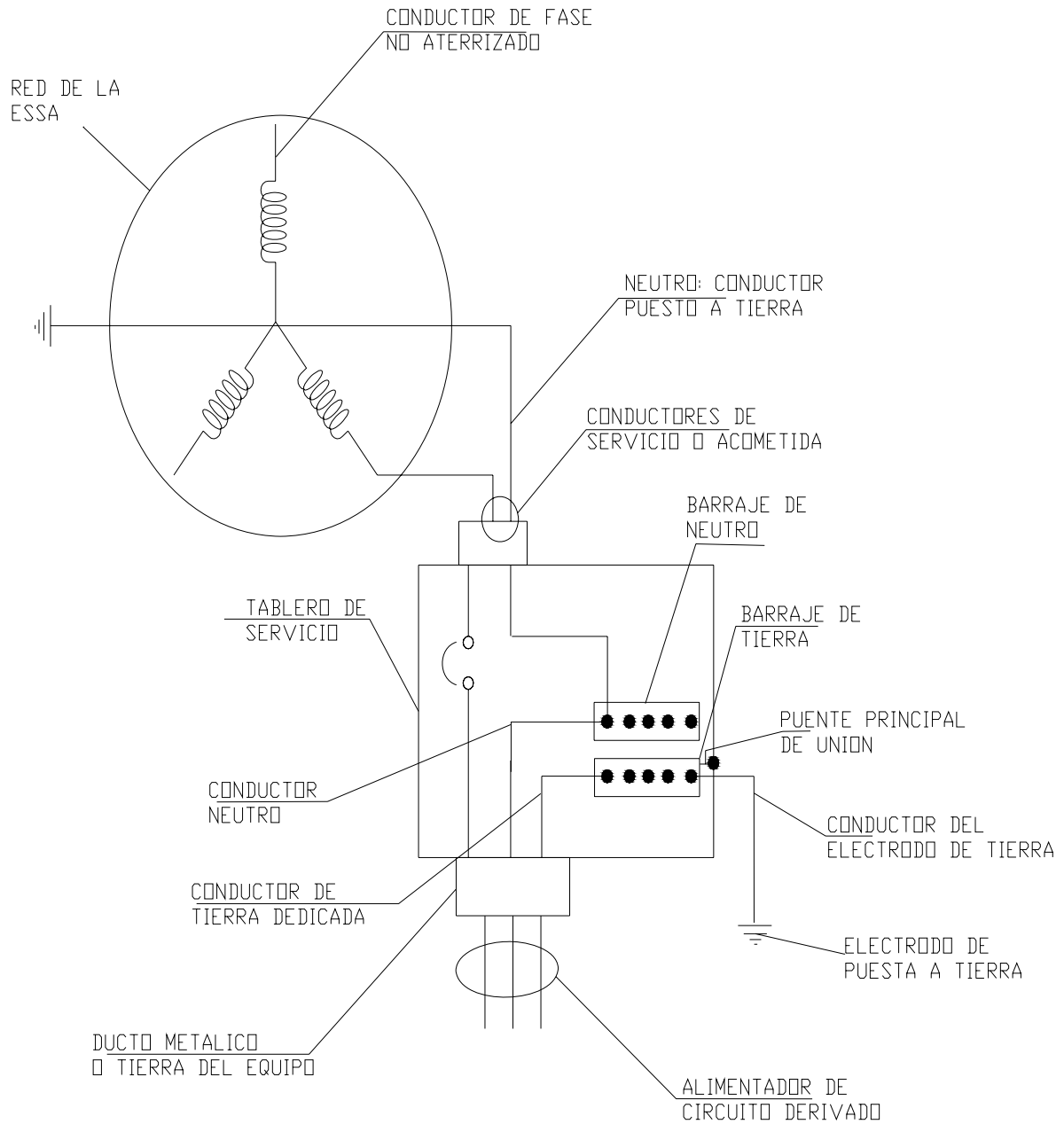


Figura 8.1 Identificación de términos usados en un sistema de puesta a tierra.

8.2 ELECTRODOS DE PUESTA ATIERRA

Los electrodos de puesta a tierra son la parte del sistema de puesta a tierra encargada de conectar el sistema eléctrico con la tierra física, Varían en longitud y tipos como lo veremos en el presente capítulo, la correcta instalación es vital para el buen funcionamiento del sistema eléctrico.

8.2.1 Varilla de puesta a tierra y sus formas de instalación.

La instalación de las varillas de puesta a tierra puede variar según las características del terreno.

8.2.1.1 Varilla vertical. Esta es la forma ideal de instalar una varilla y debe hacerse lo posible para lograr que la varilla alcance la mayor profundidad. Ver **figura 8.2**.

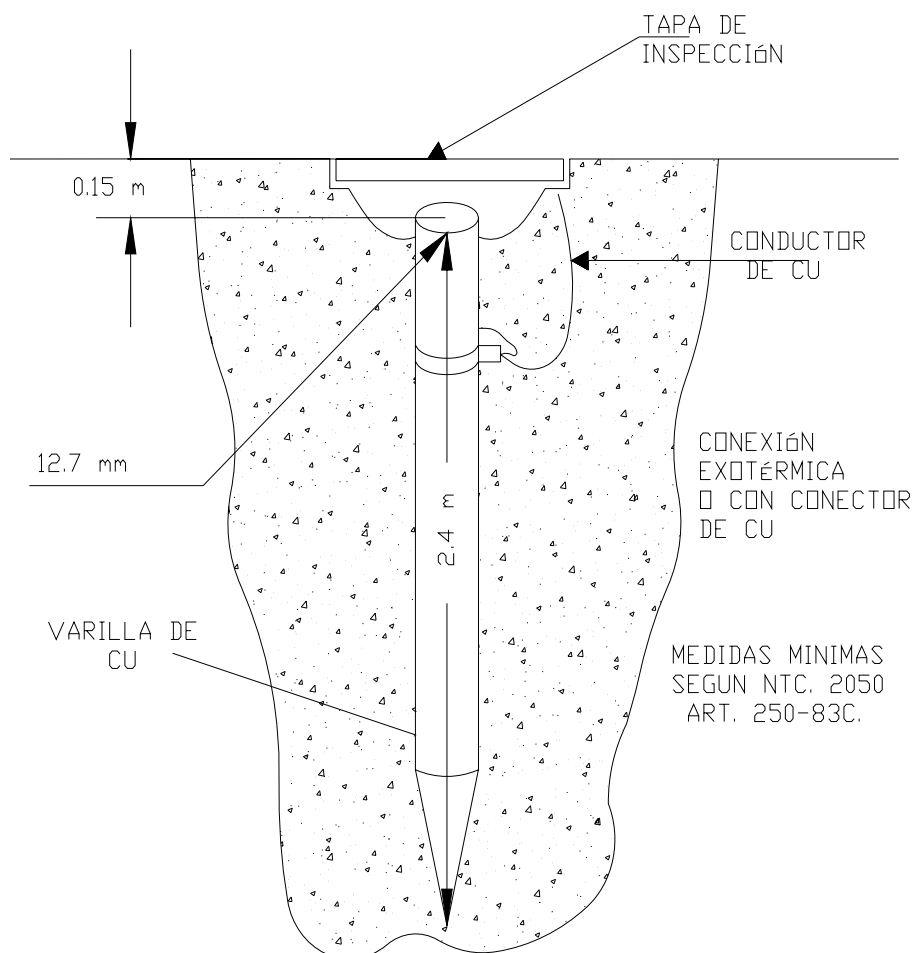
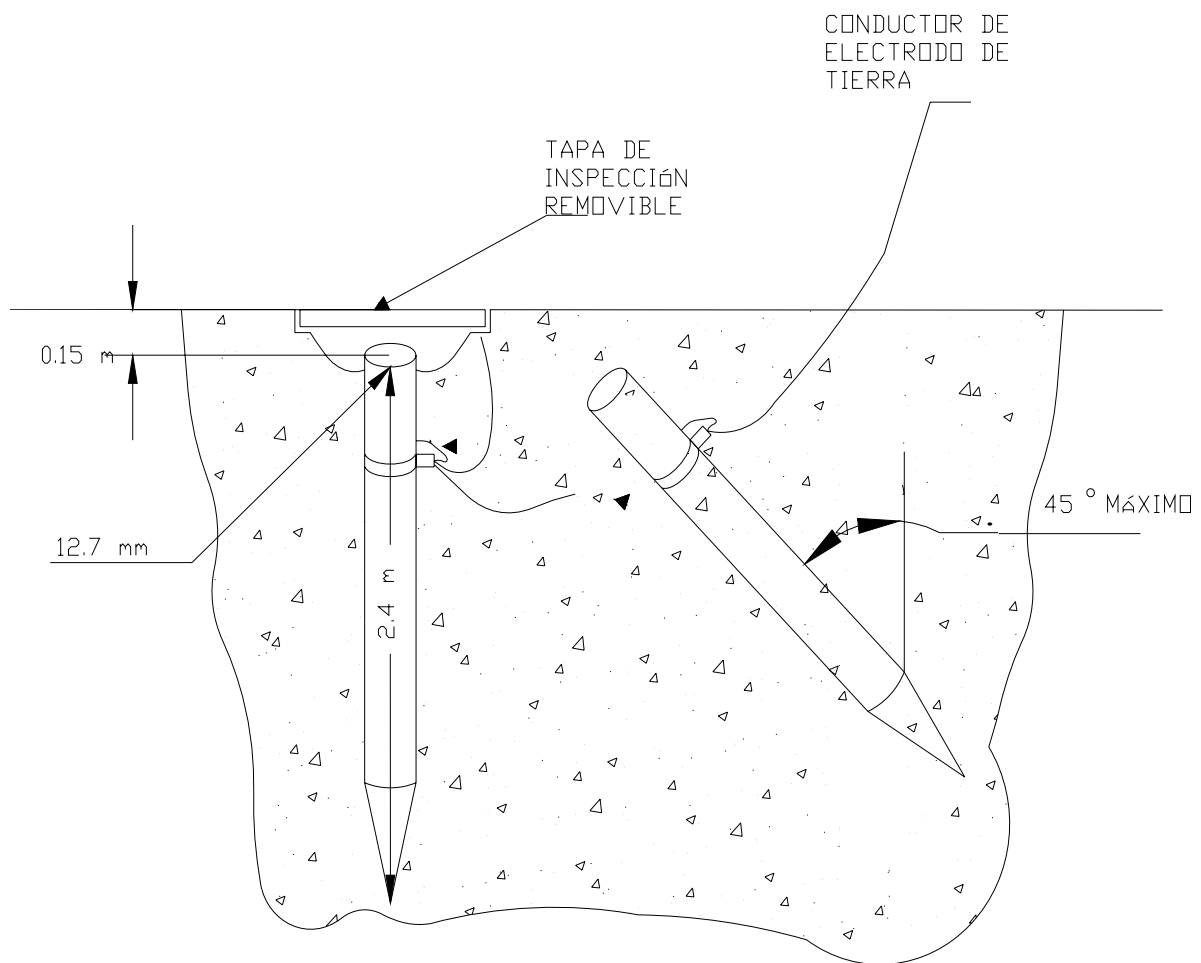


Figura 8.2 Varilla de puesta a tierra en forma vertical.



8.2.1.2 Varilla inclinada. Se puede colocar el electrodo de puesta a tierra inclinado un ángulo máximo de 45° si se encuentra roca o algún obstáculo que haga imposible clavar la varilla. **NTC 2050 SEC 250-83 C, 3.** Ver figura 8.3.

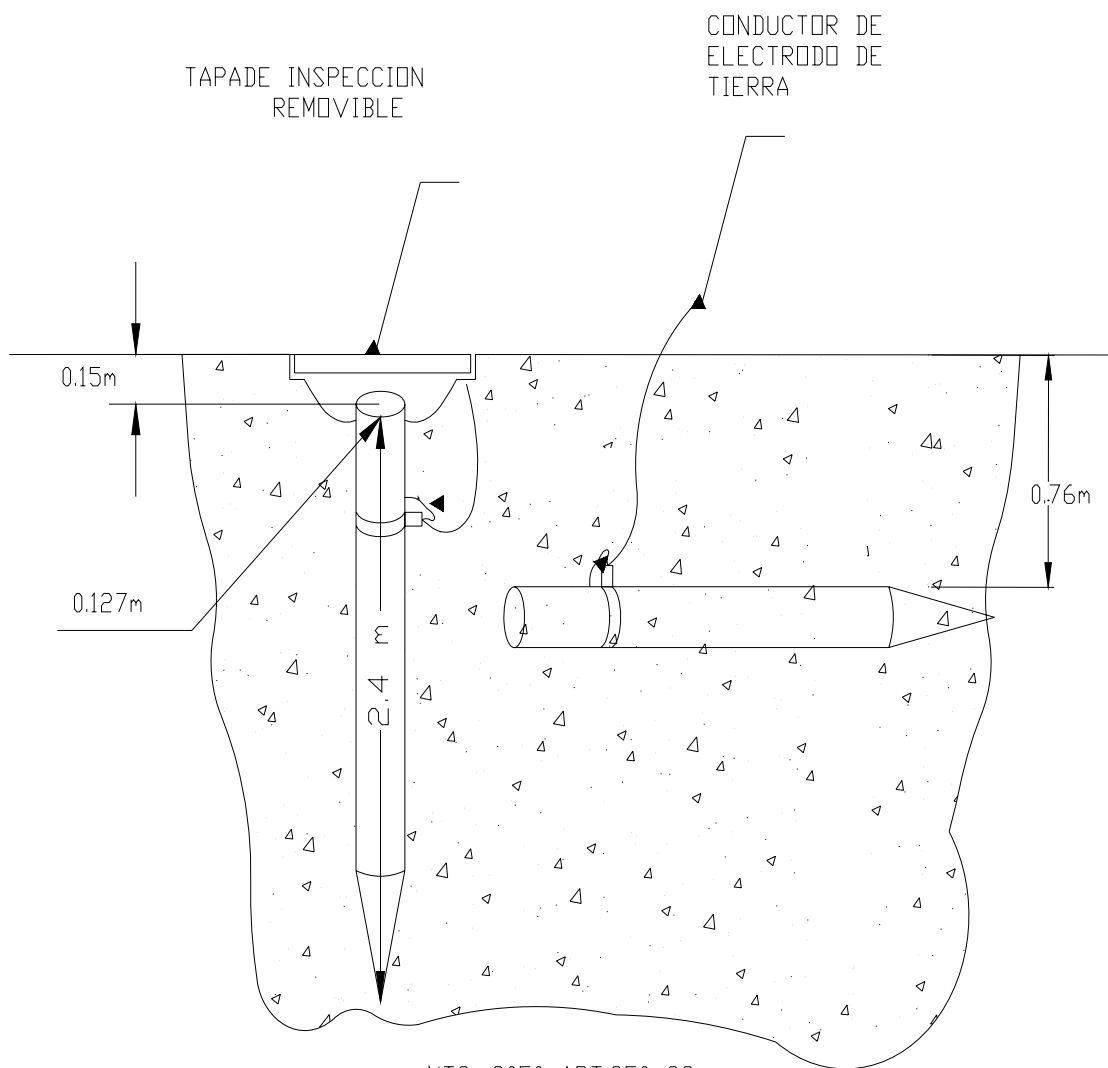


NTC. 2050 ART.250-83c.

Figura 8.3 Varilla inclinada.



8.2.1.3 Varilla tendida horizontalmente. Se puede colocar electrodo de puesta a tierra en forma horizontal a una profundidad de 0.76 metros mínimo si se encuentra roca o algún obstáculo que hace imposible clavar la varilla. **NTC 2050 SEC 250-83 C, 3.** Ver **figura 8.4.**



NTC. 2050 ART.250-83c.

Figura 8.4 Varilla Tendida.

8.2.1.4 Cajas de inspección para los electrodos de puesta a tierra. El RETIE establece utilizar una pequeña tapa como las que muestra la figura 8.5 con el único propósito de detallar en cualquier instante la correcta sujeción del conductor de puesta a tierra al electrodo de tierra del sistema. Esta tapa no tiene ninguna construcción especial aparte de las indicadas por la **figura 8.5**.



Figura 8.5 Cajas de inspección para electrodos de puesta a tierra.



8.2.1.5 Cantidades de obra para la instalación de una varilla de puesta a tierra. La tabla 8.1 describe la cantidad de materiales que se emplean en la instalación de una varilla de puesta a tierra

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
1	1	un	Tapa de inspección para electrodo
2	1	un	Tubo pvc tipo liviano de ½"
3	1	un	Tuerca de pvc de ½"
4	1	un	Adaptador terminal pvc de ½"
5	1	un	Varilla de cu 2,44m * 5/8"
6	1	un	Conector de CU para varilla de 5/8"
7		m	Conductor de Cu desnudo (1)

Tabla 8.1 Lista de materiales para la instalación de una varilla de puesta a tierra.

Notas:

1. El calibre del conductor de CU depende del sistema que este colocando a tierra.

8.2.2 Instalación de una barra electrolítica.

Para la instalación de la barra electrolítica se debe tener mayor cuidado con la preparación del cemento conductor que rodea la misma, debe hacerse una mezcla homogénea del material que circundará el electrodo. Ver **figura 8.6**.

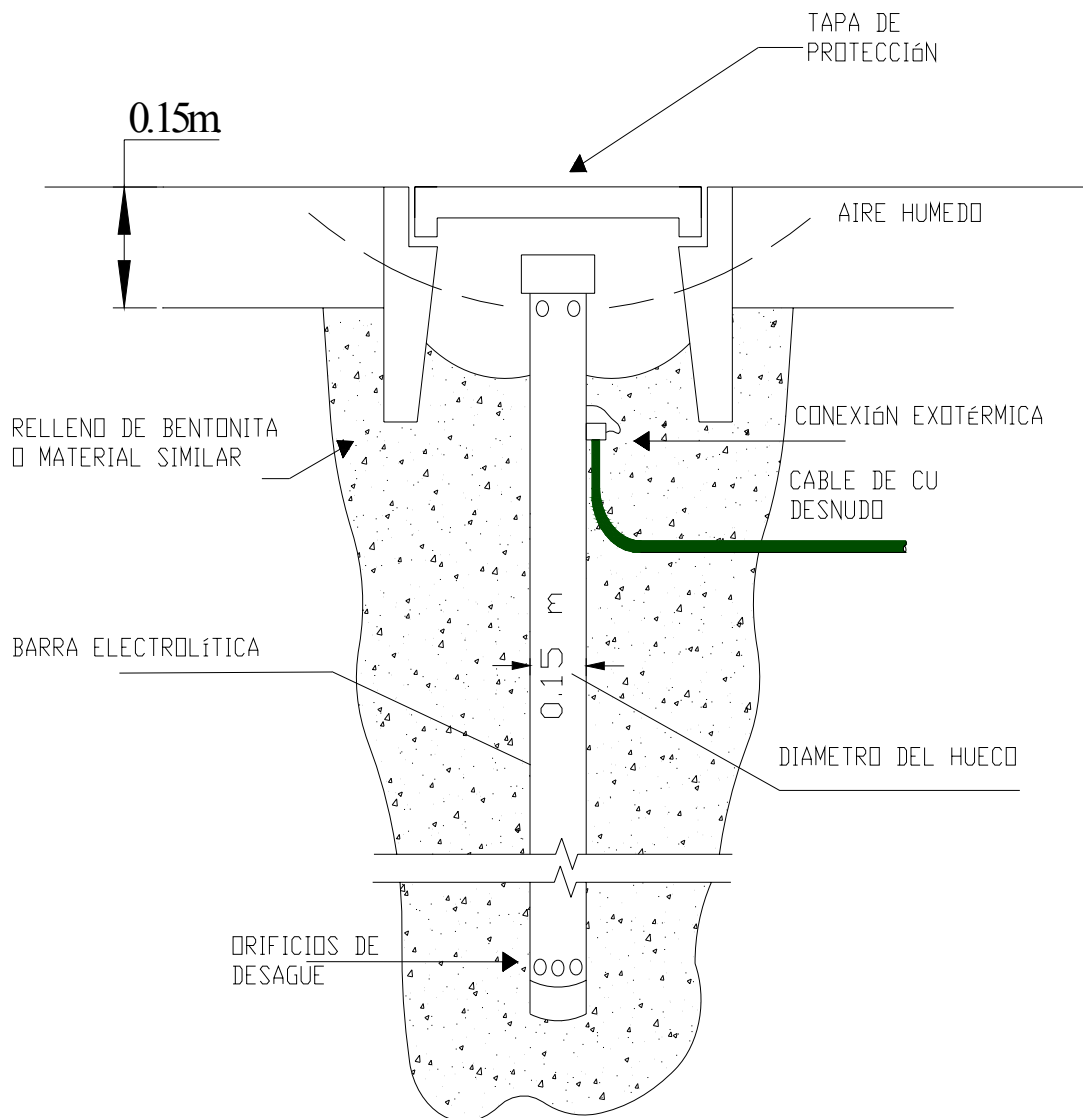


Figura 8.6 Barra electrolítica.



8.2.2.1 Cantidades de obra para la instalación de una barra electrolítica de puesta a tierra. La **tabla 8.2** describe la cantidad de materiales que se emplean en la instalación de una barra electrolítica de puesta a tierra.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
1	1	un	Tapa de inspección para electrodo
2	1	un	Tubo pvc tipo liviano de ½"
3	1	un	Tuerca de pvc de ½"
4	1	un	Adaptador termina pvc de ½"
5	1	un	Barra electrolítica
6		kg	Químico para mejoramiento de tierras (2)
7		un	Soldadura exotérmica
8		m	Conductor de Cu desnudo (1)

Tabla 8.2 Lista de materiales para la instalación de una barra electrolítica de puesta a tierra.

Notas:

1. El calibre del conductor de CU depende del sistema que este colocando a tierra.
2. La cantidad del químico utilizado para mejorar la tierra depende de las características del mismo.

8.2.3 Otros electrodos usados en sistemas de puestas a tierra.

Los siguientes electrodos de puesta a tierra son muy usados aunque no de la forma como se hace con las varillas. Para un mayor aprovechamiento de estos electrodos es bueno utilizar cemento conductor o un material similar, también hay que tener en cuenta la profundidad de enterramiento.

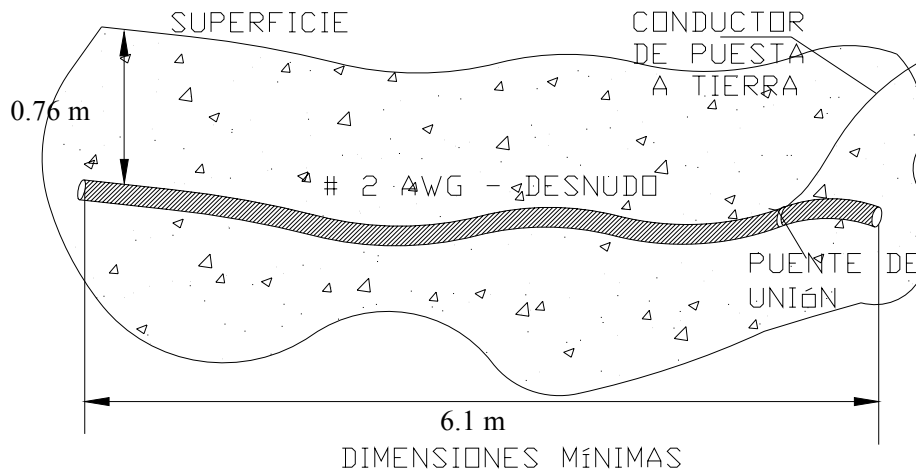


Figura 8.7 Anillo de puesta a tierra.

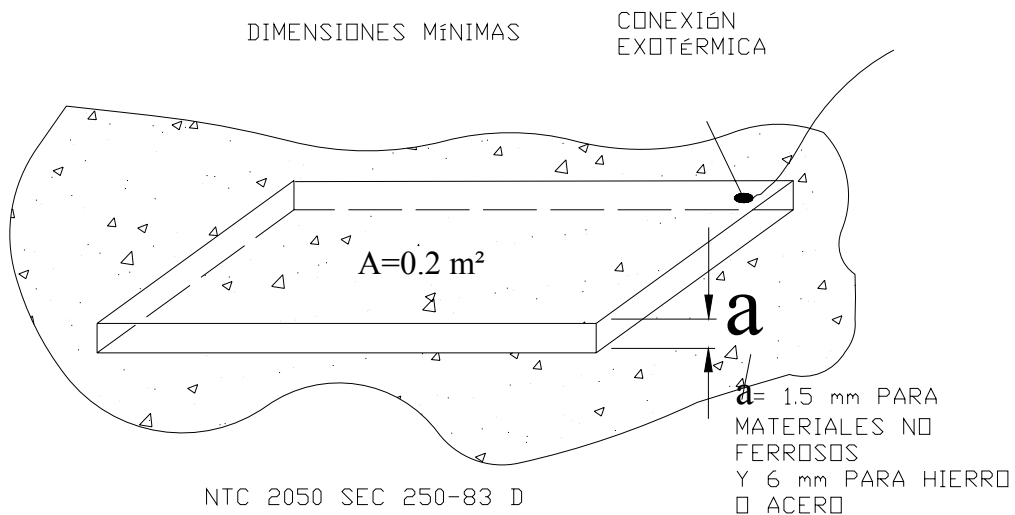
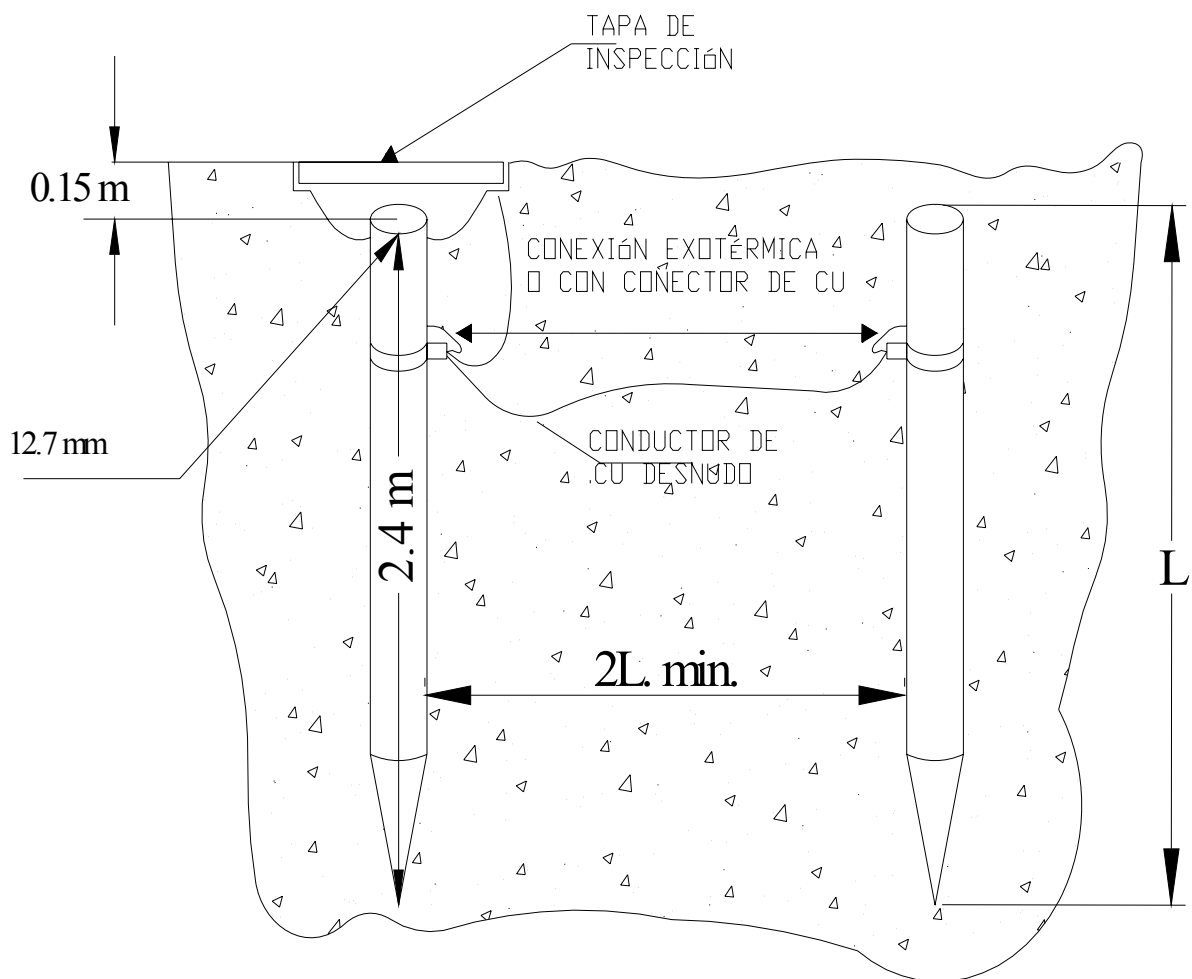


Figura 8.8 Placa de puesta a tierra.

8.3 CONEXIONES ENTRE SISTEMAS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

8.3.1 Entre varillas tubos placas.

Un electrodo único que consista en una barra o varilla, tubo o placa y que no tenga resistencia a tierra de 25 ohmios o menos, se debe completar con un electrodo adicional de cualquiera de los anteriormente mencionados. Cuando se instalen varios electrodos de barras para cumplir la exigencia descrita se deben tener entre sí una separación mínima de 1.8 m. **NTC 2050 SEC 250-84.** Ver figura 8.9.



NTC. 2050 ART.250-84

Figura 8.9 Distancias Entre Electrodo.



8.3.1.1 Cantidades de obra para la instalación de una varilla de puesta a tierra y su contrapeso.

La **tabla 8.3** describe la cantidad de materiales que se emplean en la instalación de una varilla puesta a tierra y su contrapeso.

LISTA DE MATERIALES			
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION
1	1	un	Tapa de inspección para electrodo
2	1	un	Tubo pvc tipo liviano de ½"
3	1	un	Tuerca de pvc de ½"
4	1	un	Adaptador terminal pvc de ½"
5	2	un	Varilla de Cu de 5/8" (2)
6	2	un	Conector de Cu para varilla de 5/8"
7		un	Soldadura exotérmica
8		m	Conductor de Cu desnudo (1)

Tabla 8.3 Lista de materiales para la instalación de una varilla de puesta a tierra y su electrodo adicional.

Notas:

1. El calibre del conductor de CU depende del sistema que este colocando a tierra.
2. El numero da varillas se selecciona según las características del terreno y el valor de la resistencia de tierra que se desee.

8.3.2 Conexión De Un Sistema Con Barra Electrolytica y la estructura metálica del edificio como electrodo de tierra.

Cuando en una edificación haya estructuras metálicas estas pueden ser usadas como electrodos de puesta a tierra y debe hacerse conexión equipotencial con los demás electrodos del sistema. Ver figura 8.10.

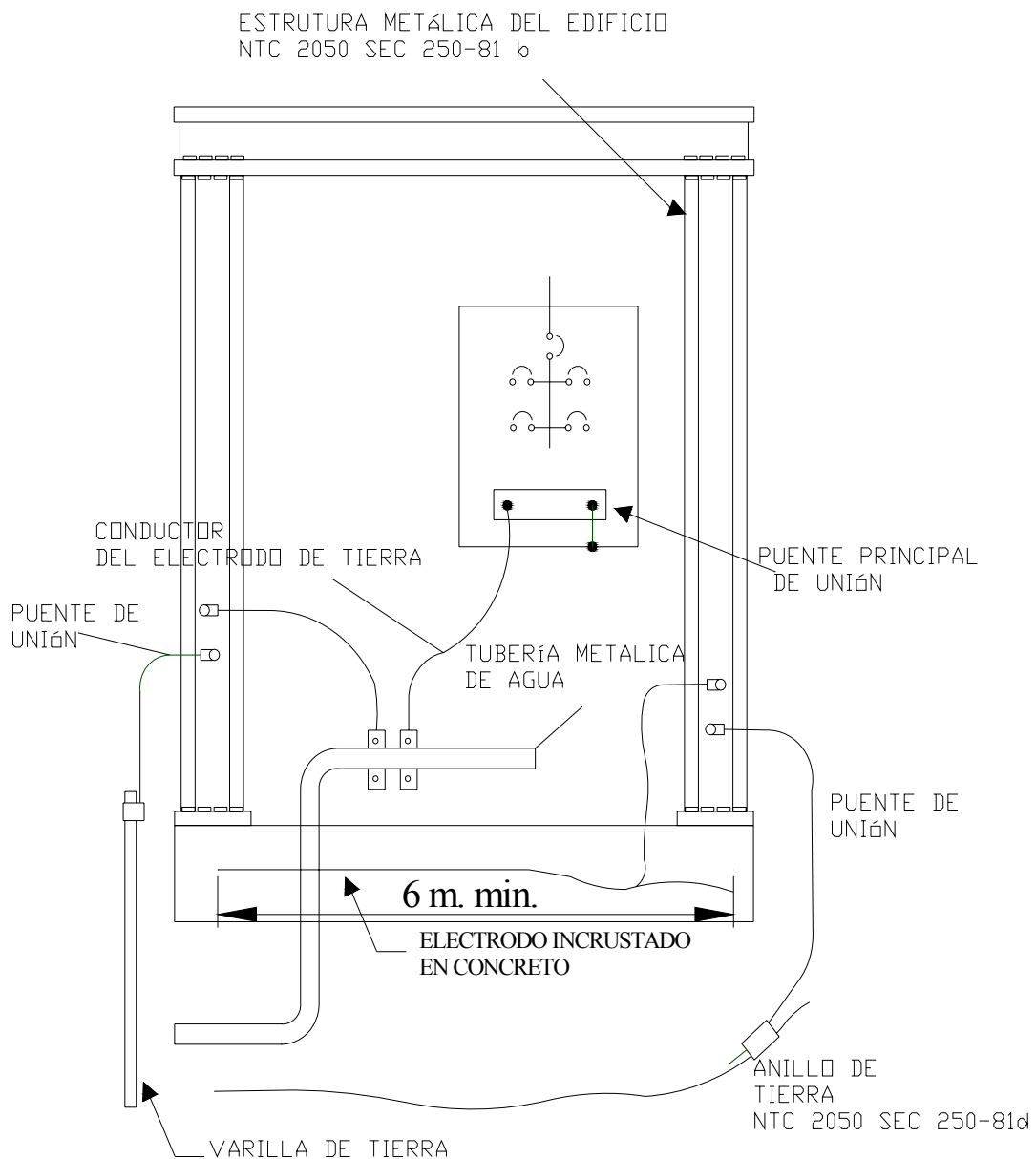


Figura 8.10 Estructura metálica como electrodo.



8.4 SISTEMA DE TIERRAS EQUIPOTENCIALES.

Si en algún predio existen múltiples electrodos se deben conectar equipotencialmente entre si para formar la conexión del electrodo de puesta a tierra **NTC 2050 SEC 250-81**. Ver **figura 8.11**.

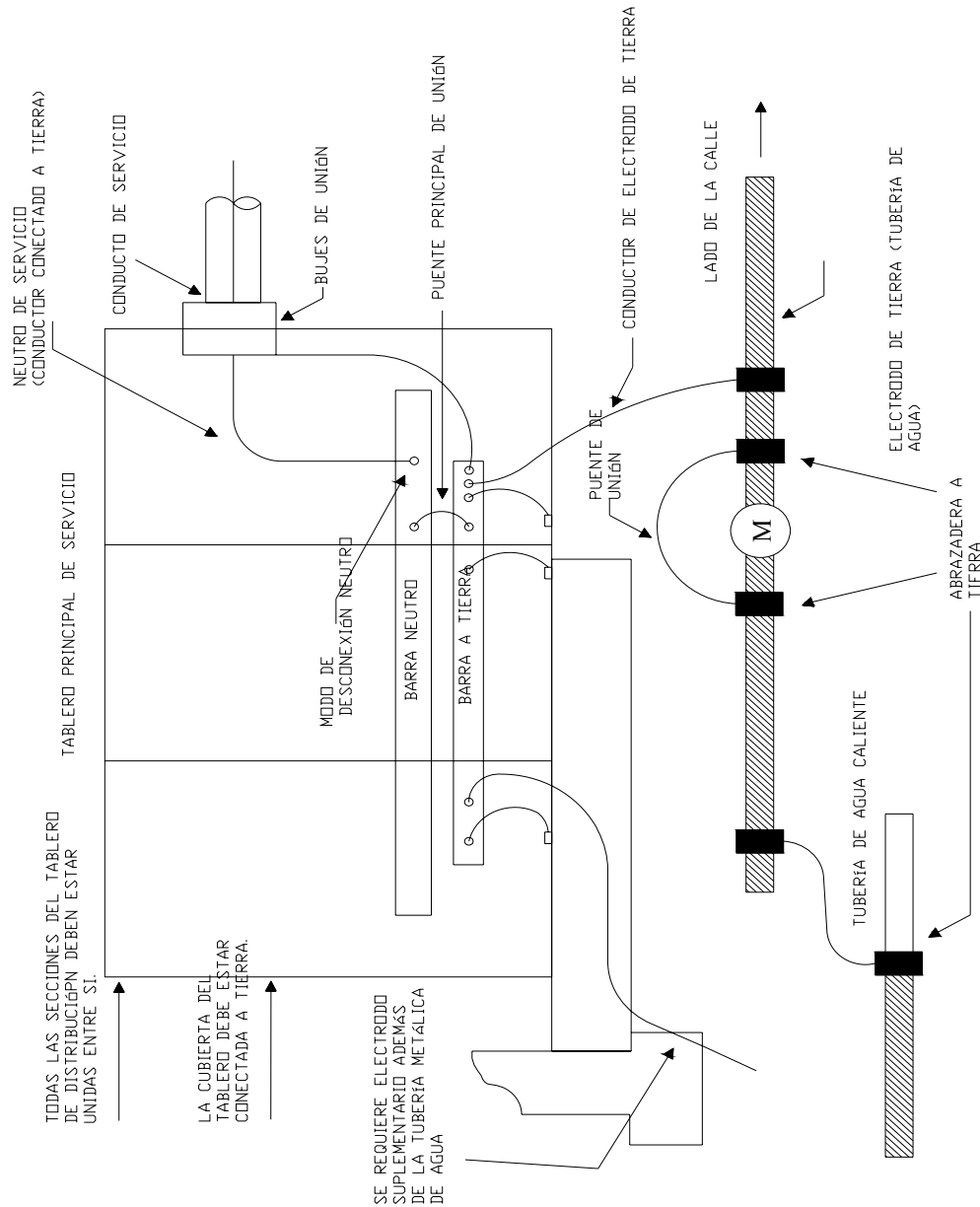


Figura 8.11 Equipotencialización de tierras del sistema.

8.5 INTERCONEXIÓN CORRECTA DE SISTEMAS DE TIERRAS AL BAJANTE DEL PARARRAYOS.

Para la puesta a tierra de los sistemas eléctricos y equipos no se debe usar la puesta a tierra del pararrayos. Esta disposición no impide la conexión equipotencial de los electrodos de puesta a tierra de los distintos sistemas. **NTC 2050 SEC 250-86. Ver figuras 8.11 y 8.12.**

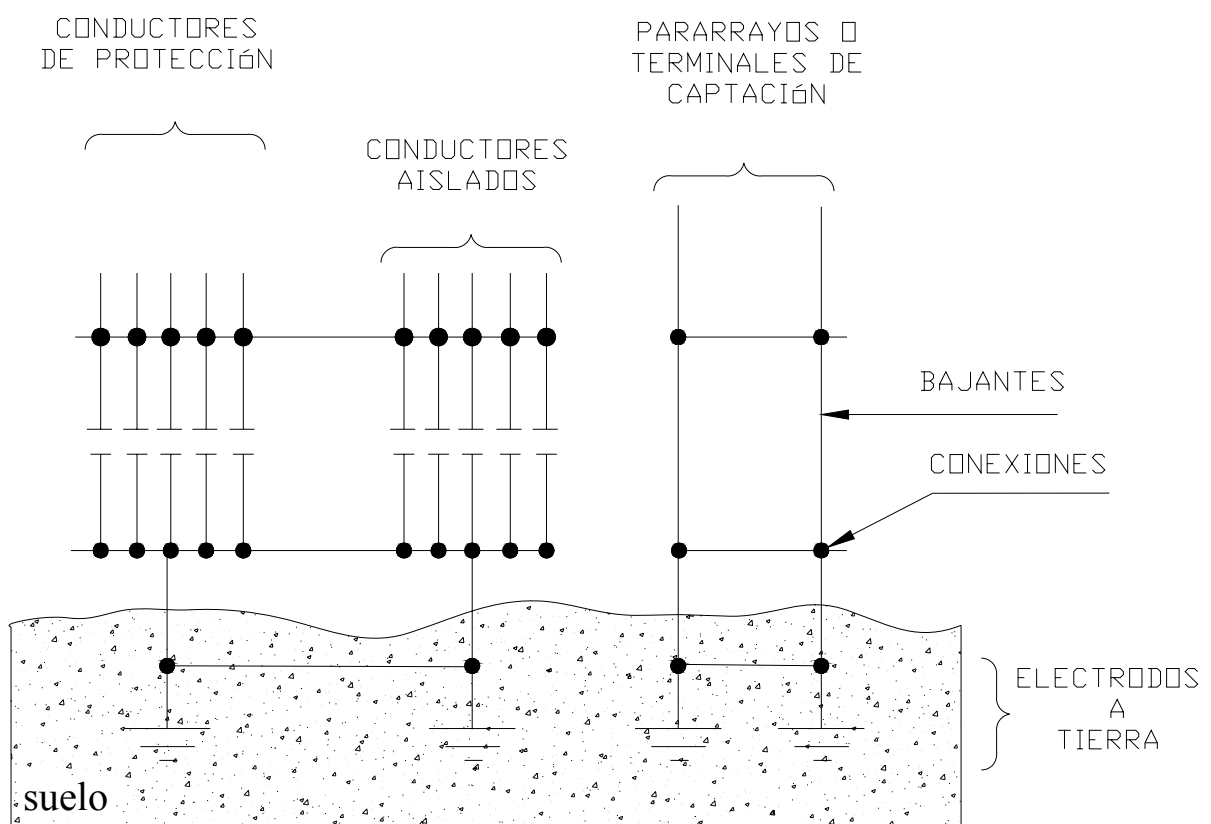


Figura 8.12 Conexión correcta del bajante de un pararrayos.



Los conductores, encerramientos, estructuras y otras partes metálicas no conductoras de corriente, se deben mantener como mínimo a 1.8m de los conductores de los bajantes del pararrayos. Cuando esta distancia sea menor se deben conectar equipotencialmente al bajante del pararrayos NTC 2050 SEC 250-46. Ver **figura 8.13**.

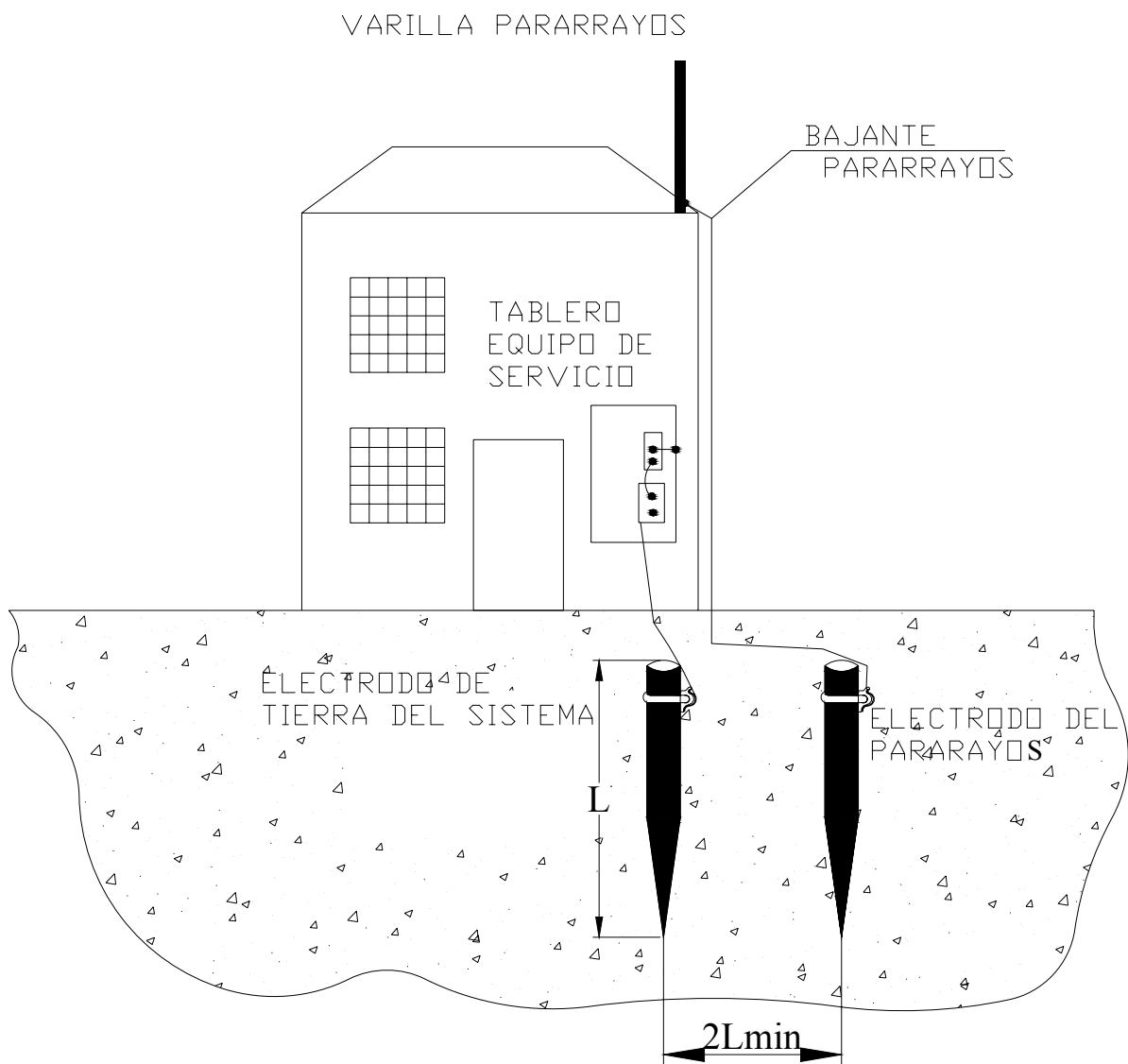


Figura 8.13 Bajante del pararrayos.

8.6 PUESTA A TIERRA DEL CIRCUITO

8.6.1 Sistema monofásico de 120V y dos hilos.

Cuando un sistema pueda ser conectado a tierra, la máxima tensión a tierra no debe exceder a los 150V (NEC ART 250-20b-1).

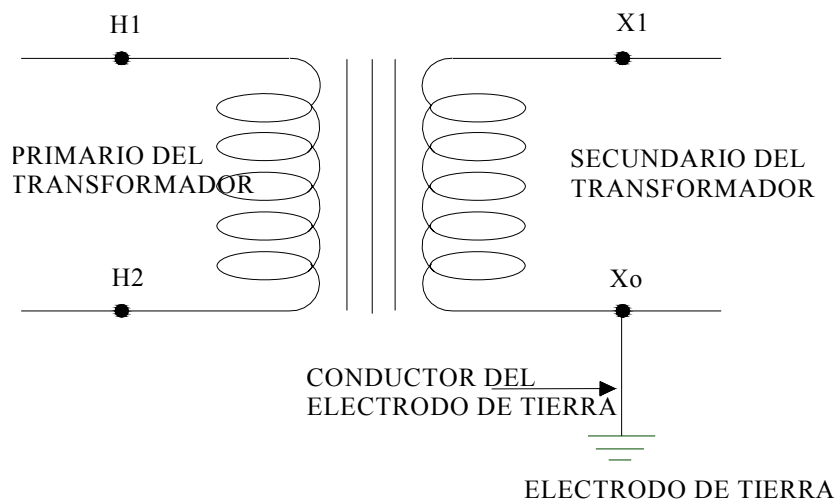


Figura 8.14 Conexión Sistema Monofásico.

8.6.2 Sistema monofásico de tres hilos.

EL sistema que se muestra en la **figura 8.15** también conocido como de fase dividida, debe ser solidamente puesto a tierra en el secundario del transformador tal como se indica.

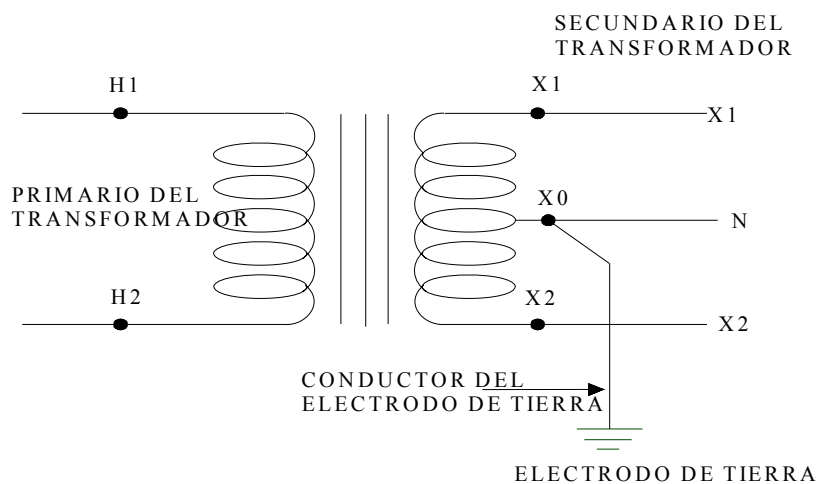


Figura 8.15 Conexión a tierra del sistema monofásico trifilar.

8.6.3 Sistemas tetrafilares con transformador en estrella (y).

El neutro del transformador trifásico o del sistema será puesto a tierra solidamente tanto en bornes del transformador como en el tablero principal de acometida tal como lo indica la **figura 8.16**. Estas conexiones a tierra mejoran la estabilidad del sistema y no permiten diferencia de potencial entre el neutro y la tierra, problema por el cual fallan múltiples equipos electrónicos.

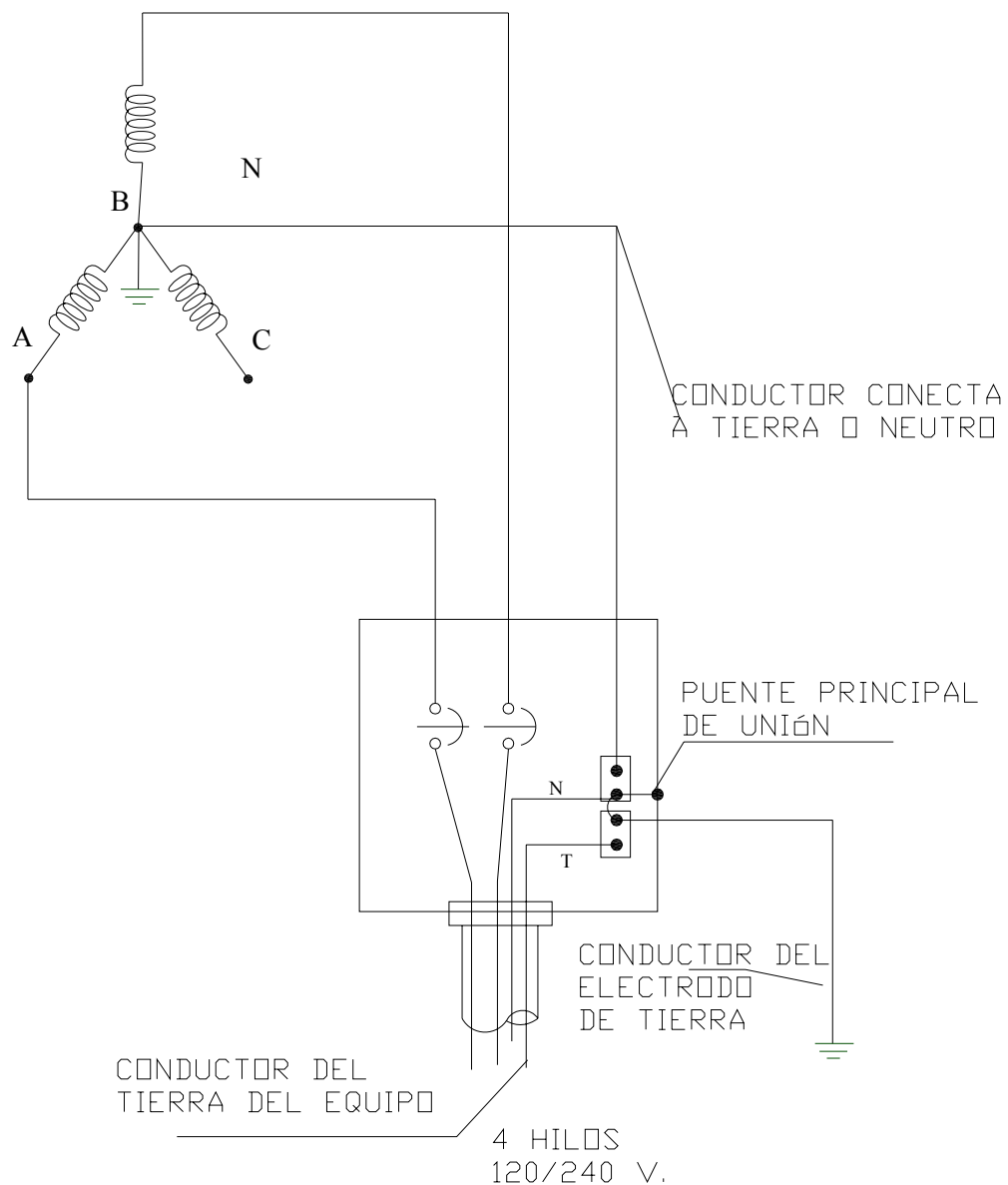


Figura 8.16 Conexión a tierra del sistema trifásico.



8.6.4 Conexión del conductor de puesta a tierra cuando existen múltiples servicios.

Cuando existen múltiples servicios como es el caso de un edificio multifamiliar, el sistema debe ser puesto a tierra tal como lo señala la **figura 8.17**.

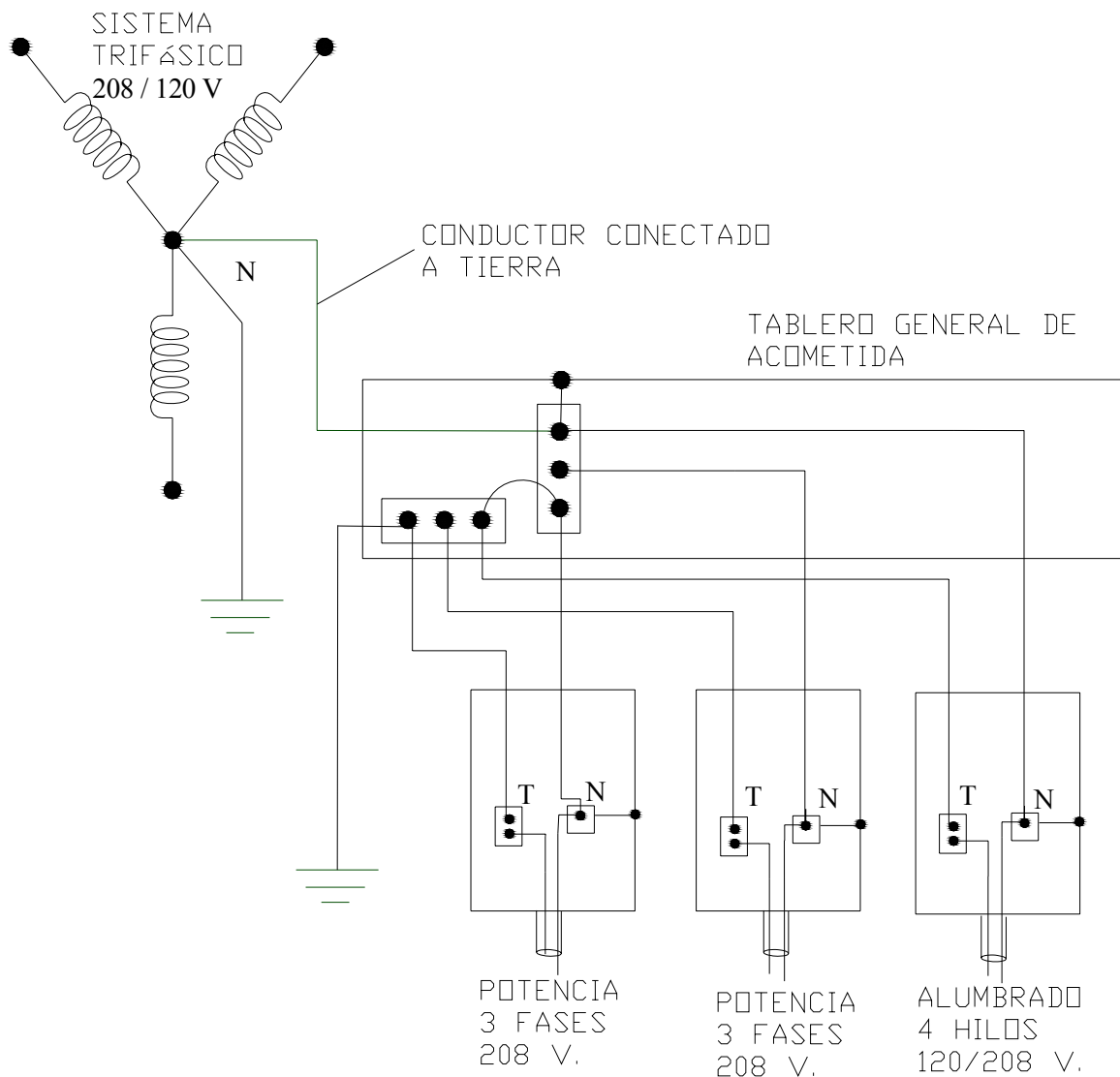


Figura 8.17 Conexión cuando existen múltiples servicios.

8.6.5 Conductor puesto a tierra cuando se alimenta más de un edificio o estructura con una acometida común.

No será necesario un electrodo de puesta a tierra en edificios o estructuras independientes cuando solo tengan un circuito ramal y en la edificación o estructura no haya equipos que requieran de puesta a tierra. **NTC 2050 SEC 250-24 b, 1.** De lo contrario cada edificio o estructura debe tener un electrodo de puesta a tierra. **NTC 2050 SEC 250-240b.**

En este tipo de sistema el conductor conectado a tierra llega al servicio por medio de conductores o barras auxiliares tal como lo indica la figura 8.18.

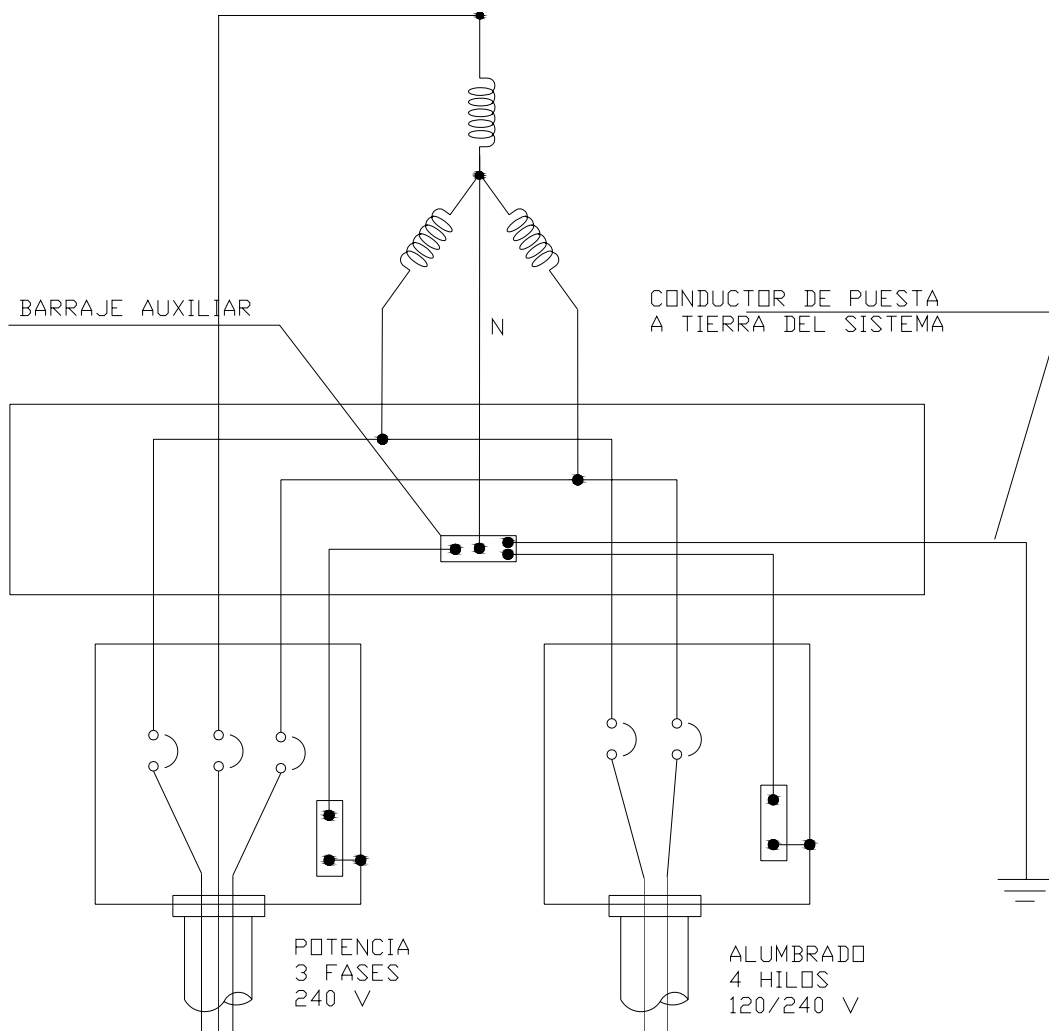


Figura 8.18 Puesta a tierra para dos edificios con la misma acometida.

8.6.6 Conductor conectado a tierra de un equipo eléctrico.

El conductor de tierra del equipo se utiliza para conectar a tierra las cubiertas metálicas del equipo eléctrico y otras partes metálicas del sistema que no transporten corriente. **NEC SEC 250-90, 250-116 Y 250-20.**

Si los ductos del sistema eléctrico son metálicos no será necesario el conductor de tierra del equipo pero debe permanecer continuidad eléctrica entre los ductos y las cajas como lo representan las figuras 8.19 y 8.20.

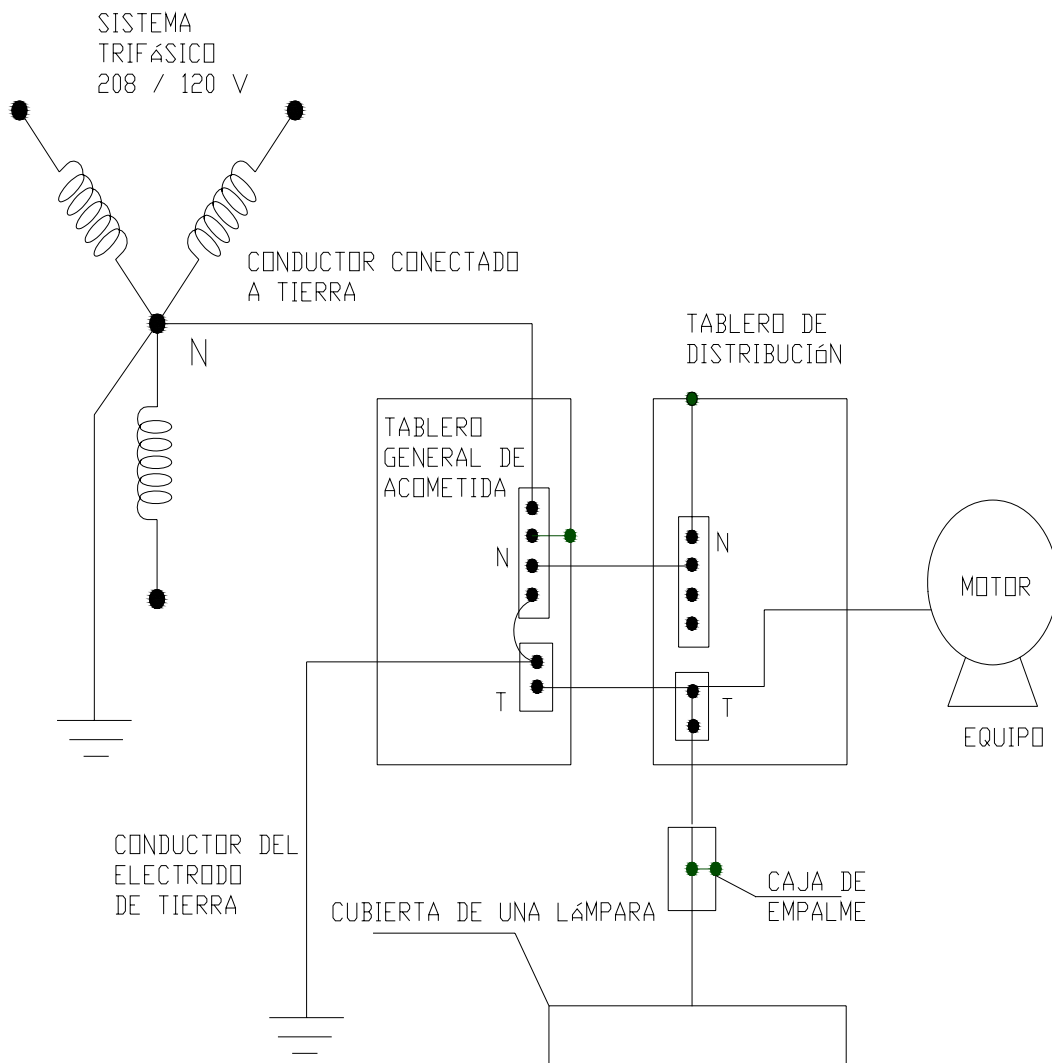


Figura 8.19 Conductor de tierra del equipo.

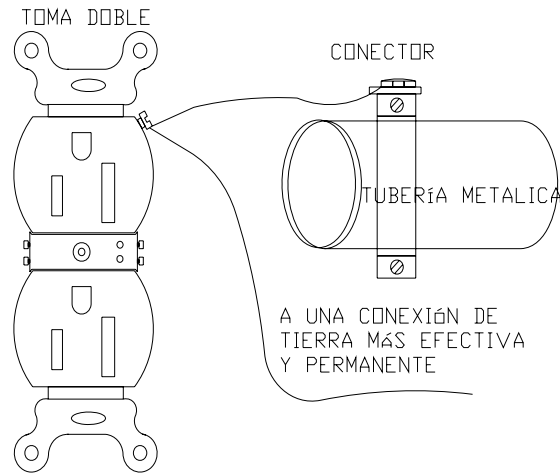


Figura 8.20 Conexión cuando el ducto es metálico.

8.7 TIERRA AISLADA O DEL SISTEMA

Una gran variedad de los equipos electrónicos son muy exigentes con su sistema de tierra, para tales equipos debe colocarse un conductor de tierra exclusivo o dedicado. Para la correcta instalación de este conductor dedicado ver la figura 8.21.

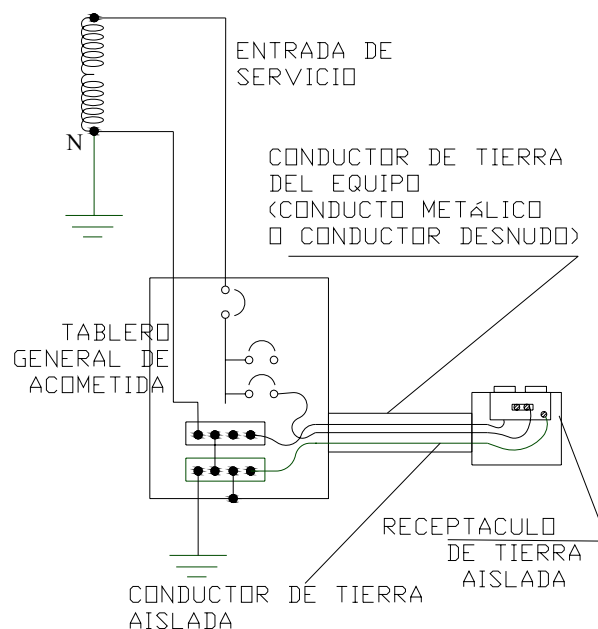


Figura 8.21 Tierra dedicada.



9. REDES SUBTERRANEAS

9.1 GENERALIDADES.

La construcción de líneas subterráneas viene determinada por la ubicación de la línea a construir y por razones de seguridad como son las distancias mínimas estipuladas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, teniendo en cuenta, además, las disposiciones establecidas en el plan de ordenamiento territorial para el municipio de Bucaramanga y demás municipios sobre los cuales la E.S.S.A posee jurisdicción en la prestación del servicio de energía eléctrica.

Las líneas y redes serán del tipo subterráneas en los siguientes casos:

- Zonas de estratos 4, 5 y 6.
- En separadores centrales y cruces de grandes avenidas (Media tensión).
- En aquellos sitios donde su ubicación no permita lograr las distancias mínimas de seguridad estipuladas en el RETIE.
- En paseos comerciales.
- En sectores clasificados por la Empresa como de distribución subterránea.

9.2 CONDUCTORES PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.

9.2.1 Conductores para distribución en Media Tensión (13.2 kV y 34.5 kV).

El conductor utilizado en la red de distribución primaria subterránea de la E.S.S.A será como mínimo calibre #2 AWG cuando el nivel de tensión sea 13,2 kV y mínimo # 1/0 cuando se trate de 34,5 kV. Los cables utilizados llevarán conductores de cobre y aislamiento en polietileno reticulado termoestable (XLPE), diseñados para operar a tensiones de 15 y 35 kV respectivamente.

Con aislamiento XLPE se permiten temperaturas de servicio a carga continua de 90°C en el conductor; en casos de emergencia se permiten temperaturas hasta de 105°C; y para casos de corto circuito se permiten hasta 250 °C.

A continuación se listan las capacidades de corriente para los diversos calibres de conductores, dependiendo de la configuración del circuito subterráneo.



CONDUCTOR EN COBRE													
CALIBRE	ÁREA (mm ²)	UN CIRCUITO FIGURA 9.1				TRES CIRCUITOS FIGURA 9.2				SEIS CIRCUITOS FIGURA 9.3			
		2001 a 5000V		5001 a 5000V		2001 a 5000V		5001 a 35000V		2001 a 5000V		5001 a 35000V	
AWG o kcmil	(mm ²)	90°C	105°C	90°C	105°C	90°C	105°C	90°C	105°C	90°C	105°C	90°C	105°C
8	8.36	64	69	-	-	56	60	-	-	48	52	-	-
6	13.3	85	92	90	97	73	79	77	83	62	67	64	68
4	21.1	110	120	115	125	95	100	99	105	80	86	82	88
2	33.6	145	155	155	165	125	130	130	135	105	110	105	115
1	42.2	170	180	175	185	140	150	145	155	115	125	120	125
1/0	53.5	195	210	200	215	160	175	165	175	135	145	135	145
2/0	67.4	220	235	230	245	185	195	185	200	150	160	150	165
3/0	85.0	250	270	260	275	210	225	210	225	170	185	170	185
4/0	107	290	310	295	315	235	255	240	255	195	210	190	205
250	127	320	345	325	345	260	280	260	280	210	225	210	225
350	177	385	415	390	415	315	335	310	330	250	270	245	265
500	253	470	505	465	500	375	405	370	395	300	325	290	310
750	380	585	630	565	610	460	495	440	475	365	395	350	375
1000	507	670	720	640	690	525	565	495	535	410	445	390	415

Tabla 9.1 Capacidad de corriente (amperios), tres cables monopolares.

Notas a la tabla 6.1:

Instalación en conductos eléctricos subterráneos (tres conductores por cada conducto eléctrico).

Temperatura ambiente 20° C.

Factor de carga 100%.

Resistencia térmica (ρ) de 90.

Temperatura del conductor 90° C y 105° C.



CONDUCTOR EN COBRE

CALIBRE	ÁREA (mm ²)	UN CIRCUITO FIGURA 9.1				TRES CIRCUITOS FIGURA 9.2				SEIS CIRCUITOS FIGURA 9.3			
		2001 a 5000V		5001a35000V		2001 a 5000V		5001a35000V		2001 a 5000V		5001a35000V	
		90°C	105°C	90°C	105°C	90°C	105°C	90°C	105°C	90°C	105°C	90°C	105°C
8	8.36	59	64	-	-	53	57	-	-	46	50	-	-
6	13.3	78	84	88	95	69	74	75	81	60	65	63	68
4	21.1	100	110	115	125	89	96	97	105	77	83	81	87
2	33.6	135	145	150	160	115	125	125	135	98	105	105	110
1	42.2	155	165	170	185	135	145	140	155	110	120	115	125
1/0	53.5	175	190	195	210	150	165	160	175	125	135	130	145
2/0	67.4	200	220	220	235	170	185	185	195	145	155	150	160
3/0	85.0	230	250	250	270	195	210	205	220	165	175	170	180
4/0	107	265	285	285	305	225	240	230	250	185	200	190	200
250	127	290	315	310	335	245	265	255	270	200	220	205	220
350	177	355	380	375	400	295	315	305	325	240	270	245	275
500	253	430	460	450	485	355	380	360	385	290	310	290	305
750	380	530	570	545	585	430	465	430	465	350	375	340	365
1000	507	600	645	615	660	485	520	485	515	390	420	380	405

Tabla 9.2. Capacidad de corriente (amperios) cables tripolares

Notas a la tabla 6.2:

Instalación en conductos eléctricos subterráneos (un cable por conducto eléctrico).

Temperatura ambiente 20° C.

Factor de carga 100%.

Resistencia térmica (rho) de 90.

Temperatura del conductor 90° C y 105° C.

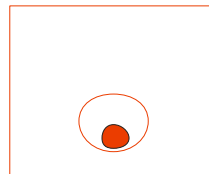


Las capacidades de corriente a temperatura ambiente distinta a la de las tablas, se deben calcular mediante la siguiente fórmula:

$$I_2 = I_1 * \sqrt{\frac{TC - TA_2 - \Delta TD}{TC - TA_1 - \Delta TD}}$$

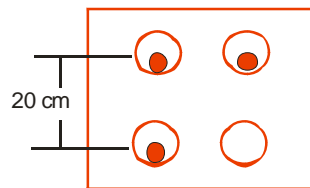
Donde:

- I1** = Capacidad de corriente que dan las tablas para una temperatura ambiente TA1.
- I2** = Capacidad de corriente para una temperatura ambiente TA2.
- TC** = Temperatura del conductor en grados centígrados.
- TA1** = Temperatura ambiente de las tablas en grados centígrados.
- TA2** = Temperatura ambiente deseada en grados centígrados.
- ΔTD** = Aumento de temperatura por pérdidas del dieléctrico.



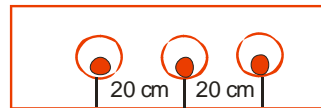
Detalle 1
30 X 30 cm
Banco de conductos
elèctricos
Un conducto elèctrico

Figura 9.1 Un circuito en ducto subterráneo



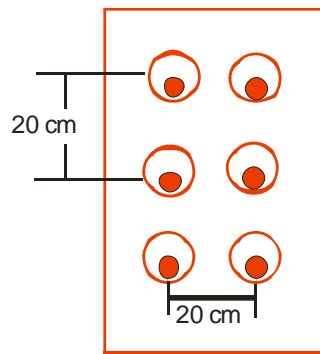
Detalle 2
50 X 50 cm
Banco de conductos eléctricos
Tres conductos eléctricos

o



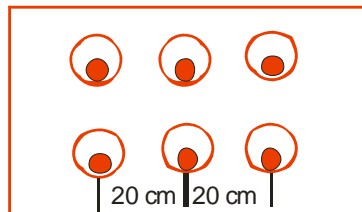
70 X 30 cm
Banco de conductos eléctricos
Tres conductos eléctricos

Figura 9.2 Tres circuitos en ductos subterráneos



Detalle 3
50 X 70 cm
Banco de conductos eléctricos
Seis conductos eléctricos

o



70 X 50 cm
Banco de conductos eléctricos
Seis conductos eléctricos

Figura 9.3 Seis circuitos en ductos subterráneos



La máxima corriente de corto circuito permisible para cables de media tensión, se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$I = A * k * \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_2 + \lambda}{T_1 + \lambda}\right)}{t}}$$

Donde:

- I** = Corriente de corto circuito en amperios
- A** = Área del conductor en mm².
- k** = 341 para cobre y 224 para aluminio
- T₁** = Máxima temperatura de operación, 90° C para el conductor y 85° C para la pantalla.
- T₂** = Máxima temperatura permisible de cortocircuito 250° C para el conductor, 200° C para la pantalla.
- λ** = 234 para cobre y 228 para aluminio.
- t** = Tiempo de duración del corto circuito en segundos

En la Figura 6.4 se ilustran las curvas de corriente de cortocircuito para diversos calibres de conductores de cobre y en la Figura 6.5 para diversos calibres de pantallas de cobre, con diferentes tiempos de duración de cortocircuito.

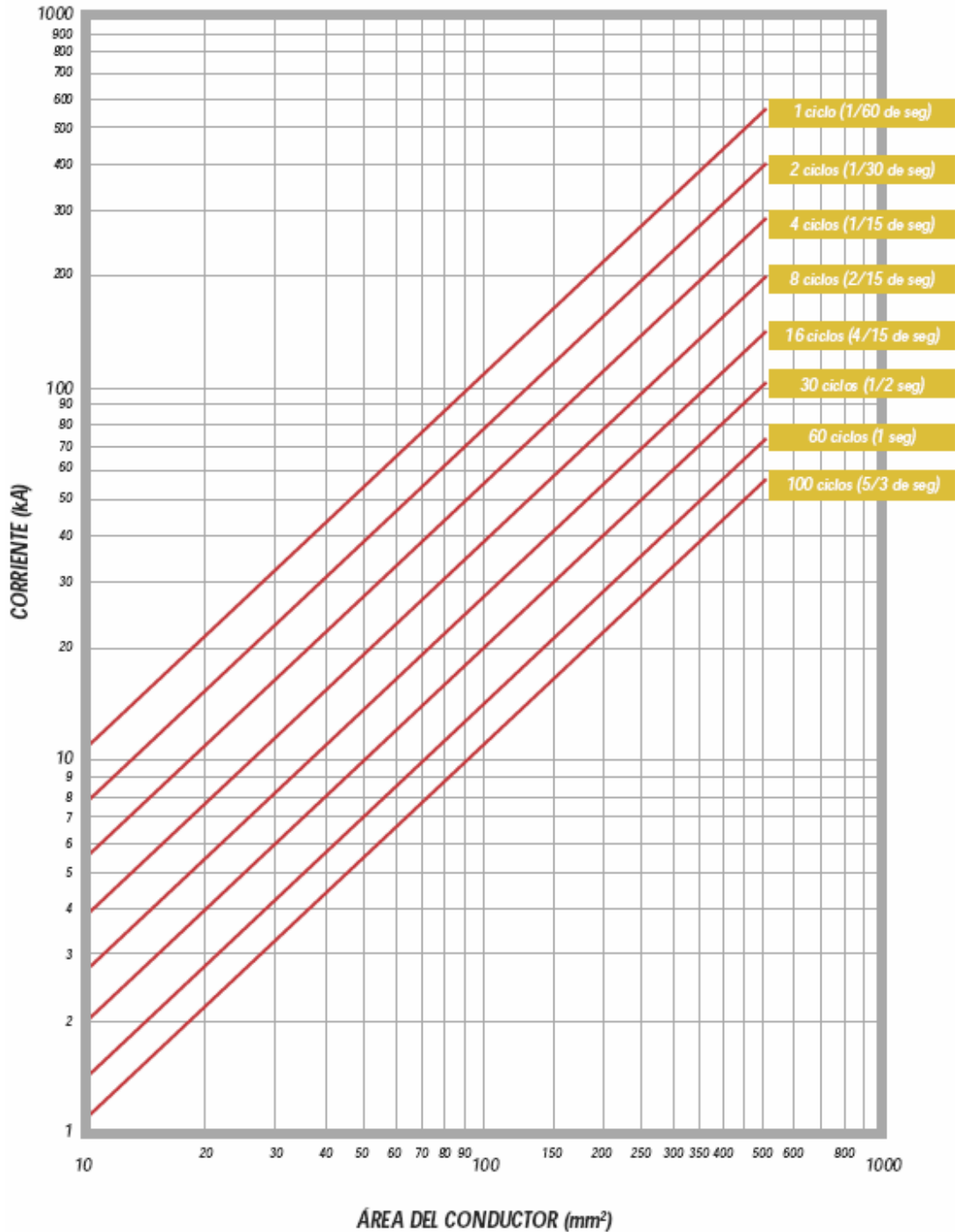


Figura 9.4 Corriente de corto circuito para cables con conductor de cobre

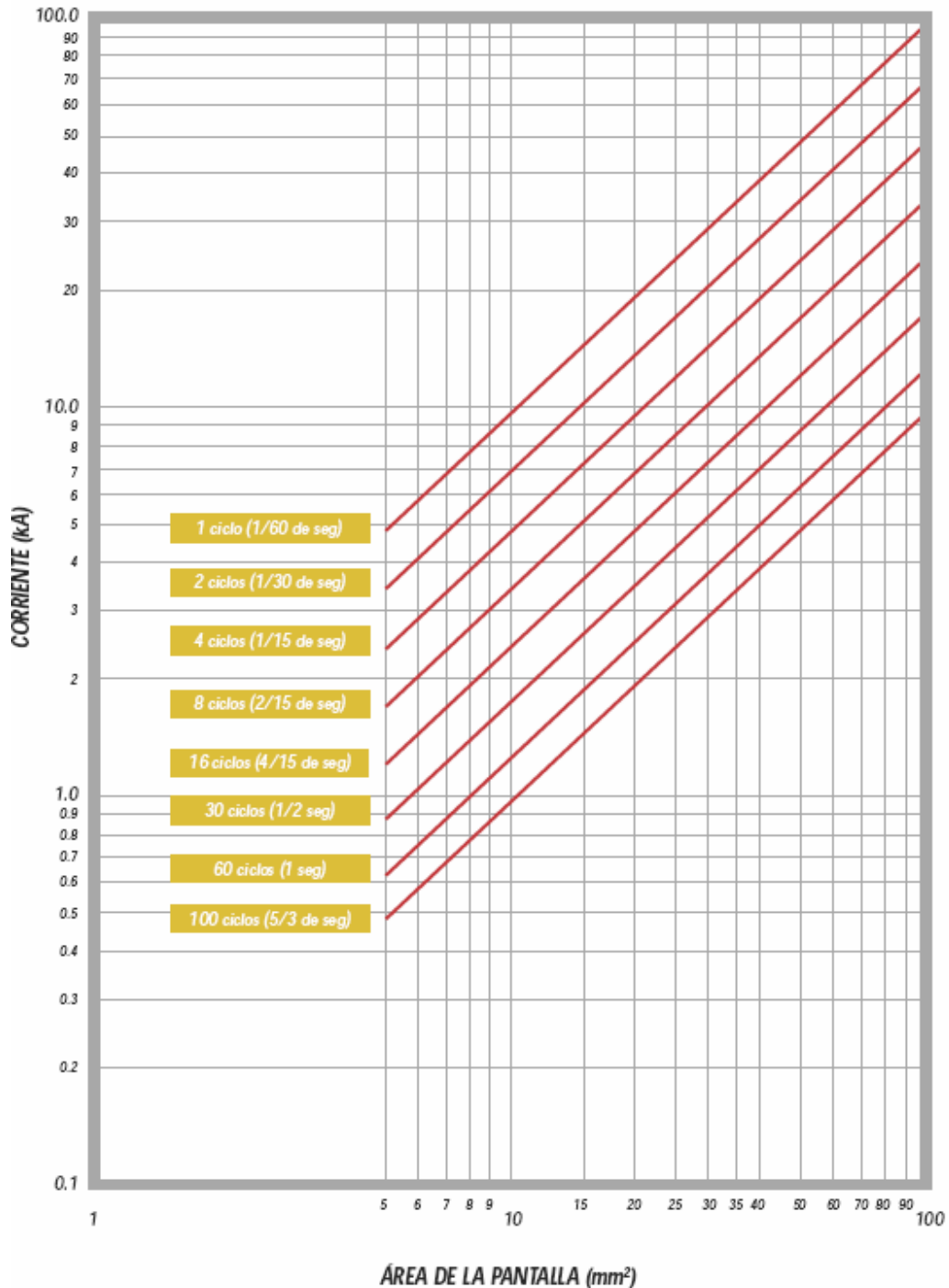


Figura 9.5 Corriente de corto circuito para pantallas de cobre

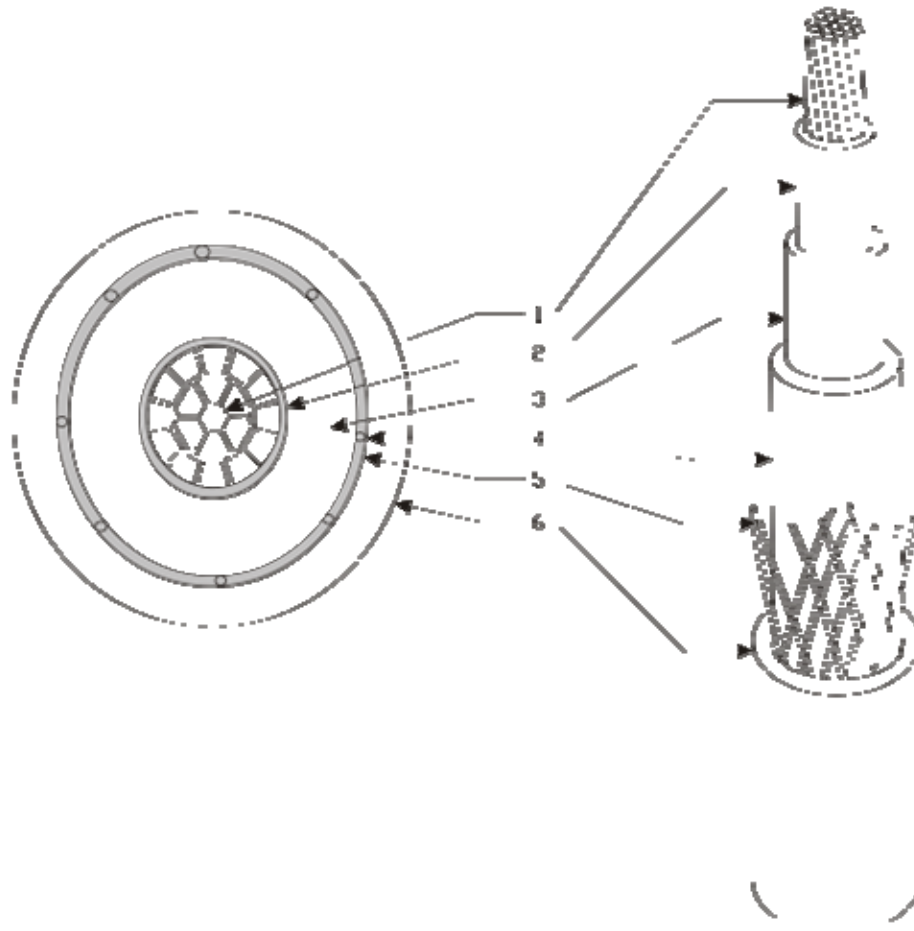


Figura 9.6 Cable monopolar con patalla en hilos de cobre

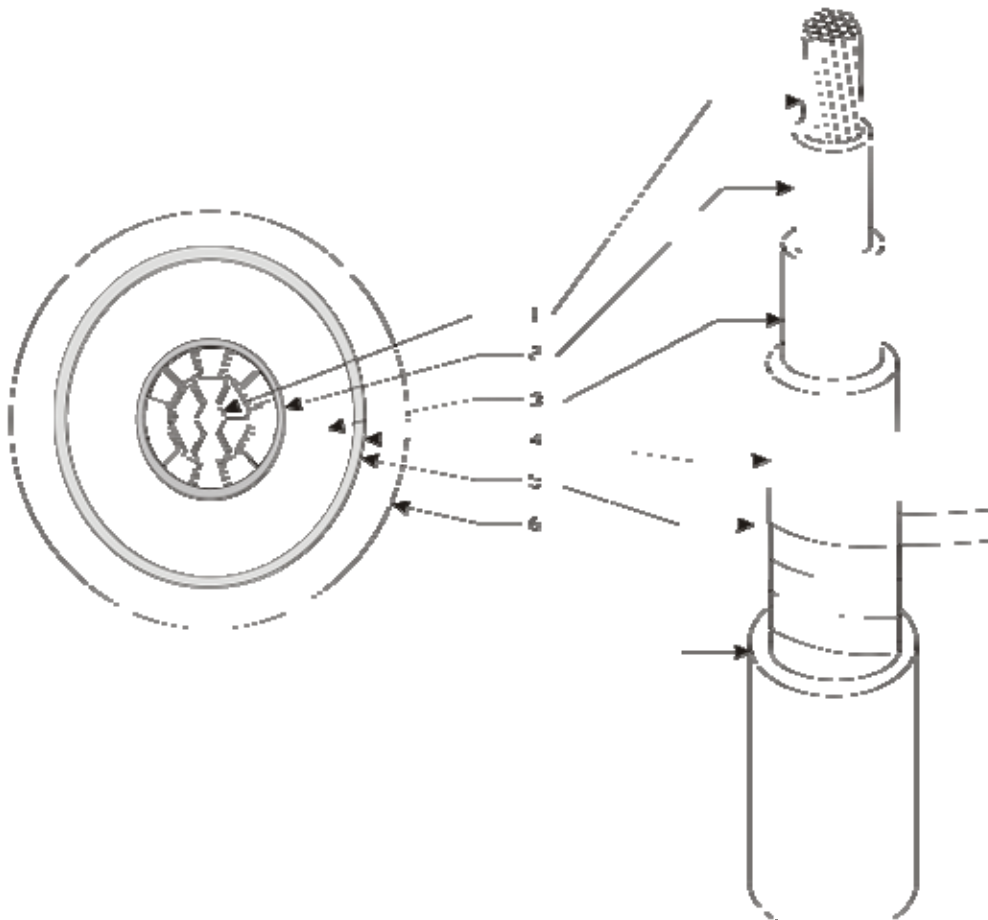


Figura 9.7 Cable monopolar con cinta de cobre.

9.2.2 Conductores para distribución subterránea de BT.

Para distribución subterránea se utilizan cables en conductor de cobre aislados 600 V, con polietileno reticulado termoestable (XLPE) o polietileno termoplástico (PE) y recubierto el aislamiento con una chaqueta exterior protectora de policloruro de vinilo (PVC), como mínimo con conductor calibre # 6 AWG.

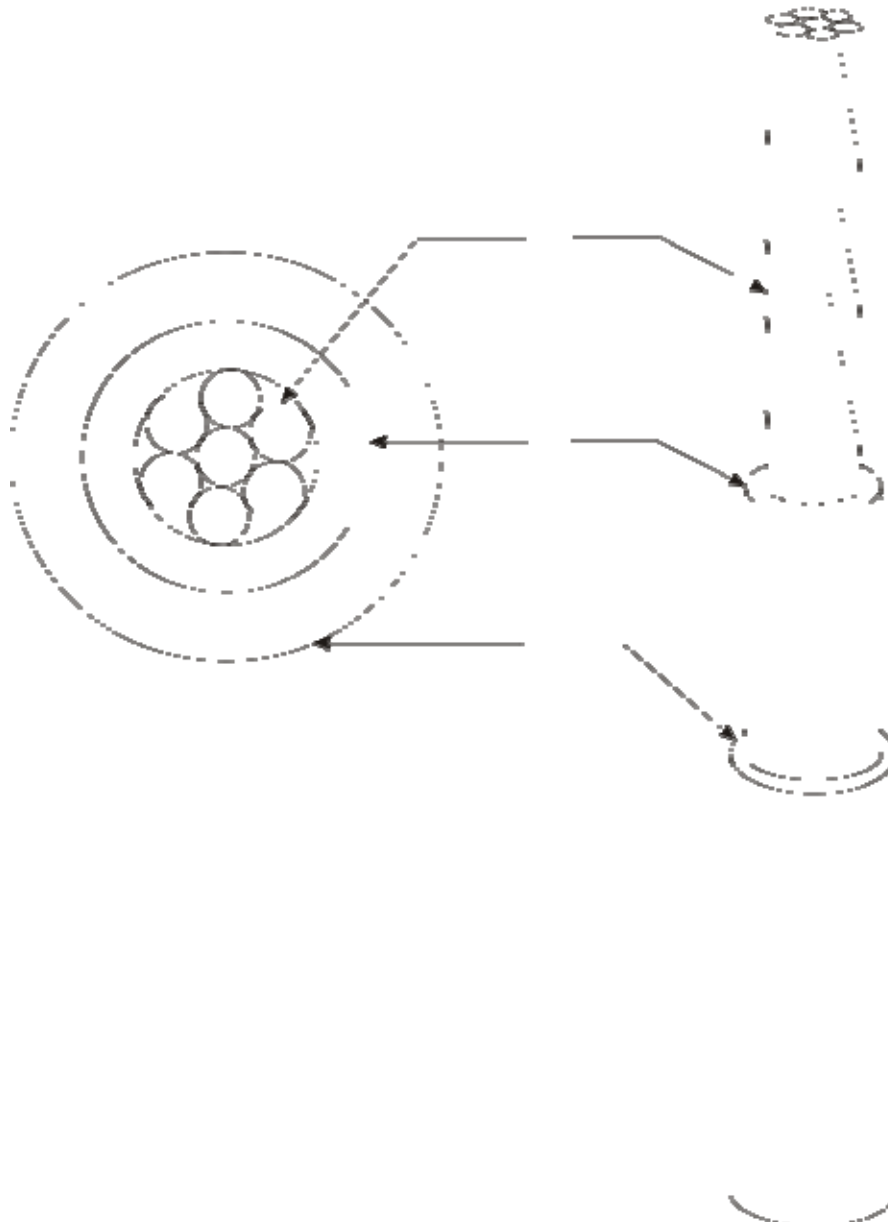


Figura 9.8 Conductor para baja tensión



A continuación se listan las características físicas y eléctricas para diversos calibres de cables TTU* con conductores de cobre:

CALIBRE AWG o kcmil	No. HILOS	ÁREA (mm ²)	DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	DIÁMETRO SOBRE AISLAMIENTO (mm)	ESPESOR CHAQUETA (mm)	DIÁMETRO SOBRE CHAQUETA (mm)	PESO TOTAL APROX (kg/km)
6	7	13.30	4.52	1.14	6.89	0.76	8.49	170
4	7	21.15	5.71	1.14	8.08	0.76	9.67	251
2	7	33.63	7.20	1.14	9.57	0.76	11.17	376
1	19	42.41	8.18	1.40	11.09	1.14	13.46	494
1/0	19	53.48	9.18	1.40	12.09	1.14	14.46	605
2/0	19	67.43	10.31	1.40	13.22	1.14	15.59	743
3/0	19	85.03	11.58	1.40	14.49	1.14	16.86	916
4/0	19	107.2	13.00	1.40	15.91	1.14	18.28	1132
250	37	126.7	14.18	1.65	17.61	1.14	19.98	1335
300	37	152.0	15.52	1.65	18.95	1.65	22.39	1632
350	37	177.3	16.78	1.65	20.21	1.65	23.64	1879
400	37	202.7	17.94	1.65	21.37	1.65	24.80	2125
500	37	253.4	20.04	1.65	23.47	1.65	26.90	2614
600	61	304.0	22.00	2.03	26.18	1.65	29.61	3130

Tabla 9.3 Características físicas del cable TTU.

CALIBRE AWG o kcmil	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 20°C ₁ (ohm/km)	CAPACIDAD DE CORRIENTE ₂ (A) ₄ (A) ₃ AISLAMIENTO EN PE		CAPACIDAD DE CORRIENTE ₂ (A) ₄ (A) ₃ AISLAMIEN TO EN XLPE	
6	1.32	95	65	105	75
4	0.831	125	85	140	95
2	0.523	170	115	190	130
1	0.415	195	130	220	150
1/0	0.329	230	150	260	170
2/0	0.261	265	175	300	195
3/0	0.207	310	200	350	225
4/0	0.164	360	230	405	260
250	0.139	405	255	455	290
300	0.116	455	285	505	320
350	0.0992	505	310	570	350
400	0.0868	545	335	615	380
500	0.0694	620	380	700	430
600	0.0578	690	420	780	475

Tabla 9.4 Características eléctricas del cable TTU.

* Thermoplastic Insulation, Thermoplastic Jacket, Underground



9.2.3 Codos terminales y barrajes preformados.

Con el fin de garantizar la compatibilidad de los elementos sin importar el fabricante, todos los accesorios utilizados tales como barrajes preformados, codos terminales, bujes de conexión y terminales tipo T, deben cumplir con la norma ANSI/IEEE std 386-1995 " Separable Insulated Connector for Power Distribution Systems above 600 V

Los codos terminales deben tener de manera legible y permanente el nombre del fabricante, y el número de catálogo, que permita a la E.S.S.A verificar su compatibilidad con el diámetro del aislamiento y con el tamaño del conductor normalizado en el cual va a ser instalado.

Los codos y barrajes preformados se utilizan como elementos de conexión, más no como elementos de maniobra, excepto cuando los terminales estén equipados con puntas de conexión adecuadas para dicho propósito.

Las conexiones realizadas en las redes de distribución de media tensión deben ser del tipo frente muerto.

En la instalación de barrajes preformados debe existir un barraje por cada fase y se deben incluir los siguientes elementos por cada caja de inspección destinada para tal fin:

- Tres (3) barrajes de 600 A, 15 kV de cuatro vías, con soporte de montaje. (Figura 9.9)
- Nueve (9) terminales tipo codo de 600 A, 15 kV (Figura 9.11)
- Seis (6) receptáculos de parqueo para codo de 600 A. (Figura 9.13)
- Seis (6) tapones protectores aislados para buje de 600 A.
- Seis (6) soportes de parqueo. (Figura 9.9).
- Tres soportes de montaje del barraje. (Figura 9.9)

De acuerdo a la ubicación del barraje preformado y a la configuración del circuito de media tensión, la E.S.S.A podrá exigir la instalación de descargadores de sobretensión tipo codo (Figura 9.14).

En caso que sean necesarias más entradas, salidas y/o derivaciones, se deben suministrar e instalar los elementos adicionales, tales como terminales tipo "T" (Figura 9.16), interfase reductora para codo de 200 A (Figura 9.17), terminal tipo codo 200 A (Figura 9.18) y pararrayos tipo codo. Las posibles configuraciones del Terminal tipo "T" 600 A , se ilustran en la figura 9.19.

Los codos terminales y barrajes preformados de 15 kV deben tener las siguientes especificaciones:

- Tensión nominal 15 kV
- Tensión de impulso: **110 kV** (1,2 x 50 microsegundos)
- Tensión AC a 60 Hz durante 1 minuto: 35 kV rms
- Tensión DC permitida durante un minuto: 75 kV rms
- Descarga máxima aparente menor a: 3Pc

9.2.4 Barrajes preformados de 600 A, 15 kv.

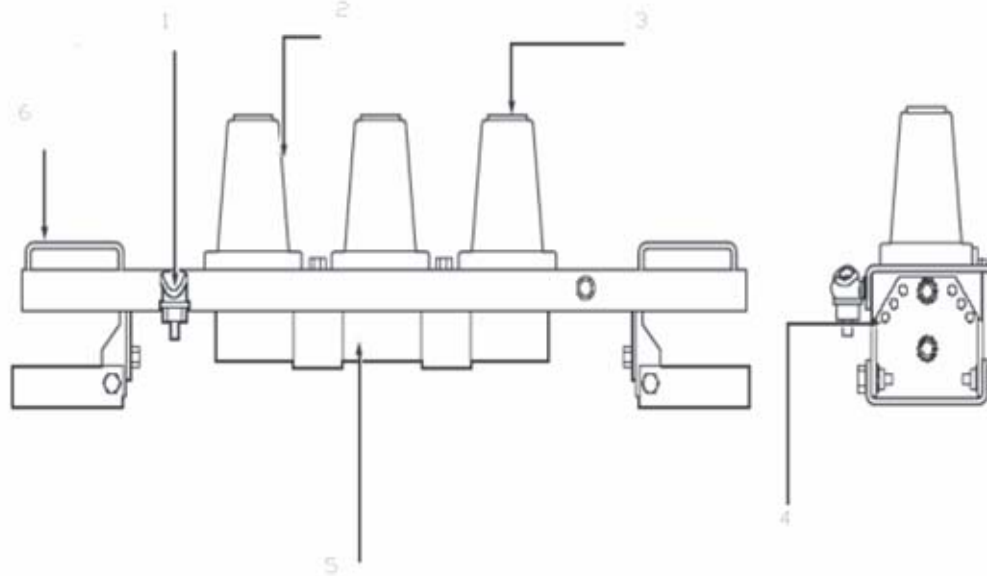
Los barrajes preformados deben ser resistentes a la abrasión, deben ser completamente sumergibles y contruidos de acuerdo al estándar IEEE 386 “**Separable Insulated Connector Systems**”.

El barraje debe poseer cuatro vías para conexión, que serán utilizadas en el orden como se indica en la figura 9.9 de izquierda a derecha, debe poseer además un medio adecuado para su sujeción al lugar de utilización.

Se deben suministrar adicionalmente dos soportes para instalar los bujes de parqueo necesarios al momento de hacer desconexiones en el barraje y para la realización de trabajos de mantenimiento.



Figura 9.9 Barraje preformado



- 1: CLAVIJA DE TIERRA
- 2: AISLAMIENTO EPDM
- 3: BUJE DE CONEXIÓN
- 4: PLATINA DE TERMINAL

Figura 9.10 Elementos del barraje preformado



9.2.5 Terminales tipo codo de 600 A, 15 kV.

El Terminal tipo codo de 600 A, (Figura 9.11) es utilizado para conectar cables subterráneos en aparatos de frente muerto tales como transformadores, seccionadores y switches. Debe poseer pantallas de protección y ser completamente sumergible, su construcción debe ser de acuerdo el estándar IEEE 386 “**Separable Insulated Connector Systems**”.



Figura 9.11 Terminal tipo codo

Los terminales deben estar equipados con punto de prueba, para verificar la ausencia de tensión o probar paralelo en los circuitos. El punto de prueba debe ser de acople capacitivo entre el conductor y la pantalla del terminal.

Los conectores deben estar diseñados para usarse en cables tipo EPR ó XLPE con pantalla semiconductora y neutro concéntrico, con o sin chaqueta.

En la figura 9.12 se puede apreciar las partes constitutivas del Terminal Tipo “T” de 600 A.

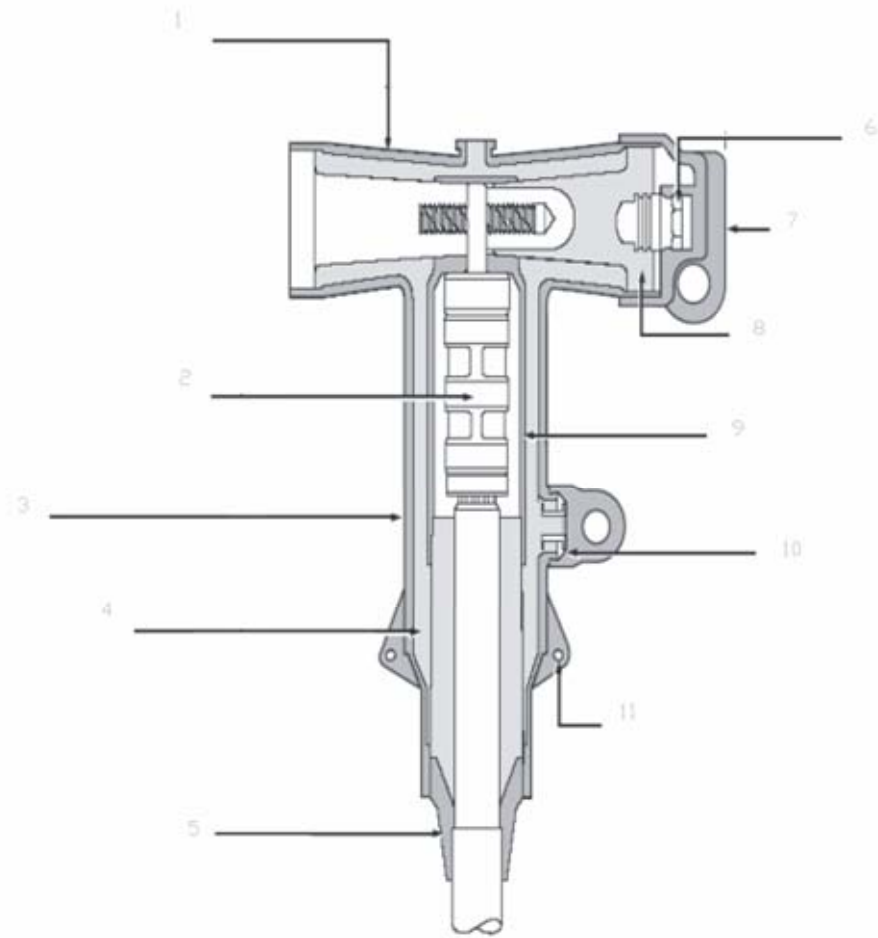


Figura 9.12 Elementos del Terminal Tipo "T"



9.2.6 Bujes de parqueo.

Es usado en cabinas o transformadores tipo pad-mounted, cajas subterráneas y otros aparatos para aislar y seccionar un cable energizado, su construcción debe ser de acuerdo el estándar IEEE 386 “**Separable Insulated Connector Systems**”.

El buje de parqueo debe proveer una interfase de frente muerto y estar hecho de un material epóxico aislante de alta calidad, debe proveerse además un medio adecuado y compatible para ser instalado y sujetado en el soporte de parqueo ubicado en el barraje preformado.

El buje debe proveer una conexión visible a tierra y ser sumergible temporal o permanentemente, con los terminales de tipo frente muerto de 600 A.



Figura 9.13 Bujes de parqueo

9.2.7 DPS tipo codo.

El DPS tipo codo debe proveer al sistema, protección contra sobretensiones, debe estar constituido de un elemento aislante, completamente apantallado, sumergible y de tipo frente muerto.



Figura 9.14 DPS tipo codo

Tensión del sistema (V rms)				
Tensión Nominal	Tensión máxima	4-Conductores Tierra múltiple Conductor Neutro	3-Conductores Baja impedancia de tierra	Delta y 3- conductores Alta impedancia a tierra.
2400	2540	–	–	3 (2.55)
4160 Y/2400	4400 Y/2540	3 (2.55)	6 (5.1)	6 (5.1)
4260	4400	–	–	6 (5.1)
4800	5080	–	–	6 (5.1)
6900	7260	–	–	9 (7.65)
8320 Y/4800	8800 Y/5080	6 (5.1)	9 (7.65)	–
12000 Y/6930	12700 Y/7330	9 (7.65)	12 (10.2)	–
12470 Y/7200	13200 Y/7620	9 (7.65) or 10 (8.4)	15 (12.7)	–
13200 Y/7620	13970 Y/8070	10 (8.4)	15 (12.7)	–
13800 Y/7970	14520 Y/8388	10 (8.4) and 12 (10.2)	15 (12.7)	–
13800	14520	–	–	18 (15.3)
20780 Y/12000	22000 Y/12700	15 (12.7)	21 (17.0)	–
22860 Y/12000	22000 Y/12700	15 (12.7)	21 (17.0)	–
24940 Y/14400	26400 Y/15240	18 (15.3)	27 (22.0)	–
27600 Y/15935	29255 Y/16890	21 (17.0)	–	–
34500 Y/19920	36510 Y/21080	27 (22.0)	–	–

Tabla 9.5 Descargadores de sobretensiones más utilizados.



La figura 9.16 muestra el DPS tipo codo y sus partes constitutivas.

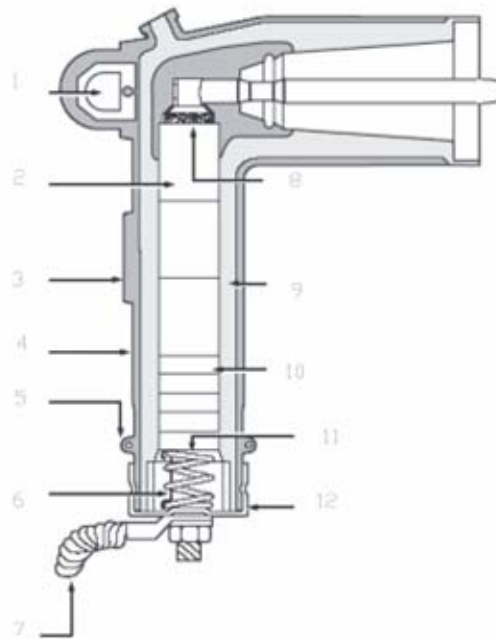


Figura 9.15 Elementos del DPS tipo codo

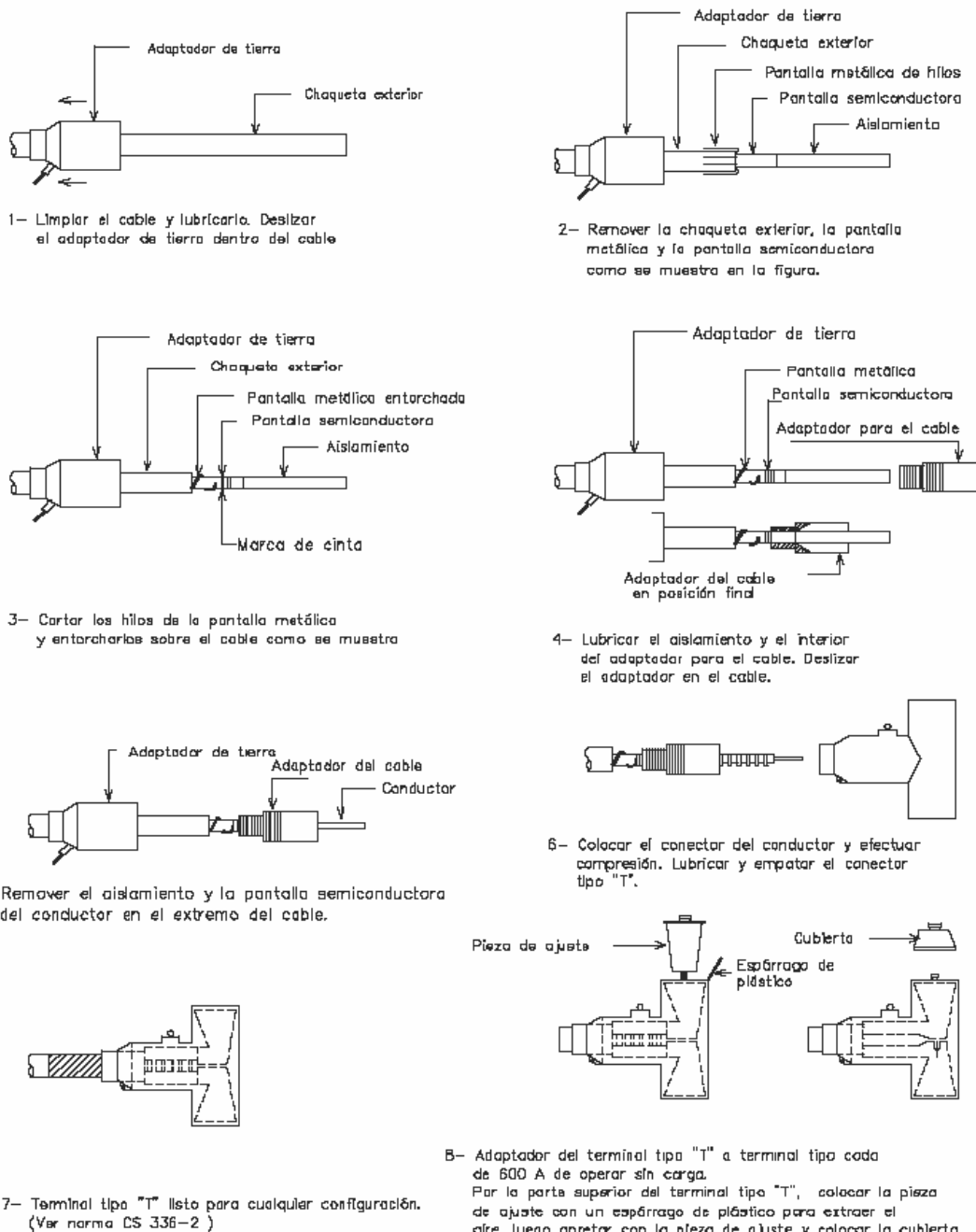


Figura 9.16 Elaboración conector tipo "T" 600 A

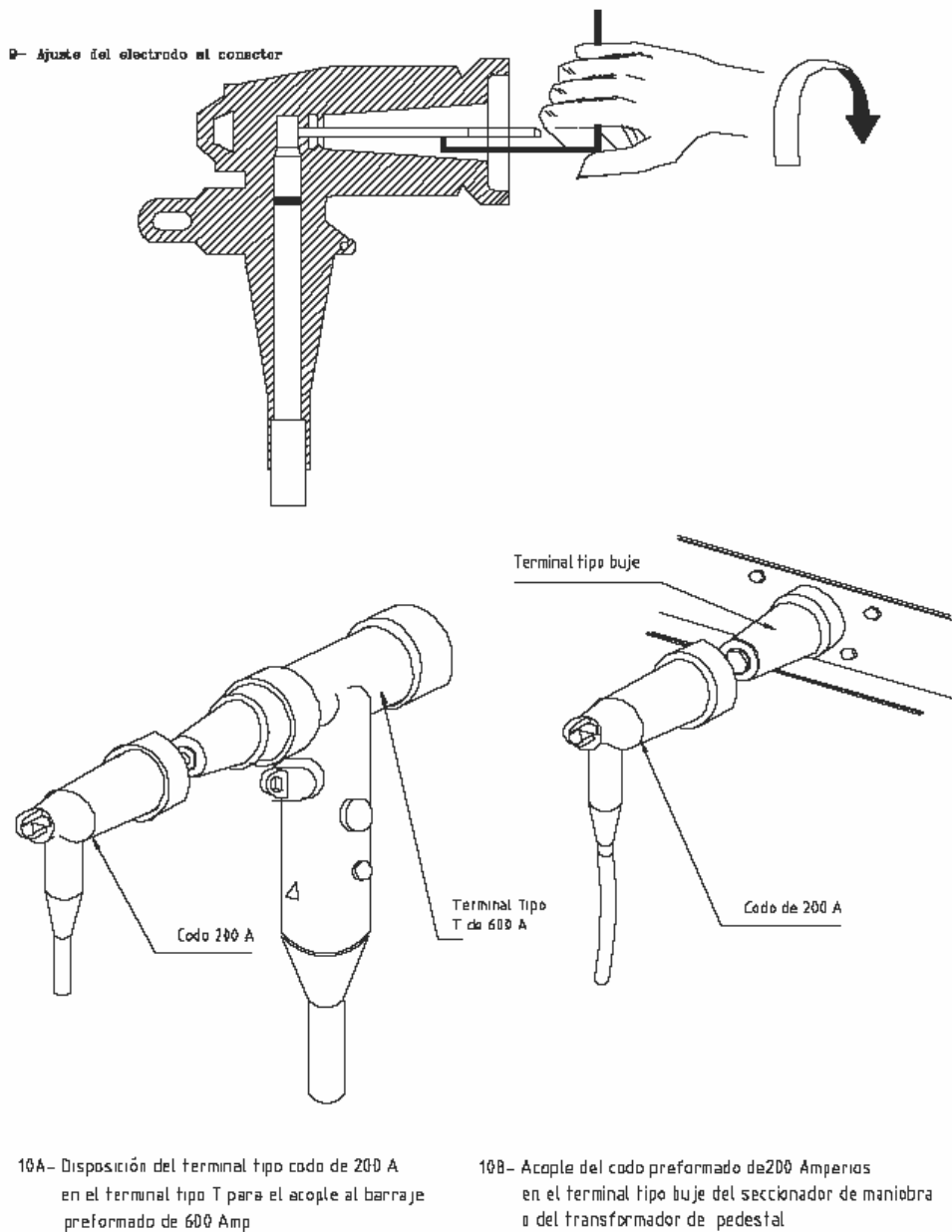


Figura 9.17 Conexión de interfase reductora 600 A – 200 A

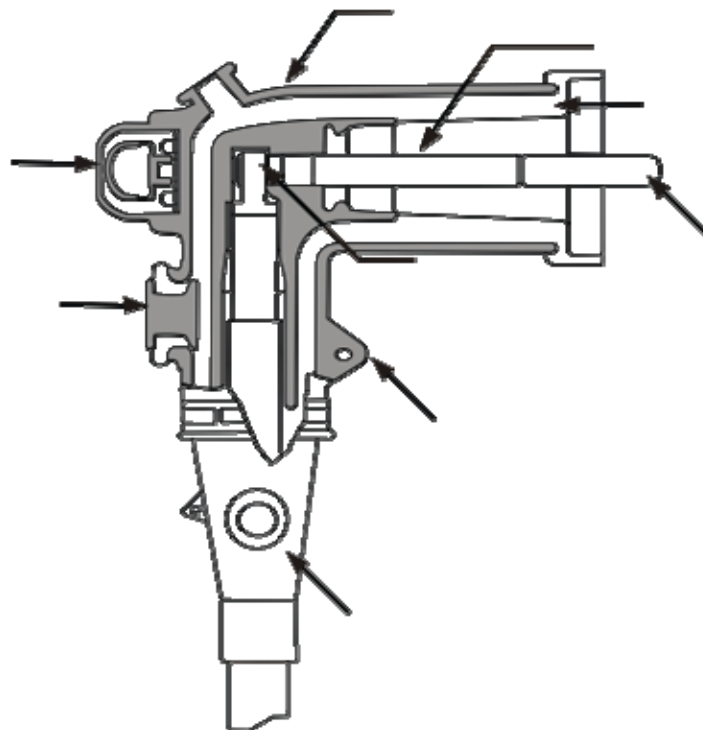


Figura 9.18 Elementos constitutivos Codo de 200 A



9.3 CAJAS DE INSPECCIÓN.

Las cajas de inspección listadas a continuación fueron calculadas de acuerdo a la NTC 2050 y fueron adecuadas para garantizar el correcto funcionamiento de los elementos y la correcta maniobrabilidad de los mismos.

Las cajas de inspección deben quedar localizadas en andenes o zonas verdes y no podrán tener ningún elemento sobre ellos que impida la libre apertura de la tapa. Cuando se requiera su localización en calzadas sometidas a tráfico vehicular se revisará el diseño de la mampostería y la tapa, y se solicitará aprobación a la E.S.S.A para su instalación con una justificación adecuada.

Las cajas para redes de media tensión serán exclusivas para un solo nivel de tensión, mientras que las cajas para redes de baja tensión podrán alojar a su vez redes de alumbrado público. En ningún caso las cajas para redes eléctricas podrán ser cruzadas por ductos o conductores de otros sistemas (por ejemplo: comunicaciones, televisión, acueducto, gas, alcantarillado, etc.).

Las cámaras de inspección se deben instalar en tramos rectos, a una distancia de separación entre cámaras de 40 m, salvo cuando existan causas debidamente justificadas que exijan una distancia mayor, por ejemplo cruce de grandes avenidas, en cuyo caso debe quedar asentado en las memorias o especificaciones técnicas del proyecto. En el caso de cruce de una vía se debe instalar una caja de inspección a cada lado de la misma.

En caso de derivación de redes subterráneas, de redes aéreas, se debe instalar una caja de inspección cerca de la base del poste.

En esquinas donde la E.S.S.A lo considere necesario para futura ampliación o desarrollo o para la instalación de barrajes premoldeados, se podrá exigir la implementación de una caja doble en la construcción de acometidas subterráneas.

El fondo de las cajas de inspección debe estar formado en su totalidad por un lecho filtrante en gravilla con un espesor de 5 cm para cajas de baja tensión, y de 10 cm para cajas de media tensión.

Cuando se requiera un diseño especial de caja de inspección, se deben cumplir las especificaciones de la sección 370 del Código eléctrico Colombiano, NTC 2050, este diseño debe ser revisado para aprobación por parte de la E.S.S.A.

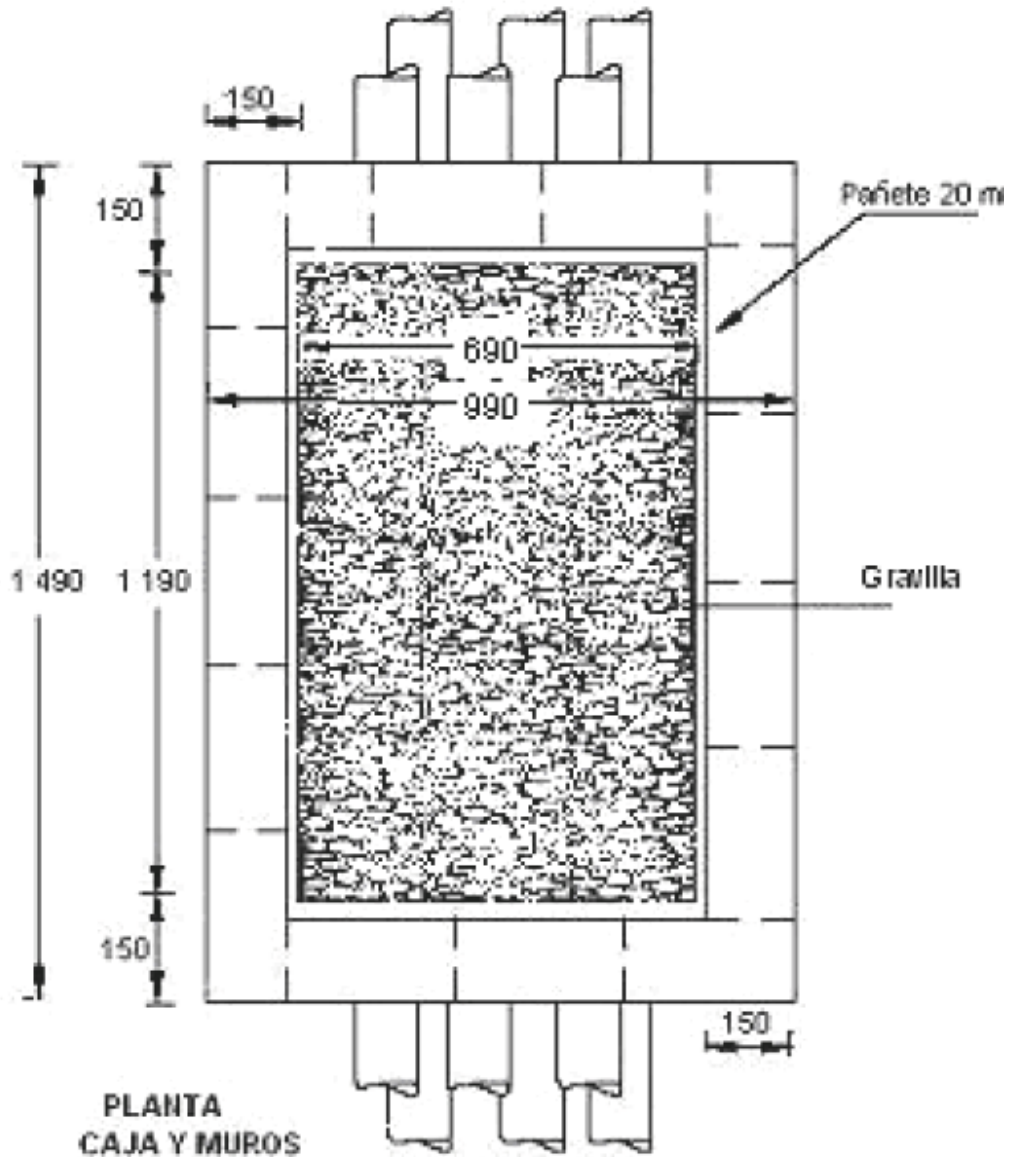


Figura 9.19 Caja de inspección MT

- Aplica para conductor 250 KCmil máx, de otra forma debe calcularse de acuerdo a la NTC 2050

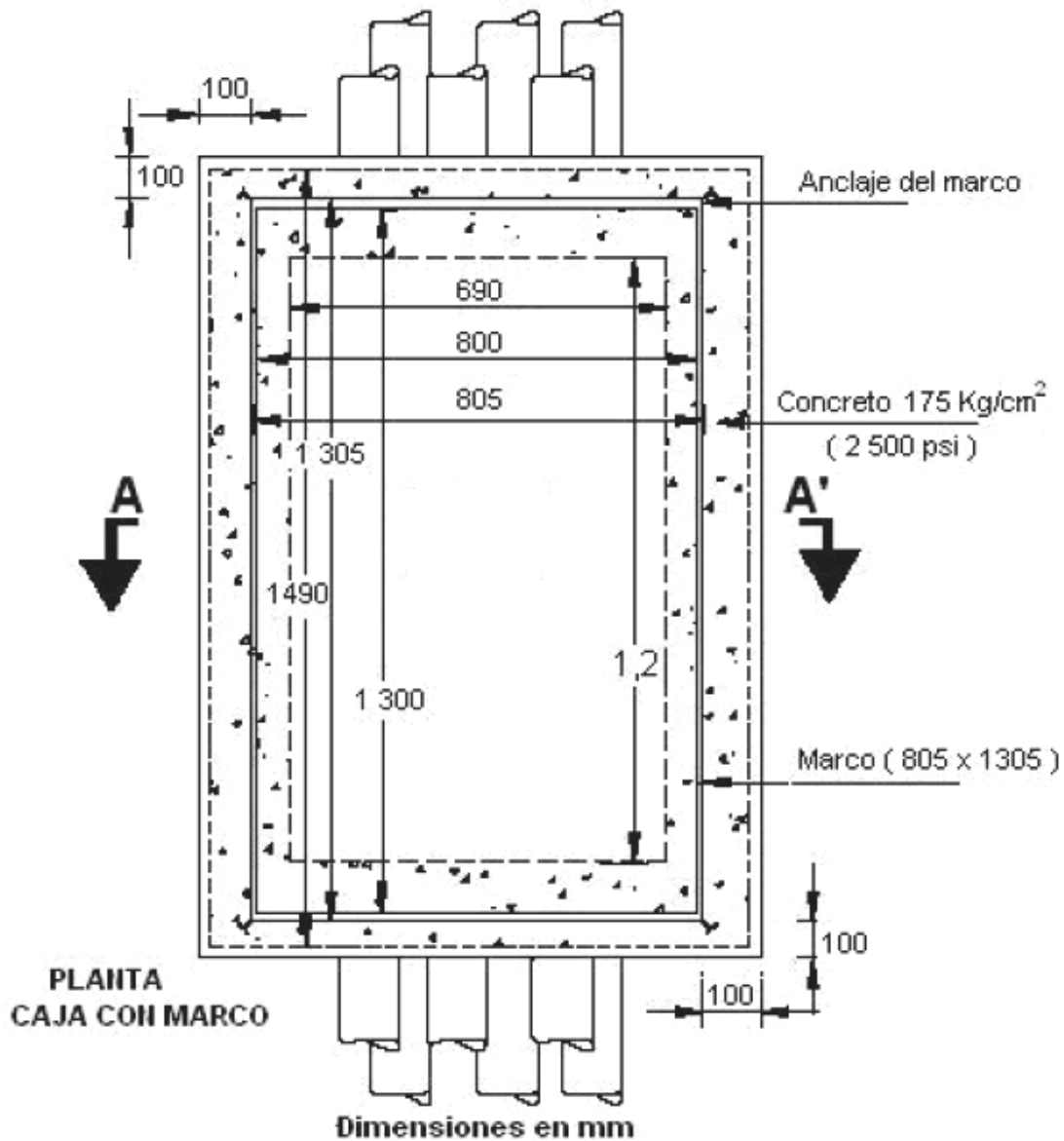


Figura 9.20 Caja de inspección MT, vista de planta con marco.

* Aplica para conductor 250 KCMil máx, de otra forma debe calcularse de acuerdo a la NTC 2050

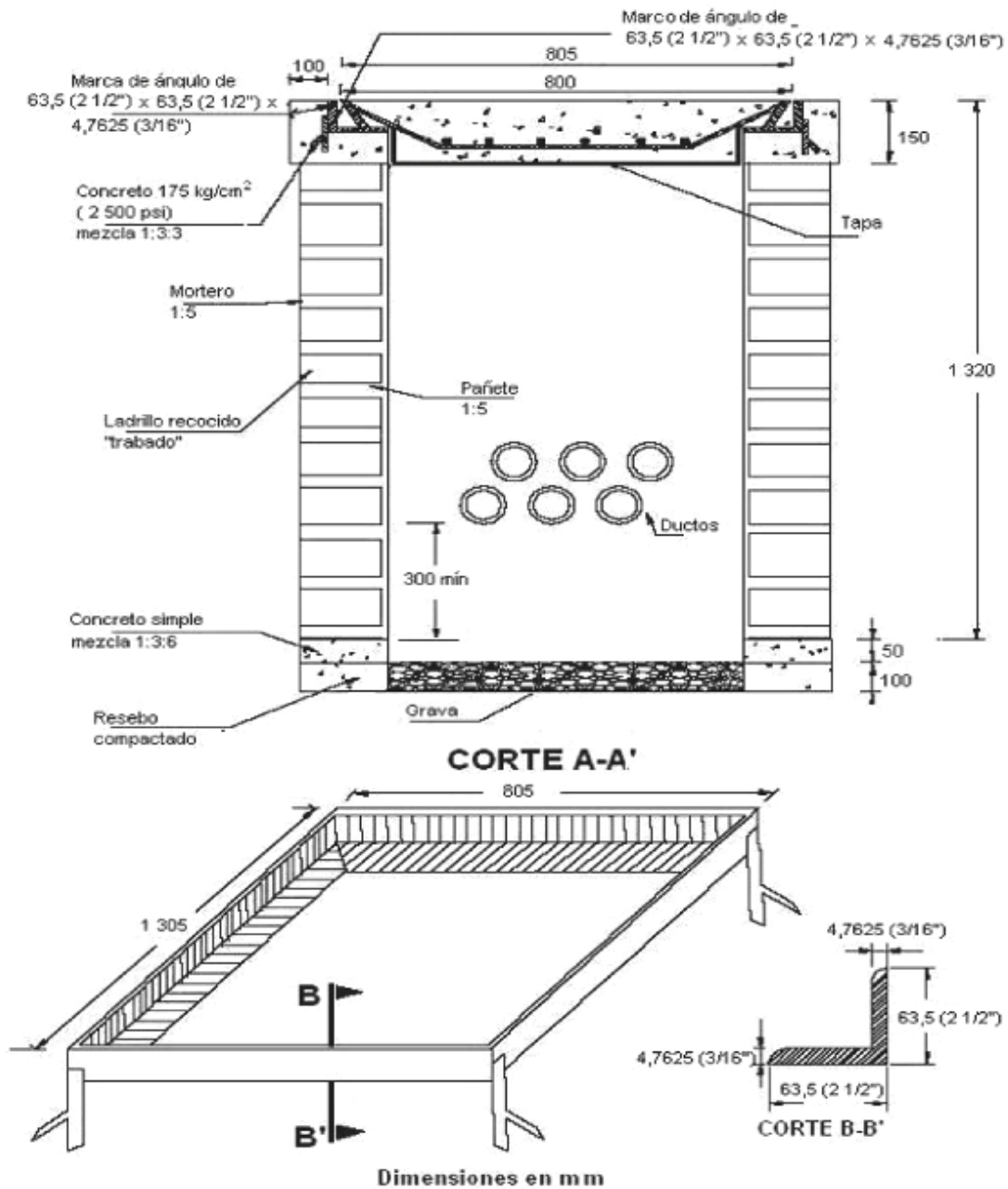


Figura 9.21 Caja de inspección MT, vista lateral.

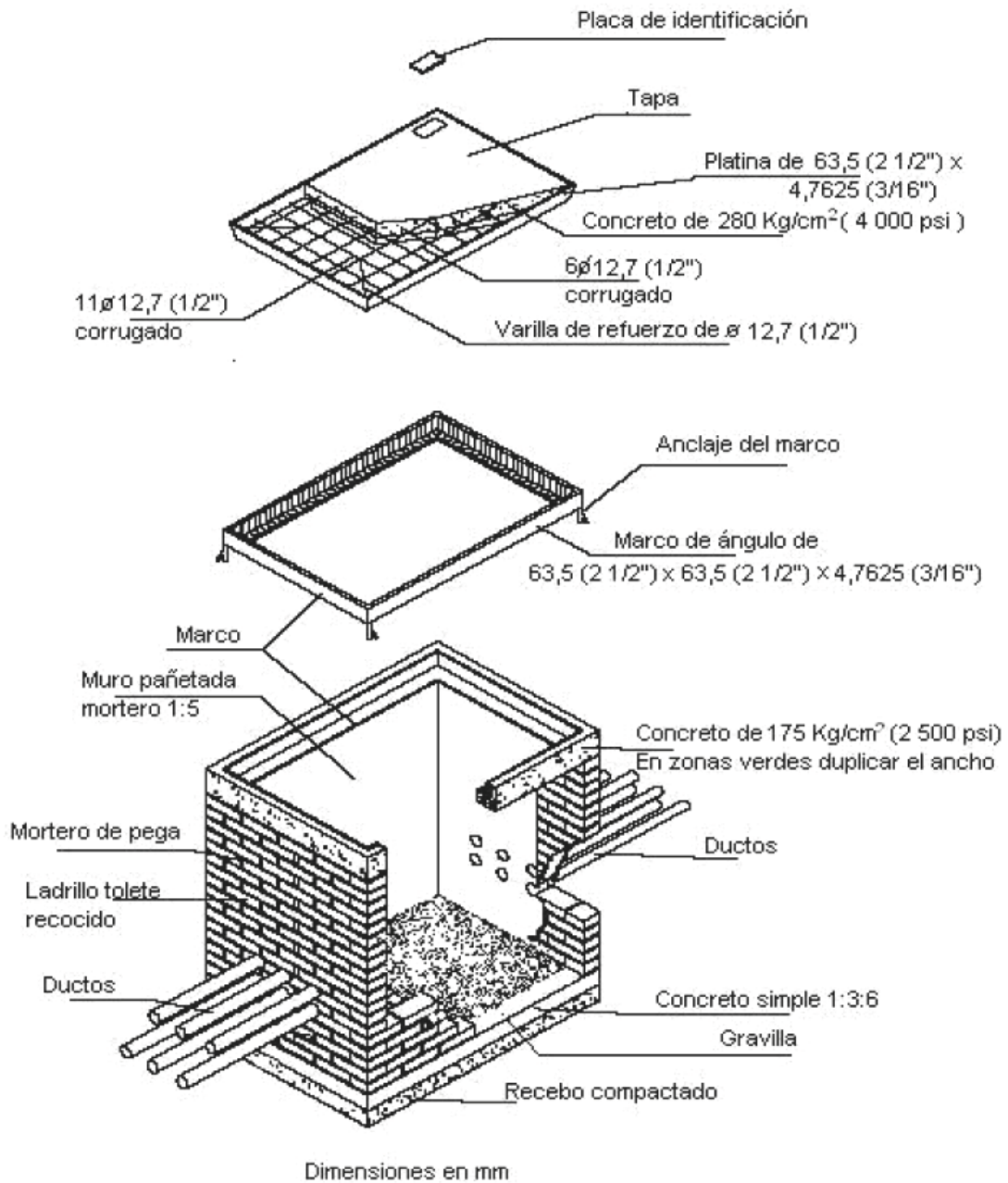
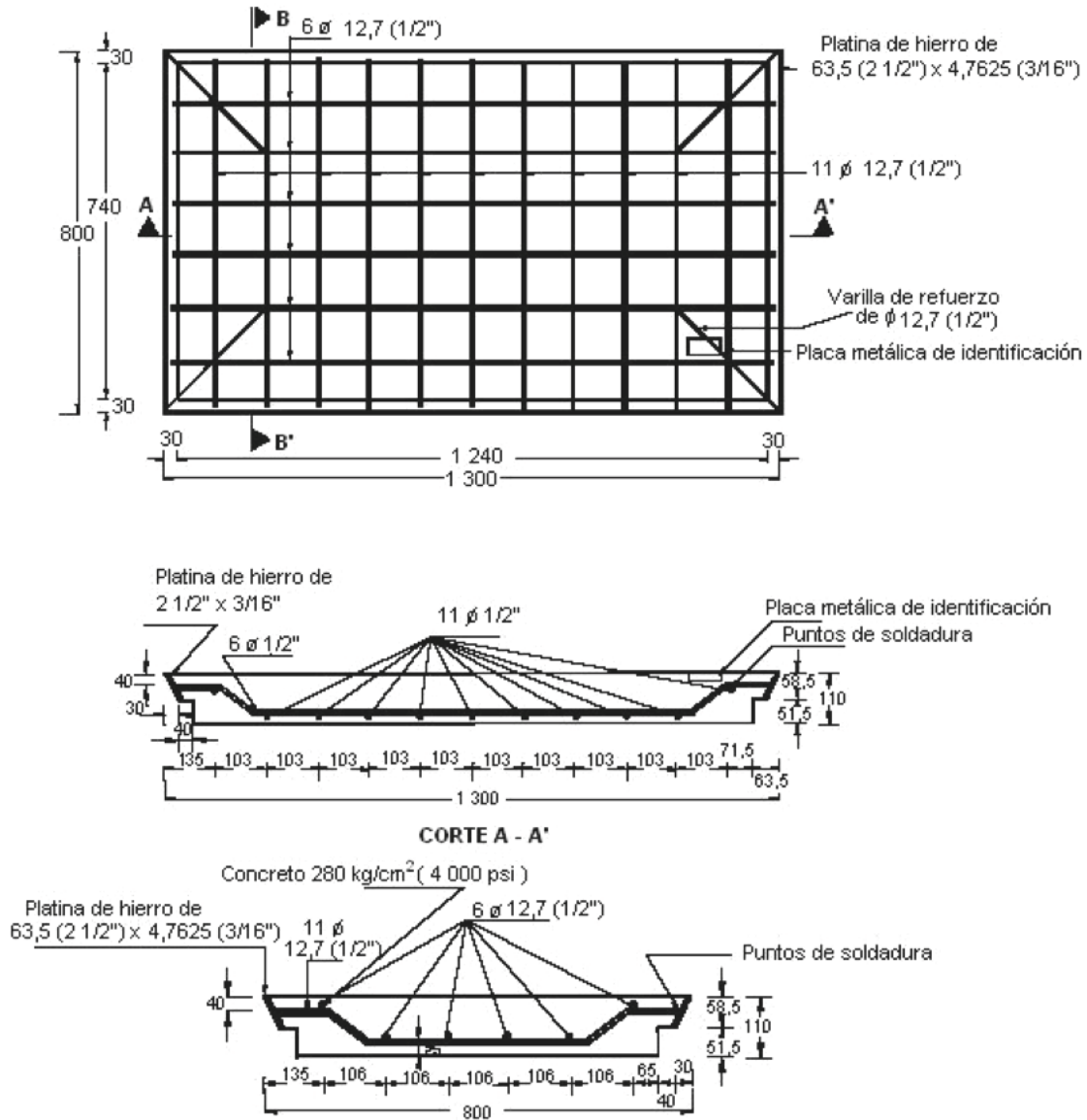


Figura 9.22 Caja de inspección MT, vista isométrica.



NOTAS:
 -LAS DIMENSIONES DE ESTA TAPA SON ÚNICAS PARA LOS DOS TIPOS DE CAJAS: Sencillas y dobles
 -Dimensiones en mm

Figura 9.23 Tapa para caja de MT.

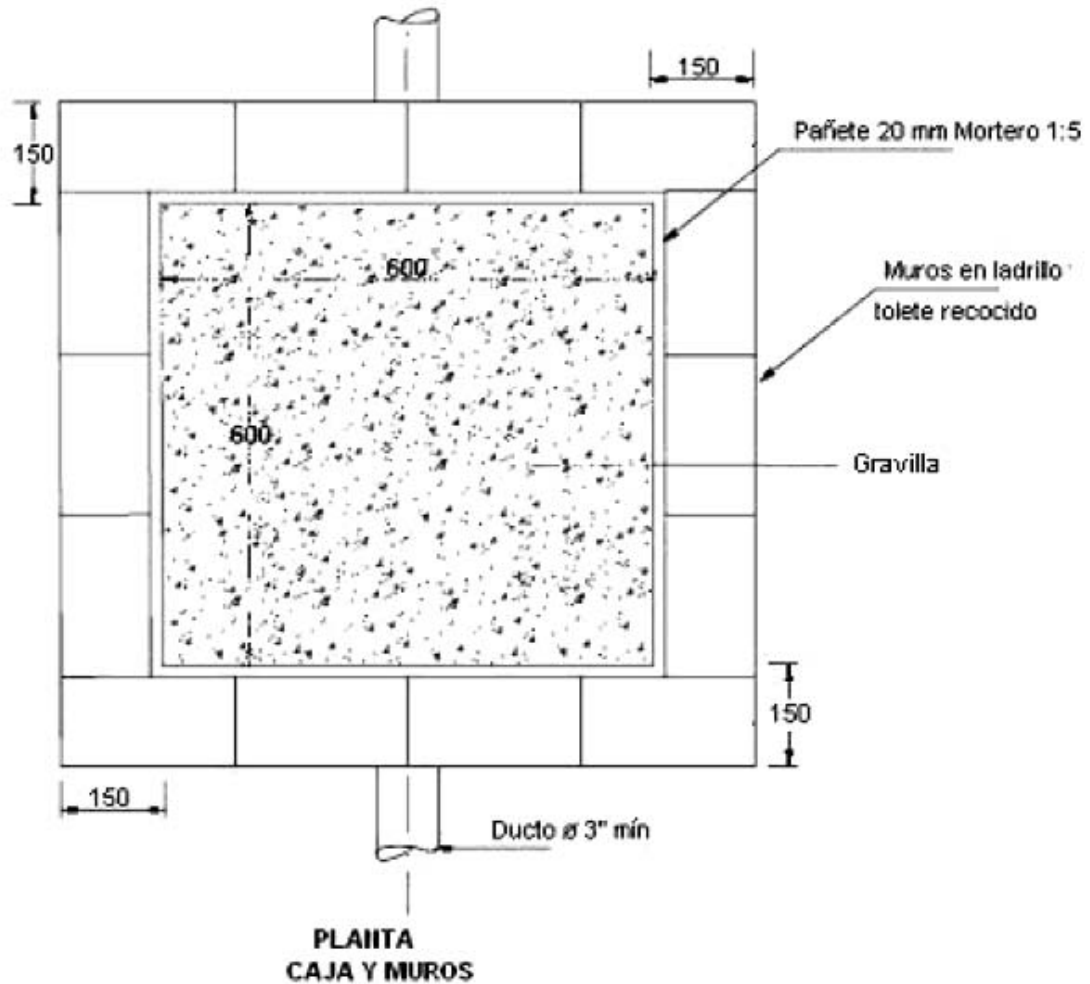


Figura 9.24 Caja de inspección BT.

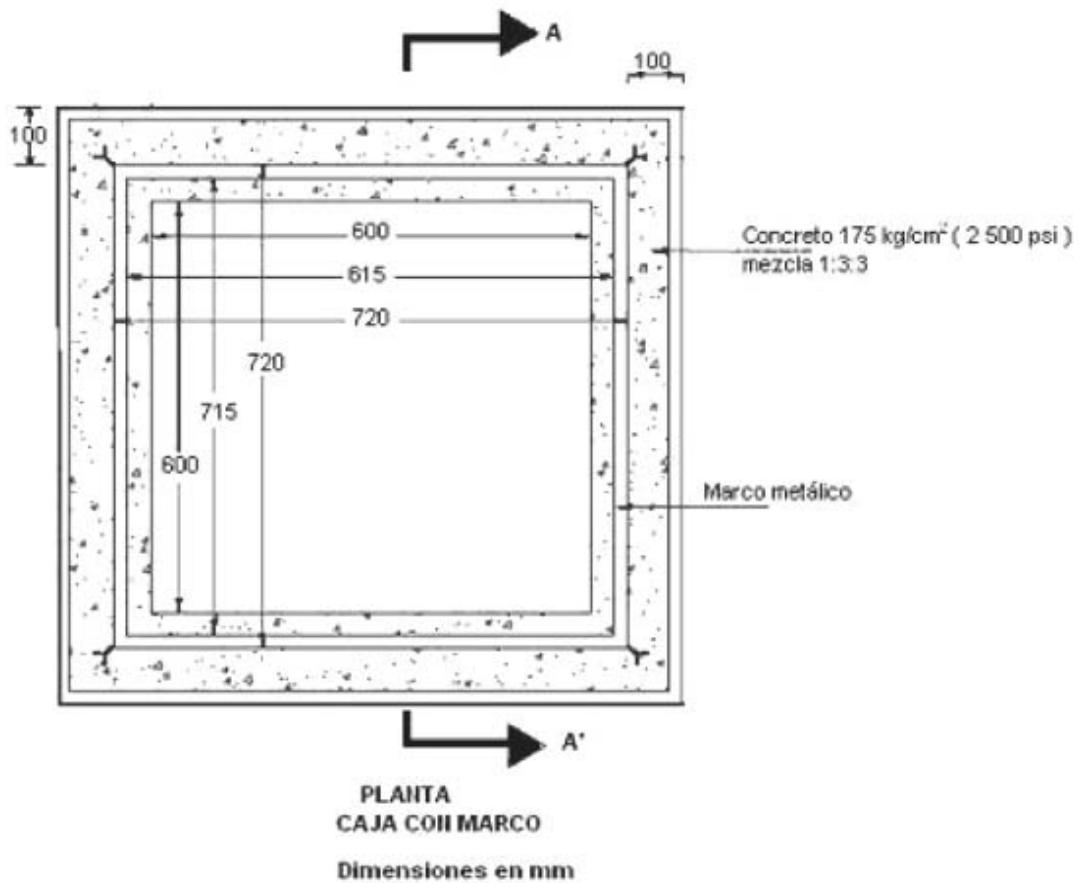
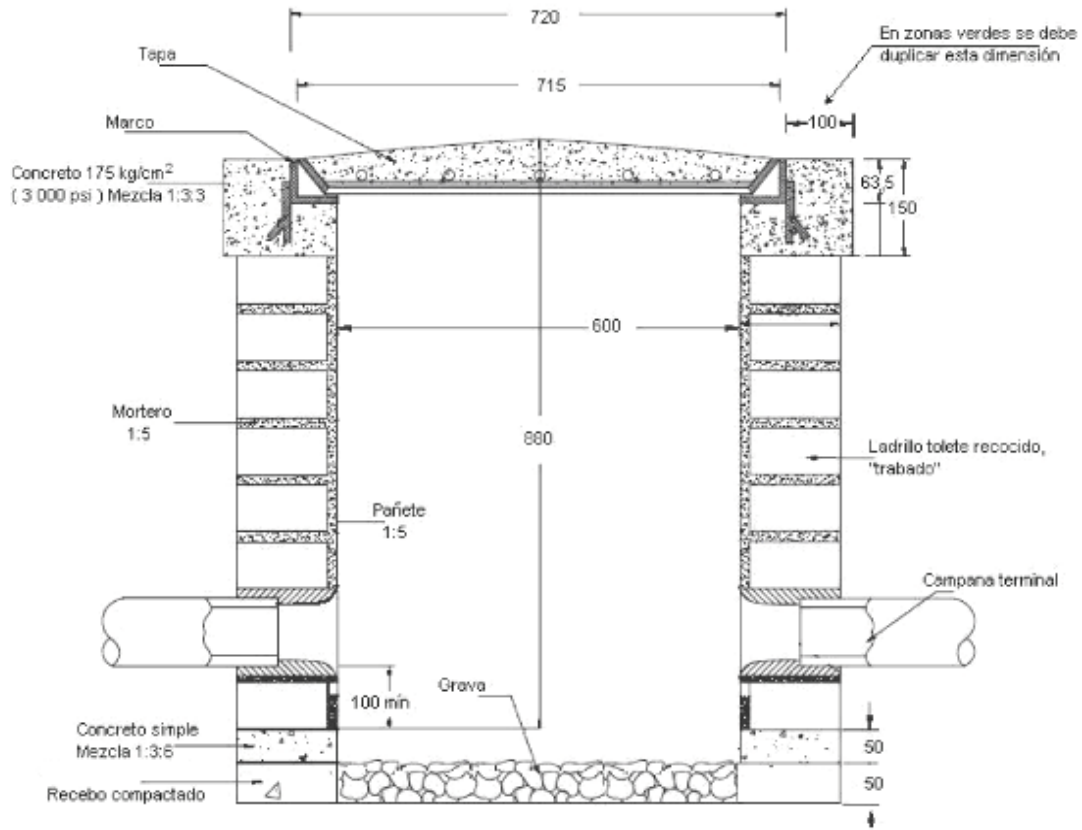
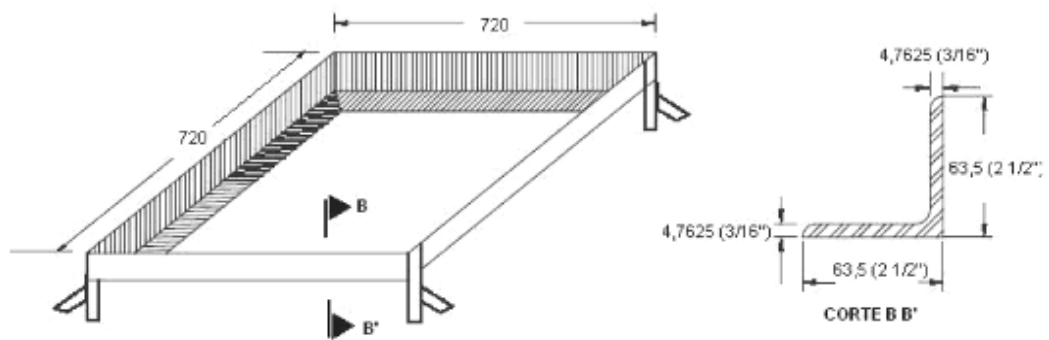


Figura 9.25 Caja de inspección BT, vista de planta con marco.



CORTE A - A'



MARCO PARA CAJA DE INSPECCIÓN DE ACOMETIDAS DE A.P. Y B.T.

Dimensiones en mm

Figura 9.26 Caja de inspección BT, vista lateral.

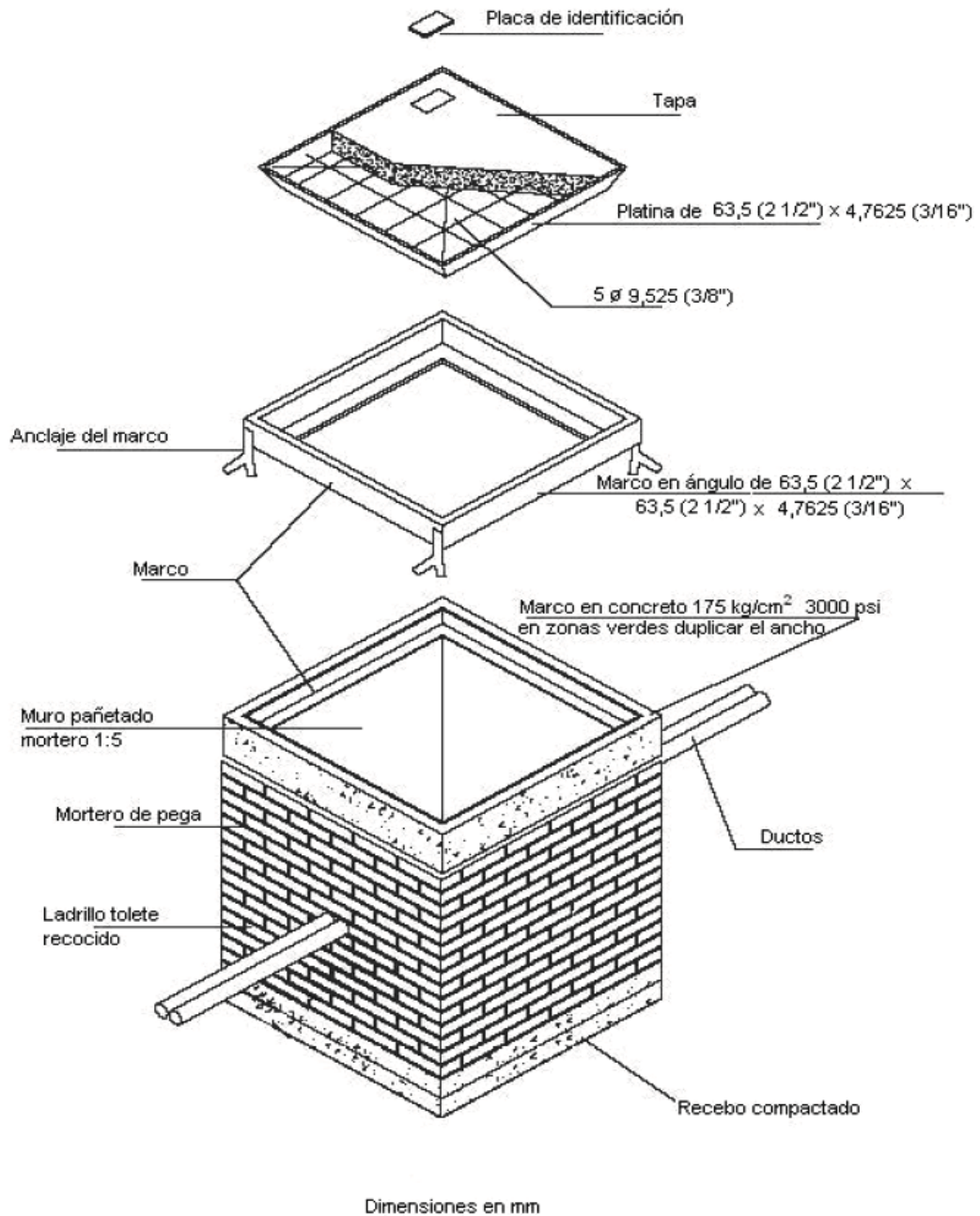
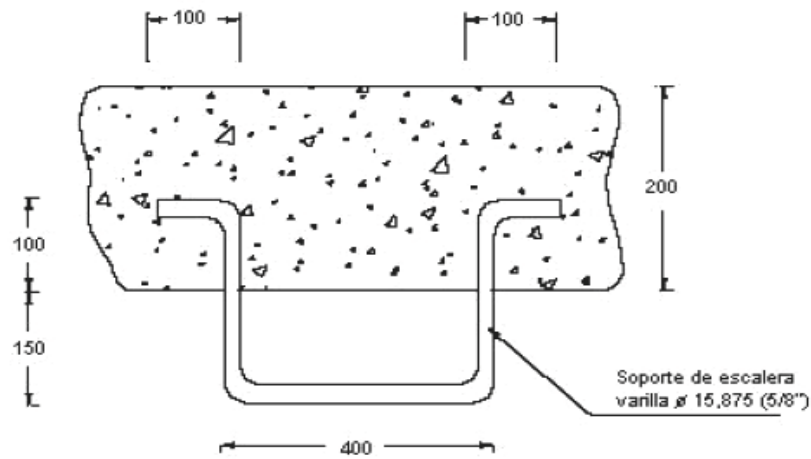
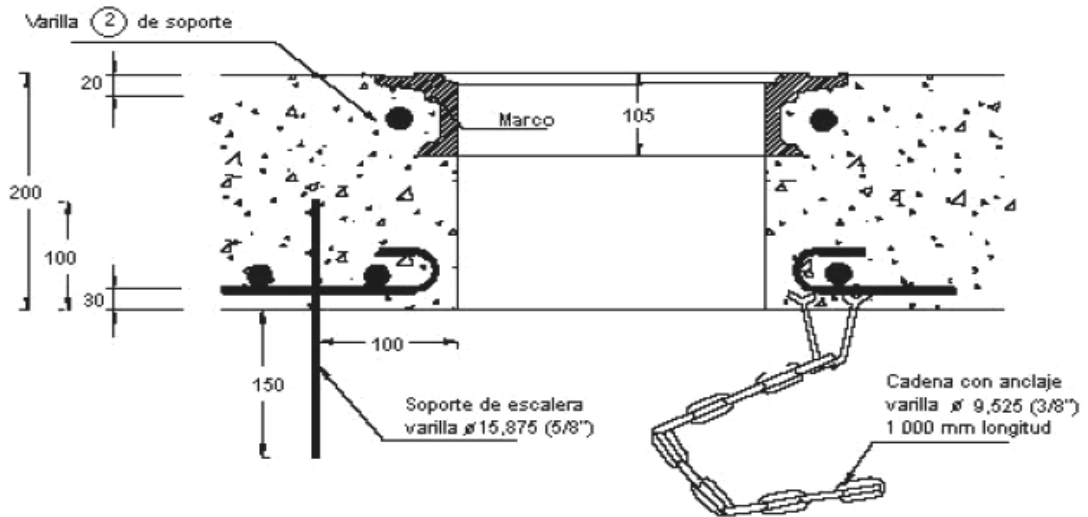


Figura 9.28 Caja de inspección BT, vista isométrica.

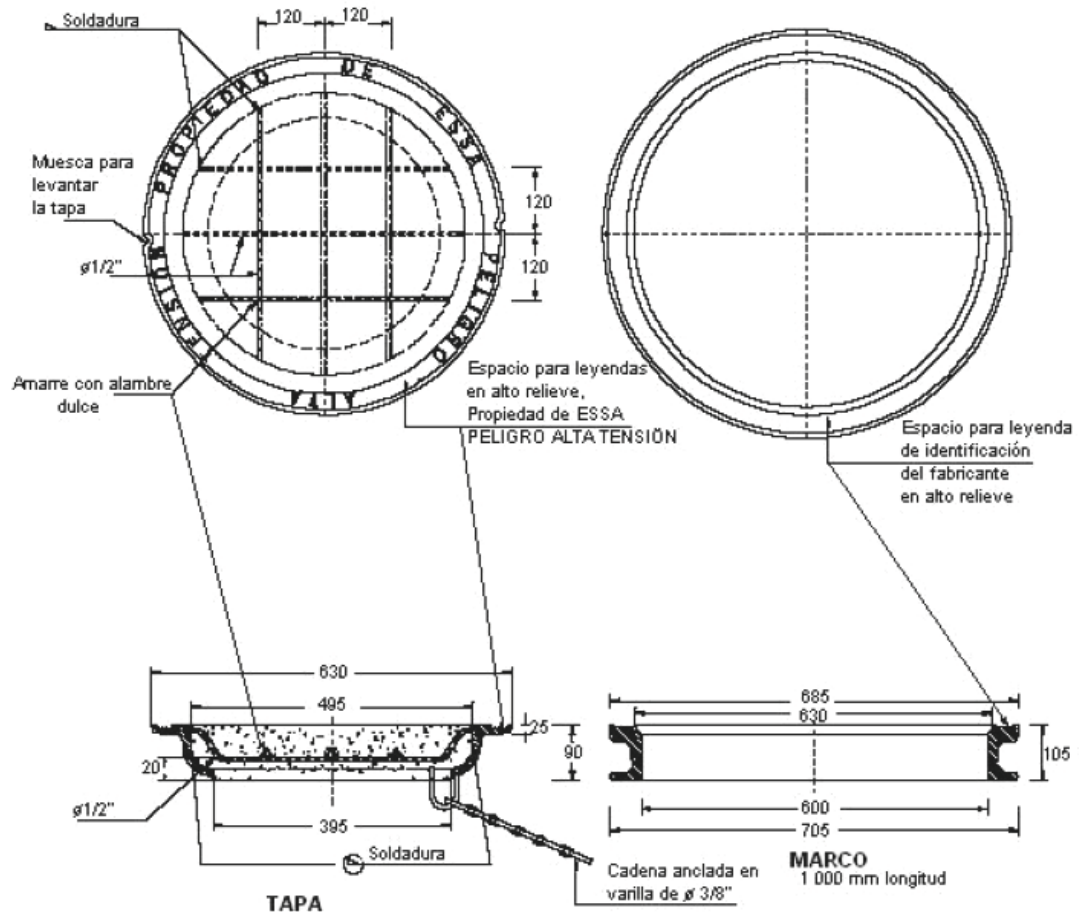
DETALLE DE ANCLAJE DEL MARCO



DETALLE DE SOPORTE PARA ESCALERA

Dimensiones en mm

Figura 9.29 Anclaje del marco de la tapa



NOTAS

- Las varillas de $\varnothing 1/2"$ van soldadas entre si y a la tapa
- Las superficies en contacto con el concreto serán rugosas
- El concreto será de 4 000 psi, relación 1:2:2 de cemento, arena y grava
- Dimensiones en mm

Figura 9.30 Detalle de la tapa para cajas de inspección.



9.4 DUCTERÍA.

En los circuitos de 34,5 y 13,2 kV, el número de ductos de un banco debe ser superior al número de circuitos, en razón que deben dejarse ductos de reserva para mantenimiento y refrigeración de los cables. Debe dejarse un ducto de reserva por cada dos ductos con circuitos. En el caso de circuitos de baja tensión, debe dejarse como mínimo un ducto de reserva por banco.

Los ductos más profundos deben descansar uniformemente sobre lechos compactados, con una pendiente mínima del 1% hacia las cajas de inspección. Se debe colocar una capa de arena de peña con un espesor mínimo de 4 cm en el fondo de la zanja. Las uniones de los ductos dentro del tendido de la ductería deben quedar traslapadas, nunca deben quedar una sobre otra. Los espacios entre ductos deben ser llenados exclusivamente con arena de peña compactada, libre de piedras.

El tendido de los ductos se ha de hacer lo más recto posible, en caso de cambio de dirección se debe construir una caja para tal efecto. Al llegar a las cajas los ductos deberán estar provistos de campanas (Ductos en PVC) ó de boquillas terminales (Ductos de acero galvanizado).

Los ductos de reserva deben taponarse a fin de mantenerlos libres de basura, tierra, etc. Como señal preventiva de presencia de ductos eléctricos instalados, se debe colocar una banda plástica adecuada para la identificación de los mismos, a lo largo de la zanja a una profundidad de 30 cm de la superficie de relleno,.

La ductería alojará redes de un mismo nivel de tensión; en ningún caso se podrán llevar por un mismo ducto redes de baja y de media tensión. Así mismo, no se permitirá la utilización de la ductería de las redes eléctricas para alojar componentes de otros sistemas (por ejemplo: comunicaciones, televisión, acueducto, gas, alcantarillado etc.).

En las transiciones de red aérea a subterránea y viceversa se instalaran ductos metálicos galvanizados con sus respectivos accesorios.

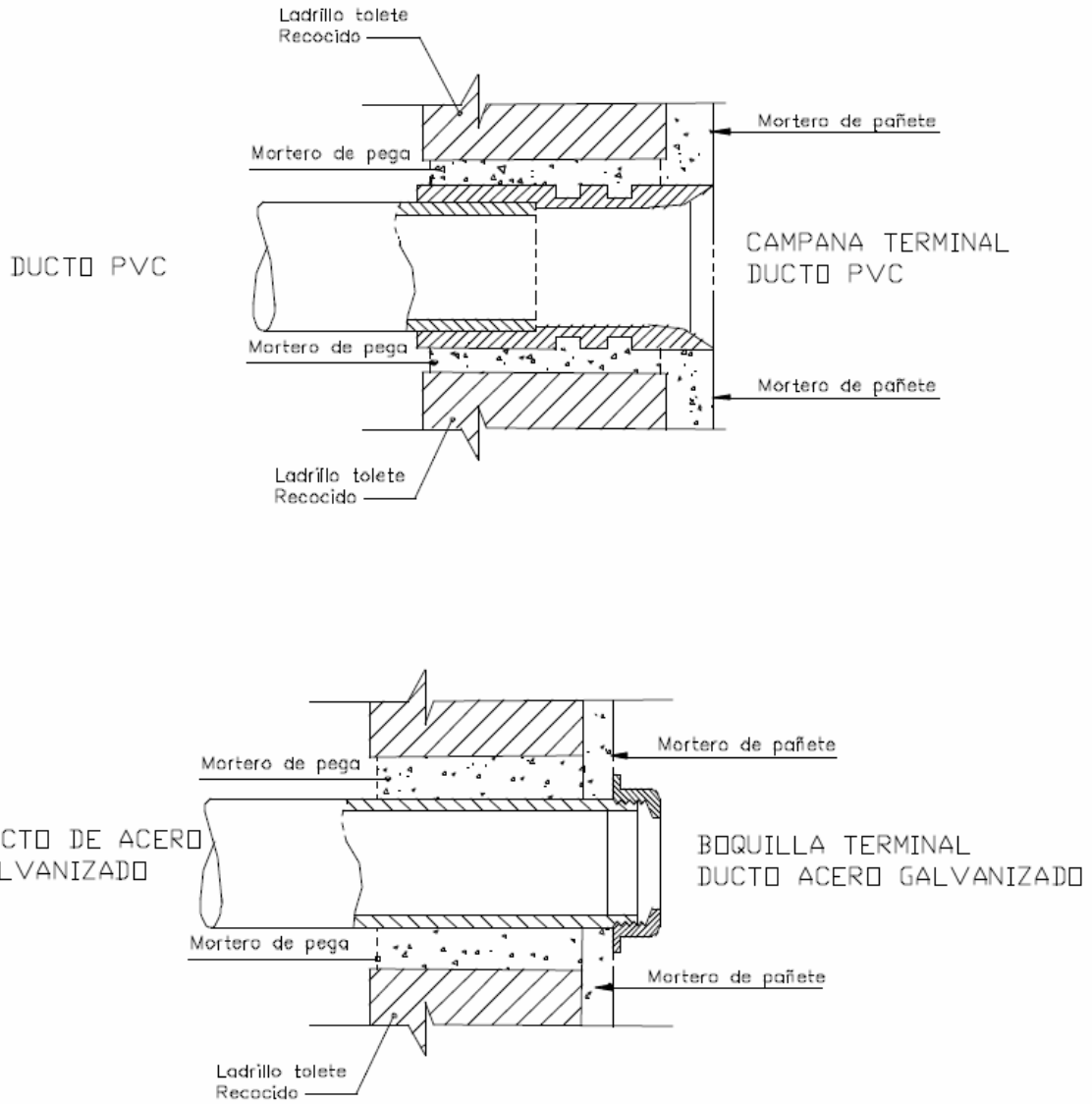


Figura 9.31 Llegada de ductos a cajas.

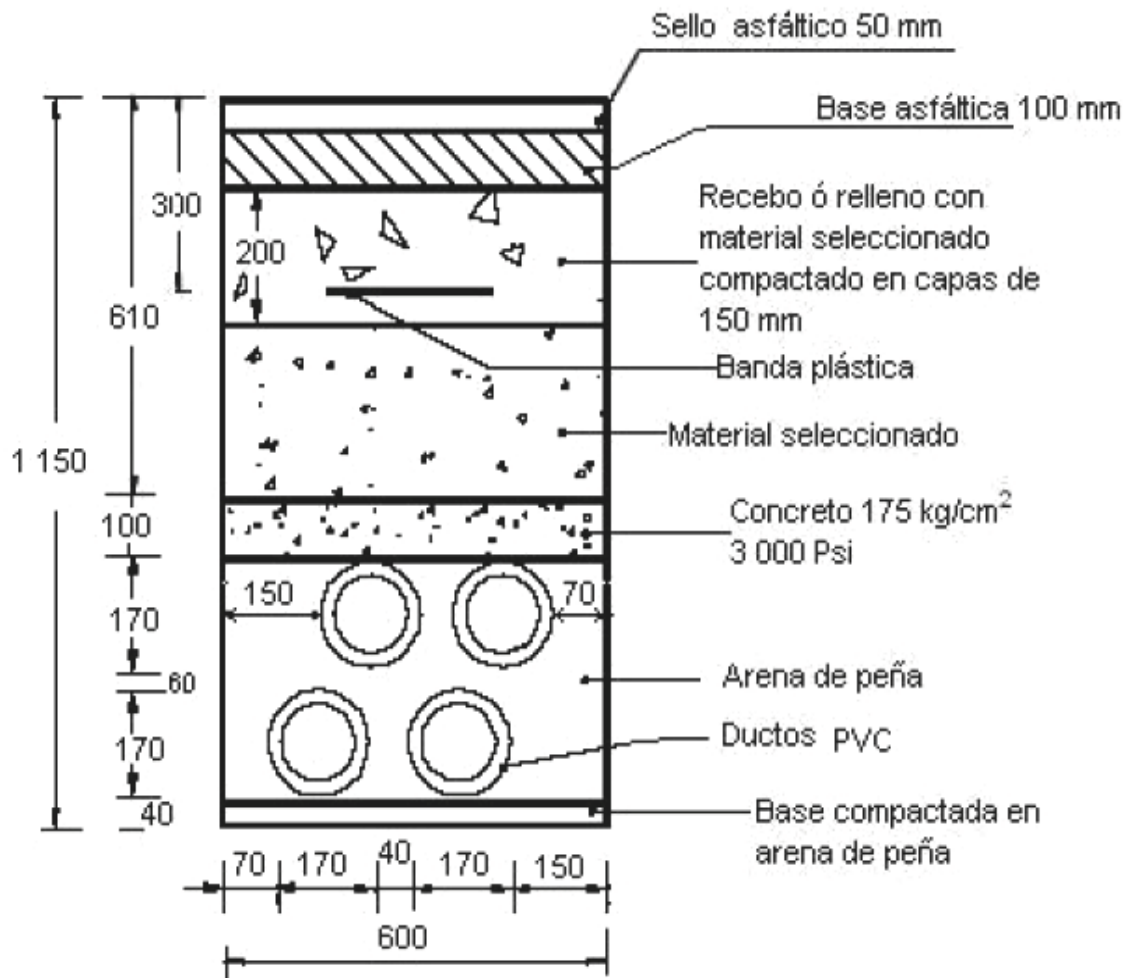


Figura 9.32 Ductería subterránea. Cruce de calzada.

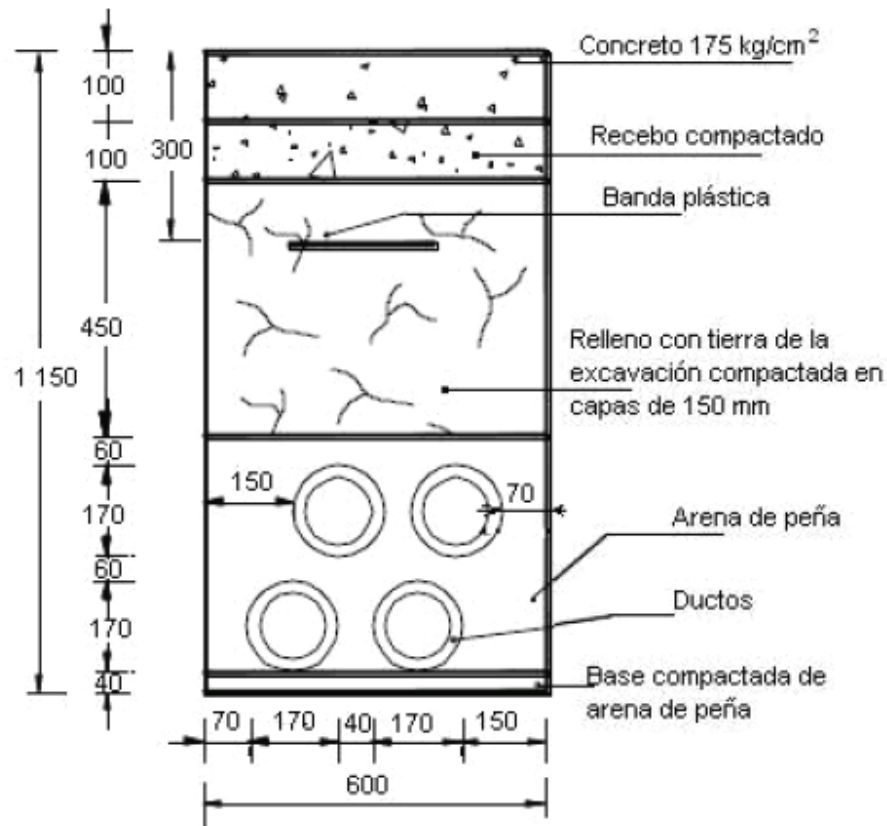


Figura 9.33 Ductería subterránea. Andén en concreto.

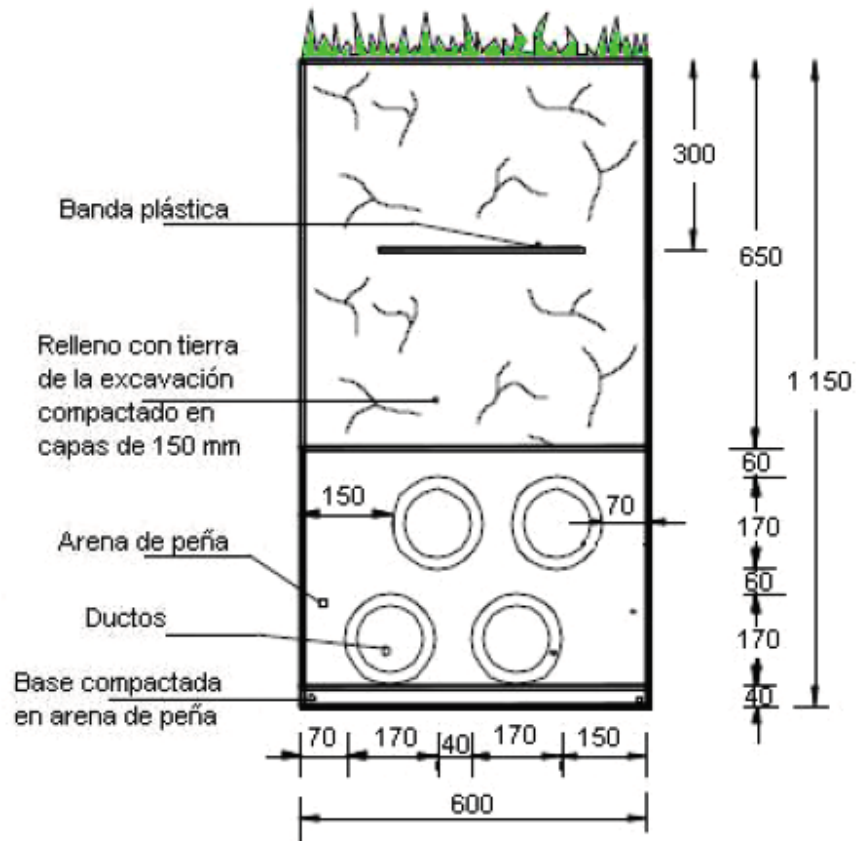


Figura 9.34 Ductería subterránea. Zonas verdes



BIBLIOGRAFIA

- [1] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS, Código Eléctrico Colombiano N.T.C. 2050. Primera actualización. Santa Fé de Bogotá D.C: ICONTEC 2.002. 1041p.
- [2] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Resolución 180398. Santa Fé de Bogotá D.C., 2.004. 119 p.
- [3] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, Modificación parcial al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Resolución 180498. Santa Fé de Bogotá D.C., 2.005. 85 p.
- [4] NATIONAL ELECTRICAL CODE COMMITTEE, National Electrical Code NFPA 70. 2005.
- [5] ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Manual de instalaciones eléctricas residenciales e industriales. Limusa, México 1.998.
- [6] ELECTRIFICADORA DE SANTANNDER, Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución. Bucaramanga Santander. 2005. 165p.