
Equipos e Instalaciones Electrotécnicas

Instalaciones Eléctricas de Enlace y Centros de Transformación

**ADAPTADO AL NUEVO
RBT** (BOE 2002)

**José Carlos Toledano Gasca
José Luis Sanz Serrano**

5ª Edición

THOMSON
★
PARANINFO

Australia • Canadá • México • Singapur • España • Reino Unido • Estados Unidos



Instalaciones eléctricas de enlace y centros de transformación
© José Carlos Toledano Gasca y José Luis Sanz Serrano

Gerente Editorial Área Técnico-Vocacional:
Olga M^a Vicente Crespo

Editoras de Producción:
Clara M^a de la Fuente Rojo
Consuelo García Asensio

Diseño de cubierta:

Montytext

Preimpresión:

Montytext

Impresión:

Gráficas Rogar.
Pollg. Ind. Alparrache
Navalcarnero (Madrid)

COPYRIGHT © 2001 International
Thomson Editores Spain
Paraninfo, S.A.
5ª edición, 2ª reimpresión, 2004

Magallanes, 25; 28015 Madrid
ESPAÑA
Teléfono: 91 4463350
Fax: 91 4456218
clientes@paraninfo.es
www.paraninfo.es

Impreso en España
Printed in Spain

ISBN: 84-9732-233-9
Depósito Legal: M-30.513-2004

(073/72/96)

Reservados los derechos para todos los países de lengua española. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 270 del Código Penal vigente, podrán ser castigados con penas de multa y privación de libertad quienes reprodujeran o plagiaran, en todo o en parte, una obra literaria, artística o científica fijada en cualquier tipo de soporte sin la preceptiva autorización. Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de la cubierta, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de ninguna forma, ni por ningún medio, sea éste electrónico, químico, mecánico, electro-óptico, grabación, fotocopia o cualquier otro, sin la previa autorización escrita por parte de la Editorial.

Otras delegaciones:

México y Centroamérica
Tel. (525) 281-29-06
Fax (525) 281-26-56
clientes@mail.internet.com.mx
clientes@thomsonlearning.com.mx
México, D.F.

Puerto Rico
Tel. (787) 758-75-80 y 81
Fax (787) 758-75-73
thomson@coqui.net
Hato Rey

Chile
Tel. (562) 531-26-47
Fax (562) 524-46-88
devoregr@netexpress.cl
Santiago

Costa Rica
EDISA
Tel./Fax (506) 235-89-55
edisacr@sol.racsa.co.cr
San José

Colombia
Tel. (571) 340-94-70
Fax (571) 340-94-75
clithomson@andinet.com
Bogotá

Cono Sur
Paseo Santa Rosa, 5141
C.P. 141 - Ciudad de Buenos Aires
Tel. 4833-3638/3883 - 4831-0764
thomson@thomsonlearning.com.ar
Buenos Aires (Argentina)

República Dominicana
Caribbean Marketing Services
Tel. (809) 533-26-27
Fax (809) 533-18-82
cms@codatel.net.do

Bolivia
Liberías Asociadas, S.R.L.
Tel./Fax (591) 2244-63-09
libras@datacom-bo.net
La Paz

Venezuela
Ediciones Ramville
Tel. (582) 793-20-92 y 782-28-21
Fax (582) 793-66-66
iclibros@attglobal.net
Caracas

El Salvador
The Bookshop, S.A. de C.V.
Tel. (503) 243-70-17
Fax (503) 243-12-90
amorales@sal.gbm.net
San Salvador

Guatemala
Textos, S.A.
Tel. (502) 368-01-48
Fax (502) 368-15-70
textos@infovia.com.gt
Guatemala

Índice

Prólogo	XI
---------------	----

Introducción	XIII
--------------------	------

1 Redes de distribución eléctrica

1.1. Principios y constitución de las redes de distribución eléctrica	1
1.1.1. Conceptos generales	2
1.1.2. Constitución de una red de distribución ...	2
1.2. Clasificación y características de las redes de distribución	3
1.2.1. Tipos de corriente, tensiones y tipos de líneas	11
1.2.2. Tipos de conexión en las redes de distribución	11
1.3. Representación gráfica y documentación	12
1.4. Transmisión de información en los sistemas eléctricos	14
1.4.1. Generalidades	14
1.4.2. Comunicaciones por hilo telefónico	14
1.4.3. Comunicaciones por microondas	15
1.4.4. Comunicaciones por onda portadora	15
1.4.5. Comunicaciones mediante fibra óptica	15
Actividades y prácticas propuestas	17

2 Redes de distribución aéreas. Componentes

2.1. Clasificación y características de los apoyos	19
2.1.1. Constructivos	20
2.1.2. Características resistentes y dimensiones para los apoyos de las líneas de media tensión	20
2.1.3. Mecánicas	23
2.2. Características y tipos de conductores	24
2.2.1. Características de los conductores	24
2.2.2. Tablas de características	24
2.3. Características y tipos de los aisladores	26
2.3.1. Características	26
2.3.2. Niveles de aislamiento	26
2.3.3. Formación de cadenas	29
2.4. Características y tipos de crucetas	29
2.5. Cimentaciones	29
2.6. Conductores de tierra	31
Actividades y prácticas propuestas	33

3 Redes de distribución aéreas. Montaje y mantenimiento

3.1. Empalmes y conexiones	35
3.2. Montaje	36
3.2.1. Acciones a que se encuentran sometidas las líneas	38
3.2.2. Tensado de cables	43
3.3. Mantenimiento	44
3.3.1. Partes fundamentales a las que debemos someter a mantenimiento	44
3.3.2. Niveles de aislamiento en líneas aéreas ...	44
3.3.3. Puesta a tierra	45
3.4. Averías	47
Actividades y prácticas propuestas	50

4 Redes de distribución subterráneas. Montaje y mantenimiento

4.1. Generalidades	51
4.1.1. Tendido de canalizaciones	52
4.2. Condiciones de servicio de los cables subterráneos	72
4.2.1. Constitución de los cables subterráneos ...	72
4.2.2. Cables de campo radial y de campo no radial	73
4.2.3. Cables de aceite fluido	73
4.2.4. Designación de cables	73
4.2.5. Niveles de aislamiento para conductores a instalar en redes trifásicas	74
4.2.6. Intensidades nominales y de cortocircuito ...	75
4.3. Montaje y mantenimiento	76
4.3.1. Manejo y tendido de los cables eléctricos ..	76
4.4. Averías tipo	79
Actividades y prácticas propuestas	81

5 Normas básicas de seguridad en las instalaciones eléctricas

5.1. Generalidades	83
5.2. Elementos de protección para las instalaciones ..	84
5.2.1. Los relés de protección	85
5.3. Elementos de seguridad para las personas	89
5.4. Cinco reglas de oro de seguridad, para trabajos en instalaciones eléctricas	91
Actividades y prácticas propuestas	94

6 Centros de transformación	95
6.1. Generalidades	96
6.2. Clasificación de los centros de transformación	96
6.3. Partes fundamentales	101
6.4. Aparamenta para A.T.	102
6.5. Tomas de tierra	114
6.5.1. Sistemas de puesta a tierra	114
6.6. Potencia de cortocircuito. Cálculo	117
6.7. Maniobras en un C.T.	118
6.7.1. Instrucciones para maniobras	118
6.7.2. Modo de reponer un fusible	119
6.7.3. Rearme de relés	119
6.7.4. Maniobra en la celda de interruptor	119
6.7.5. Maniobra en la celda del seccionador	119
6.7.6. Condena de aparatos	119
6.7.7. Enclavamientos	120
6.7.8. Comprobación de la concordancia de fases	120
6.8. Evolución de los C.T.	121
6.9. Operaciones previas a la puesta en servicio de un C.T.	124
6.10. Revisiones periódicas en los centros de transformación	126
6.11. Materiales y medidas de seguridad en un C.T.	130
6.12. Índice aconsejable de los apartados que deben tener los proyectos de líneas aéreas, subterráneas y centros de transformación	131
Actividades y prácticas propuestas	134

7 Previsión de cargas: sistemas de distribución para edificios	135
7.1. Sistemas de distribución para edificios	136
7.2. Grados de electrificación de una vivienda	136
7.3. Determinación del grado de electrificación	136
7.4. Grado de electrificación proyectado	136
7.5. Previsión de cargas en los edificios	136
7.5.1. Cálculo de cargas en un edificio destinado principalmente a viviendas	136
7.6. Carga total correspondiente a edificios comerciales, de oficinas, o destinados a una o varias industrias	138
7.6.1. Edificios comerciales o de oficinas	138
7.6.2. Edificios destinados a concentración de industrias	139
7.7. Suministros monofásicos	139
7.8. Ejemplos de aplicación	139
7.8.1. Calcular la potencia demandada por el grupo de viviendas	139
7.8.2. Calcular la potencia demandada para un edificio de viviendas, oficinas y locales comerciales	139
Actividades y prácticas propuestas	140

8 Estructura de la red de enlace e interiores	141
8.1. Instalaciones de enlace. Generalidades	142
8.2. Acometidas	142
8.2.1. Acometida aérea	142

8.2.2. Acometida subterránea	143
8.3. Caja General de Protección: CGP - BTM	143
8.3.1. Tipos de cajas	143
8.3.2. Bases Tripolares Verticales BTM	145
8.3.3. Huecos en la construcción para la caja general de protección	146
8.3.4. Ejemplo de cálculo para la CGP	146
8.4. Línea general de alimentación	147
8.4.1. Instalación	147
8.4.2. Dimensionado	147
8.4.3. Ejemplo de cálculo rápido para líneas generales de alimentación	147
8.4.4. Protecciones contra sobrecargas en las líneas generales de alimentación	148
8.4.5. Protección por cortocircuito	148
8.5. Centralización de contadores	149
8.5.1. Cuarto de contadores	149
8.5.2. Composición de la centralización de contadores	150
8.5.3. Determinación práctica del número de huecos y módulos necesarios en una centralización de contadores	152
8.6. Derivaciones individuales	153
8.6.1. Composición	153
8.6.2. Tipos de derivaciones individuales	153
8.6.3. Trazado	153
8.6.4. Características y dimensionado de las canalizaciones	154
8.6.5. Características de los conductores	154
8.7. Interruptor de Control de Potencia	155
8.7.1. Ubicación y características	155
8.7.2. Ejemplo de cálculo de la intensidad de los ICP	155
8.7.3. Potencias de contratación	155
8.8. Cuadro General de Mando y Protección	155
8.8.1. Ubicación	156
8.8.2. Composición y montaje	156
8.8.3. Características del Cuadro General de Mando y Protección	157
8.8.4. Tipos de Cuadros Generales específicos para uso de viviendas	157
8.9. Instalación interior	157
8.9.1. Instalaciones interiores específicas para edificios de viviendas	158
8.9.2. Número de circuitos	158
8.9.3. Puntos de utilización	160
8.9.4. Instalación eléctrica de cocinas	162
8.9.5. Instalación de cuartos de baño y aseo	163
8.10. Otras instalaciones del edificio	164
8.10.1. Instalaciones de garaje	164
8.10.2. Ascensores y montacargas	165
8.10.3. Servicios generales	166
8.11. Símbolos utilizados en instalaciones de Baja Tensión	166
Actividades y prácticas propuestas	168

9 Cables y canalizaciones	169
9.1. Cables y conductores aislados	170
9.1.1. Definiciones	170
9.1.2. Clasificación de los cables	170
9.1.3. Elección de los cables	171

9.1.4. Composición del alma de los conductores .	172
9.2. Aislamiento	172
9.2.1. Definiciones	172
9.2.2. Aislamientos secos naturales	172
9.2.3. Aislamientos secos termoplásticos	172
9.2.4. Aislamientos secos elastómeros	173
9.2.5. Aislamientos impregnados	173
9.2.6. Nivel de aislamiento	173
9.3. Cables especiales de protección contra el fuego: cables ignífugos	173
9.4. Nomenclatura de los cables	174
9.4.1. Designación de los cables para su represen- tación gráfica: indicación sobre los conduc- tores	174
9.4.2. Designación de los cables por su color, para su definición en obra	175
9.4.3. Designación o denominación normalizada de cables para 0,6/1 kV	175
9.4.4. Designación o denominación normalizada de cables para 450/750 V	176
9.5. Conductos portables de protección y montaje .	177
9.5.1. Tubos protectores	177
9.5.2. Bandejas portables	179
9.5.3. Canales portables	180
9.5.4. Molduras	180
Actividades y prácticas propuestas	182

10 Medidas eléctricas

10.1. Características y clasificación de los aparatos de medida	184
10.1.1. Conceptos generales	184
10.1.2. Clasificación de los aparatos de medida .	184
10.1.3. Características de la medición	185
10.1.4. Errores de medición	185
10.1.5. Clase de precisión de los aparatos	186
10.1.6. Simbología de los aparatos de medida .	186
10.1.7. Normas de medición, uso y manteni- miento de los aparatos de medida	187
10.2. Aparatos de medida	187
10.2.1. Voltímetro	187
10.2.2. Transformadores de tensión	188
10.2.3. Amperímetros	188
10.2.4. Transformadores de intensidad	188
10.2.5. Óhmetro	189
10.2.6. Vatímetro	190
10.2.7. Varímetro	190
10.2.8. Teluróhmetro	190
10.2.9. Polímetro	191
10.2.10. Contador	191
10.3. Aparatos y equipos de medida para facturación de energía eléctrica	193
10.3.1. Contador de activa	193
10.3.2. Contador de reactiva	195
10.3.3. Máximo	196
10.3.4. Reloj o interruptor horario	196
10.3.5. Interruptor de control de potencia ICP ..	198
10.3.6. Equipos de medida	198
Actividades y prácticas propuestas	200

11 Tramitaciones para el alta de nuevos suministros

11.1. Petición de suministro	202
11.2. Trámites para la solicitud de suministros de energía eléctrica	202
11.2.1. Solicitud de acometida definitiva	202
11.2.2. Solicitud de acometida de obra	207
11.3. Trámites con la administración	207
11.4. Contratación con la empresa eléctrica	208
11.5. Suministro para la rehabilitación de edificios ...	208
Actividades y prácticas propuestas	210

12 Tarifas eléctricas

12.1. Tarifas eléctricas en Baja y Alta tensión	212
12.1.1. Tarifas en Baja Tensión	212
12.1.2. Tarifas en alta tensión	213
12.2. Complementos de la tarifa básica	213
12.2.1. Complemento por energía reactiva	213
12.2.2. Complemento por discriminación horaria .	214
12.3. Determinación de la potencia a facturar	215
12.3.1. Modo 1. Sin máxímetro	215
12.3.2. Modo 2. Con un máxímetro	216
12.3.3. Modo 3. Con dos máxímetros	216
12.3.4. Modo 4. Con 3 máxímetros	216
12.3.5. Modo 5. Estacional	216
12.4. Plazos de facturación y lecturas	216
12.5. Impuestos aplicables	217
12.5.1. IVA	217
12.5.2. Impuesto sobre la electricidad	217
12.6. Equipos y sistemas de medida y control	217
12.7. Póliza de abono	217
12.8. Gastos de contratación	220
12.9. Modelo de recibo	220
12.10. Ejemplos de facturación: problemas resueltos .	220
Actividades y prácticas propuestas	224

13 Reglamentación

13.1. Normas CENELEC, CEI y UNE	226
13.2. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión ..	226
13.2.1. Introducción y estructura	226
13.2.2. Real Decreto	226
13.2.3. Reglamento electrotécnico para baja tensión: Articulado	227
13.2.4. Instrucciones técnicas complementarias: ITC-BT	227
13.3. Real Decreto por el que se regulan las activida- des de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica	228
13.3.1. Introducción	228
13.3.2. Objetivos	229
13.3.3. Articulado del Real Decreto	229
13.4. Normas tecnológicas de la edificación	229
13.4.1. Introducción y objetivos	229
13.4.2. Clasificación de las normas	229

13.4.3. Normas sobre instalaciones	229	13.10. Reglamento de instalaciones de protección contra incendios	232
13.4.4. Normas de instalaciones de electricidad y protección eléctrica	230	13.10.1. Introducción y objetivos	232
13.5. Ley de Industria	230	13.10.2. Estructura del reglamento	232
13.5.1. Introducción y objetivos	230	13.10.3. Articulado del reglamento	232
13.5.2. Estructura	230	13.11. Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales	232
13.6. Normas particulares de las empresas eléctricas ..	230	13.11.1. Introducción y objetivos	232
13.7. Real Decreto sobre acometidas eléctricas	231	13.11.2. Estructura del reglamento	233
13.7.1. Introducción y objetivos	231	13.11.3. Articulado del reglamento	233
13.8. Reglamento sobre tarifas técnicas y medidas de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación	231	13.12. Ley del Sector Eléctrico	233
13.8.1. Introducción	231	13.12.1. Objetivos	233
13.8.2. Objetivos	231	13.12.2. Estructura de la Ley	233
13.8.3. Estructura del reglamento	231	13.12.3. Articulado	233
13.8.4. Reglamento	231	13.13. Otras normas legales	234
13.8.5. Instrucciones Técnicas Complementarias	231	Actividades y prácticas propuestas	235
13.9. Reglamento de líneas aéreas eléctricas de alta tensión	232	Bibliografía	237
13.9.1. Introducción y objetivos	232	Terminología	239
13.9.2. Estructura del reglamento	232	Índice analítico	245
13.9.3. Articulado del reglamento	232		

*Dispuesta así para el uso de las Aulas
como para completa instrucción
de los aficionados a esta Ciencia,
que aspiran a saberla con sólidos fundamentos
(Theodoro de Almeyda. Física experimental. 1790)*

Queremos dedicar esta obra a
nuestras esposas María Pilar y María Paz
y al Profesor D. Ramón San José Teijeiro,
“maestro” de muchas generaciones de
ingenieros técnicos y maestros industriales,
que nos inculcó el saber hacer, la técnica
y la honestidad sobre todas las cosas.

Prólogo

El libro de José Luis Sanz Serrano y José Carlos Toledano Gasca, que amablemente me han pedido que prologue, cosa que hago con mucho gusto, es un libro dirigido fundamentalmente a los alumnos de formación profesional de los módulos II de la familia de electricidad electrónica.

A lo largo de trece capítulos los autores desarrollan, a nivel eminentemente práctico, los aspectos de la distribución secundaria de energía eléctrica, con alguna llamada puntual a la distribución primaria, tanto desde el punto de vista de redes en sus diferentes tipos de montaje, así como su conformación, que ocupan los cuatro primeros capítulos de la obra.

El capítulo quinto, se refiere a Normas Básicas de Seguridad en las instalaciones eléctricas, capítulo que ha de ser detenidamente considerado por quien lo lea, en aras a concienciarse, si no lo estuviera ya, de la necesidad de evitar el accidente eléctrico.

El capítulo sexto se trata de los Centros de Transformación, con referencia a la casi totalidad de los tipos existentes en la actualidad, estando los capítulos séptimo y octavo dedicados a las instalaciones de enlace e interiores, para en los capítulos nueve y diez situarse en la temática de cables y medidas eléctricas, y terminar con los tres últimos capítulos dedicados a Trámites Administrativos y Comerciales para los suministros de energía eléctrica, Tarifas Eléctricas y Reglamentación.

El contenido de los diferentes capítulos de este libro termina con actividades y prácticas propuestas, que unidas a las numerosas figuras en forma de esquemas o planos técnicos, tablas, etc., hace que se logre un libro eminentemente visual que ha de ser la respuesta que se debe pretender en un libro técnico.

José Carlos Toledano Gasca es licenciado en Ciencias Físicas y ha desarrollado su actividad como Jefe del Área de Formación de la Asociación de Aplicaciones de la Electricidad y dentro de la Unidad de Marketing y Políticas Comerciales de Iberdrola.

José Luis Sanz Serrano es Ingeniero Técnico Industrial, Profesor Titular de la Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial y desarrolla el ejercicio libre de su profesión.

Los dos autores son ampliamente conocedores de los temas expuestos en su libro no sólo por su formación académica, sino también por el ejercicio de la docencia que como decía Cajal, "la mejor manera de aprender es enseñando".

Gabriel Gorris Gómez

Jefe Servicio Electricidad, Dirección General Industrial, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid.

Profesor de la U.P.M.

Prólogo a la 5ª edición actualizada

Con motivo de la aprobación del nuevo reglamento Electrotécnico para baja tensión en el Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto y publicado en el BOE de fecha 18 de septiembre de 2002, a propuesta del Ministerio de Ciencia y Tecnología, con el informe favorable del Ministerio de Administraciones Públicas y de acuerdo con el Consejo de Estado, hemos tenido que actualizar el presente libro para adecuarlo a las nuevas ITC BT reflejadas en el nuevo Reglamento.

Igualmente se han introducido las modificaciones debidas a la entrada en vigor del Real Decreto 1955/200 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y la derogación del Decreto de Verificaciones del año 1954 y del Real Decreto de Acometidas de 1983.

Afecta fundamentalmente a los capítulos del libro 7, 8, 11, 12 y 13.

Se han actualizado los ejemplos de tarifas eléctricas y acometidas eléctricas de acuerdo con los precios en vigor para 2003.

En el capítulo 4, correspondiente a redes de distribución subterránea: montaje y mantenimiento, se han actualizado las medidas a las que deben ir los conductores de acuerdo con las nuevas normas de las Empresas distribuidoras.

Esperamos que estas actualizaciones sean de utilidad para todos los profesionales que se dedican al diseño y a la ejecución de las instalaciones eléctricas y conozcan todas las variaciones aparecidas en el nuevo reglamento, que entrará en vigor el 19 de septiembre de 2003.

Los autores

Introducción

Las instalaciones eléctricas en baja tensión y los centros de transformación necesarios para las redes de distribución, son los pilares básicos de un sistema de distribución para edificios, que obliga a los profesionales de las instalaciones eléctricas a conocer y actualizarse sobre las normas, reglamentos y manuales que desarrollan estos temas, y así poderlos aplicar en base a la seguridad y a la calidad.

El módulo "Instalaciones Eléctricas de Enlace y Centros de Transformación" es una referencia de las necesidades y problemática que el futuro profesional de las instalaciones eléctricas se va a encontrar en el mundo laboral, por lo que en el desarrollo curricular del mismo se dan las herramientas necesarias para que el futuro profesional sea capaz de *"Construir, mantener y explotar equipos e instalaciones de distribución y suministros de energía eléctrica en media y baja tensión"*, y en concreto:

- Construir líneas de M.T. y B.T. y Centros de Transformación.
- Operar y mantener líneas eléctricas y Centros de Transformación, realizando las operaciones de maniobra correspondientes a este tipo de instalaciones, medidas de tierra, optimización de las mismas, mantenimiento preventivo, etc.
- Construir equipos de distribución y suministros de energía eléctrica en B.T. para edificios, mediante la consulta de la documentación técnica del proyecto en base a la calidad y la seguridad de las instalaciones.
- Construir y mantener las instalaciones de enlace de un edificio en base a la documentación técnica del proyecto y en base a las normas de seguridad y calidad de las instalaciones.
- Elaborar la documentación administrativa de las instalaciones de B.T. en el ámbito de su competencia, en base al REBT, seleccionando materiales, dispositivos, soportes y medios normalizados.

Nuestro **agradecimiento** más sincero a todas las Empresas del Sector Eléctrico que han colaborado con nosotros para poder hacer realidad este libro, asesorándonos y facilitándonos los catálogos y la documentación necesaria para la confección del mismo, y entre las que se encuentran, entre otras:

- AMYS (Asociación de Medicina y Seguridad en el Trabajo).
- COBRA S.A. (Ingeniería de Instalaciones).
- IBERDROLA (Empresa Productora y Suministradora de Energía).
- IMEFY S.L. (Fabricante de Transformadores).
- INAEL S.A. (Fabricante de Celdas y Aparataje Eléctrica).
- ORMAZABAL S.A. (Fabricante de Celdas y Aparataje Eléctrica).

- Elaborar programas de trabajo diario para un pequeño grupo de instaladores, asignando las tareas y optimizando recursos y medios materiales.

Con estas realizaciones profesionales se consiguen alcanzar las siguientes capacidades terminales:

- Analizar la estructura de las redes de distribución de energía eléctrica.
- Analizar la tipología, función y constitución de los centros de transformación.
- Realizar las operaciones de montaje y mantenimiento de los centros de transformación.
- Realizar las medidas eléctricas características de las líneas de distribución, de las instalaciones y de los centros de transformación.
- Diagnosticar averías y realizar las operaciones necesarias de mantenimiento en base a la seguridad personal y a la selección de los materiales.
- Elaborar la documentación técnica necesaria.

Este libro contiene 13 capítulos más la bibliografía, una terminología y un índice temático. Todos los temas del libro giran alrededor de los capítulos 6 y 8, que desarrollan los Centros de Transformación y las Instalaciones de Enlace, y que son el núcleo fundamental de este libro.

Se complementa con un gran número de esquemas y cuadros que le da un carácter eminentemente práctico al libro, útil como libro de texto y posterior libro de consulta del futuro profesional.

Este módulo, y por tanto este libro, está coordinado con el resto de los módulos básicos y transversales, tanto del primer curso como del segundo curso del Ciclo Formativo "Equipos e Instalaciones Electrotécnicas".

Los autores

- PIRELLI S.A. (Fabricante de conductores y elementos auxiliares).
- R.E.E. (Red Eléctrica de España. Transporte de Energía).
- SANZ BLASCO (Instalaciones Eléctricas).
- SCHNEIDER S.A. (Fabricante de Aparataje y Equipos Eléctricos).
- UNESA (Asociación de Sociedades Eléctricas).
- UNEX (Fabricante de canalizaciones).
- UNIÓN FENOSA (Empresa Productora y Suministradora de Energía).
- URIARTE (Fabricante de material eléctrico).

Redes de distribución eléctrica

Introducción

En este capítulo se describen las redes de distribución, haciendo un estudio detallado de su constitución, clasificación y características. Se desarrolla con ayuda de los esquemas y las normas de las principales empresas eléctricas, que utilizan las tecnologías más avanzadas para garantizar la seguridad y la calidad en el suministro de energía eléctrica.

Contenido

A lo largo del capítulo se van a desarrollar los siguientes temas:

- Principios y constitución de las redes de distribución eléctrica.
- Constitución de una red de distribución: información previa, criterios de diseño, espacios, etc.
- Clasificación de las redes de distribución: por tipos de corriente, de tensiones y de líneas.
- Tipos de conexión en las redes de distribución.
- Representación gráfica y documentación.
- Transmisión de información en los sistemas eléctricos. Comunicaciones por hilo telefónico, comunicaciones por microondas, comunicaciones por ondas portadoras y comunicaciones mediante fibra óptica.

Objetivos

- Conocer las distintas redes de distribución que se utilizan y las partes de que se componen.
- Conocer la documentación de una red de distribución.
- Interpretar los planos de una red de distribución y conocer la simbología aplicada.
- Ubicar las distintas redes de distribución según su tensión en el sistema eléctrico nacional.
- Analizar la transmisión de información en los sistemas eléctricos.

1.1. Principios y constitución de las redes de distribución eléctrica

1.1.1. Conceptos generales

La necesidad de producir energía al ritmo tan elevado que hoy en día se demanda por los consumidores, lleva a la necesidad de interconectar todas las Centrales de Generación a través de un sistema eléctrico integrado.

Por lo general, la mayoría de las veces las plantas de producción o generación de energía eléctrica no se encuentran en el lugar donde se va a consumir dicha energía, sino que es necesario transportarla desde dichos lugares de producción, situados a varios cientos o miles de kilómetros, hasta el punto de utilización, casi siempre situado en lugares próximos a ciudades o poblaciones de mayor o menor número de habitantes. Existe un refrán popular que dice: "La experiencia es la madre de la Ciencia", esto significa en nuestro caso, que muy pocas veces ha sido posible tener esta aproximación, y sólo en ocasiones muy especiales con la creación de puntos de elevados consumos energéticos se ha construido una planta generadora en sus proximidades.

Normalmente las Centrales Generadoras, sean del tipo que sean, hidráulicas, térmicas, nucleares, eólicas, etc., suelen situar-

se junto a los nacimientos de las materias primas que van a utilizar para la creación de dicha energía (agua, carbón, viento) o necesaria para la refrigeración de los elementos que la producen (agua para la refrigeración de los reactores situados en las centrales nucleares).

Las tensiones de generación eléctrica en las diversas centrales oscila entre los 6.000 y 18.000 voltios, tensiones que no son suficientes para su transporte a grandes distancias. Normalmente estas tensiones son elevadas al nivel de tensión óptima para que las pérdidas por efecto Joule sean lo más pequeñas posibles.

Las tensiones de transporte que se suelen utilizar están reflejadas en el Art. 2 del Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión (R.L.A.A.T.) y son las siguientes:

132 KV - 220 KV - 380 KV

Mientras que las tensiones que normalmente se suelen utilizar en redes de distribución son:

30 KV - 45 KV - 66 KV

Y las de suministro y distribución para polígonos industriales, zonas residenciales y núcleos urbanos en alta tensión son :

3 KV - 6 KV - 10 KV - 15 KV - 20 KV

De entre ellas, y de acuerdo con el Art. 2 del (R.L.A.A.T.) se recomienda la utilización de las tensiones señaladas en negrilla.

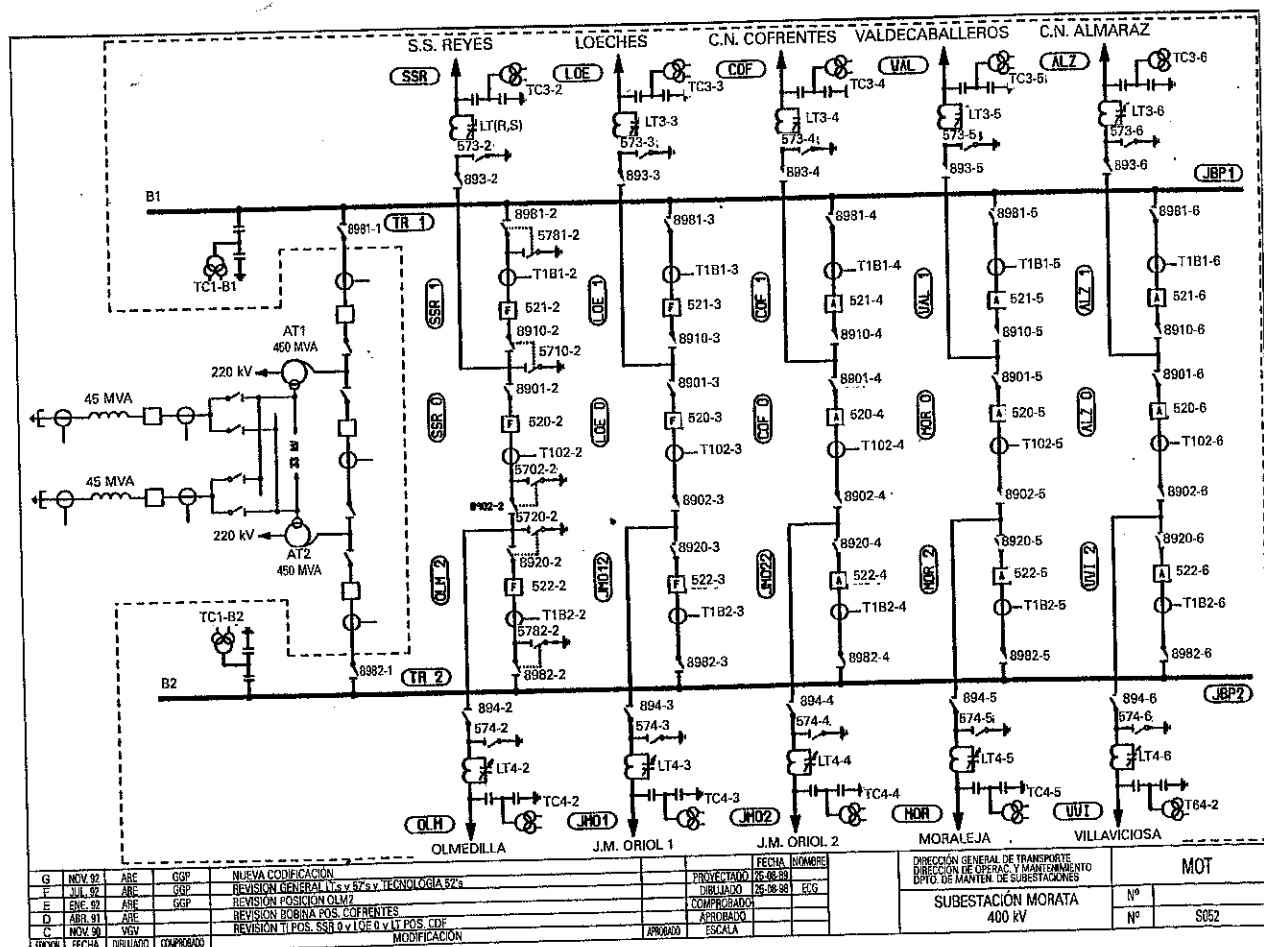
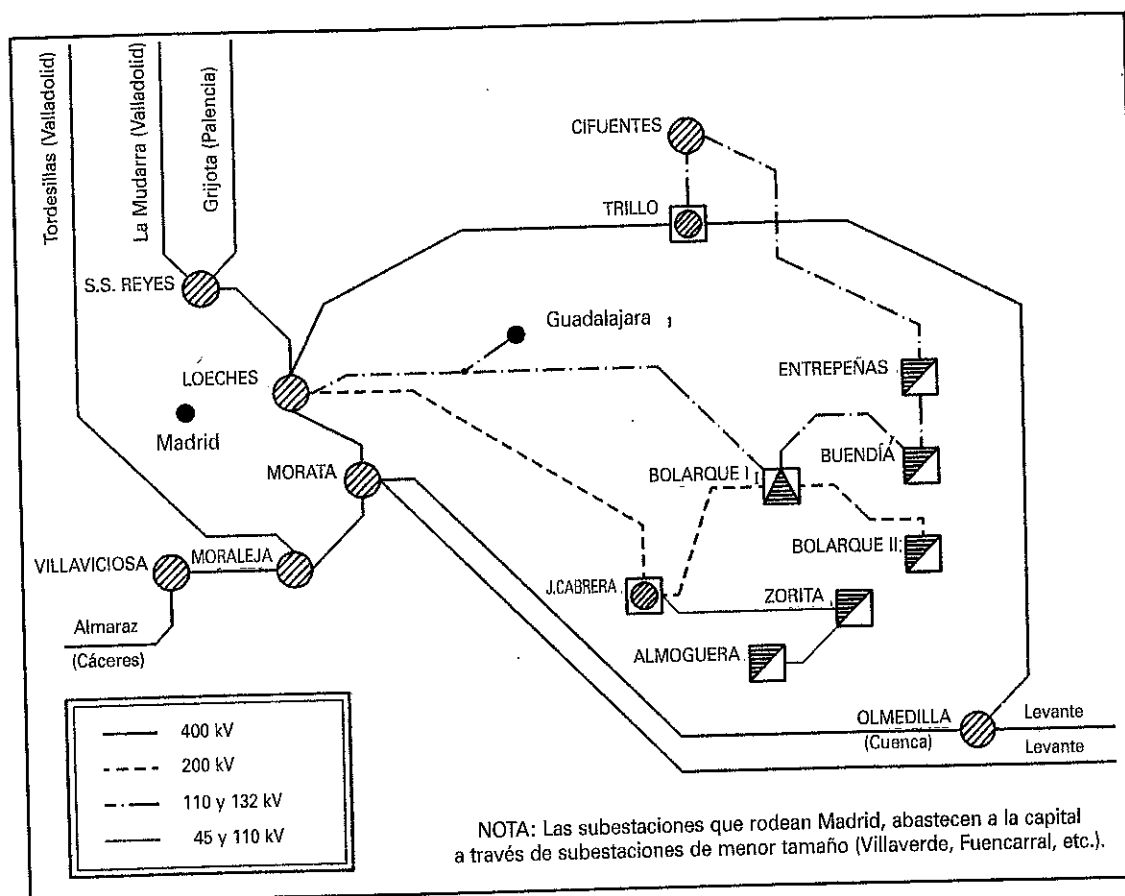


Figura 1.1. Subestación de 400 KV (Morata de Tajuna - Madrid).

Figura 1.2. Ejemplo de Redes de Transporte.



Las grandes ventajas que supone la utilización de la Alta Tensión en las líneas de transporte y distribución de la energía eléctrica son principalmente la reducción de la sección de los conductores (la sección de los conductores es proporcional a la intensidad que debe transportar, por tanto, para una misma potencia a transportar la intensidad será menor cuanto más elevada sea la tensión) y la disminución de las pérdidas de potencia (en una línea eléctrica las pérdidas por efecto Joule serán igual a $R \cdot I^2$. Por lo que tendremos que las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la intensidad, por tanto para una misma línea cuya resistencia es constante las pérdidas varían en razón inversa al cuadrado de la tensión).

1.1.2. Constitución de una red de distribución

Se denomina Red de Distribución al conjunto de líneas en Alta y Baja Tensión, así como los equipos, que alimentan a las instalaciones receptoras o puntos de consumo.

Estará constituido en el caso más general por:

- Subestación, Centro de Reparto y/o Centro de Reflexión.
- Líneas de distribución en Alta Tensión.
- Centros de Transformación.
- Líneas de distribución en Baja Tensión.

1.1.2.1. Información previa

Topografía y Geotécnica

Plano topográfico de la zona, en el que queden reflejados la red hidrográfica, arbolado, vegetación y cualquier otro obstáculo natural.

Estudio de la naturaleza del terreno hasta una profundidad de 2 m.

Urbanística

Planos y documentación del planeamiento existente, y en especial, de zonificación, parcelario, red viaria y servicios previstos.

De Infraestructura

Situación y trazado de la red general de la Empresa Suministradora de Energía (E.S.E.).

Información, por parte de la E.S.E., de los siguientes datos:

- Tensión nominal de la red en KV.
- Potencia máxima disponible en Kw o Mw.
- Potencia de cortocircuito en MVA.
- Tiempo del cortocircuito en segundos.
- Tensión nominal del cable para líneas de distribución en Alta Tensión.

Situación y definición de la red viaria existente, así como las instalaciones de agua, gas, alcantarillado, telefonía o cualquier otra que exista en la zona.

Legal

- Reglamentos e Instrucciones Complementarias del Ministerio de Industria y Energía.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento sobre acometidas eléctricas.

- Normas del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo.
- Ordenanzas y Normas Municipales.

1.1.2.2. Criterios de diseño

Composición de la Red

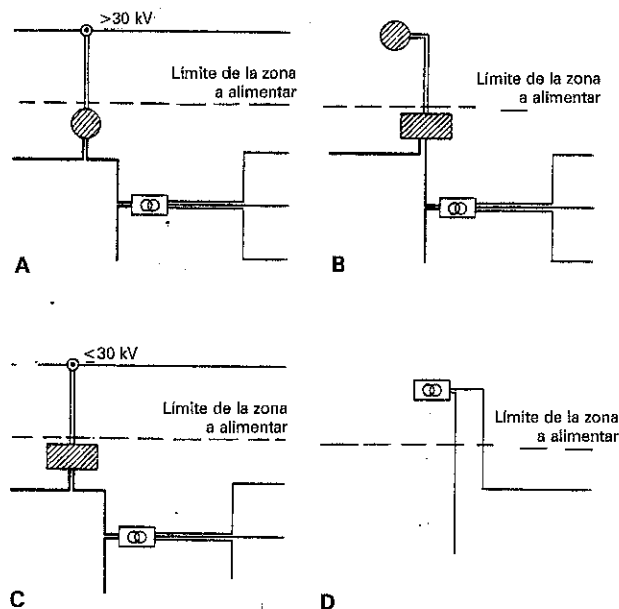
La instalación de suministro y distribución de la energía eléctrica a una zona, constará básicamente de los siguientes elementos, cuyas definiciones figuran más adelante:

- Conexión a la red existente.
- Derivación en Alta Tensión.

Red de Distribución.

La conexión de la instalación con la red general de la E.S.E, podrá efectuarse según se refleja en los esquemas (A-B-C-D) abajo representados a:

- Una línea de tensión superior a la de las líneas de distribución en Alta Tensión de la red de distribución prevista en la actuación, en cuyo caso será necesario prever una Subestación.
- Una Subestación o un Centro de Reparto.
- Una línea de tensión igual a la de las líneas de distribución en Alta Tensión de la red de distribución prevista en la actualidad.
- Un Centro de Transformación con potencia disponible suficiente, en cuyo caso el suministro se efectuará exclusivamente en Baja Tensión.



Simbología

- ⊙ Conexión a la red existente
- Derivación en alta tensión
- Subestación
- ▨ Centro de reparto
- Línea de distribución interior en alta tensión
- ⊞ Centro de transformación
- Línea de distribución interior en baja tensión

Figura 1.3. Diferentes tipos de conexiones con la Red General.

Derivación en Alta Tensión. Línea en Alta Tensión que enlaza el punto de conexión con la red de distribución.

Su trazado en el interior de la zona de actuación se realizará por espacios fácilmente accesibles.

Cuando esta derivación en Alta Tensión sea aérea, se reservará una franja de terreno simétrica, a lo largo de su trazado, cuya anchura se obtendrá en la tabla siguiente:

Tensión de la línea en KV	Ancho en m
<66	22
132	30
220	42
380	50

1.1.2.3. Definiciones, espacios a reservar y características

La definición, funciones, características y espacios a reservar para estas líneas y equipos serán los siguientes:

Subestación. Centro transformador para la reducción de la tensión, alimentación y salida en Alta Tensión.

El espacio a reservar para su instalación será de forma preferentemente cuadrada, cuyo lado se obtendrá en la tabla que se incluye a continuación, en función de la tensión primaria y de la potencia final.

Podrá reservarse un espacio de dimensiones inferiores cuando la subestación prevista sea del tipo blindado, debiéndose, en este caso, establecer de acuerdo con la E.S.E.

Tensión primaria en KV	Potencia final en MW	Lado del cuadrado en m
66	10	50
	20	70
	40	80
132	40	100
	80	110
220	80	200
	120	200

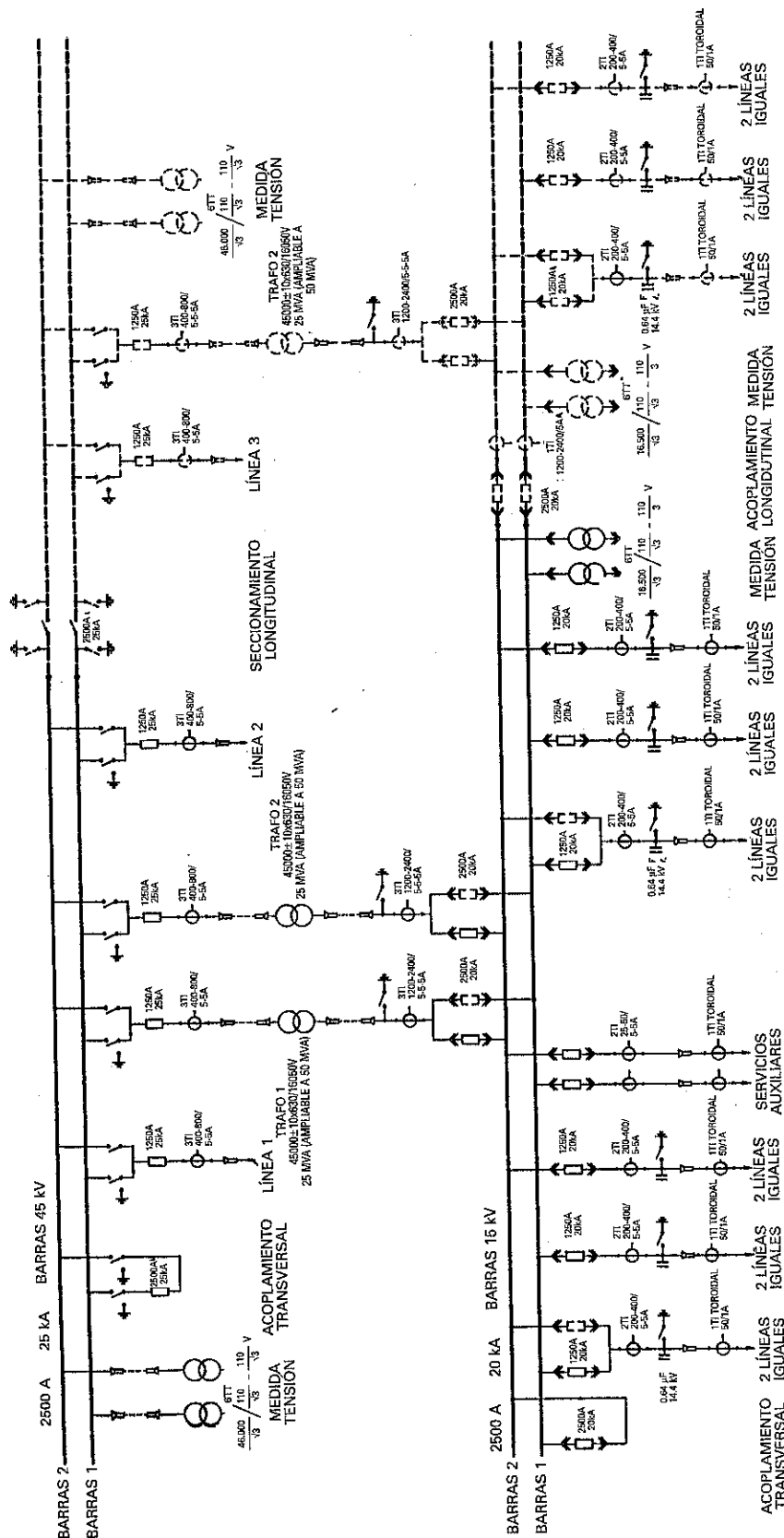
Centro de Reparto. Centro fuertemente alimentado, en el que una o más líneas de Alta Tensión se derivan de otras de la misma tensión.

En su interior se alojarán los dispositivos de protección de las líneas derivadas.

Para su emplazamiento se reservará un espacio de superficie igual a 60 m² para tensiones de 30 KV y a 40 m² para tensiones iguales o inferiores a 20 KV, de forma rectangular, en el que uno de los lados será de una longitud no inferior a 4 m.

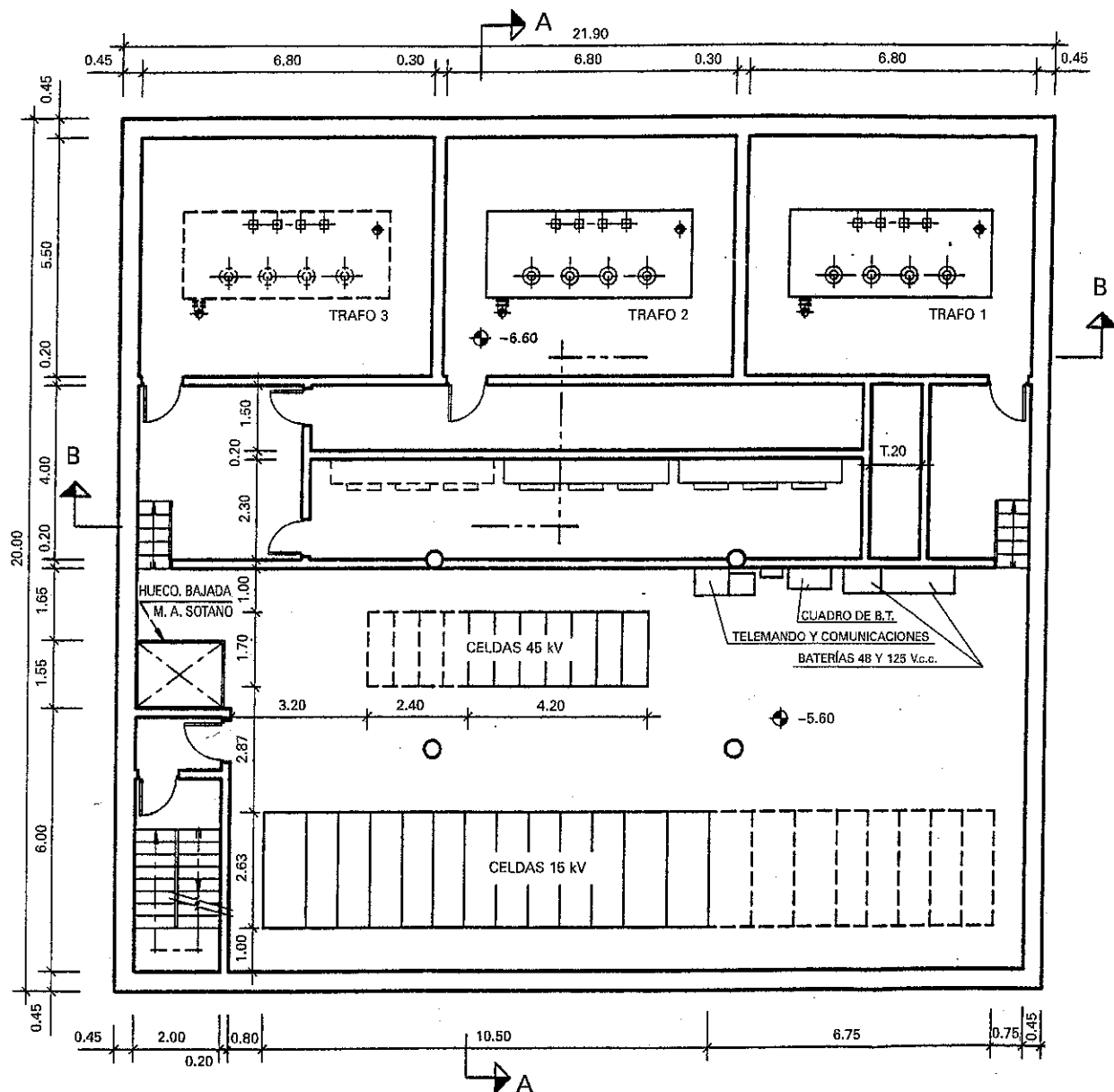
Centro de Reflexión. Centro que garantiza la alimentación de las líneas de Alta Tensión que en él concurren, procedentes de una Subestación o de un Centro de Reparto situados en la zona de actuación, mediante un circuito sin carga en explotación normal, denominado circuito cero, alimentado también desde dicha Subestación o Centro de Reparto.

Para su emplazamiento se reservará un espacio de iguales características que el considerado para el Centro de Reparto.



Esquema 1.1. Esquema eléctrico unifilar de proyecto tipo de subestación blindada.

		DISTRIBUCIÓN											FECHA		NOMBRE					
			Proyectado																	
			Dibujado										MAY-04							
			Comprobado																	
ESCALAS:	ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR																			
	PROYECTO TIPO SUBESTACIONES BLINDADAS URBANAS 45/15 KV												EL AUTOR DE PROYECTO:							
	Nº PLANO																			
													E P 1 0 1 - 1							

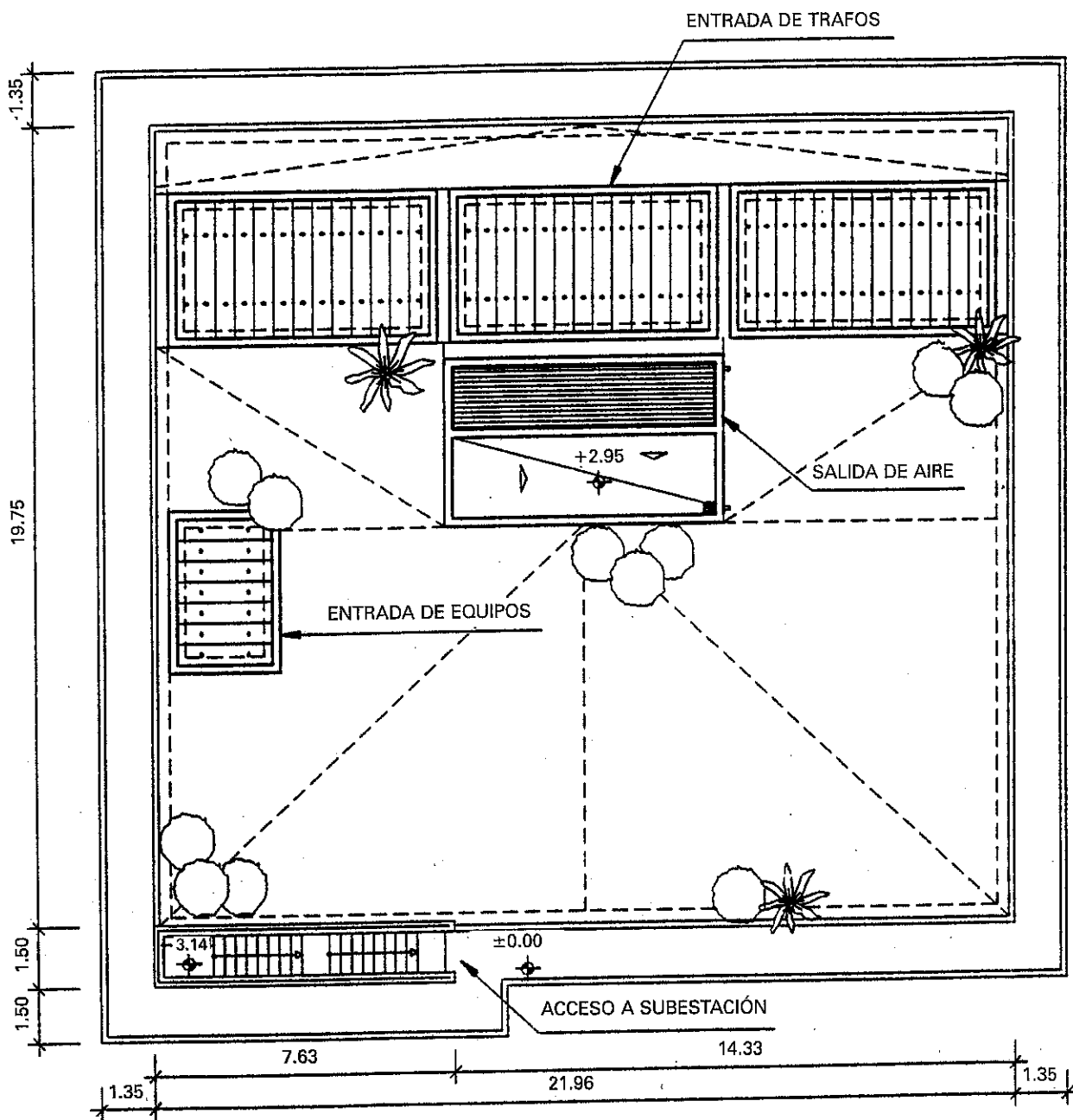


PLANTA PRINCIPAL

----- FUTURAS AMPLIACIONES

DISTRIBUCIÓN				FECHA		NOMBRE				
		Proyectado								
		Dibujado		MAY-94						
		Comprobado								
ESCALAS:	ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR									
1/100	PROYECTO TIPO SUBESTACIONES BLINDADAS URBANAS 45/15 KV						EL AUTOR DE PROYECTO:			
Nº PLANO						E P 1 0 3 -				

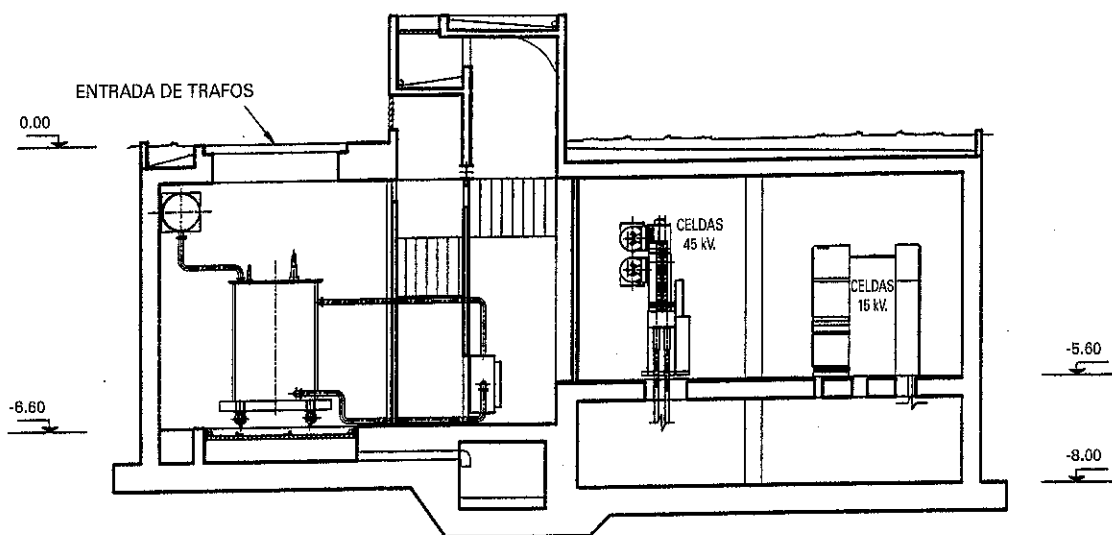
Plano 1.1. Proyecto tipo de subestación blindada. Planta principal.



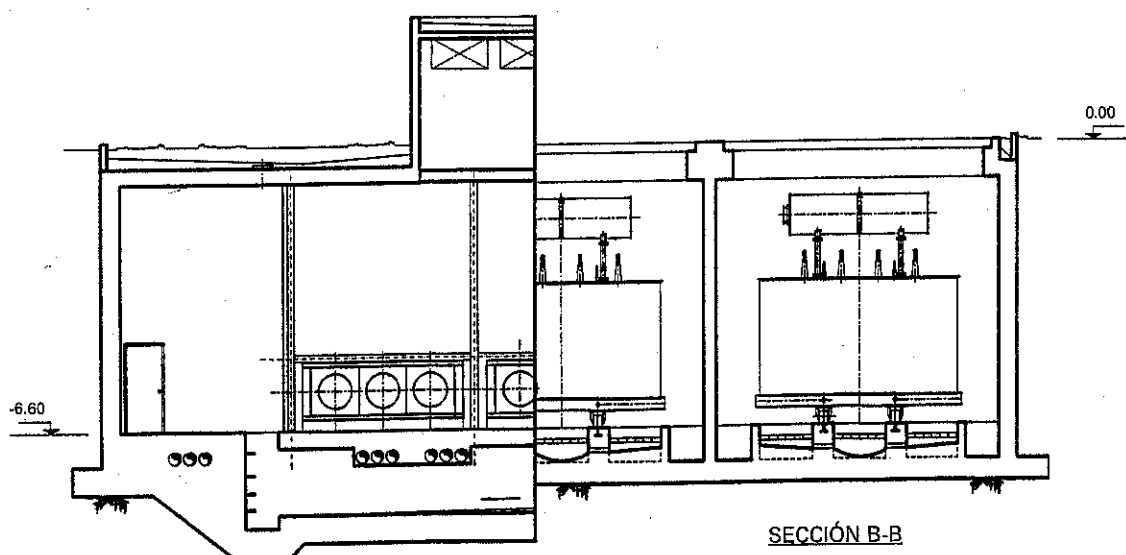
PLANTA EXTERIOR

DISTRIBUCIÓN		Proyectado	FECHA	NOMBRE
		Dibujado	MAY-94	
		Comprobado		
ESCALAS:	ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR			
	PROYECTO TIPO SUBESTACIONES BLINDADAS URBANAS 45/15 kV			EL AUTOR DE PROYECTO:
	Nº PLANO			E P 1 0 3 - 3

Plano 1.2. Proyecto tipo de subestación blindada. Planta exterior.



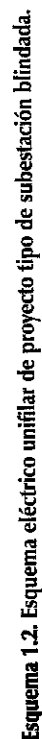
SECCIÓN A-A



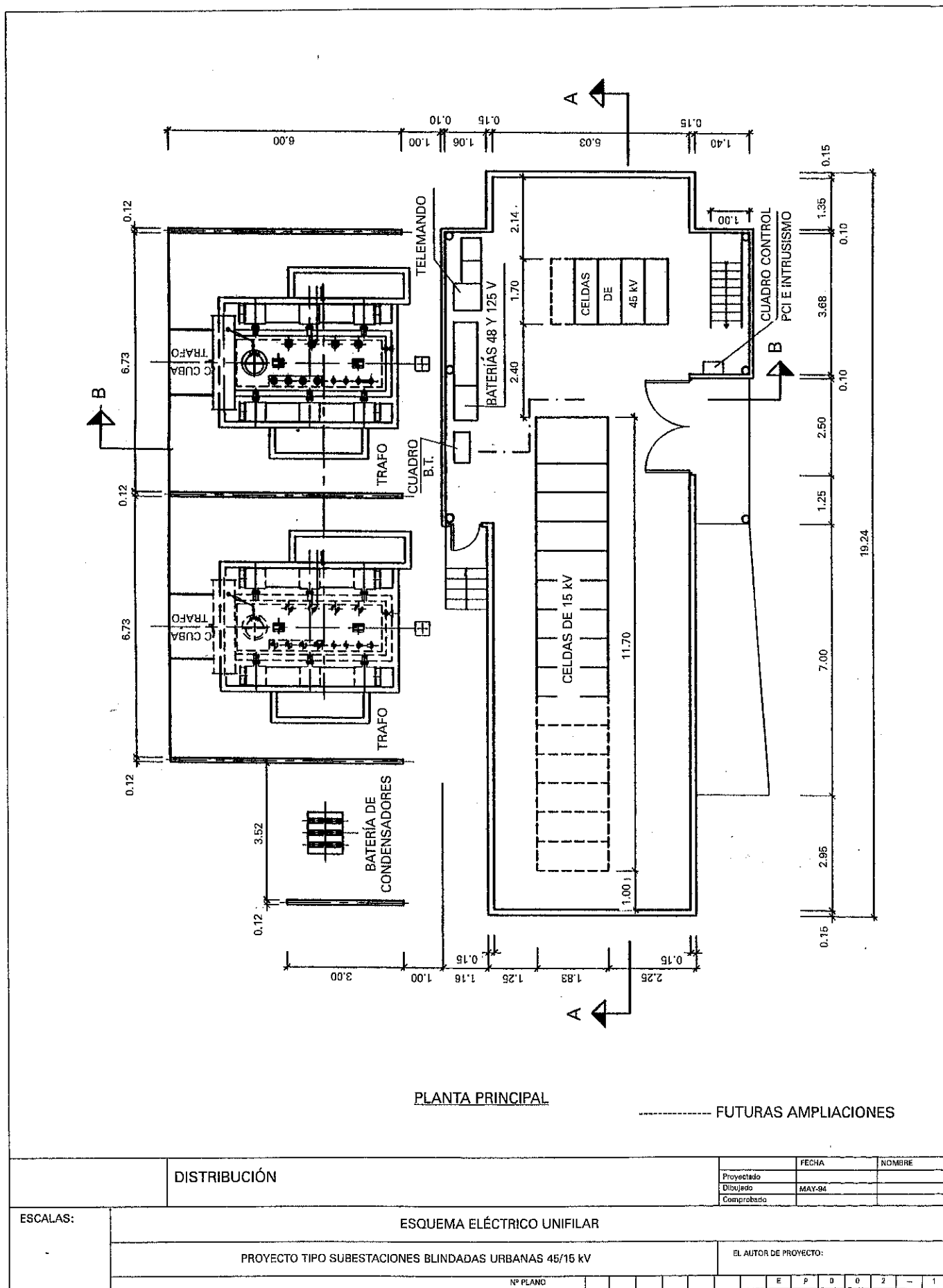
SECCIÓN B-B

DISTRIBUCIÓN		FECHA		NOMBRE		
		Proyectado				
		Dibujado		MAY-94		
		Comprobado				
ESCALAS:	ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR					
1/100	PROYECTO TIPO SUBESTACIONES BLINDADAS URBANAS 45/15 kV				EL AUTOR DE PROYECTO:	
Nº PLANO					E	P
				1	0	6
				-	1	

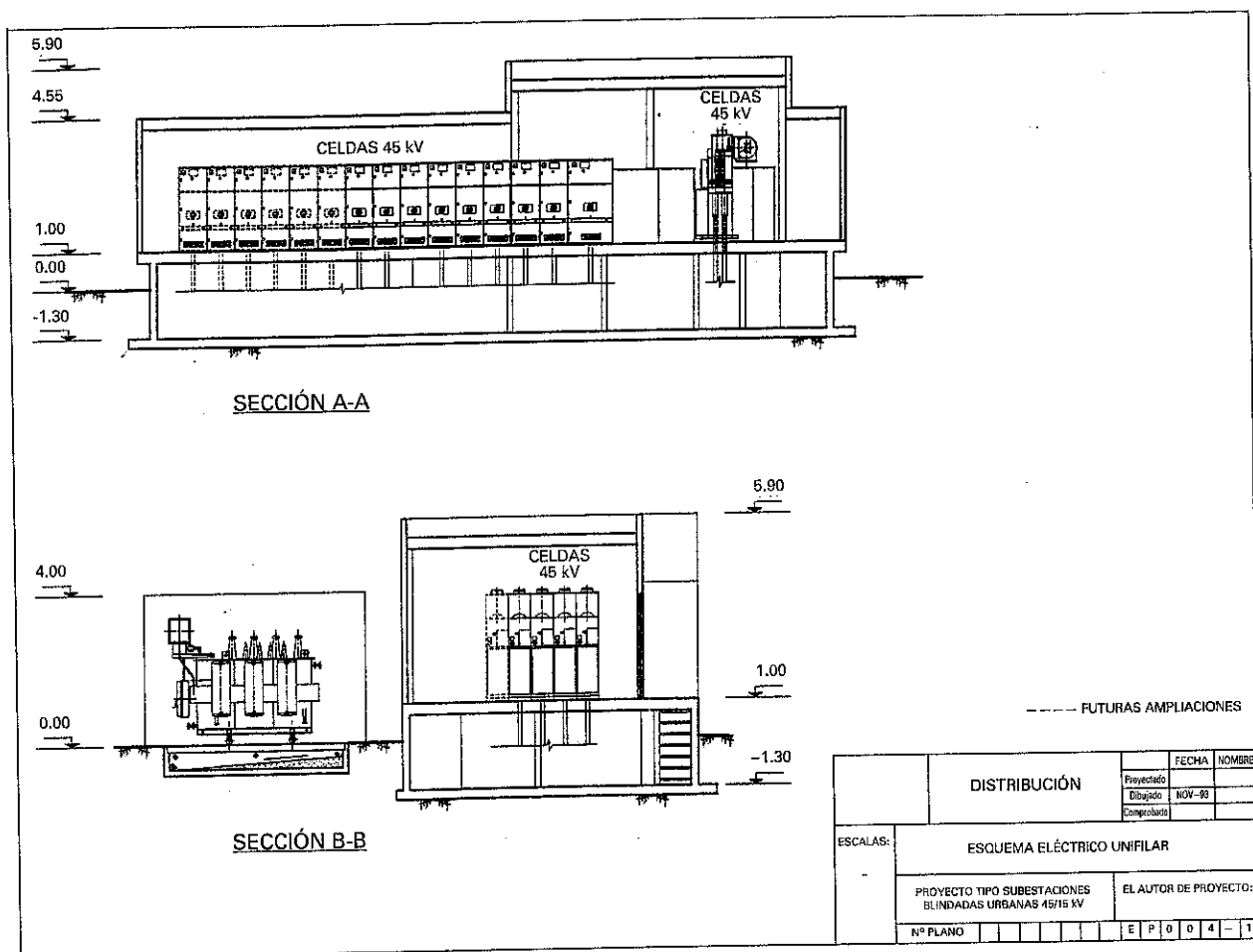
Plano 1.3. Proyecto tipo de subestación blindada. Secciones.



© ITP-PARANINFO



Plano 1.4. Proyecto tipo de subestación blindada. Plano de planta.



Plano 1.5. Proyecto tipo de subestación blindada. Plano de secciones.

Línea de Distribución. Línea en Alta Tensión, usualmente de 13,2; 15; 20 o 30 KV, que partiendo de una Subestación, de un Centro de Reparto, o del final de la derivación en Alta Tensión, alimenta los Centros de Transformación.

Centro de Transformación. Centro alimentado por una línea de distribución en Alta Tensión, que reduce ésta a 220/380 V (tensión normal de utilización hasta la entrada de España en la C.E.E.) o 230/400 V (tensión a la que se tendrán que ir unificando todas las nuevas líneas) y del cual parten las líneas de distribución en baja tensión.

Sus características se adaptarán a lo especificado en la TE-IET (Instalaciones de Electricidad. Centros de Transformación).

Para su emplazamiento se reservará un espacio accesible a vehículos pesados y de dimensiones según la NTE-IET (Centros de Transformación).

En el caso de Centros de Transformación subterráneos en acera o zona ajardinada, deberá preverse, además, el espacio necesario para el acceso al centro.

Cuando los transformadores del centro se conecten directamente a la red, sin celdas de seccionamiento ni de protección, el espacio podrá ser más reducido que los anteriormente señalados y dependerá de la potencia del Centro, debiendo fijarse de acuerdo con la E.S.E.

El centro de transformación podrá alojarse en un centro de orden superior.

1.2. Clasificación y características de las redes de distribución

1.2.1. Tipos de corriente, tensiones y tipos de líneas

El tipo de corriente que se utiliza en las líneas de transmisión y distribución en Alta Tensión es corriente alterna (C.A.) trifásica. La corriente continua (C.C.) sólo se suele utilizar cuando la distancia y las potencias que hay que transmitir entre subestaciones son muy elevadas.

Las tensiones nominales que se utilizan son las de 20 y 30 KV, entendiéndose por tensión nominal el valor de la tensión eficaz entre fases con que se designa la línea.

Aunque todavía quedan muchas líneas en España cuya tensión nominal es de 15 KV.

Otro valor importante a tener en cuenta a la hora de realizar los cálculos para el dimensionado de los conductores a instalar en cualquier tipo de red -aérea o subterránea- es el factor de potencia de la misma, tomándose como valor mínimo el $\cos \phi = 0,90$.

Las redes de distribución de energía pueden ser ejecutadas de la siguiente manera:

- Líneas Aéreas.
- Líneas Subterráneas.
- Líneas Mixtas (algunos tramos aéreos + otros subterráneos).

Las líneas aéreas son aquellas en las que los conductores van instalados por encima del suelo. Para mantener los conductores a la distancia mínima que el Art. 25 del R.L.A.A.T. indica, se utilizarán apoyos pudiendo ser éstos de madera, hormigón o de celosía metálica, sobre estos apoyos se deberán disponer otros soportes en posición horizontal a los anteriores llamadas crucetas, donde se montarán los diferentes elementos o herrajes, parte conductores, parte aislantes (aisladores) que serán los encargados de sustentar a dichos conductores.

La distancia entre dos apoyos o columnas se le llama tramo o vano, y la medida entre ambos expresada en metros se denomina luz.

La distancia existente entre la línea recta que pasaría por los dos puntos de sujeción de los conductores (aisladores) en un vano consecutivo y el punto más bajo que toma el conductor se le llama flecha (figura 1.4.)

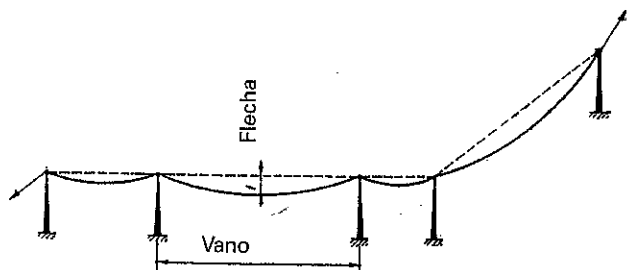


Figura 1.4. Tendido de conductores. Flecha y vano.

Los elementos que transportan la energía son los conductores, pudiendo ser éstos desnudos o aislados, en función del lugar por donde vayan a discurrir y del tipo de instalación, estando los conductores soportados por apoyos que pueden estar compuestos de distintos tipos de materiales, tales como: la madera, hormigón armado, celosía metálica, etc. El montaje de dichos conductores podrá realizarse en montaje sobre red tensada o en red posada.

En instalaciones de extensión en derivación, la línea nueva que derive deberá disponer de los elementos de protección y maniobra adecuados a la técnica de protección y explotación de la línea general a la que pertenece.

Cuando se tenga que derivar una línea de otra existente, el primer apoyo de la derivación será del tipo Fin de Línea, de tal forma que el tense que se pueda producir en el primer vano sea mínimo, con el fin de que pueda utilizarse el apoyo existente en el entronque.

La caída de tensión (c.d.t.) admisible en la nueva derivación para la máxima potencia que se tenga prevista transportar en dicha línea, teniendo presente que dicha c.d.t. estará condicionada a la suma de la c.d.t. existente en el punto de entronque o derivación más la propia de la línea nueva, no superará el 5%.

Las líneas aéreas presentan ventajas importantes sobre las subterráneas, ya que tanto el importe inicial de montaje como

los gastos de mantenimiento son inferiores que las subterráneas, teniendo la desventaja del peligro potencial que representan al poder quedarse electrocutada cualquier persona o animal si tocan los conductores al ser desnudos y estar instalados al aire.

Las líneas subterráneas son aquellas en que los conductores van situados por debajo del nivel del suelo. Este tipo de montaje evita el gran peligro que presentan las líneas aéreas, pero el coste de infraestructura e instalación, con respecto a las aéreas es muy elevado, pues la ejecución de zanjas, señalización de las mismas y de los conductores, y las reparaciones de los conductores al ser en éstos su tecnología mucho más sofisticada, hacen que las instalaciones de este tipo queden reservadas para las instalaciones que se realizan en el interior de las ciudades o centros industriales.

Los conductores aislados podrán instalarse:

- Directamente enterrados.
- Bajo tubo o conducto.
- En galerías de servicio.

1.2.2. Tipos de conexión en las redes de distribución

RED DE DISTRIBUCIÓN

El tipo de red de distribución vendrá determinado por las condiciones siguientes:

Norma de conexión a la red general de tipos: A, B, C o D.

Potencia máxima demandada.

Superficie de la zona.

Tipo de edificación: Extensión, Semi-Intensiva, Intensiva.

A efectos de esta Norma se considera la siguiente calificación, en función de la densidad de viviendas por unidad de superficie:

- Edificación Extensiva: de 3 a 15 viviendas/ha.
- Edificación Semi-Intensiva: de 16 a 30 viv./ha.
- Edificación Intensiva: de 31 a 71 viviendas/ha.

A continuación se representan los esquemas básicos de las redes de distribución, ordenadas de acuerdo con su complejidad, comenzándose por el más sencillo. La elección en cada caso del esquema a utilizar se realizará en función de la superficie de la actuación, la potencia máxima prevista y el tipo de conexión a la red existente.

a) RED EN BAJA TENSIÓN EXCLUSIVAMENTE. Constituido por una o más líneas de distribución en Baja Tensión que parten de un Centro de Transformación ya existente en la zona o en sus proximidades.

Conexión a la red existente: Tipo D.

Potencia máxima demandada: La disponible en el C.T. en que se conecta.

Superficie máxima alimentada:

- En Edificación Extensiva 4 Ha.
- En Edificación Semi-Intensiva 2 Ha.
- En Edificación Intensiva 1 Ha.

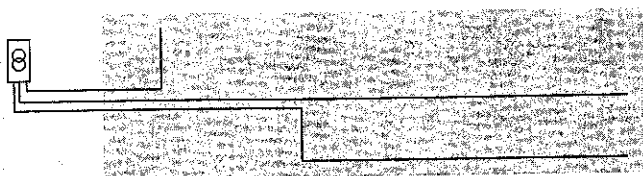


Figura 1.5. Red en Baja Tensión exclusivamente.

b) **RED LINEAL.** Constituida por una línea de distribución en Alta Tensión, un número máximo de 10 Centros de Transformación y las líneas de distribución en Baja Tensión.

Conexión a la red existente: Tipo B o C, con alimentación doble.

Potencia máxima demandada: 8.000 kW.

Superficie máxima alimentada:

- En Edificación Extensiva 200 Ha.
- En Edificación Semi-Intensiva 150 Ha.
- En Edificación Intensiva 80 Ha.

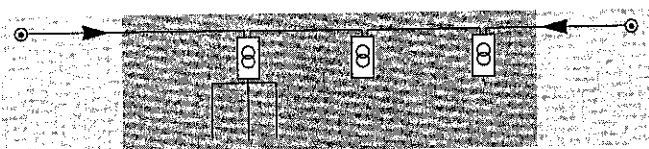


Figura 1.6. Red lineal.

c) **RED EN ANILLO.** Constituida por una línea de distribución en Alta Tensión cerrada en anillo, con un número máximo de 10 Centros de Transformación y las líneas de distribución en Baja Tensión.

Conexión a la red existente: Tipo B o C, con alimentación única.

Potencia máxima demandada: 8.000 kW.

Superficie máxima alimentada:

- En Edificación Extensiva 200 Ha.
- En Edificación Semi-Intensiva 150 Ha.
- En Edificación Intensiva 80 Ha.

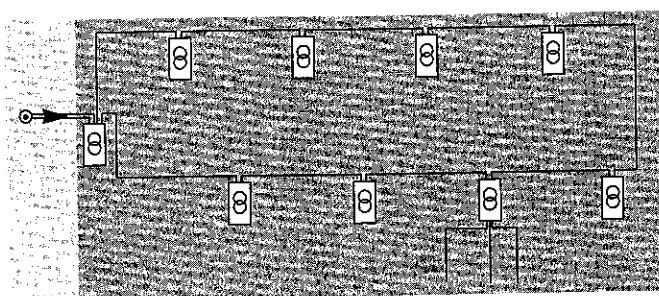


Figura 1.7. Red en anillo.

d) **RED EN ANILLOS MÚLTIPLES.** Constituida por varias redes en anillo conectadas a una misma subestación o a un Centro de Reparto, con un número máximo de 10 Centros de Transformación por cada anillo y las líneas de distribución en Baja Tensión.

Conexión a la red existente: Tipo A o B, con alimentación única.

Número máximo de anillos:

- 5 con conexión a una Subestación.
- 3 con conexión a un Centro de Reparto.

Potencia máxima demandada:

- 40.000 kW con conexión a una Subestación.
- 24.000 kW con conexión a un Centro de Reparto.

Superficie máxima alimentada:

- En Edificación Extensiva 200 Ha.
- En Edificación Semi-Intensiva 150 Ha.
- En Edificación Intensiva 80 Ha.

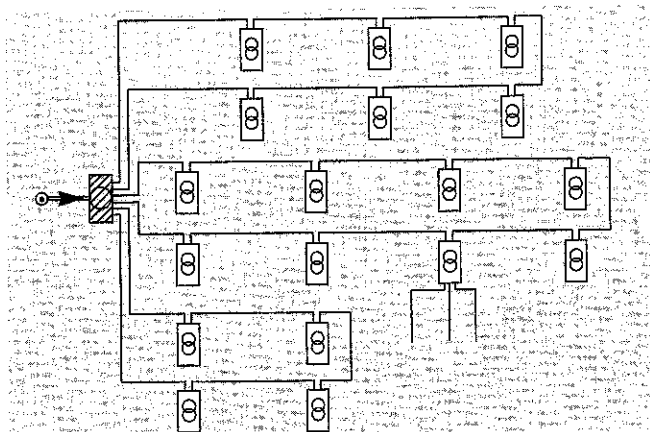


Figura 1.8. Red en anillos múltiples.

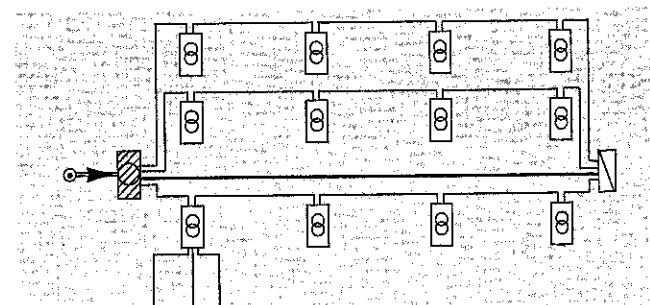
e) **RED EN HUSO NORMAL.** Constituida por un máximo de seis líneas de distribución en Alta Tensión, conectadas por un extremo a una Subestación o a un Centro de Reparto, y por el otro a un Centro de Reflexión, uno o dos circuitos cero, un máximo de 10 Centros de Transformación por cada línea de distribución en Alta Tensión y las líneas de distribución en Baja Tensión.

Conexión a la Red existente: Tipo A o B, con alimentación única.

Potencia máxima demandada: 48.000 kW.

Superficie máxima alimentada:

- En Edificación Extensiva 1.200 Ha.
- En Edificación Semi-Intensiva 650 Ha.
- En Edificación Intensiva 480 Ha.



Simbología:

- | | | | |
|---|-----------------------------|---|--|
| ● | Conexión a la red existente | ▤ | Centro de reflexión |
| → | Derivación en alta tensión | — | Línea de socorro o de interconexión |
| ⊙ | Subestación | — | Línea de distribución interior en alta tensión |
| ▤ | Centro de reparto | ⊙ | Centro de transformación |
| | | — | Línea de distribución interior en baja tensión |

Figura 1.9. Red en huso normal.

f) RED EN HUSO MÚLTIPLE. Constituida por dos o más husos normales conectados a una Subestación o Centro de Reparto común.

Conexión a la Red existente: Tipo A o B, con alimentación única.

Potencia máxima demandada: 48.000 kW, por cada huso.

Superficie máxima alimentada por cada huso:

- En Edificación Extensiva 1.200 Ha.
- En Edificación Semi-Intensiva 650 Ha.
- En Edificación Intensiva 480 Ha.

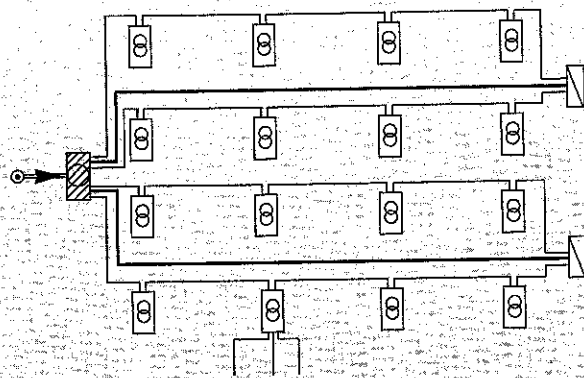


Figura 1.10. Red en huso múltiple.

g) RED EN HUSO APOYADO. Constituida por un máximo de seis líneas de distribución en Alta Tensión, conectadas a dos Subestaciones o a dos Centros de Reparto, enlazados entre sí por una línea de interconexión, un máximo de 10 Centros de Transformación por cada línea, y las líneas de distribución en Baja Tensión.

Este tipo de Red se utilizará siempre que sea posible por existencia de dos líneas de capacidad suficiente en las proximidades de la zona de actuación. También deberán utilizarse en aquellos casos en que se prevean ampliaciones de la Red de distribución o conexiones con otra Red, en cuyos casos uno de los Centros de Reparto se sustituirá por un Centro de Reflexión.

Conexión a la Red existente: Tipo A o B, con alimentación doble.

Potencia máxima demandada: 48.000 kW.

Superficie máxima alimentada por cada huso:

- En Edificación Extensiva 1.200 Ha.
- En Edificación Semi-Intensiva 650 Ha.
- En Edificación Intensiva 480 Ha.

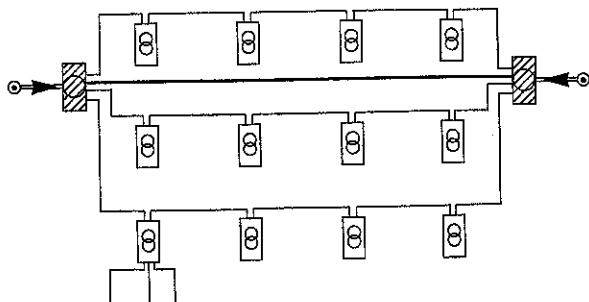


Figura 1.11. Red en huso apoyado.

1.3. Representación gráfica y documentación

1.3.1. Esquemas, planos y simbología

SÍMBOLOS MÁS UTILIZADOS EN APARATURA DE ALTA TENSIÓN

CT001	CT002	CT003	CT004	CT005	CT006	CT007	CT008
CT009	CT010	CT011	CT012	CT013	CT014	CT015	CT016
CT017	CT018	CT019	CT020	CT021	CT022	CT023	CT024

- CT001 - FUSIBLE
- CT002 - SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA
- CT003 - SECCIONADOR
- CT004 - INTERRUPTOR (RUPTOR)
- CT005 - INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CON FUSIBLE
- CT006 - INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CON RELÉS DIRECTOS Y FUSIBLES (RUPTOFUSIBLE)
- CT007 - INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
- CT008 - BOTELLA TERMINAL
- CT009 - INTERRUPTOR AUTOMÁTICO (protección general corte en SF6, p.v.a., vacío, etc.)
- CT010 - EXPLOSOR
- CT011 - AUTOVÁLVULA
- CT012 - ENCLAVAMIENTO MECÁNICO
- CT013 - PUESTA DE MASA A TIERRA
- CT014 - DEFECTO DE AISLAMIENTO
- CT015 - Tensión PELIGROSA
- CT016 - LOCALIZACIÓN DE UNA FALTA A TIERRA
- CT017 - PANTALLA AISLANTE
- CT018 - MANDO MOTORIZADO
- CT019 - SECCIONADOR ROTATIVO
- CT020 - INTERRUPTOR ROTATIVO

1.4. Transmisión de información en los sistemas eléctricos

1.4.1. Generalidades

No es necesario destacar la importancia que tiene desde el punto de vista operativo, para el control de una red de transporte, contar con un sistema de comunicaciones eficaz, que permita disponer en el Despacho de Cargas o en el Centro de Reparto de una gran masa de datos en tiempo real.

El soporte físico que se utilice para las comunicaciones depende de las necesidades técnicas y económicas de cada Empresa Suministradora de Energía (E.S.E.) y de las sucesivas innovaciones tecnológicas.

Las técnicas de comunicaciones se pueden clasificar en cuatro grandes grupos básicos, que son los que se enumeran a continuación.

1.4.2. Comunicaciones por hilo telefónico

Consiste en utilizar pares telefónicos o contratados con una Empresa Telefónica.

Tienen la ventaja de que la supervisión y el mantenimiento corre por cuenta de la Empresa Telefónica, pero ésta a su vez, puede imponer restricciones en cuanto al nivel de ruido de las señales de transmisión.

Otro inconveniente es que, debido a que a veces la Estación de Transformación o la Subestación se encuentra en lugares apartados o poco habitados y carentes de interés económico para las Empresas Telefónicas, la instalación de troncales de comunicaciones puede tener un coste muy elevado.

1.4.3. Comunicaciones por microondas

Se basa en la transmisión de datos por ondas de radio VHF (muy alta frecuencia). Si bien la E.S.E. eléctrica se independiza de las penalizaciones que imponen las Empresas Telefónicas, su aspecto de frecuencias se ve limitado por la utilización de ciertas frecuencias por parte de las emisoras comerciales, cuerpos de seguridad del estado y fuerzas armadas.

Otros inconvenientes son la necesidad de instalar estaciones repetidoras para salvar grandes elevaciones del terreno, y las interferencias producidas por las tormentas solares. Esto último puede ser particularmente grave debido a las maniobras erróneas que inducen aquéllas, y que pueden desestabilizar fuertemente el sistema de potencia.

1.4.4. Comunicaciones por onda portadora

Los sistemas de onda portadora, también llamados de corriente portadora, permiten emplear las propias líneas de Alta Tensión como soporte físico para la transmisión de señales de baja intensidad y alta frecuencia, superpuesta a la onda de alta intensidad y 50 Hz del sistema de potencia.

Este método consiste en acoplar la línea de Alta Tensión con un transmisor/receptor de señales mediante un divisor de frecuencias.

Tal divisor consiste en un divisor capacitivo y una bobina llamada "trampa de onda", la que se sintoniza para bloquear las señales de Alta Frecuencia (HF) y permitir pasar las frecuencias industriales; mientras el divisor capacitivo bloquea las señales de frecuencia industrial y permite pasar las señales de HF hacia el receptor.

Las características técnicas del dispositivo requieren que éste trabaje con el mínimo de error en lo que respecta a las señales de telecontrol y telemetría, pero que soporte sin inconveniente las magnitudes nominales, máximas y de falta del sistema de potencia.

En la figura 1.12 puede observarse el esquema básico de este dispositivo.

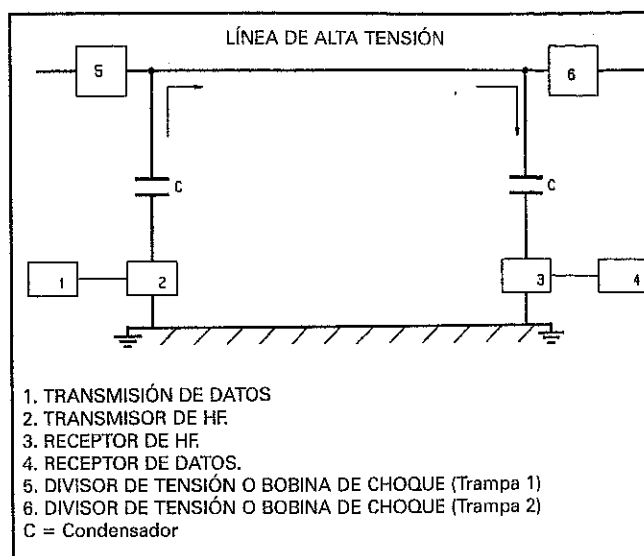


Figura 1.12. Esquema básico de comunicación por onda portadora.

1.4.5. Comunicaciones mediante fibra óptica

La técnica de transmisión de datos por fibra óptica se está consolidando rápidamente.

Frente a los sistemas antes descritos presenta un conjunto de ventajas, que la hacen técnicamente preferible. Estas ventajas son:

- Gran ancho de banda, que permite la transmisión de un volumen de datos superior.
- Gran velocidad de transmisión (10 Mbits/s), con lo que se logra que la información llegue completa en mucho menos tiempo que con las otras técnicas.
- Detección de averías en el sistema de comunicaciones mucho más sencillas.
- Posibilidad de añadir nuevos canales sin necesidad de modificar el sistema.
- Inmunidad ante la interferencia de campos magnéticos y radiación nuclear.

Si bien el cable de fibra óptica puede instalarse de la misma manera que un troncal telefónico, en lo que respecta a su utilización por parte de las empresas eléctricas y teniendo en cuenta la configuración de la red de potencia, resulta conveniente que el camino recorrido por el cable de comunicaciones coincida con el de las líneas de Alta Tensión.

En este caso caben al menos dos alternativas:

- Cable compuesto tierra-óptico (OPGW).
- Cable óptico dieléctrico adosado a cable de tierra.

CABLE COMPUESTO TIERRA-ÓPTICO (OPGW).
Cumple la función de cable de guarda para proteger a las líneas contra descargas atmosféricas y simultáneamente como cable óptico de comunicaciones.

Su empleo es el más frecuente, especialmente en líneas de nueva construcción.

Dado que el cable óptico constituye el núcleo de un cable trenzado de hilos de aleación de aluminio de alta resistencia a la tracción presenta buenas propiedades mecánicas.

- 1.- Tapón longitudinal de polietileno para la ranura.
- 2.- Gel de relleno.
- 3.- Cintas de fibra óptica.
- 4.- Encintado.
- 5.- Soporte macizo de fibra de vidrio (GRP).
- 6.- Cubierta.

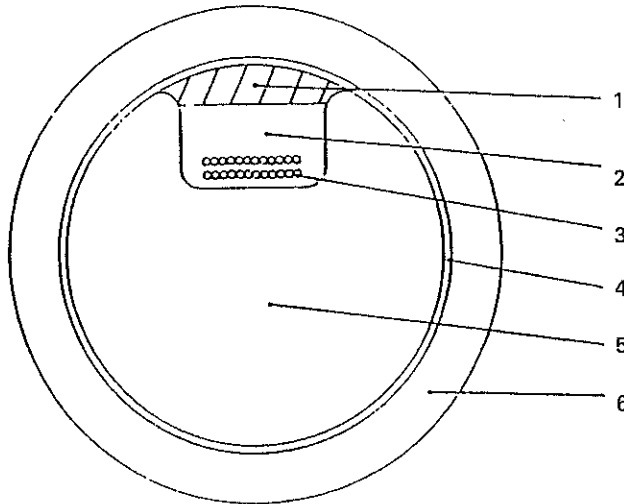


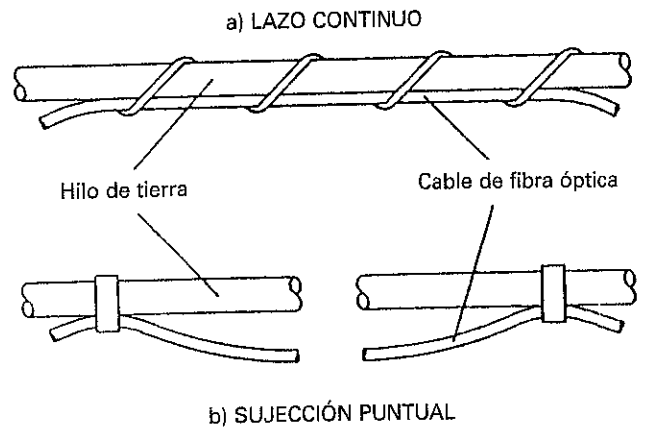
Figura 1.13. Sección transversal de un cable FIBRESPAN de 24 fibras.

CABLE ÓPTICO ADOSADO AL CABLE DE TIERRA.

Se emplea cuando la línea de Alta Tensión tiene cable de guarda convencional. En ocasiones deben reforzarse los apoyos de la línea, ya que el cable óptico producirá un esfuerzo adicional debido a la carga del viento.

Su instalación suele ser bastante sencilla. Para sujetarlo al cable de tierra se pueden emplear dos técnicas:

- Lazo continuo (figura 1.14.a).
- Sujeción puntual (figura 1.14.b).



Métodos de instalación de cables cosidos a un cable fiador.

Figura 1.14. Sujeción de cable óptico a cable de tierra:
a) Lazo continuo b) Puntual.

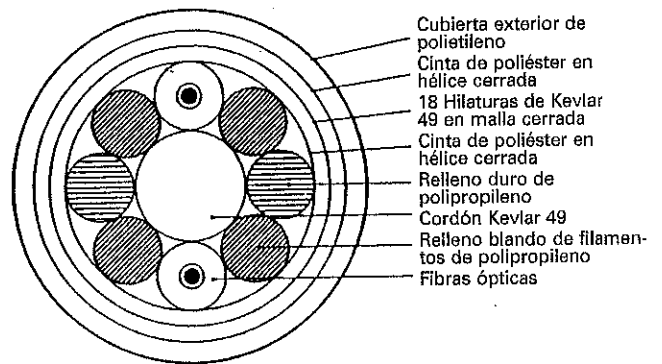


Figura 1.15. Tipo de cable cosido al hilo fiador.

CABLE ÓPTICO AUTOSOPORTADO. Su empleo se limita a aquellas líneas que no tengan cable de tierra y cuya instalación no es viable o necesaria; es el caso de las líneas de distribución en M.T. y B.T. Para ello el cable debe ser resistente a la tracción, por lo que se le dota de un núcleo de fibra de vidrio.

Actividades y prácticas propuestas

- ❏ Recopilar las normas particulares de la empresa eléctrica de la zona, donde se describan las redes de distribución, así como planos y esquemas de las mismas.
- ❏ Analizar los planos de la red de distribución facilitados por la empresa eléctrica.
- ❏ Reconocer en los planos los símbolos empleados.
- ❏ Realizar un esquema detallado de la parte de una red de distribución que pase por tu localidad.
- ❏ Realizar una visita guiada a un centro de distribución y maniobra.
- ❏ Elaborar un trabajo donde se describan las diferentes redes, conexiones y características del centro de distribución visitado.
- ❏ Realizar un trabajo donde se recojan las características de los diferentes sistemas de transmisión de información empleados en el centro de maniobra visitado.
- ❏ Realizar la identificación en planos topográficos de los cruces de caminos, líneas eléctricas, subestaciones, centros de transformación y líneas telefónicas.

Redes de distribución aéreas. Componentes

Introducción

En este capítulo se describen los componentes fundamentales de las redes de distribución aéreas, haciendo un estudio más detallado de los apoyos, los aisladores y los conductores. Se desarrolla con ayuda de los esquemas y las normas de las principales empresas eléctricas, y las normas UNESA que utilizan las tecnologías más avanzadas para garantizar la seguridad y la calidad en el suministro de energía eléctrica.

Contenido

A lo largo del capítulo se van a desarrollar los siguientes temas:

- Clasificación y características de los apoyos: constructivas, resistivas y dimensiones mecánicas para los apoyos de las líneas de media tensión.
- Características y tipos de conductores.
- Características y tipos de los aisladores, niveles de aislamiento y formación de cadenas.
- Características y tipos de crucetas.
- Cimentaciones.
- Conductores de tierra para apoyos.

Objetivos

- Conocer los distintos tipos de apoyo que se utilizan en las redes de distribución aéreas y sus aplicaciones.
- Conocer las características que definen los tipos de aisladores.
- Identificar, por medio de fotografías y dibujos, los distintos tipos de apoyos.
- Identificar e interpretar los planos descriptivos de apoyos y sus componentes.
- Interpretar y comprender la información de los catálogos comerciales y la información técnico-económica.

Apoyos o Postes de madera. Están constituidos por árboles a los que les ha sido extraída la corteza y tratados convenientemente (inmersión en líquido compuesto por agua y bicloruro de mercurio en uno de los casos o por impregnación de alquitrán cuando la madera está seca), para que no se pudran.

Los tipos de árboles de los que principalmente están contruidos estos tipos de apoyos son: castaño (mayor longevidad), abeto y pino. Siendo la vida media de los mismos muy variable, entre 10 y 20 años, pues depende en gran parte de la calidad de la madera utilizada y de la zona climatológica donde estén situados.

El extremo superior del apoyo deberá prepararse de tal forma que impida la penetración del agua de la lluvia.

El diámetro mínimo será de 11 centímetros en la parte superior en las especies coníferas, pudiéndose rebajar en el caso del castaño a 9 centímetros.

Apoyos de hormigón armado. La composición de este tipo de apoyo está formado por hierro y hormigón.

La composición del hormigón para la fabricación de dichos apoyos suele estar compuesto por: arena, grava y cemento P-450 o P-550.

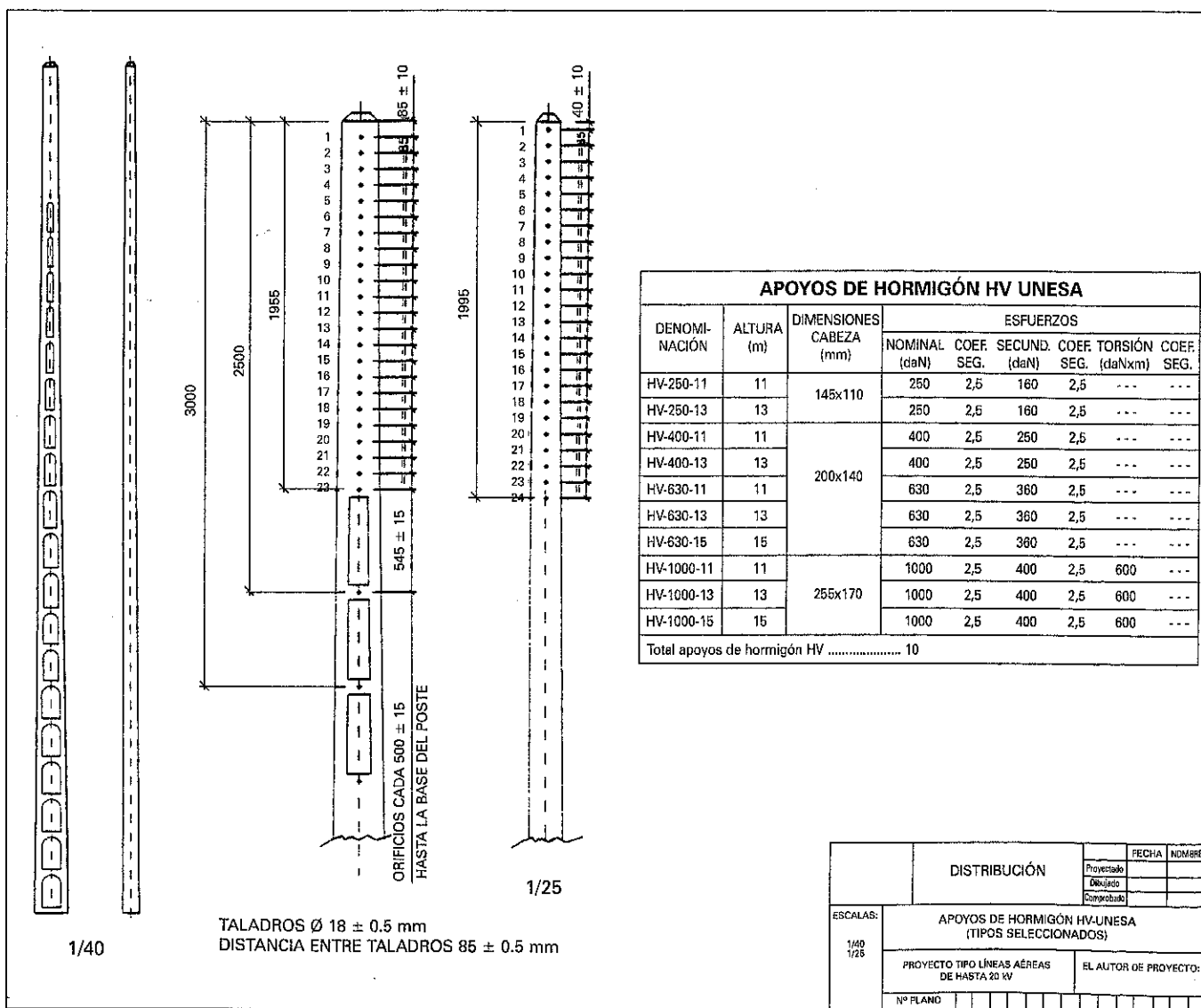


Figura 2.1. Apoyo de hormigón HV.

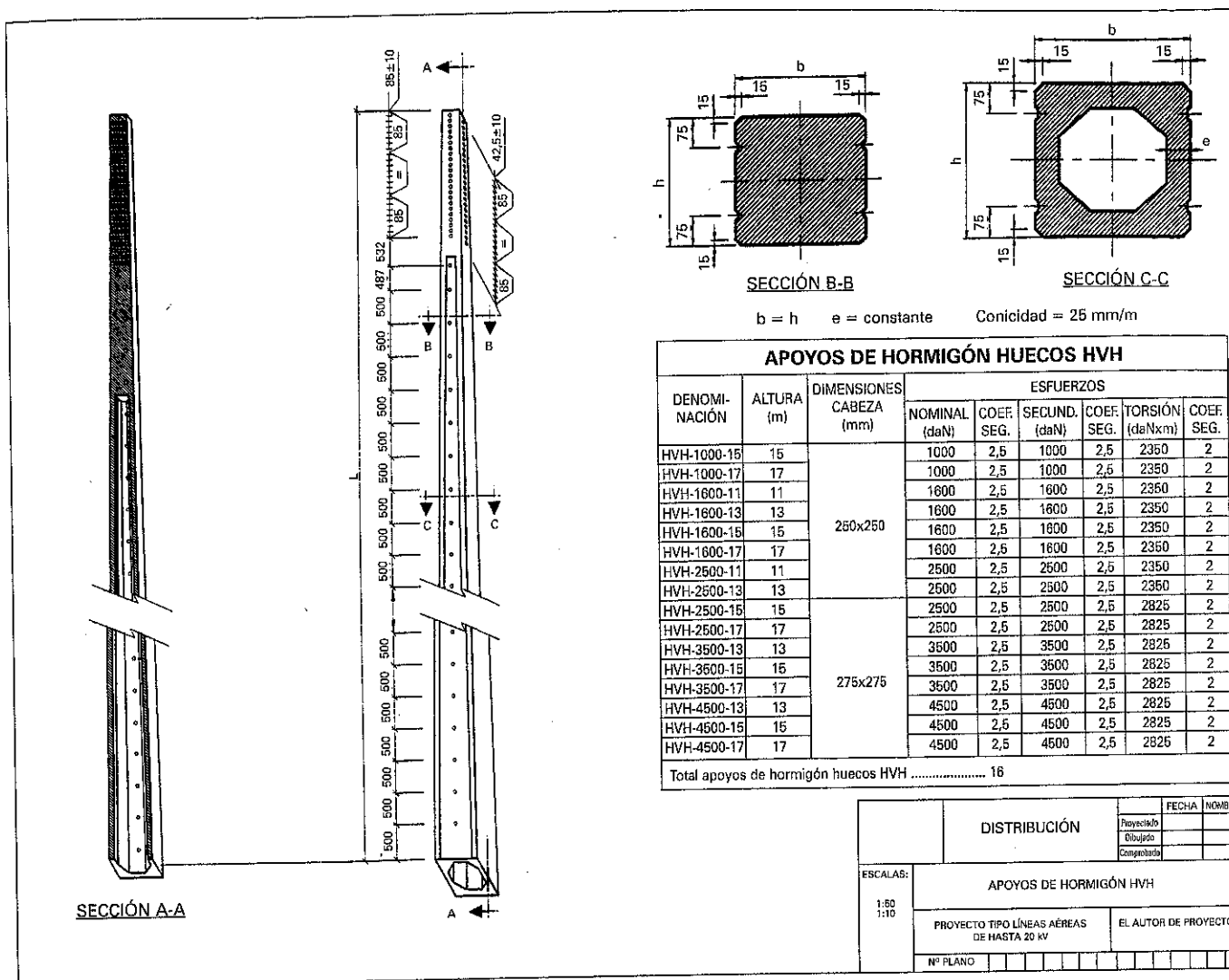


Figura 2.2. Apoyo de hormigón HVH.

La armadura metálica está formada por varillas de hierro colocadas unas en sentido longitudinal y otras en sentido transversal para posteriormente recubrirlas de hormigón armado.

Con el fin de mejorar las características técnicas de los apoyos de hormigón armado, la fabricación de éstos se lleva a cabo de varias formas como son: hormigón vibrado, hormigón pretensado y hormigón centrifugado.

Las ventajas sobre los apoyos de madera es que nos permite que los huecos sean mayores, su vida es muy superior, casi ilimitada, siempre que no queden varillas al descubierto y en contacto con el aire, ya que esto ocasionaría la oxidación de las mismas y el posterior deterioro por dicha zona.

No necesitan casi mantenimiento. Tienen el inconveniente de ser mucho más frágiles y pesados que los de madera.

Tanto para los apoyos de madera como para los de hormigón armado en el caso de que carezcan de cimentación, éstos se situarán a una profundidad de acuerdo con el R.L.A.A.T. Art. 31, punto 5 que será de 1,3 metros para los apoyos de menos de 8 metros, aumentando 0,10 metros por cada metro que exceda el apoyo.

Ejemplo: Tenemos un apoyo de hormigón armado de 14 metros de altura, la profundidad mínima que tendremos que enterrar será de:

$$H = 1,30 + (6 \times 0,10) = 1,90 \text{ metros}$$

Apoyos metálicos. Los apoyos metálicos están realizados con acero confeccionados de diversos tipos de perfiles, siendo los más destacados los que están laminados en forma de U, T, Y, unidos bien por remaches, tornillos o soldadura.

Los perfiles abiertos no serán inferiores a 4 mm, aunque podrá reducirse dicha medida si los perfiles son galvanizados por inmersión en caliente a 3 mm.

En construcciones remachadas o atornilladas, no podrá realizarse ningún tipo de taladro sobre los flancos de perfiles de anchura inferior a 35 mm.

Los tornillos o remaches a utilizar tendrán como mínimo un diámetro de 12 mm.

Los apoyos de celosía metálica denominados "Torres" son los que se utilizan principalmente para el transporte de la energía a muy Alta Tensión (400 - 220 - 132 kV), alcanzando alturas desde el suelo próximas a los 55 o 60 m en función de la tensión de transporte y los accidentes geográficos, y "Columnas metálicas" para las líneas de distribución en

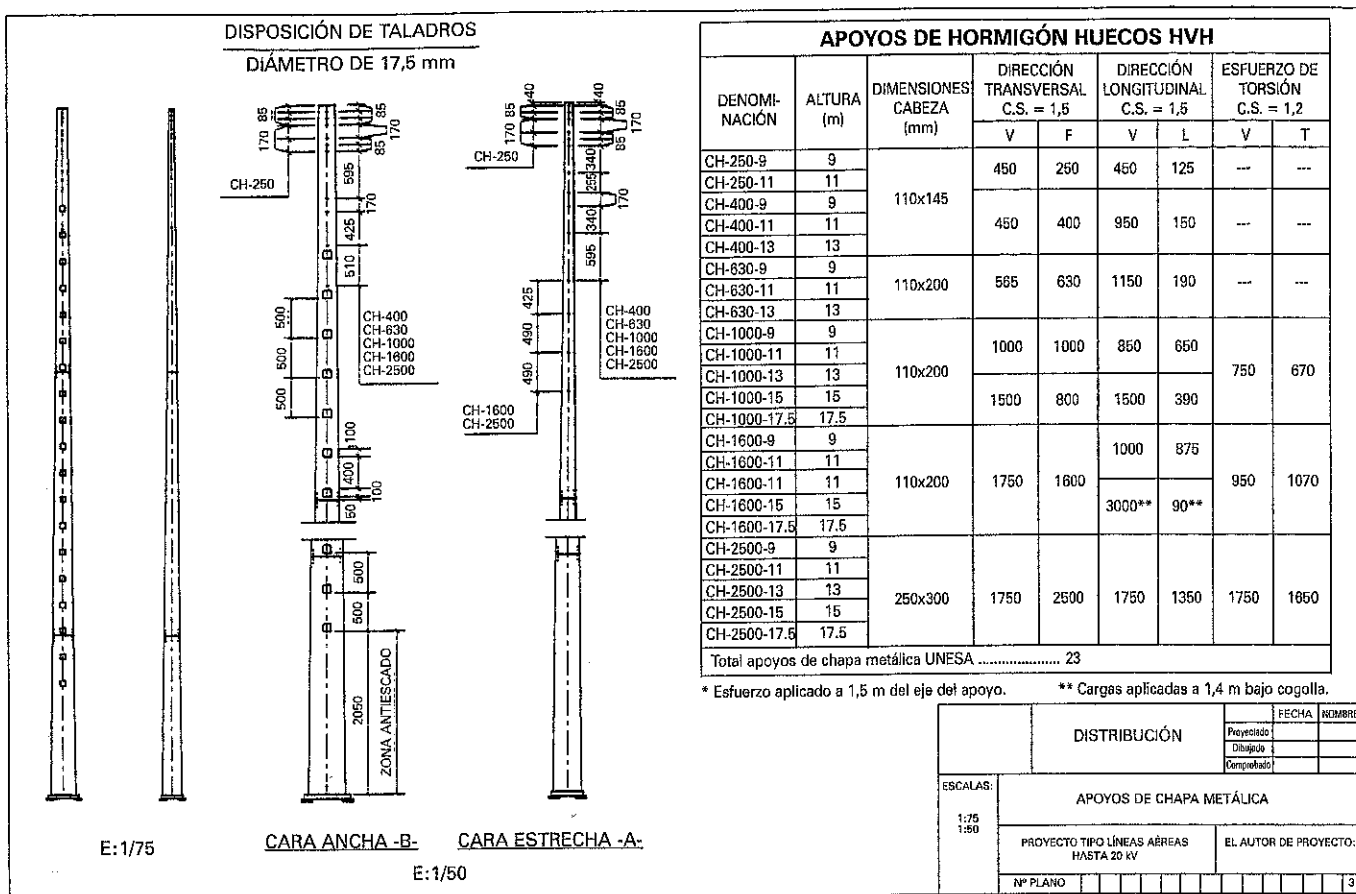


Figura 2.3. Apoyo de chapa metálica.

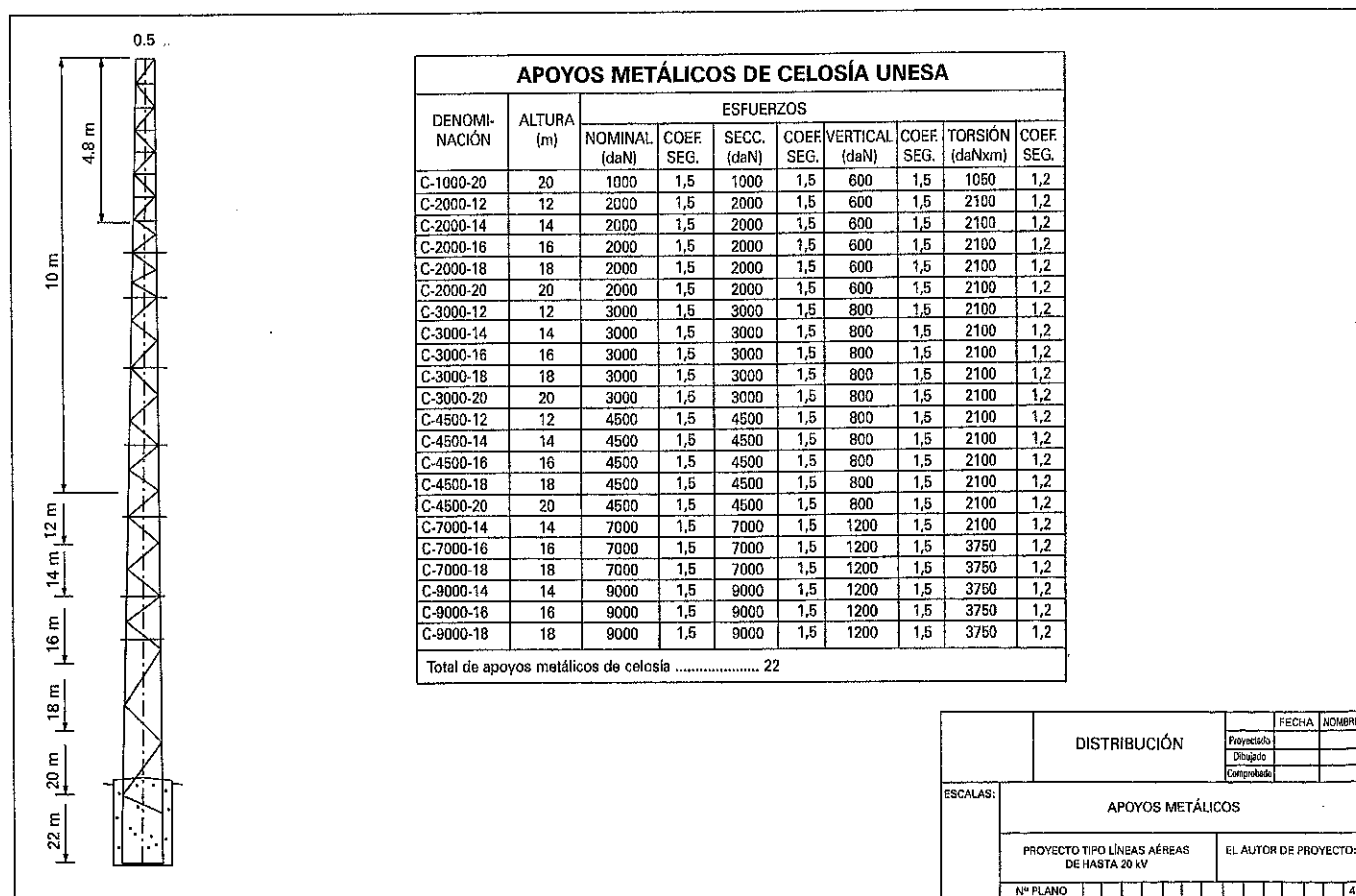


Figura 2.4. Apoyos metálicos.

Media Tensión (30 - 20 - 15 kV), éstos contruidos, normalmente, con perfiles en U. Pueden estar contruidos de forma rígida o articulada, estos últimos utilizados solamente para tramos de líneas cortos, teniendo que estar colocado próximo a su ubicación uno de amarre que sea capaz de soportar los esfuerzos mecánicos producidos por la rotura de algún conductor.

Las cimentaciones de estos apoyos se tendrán que dimensionar para que además del propio peso y de los esfuerzos que tenga que soportar el mismo, también tendremos que tener presente las características del terreno, adaptando su base a una forma cuadrangular. (Abajo se reflejan algunas formas constructivas de dichos apoyos).

El R.L.A.A.T. en su Art.12.7, indica que todos los apoyos se marcarán con el número que les corresponda, de acuerdo con el criterio de principio y fin de línea que se haya fijado en el proyecto, de tal manera que las cifras sean legibles desde el suelo.

También se recomienda colocar indicaciones de existencia de peligro en todos los apoyos. Esta recomendación será obligatoria para las líneas de primera categoría, y en general para todos los apoyos situados en zonas frecuentadas.



Figura 2.5. Placa indicativa de peligro.

2.1.2. Características resistentes y dimensiones para los apoyos de las líneas de media tensión

2.1.2.1. Apoyos de alineación - hormigón

Los apoyos de alineación serán de hormigón armado vibrado de tipo reforzado. En la tabla de abajo se indican los esfuerzos y alturas recomendados:

ALTURA TOTAL m	ESFUERZO NOMINAL daN			
	250	400	630	1000
11	XXX	XXX	XXX	XXX
13	XXX	XXX	XXX	XXX
15			XXX	XXX

Tabla 2.1. Apoyos de alineación de hormigón.

En caso de necesitar apoyos de alturas superiores, se utilizarán apoyos de hormigón de 1.000 daN de esfuerzo nominal y de 17 y 20 m de altura respectivamente.

2.1.2.2. Apoyos de alineación - metálicos tubulares

En zonas de difícil acceso o zonas de elevada composición rocosa, se utilizarán apoyos metálicos tubulares. Estos apoyos estarán formados por tramos que se unirán entre sí mediante tornillos y casquillos normalizados.

En la siguiente tabla se reflejan las alturas libres y los esfuerzos solicitados a dichos apoyos.

ALTURA LIBRE m	ESFUERZO NOMINAL daN					
	250	400	630	1000	1600	2500
9	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
11	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
13		XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
15				XXX	XXX	XXX
17,5				XXX	XXX	XXX

Tabla 2.2. Apoyos de alineación - metálicos tubulares.

2.1.2.3. Apoyos de ángulo - hormigón

ALTURA TOTAL m	ESFUERZO NOMINAL daN				
	1000	1600	2500	3500	4500
11		XXX	XXX		
13		XXX	XXX	XXX	XXX
15		XXX	XXX	XXX	XXX
17	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

Tabla 2.3. Apoyos de ángulo - hormigón.

2.1.2.4. Apoyos de ángulo - metálicos

ALTURA m	ESFUERZO NOMINAL daN					
	1000	2000	3000	4500	7000	9000
12		XXX	XXX	XXX		
14		XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
16		XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
18		XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
20	XXX	XXX	XXX	XXX		

Tabla 2.4. Apoyos de ángulo - metálicos.

2.1.2.5. Apoyos de anclaje y fin de línea

Los apoyos para puntos firmes serán de hormigón HVH o metálicos, de celosía. Utilizándose los apoyos de los esfuerzos y alturas indicados en la tabla 2.4 de apoyos.

2.1.3. Mecánicas

Según la función que vayan a desarrollar, éstos se clasifican en:

- **Apoyos de Alineación.** Su función es la de soportar el peso de los conductores de la línea y el conductor de protección (tierra), su instalación se realiza en la instalación de apoyos en alineaciones rectas.
- **Apoyos de Ángulo.** Además de tener que soportar el peso de los elementos descritos en los apoyos de alineación, deberán soportar los esfuerzos producidos por las componentes creadas por las tensiones al producirse cambios de dirección en los ángulos que forman dos alineaciones.
- **Apoyos de Anclaje.** Son los encargados de proporcionar los puntos fuertes de la línea, de tal forma que tendrán que ser capaces de limitar la propagación a lo largo de la línea de los esfuerzos longitudinales que se puedan originar de forma excepcional, como consecuencia de la rotura de alguno o varios de los conductores.
- **Apoyos de Fin de Línea.** Son los encargados de resistir las tensiones producidas longitudinalmente por todos los conductores, incluido el conductor de protección (tierra).
- **Apoyos Especiales.** Son aquéllos que sus funciones son diferentes a las descritas anteriormente, como puede ser: cruce con otras líneas de Alta Tensión, cruce sobre cauces fluviales, líneas férreas, etc.

2.2. Características y tipos de conductores

2.2.1. Características de los conductores

Los materiales utilizados principalmente en las líneas aéreas de Alta Tensión son dos, el cobre y el aluminio, aunque hoy en día el único que se utiliza, principalmente, es el aluminio y sólo para casos muy justificados se instalaría cobre.

Al ser la resistencia mecánica del aluminio muy pequeña es necesario que para formar dichos conductores, su alma esté formada por alambres de acero con el fin de aumentar la resistencia mecánica de dicho conductor.

Se denomina cable a la unión de varios alambres de igual diámetro, estando trenzados entre sí y formando varias capas.

El R.L.A.A.T. en su Art. 8 dice: La sección nominal mínima admisible para los conductores de cobre y sus aleaciones será de 10 mm². En el caso de instalar conductores de acero galvanizado, la sección mínima será de 12,5 mm².

Los conductores se denominan por varios parámetros, destacan entre otros los siguientes:

- La sección nominal, siendo la suma total de los conductores de aluminio más los de acero.
- El diámetro, es la media aritmética de dos medidas opuestas realizadas al conductor en sentido perpendicular.

- La resistencia eléctrica, solamente se tendrá en cuenta la resistencia de los conductores de aluminio, despreciando el valor de los conductores que formen el alma de acero.
- Dentro de los conductores de cobre (cables) los alambres de éstos pueden estar fabricados de dos formas, bien del tipo duro o del recocido, este último al tener poca resistencia mecánica a la rotura no se pueden fabricar para la composición de un cable, siendo los cables que se utilizan para el tendido de redes aéreas las formadas por alambres o hilos de cobre duro.

2.2.2. Tablas de características

A continuación se describen una serie de tablas de aplicación práctica relativas a los conductores.

En la tabla 2.5. se indican las características de los conductores de cobre desnudos para líneas aéreas de acuerdo con la normativa UNESA.

Denominación	Sección mm ²	Formación		Carga mínima de rotura Kg	R. en Ω a 20°C Ωm/Km	Peso Kg/Km
		Nº hilos	Ø mm			
C 36/10	10,0	1	3,57	420	1,760	89
C 45/10	15,9	1	4,50	636	1,080	141
C 50/10	19,6	1	5,00	754	0,895	175
C 16	15,9	7	1,70	672	1,123	143
C 25	25,2	7	2,14	1.052	0,709	227
C 35	34,9	7	2,52	1.429	0,511	315
C 50	50,0	19	1,83	2.046	0,359	453
C 70	70,3	19	2,17	2.844	0,255	637
C 95	94,8	19	2,52	3.753	0,189	858

Tabla 2.5. Características de los conductores de cobre desnudos para líneas aéreas

Los cables formados solamente por conductores de aluminio no se utilizan solos debido a su poca resistencia a la rotura y a su escasa dureza, por lo que tienen que estar formados por aleaciones, como puede ser: el magnesio, el silicio o el hierro, siendo en este caso su resistencia mecánica a la rotura mayor que la del cobre.

Los conductores que principalmente se utilizan para las líneas aéreas son los formados por un conductor de Aluminio-Acero. Los hilos o alambres se van colocando en capas, superpuestas, siendo los hilos centrales los formados por el acero y las capas exteriores las formadas por hilos de aluminio.

Los cables son fabricados con distintos números de conductores en sus respectivas capas, siendo las siguientes formaciones las más usuales:

- Cable denominado 1 + 6, compuesto por un hilo de acero y seis de aluminio.
- Cable denominado 7 + 30, compuesto por un hilo central y una capa envolviendo al mismo de seis hilos de acero, y de dos capas de aluminio superpuestas de 12 y 18 hilos cada un hilo central y una capa.

Designación	Sección			Formación				Pesos			Carga Rotura daN	R.a 20 °C Ω/Km	Densidad A/mm²	Intensidad Máxima	
	Al	Ac	Total	Hilos Al		Hilos Ac		Al	Ac	Total				S.Al	S.T
	mm²	mm²	mm²	nº	Ømm	nº	Ømm	Kg/Km	Kg/Km	Kg/Km				A	A
LA-30	26,2	4,4	31,1	6	2,3	1	2,3	72,6	35,0	107,6	990	1,074	4,42	116	137
LA-56	46,7	7,8	54,6	6	3,1	1	3,1	128,4	60,7	189,1	1.640	0,614	3,61	170	202
LA-110	94,2	22,0	116,2	30	2,0	7	2	261,3	171,7	433,0	4.310	0,307	2,70	254	313
LA-180	147	34,3	181,6	30	2,5	7	2,5	408	268,0	676,0	6.400	0,196	2,34	344	425
LA-290	234	54,5	288,5	30	3,1	7	3,1			1.073,0	9.900	0,124	1,98	463	572

Tabla 2.6. Características de los conductores desnudos de Aluminio - Acero.

- Cable denominado 7 + 54, compuesto por un hilo central envolviendo al mismo de seis hilos de acero, y de tres capas de aluminio superpuestas de 12, 18 y 24 hilos cada una.

La denominación de los conductores más utilizados son: LA-30; LA-56; LA-110; LA-180 y LA-290. Siendo el diámetro de los hilos de aluminio igual que los del acero.

Las características normalizadas de los mismos quedan reflejadas en la tabla 2.6.

Las siguientes figuras representan las formas constructivas más usuales en los cables de Aluminio-Acero.

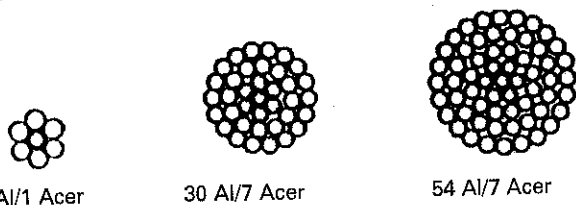


Figura 2.6. Formas constructivas de los conductores de Aluminio - Acero.

Hoy en día se va sustituyendo en las Redes de Distribución, formadas por conductores de cobre desnudos, por tres cables unipolares aislados trenzados en haz y soportados por un cable de acero de 50 mm² de sección, pudiendo ser éstos de cobre o de aluminio.

Los fabricantes de este tipo de cables se adaptan a las normas de cada nación, en España son las normas UNE, hoy en día y para todas las naciones que forman la U.E. esas normas suelen ir en documentos de armonización (HD) del CENELEC (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica) tomando como base muchas veces las normas dictadas por la Comisión Electrotécnica Internacional IEC.

A continuación se adjunta la tabla 2.7 de intensidades máximas admisibles en cables trenzados en haz para Media Tensión, fabricados en cobre o aluminio.

Las características principales de los cables de acero dedicados a la protección de las líneas aéreas (cables de guarda) son las reflejadas en la tabla 2.8:

	Nº y Sección de los conductores	Ø máximo del haz	Longitud máxima de cable por bobina	Peso aproximado del cable	Radio mínimo de curvatura	Intensidad máxima admisible en régimen permanente 40 °C
	mm²	mm	m	Kg/Km	mm	A
Conductores de Cobre	3 (1 x 50)	66,6	300	3.665	370	205
	3 (1 x 70)	70,8	300	4.520	410	260
	3 (1 x 95)	74,8	300	5.470	440	315
Conductores de Aluminio	3 (1 x 50)	66,6	300	2.775	370	160
	3 (1 x 70)	70,8	300	3.205	410	200
	3 (1 x 95)	74,8	300	3.665	440	245
	3 (1 x 120)	77,4	300	4.000	470	285
	3 (1 x 150)	81,0	200	4.460	500	320

Tabla 2.7. Valores para conductores trenzados en haz- Cobre y Aluminio.

DENOMINACIÓN CABLE DE ACERO	DIÁMETRO (total mm) Sección (Total mm²)	HILOS (nº) DIÁMETRO (mm)	RESISTENCIA ELÉCTRICA A 20 °C (Ω/Km)	PESO P (Kg/Km)	MÓDULO ELÁSTICO FINAL E (Kg/mm²)	COEFICIENTE DILATACIÓN (10⁻⁶/°C)	CARGA ROTURA P (kg)
T 50	9,0 49,5	7,0	—	420	20.000	12,0	6.250
T 70	10,5 67,3	3,5	—	570			8.550

Tabla 2.8. Características principales de los cables de acero (cables de guarda).

2.3. Características y tipos de los aisladores

2.3.1. Características

Los niveles de aislamiento necesarios para las líneas de Media Tensión tendrán que ser superiores a las prescripciones reglamentarias reflejadas en el R.L.A.A.T. en el Art. 24.

La tensión más elevada, en kV eficaces será de	24 kV
La tensión de ensayo al choque, kV cresta, será de	125 kV
La tensión de ensayo a frecuencia industrial en kV eficaces será de	50 kV

2.3.2. Niveles de aislamiento

Los niveles de aislamiento se determinarán en función de los niveles de polución de la zona donde vaya a ser instalada la línea, estos dos niveles son:

Nivel Medio

- Zonas con industrias que no produzcan humos particularmente contaminantes y con una densidad media de viviendas equipadas con calefacción.
- Zonas de fuerte densidad de población o de industrias pero sometidas a lluvias limpias.
- Zonas expuestas al viento del mar, pero alejadas algunos kilómetros de la costa.

Nivel Fuerte

- Zonas generalmente poco extensas sometidas a polvo conductor y a humos que producen depósitos particularmente espesos.
- Zonas generalmente poco extensas y muy próximas a la costa, expuestas a nieblas o vientos muy fuertes y contaminantes provenientes del mar. (En este caso el conductor será de cobre.)
- Zonas desérticas caracterizadas por largos periodos de lluvia, expuestas a vientos fuertes que transportan arena y sal, y sometidas a una condensación regular.

2.3.2.1. Aisladores para nivel medio

Los tipos de aisladores a utilizar en esta zona serán de vidrio o de aislamiento sintético (composite), si se utilizan aisladores de vidrio, tipo U 70 BS, se tendrán que colocar dos aisladores por cadena cuyas características son:

AISLADOR VIDRIO U 70 BS

Carga de rotura	7.000 daN
Diámetro máximo parte aislante	255 mm
Línea de fuga	310 mm
Paso nominal	127 mm
Diámetro del vástago	16 mm

En cadenas con dos elementos, las características de los mismos son:

- Tensión de contorno bajo lluvia a 50 Hz durante un minuto 72 kV eficaces.
- Tensión a impulso tipo rayo, valor de cresta 190 kV

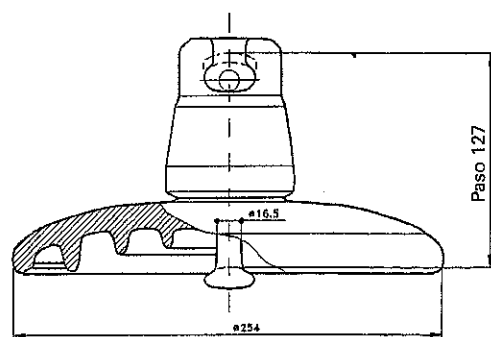
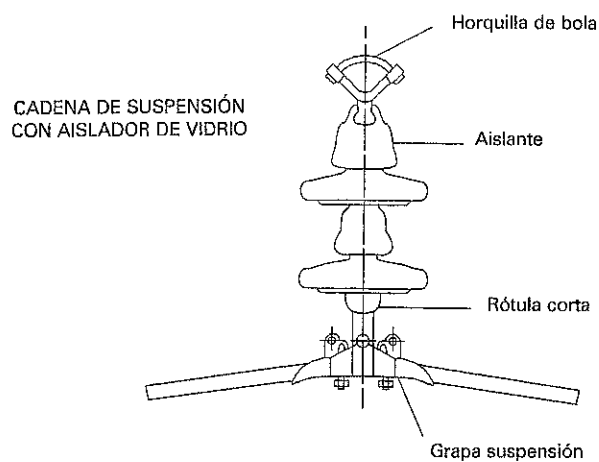
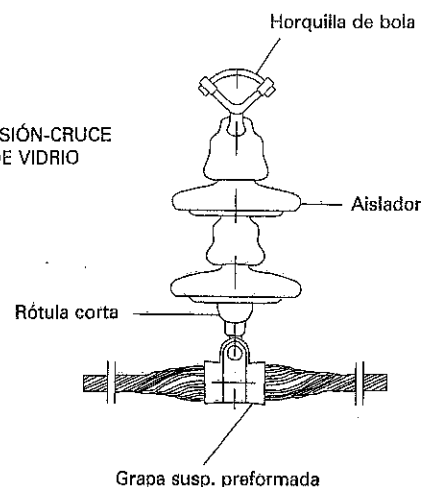


Figura 2.7. Aislador de vidrio U 70 BS.



CADENA DE SUSPENSIÓN-CRUCE CON AISLADOR DE VIDRIO



CADENA DE AMARRE CON AISLADOR DE VIDRIO

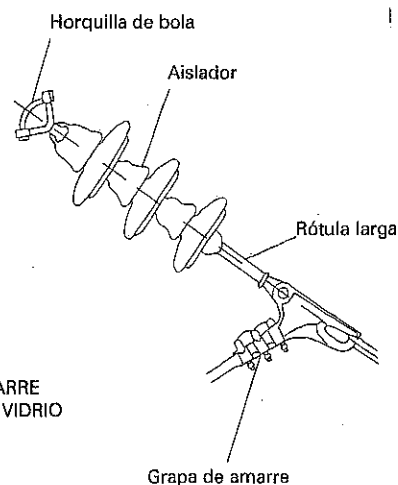


Figura 2.8. Aislador de cadena vidrio.

AISLADOR SINTÉTICO COMPOSITE U 70 BS

Material.....	Composite
Carga de rotura.....	7.000 daN
Línea de fuga.....	480 mm
Tensión de contorno bajo lluvia a 50 Hz durante un minuto	70 kV eficaces.
Tensión a impulso tipo rayo, valor de cresta.....	165 kV

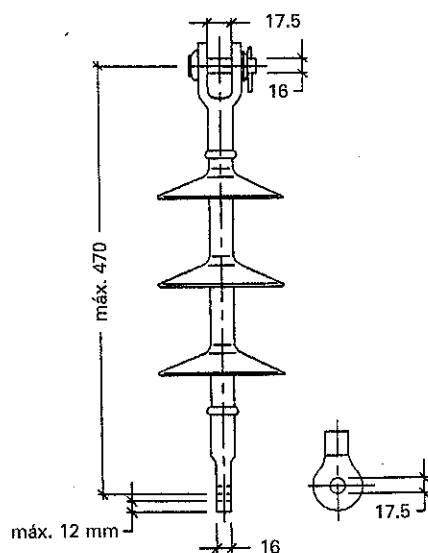


Figura 2.9. Aislador sintético - Composite U 70 BS.

En cadenas, su representación y denominación se representa en la figura 2.10.

CADENA DE SUSPENSIÓN
CON AISLADOR SINTÉTICO

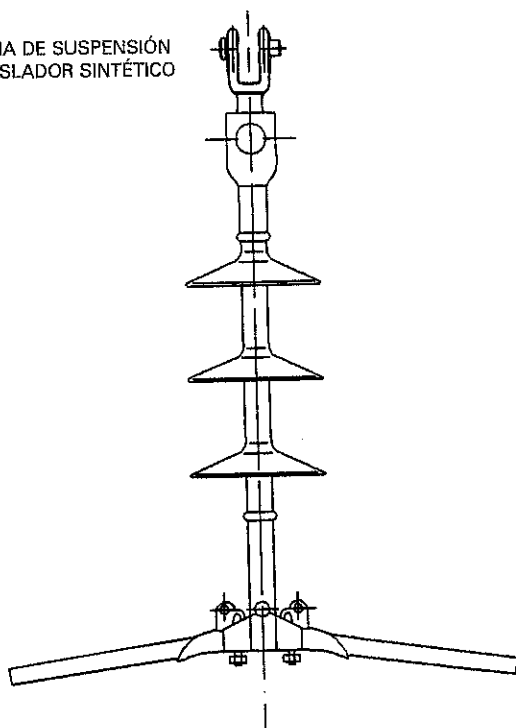
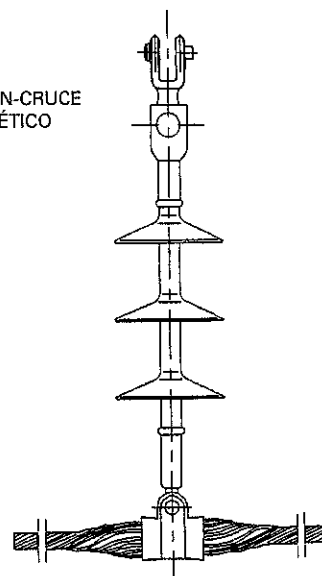


Figura 2.10. Aisladores en cadena sintéticos - Composite.

CADENA DE SUSPENSIÓN-CRUCE
CON AISLADOR SINTÉTICO



CADENA DE AMARRE
CON AISLADOR SINTÉTICO



Figura 2.10. Aisladores en cadena sintéticos - Composite (Continuación).

2.3.2.2. Niveles de aislamiento, para zonas de nivel de producción fuerte

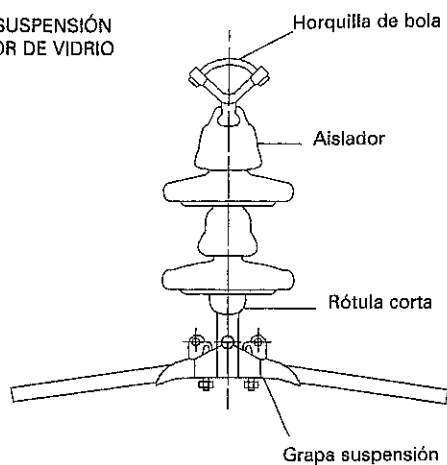
Aisladores tipo vidrio

Podrán utilizarse aisladores de vidrio de tipo caperuza, se utilizarán dos aisladores del tipo U 100 BLP por cadena, cuyas características son:

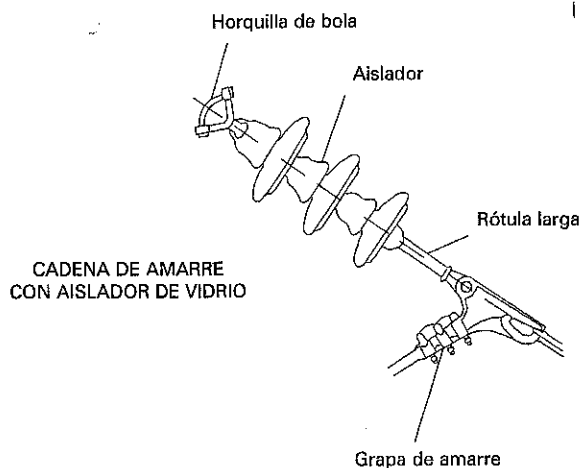
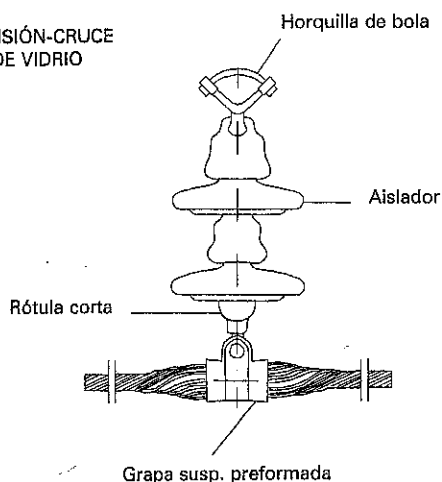
Material.....	Vidrio
Carga de rotura.....	10.000 daN
Diámetro máximo parte aislante	280 mm
Línea de fuga.....	445 mm
Paso nominal	146 mm
Diámetro del vástago	16 mm

En cadenas con dos elementos, las características de los mismos son:

CADENA DE SUSPENSIÓN
CON AISLADOR DE VIDRIO



CADENA DE SUSPENSIÓN-CRUCÉ
CON AISLADOR DE VIDRIO



CADENA DE AMARRE
CON AISLADOR DE VIDRIO

Figura 2.11. Aisladores en cadena - vidrio.

- Tensión de contorno bajo lluvia a 50 Hz durante un minuto 75 kV eficaces.
- Tensión a impulso tipo rayo, valor de cresta 235 kV.

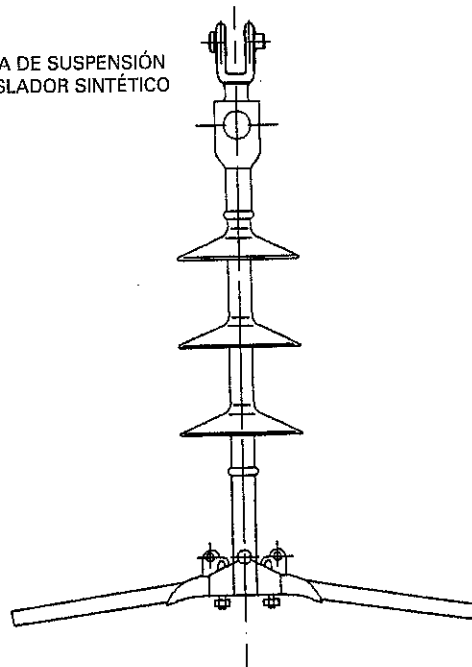
Si se emplean aisladores sintéticos de composite, las cadenas estarán formadas por un aislador cuyas características son:

Aislador sintético composite u 70 bs y b 2o p

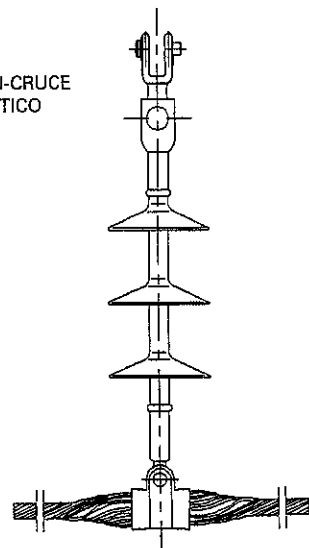
Material Composite
Carga de Rotura 7.000 daN

Línea de fuga..... 740 mm
Tensión de contorno bajo lluvia a 50 Hz durante un minuto 70 kV eficaces.
Tensión a impulso tipo rayo, valor de cresta 165 kV

CADENA DE SUSPENSIÓN
CON AISLADOR SINTÉTICO



CADENA DE SUSPENSIÓN-CRUCÉ
CON AISLADOR SINTÉTICO



CADENA DE AMARRE
CON AISLADOR SINTÉTICO



Figura 2.12. Aisladores en cadena - Composite.

2.3.3. Formación de cadenas

La formación de cadenas se realizará en función del nivel de polución.

En apoyos de ángulo, anclaje y fin de línea se emplearán cadenas de amarre, y en apoyos de alineación cadenas de suspensión o suspensión-cruce (con grapa de suspensión preformada). En las figuras 2.8, 2.10, 2.11 y 2.12 se muestran los diferentes tipos de suspensiones, tanto con aisladores de vidrio, como de Composite.

2.4. Características y tipos de crucetas

Las crucetas utilizadas para apoyos de alineación serán, principalmente, del tipo bóveda (figura 2.13).

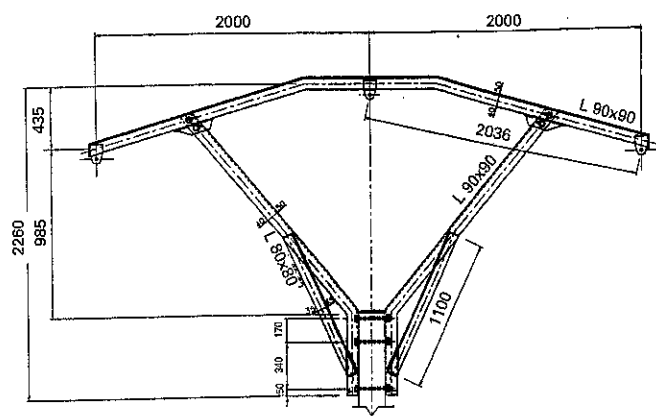


Figura 2.13. Cruceta de bóveda.

El tipo de crucetas utilizadas en apoyos de ángulos serán rectas y dobles.

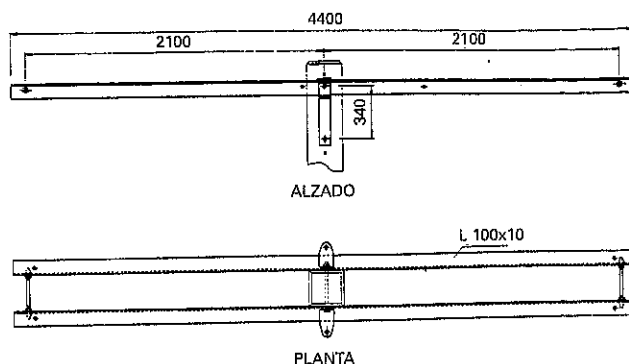


Figura 2.14. Crucetas rectas.

Igualmente existen otros tipos de crucetas que se instalan en función de las necesidades de cada línea, entre otras están las crucetas de bandera y las crucetas al tresbolillo (figura 2.15).

2.5. Cimentaciones

Las cimentaciones de todos los apoyos estarán constituidas por monobloques de hormigón, habiéndose verificado al vuelco por la fórmula de Sulzberger con coeficientes de seguridad de 1,5.

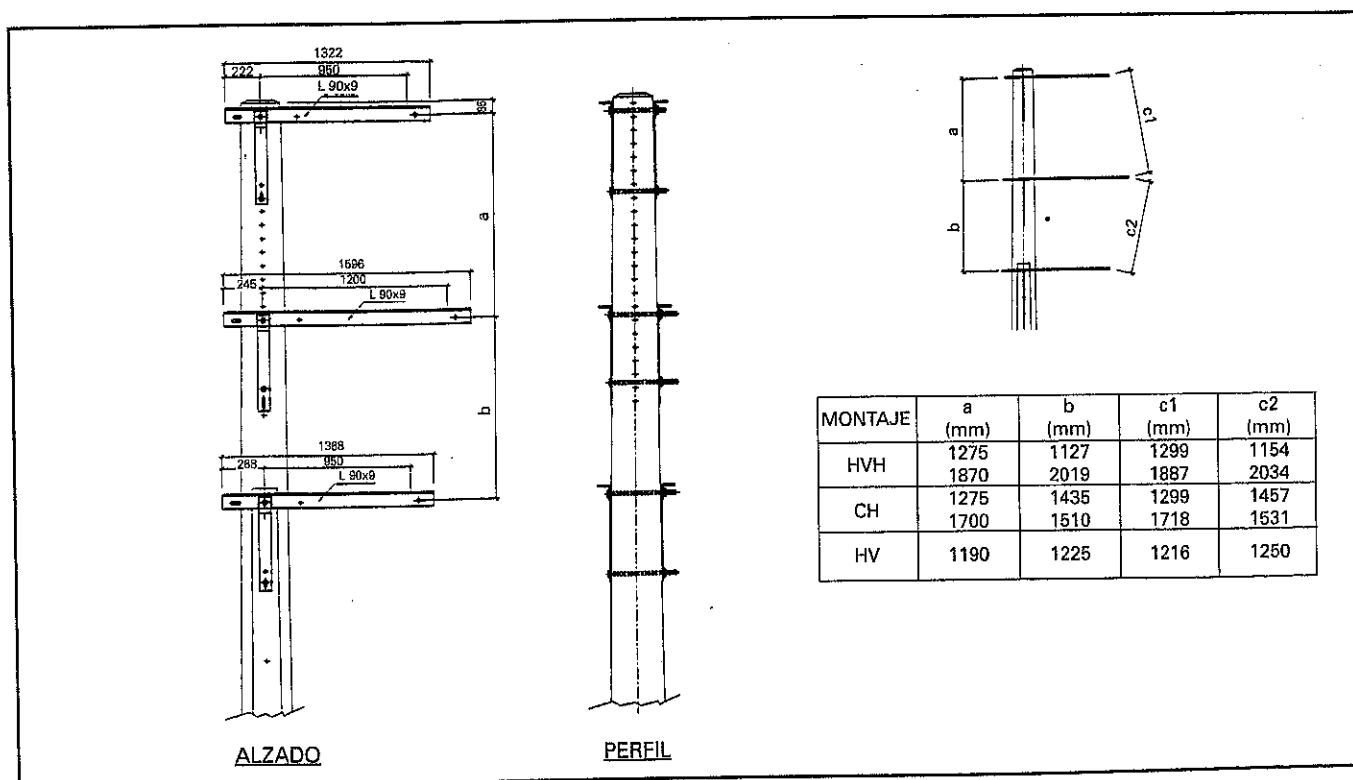


Figura 2.15. Cruceta de bandera.

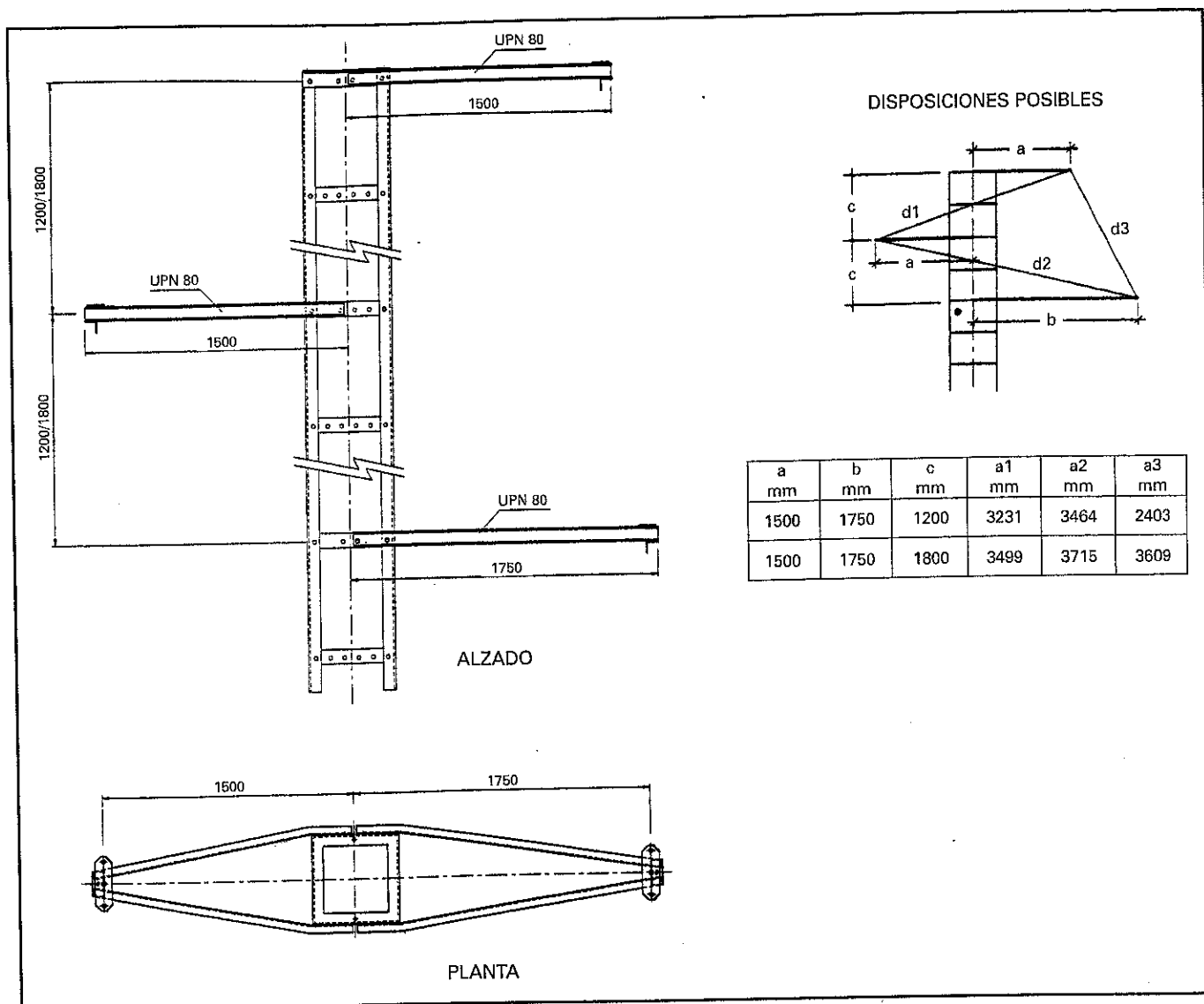


Figura 2.16. Cruceta de tresbolillo.

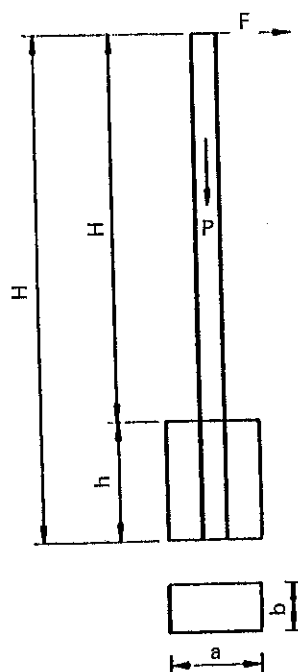


Figura 2.17. Cimentaciones de un apoyo.

El momento de vuelco tiene por valor:

$$M_v = F \left(H_L + \frac{2}{3} h \right) = F \left(H - \frac{1}{3} h \right)$$

donde:

M_v = Momento de vuelco en daN.m.

F = Esfuerzo nominal del poste en daN.

H_L = Altura libre del poste en m.

H = Altura del poste en m.

h = Profundidad del macizo en m.

El momento estabilizador se calcula con la expresión:

$$M_e = \frac{b \cdot h^3}{36} C_t \cdot \text{tg} \alpha + P \cdot a \left(0.5 - \frac{2}{3} \sqrt{\frac{P}{2 \cdot a^3 \cdot C_t \cdot \text{tg} \alpha}} \right)$$

En la cual el primer término del segundo miembro representa el momento debido a la acción lateral del terreno, y el segundo término es el momento de las cargas verticales, que se pueden simplificar para $\text{tg} = 0,01$:

$$M_e = 139 \cdot k \cdot a \cdot h^4 + 2.200 \cdot a^3 \cdot h \cdot 0,4$$

debiendo cumplirse:

$$C_s = \frac{M_e}{M_v} \geq 1,5$$

siendo:

M_e = Momento del fallo al vuelco o momento estabilizador, en daNm.

C_s = Coeficiente de seguridad reglamentario.

$a = b$ = Anchura del macizo (supuesto cuadrado) en m.

h = Profundidad del macizo en m.

C'_t = Coeficiente de compresibilidad del terreno a t metros de profundidad en kg/mm^2 .

k = Coeficiente de compresibilidad del terreno a la profundidad de 2 m en $\text{kg}/\text{cm}^2\cdot\text{cm}$.

P = Peso del conjunto de la cimentación en daN.

Los valores de k correspondientes a distintos tipos de terrenos son:

Terreno	$k (\text{kg}/\text{cm}^2 \times \text{cm})$
Arcilla húmeda	3 a 6
Arcilla seca	7 a 8
Tierras sueltas	9 a 10
Tierras compactas	11 a 12
Grava gruesa con arena	13 a 15
Grava gruesa	16 a 18
Roca blanda	19 a 20

Normalmente se consideran unos coeficientes de compresibilidad k de 8 $\text{kg}/\text{cm}^2 \times \text{cm}$ para terreno flojo, 12 para terreno normal y 16 para terreno rocoso.

2.6. Conductores de tierra

Como conductores de conexión a tierra se utilizarán cables de cobre de 50 mm^2 y de acero de 100 mm^2 de sección.

Estos conductores cumplen con lo dispuesto en el Art. 12 ap. 6 y del Art. 8 ap. 1 del R.L.A.A.T.

En las figuras 2.18, 2.19 y 2.20 se presentan diversos tipos de conexión a tierra con los apoyos.

APOYO MONOBLOQUE - CIMENTACIÓN EN TIERRA Zona no frecuentada

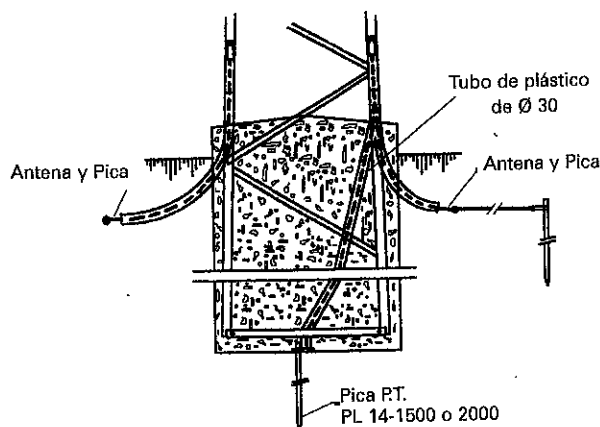


Figura 2.18. Apoyo monobloque - cimentación en tierra: Zona no frecuentada.

ZANJAS: Antenas - 0,60 m de profundidad

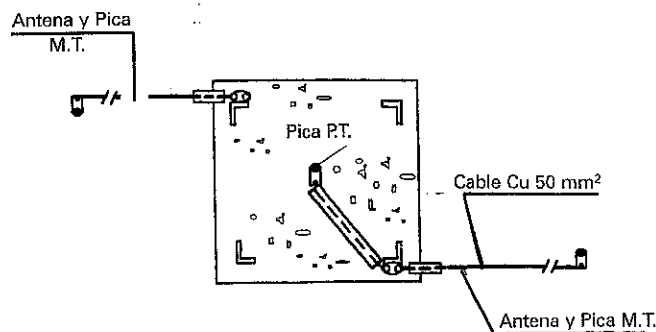
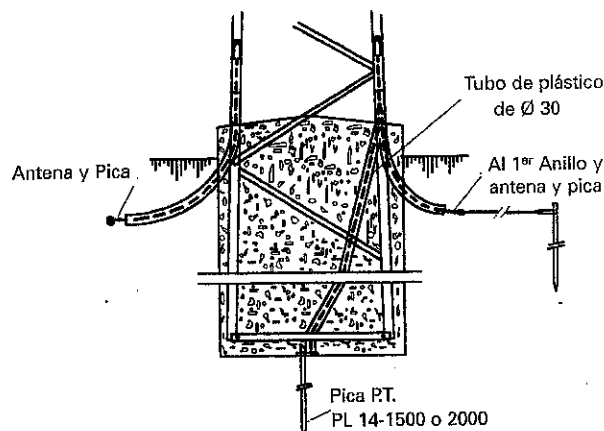


Figura 2.18. Apoyo monobloque - cimentación en tierra: Zona no frecuentada (continuación).

APOYO MONOBLOQUE - CIMENTACIÓN EN TIERRA Zona no frecuentada agrícola



ZANJAS: Antenas - 0,60 m de profundidad
Antenas - 0,80 m de profundidad

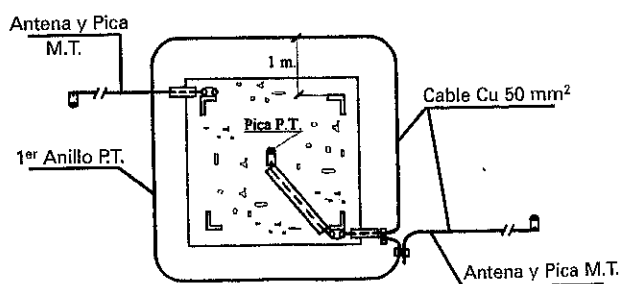
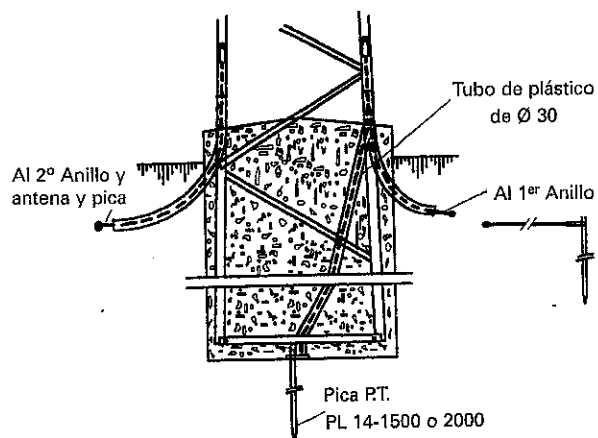


Figura 2.19. Apoyo monobloque - cimentación en tierra: Zona no frecuentada agrícola.

APOYO MONOBLOQUE - CIMENTACIÓN EN TIERRA Zona no frecuentada agrícola



ZANJAS: 1º Anillo - 0,60 m de profundidad
2º Anillo - 0,80 m de profundidad
Antenas - 0,80 m de profundidad

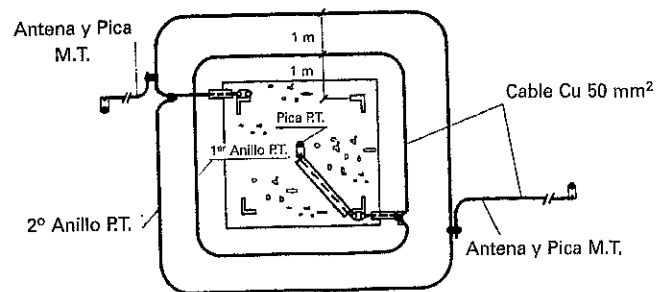


Figura 2.20. Apoyo monobloque - cimentación en tierra: Zonas frecuentadas y de pública concurrencia y apoyos de maniobra.

Actividades y prácticas propuestas

Recopilar catálogos comerciales actualizados de apoyos y sus componentes.

Recopilar las normas particulares de la empresa eléctrica de la zona donde se describan los apoyos tipo que se utilicen normalmente.

Analizar, comparar y describir las diferencias entre los aisladores de vidrio y los de composite.

Montar una cadena de aisladores de vidrio.

Montaje de un apoyo de hormigón.

Montaje de un apoyo metálico.

Redes de distribución aéreas. Montaje y mantenimiento

Introducción

Una vez conocidos los materiales que se utilizan normalmente en la construcción de las líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica necesitamos conocer todo lo relacionado con los sistemas de empalmes de cables, montaje de crucetas, palomillas, aisladores, etc.

El tendido y tensado de cables, así como el establecimiento de un plan de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de las líneas y la reparación de averías, completan el conocimiento básico de las redes de distribución aéreas.

Contenido

En el presente capítulo se desarrollan los siguientes temas:

- ▶ Empalmes y conexiones de las redes aéreas.
- ▶ Montaje: Acciones a las que se encuentran sometidas las líneas y el tensado de cables.
- ▶ Mantenimiento: partes fundamentales a las que debemos someter a mantenimiento.
- ▶ Niveles de aislamiento en líneas aéreas y puestas a tierra.
- ▶ Averías.

Objetivos

- ▶ Definir los principales sistemas de empalmes y conexiones de cables aéreos.
- ▶ Resumir las operaciones de montaje y tendido de una línea aérea.
- ▶ Esquematizar un plan de mantenimiento de las líneas aéreas.
- ▶ Describir los tipos de averías más frecuentes y los métodos de reparación empleados.
- ▶ Interpretar planos de líneas aéreas.

3.1. Empalmes y conexiones

El Art. 8º punto 3 del R.L.A.A.T. indica que se denomina empalme a la unión de conductores de tal forma que quede asegurada su continuidad, tanto mecánica como eléctrica. Y conexión a la unión de conductores de tal forma que quede asegurada la continuidad eléctrica de los mismos y que su resistencia mecánica sea reducida.

Para que nos quede claro qué es uno y qué es otro pensemos que:

Se realizará un empalme cuando el conductor que tengamos que instalar esté expuesto a una tensión mecánica.

Se realizará una conexión cuando uno o más conductores no estén sometidos a ninguna tensión mecánica.

Mientras que la realización de un empalme supone que además de unir perfectamente los conductores, también tenemos que dejar en perfecto estado sus condiciones mecánicas, en el caso de las conexiones esto no es necesario.

En ambos casos debe tenerse en cuenta que la resistencia eléctrica del conductor no debe aumentar.

Igualmente en dicho punto, dice que los empalmes deberán soportar sin rotura ni deslizamientos del cable el 90 por 100 de la carga de rotura empalmado.

La conexión de los conductores, tal y como ha sido definida en el presente apartado, sólo se podrá realizar en conductores sin tensión mecánica, o en las uniones de conductores realizadas en el bucle entre cadenas horizontales de un apoyo, pero en este caso deberá tener una resistencia de deslizamiento de al menos el 20 por 100 de la carga de rotura del conductor.

Está terminantemente prohibido colocar en la instalación de una línea más de un empalme por vano y conductor. Solamente en la explotación, en concepto de reparación de una avería, podrá consentirse la colocación de dos empalmes.

Cuando se trate de la unión de conductores de distinta sección o naturaleza, es preciso que dicha unión se efectúe en el puente de conexión de las cadenas horizontales de amarre.

Está prohibida la ejecución de empalmes en conductores por la soldadura a tope de los mismos. Igualmente, las piezas de empalme y conexión serán de diseño y naturaleza tal, que eviten los efectos electrolíticos si éstos fueran de temer, y deberán tomarse las precauciones necesarias para que las superficies en contacto no sufran oxidación.

El tipo de empalme que tengamos que realizar dependerá de los materiales a unir, así podremos tener empalmes de: Cobre-Cobre; Aluminio-Aluminio; Bimetálicos (Cobre-Aluminio), Aluminio-Acero, etc.

Existen dos tipos típicos de empalme:

- Por comprensión.
- En tensión.

El método de comprensión es el más utilizados, por su facilidad de realización así como por su gran rigidez mecánica.

Para poder llevar a cabo un empalme de Aluminio-Acero (figura 3.1) tendremos presente lo siguiente:

1º) Procederemos a limpiar los extremos de los conductores, cortando los hilos de aluminio que forman el conductor y realizando retenciones a cada uno de ellos con el fin de que no se suelten, posteriormente ajustaremos los hilos de acero a la longitud que nos solicite el manguito a colocar (figura 3.2).

2º) Una vez preparados los dos conductores, pasaremos el manguito de aluminio a uno de éstos, para pasar posteriormente a ir introduciendo los cables de acero en el manguito de acero (acero dulce) (figura 3.3), procediendo al engastado del mismo. Una vez terminado el mismo, retiraremos las retenciones preparadas anteriormente a los conductores de aluminio para proceder a colocar los alambres de aluminio de tal forma que nos queden enfrentados entre sí pero sin contacto, para pasar igualmente al engastado de dicho terminal (figura 3.4).

En la figura 3.5 están representadas parte de las herramientas que se utilizan para el picado de empalmes y terminales.

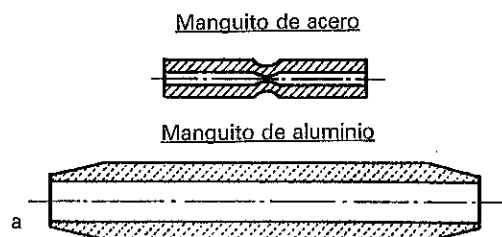


Figura 3.1. Elementos que componen el empalme para cables Al-Ac.



Figura 3.2. Conductor de Aluminio-Acero preparado para empalmar.



Figura 3.3. Empalme del conductor de acero.



Figura 3.4. Empalme totalmente terminado.

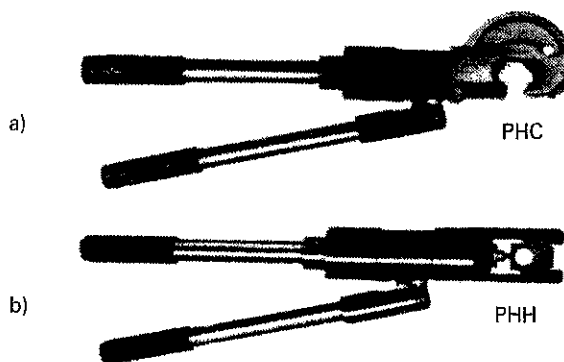


Figura 3.5. Prensas hidráulicas y matricería para prensas.
a) Prensa hidráulica de 12 Tm. b) Matriz para punzonado en cobre.

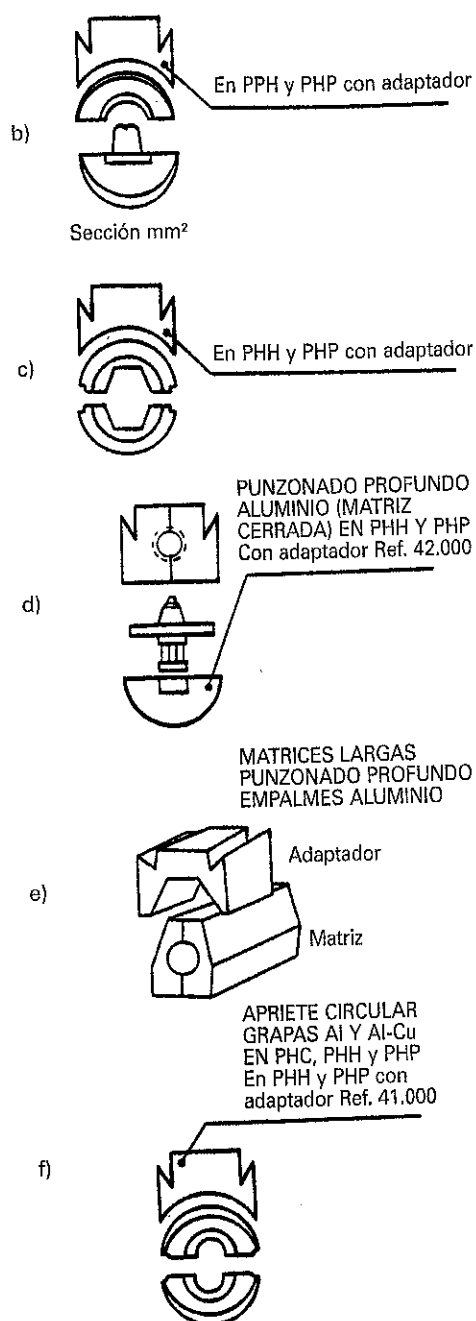


Figura 3.5. Prensas hidráulicas y matricería para prensas (cont.)
 c) Matriz para apriete hexagonal, cobre y aluminio. d) Matriz para punzonado profundo en aluminio. e) Matrices largas para punzonado profundo en empalmes de aluminio. f) Matriz para apriete circular aluminio y aluminio-acero.

Para la realización de los empalmes de tensión tendremos que disponer de un manguito hembra en el que van alojadas diversas piezas cónicas alojadas entre los hilos que forman el conductor, y mediante resortes de roscas o muelles lograr que el cable quede clavado al manguito. Este tipo de empalme sólo se suele realizar cuando las tensiones que va a tener el conductor son elevadas, pues cuanto mayor es la presión entre el manguito y el conductor, más se clavan.

Cuando tenemos que realizar una derivación lo que utilizamos son grapas de derivación como las reflejadas en la figura 3.6, es importante que estas piezas estén fabricadas

adecuadamente para evitar cualquier daño a los conductores, sobre todo en los de aluminio.

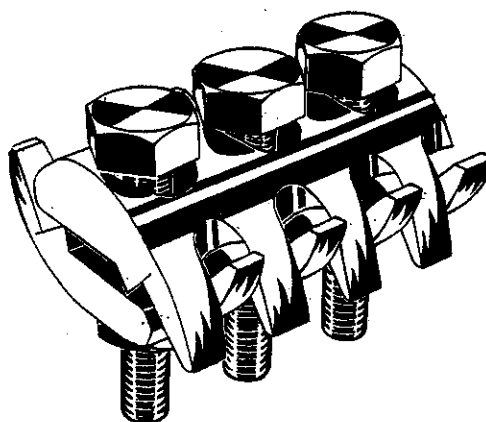


Figura 3.6. Conector (brida) para la unión de dos conductores.

3.2. Montaje

Una vez proyectada la línea, lo primero que se hace es marcar dónde van a ir situados los apoyos, distinguiendo en los mismos alineación, ángulo, principio y fin de línea y especiales.

En el Capítulo 2 hemos descrito cómo se realizan los cálculos para la construcción de las cimentaciones de los apoyos, siendo los métodos de excavación más usuales los siguientes:

- Excavación manual.
- Excavación mecánica.

La excavación manual realizada con elementos manuales como picos, barras, palas, etc., se puede realizar en aquellos terrenos en que la dureza del mismo nos lo permite, o porque el acceso de cualquier tipo de maquinaria nos es imposible.

Si donde tenemos que realizar la excavación se asienta en terreno rocoso, tendremos que utilizar elementos que nos ayuden a poder socavar el mismo, de los que destacan principalmente los explosivos (goma 2) o bien martillos neumáticos.

La excavación por métodos mecánicos es lo que se realiza hoy en día, a no ser que el terreno nos lo impida. El importante ahorro, tanto físico como de tiempo, hace que su utilización sea aconsejada.

La maquinaria más utilizada suelen ser las excavadoras, extraen la tierra como si se tratara de una pala y las perforadoras, que realizan taladros en el terreno como si se tratara de la apertura de una botella por medio de un sacacorchos.

El levantamiento de los apoyos se realiza de diferentes formas, de forma manual con caballetes o pértigas, o bien, mecánicamente por medio de tornos y plumas, este tipo se realiza principalmente cuando se trata de apoyos metálicos.

Hoy en día, los grandes avances tecnológicos de los vehículos y de maquinaria afín a los trabajos que se realizan, han hecho que muchos de estos vehículos vayan dotados de plumas o de grúas autopropulsadas capaces de levantar en vertical y alojar el apoyo en el punto que nosotros deseemos.

Una vez izados los apoyos procederemos al tendido de los conductores, para lo cual procederemos a colocar las bobinas que transportan dichos cables en el punto de partida.

La acción de desenrollar los cables se puede hacer de dos formas:

- Moviendo la bobina a lo largo de la línea o sin tensión mecánica.
- Fijando la bobina y tirando del conductor desde un punto o con tensión mecánica.

El primer método se suele utilizar cuando las secciones a tender son pequeñas y el terreno está poco accidentado. Se tienen que ir sujetando provisionalmente los conductores a la base del apoyo para que una vez tendido los conductores, los operarios suban a los diferentes apoyos que formen la línea para realizar las retenciones correspondientes entre el conductor y la grapa de sujeción. Para subir el conductor al punto de conexión el operario previamente o el compañero que se encuentre situado junto a la base del apoyo ata una cuerda al conductor para que pueda ser subido.

El segundo método consiste en tirar de los conductores, manteniendo al principio de la línea a tender las bobinas que los contienen.

3.2.1. Acciones a que se encuentran sometidas las líneas

A la hora de realizar el tendido de una línea y posteriormente el tense de los conductores, tenemos que tener presentes varias consideraciones. Las fuerzas que actúan sobre los conductores son, primeramente, el peso propio del conductor, segundo, las inclemencias atmosféricas como son el hielo y el viento que incrementan el peso del conductor, otro elemento que interviene en la modificación de las características técnicas del conductor es la temperatura.

El R.L.A.A.T. indica en sus Art. 16, 17 y 27 las distintas acciones que hay que considerar en los cálculos mecánicos.

El Art. 16 nos dice: Se considerará un viento de 120 km/h (33,3 m/s) de velocidad. Se supondrá un viento horizontal actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide.

La acción de este viento da lugar a las presiones que a continuación se indican, sobre los distintos elementos de la línea:

- Sobre conductores y cables de tierra de un diámetro igual o inferior a 16 mm 60 kg/m².
- Sobre conductores y cables de tierra de un diámetro superior a 16 mm 50 kg/m².
- Sobre superficies planas 100 kg/m².
- Sobre superficies cilíndricas de los apoyos como postes de madera, hormigón, tubos, etc. 70 kg/m².
- Sobre estructuras de celosía de cuatro caras realizadas con perfiles metálicos normales:
Cara de barlovento 160 (1 - η) kg/m².
Cara de sotavento 80 (1 - η) kg/m².
- Sobre estructuras de celosía de cuatro caras realizadas con perfiles cilíndricos:
Cara de barlovento 90 (1 - η) kg/m².
Cara de sotavento 45 (1 - η) kg/m².

Las presiones anteriormente indicadas se considerarán aplicadas sobre las proyecciones de las superficies reales en un plano normal a la dirección del viento.

Estos valores son válidos hasta una altura de 40 metros sobre el terreno circundante, debiendo para mayores alturas adoptarse otros valores debidamente justificados.

El coeficiente η que interviene en las expresiones relativas a los apoyos de celosía, es el coeficiente de opacidad, relación entre la superficie real de la cara y el área definida por su silueta. Las expresiones son válidas hasta $\eta = 0,5$, debiendo adoptarse el valor de la expresión correspondiente a $\eta = 0,5$ para los valores de η superiores.

El art. 17 trata sobre las sobrecargas motivadas por el hielo a efectos de este país, clasificándolas en tres zonas.

Zona A: La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar.

Zona B: La situada a una altura entre los 500 y 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Zona C: La situada a una altura superior a los 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Las sobrecargas serán las siguientes:

Zona A: No se tendrá en cuenta sobrecarga alguna motivada por el hielo.

Zona B: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor:

$$180x\sqrt{d} \text{ gramos por metro lineal,}$$

siendo d el diámetro del conductor o cable de tierra en mm.

Zona C: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor:

$$360x\sqrt{d} \text{ gramos por metro lineal,}$$

siendo d el diámetro del conductor o cable de tierra en mm.

El art. 27 se refiere a la tracción máxima admisible y dice:

1º. Tracción máxima admisible. La tracción máxima de los conductores y cables de tierra no resultará superior a la carga de rotura, dividida entre 2,5 si se trata de cables, o dividida entre 3 si se trata de alambres, considerándoles sometidos a la hipótesis de sobrecarga siguiente en función de las zonas de sobrecarga definidas en el Art. 17.

En Zona A: Sometidos a la acción de su peso propio y a una sobrecarga de viento según el Art. 16 a la temperatura de 5 °C.

En Zona B: Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el Art. 17, a la temperatura de -15 °C.

En Zona C: Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el Art. 17, a la temperatura de -20 °C.

En las zonas B y C en el caso de que pudieran presentarse sobrecargas de viento superiores a las de hielo indicadas, bien fuese por poder preverse sobrecargas de viento de valor excepcional o por tratarse de cables huecos o con rellenos, además de la hipótesis de máxima tensión fijada anteriormente y con el mismo coeficiente de seguridad, se considerará la siguiente:

Hipótesis adicional: Se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a su peso propio y a una sobrecarga del viento. Esta sobrecarga se considerará aplicada a una temperatura de -10 °C en zona B, y en -15 °C en zona C. El valor de esta sobrecarga será fijado por el proyectista en el caso de preverse sobrecargas excepcionales de viento.

2º. Comprobación de fenómenos transitorios. En el caso de que en la zona atravesada por la línea sea de temer la aparición de vibraciones en los conductores y cables de tierra, se deberá comprobar el estado tensional de los mismos a estos efectos.

3º. Flechas máximas de los conductores y cables de tierra. De acuerdo con la clasificación de las zonas de sobrecargas definidas en el Art. 17 se determinará la flecha máxima de los conductores y cables de tierra en las siguientes hipótesis:

En zonas A, B y C:

a) Hipótesis de viento.- Sometidos a la acción de su peso propio y a una sobrecarga de viento según el Art. 16 a la temperatura de +15 °C.

b) Hipótesis de temperatura.- Sometidos a la acción de su peso propio, a la temperatura máxima previsible teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. Esta temperatura no será en ningún caso inferior a más de +50 °C.

c) Hipótesis de hielo.- Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona según el Art. 17 a la temperatura de 0 °C.

Ante las variaciones de carga que tienen lugar, producidas tanto por el hielo como por el viento y/o la temperatura, se produce una modificación sobre la forma de trabajar que tienen los conductores.

Una vez que hayamos tendido los conductores, las dimensiones físicas de los diferentes vanos no podemos variarlas, aunque cambien las condiciones de trabajo en un determinado momento sobre el conductor.

Existe una fórmula denominada Ecuación Cambio de Condiciones, que relaciona dos situaciones o momentos de una línea eléctrica. Si tenemos en cuenta los datos o parámetros de uno de los estados, inicial o final, y queremos saber el otro estado, partiendo casi siempre como condiciones de tendido inicial a 20 °C.

La expresión matemática de esta fórmula es la siguiente:

$$T_2^3 + T_2^2 \left[\alpha (\sigma_2 - \sigma_1) S \cdot E + \frac{a^2 \cdot m_1^2 \cdot p^2 \cdot S \cdot E}{24 \cdot T_1^2} - T_1 \right] = \frac{a^2 \cdot m_2^2 \cdot p^2 \cdot S \cdot E}{24}$$

Y la flecha máxima:

$$f_2 = \frac{T_2}{p \cdot m_2} \left(\frac{e^{\frac{a \cdot p \cdot m_2}{2 \cdot T_2^2}} + e^{\frac{a \cdot p \cdot m_2}{2 \cdot T_1^2}}}{2} - 1 \right)$$

en donde:

a = Vano en metros.

E = Módulo elástico, en daN/mm².

S = Sección total, en mm².

α = Coeficiente de dilatación en °C.

f = Flecha, en metros.

p = Peso del conductor, en daN/m.

σ_1 = Temperatura del conductor en las condiciones iniciales en °C.

σ_2 = Temperatura del conductor en las condiciones finales en °C.

T₁ = Tense a la que está sometido el conductor en las condiciones iniciales, en daN.

T₂ = Tense a la que está sometido el conductor en las condiciones finales, en daN.

m₁ = Coeficiente de sobrecarga en las condiciones iniciales.

m₂ = Coeficiente de sobrecarga en las condiciones finales.

Calculándose los coeficientes de sobrecarga como se indica a continuación:

ZONA	SOBRECARGA VIENTO	SOBRECARGA HIELO
A	Viento 60 Kg/m ²	
$\sigma = -5^\circ\text{C}$		$P_h = 0.180 \cdot \sqrt{d} \cdot 0.98$
B	$P_v = 60 \cdot 0.98 \cdot d \cdot 10^{-3}$	$P_g = P + P_h$
$\sigma = -15^\circ\text{C}$	$P_a = \sqrt{P^2 + P_v^2}$	$m = \frac{P_g}{P}$
C		$P_h = 0.360 \cdot \sqrt{d} \cdot 0.98$
$\sigma = -20^\circ\text{C}$	$m = \frac{P_a}{P}$	$P_g = P + P_h$
		$m = \frac{P_g}{P}$

donde:

P_a = Peso aparente del conductor en condiciones de sobrecarga, en daN/m.

P_v = Acción del viento sobre el conductor.

P_h = Peso sobrecarga hielo, en daN/m.

P = Peso del conductor, en daN/m.

d = Diámetro del conductor, en mm.

Si no existe sobrecarga, este coeficiente tendrá, evidentemente, el valor uno.

Sustituyendo los valores en las condiciones iniciales se llega a ecuaciones de σ_2 , T₂ y m₂. De esta forma, para cada σ_2 y m₂ determinados, obtendremos T₂ y f₂.

De acuerdo con lo expuesto, se llega a algunas de las tablas de valores que se adjuntan a continuación, en función del tense a aplicar en las diferentes zonas A - B - C, para conductores de aluminio con alma de acero y denominación LA-56.

CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

ZONA - A

CABLE DE ALUMINIO ACERO TIPO LA-56

Viento daN/m: 0,556
Hielo daN/m:
T. máx. admisible daN: 546
T = Tensión en daN
F = Flecha en cm

Sección mm²: 54,60
Diámetro mm: 9,45
M. elástico daN/mm²: 7.900
Coef. dilat. °C: 19,1 · 10⁻⁶
Peso cable daN/m = 0,186
σ rotura daN: 1.640

VANO	-5°		50°		-5° Viento		-5° Viento		-5° Viento		GHS a -5°		EDS a 15°		T. Máxima		PARAME-TROS	
(m)	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	%	T	%	T	Ca	T	F
50	313	19	80	72	396	46	302	61	313	19,1	180	11,0	396	4,1	435	1.688		
60	300	28	91	92	409	64	324	82	300	18,4	180	11,0	409	4,0	490	1.621		
70	287	39	100	114	422	85	343	106	287	17,6	180	11,0	422	3,9	539	1.551		
80	276	64	108	138	434	108	361	130	276	16,8	180	11,0	434	3,8	582	1.481		
90	262	72	115	163	444	134	378	157	262	16,0	180	11,0	444	3,7	619	1.414		
100	251	92	121	192	454	161	391	187	251	15,4	180	11,0	454	3,6	653	1.354		
110	241	118	127	222	463	192	405	219	241	14,7	180	11,0	463	3,5	682	1.301		
120	232	143	131	264	471	224	417	263	232	14,2	180	11,0	471	3,5	708	1.255		
130	226	174	135	289	479	259	428	290	226	13,8	180	11,0	479	3,4	729	1.217		
140	220	207	139	326	486	296	436	328	220	13,4	180	11,0	486	3,4	746	1.185		
150	216	243	142	366	491	336	446	369	216	13,1	180	11,0	491	3,3	762	1.168		
160	211	282	146	407	496	378	455	413	211	12,9	180	11,0	496	3,3	776	1.136		
170	207	324	148	452	502	422	463	458	207	12,7	180	11,0	502	3,3	788	1.117		
180	203	368	151	498	506	469	470	506	204	12,5	180	11,0	506	3,2	800	1.101		
190	201	415	153	547	510	518	476	556	201	12,3	180	11,0	510	3,2	811	1.087		
200	199	465	155	599	514	570	482	609	199	12,2	180	11,0	514	3,2	821	1.075		
220	196	573	158	709	521	681	491	722	196	12,0	180	11,0	521	3,1	838	1.066		
240	193	691	161	830	527	802	500	844	193	11,8	180	11,0	527	3,1	853	1.042		
260	191	820	163	960	532	933	508	976	191	11,7	180	11,0	532	3,1	865	1.031		
280	189	969	165	1.101	536	1.047	514	1.119	189	11,6	180	11,0	536	3,1	876	1.022		
300	188	1.108	167	1.261	539	1.225	519	1.271	188	11,5	180	11,0	539	3,0	885	1.015		
320	187	1.268	168	1.412	542	1.386	524	1.433	187	11,4	180	11,0	542	3,0	893	1.010		
340	186	1.438	169	1.583	545	1.558	528	1.605	186	11,4	180	11,0	545	3,0	900	1.006		
360	185	1.622	170	1.768	546	1.742	531	1.790	185	11,3	180	11,0	546	3,0	905	999		
380	183	1.821	170	1.967	546	1.941	532	1.980	183	11,2	179	10,9	546	3,0	907	991		
400	182	2.031	171	2.177	546	2.151	534	2.200	182	11,2	178	10,9	546	3,0	909	985		

TABLA DE TENDIDO

ZONA - A

CABLE DE ALUMINIO ACERO TIPO LA-56

Viento daN/m: 0,556
Hielo daN/m:
T. máx. admisible daN: 546
T = Tensión en daN
F = Flecha en cm

Sección mm²: 54,60
Diámetro mm: 9,45
M. elástico daN/mm²: 7.900
Coef. dilat. °C: 19,1 · 10⁻⁶
Peso cable daN/m = 0,186
σ rotura daN: 1.640

VANO	-5°		0°		5°		10°		15°		20°		25°		30°		35°		40°	
(m)	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F
50	313	19	276	21	241	24	209	28	180	32	155	37	134	43	118	49	106	55	95	61
60	300	28	266	31	233	36	205	41	180	46	158	53	140	59	126	66	108	73	105	79
70	287	39	256	44	227	60	201	56	180	63	161	71	145	78	133	86	123	93	114	100
80	275	54	246	60	221	67	198	75	180	83	164	91	150	99	138	107	129	115	121	123
90	262	72	237	79	216	87	196	96	180	105	166	113	154	122	143	131	134	139	128	148
100	251	92	230	101	210	110	193	120	180	129	168	139	157	148	147	157	139	166	132	176
110	241	116	223	126	206	136	192	146	180	156	169	166	159	176	151	186	144	195	137	204
120	232	143	217	154	203	165	190	175	180	166	170	196	162	207	154	217	147	226	141	236
130	226	174	212	185	200	196	189	207	180	218	171	229	164	240	157	260	151	260	145	270
140	220	207	208	219	197	230	188	242	180	253	172	264	165	275	159	286	163	296	148	306
150	216	243	204	255	195	267	187	279	180	290	173	302	167	313	161	324	166	336	151	345
160	211	282	202	294	193	307	186	319	180	330	174	342	168	354	163	365	168	376	154	386
170	207	324	199	336	192	349	185	361	180	373	174	385	169	397	164	408	160	419	156	430
180	203	368	197	381	190	394	185	406	180	418	175	430	170	442	166	454	162	465	158	476
190	201	415	195	428	189	441	184	454	180	466	175	478	171	490	167	502	163	514	159	525
200	199	465	194	478	188	491	184	504	180	516	176	529	172	541	168	553	164	565	161	576
220	196	573	191	686	187	599	183	612	180	625	176	637	173	650	170	662	167	674	164	686
240	193	691	189	704	186	718	182	731	180	744	177	756	174	769	171	781	168	794	166	806
260	191	820	188	833	185	846	182	860	180	872	177	886	175	899	172	911	170	923	168	936
280	189	959	187	972	184	986	181	999	180	1.012	178	1.025	175	1.038	173	1.051	171	1.063	169	1.076
300	188	1.108	186	1.122	183	1.135	181	1.149	180	1.162	178	1.175	176	1.188	174	1.201	172	1.214	170	1.226
320	187	1.268	185	1.282	183	1.295	181	1.309	180	1.322	178	1.335	176	1.348	175	1.361	173	1.374	171	1.387
340	186	1.438	184	1.452	182	1.465	181	1.479	180	1.492	178	1.506	177	1.519	175	1.532	174	1.546	172	1.558
360	185	1.622	183	1.636	182	1.650	180	1.663	180	1.677	178	1.690	177	1.703	175	1.716	174	1.729	173	1.742
380	183	1.821	182	1.835	181	1.849	180	1.862	179	1.876	178	1.889	176	1.902	175	1.915	174	1.928	173	1.941
400	182	2.031	181	2.045	181	2.058	180	2.072	178	2.085	177	2.099	176	2.112	175	2.126	174	2.138	173	2.151

CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

ZONA - B

CABLE DE ALUMINIO ACERO TIPO LA-56

Sección mm²: 54,60
Diámetro mm: 9,45
M. elástico daN/mm²: 7.900
Coef. dilat. °C: 19,1 · 10⁻⁶
Peso cable daN/m = 0,186
σ rotura daN: 1.640

Viento daN/m: 0,556
Hielo daN/m:
T. máx. admisible daN: 546
T = Tensión en daN
F = Flecha en cm

VANO	5°		50°		5° Viento				-5° Viento						CHS a 5°		EDS a 15°		T. Máxima		PARAME- TROS	
	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	%	T	%	T	Ca	F max	F min
50	337	17	74	79	361	61	387	47	278	66	445	61	373	61	264	16,1	147	9,0	445	3,7	396	1.821
60	316	26	82	101	372	71	394	67	297	89	457	72	392	84	246	15,1	147	9,0	457	3,6	445	1.699
70	291	39	90	126	382	94	402	89	316	114	469	96	410	109	230	14,1	147	9,0	469	3,5	487	1.570
80	268	55	97	153	390	120	409	115	330	142	479	122	426	137	216	13,2	147	9,0	479	3,4	523	1.443
90	246	76	103	183	398	149	415	143	343	173	489	161	439	168	203	12,4	147	9,0	489	3,3	553	1.328
100	229	102	108	216	406	181	420	175	355	207	496	183	452	201	193	11,8	147	9,0	496	3,2	580	1.230
110	214	131	112	161	411	216	425	209	356	243	504	218	464	238	186	11,3	147	9,0	504	3,2	603	1.151
120	202	165	116	189	416	264	429	246	374	282	511	256	474	277	178	10,9	147	9,0	511	3,2	623	1.389
130	193	203	119	330	421	294	433	287	383	324	517	298	483	319	176	10,6	147	9,0	517	3,1	640	1.340
140	185	244	122	374	425	338	436	330	389	369	522	342	491	364	171	10,4	147	9,0	522	3,1	655	1.002
150	181	289	124	421	429	385	439	377	395	417	527	389	497	412	168	10,2	147	9,0	527	3,1	668	972
160	176	337	126	471	432	436	440	426	401	468	531	439	503	463	165	10,1	147	9,0	531	3,1	679	948
170	173	389	128	624	435	487	442	479	406	521	536	492	509	516	163	9,9	147	9,0	536	3,1	689	929
180	169	444	129	680	438	643	444	534	411	578	638	548	514	573	161	9,8	147	9,0	538	3,0	698	913
190	168	502	130	639	439	602	446	593	416	638	641	607	519	633	160	9,7	147	9,0	541	3,0	706	899
200	165	563	132	701	441	664	447	655	419	701	643	669	523	696	168	9,7	147	9,0	543	3,0	713	888
220	160	700	133	840	442	802	447	793	423	839	545	807	528	835	155	9,5	146	8,9	546	3,0	721	864
240	166	864	134	993	442	956	446	946	426	994	545	961	530	989	152	9,3	145	8,9	546	3,0	725	843
260	163	1.021	135	1.160	441	1.122	446	1.112	427	1.161	545	1.128	532	1.156	150	9,2	144	8,8	546	3,0	728	828
280	161	1.201	135	1.341	441	1.302	444	1.292	429	1.342	545	1.308	534	1.337	148	9,1	143	8,8	546	3,0	731	816
300	149	1.395	136	1.634	441	1.496	444	1.486	430	1.636	545	1.601	535	1.631	147	9,0	143	8,7	546	3,0	733	806
320	148	1.602	136	1.741	441	1.703	443	1.692	431	1.743	545	1.708	537	1.738	146	8,9	142	8,7	546	3,0	735	799
340	147	1.822	136	1.962	440	1.923	443	1.913	432	1.963	545	1.928	538	1.968	145	8,9	142	8,7	546	3,0	737	793
360	146	2.056	136	2.196	440	2.156	442	2.146	434	2.197	545	2.162	538	2.192	144	8,8	141	8,7	546	3,0	738	788
380	145	2.303	137	2.442	440	2.403	442	2.393	434	2.444	545	2.409	539	2.439	144	8,8	141	8,6	546	3,0	739	784
400	144	2.563	137	2.703	440	2.663	442	2.663	434	2.704	545	2.669	540	2.700	143	8,8	141	8,6	546	3,0	740	780

TABLA DE TENDIDO

ZONA - B

CABLE DE ALUMINIO ACERO TIPO LA-56

Sección mm²: 54,60
Diámetro mm: 9,45
M. elástico daN/mm²: 7.900
Coef. dilat. °C: 19,1 · 10⁻⁶
Peso cable daN/m = 0,186
σ rotura daN: 1.640

Viento daN/m: 0,556
Hielo daN/m:
T. máx. admisible daN: 546
T = Tensión en daN
F = Flecha en cm

VANO (m)	5°		0°		5°		10°		15°		20°		25°		30°		35°		40°	
	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F
50	300	19	264	22	230	25	198	29	171	34	147	39	129	46	114	51	102	57	92	68
60	280	30	246	34	216	39	189	44	166	60	147	57	131	63	119	70	109	77	100	89
70	269	44	230	49	204	56	181	63	163	70	147	77	134	85	124	92	115	99	107	113
80	239	62	215	69	193	77	176	85	160	93	147	101	136	109	127	117	119	124	113	139
90	223	84	203	93	185	101	171	110	158	119	147	128	138	136	129	144	123	153	117	168
100	209	111	193	120	178	130	168	139	156	148	147	158	139	166	132	175	127	184	121	200
110	198	141	185	162	174	162	164	171	155	181	147	191	140	200	134	209	129	218	124	235
120	189	176	178	186	170	197	161	207	154	217	147	227	141	236	136	246	131	255	127	272
130	183	214	175	225	166	236	169	246	153	256	147	266	142	276	137	285	132	295	129	313
140	178	256	171	267	164	278	169	288	152	299	147	309	142	319	138	328	134	338	130	347
150	174	301	168	312	162	323	156	334	151	344	147	354	143	364	139	374	135	384	132	394
160	170	349	165	360	160	371	155	382	151	393	147	403	143	413	140	423	137	433	134	443
170	167	401	163	412	158	423	154	434	151	445	147	455	144	466	141	476	138	486	135	496
180	166	455	161	467	157	478	154	489	150	500	147	510	144	521	141	531	138	541	136	551
190	163	513	160	525	156	536	153	547	150	558	147	569	144	579	142	589	139	600	137	610
200	161	575	158	586	155	597	152	608	150	619	147	630	145	641	142	651	140	661	138	672
220	158	712	155	723	153	736	150	746	148	757	146	767	144	778	142	789	140	799	138	809
240	154	866	152	877	150	888	148	899	147	910	145	921	143	931	141	942	140	952	138	963
260	152	1.032	150	1.044	148	1.055	147	1.066	145	1.077	144	1.087	142	1.098	141	1.109	140	1.119	138	1.130
280	150	1.213	148	1.224	147	1.236	146	1.246	144	1.257	143	1.267	142	1.278	141	1.289	140	1.299	138	1.310
300	148	1.406	147	1.417	146	1.428	145	1.439	144	1.450	143	1.461	141	1.472	140	1.482	139	1.493	138	1.503
320	147	1.613	146	1.624	145	1.635	144	1.646	143	1.657	142	1.668	141	1.678	140	1.689	139	1.700	138	1.710
340	146	1.833	145	1.844	144	1.855	143	1.866	142	1.877	141	1.888	140	1.899	139	1.910	138	1.920	137	1.930
360	145	2.067	144	2.078	144	2.089	143	2.100	142	2.111	141	2.121	140	2.132	139	2.143	138	2.153	137	2.164
380	144	2.314	144	2.325	143	2.336	142	2.347	142	2.357	141	2.368	140	2.379	139	2.390	138	2.401	137	2.411
400	144	2.574	143	2.585	143	2.596	142	2.607	142	2.618	141	2.628	140	2.639	139	2.650	138	2.660	137	2.671

CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

Viento daN/m: 0,556
 Hielo daN/m:
 T. máx. admisible daN: 546
 T = Tensión en daN
 F = Flecha en cm

ZONA - C

CABLE DE ALUMINIO ACERO TIPO LA-56

Sección mm²: 54,60
 Diámetro mm: 9,45
 M. elástico daN/mm²: 7.900
 Coef. dilat. °C: 19,1 · 10⁻⁶
 Peso cable daN/m = 0,186
 σ rotura daN: 1.640

VANO	5°		50°		5° Viento		5° Viento		5° Viento		5° Viento		CHS a 5°		EDS a 15°		T. Máxima		PARAME- TROS			
	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	%	T	%	T	Ca	F max	F min		
50	183	32	56	104	254	72	285	64	208	88	469	85	409	97	121	7,4	81	5,0	469	3,5	301	989
60	143	58	61	137	255	104	280	94	218	121	484	118	432	132	107	6,5	81	5,0	484	3,4	327	772
70	121	94	65	176	255	141	275	131	225	160	495	157	451	173	99	6,0	81	5,0	495	3,3	348	552
80	109	137	68	220	256	183	272	173	231	204	505	201	466	218	94	5,8	81	5,0	505	3,2	363	586
90	101	186	70	270	256	232	269	221	235	253	513	251	479	269	91	5,6	81	5,0	513	3,2	376	547
100	97	239	72	324	256	286	267	276	238	308	519	306	490	325	89	5,5	81	5,0	519	3,2	385	522
110	94	299	73	385	257	346	265	334	241	368	524	367	498	386	88	5,4	81	5,0	524	3,1	393	505
120	91	365	74	451	257	411	264	400	243	434	529	433	505	453	86	5,3	81	5,0	529	3,1	399	493
130	90	436	75	522	257	483	263	471	245	505	532	505	511	525	86	5,3	81	5,0	532	3,1	404	484
140	88	513	76	600	257	559	263	548	247	582	535	582	516	603	85	5,2	81	5,0	535	3,1	409	477
150	87	596	77	682	257	642	262	630	248	665	538	665	521	687	84	5,2	81	5,0	538	3,0	412	472
160	86	684	77	771	257	730	261	718	249	754	540	754	525	776	84	5,2	81	5,0	540	3,0	415	468
170	86	778	77	865	257	824	261	812	250	848	542	848	528	870	84	5,1	81	5,0	542	3,0	418	464
180	85	878	77	965	257	924	261	912	251	948	543	948	531	970	83	5,1	81	5,0	543	3,0	420	461
190	85	983	78	1.070	257	1.029	261	1.017	252	1.063	544	1.054	533	1.076	83	5,1	81	5,0	544	3,0	422	459
200	84	1.096	78	1.182	257	1.141	260	1.123	252	1.165	545	1.165	535	1.188	83	5,1	81	5,0	545	3,0	423	457
220	83	1.340	78	1.427	256	1.386	260	1.367	252	1.410	545	1.410	537	1.433	82	5,0	81	5,0	545	3,0	424	451
240	83	1.608	78	1.695	255	1.654	258	1.635	252	1.678	545	1.678	538	1.702	82	5,0	80	4,9	545	3,0	425	448
260	82	1.900	78	1.986	255	1.945	257	1.926	252	1.969	545	1.970	539	1.993	81	5,0	80	4,9	545	3,0	425	445
280	82	2.215	78	2.301	254	2.269	257	2.241	252	2.284	545	2.284	540	2.308	81	5,0	80	4,9	545	3,0	426	443
300	81	2.553	79	2.639	254	2.597	256	2.579	252	2.622	545	2.622	541	2.646	81	5,0	80	4,9	545	3,0	426	441
320	81	2.914	79	3.000	254	2.959	255	2.940	252	2.983	545	2.984	542	3.007	80	4,9	80	4,9	545	3,0	427	439
340	81	3.299	79	3.385	253	3.343	255	3.325	252	3.368	545	3.368	542	3.392	80	4,9	80	4,9	545	3,0	427	438
360	81	3.707	79	3.793	253	3.751	255	3.733	252	3.776	545	3.776	542	3.800	80	4,9	80	4,9	545	3,0	427	437
380	80	4.138	79	4.224	253	4.182	254	4.164	252	4.207	545	4.207	542	4.231	80	4,9	80	4,9	545	3,0	427	436
400	80	4.592	79	4.679	253	4.637	254	4.618	252	4.661	545	4.662	542	4.686	80	4,9	80	4,9	545	3,0	427	435

TABLA DE TENDIDO

ZONA - C

CABLE DE ALUMINIO ACERO TIPO LA-56

Viento daN/m: 0,556
 Hielo daN/m:
 T. máx. admisible daN: 546
 T = Tensión en daN
 F = Flecha en cm

Sección mm²: 54,60
 Diámetro mm: 9,45
 M. elástico daN/mm²: 7.900
 Coef. dilat. °C: 19,1 · 10⁻⁶
 Peso cable daN/m = 0,186
 σ rotura daN: 1.640

VANO	5°		0°		6°		10°		15°		20°		25°		30°		35°		40°	
(m)	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F
50	158	37	121	48	107	54	96	60	88	66	81	76	72	81	67	86	64	86	61	95
60	129	65	107	78	98	85	92	91	86	97	81	77	74	113	71	118	68	118	65	128
70	112	101	99	115	93	121	89	128	85	134	81	78	76	151	73	156	71	156	69	166
80	103	144	94	157	90	164	87	170	84	176	81	78	77	194	75	199	73	199	71	210
90	98	192	91	206	88	212	86	218	83	225	81	79	77	242	76	248	74	248	73	259
100	94	246	89	260	87	266	85	272	83	279	81	79	78	296	77	302	76	302	74	313
110	91	306	88	319	86	326	84	332	83	338	81	80	78	356	77	362	77	362	76	374
120	90	372	86	385	85	391	84	397	82	404	81	80	79	422	78	428	77	428	76	439
130	88	443	86	456	84	462	83	469	82	475	81	80	79	493	78	499	77	499	77	511
140	87	520	85	533	84	539	83	545	82	552	81	80	79	570	78	576	78	576	77	588
150	86	602	84	615	84	622	83	628	82	634	81	80	79	663	79	659	78	659	77	671
160	86	691	84	704	83	710	82	716	82	722	81	80	80	741	79	747	78	747	78	769
170	85	785	84	797	83	804	82	810	82	816	81	80	80	835	79	841	79	841	78	853
180	85	884	83	897	83	903	82	910	82	916	81	80	80	935	79	941	79	941	78	953
190	84	990	83	1.002	83	1.009	82	1.015	82	1.021	81	81	80	1.040	80	1.046	79	1.046	79	1.068
200	84	1.101	83	1.114	82	1.121	82	1.127	81	1.133	81	80	80	1.152	80	1.158	79	1.158	79	1.170
220	83	1.346	82	1.359	82	1.365	81	1.372	81	1.378	81	80	80	1.396	80	1.403	79	1.403	79	1.415
240	82	1.615	82	1.627	81	1.633	81	1.640	81	1.646	80	80	80	1.665	79	1.671	79	1.671	79	1.683
260	82	1.906	81	1.919	81	1.925	81	1.931	80	1.937	80	80	80	1.966	79	1.962	79	1.962	79	1.974
280	81	2.221	81	2.233	81	2.240	80	2.246	80	2.252	80	80	80	2.271	79	2.277	79	2.277	79	2.289
300	81	2.559	81	2.571	80	2.578	80	2.584	80	2.590	80	80	80	2.609	79	2.615	79	2.615	79	2.627
320	81	2.920	80	2.933	80	2.939	80	2.945	80	2.951	80	80	79	2.970	79	2.976	79	2.976	79	2.988
340	81	3.305	80	3.317	80	3.324	80	3.330	80	3.336	80	80	79	3.354	79	3.361	79	3.361	79	3.373
360	80	3.713	80	3.725	80	3.731	80	3.738	80	3.744	80	80	79	3.762	79	3.768	79	3.768	79	3.781
380	80	4.144	80	4.157	80	4.163	80	4.169	80	4.175	80	79	79	4.194	79	4.200	79	4.200	79	4.212
400	80	4.599	80	4.611	80	4.617	80	4.623	80	4.630	80	79	79	4.648	79	4.654	79	4.654	79	4.666

3.2.2. Tensado de cables

Lo primero que tendremos que realizar es la instalación de un hilo piloto soportado por las diferentes poleas que tendremos que instalar, tres por apoyo, para que puedan ir deslizándose y que nos sirva para arrastrar a los cables a tender, figura 3.7.

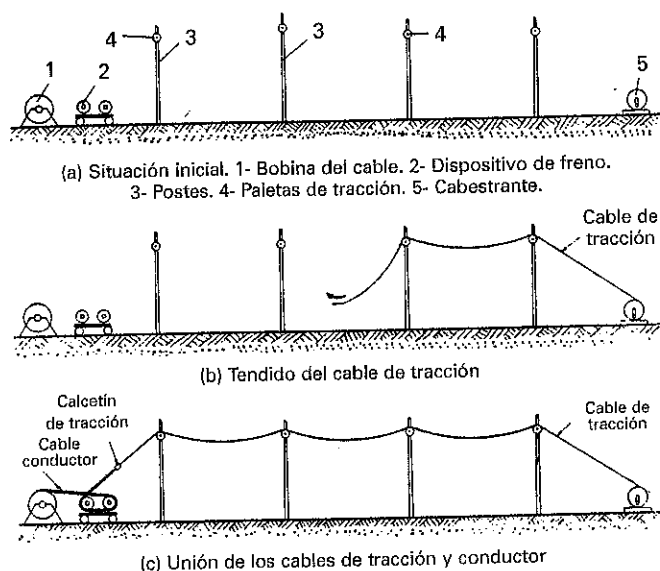


Figura 3.7. Tendido del cable piloto.

Al comienzo tendremos que instalar un cabestrante, normalmente a motor, que nos sirva para poder ir recuperando el hilo piloto, cuya cabeza está unida firmemente a los conductores que hay que tender, y colocados en las respectivas bobinas colocadas en el otro extremo de la línea.

Una vez que hemos recuperado el hilo piloto en el punto de origen, procederemos a frenar la máquina freno situada junto a las bobinas que contienen los cables a tender. Igualmente, y antes de proceder al tendido se ajustarán los dinamómetros de control de tense, dotados de control automático de disparo, al tense previamente calculado, teniendo en cuenta la temperatura ambiente a la que se está procediendo el tendido de los conductores, dicho tense se consigue accionando el cabestrante, figura 3.8.

El tense de conductores puede realizarse de dos formas:

- Midiendo la tensión del conductor.
- Midiendo la flecha del conductor.

En el caso a) y desde el punto de vista mecánico, el tense se realiza para el conductor más desfavorable, procediendo al tendido de los conductores restantes por el procedimiento de paralelismo, figura 3.9.

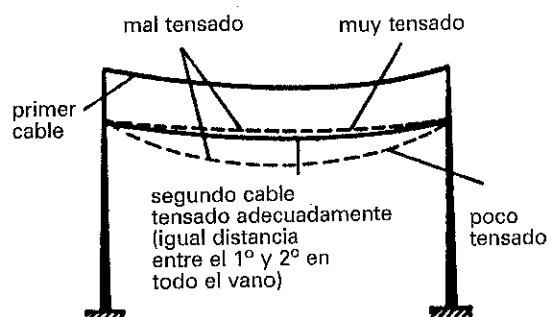


Figura 3.9. Tense de los cables de una línea.

El tense del caso b) sólo se utiliza cuando los desniveles entre apoyos son muy pequeños y cuando los vanos son reducidos, figura 3.10.

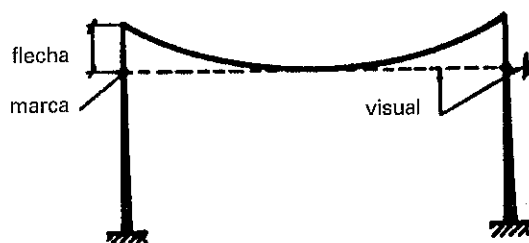


Figura 3.10. Medida de la flecha de forma visual entre dos apoyos.

El tensado manual se realiza cuando las líneas a montar son pequeñas, procediendo a realizar el tense desde cada vano. Los elementos utilizados para este tipo de tensado se representan en la figura 3.11.

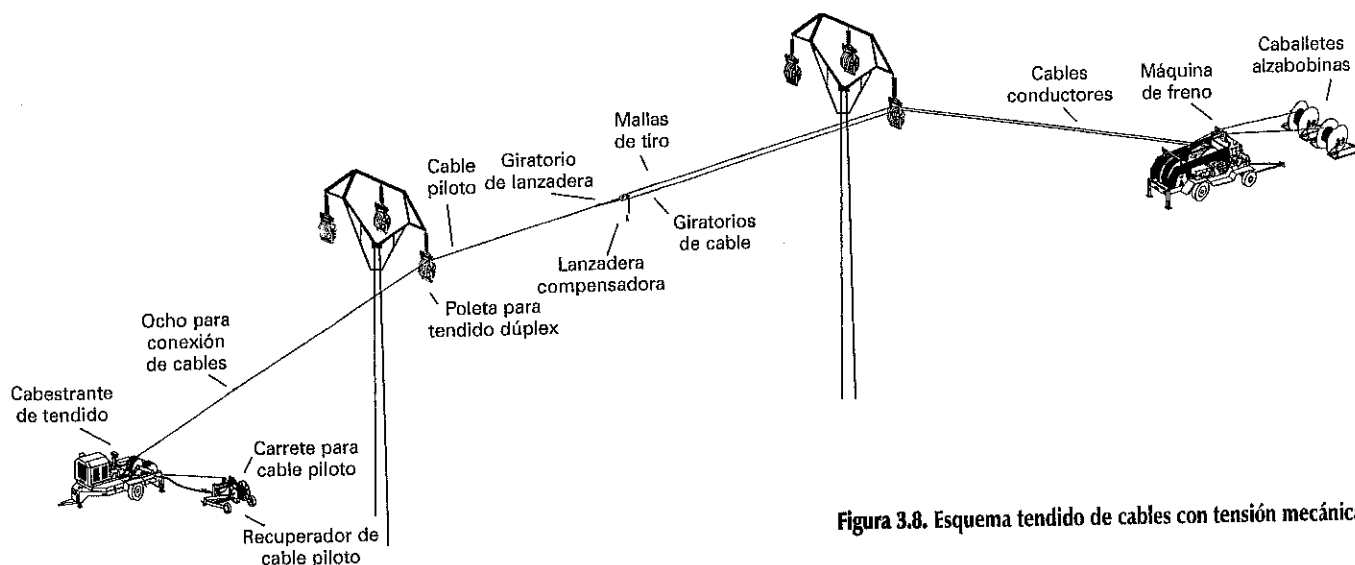


Figura 3.8. Esquema tendido de cables con tensión mecánica.

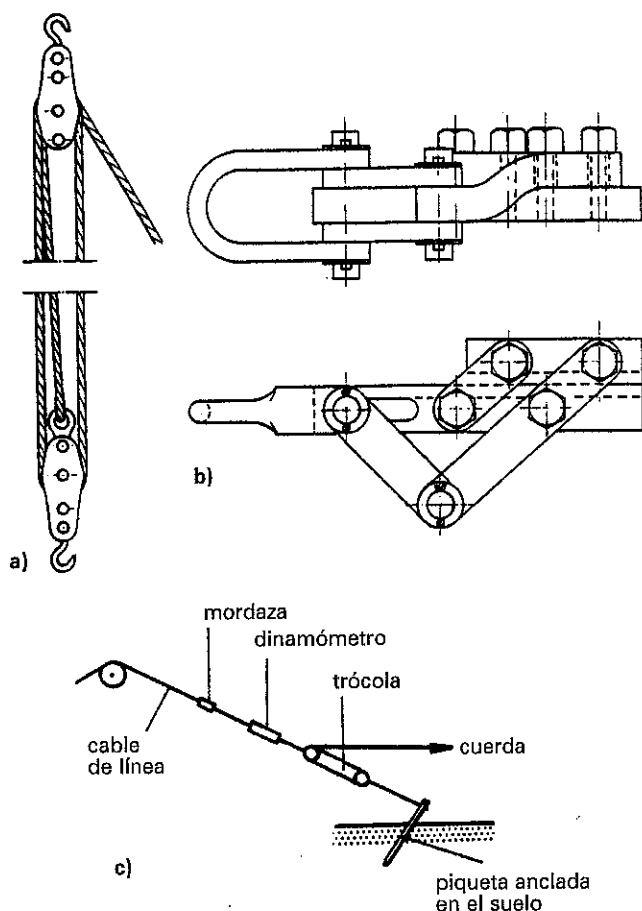


Figura 3.11. Herramientas utilizadas para el tendido de líneas aéreas, de forma manual. a) Trócola, b) Rana para conductores de aluminio, c) Forma de realizar el tensado y la comprobación del tense requerido.

3.3. Mantenimiento

3.3.1. Partes fundamentales a las que debemos someter a mantenimiento

Las partes fundamentales de una línea aérea a la que se le somete a un mantenimiento más severo son:

- Los apoyos.
- Los aisladores.
- Los conductores.

Los apoyos de hormigón una vez construida la línea, prácticamente no necesitan apenas cuidados, solamente el que dichos apoyos no entren en contacto con elementos que puedan corroerle.

En los apoyos metálicos sí tendremos que tener presente que no sean atacados por el óxido. Casi todos los apoyos metálicos van tratados desde el origen con un galvanizado que les protege contra los efectos atmosféricos, lluvia, hielo, viento, etc., pero el paso de los años va deteriorando la protección

inicial dada, por lo que habrá que proceder a pintarlos. Hoy en día existen dos formas de proceder a su pintado, bien por medios automáticos, en la que el tipo de pintura es lanzada por un aparato denominado pistola en la que va incorporado un depósito con la mezcla de minio y pintura aluminica o bien manualmente, en la que primero procederemos a pintar dicho apoyo, incluida la cruceta, con minio, para pasar posteriormente a darle una capa de pintura aluminica para una perfecta protección del mismo. Si una línea aérea atraviesa una zona forestal cubierta por árboles, el tipo de pintura a utilizar será del color que más se adapte al entorno para que el impacto ambiental de dicha línea afecte lo menos posible a dicha zona.

El mantenimiento de los aisladores de vidrio depende en la mayoría de los casos de su limpieza. Si los aisladores son atacados por diversos elementos contaminantes, hace que el aislamiento disminuya llegando a producirse un arco entre el aislador y la cruceta metálica puesta a tierra, produciéndose en ese momento, en la mayoría de los casos, la rotura del aislador en trozos pequeños, y por tanto la fácil localización de dicha avería. La utilización de ceras de silicona en la limpieza de los aisladores ayuda a que permanezcan limpios más tiempo.

El mantenimiento principal que tendremos que llevar a cabo en los conductores será el de evitar que se produzcan vibraciones en los mismos. Si un conductor está expuesto a vibraciones hace que los hilos que forman el conductor de aluminio-acero se vayan deteriorando hasta que se rompan los hilos de aluminio, momento en el que al pasar la intensidad de la línea por los conductores de acero provoca una dilatación elevada en los mismos, llegando incluso a producirse su rotura.

Una de las formas para la localización de puntos calientes de una línea aérea es la utilización de un Pirómetro de radiación, el cual nos detecta a distancia cualquier punto caliente que se nos pueda producir, tanto en los conductores, aisladores, grapas de amarre o de alineación, etc. Estos aparatos suelen estar dotados de mira telescópica con un alcance próximo a los 100 metros, el margen de temperatura ronda entre los 0 y los 100 °C, siendo su sensibilidad las radiaciones cuyas longitudes de onda estén entre 7 y 15 micras.

3.3.2. Niveles de aislamiento en líneas aéreas

Antes de proceder a la puesta en servicio de una línea aérea procederemos a medir su aislamiento.

La figura 3.12 nos muestra un medidor de aislamiento electrónico, preparado para poder inyectar tensiones de 5.000 y 10.000 V en corriente continua, esto es así, y no en corriente alterna para evitar que se nos produzcan fugas capacitivas.

Dicho aparato está alimentado por pilas o acumuladores, siendo su alcance el siguiente:

- Escala de 5.000 V..... 200 GΩ.
- Escala de 10.000 V..... 400 GΩ.

La expresión matemática que nos indica cuál es la tensión a aplicar a la red es:

$$U_x = \frac{U_0 \cdot R_x}{R_i + R_x}$$

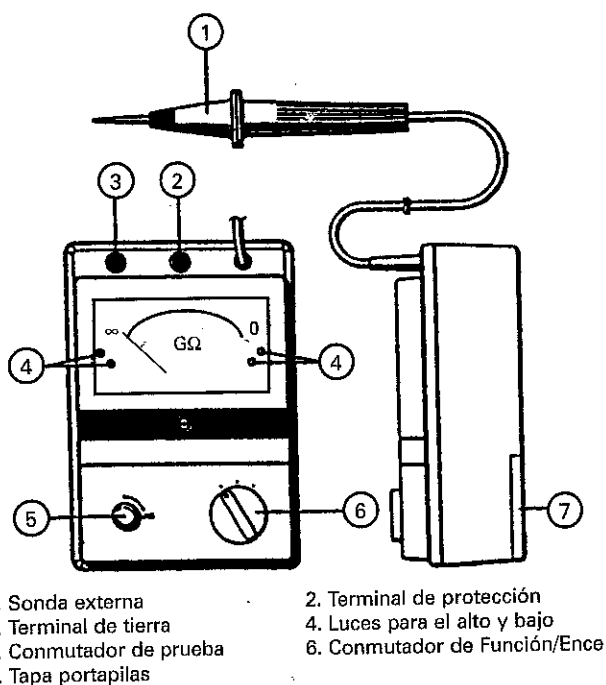


Figura 3.12. Medidor de aislamiento para A.T.

Las pruebas de la medida de aislamiento a realizar en una red aérea son:

- Entre conductores L1 - L2
- L2 - L3
- L1 - L3
- L1 - Tierra
- L2 - Tierra
- L3 - Tierra

Véase figura 3.13.

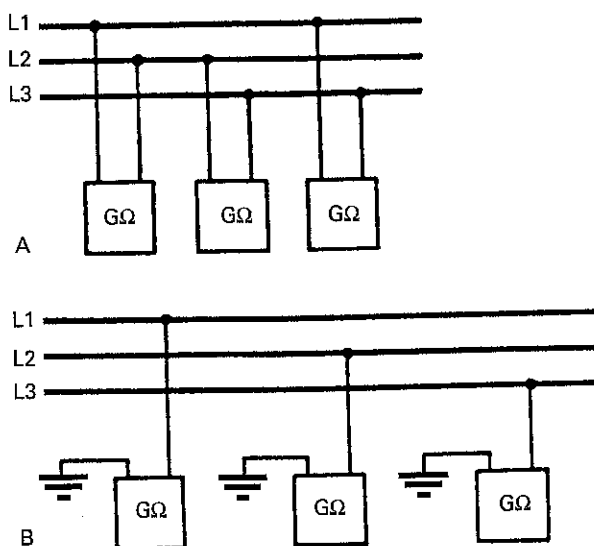


Figura 3.13. Forma de medir el aislamiento de una línea aérea.

Los niveles de aislamiento mínimos para la tensión más elevada de la red, de acuerdo con el Art. 24 del R.L.A.A.T. se reflejan en la Tabla 3.1.

Categoría de la línea	Tensión más elevada kV eficaces	Tensión de ensayo al choque kV eficaces	Tensión de ensayo a frecuencia industrial kV eficaces		
3ª	3,6	45	16		
	7,2	60	22		
	12	75	28		
	17,5	95	38		
	24	125	50		
2ª	36	170	70		
	52	250	95		
	72,5	325	140		
1ª		Neutro a Tierra	Neutro Aislado	Neutro a Tierra	Neutro Aislado
	100	380	450	150	185
	123	450	550	185	230
	145	550	650	230	275
	170	650	750	275	325
	245	900	1.050	395	460
	420	1.550		680	

Tabla 3.1. Niveles de aislamiento mínimos en líneas aéreas.

3.3.3. Puesta a tierra

Las puestas a tierra se establecen con objeto, principalmente, de limitar las tensiones que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.

Se denomina Puesta a Tierra, a toda ligazón metálica directa sin fusible ni protección alguna, de sección suficiente, entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo, con objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones y superficie próxima del terreno no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falta o la de descarga de origen atmosférico.

Las tomas de tierra estarán constituidas por los elementos siguientes:

- ELECTRODO. Masa metálica en contacto permanente con el terreno, para facilitar el paso a éste de las corrientes de defecto que puedan presentarse o la carga eléctrica que tenga o pueda tener.
- LÍNEA DE ENLACE CON TIERRA (L.E.T.). Está formada por el o los conductores que unen el electrodo o conjunto de electrodos con el punto de puesta a tierra.
- PUNTO DE PUESTA A TIERRA. Es un punto situado fuera del suelo, que sirve de unión entre la línea de enlace con tierra y la línea principal de tierra. Esto no sucede cuando se trata de líneas aéreas, tanto de Alta como de Baja Tensión, pues la L.E.T. se conecta directamente con las masas metálicas de los apoyos.

El Art. 26 del R.L.A.A.T. dice: La resistencia de difusión máxima de la puesta a tierra no excederá de los valores que se obtengan bajo los siguientes criterios, para el caso de que se produjera un paso de corriente a través del apoyo.

1º. En el caso de que las protecciones de la línea estuvieran dispuestas para la desconexión rápida de la misma, el umbral de

funcionamiento de los dispositivos de protección será como máximo el 50 por 100 de la intensidad de la corriente originada por la perturbación.

Dentro de este criterio y en zonas frecuentadas, la resistencia de difusión a tierra de los apoyos no será superior a 20 Ω . En el caso de que este valor de la resistencia de difusión fuese difícil de obtener, en líneas de segunda y tercera categoría, siempre que estén provistas de protecciones sensibles y rápidas, de acuerdo con lo dicho en el apartado 6 del Art. 12, se admitirá un valor de la resistencia de difusión superior, siempre que se refuerce el aislamiento del apoyo hasta el valor correspondiente al escalón superior de tensión indicado en el Art. 24 para las ondas de choque.

En las zonas de pública concurrencia, además de cumplirse lo anterior, será obligatorio el empleo de electrodos de difusión o tomas de tierra en anillo cerrado, enterrado alrededor del empotramiento del apoyo, a un metro (1 m) de distancia de las aristas del macizo de la cimentación, o de la superficie exterior del apoyo si no existiese macizo.

Cuando no esté prevista la desconexión rápida mencionada en la condición anterior, la caída de tensión motivada por la corriente de falta a través de la resistencia de la toma de tierra será de 125 voltios, como máximo.

Deberá obtenerse una resistencia de difusión de 20 Ω en la puesta a tierra de todos los apoyos que soporten interruptores, seccionadores u otros aparatos de maniobra, debiendo estar conectadas las carcasas y partes metálicas de los mismos. Asimismo, en este caso, se deberán disponer de tomas de tierra de tipo anillo o malla. En el caso de que estos aparatos tengan mando a mano para su accionamiento mecánico, éste debe quedar puesto a tierra, recomendándose además que existan aisladores de características adecuadas, instalados entre su palanca de accionamiento a mano y el propio aparato.

Todos los valores referentes a magnitudes eléctricas de la puesta a tierra que se mencionan en el presente apartado, se entenderán medidos en corriente alterna, de 50 o más Hz, y con el cable de tierra —si lo hubiere— conectados en posición de trabajo. Cuando la instalación del cable de tierra tenga por objeto la protección de la línea contra el rayo, la medición deberá realizarse eliminando la influencia del cable de tierra.

Cuando la naturaleza del terreno no sea favorable para obtener una resistencia de difusión reducida en la toma de tierra, podrá recurrirse al tratamiento químico del terreno por alguno de los métodos sancionados en la práctica.

Por la importancia que ofrece desde el punto de vista de la seguridad, toda instalación de puesta a tierra deberá ser comprobada en el momento de su establecimiento y revisada cada dos años.

En aquellos casos en los que el terreno no sea favorable para la buena conservación de tomas de tierra, ésta y sus conexiones al apoyo se descubrirán cada nueve años.

Las secciones mínimas que deberán tener los conductores que vayamos a utilizar como conductores de protección serán de 50 mm² para el cobre y de 100 mm² para los de acero.

El reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación en su Art. 13 apartado 3.1 dice: A efectos de dimensionado de las secciones, el tiempo mínimo a considerar para duración del defecto a la frecuencia de la red será de un

segundo, y no podrán superarse las siguientes densidades de corriente:

Cobre.....	160 A/mm ²
Acero.....	60 A/mm ²

Una vez ejecutada la instalación de puesta a tierra, procederemos a realizar su medición utilizando para ello un aparato llamado Telurómetro.

Estos aparatos utilizan una fuente de tensión incorporada que procede de pilas o acumuladores, convirtiendo la corriente continua por medio de un convertidor transistorizado en corriente alterna, para que de esta forma no se pueda producir ni efecto de autoinducción ni de capacidad, y sin embargo, si podría existir un fenómeno de electrólisis si utilizásemos corriente continua.

Para llevar a cabo la medición dispondremos de dos electrodos auxiliares que los situaremos, en función de cada fabricante, entre 10 y 20 m respectivamente, del electrodo principal a medir y en línea recta, véase figura 3.14.

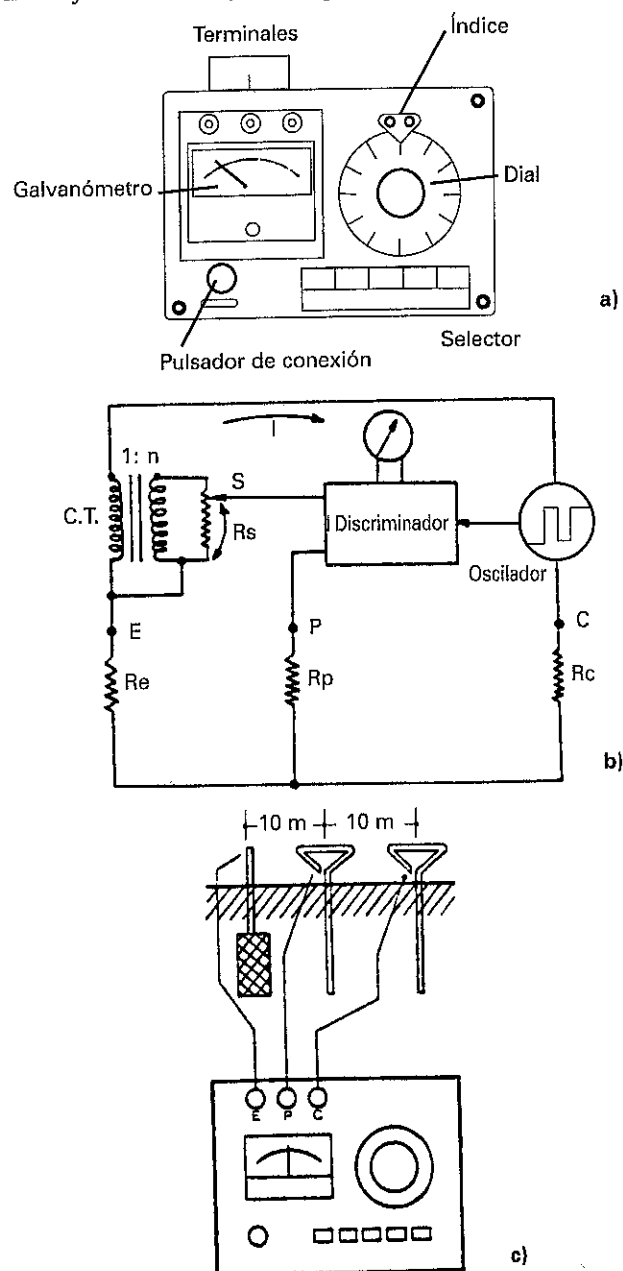


Figura 3.14. Medida de la resistencia de una toma de tierra. a) Telurómetro. b) Esquema interior y exterior. c) Esquema de montaje.

A título orientativo pueden darse como valores de resistencia a tierra los indicados en la tabla 3.2.

RESISTENCIA A TIERRA	$R_{\text{máx}}$ en Ω
Tomas a Tierra del Neutro en:	
- Proximidades de Central Generadora.....	5
- Proximidades de Centro de Transformación....	5
- 200 m últimos de una derivación de la red.....	5
Tomas a Tierra del Neutro en General.....	2
Tomas a Tierra de Edificios.....	37
Tomas a Tierra de columnas y apoyos accesibles.....	5
Tomas a Tierra de Descargadores o Autoválvulas.....	10

Tabla 3.2. Valores máximos recomendados para Resistencias a Tierra.

3.4. Averías

Las averías más usuales que se suelen producir en los tendidos de las líneas aéreas son entre otras, la caída de árboles, los vientos huracanados, fenómenos atmosféricos, vibraciones, etc.

Las averías que causan, principalmente, los efectos nombrados anteriormente son:

- La rotura de un conductor.
- La unión entre dos o más conductores (cortocircuito).
- La unión de uno o más conductores y tierra (cortocircuito).

En las redes aéreas la localización de estas averías suele ser sencilla, sin embargo el localizar el punto exacto suele ser más dificultoso.

En el caso de que un conductor se haya cortado, tendremos que proceder a la utilización de un medidor de aislamiento para poder comprobar la continuidad de cada uno de ellos, (figura 3.15) para lo cual tendremos que abrir en la cabecera de la línea, unir los tres conductores y ponerlos a tierra, en el final de la línea o en el punto de seccionamiento de ésta iremos tomando las diferentes medidas, L1-T; L2-T; L3-T y en la medida que el valor de la resistencia sea mayor, éste será el conductor que está cortado.

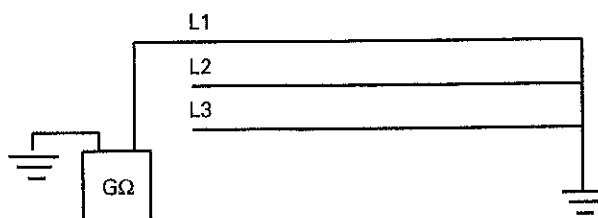


Figura 3.15. Medida de continuidad en una línea de A.T.

En el caso de que exista un contacto entre conductores (cortocircuito) lo primero que haremos será separar cada uno de los conductores para pasar a proceder a realizar las siguientes medidas: L1-L2; L2-L3; L1-L3. El valor de la resistencia que nos dé entre los conductores que están unidos será muy inferior a la que nos dé entre el conductor que no lo está y ellos, (figura 3.16).

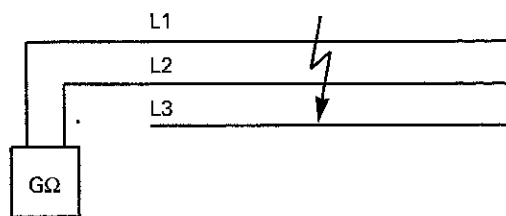


Figura 3.16. Medida para la localización de los conductores que están en cortocircuito.

En el caso de que los tres conductores estuvieran unidos el valor de la resistencia, para todos ellos, sería el mismo, un valor muy bajo.

Para localizar si uno o más conductores se han puesto a tierra procederemos como en el caso anterior, aislando los extremos de la línea e ir comprobando uno a uno los mismos, L1-T; L2-T; L3-T. El valor de la resistencia que nos dará el o los conductores que estén a tierra con respecto a los otros será muy bajo, figura 3.17.

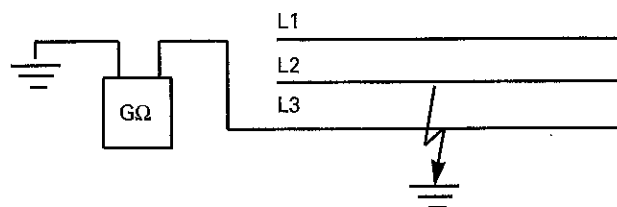


Figura 3.17. Medida para la localización de conductores puestos a tierra.

Los principales equipos de medida se basan, principalmente, en los puentes de Wheaststone, Murray, Varley, Grad, etc., o de caídas de tensión, para una primera localización del defecto.

El fundamento de un puente de Wheaststone se basa en la comparación de resistencias y tensiones, figura 3.16. La fuente de tensión, en este caso una batería, suministra una intensidad que circulará por el puente, de tal forma que nos permitirá la obtención del valor de la resistencia X.

Al llegar la intensidad al nudo a se bifurcará por las dos ramas (i_1 e i_2) y al llegar al nudo c la (i_1) se bifurcará por las otras dos ramas (i_g e y_3), hasta llegar al nudo b, común a la rama acb y a la adb. Si tenemos en cuenta los sentidos del esquema se cumplirán:

$$U_{ac} = R_1 \cdot i_1 \quad \dots \quad U_{ad} = R_2 \cdot i_2$$

$$U_{cb} = R_3 \cdot i_3 \quad \dots \quad U_{ab} = X \cdot i_x$$

Si el puente está equilibrado, la $i_g = 0$, se cumplirá:

$$U_{ac} = R_1 \cdot i_1 = U_{ad} = R_2 \cdot i_2$$

$$U_{cb} = R_3 \cdot i_3 = U_{ab} = X \cdot i_x$$

Si dividimos miembro a miembro tendremos que:

$$\frac{R_1 \cdot i_1}{R_3 \cdot i_3} = \frac{R_2 \cdot i_2}{X \cdot i_x}$$

pero al ser $i_g = 0$, también $i_1 = i_2 = i_3 = i_x$ luego,

$$\frac{R_1}{R_3} = \frac{R_2}{X} \quad \text{y por tanto} \quad X = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_1}$$

A las resistencias R_1 y R_2 se les dan valores cuyo cociente sea una potencia de 10 y con R_3 se ajusta hasta que el galvanómetro G no indica paso de corriente, en este momento tendremos que el valor de la resistencia incógnita será:

$$X = 10 \pm ". R_3$$

Los bornes **b** y **d** son exteriores y es donde se conecta la resistencia a medir.

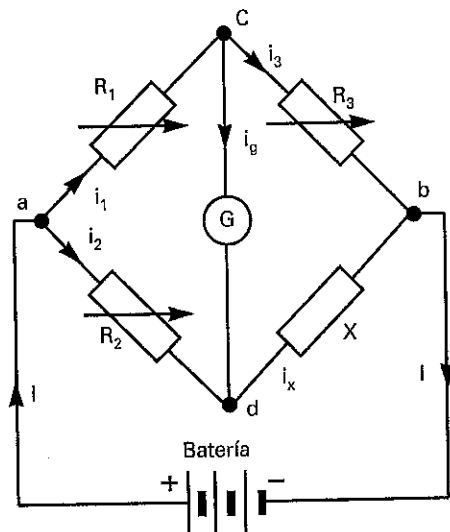


Figura 3.18. Puente de Wheatstone.

Ejemplo para la localización de la unión de dos conductores provocados por un cortocircuito.

Tenemos una línea trifásica de "N" km de longitud, por causa de la caída de un árbol dos de los conductores se han unido produciendo un cortocircuito, y necesitamos saber a la distancia que se encuentra del comienzo de la misma.

Lo primero que tendremos que hacer es proceder a medir la resistencia que nos dan ambos conductores, R_{cc} .

A continuación procederemos a realizar una primera medida, aislando los extremos de los conductores, $L1 - L2 - L1' - L2'$ que están en cortocircuito y conectaremos los principios de $L1$ y $L2$ a los bornes del aparato (puente de Wheatstone).

Ajustamos por medio de las resistencias R_1 , R_2 y R_3 , hasta que el galvanómetro se equilibre y marque 0, cumpliéndose que:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{R_{cc} + 2Rx}{R_3}$$

Procedemos a realizar una segunda medición desde el extremo opuesto al anterior es decir $L1' - L2'$, teniendo aislados los puntos $L1$ y $L2$, con lo que tendremos:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{R_{cc} + (2R_L - 2R_x)}{R_3}$$

en donde:

- R_1, R_2, R_3 = Son las resistencias conocidas que están en el puente.
- R_L = Es la resistencia de un fase de la línea (se conoce).

R_{cc} = Resistencia del cortocircuito o contacto (desconocida).

R_x = Resistencia del origen al punto de contacto (desconocida).

Si resolvemos este sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas, obtendremos los dos valores necesarios para poder determinar el punto donde se ha producido el cortocircuito.

$$X = \frac{R_x}{R}$$

en donde:

X = Distancia en km.

R_x = En Ω .

R = Resistencia del conductor en Ω km.

Como datos recordatorios el cable de denominación LA-56, la resistencia eléctrica a 20 °C es de 0,614 Ω km, mientras que la del conductor con denominación LA-110 su resistencia es de 0,307 Ω km.

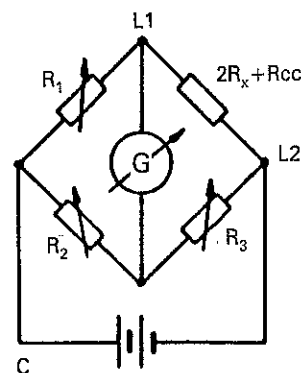
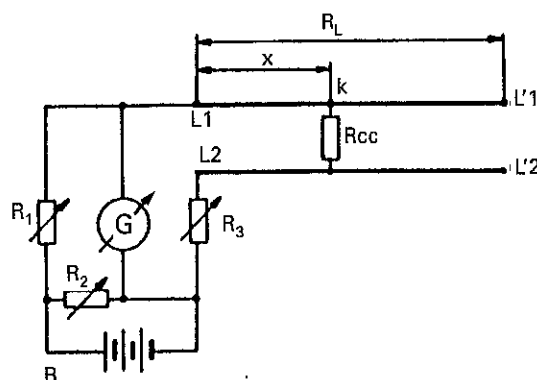
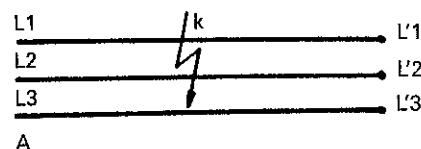


Figura 3.19. Forma de localizar el punto donde se ha producido el cortocircuito.

En el caso de que el defecto se hubiera producido entre una fase y tierra, para determinar el punto X donde se ha producido, utilizaremos el puente de Murray, que es muy parecido al de Wheatstone. Procederemos a cortocircuitar los extremos $L1'$ y $L2'$, utilizando para ello un cable con una sección lo suficiente-

mente gruesa que su resistencia sea insignificante o despreciable y utilizando para su conexión a dichos cables grapas de iguales características que los conductores que van a ser utilizados. Si el cable que nos va servir para unir L1' con L2' fuera de cobre, las grapas a utilizar serían bimetálicas. Uniremos a tierra uno de los puntos de la batería a utilizar (el negativo). Construido el esquema representado en la figura 3.20, y el galvanómetro marcando 0, se cumplirá que:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{2 \cdot R_L - R_x}{R_x}$$

de aquí obtendremos:

$$R_x = \frac{2 \cdot R_L \cdot R_2}{R_1 + R_2}$$

Una vez conocida R_x y como en el caso anterior obtendremos fácilmente la distancia X, o lo que es lo mismo la distancia al origen de la falla producida.

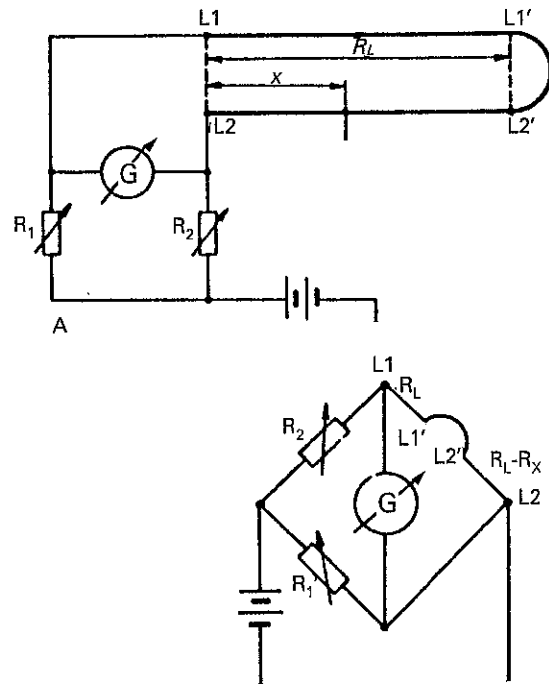


Figura 3.20. Montaje para localizar el punto de falla entre una fase y tierra.

Actividades y prácticas propuestas

- ❖ Recopilar catálogos comerciales actualizados de manguitos, empalmes y conexiones.
- ❖ Recopilar las normas particulares de la empresa eléctrica de la zona donde se describan los manguitos y empalmes que se utilicen normalmente.
- ❖ Confeccionar un empalme para cables de aluminio-acero.
- ❖ Realizar el montaje de dos crucetas con sus aisladores correspondientes y montar los cables, realizando el tensado y comprobando la flecha y el vano.
- ❖ Realizar un parte de trabajo con los detalles del trabajo de la práctica anterior, especificando los problemas encontrados y sus soluciones.

Redes de distribución subterránea. Montaje y mantenimiento

Introducción

Una vez descritas las redes de distribución aéreas en el presente capítulo se van a describir las redes de distribución subterráneas desde el punto de vista de los componentes, el montaje y el mantenimiento.

La distribución en el interior de los grandes núcleos urbanos, aconseja en algunos casos y obliga en otros, a que dicho suministro se haga mediante canalizaciones enterradas o conductores enterrados directamente, y esto es así, no sólo por el peligro que puede representar el que los conductores vayan instalados al aire, sino por el aspecto físico y estético que representa para una gran ciudad.

Por todo ello, es necesario un conocimiento profundo de lo que se considera una red de distribución subterránea, sus planos de representación, herramientas utilizadas, realización de conexiones y empalmes, etc., en resumen todo aquello que puede afectar a la seguridad y a la calidad de una red de distribución, que es lo que se desarrolla en este capítulo.

Contenido

En el presente capítulo se tratan los siguientes temas:

- Tendido de canalizaciones subterráneas.
- Condiciones de servicio de los cables subterráneos.
- Constitución de los cables subterráneos: Cables de campo radial, de campo no radial y cables de aceite fluido.
- Designación de cables.
- Niveles de aislamiento para conductores a instalar en redes trifásicas.
- Intensidades nominales y de cortocircuito.
- Montaje y mantenimiento.
- Manejo y tendido de los cables eléctricos.
- Averías tipo.

Objetivos

- Describir una red de distribución de energía eléctrica subterránea.
- Interpretar planos y cartografía en general.
- Enumerar las diferentes herramientas que se utilizan en la instalación de cables subterráneos.
- Especificar la realización de soldaduras y empalmes de cables subterráneos.
- Establecer un plan de mantenimiento preventivo.
- Identificar y resolver las averías más frecuentes.

4.1. Generalidades

La distribución en el interior de los grandes núcleos urbanos, aconseja en algunos casos y obliga en otros a que dicho suministro se haga mediante canalizaciones enterradas o conductores enterrados directamente, y esto es así, no sólo por el peligro que puede representar el que los conductores vayan instalados al aire, sino por el aspecto físico y estético que representa para una gran ciudad.

Las redes de distribución subterráneas son mucho más costosas que las aéreas, pues además de tener que realizar el calado de la vía pública para poder alojar las canalizaciones, conductores y señalización de los mismos, también tenemos que saber que los diferentes tipos de conductores que se vayan a instalar son más sofisticados que cualquier tipo de conductor desnudo.

Las características principales de los conductores se reflejan en la tabla 4.1.

	RHV / DHV - 12/20 kV			
Sección mm ²	95	150	240	400
Ø Exterior aproximado mm.	30	33	37	44
Ø Cuerda min/máx mm.	11/12	13,9/15	17,8/19,2	22,9/24,6
Radio mínimo curvatura mm.	420	480	560	680
Espesor nominal aislamiento mm.	5,5	5,5	5,5	5,5
Espesor nominal cubierta mm.	2,7	3	3	3
Nº mínimo de alambres conductor.	15	15	30	53
Temperatura °C máxima Normal/CC máx 5 seg.	90/250	90/250	90/250	90/250
Nivel de Aislamiento impulsos kV.	125	125	125	125
Intensidad admisible CC, 0,1 seg kA.	27,9	44,1	70,5	117,6
Intensidad admisible aire a 40 °C en A.	246	320	435	580
Intensidad admisible enterrada a 25 °C en A.	250	315	415	530
Resistencia máxima a 20 °C Ω/km.	0,320	0,206	0,125	0,0778
Capacidad µ F/km.	0,235	0,257	0,310	0,360
Coefficiente de Autoinducción mH/km.	0,364	0,342	0,318	0,292
Reactancia inductiva Ω/km.	0,119	0,110	0,104	0,097
Peso aproximado kg/km.	910	1.140	1.540	2.300

Tabla 4.1. Características generales de los conductores aislados para 20 kV.

4.1.1. Tendido de canalizaciones

En los tendidos de canalizaciones de líneas subterráneas de A.T., deberán tenerse en cuenta, entre otras, las consideraciones siguientes:

Conductores directamente enterrados. La canalización discurrirá por terrenos de dominio público bajo acera.

No se admitirá su instalación bajo la calzada excepto en los cruces y evitando siempre ángulos pronunciados.

Los radios de curvatura después de haber sido instalados los conductores serán:

Cables unipolares..... 15 veces el diámetro.
Cables tripolares..... 10 veces el diámetro.

Los radios de curvatura en operaciones de tendido serán como mínimo el doble de las indicadas anteriormente.

Los cruces de calzadas serán perpendiculares al eje de la calzada o viales.

Los cables serán alojados en zanjas de 1 m de profundidad mínima y un ancho de 0,60 m.

El lecho de la zanja deberá ser liso y estar libre de aristas vivas, piedras, cantos, etc., en el fondo se colocará una capa de arena de río de 10 cm, sobre la que se depositarán los conductores. Una vez instalados se les cubrirá con otra capa de arena, de tal forma que queden cubiertos por encima de ellos al menos 25 cm y sobre ésta, una protección mecánica en sentido transversal a los cables, como pueden ser ladrillos, losetas de hormigón prefabricadas, etc., cubriéndolas posteriormente con capas de tierra procedente de la excavación realizada para alojar dicha línea con un espesor aproximado de 25 cm. Igualmente, encima de dichas protecciones mecánicas y a una distancia comprendida entre los 10 y los 30 cm del suelo se colocará una cinta de señalización como advertencia de la presencia de cables eléctricos.

Las tierras que cubran los conductores alojadas en la zanja preparada al efecto serán apisonadas por medios mecánicos que aseguren una perfecta compactación del terreno.

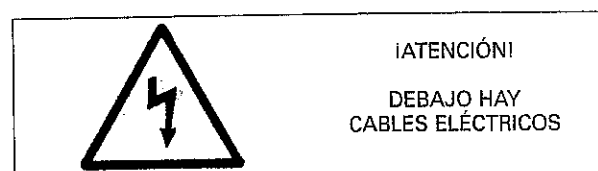


Figura 4.1. Cinta señalizadora de cables.

Conductores en canalización entubada. En estas canalizaciones los conductores irán entubados en todo o en gran parte de su recorrido.

Los tubos podrán ser termoplásticos o de fibrocemento (hormigonados).

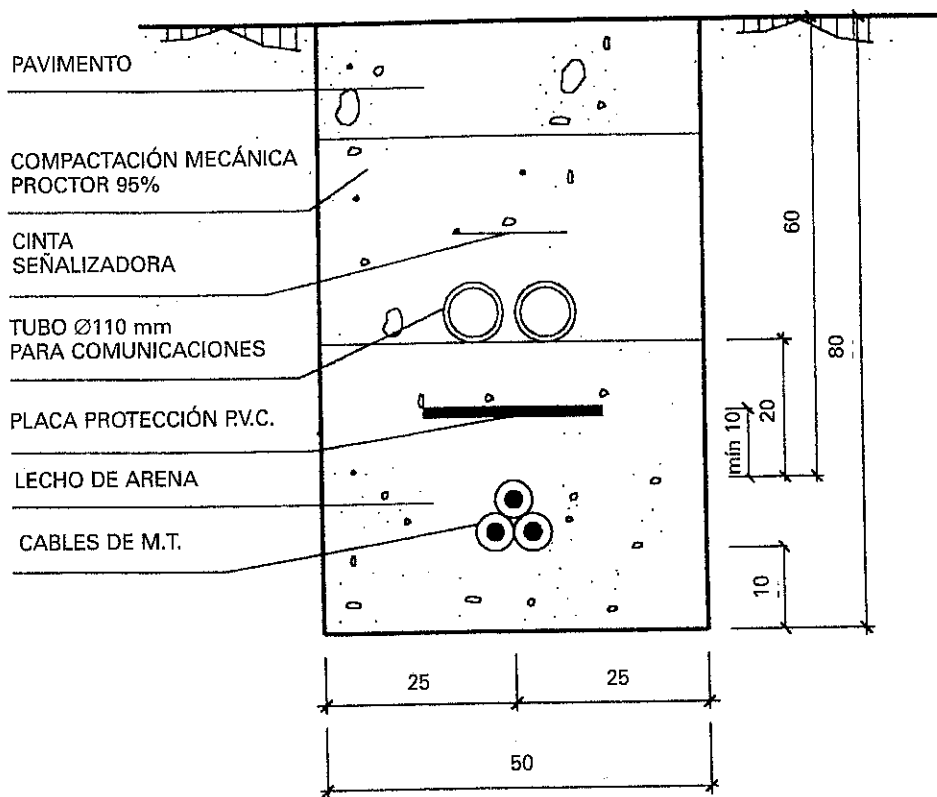
El diámetro mínimo de los tubos será de 150 mm o de 1,6 veces el diámetro de los conductores o cables.

Cada una de las canalizaciones llevará, solamente, un circuito, compuesto por un solo cable tripolar o por tres conductores unipolares.

En los lugares donde se tengan que realizar cambios o registros de dirección, se realizarán arquetas registrables para facilitar la manipulación de los conductores, estando dichas canalizaciones selladas a la entrada de cada arqueta.

Las canalizaciones podrán situarse en planos horizontales y/o verticales, pero separados unos de otros al menos 2 cm, siendo la separación entre canalizaciones y zanjas de 5 cm.

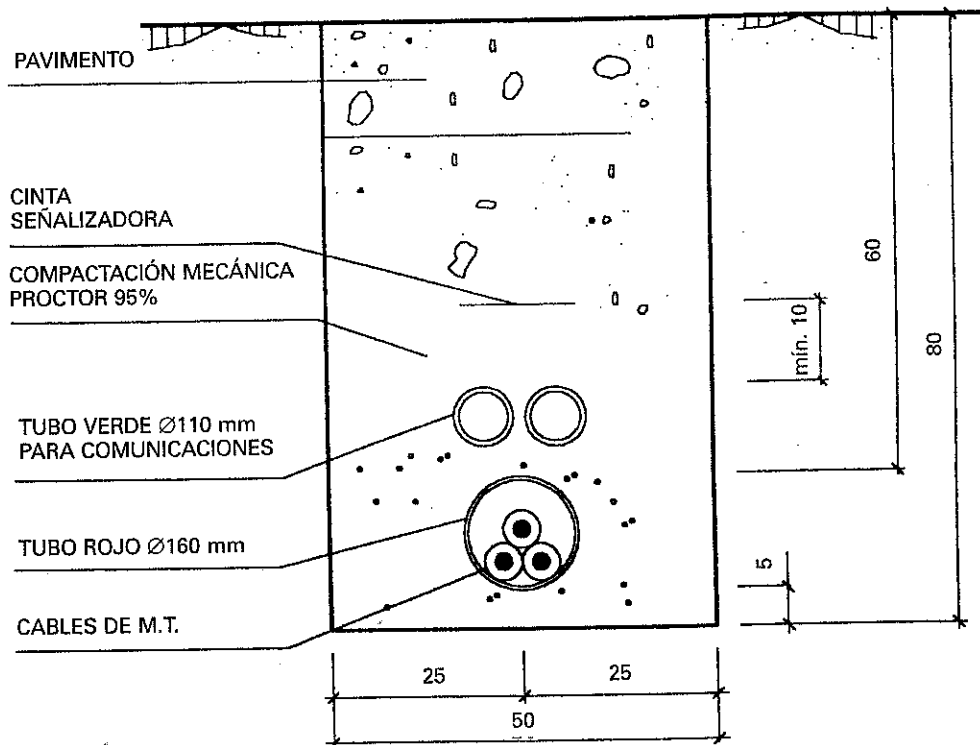
Las condiciones generales para cruzamientos, proximidades y paralelismos serán de acuerdo con los Artículos: 32, 33, 34 y 35 del R.L.A.A.T.



NOTA: PARA POBLACIONES DE MENOS DE 40.000 HABITANTES, SE INSTALARÁ UN SOLO TUBO DE COMUNICACIONES.

		DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
			Proyectado		J.L.S.
			Dibujado		
			Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV CANALIZACIÓN PARA CABLE ENTERRADO		EL AUTOR DEL PROYECTO:		
PLANO N 1			J.L.S.		

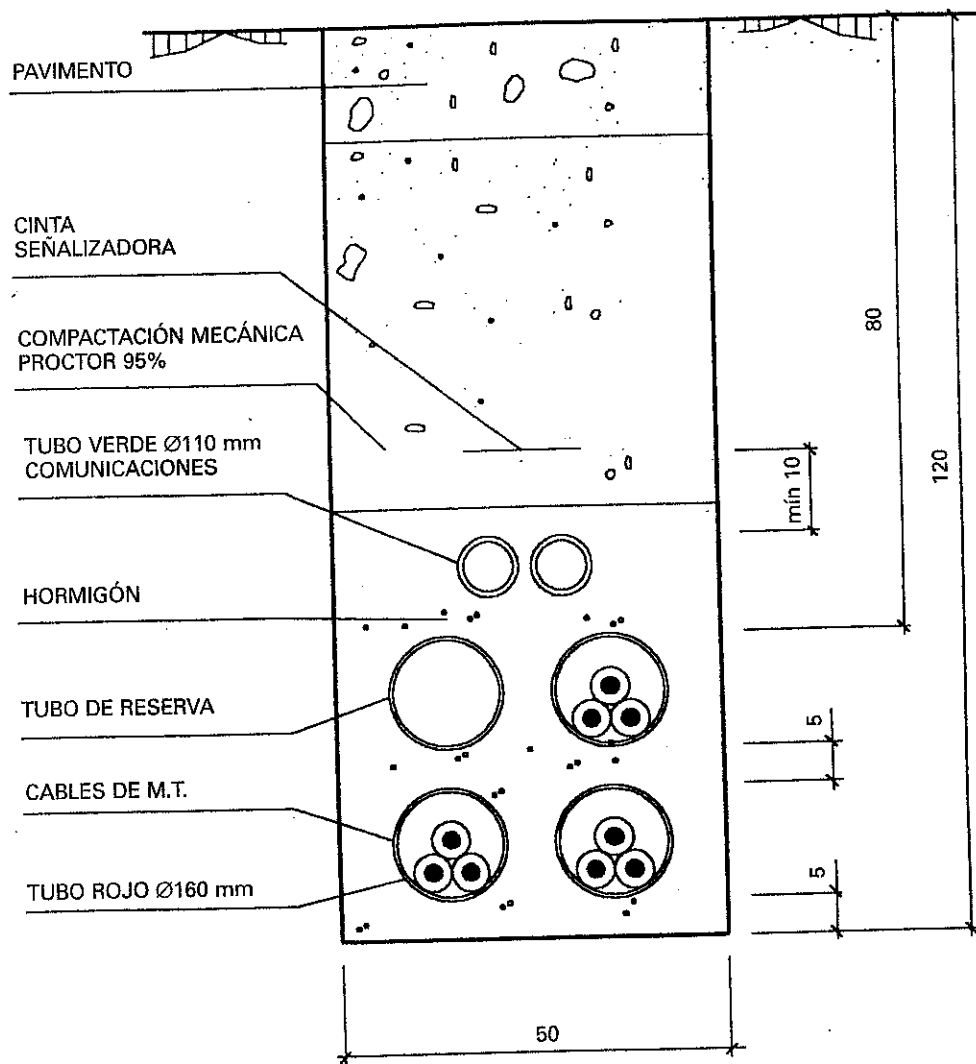
Figura 4.2. Diferentes tipos de montajes subterráneos.



NOTA: PARA POBLACIONES DE MENOS DE 40.000 HABITANTES,
SE INSTALARÁ UN SOLO TUBO DE COMUNICACIONES.

	DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado		J.L.S.
		Dibujado		
		Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV CANALIZACIÓN ENTUBADA BAJO ACERA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
PLANO N 2		J.L.S.		

Figura 4.3. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Canalización enterrada.



NOTA: PARA POBLACIONES DE MENOS DE 40.000 HABITANTES, SE INSTALARÁ UN SOLO TUBO DE COMUNICACIONES. EN CRUZAMIENTOS CON VÍA PÚBLICA SE DEJARÁ UN TUBO ROJO DE RESERVA.

DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado	J.L.S.
		Dibujado	
		Comprobado	
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV CRUZAMIENTO CON VÍA PÚBLICA	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PLANO N 3		J.L.S.	

Figura 4.4. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Cruzamiento con vía pública.

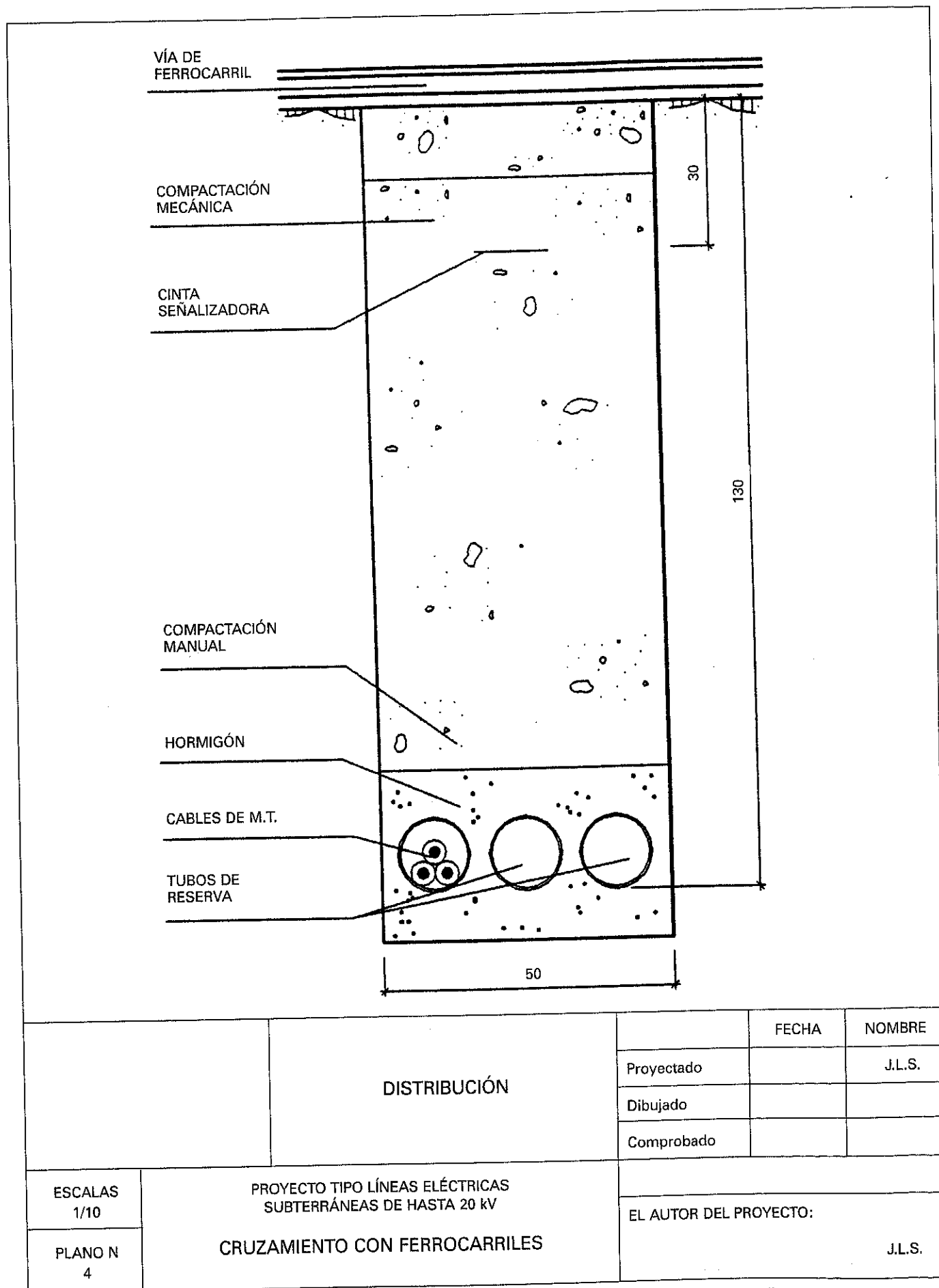
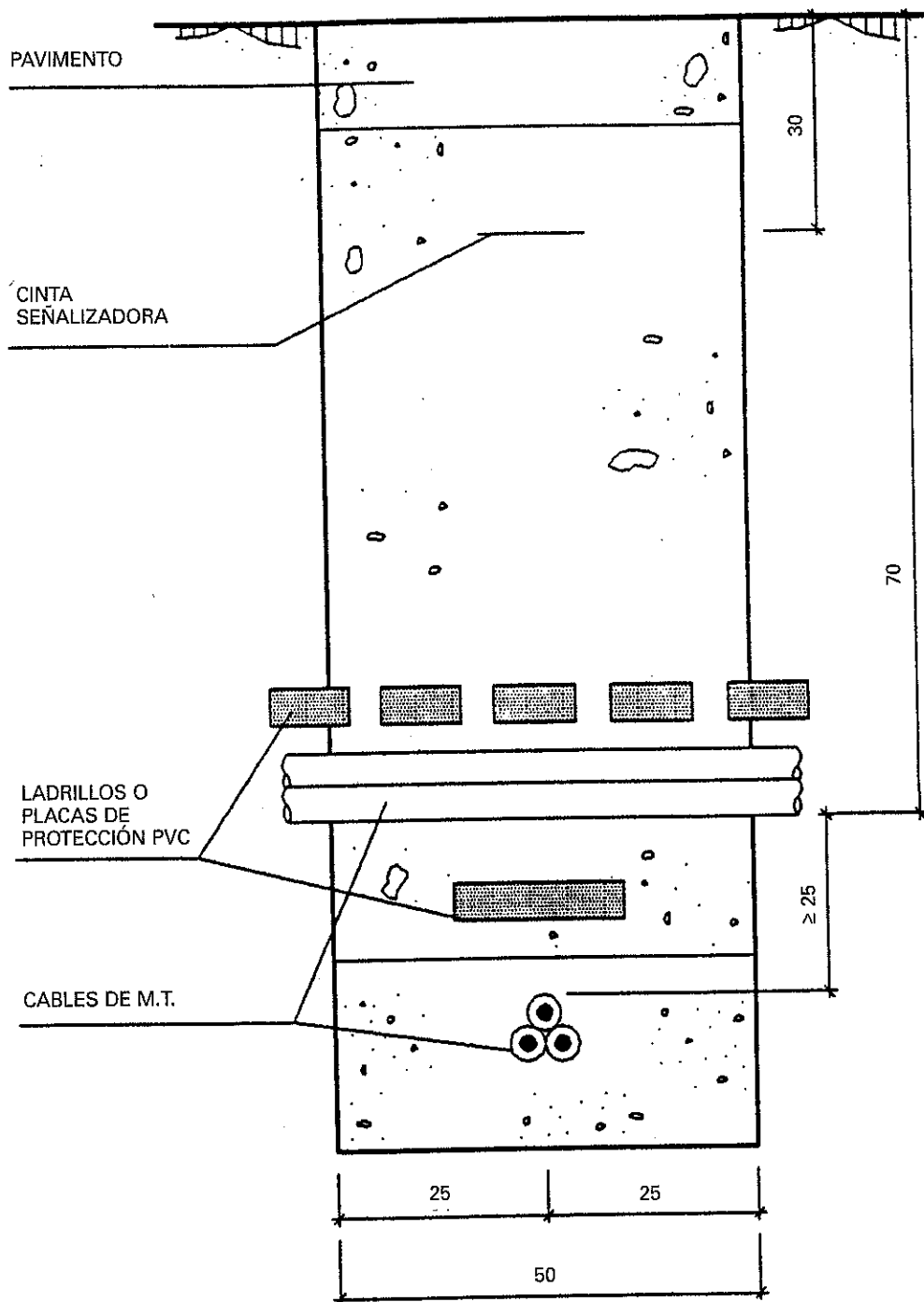
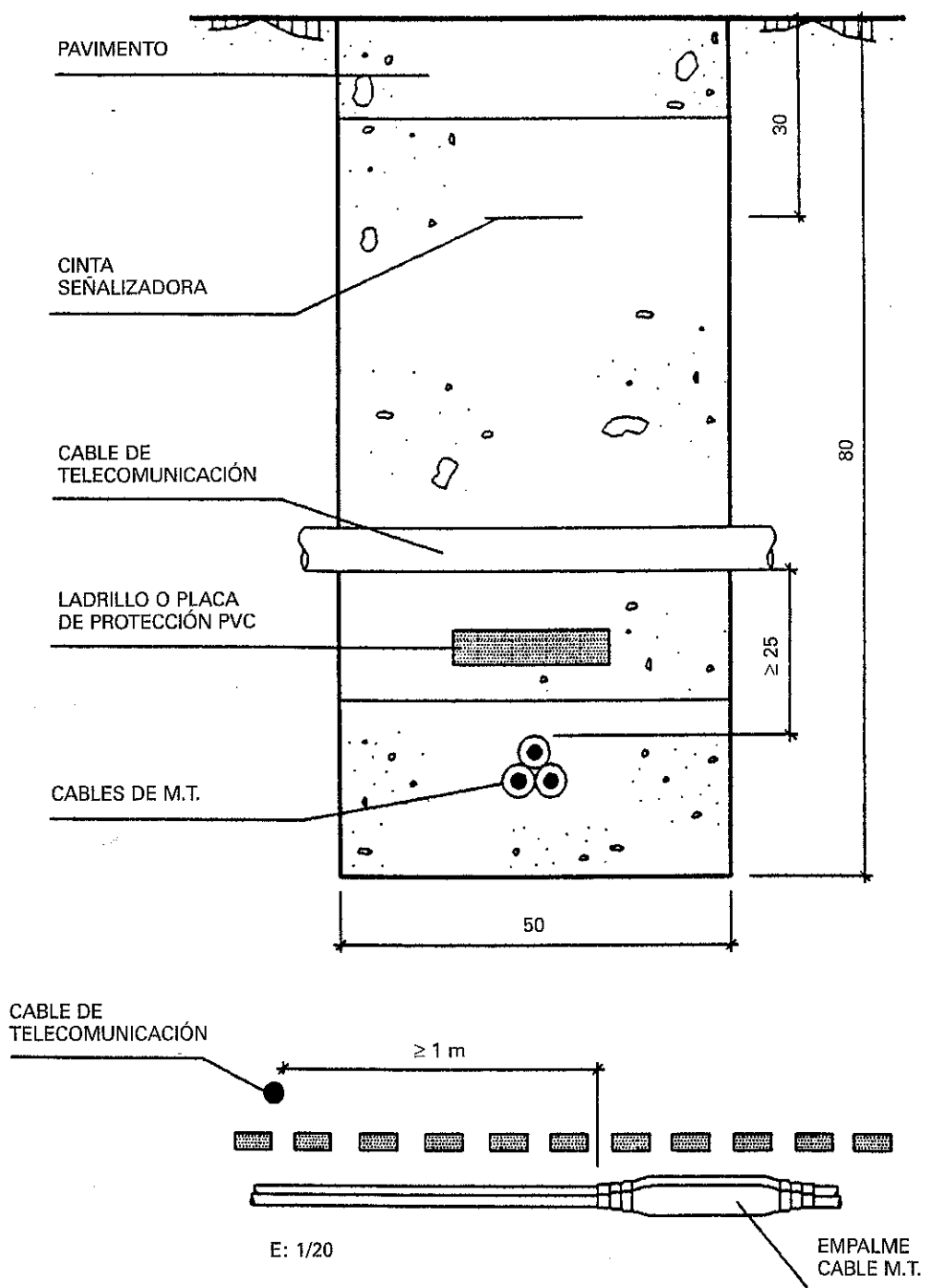


Figura 4.5. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Cruzamiento con ferrocarril.



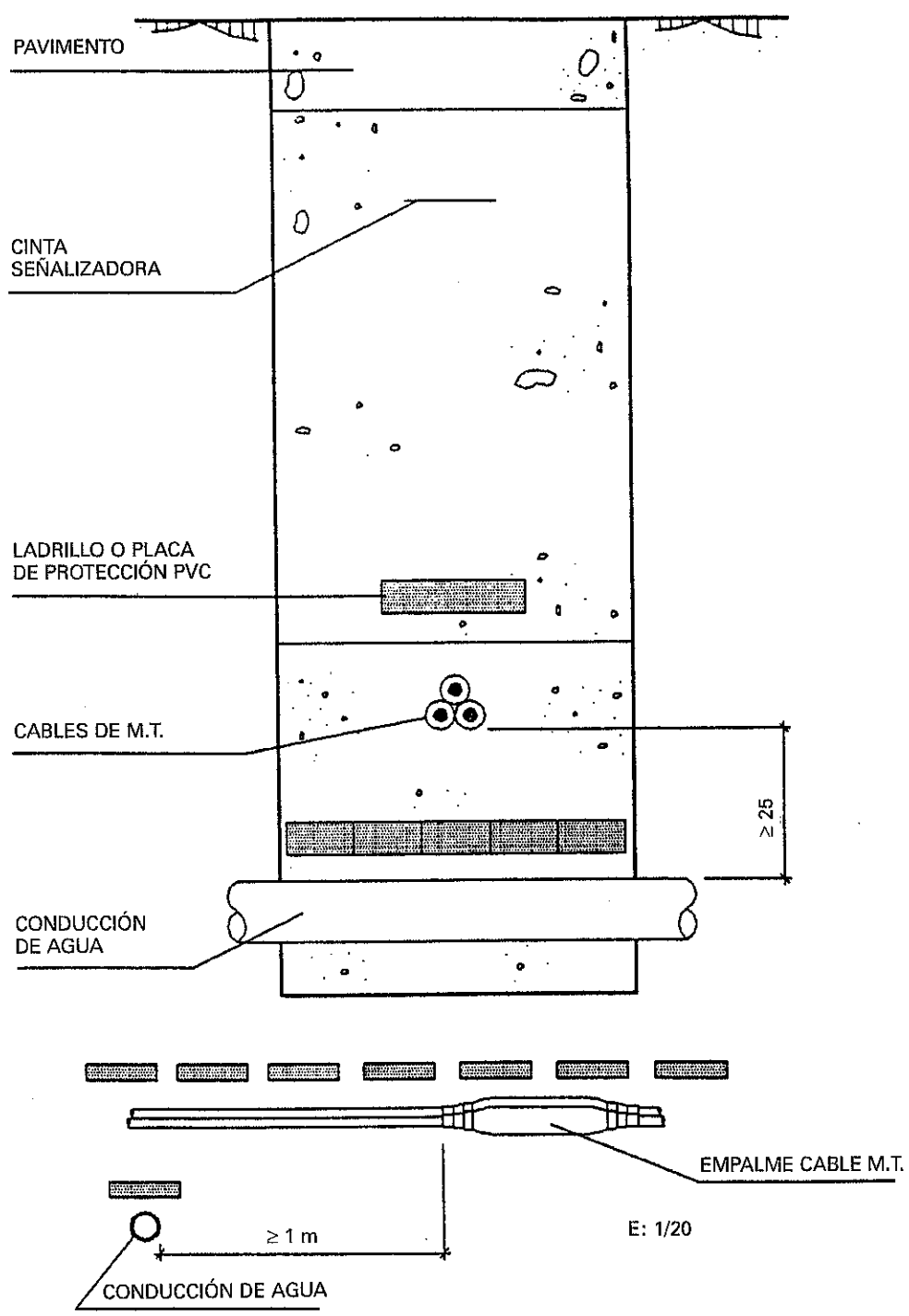
	DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado		J.L.S.
		Dibujado		
		Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV CRUZAMIENTO ENTRE CONDUCTORES ELÉCTRICOS	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
PLANO N 5		J.L.S.		

Figura 4.6. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Cruzamiento entre conductores.



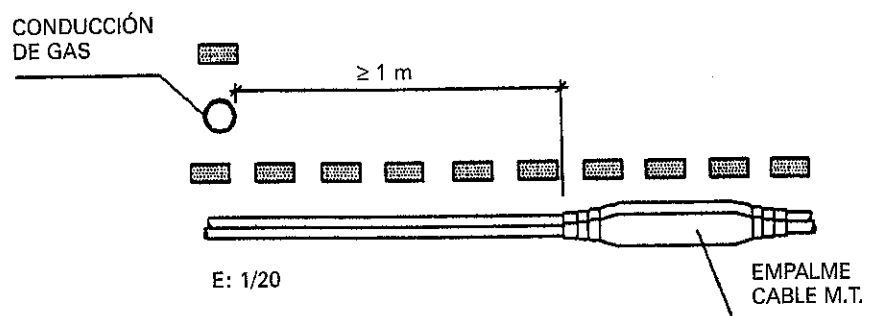
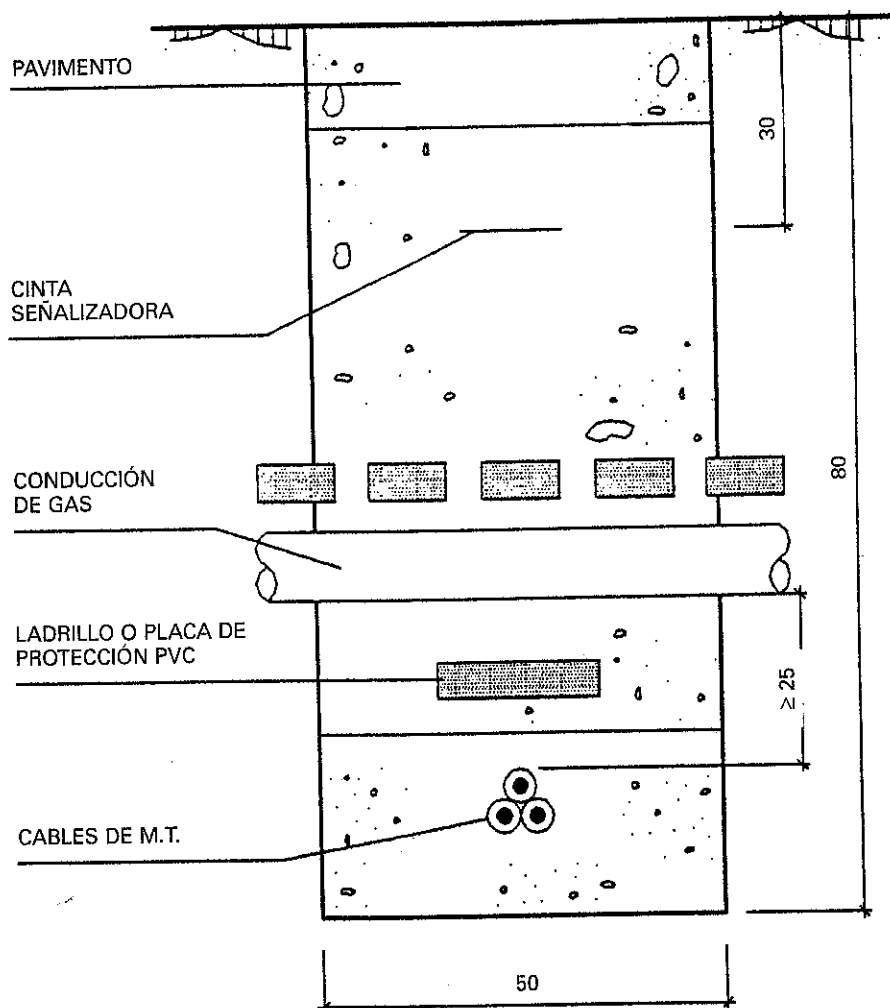
	DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado		J.L.S.
		Dibujado		
		Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV CRUZAMIENTO CON CABLES DE TELECOMUNICACIÓN	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
PLANO N 6		J.L.S.		

Figura 4.7. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Cruzamientos con cables de telecomunicaciones.



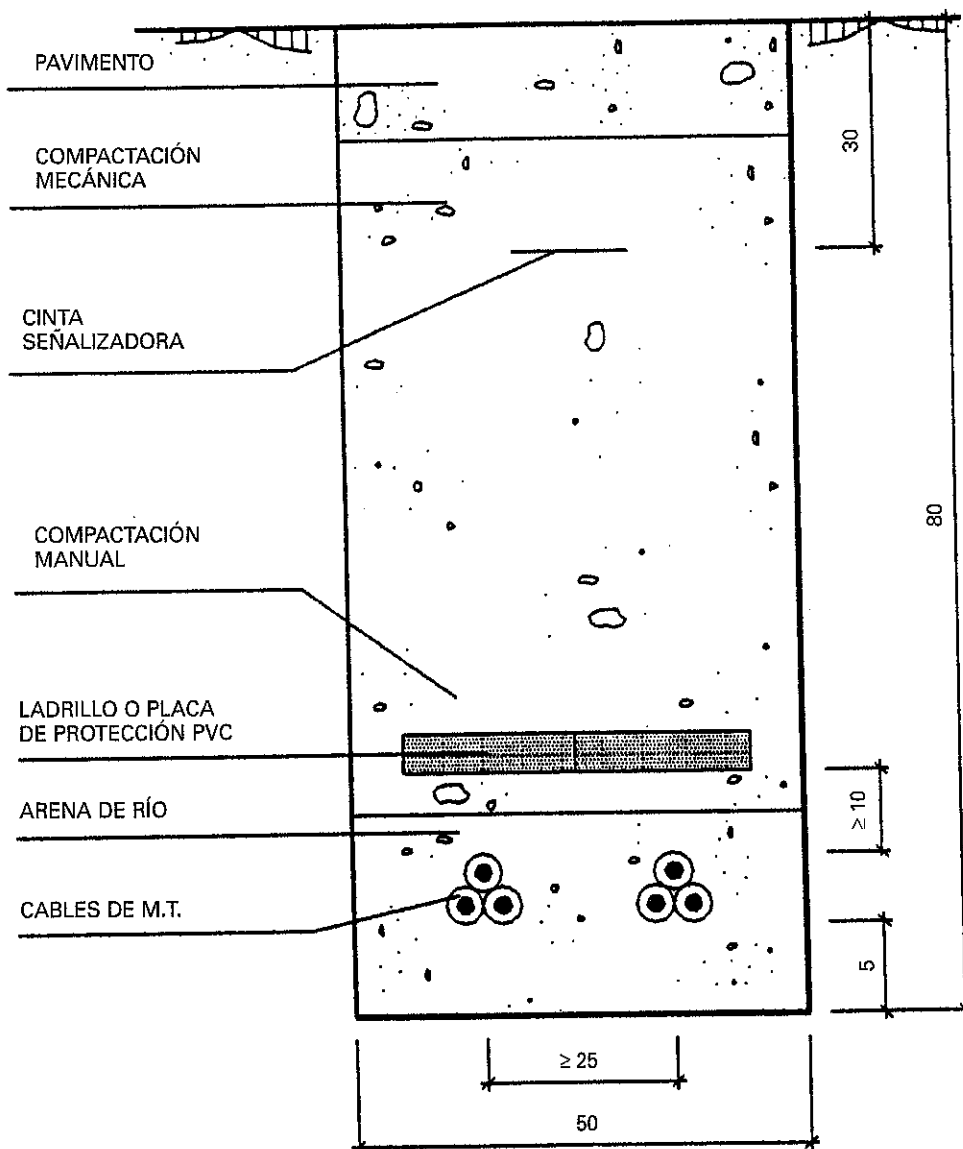
DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado	J.L.S.
		Dibujado	
		Comprobado	
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV CRUZAMIENTO CON CONDUCCIÓN DE AGUA, VAPOR O LÍQ. INFL.	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PLANO N 7		J.L.S.	

Figura 4.8. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Cruzamientos con conducción de agua.



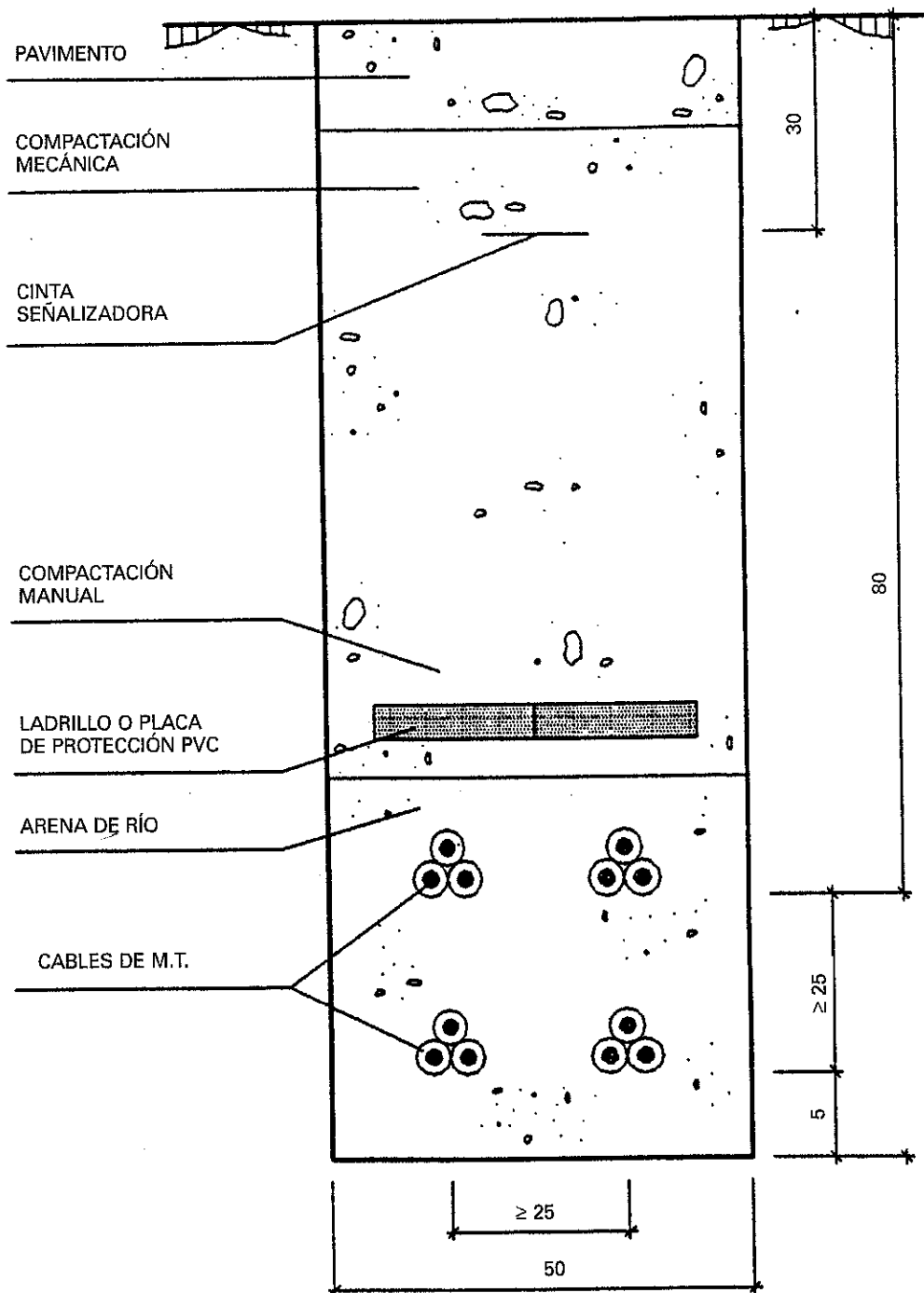
		DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
			Proyectado		J.L.S.
			Dibujado		
			Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV				
EL AUTOR DEL PROYECTO:					
PLANO N 8	CRUZAMIENTO CON CONDUCCIÓN DE GAS		J.L.S.		

Figura 4.9. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Cruzamientos con conducción de gas.



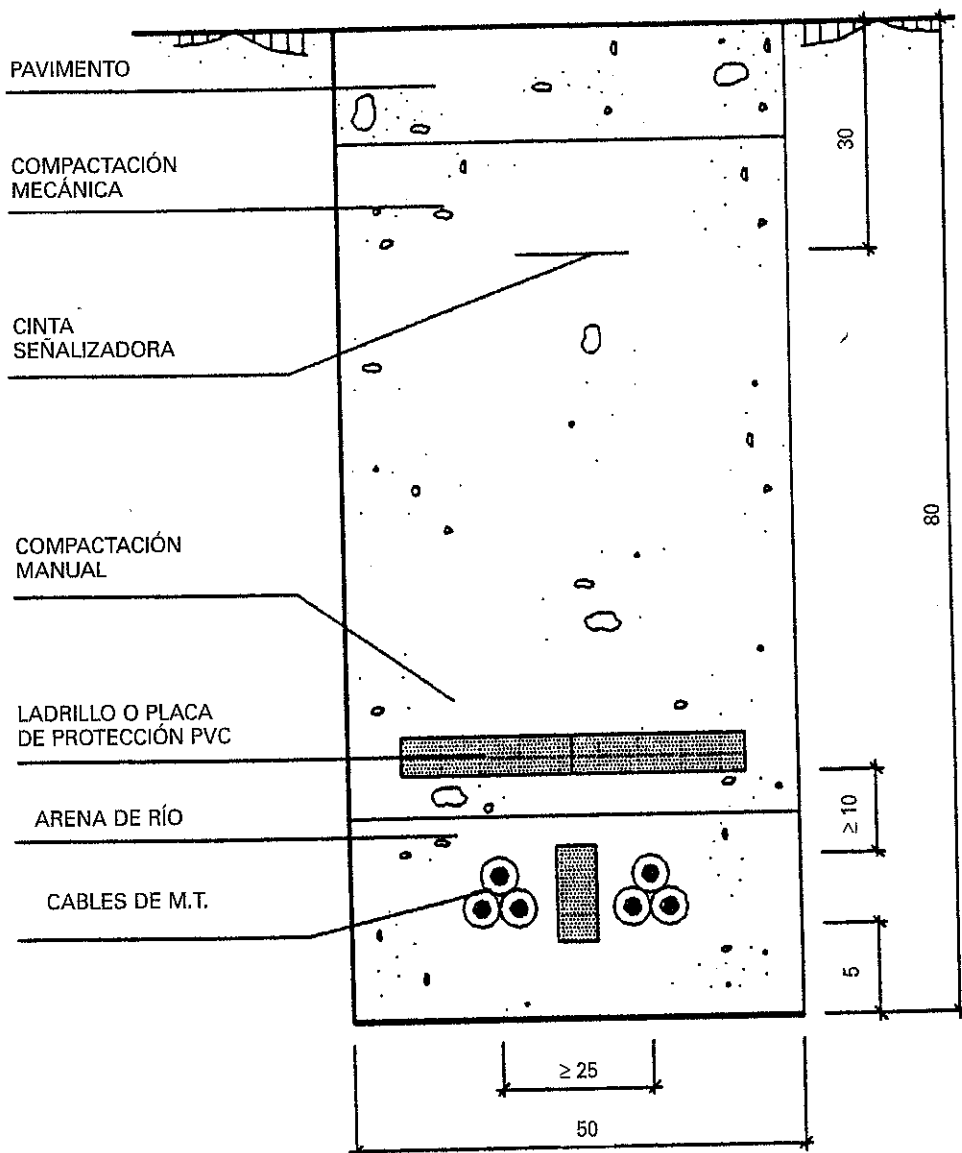
		DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
			Proyectado		J.L.S.
			Dibujado		
			Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV PARALELISMO ENTRE CABLES DE MEDIA TENSIÓN				
PLANO N 9			EL AUTOR DEL PROYECTO: J.L.S.		

Figura 4.10. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Paralelismo entre cables M.T.



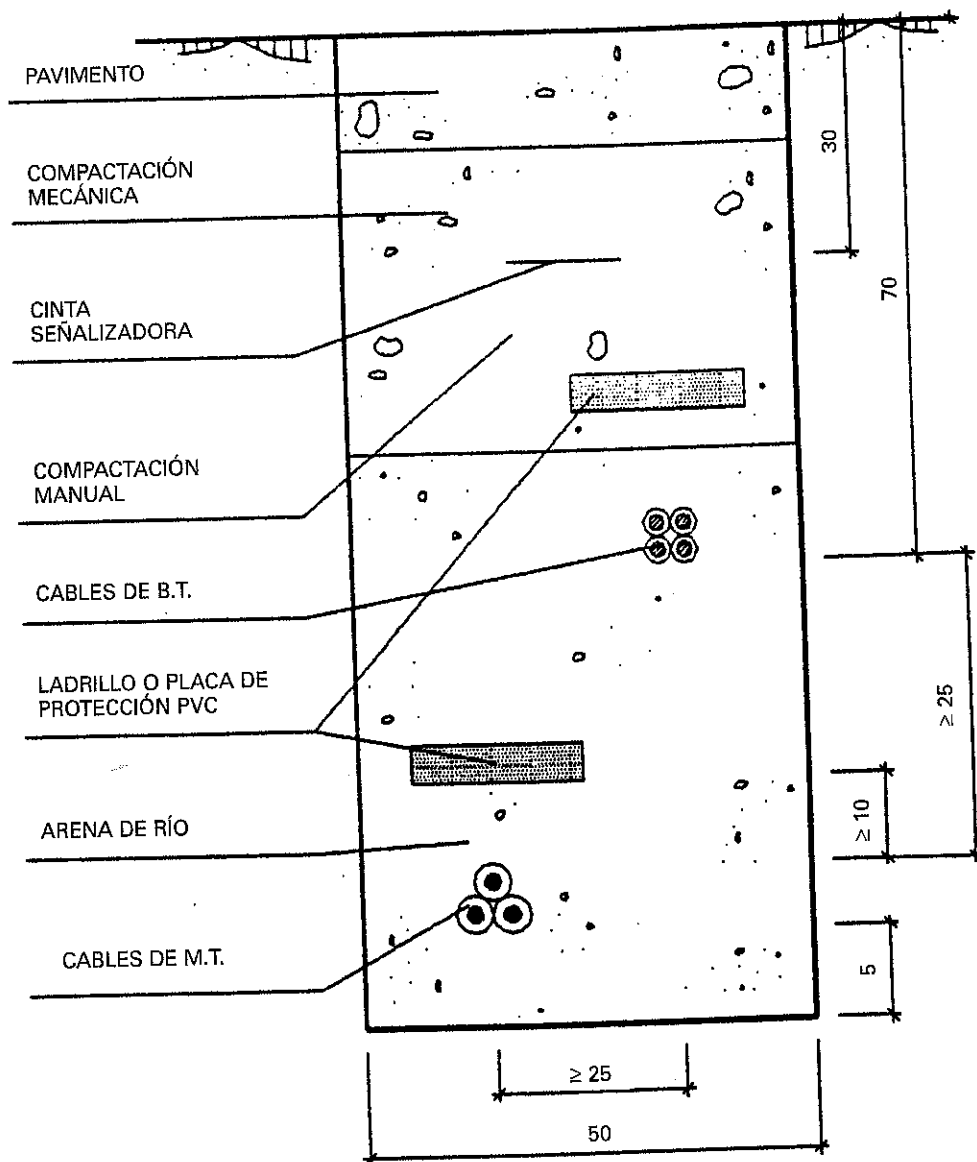
DISTRIBUCIÓN			FECHA	NOMBRE
		Proyectado		J.L.S.
		Dibujado		
		Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV PARALELISMO ENTRE CABLES DE MEDIA TENSIÓN	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
PLANO N 10		J.L.S.		

Figura 4.11. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Paralelismo entre cables de M.T.



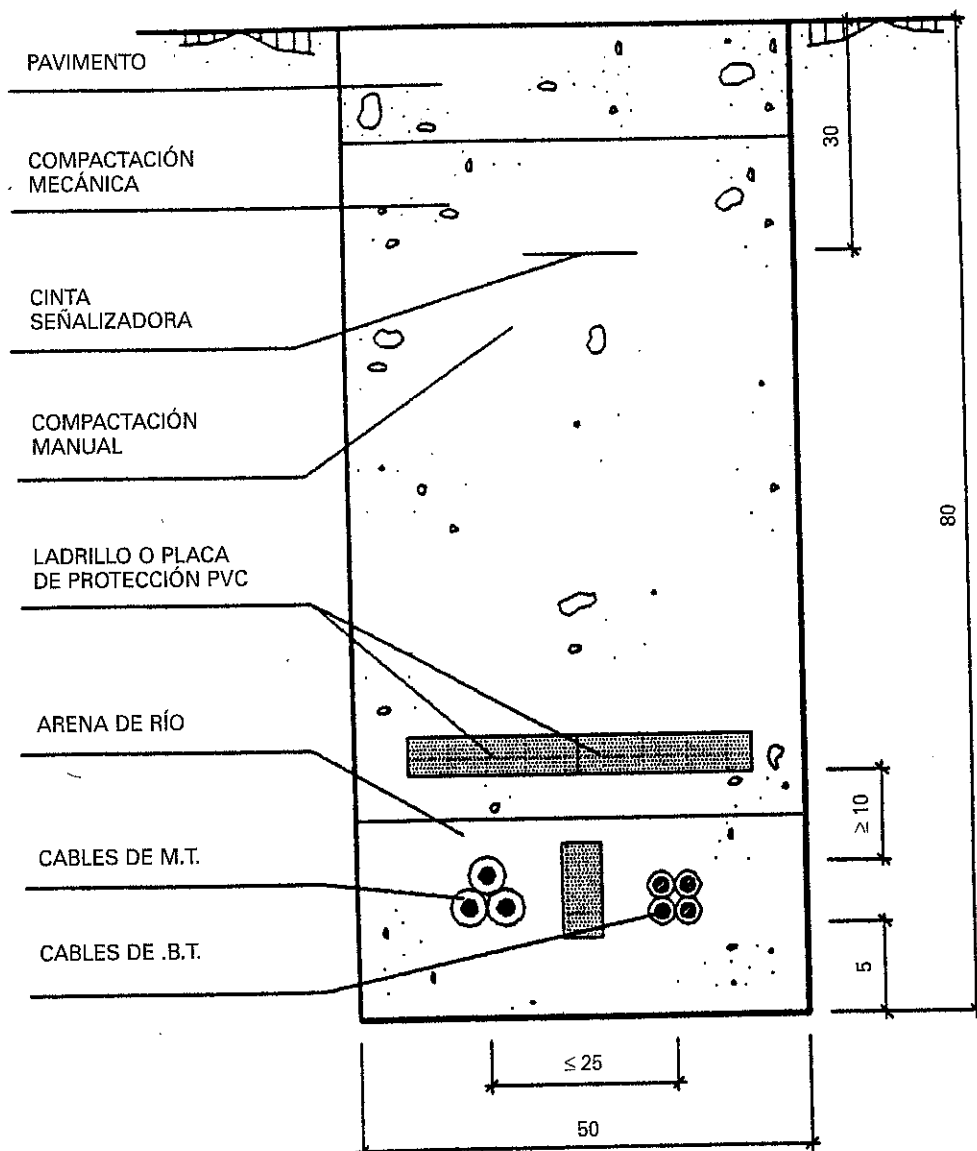
	DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado		J.L.S.
		Dibujado		
		Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV PARALELISMO ENTRE CABLES DE MEDIA TENSIÓN	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
PLANO N 11		J.L.S.		

Figura 4.12. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Paralelismo entre cables de M.T.



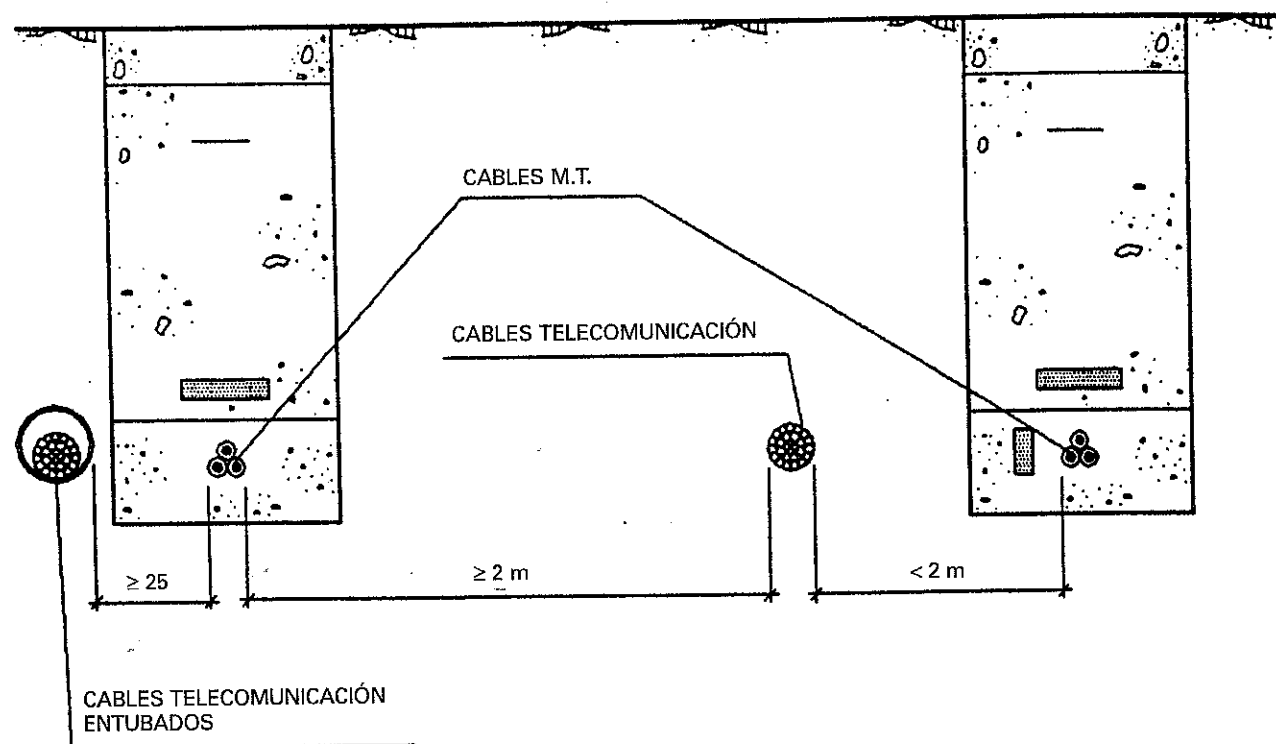
	DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado		J.L.S.
		Dibujado		
		Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV PARALELISMO CON CABLES DE BAJA TENSIÓN	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
PLANO N 12		J.L.S.		

Figura 4.13. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Paralelismo con cables de B.T.



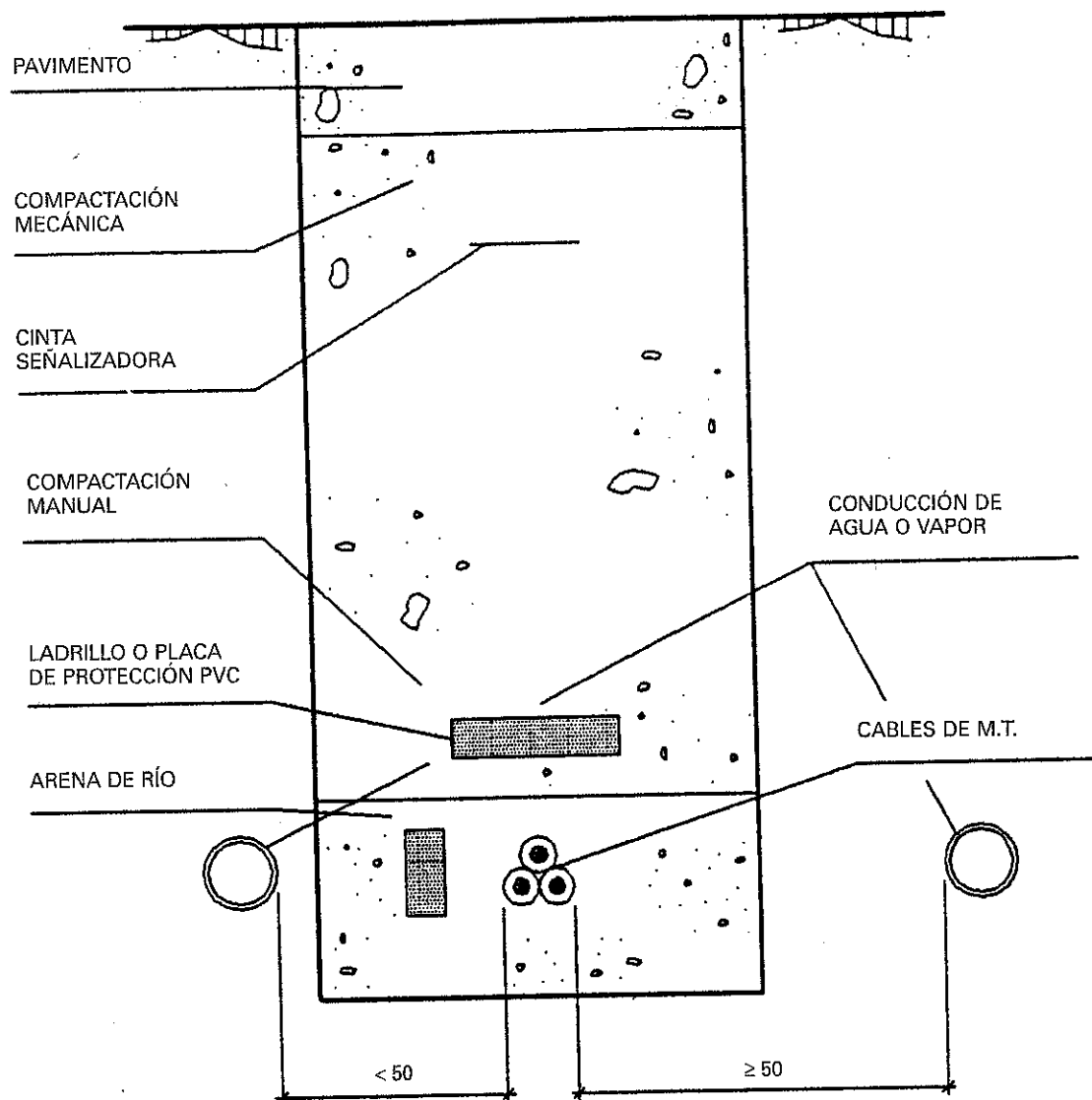
	DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado		J.L.S.
		Dibujado		
		Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV PARALELISMO CON CABLES DE BAJA TENSIÓN	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
PLANO N 13		J.L.S.		

Figura 4.14. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Paralelismo con cables de B.T.



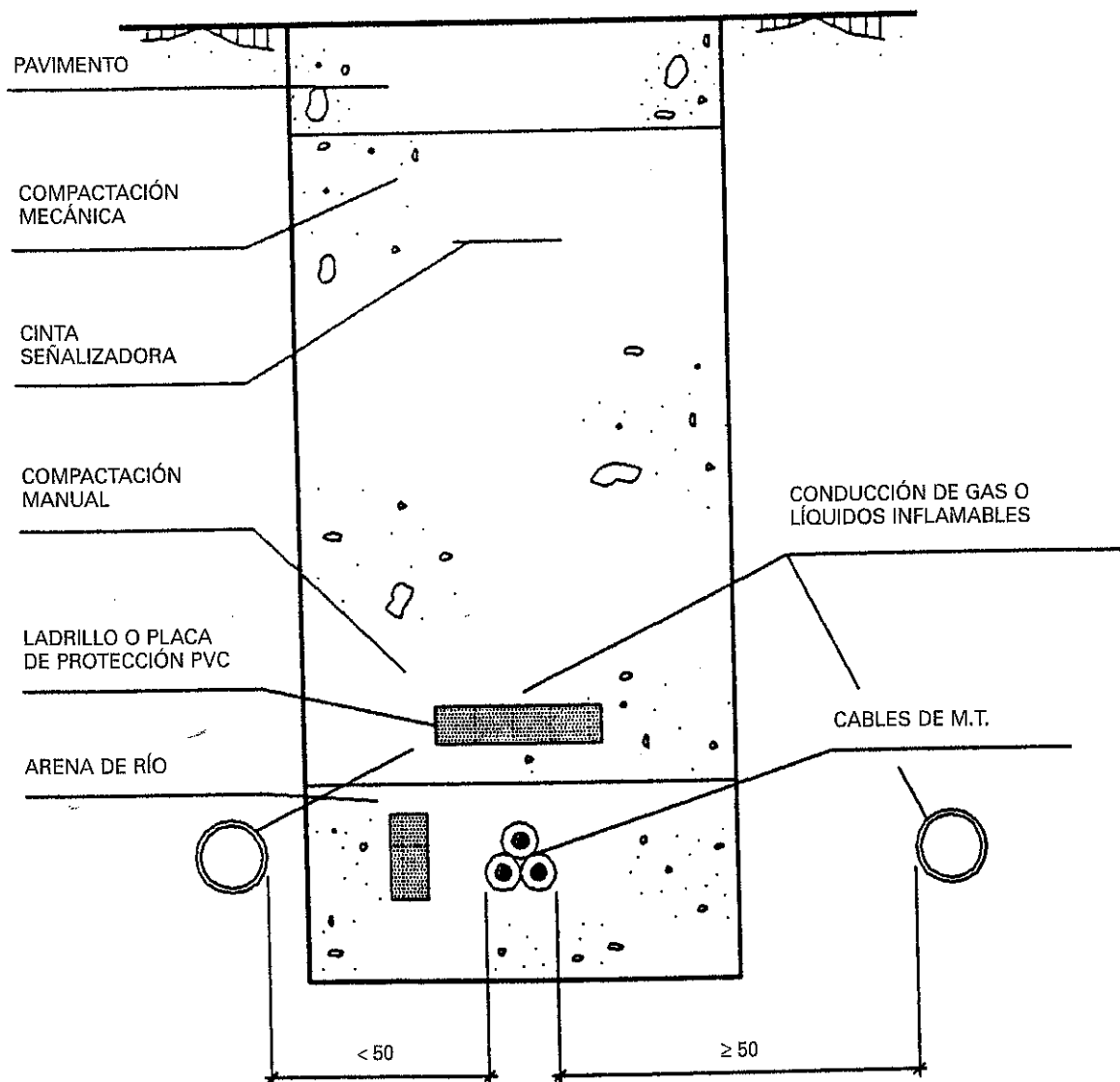
DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado	J.L.S.
		Dibujado	
		Comprobado	
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV PARALELISMO CON CABLES DE TELECOMUNICACIÓN	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PLANO N 14		J.L.S.	

Figura 4.15. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Paralelismo con cables de telecomunicaciones.



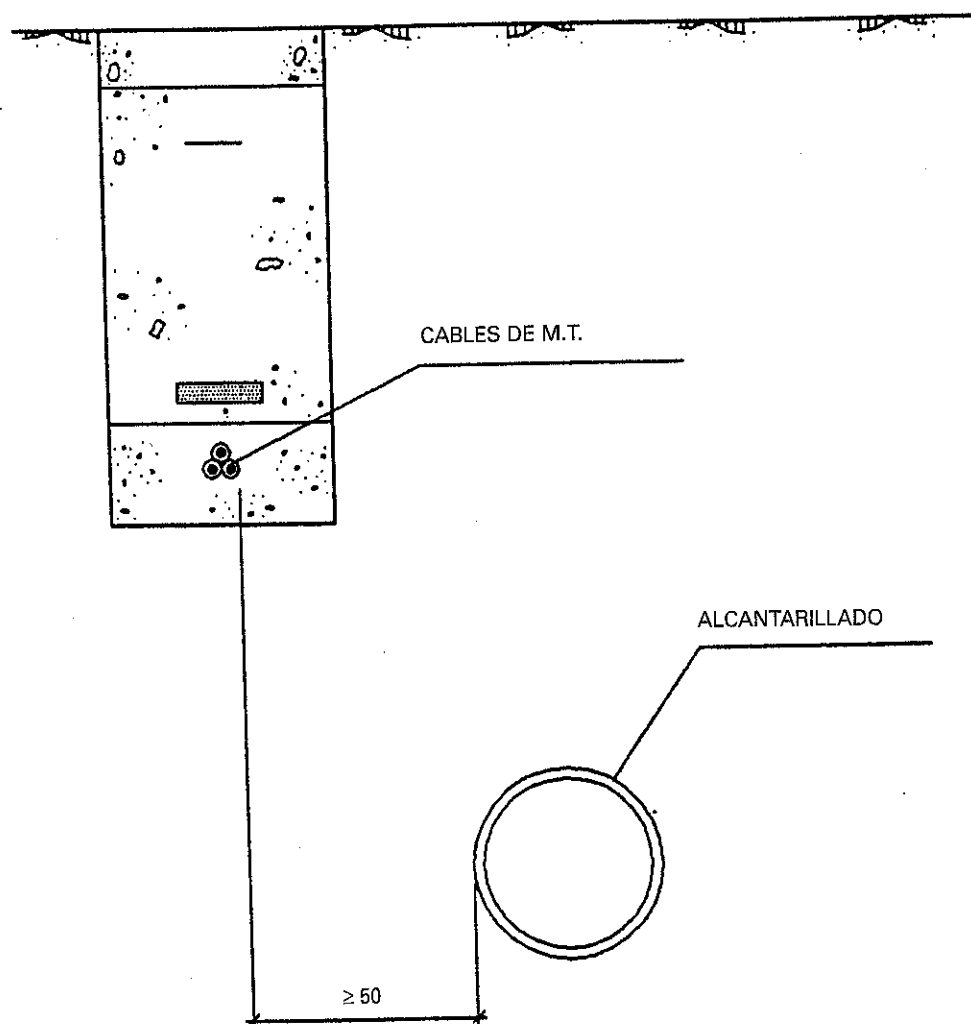
DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado	J.L.S.
		Dibujado	
		Comprobado	
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV PARALELISMO CON CONDUCCIONES DE AGUA O VAPOR	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PLANO N 15		J.L.S.	

Figura 4.16. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Paralelismo con conducciones de agua.



	DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado		J.L.S.
		Dibujado		
		Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV			
PLANO N 16	PARALELISMO CON CONDUCCIONES DE GAS Y LÍQUIDOS INFLAMABLES	EL AUTOR DEL PROYECTO: J.L.S.		

Figura 4.17. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Paralelismo con conducciones de gas.



	DISTRIBUCIÓN		FECHA	NOMBRE
		Proyectado		J.L.S.
		Dibujado		
		Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV PARALELISMO CON ALCANTARILLADO			
PLANO N 17		EL AUTOR DEL PROYECTO: J.L.S.		

Figura 4.18. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Paralelismo con alcantarillado.

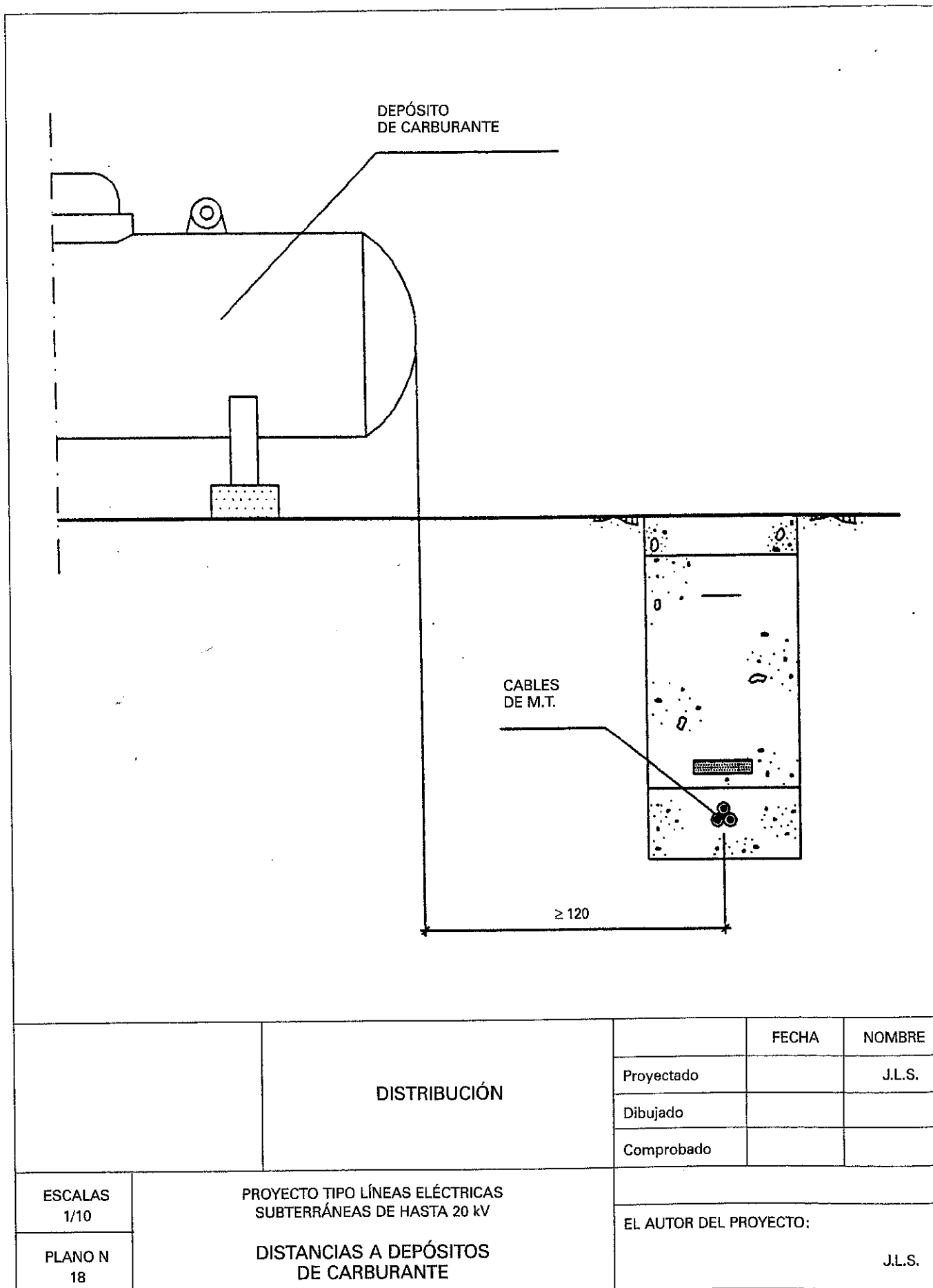
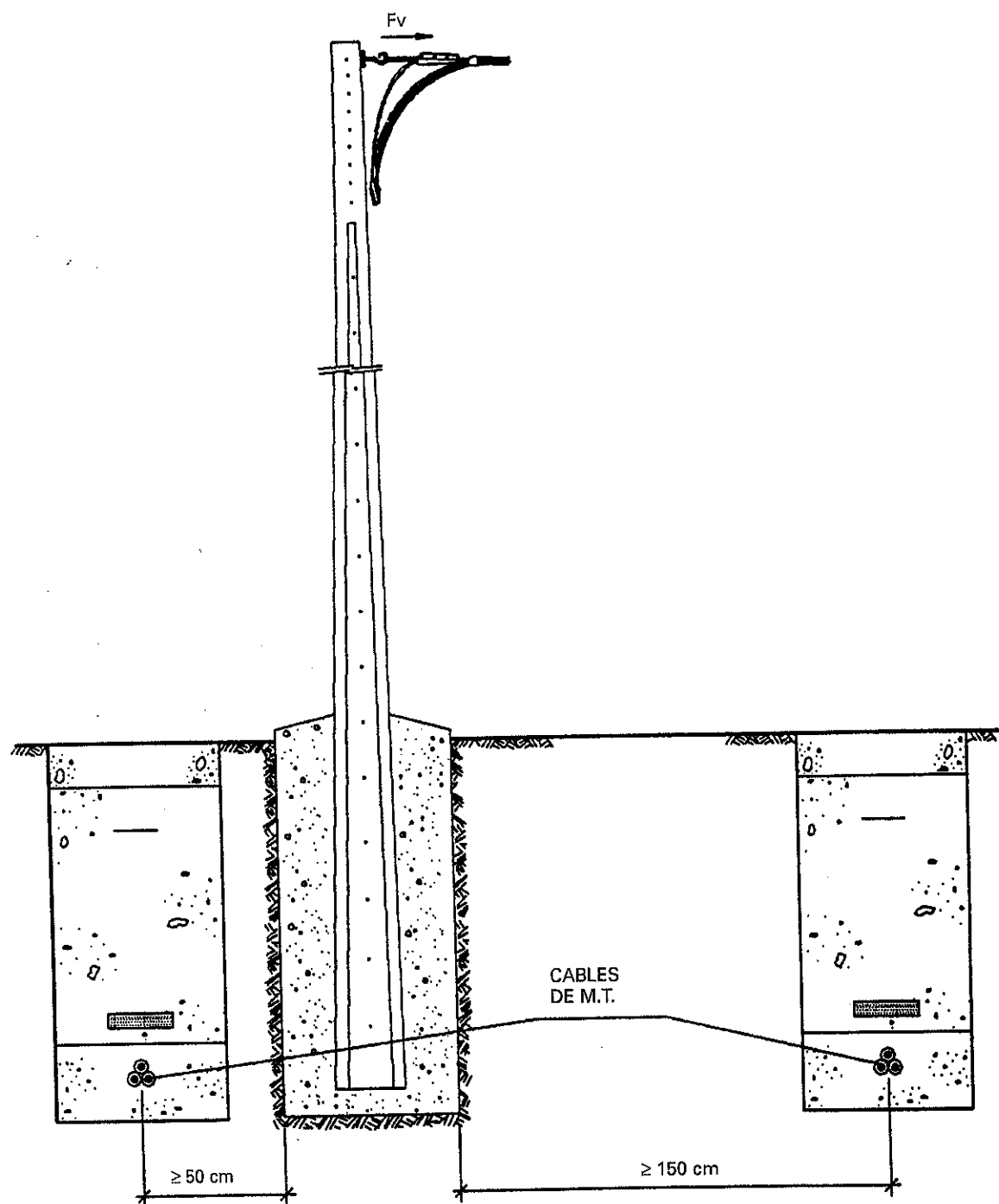


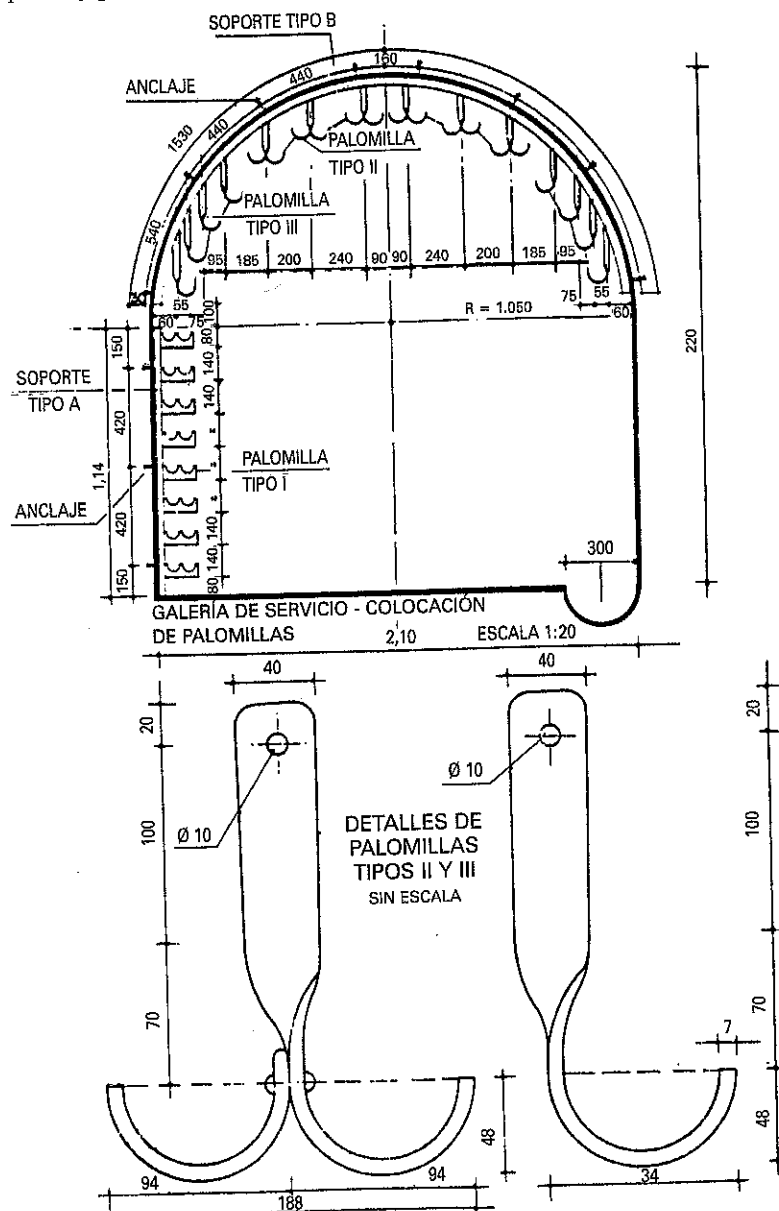
Figura 4.19. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Distancia a depósitos de carburante.



DISTRIBUCIÓN			FECHA	NOMBRE
		Proyectado		J.L.S.
		Dibujado		
		Comprobado		
ESCALAS 1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE HASTA 20 kV			
PLANO N 19			EL AUTOR DEL PROYECTO:	
	DISTANCIA DE APOYOS		J.L.S.	

Figura 4.20. Diferentes tipos de montajes subterráneos (continuación). Distancia de apoyos.

En la figura 4.21 se reflejan las dimensiones que suelen tener las galerías de servicio, así como la colocación de los soportes y palomillas.



4.2. Condiciones de servicio de los cables subterráneos

4.2.1. Constitución de los cables subterráneos

CW - Tubo corrugado de cobre (Cu).

La eventual **armadura** es un recubrimiento metálico, destinado a proteger el cable contra las acciones mecánicas exteriores.

Se utilizan principalmente los siguientes tipos:

- F** - Flejes de hierro (Fe).
- M** - Alambres de hierro (Fe).
- MV** - Alambres de hierro (Fe) recubiertos individualmente con PVC.
- Q** - Pletinas de hierro (Fe).
- FA** - Flejes de aluminio (Al).
- MA** - Alambres de aluminio (Al).
- QA** - Pletinas de aluminio (Al).

El asiento de armadura sobre el que se aplica ésta puede ser, según los casos, de fibras impregnadas, papel aceitado, material plástico, etc.

Las **pantallas** son los elementos conductores que tienen como objeto obtener un campo radial y uniforme en el aislamiento, dispuestos sobre la superficie interna del mismo (telas, encintados o mezclas conductoras) y sobre la superficie externa (**H**), de tipo metálico, consistente en cintas o hilos de cobre enrollados en hélice, asegurándose el contacto eléctrico entre todos ellos.

Las dimensiones del elemento metálico de las pantallas dependen de la intensidad homopolar que se prevea puede circular por él, así como del tiempo de permanencia de dicha intensidad.

La **cubierta** es la envolvente externa. Su función es esencialmente de protección mecánica y no eléctrica.

Se utilizan principalmente los siguientes tipos:

- J** - Capa de fibras textiles impregnadas en mezclas de alquitranes o betunes.
- E** - Recubrimiento de polietileno (PE).
- N** - Recubrimiento de policloropreno (PVP).
- V** - Recubrimiento de policloruro de vinilo (PVC).

4.2.2. Cables de campo radial y de campo no radial

En un cable unipolar las líneas de fuerza del campo electrostático tienen una forma radial, soportando únicamente el aislamiento, los esfuerzos eléctricos del mencionado campo establecido entre el conductor y el exterior del cable.

En el cable tripolar las líneas de fuerza ya no siguen trayectorias radiales, debido a que los potenciales existentes en el espacio entre los conductores y el exterior no son simultáneamente iguales, pudiéndose descomponer las mencionadas líneas en dos componentes, una perpendicular y otra tangencial a la capa aislante considerada.

La componente perpendicular ejerce un esfuerzo eléctrico sobre la capa de aislamiento, que es soportado perfectamente por ésta, por haber sido prevista para resistirlo; pero los esfuerzos debidos a la componente tangencial son soportados por la masa de relleno existente entre las almas, que posee una resistencia a la perforación diez veces menor, por lo que los cables

de campo no radial tienen aplicación solamente hasta tensiones de 15 kV, cuando el aislamiento es de papel impregnado. En cables con aislamiento seco, los límites están en 6 kV y en 10 kV, dependiendo del aislamiento concreto de que se trate. A partir de los valores mencionados, los cables deben ser de campo radial.

En los cables tripolares con aislamiento de papel impregnado, de campo radial, las pantallas individuales se pueden realizar con una funda de plomo sobre cada alma (**3P**), o bien con una funda única sobre el conjunto, pero con pantallas a base de papel conductor sobre las superficies interna y externa de los aislamientos de cada una de las almas.

La **tensión asignada del cable** (U_0 / U) es la tensión a frecuencia industrial a la cual el cable debe poder funcionar permanentemente en condiciones normales. Se designa por los valores eficaces, en kilovoltios - kV -, de la tensión entre uno de los conductores y la pantalla o tierra (U_0) y el de mayor tensión entre dos cualesquiera de los conductores (U). Este último valor sólo tiene interés para los cables de campo eléctrico no radial.

La **tensión de prueba a frecuencia industrial** es el valor eficaz, en kV, de la tensión a frecuencia industrial a la cual deben someterse las piezas del cable, durante el tiempo especificado.

La **tensión de prueba a impulso tipo rayo** es el valor de cresta de la tensión de ensayo soportada a las ondas de choque, entre cada uno de los conductores y la armadura o tierra, expresada en kV.

Se define el **nivel de aislamiento** de un cable por el par de valores de las tensiones de prueba a frecuencia industrial y a impulso, que caracterizan el aislamiento del cable.

4.2.3. Cables de aceite fluido

Se denominan **cables de aceite a presión** aquéllos cuyo aislamiento de papel no posee masa de impregnación sino un aceite fluido a la temperatura normal que, por diversos procedimientos, puede inyectarse a presión sobre dicho aislamiento, impregnándolo completamente y evitando la formación de huecos entre el papel y la envoltura metálica.

El aceite fluye por unos canales que a tal efecto tienen los cables, siendo necesaria la instalación de depósitos de expansión para poder absorber las posibles dilataciones del aceite.

Su uso principal es para líneas cuya tensión supera los 60 kV.

4.2.4. Designación de cables

De acuerdo con el R.E.B.T. y el R.L.A.A.T. son consideradas líneas de alta tensión aquéllas que superan los 1.000 V. Según lo establecido en las Normas UNE 21024 en el caso de cables aislados de papel impregnado y de la UNE 21123 en el de los cables aislados con dieléctricos secos, ampliando la designación desde el límite hasta las de 33/66 kV.

El **tipo constructivo** se designa mediante un grupo de letras que caracterizan los principales elementos constructivos del cable.

La primera letra caracteriza el tipo de aislamiento de los conductores, incluyendo los eventuales rellenos en cables multipolares, siendo los más utilizados los identificados por las letras **P**, **V**, **E**, **R** y **D**, conforme se indicó anteriormente.

Los cables con almas apantalladas añaden una **H** a la letra característica del aislamiento, con lo que para los antes indicados, resultarían las identificaciones **PH**, **VH**, **EH**, **RH** y **DH**.

Las restantes letras de la designación, salvo la última, indican la naturaleza de la envoltura metálica (**P**, **A**, **AW**, **CW**) y la de la eventual protección contra las acciones mecánicas exteriores (**E**, **M**, **MQ**, **Q**, **FA**, **MA**, **QA**).

En el caso de cables tripolares de almas con envoltura metálica individual, el número 3 precederá a la letra que caracteriza la naturaleza de la citada envoltura. No se designan las eventuales capas separadoras, asiento de armadura y revestimiento común.

La última letra de la designación del tipo constructivo indica la naturaleza de la cubierta (**J**, **E**, **N**, **V**).

La tensión nominal, para la cual ha sido construido el cable, se designa en kV, indicando los valores U_0 y U .

En la designación del **número**, **sección nominal**, **forma** y **naturaleza de los conductores**, se incluyen los datos siguientes:

El primer lugar, la cifra que corresponde al número de conductores, seguidos por el signo **x**. A continuación la sección nominal de un conductor en mm^2 .

En el caso de cables multipolares de almas con envoltura metálica individual, se indica el número **1**, representativo de un conductor, seguido del signo **x** y de la sección nominal, todo ello dentro de un paréntesis, precedido por el número de envolturas metálicas.

Cuando se trata de tres conductores iguales y uno de sección reducida (normal en B.T.), los tres primeros se designan como en el caso general y el cuarto por su sección nominal, separada de la sección nominal de los primeros por una barra oblicua /.

La forma del conductor viene indicada por la letra **K**, para el caso de cuerdas compactas, y **S** para las sectoriales. Estas letras van dispuestas a continuación de la expresión de la sección nominal. Cuando no figura indicación alguna, se entiende que las cuerdas son de tipo convencional.

La naturaleza del conductor no tiene indicación alguna cuando se trata de cobre y viene designada por el símbolo **Al** cuando es de aluminio.

Ejemplo de designación:

Cable unipolar radial, con conductor compactado de aluminio de 150 mm^2 de sección, con pantalla de cobre de 16 mm^2 de sección, aislamiento polietileno reticulado y cubierta de PVC, para una tensión nominal de U_0 de 20 kV.

CABLE RHV 12/20 KV 1 x 150 KAI + H16 UNE 21123

4.2.5. Niveles de aislamiento para conductores a instalar en redes trifásicas

A continuación se refleja en la tabla 4.2, el criterio para la elección del nivel de aislamiento de los cables a instalar en redes trifásicas de tensión nominal de 66 kV.

Son de Categoría A, las redes cuyos defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de 1 minuto.

RED SISTEMA TRIFÁSICO			CABLE A UTILIZAR
Tensión Nominal U en kV	Tensión más elevada de la Red U en kV	Categoría de la Red	Campo radial Tensión nominal del cable U_0/U en kV
10	12	A-B	6/10
		C	8,7/15
15	17,5	A-B	
		C	12/20
20	24	A-B	
		C	15/25
25	30	A-B	
		C	18/30
30	36	A-B	
		C	26/45
45	52	A-B	
		C	36/66
66	72,5	A-B	

Tabla 4.2. Nivel de aislamiento de los cables en redes trifásicas de A.T.

Son de Categoría B, las redes que, en caso de defecto, sólo funcionan con una fase a tierra durante un tiempo limitado, normalmente dicho tiempo no debería exceder de 1 hora.

Son de Categoría C, las redes que no están incluidas ni en la Categoría A ni en la Categoría B.

4.2.6. Intensidades nominales y de cortocircuitos admisibles en los conductores y en pantallas

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características de aislamiento de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos.

Se calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza en un sistema adiabático y para una temperatura máxima admitida por el aislamiento de 250 °C.

En la Tabla 4.3, se indican las intensidades de cortocircuito admisibles en los cables seleccionados, para diferentes tiempos de duración del cortocircuito, de acuerdo con la norma UNE 21.192.

Tipo de aislamiento	Tensión (kV)	Sección (mm²)	Duración del cortocircuito en s									
			0.1	0.2	0.3	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	
HEPR	12/20	150	44.7	31.9	25.8	19.9	14.1	11.5	9.9	8.8	8.1	
		240	71.5	51.1	41.2	31.9	22.5	18.4	15.8	14.1	12.9	
		400	119.2	85.2	68.8	53.2	37.6	30.8	26.4	23.6	21.6	

Tabla 4.3. Intensidades de cortocircuitos admisibles en kA, para conductores aislados de aluminio.

Las intensidades admisibles en las pantallas de cobre de los conductores seleccionados, en función del tiempo de duración del cortocircuito, es la indicada en la tabla 4.4.

Estas intensidades se han tomado para una temperatura máxima en la pantalla de 160 °C, según las Normas UNE 21.192 y 21.193.

Sección de la pantalla (mm²)	Duración del cortocircuito en s									
	0.1	0.2	0.3	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	
16	7.75	5.64	4.70	3.77	2.84	2.44	2.20	2.03	1.92	
25	11.96	8.69	7.24	5.79	4.35	3.71	3.34	3.09	2.90	

Tabla 4.4. Intensidades de cortocircuitos admisibles en kA, en pantallas de cobre instaladas en conductores aislados.

Red de Baja Tensión

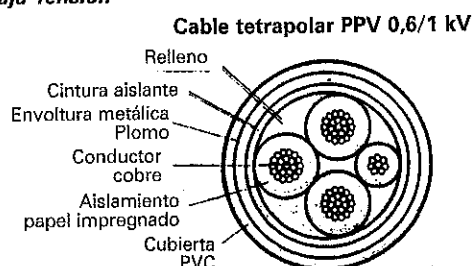
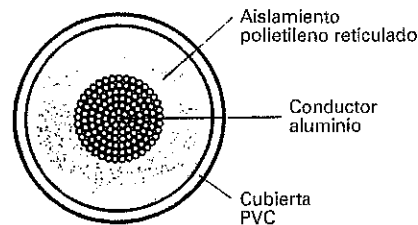


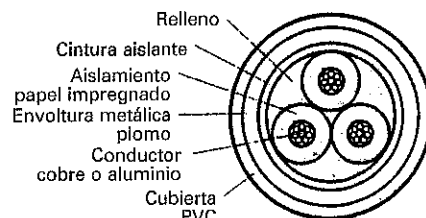
Figura 4.22. Diversos tipos de cables para baja y alta tensión.

Cable tetrapolar PPV 0,6/1 kV

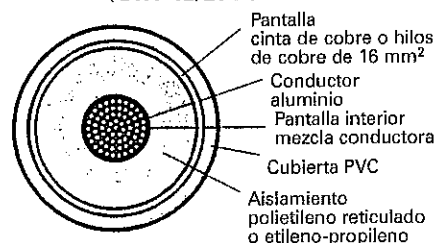


Red MT (15 y 20 kV)

Cable tripolar PPV 12/15 kV

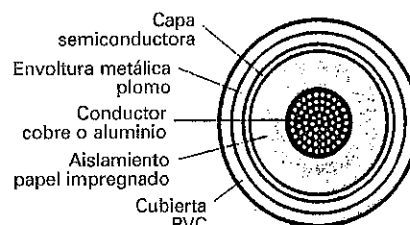


Cable unipolar { RHV 12/20 kV DHV 12/20 kV

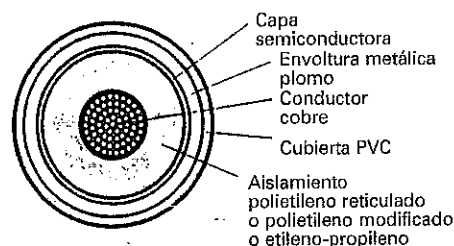


Red AT (45, 66 y 132 kV)

Cable unipolar PPV { 26/45 kV 38/66 kV



Cable unipolar { RHV 26/45 kV EHV 38/66 kV DHV 76/138 kV



Red AT de 220 kV

Cable unipolar OF BN 130/220 kV

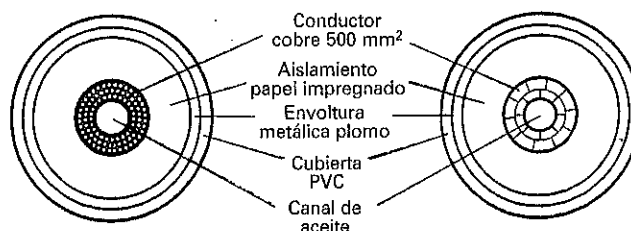


Figura 4.22. Diversos tipos de cables para baja y alta tensión (cont.).

4.3. Montaje y mantenimiento

4.3.1. Manejo y tendido de los cables eléctricos

Los conductores que forman hoy en día los cables eléctricos son el resultado de los grandes estudios que los fabricantes encargan a sus departamentos de I+D, para que puedan trabajar estos cables en las más duras condiciones que en cada momento le sean demandados.

La elevada tecnología que presentan estos cables, obliga a que el manejo y la instalación de éstos, se tenga que realizar de una forma adecuada para que no puedan ser dañadas sus características técnicas.

Si estos cables son tratados de forma inadecuada pueden ocasionarles daños, que si no son detectados de forma inmediata y son instalados, pudieran disminuir su vida útil de forma considerable.

Los mayores peligros que pueden sufrir los cables se suceden en el transporte y en el tendido de los mismos.

En el transporte se distinguen, principalmente, tres períodos:

- El transporte desde la fábrica hasta el almacén.
- En el almacén, propiamente dicho.
- En el traslado al lugar del tendido.

Los cables se suministran, principalmente, en bobinas de madera cuyos diámetros totales de ala van desde los 250 cm en los casos más grandes hasta los 60 cm en el caso de los más pequeños, todo ello dependiendo de la longitud, el peso y el diámetro exterior de los cables.

La longitud aproximada del cable que contiene una bobina se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$L = \frac{\pi \cdot H}{4} \cdot \frac{D_2^2 - D_1^2}{d^2} = m$$

donde:

- L = Longitud del cable en m.
- H = Distancia interior entre las alas de la bobina en cm.
- D₂ = Diámetro exterior de la capa de cable superficial en cm.
- D₁ = Diámetro exterior del tambor de la bobina en cm.
- d = Diámetro exterior del cable en mm.

Ejemplo: Si tenemos una bobina en la que el diámetro exterior de capa de cable más superficial fuera de 120 cm, el diámetro del tambor de 90 cm, el diámetro del cable de 35 mm y la distancia interior entre alas de 100 cm, la longitud de cable que tendríamos sería de:

$$L = \frac{3,14 \times 100}{4} \times \frac{120^2 - 90^2}{35^2} = 403 m$$

El transporte de las diferentes formas de embalar a las diferentes formas constructivas de los cables, como pueden ser: cajas, rollos o bobinas y muy especialmente estas últimas, se realizarán de tal forma que deban ir siempre de pies y nunca apoyadas por una de sus caras, por lo que los medios de trans-

porte que utilicemos (tren, camiones, etc.) deberán disponer de los elementos adecuados de anclaje para que éstas no rueden.

Para proceder a la carga y a la descarga de las bobinas en el medio de transporte seleccionado, deberán ser suspendidas de una barra adecuada al peso de la misma para poder situarlas en el sitio adecuado o bien si utilizásemos rampas o muelles, éstas estarán construidas de tal forma que puedan deslizarse las bobinas. La pendiente máxima recomendada, en el caso de tratarse de rampas no será superior al 25%.

Nunca deberán arrojarse ni las bobinas ni los rollos desde los vehículos al suelo, aunque tanto sus dimensiones como su peso sean pequeños, pues el golpe o impacto podrían dañar a los cables.

En el almacenamiento, nunca deberán dejarse los rollos o las cajas a la intemperie, y siempre que sea posible, también las bobinas, pues la presencia del sol y de la humedad pueden llegar a deteriorarlos. En el caso de las bobinas, la madera podrá sufrir daños graves que supongan problemas importantes tanto para el transporte como para el posterior tendido de los mismos.

Cuando los cables alojados en las bobinas tengan que permanecer a la intemperie, deberán ser instalados capuchones que les cubran por completo, esto es, a todos los conductores y a la cubierta exterior del propio cable.

Durante el traslado de los cables desde el almacén hasta el punto de tendido, tendremos que tomar las mismas precauciones que cuando los trasladamos desde la fábrica hasta el almacén por lo que respecta a la carga, transporte y descarga.

Las bobinas deberán rodarse en el mismo sentido que el fabricante enrolló los cables.

Si es necesario revirar la bobina, se realizará por medio de una barra o bastón haciendo palanca para facilitar el giro, en la figura 4.23 se muestra cómo revirar una bobina por medio de dicha barra.

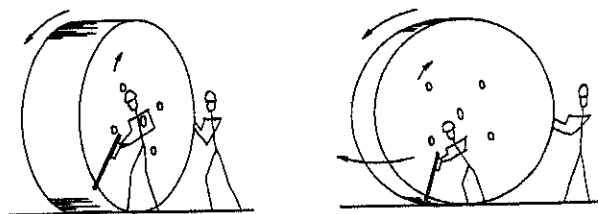


Figura 4.23. Revirado de una bobina.

Los preparativos que tendremos que realizar para el tendido de los cables será una de las labores más importantes a llevar a cabo para que éstos no sufran ningún deterioro. Lo primero que haremos será colocar la bobina sobre un apoyo cuyo eje deberá estar situado a una altura tal, que no impida girar libremente a la bobina para un correcto tendido de los cables, deberemos instalar un freno, aunque sea de una forma muy sencilla o elemental, que nos permita frenar la bobina en el caso de que se nos produzcan cocas o curvaturas peligrosas en el cable, así como la inercia propia del giro de la bobina cuando se está tendiendo el cable que pueda poner en peligro o cause un accidente al personal que allí trabaja.

El emplazamiento de la bobina será de tal forma que el cable no tenga que forzarse para tomar la alineación del tendido, figura 4.24.

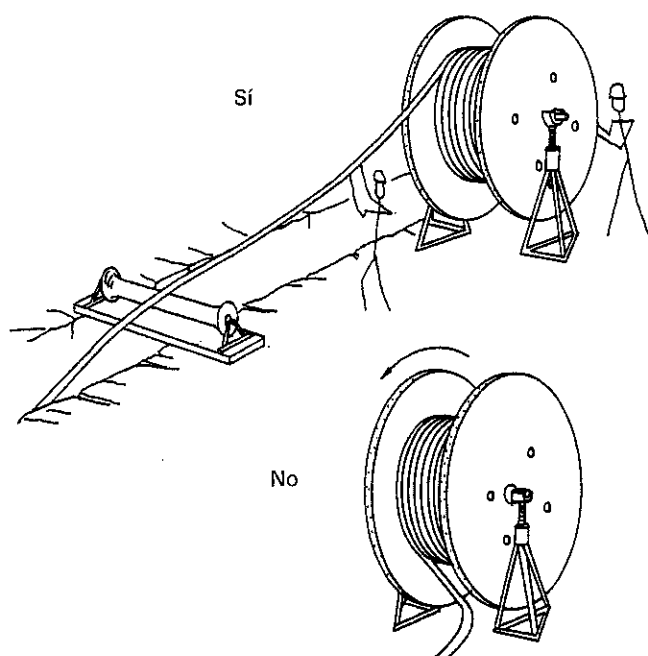


Figura 4.24. Situación de la bobina para el tendido.

El tendido de cables cuya cubierta sea termoplástica deberá hacerse a temperaturas superiores a los 0 °C para que no se agrieten.

Es importante, igualmente, que el fabricante indique cuál es el radio mínimo de curvatura con el que deben tenderse los cables para que éstos no sufran ni cambien las características técnicas con las que han sido fabricados.

Para el tendido del cable, lo primero que haremos es soltar de la bobina el inicio del cable, instalándole un cabezal que nos sirva para poder tirar de él.

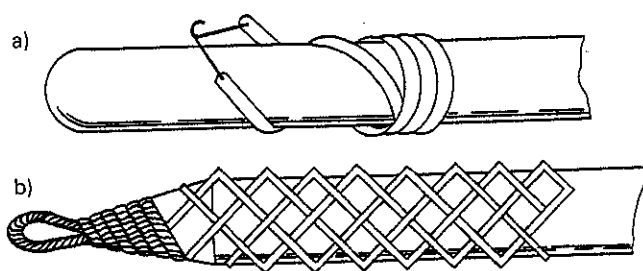


Figura 4.25. Cabezal de tracción para el tendido de cables ligeros.

El cable puede tenderse de una de estas formas:

- Tendido a mano.
- Tendido desde un vehículo en marcha.
- Tendido con rodillos accionados por motor.
- Tendido por medio de torno o cabestrante.

En todos los casos, el tendido se realizará utilizando rodillos preparados al efecto, que sirvan para disminuir el rozamiento sobre el suelo en el caso de ser enterrados directamente.

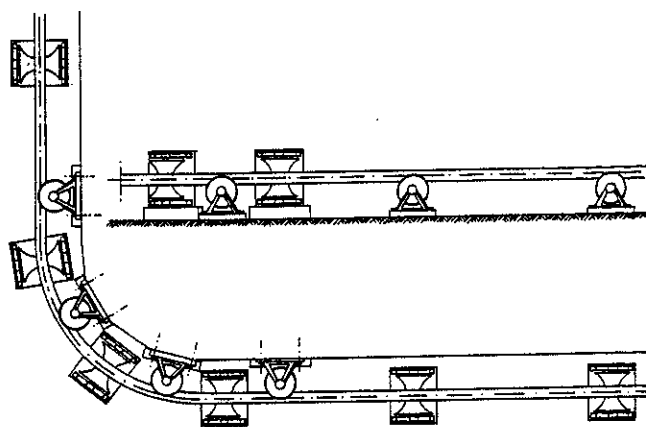


Figura 4.26. Disposición de los rodillos para el tendido de cables.

En el tendido a mano, los rodillos evitarán que el cable se arrastre por el suelo o que roce con las paredes laterales de la zanja en los cambios de dirección.

Si no existen obstáculos en la zanja o en sus proximidades, se podrán tender los cables directamente desde un vehículo, sobre el cual, utilizando los correspondientes gatos y el eje de giro, está colocada la bobina.

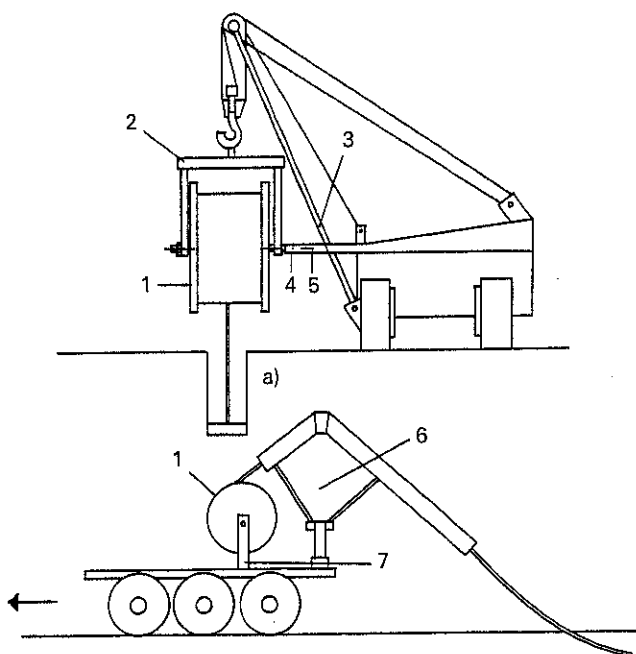


Figura 4.27. Tendido desde un medio de transporte.

El tendido con los rodillos motorizados es un sistema más reciente que consiste en disponer a lo largo de la zanja, a distancias entre los 20 y 30 metros, unos rodillos accionados por sendos motores eléctricos. Con este sistema la tracción se distribuye uniformemente a lo largo del cable.

El sistema más utilizado es sin duda el del tiro mecánico mediante cabestrante, cuya seguridad es total si previamente se han preparado los útiles adecuados y se adoptan las medidas oportunas.

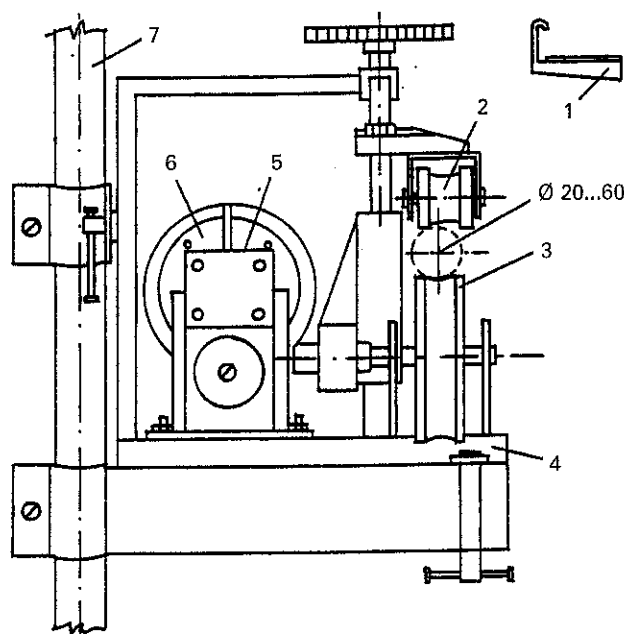


Figura 4.28. Accionamiento eléctrico de rodillos.

Este sistema de tendido puede efectuarse de las siguientes maneras:

- Tendido con esfuerzo aplicado sobre el extremo del cable.
- Tendido con esfuerzo repartido a lo largo de todo el cable con auxilio de un cable fiador y ataduras adecuadas.

En el primer caso, la cuerda de tiro sujeta al cable, como ya se ha indicado, por medio de una manga tira-cables o cabezal de tracción si se trata de cables de mayor sección y peso, con el fin de evitar daños ocasionados por el deslizamiento del aislamiento sobre los conductores, por medio de un cabezal de tiro, unido directamente a los conductores del cable, con auxilio de un disco taladrado por donde se pasarán los citados conductores, que se mantienen en posición mediante unos manguitos y unos tornillos.

En el segundo de los casos, se utiliza un fiador de doble longitud que la zanja, ya que la tracción se efectúa desde el extremo opuesto al de la bobina y al comienzo se ha de tener cubierta con el fiador toda la zanja, más una longitud igual al lado de la bobina llena de cable. Este segundo tramo es el que irá atando el cable, según se desenrolla éste de la bobina, por medio de ataduras sencillas y de rápida ejecución que se irán colocando al cable cada cinco metros.

Los esfuerzos de tracción máximos aconsejables son de 5 kg mm² de sección en el caso de conductores de cobre y de la mitad en el caso de conductores de aluminio. La velocidad de tendido no debe exceder de 5 metros por minuto.

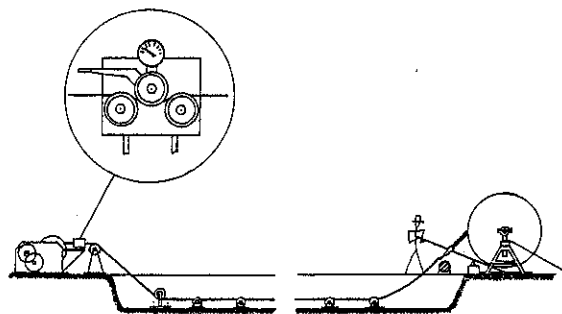


Figura 4.29. Tendido mecánico mediante cabestrante.

Durante el tendido tendremos que tomar las siguientes precauciones:

- Controlaremos de forma constante con un dinamómetro el esfuerzo de tracción, con el fin de no pasarnos de los esfuerzos máximos permitidos.
- Tendremos que colocar un pasador calibrado de protección por ruptura, de tal forma que se interrumpa la tracción en el momento que se superen los esfuerzos indicados.
- Mantendremos los rodillos en los puntos previstos para que el cable no toque ni roce el suelo ni las paredes de la zanja.
- Si el recorrido del cable va por conductos sinuosos, la suma total de las curvas superan los 300°, el esfuerzo de tracción puede llegar a ser equivalente al peso del cable, lo que puede obligar a limitar la longitud a tender en cada operación.

La unión entre conductores se realiza por medio de empalmes premoldeados como el representado en la figura 4.12 abajo representada.

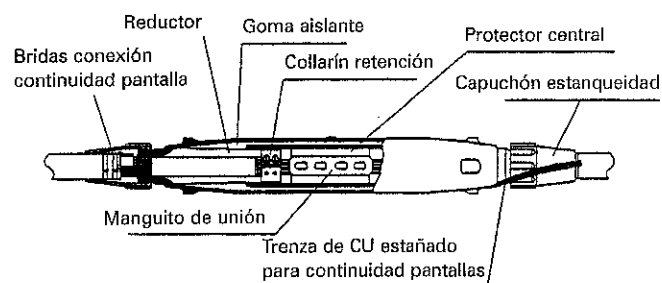


Figura 4.30. Empalme premoldado para conductores unipolares.

Una vez instalados los cables tendremos que realizar las siguientes comprobaciones:

- Aislamiento (figura 4.31).
- Cortocircuito (figura 4.32).
- Interrupción (figura 4.33).
- Sucesión de fases (figura 4.34).

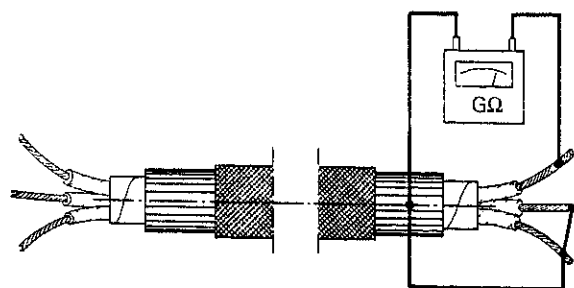


Figura 4.31. Forma de comprobar el aislamiento en los cables subterráneos. (Se realizará con cada uno de los conductores).

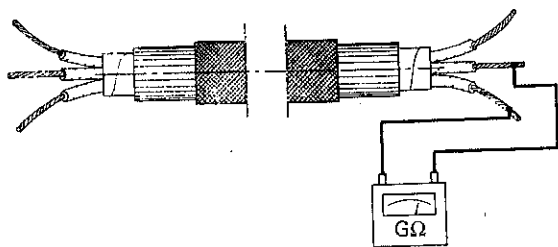


Figura 4.32. Pruebas de cortocircuito a realizar en los cables subterráneos. (Se realizará con cada uno de los conductores).

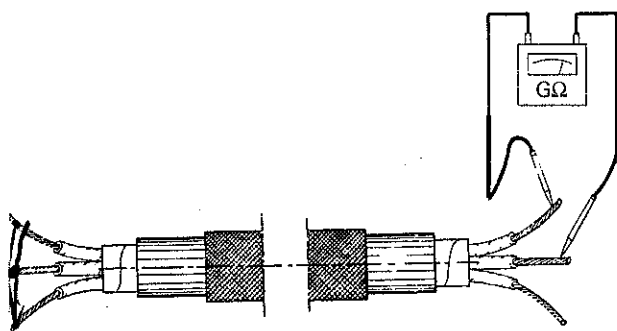


Figura 4.33. Pruebas de interrupción a realizar en los cables subterráneos. (Se realizará con cada uno de los conductores).

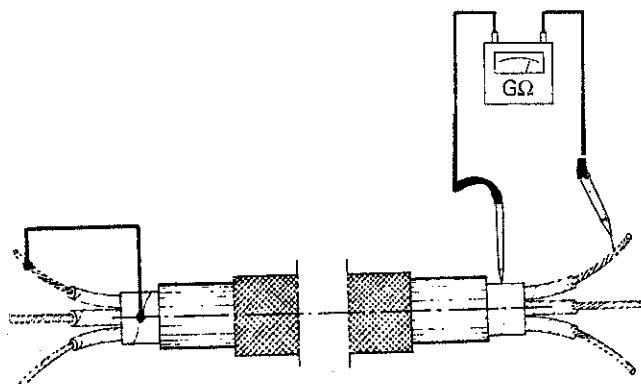


Figura 4.34. Pruebas de sucesión de fases a realizar en los cables subterráneos. (Se realizará con cada uno de los conductores).

4.4. Averías tipo

Inicialmente los conductores están en perfecto estado, pero el paso del tiempo y las acciones provocadas por excavaciones próximas a los mismos, corrimientos de tierra, fallos de aislamiento, sobrecargas o cortocircuitos puede provocar averías.

La avería se localiza cuando se disparan las protecciones del circuito correspondiente. Muchas veces esas protecciones se disparan de forma accidental, por lo que es aconsejable el comprobar dicho circuito antes de volver a armar dicha protección con el fin de asegurarnos de que no existe dicha avería.

Podemos distinguir, principalmente, dos tipos de averías:

- 1ª) Interrupción de la continuidad de la línea.
- 2ª) Deterioros del aislamiento.

En cualquier tipo de cable que se encuentre en buen estado se pueden definir dos parámetros que son: la resistencia de los con-

ductores y la resistencia de aislamiento, de tal forma que en caso de una avería dichos valores variarán y nos permitirán clasificarlas como uno de los dos casos, 1 o 2, o en los dos a la vez.

Si un conductor a la hora de medir la resistencia de sus conductores nos da un valor infinito, mientras que su resistencia de aislamiento nos da un valor aceptable, nos está indicando qué tipo de avería es (rotura del conductor), mientras que si el valor de la resistencia de los conductores es normal, y la resistencia de aislamiento es baja nos indica igualmente que el tipo de avería es aislamientos deteriorados o rotos.

Para la localización de las diferentes averías que se nos pueden presentar, tendremos que disponer de unos equipos que sean capaces de facilitarnos de una forma lo más aproximada posible, el punto donde se ha producido dicha avería.

Es más fácil localizar que el aislamiento se haya perforado de una forma franca y esté puesta a tierra o la rotura franca de un conductor, que un contacto intermitente. Por eso, en ocasiones se provoca el defecto franco deseado, haciendo pasar una intensidad tal, que carbonice el aislamiento o funda el conductor en el punto donde provoca un incremento local de la resistencia.

Los métodos de localización clásicos, anteriores a la introducción del método de localización por reflexión de impulsos (radar), dependen de la clase de avería.

1º) El conductor no está interrumpido.

- a) Cortocircuito o derivación a tierra a través de una resistencia pequeña, menor de 500 Ω.
- b) Derivación a tierra a través de una resistencia muy grande, superior a 500 Ω.

2º) El conductor está interrumpido en el punto defectuoso.

- a) Existe derivación a tierra en uno o varios conductores.
- b) Los conductores presentan buenos valores de aislamiento (no hay derivación a tierra ni cortocircuito).

Primer caso (1º a) - Si disponemos de un conductor en buen estado y equivalente al retorno, se efectuará la medición con el puente de Murray. Este sistema ha sido el más utilizado durante muchos años. En esencia se trata de un puente de hilo en el que dos de las resistencias están constituidas: una por el cable de retorno unido al tramo más lejano del cable averiado y la otra por el tramo más próximo, y las otras dos por los trozos del hilo calibrado del puente.

$$\frac{b}{a} = \frac{(2l - x)}{x}$$

Sabemos que el galvanómetro marca 0 (cero) cuando se cumple la relación:

$$x = \frac{2l \cdot a}{(a + b)}$$

de donde:

Si el conductor de retorno es de distinta naturaleza al averiado (conductor auxiliar) la longitud del conductor de retorno ha de convertirse en una longitud l_1 , equivalente a la de un cable semejante al averiado. En este caso se sustituirá, en la fórmula, $2l$ por $l + l_1$.

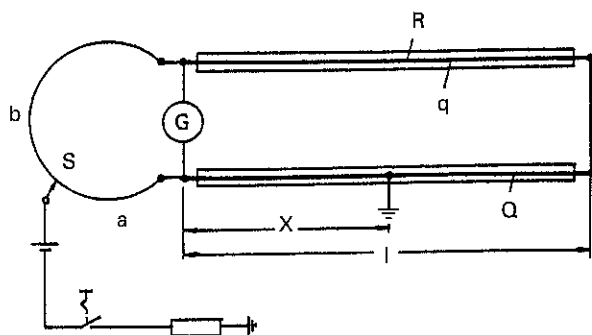


Figura 4.35. Puente de Murray.

Cuando no es posible disponer de un conductor de retorno, se utiliza el método de medición del sentido de la corriente de Wurm bach. Este laborioso procedimiento se ha sustituido por los más modernos de reflexión de impulsos o por la diferencia de onda estacionaria que se describirá más adelante.

Segundo caso (1° b) - Se transforma en el 1° a) quemando la falla aplicando una tensión suficiente como para formar un arco que reduzca su resistencia a un valor inferior a 50 Ω .

Tercer caso (2° a) - Se utilizaba el citado método de Wurm bach que se basa en el principio de que una corriente continua, que circula por el interior del cable averiado, cierra el circuito a través de tierra usando como vía de acceso la perforación ocasionada por la avería. En este punto convergen los dos sentidos de la corriente que circula por el cable. Un galvanómetro preparado para identificar el sentido de la corriente pasa por un cable, facilitará una marcación contraria a derecha o izquierda del punto de defecto y marcará 0 (cero) en dicho punto. El mayor inconveniente de este método es su laboriosidad, pues obliga a descubrir el cable en múltiples lugares del terreno. Por esta razón, ha sido sustituido por otros más modernos.

Cuarto caso (2° b) - En este caso en el que el conductor está cortado, pero no se ha deteriorado el aislamiento, el método se basa en suponer que la capacidad del tramo del cable interrumpido es proporcional a la longitud, así como la del cable dañado. Para la determinación de estas capacidades se utiliza el puente de capacidades en el que como generador de señal se emplea una fuente de corriente alterna de audiofrecuencia y como detector unos auriculares.

Se regula la resistencia y capacidad variables hasta que se logra extinguir el zumbido en el teléfono. La magnitud de la capacidad obtenida en el puente, cuando se extingue el sonido en los auriculares, debe ser igual a la capacidad en el tramo del conductor que se mide.

Si la capacidad de tramo próximo del cable dañado es C_x y la del cable sano es C , se tendrá que:

$$\frac{x}{C_x} = \frac{l}{C}$$

de donde:

$$x = l \cdot (C_x / C)$$

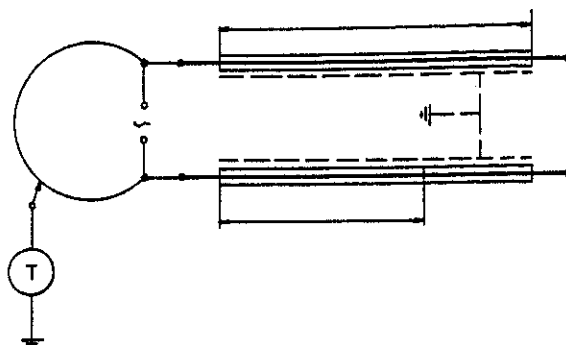


Figura 4.36. Puente de capacidades.

Hoy en día los métodos modernos son conocidos por el nombre genérico de rastreadores, que consiste en recorrer el trazado de la línea, dotados de detectores especiales para la localización del punto donde se encuentra situada la avería, siendo denominados éstos el método acústico y el método de inducción.

Pero las más eficaces técnicas de detección de averías se basan en el principio de la reflexión de un impulso eléctrico de corta duración que se envía a lo largo del cable. Se le conoce con el nombre de "RADAR", tiempo de reflexión de impulsos, eco de impulsos o reflectómetro. Consiste en medir el tiempo que transcurre entre el momento del envío y el de llegada del impulso reflejado. Estos dos instantes se ven representados en una pantalla como dos picos sobre una línea horizontal. La distancia entre los dos picos representa el tiempo transcurrido entre la salida del impulso y la llegada de la imagen reflejada en la avería. Para ello, se presenta, también, una línea de referencia graduada en microsegundos, cuyo cero se puede hacer coincidir con la salida del impulso. El tiempo transcurrido, dividido entre dos, nos da el tiempo de llegada al lugar del defecto.

La imagen de la pantalla facilita más información adicional sobre la naturaleza de la avería, pues si el pico del impulso reflejado se sitúa en el mismo sentido que el del impulso original, es que el conductor está interrumpido, mientras si está en dirección opuesta es que está cortocircuitado.

No obstante, se aconseja a la persona que deba hallar el punto donde se encuentra la avería en sí, que lea detenidamente el manual de instrucciones sobre el tipo de aparato que va a utilizar, así como del método que se debe aplicar con su equipo.

Actividades y prácticas propuestas

- Recopilar catálogos comerciales actualizados de cables, herramientas, empalmes, conexiones, etc., utilizados en la realización de canalizaciones subterráneas.
- Recopilar las normas particulares de la empresa eléctrica de la zona donde se describan las canalizaciones subterráneas que más se utilicen normalmente.

- Realizar una conexión o empalme de un cable subterráneo con los kit de montaje.
- Asistir a la realización de una zanja para canalización subterránea y realizar un informe del proceso de colocación de los conductores, de los materiales utilizados, del rellenado de la misma y de las señalizaciones de seguridad utilizadas.

Normas básicas de seguridad en las instalaciones eléctricas



Introducción

Las normas de seguridad en las instalaciones eléctricas tienen que plantearse tanto desde el punto de vista de las personas que trabajan en las instalaciones, como de los usuarios de los materiales y equipos de las mismas.

En este capítulo se van a analizar las principales perturbaciones que se suelen presentar en las líneas de distribución así como los elementos básicos de seguridad que se deben instalar para poder considerar las instalaciones seguras.

Contenido

En el presente capítulo se desarrollan los siguientes temas:

- Normas básicas de seguridad en las instalaciones eléctricas.
- Elementos de protección para las instalaciones.
- Relés de protección.
- Elementos de seguridad para las personas.
- Las cinco reglas de oro de seguridad para trabajos en instalaciones eléctricas.

Objetivos

- Identificar las perturbaciones principales que aparecen en las líneas de distribución.
- Analizar las principales causas de los cortocircuitos que pueden aparecer en las líneas y redes de distribución.
- Identificar una sobrecarga y un cortocircuito y sus diferencias.
- Establecer el uso de los diferentes elementos personales de seguridad.
- Explicar el contenido de las cinco reglas de oro de la seguridad en los trabajos eléctricos.

5.1. Generalidades

La calidad en el suministro de la energía eléctrica que todos los clientes o usuarios demandan, viene determinada por factores técnicos, tales como el número y duración de las interrupciones del servicio (continuidad del suministro), y las alteraciones que sufren los parámetros que definen la onda de tensión (calidad de la onda), principalmente su amplitud. Muchas veces las causas que producen un corte en dicho suministro suelen ser la caída de árboles sobre el tendido eléctrico y la consiguiente rotura de alguno de los cables produciendo una falla (cortocircuito entre conductores, puesta a tierra de alguno de ellos, etc.) en dicho sistema, socavones, descargas atmosféricas, etc., provocando todo ello los consiguientes trastornos y repercusiones económicas. Dependiendo del tipo de falta y del tiempo de actuación de los elementos de protección, se tienen:

- **MICROCORTES.**- Interrupción de duración menor que un segundo, tiempo en el que desaparece una falla fugitiva después del primer reenganche automático.
- **INTERRUPCIÓN BREVE.**- Interrupción de duración menor que un minuto, tiempo en el que desaparece una falta semipermanente, después del segundo reenganche automático.
- **INTERRUPCIÓN.**- Interrupción de duración mayor que un minuto, tiempo en el que desaparece una falta semipermanente después de un reenganche, o existencia de falta permanente con necesidad de reparación.

Se define como hueco de tensión la bajada brusca de amplitud, superior al 10% del valor eficaz de la tensión suministrada, seguida de una recuperación después de un corto intervalo de tiempo, comprendido entre un semiperíodo y algunos segundos, figura 5.1.

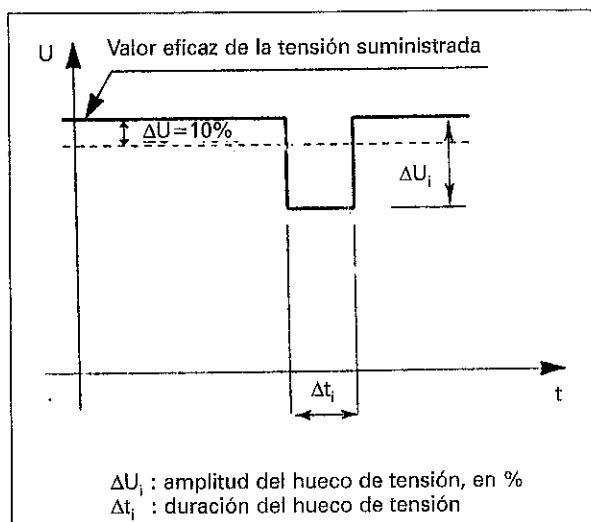


Figura 5.1. Ejemplo de hueco de tensión.

Las faltas que se producen en las redes, tanto de media tensión (M.T.) como en las de baja tensión (B.T.), en las instalaciones de clientes de alto consumo energético, así como sus demandas bruscas de fuertes intensidades, se manifiestan en el punto de conexión a la red de alimentación de alta tensión como huecos de tensión en las fases afectadas. La amplitud del descenso de dichos huecos de tensión es función de las impedancias (Z) que intervienen, y su duración coincide con el tiempo de actua-

ción del correspondiente sistema de protección que elimina la intensidad.

En general, los huecos de tensión originados por faltas, en las redes de B.T. del cliente industrial son de menor duración que los originados por faltas en sus redes de M.T.

Asimismo, pueden aparecer huecos de tensión en el punto de conexión a la red de alimentación en A.T. del cliente industrial, como consecuencia de fallas producidas por cortocircuitos en otras líneas de A.T. pertenecientes a la red de la misma subestación MAT/MT de la E.S.E. La desconexión de líneas de MAT en estas subestaciones puede provocar, igualmente, huecos de tensión.

Hemos visto anteriormente que una interrupción breve es una ausencia de la tensión de alimentación durante un período de tiempo que no excede de un minuto. Un hueco de tensión cuya bajada del valor eficaz de la tensión sea del 100% es por tanto una interrupción breve.

Los huecos de tensión y las interrupciones breves aparecen en la red de forma aleatoria debido a la naturaleza de los fenómenos que originan dichas perturbaciones.

Un hueco de tensión se considera como tal, con independencia del número de fases afectadas.

Las incidencias y actuaciones que originan huecos de tensión e interrupciones breves son:

- Faltas monofásicas y polifásicas.
- Actuaciones de sistemas de protección con automatismos de reposición de servicio.

El tiempo de permanencia de las faltas y los ajustes de los elementos de protección determinan la duración de estas perturbaciones, dependiendo de la amplitud de cada hueco de tensión, de los valores de intensidad de corriente e impedancia que intervengan en la falta que origina dicho hueco. Las interrupciones breves aparecen asociadas a ciclos de reenganche.

Los efectos que puede producir una interrupción breve o un hueco de tensión pueden resumirse en:

- Mal funcionamiento de equipos electrónicos de control y protección.
- Variación de la velocidad de motores o parada de éstos.
- Inconvenientes derivados de rearranques de motores y máquinas.
- Fallos y errores en procesos informáticos.
- Apagado de lámparas de arco.

No hay niveles de CEM (Compatibilidad Electro Magnética) definidos para huecos de tensión e interrupciones breves, por lo que no se establecen criterios de actuación que pudieran aplicarse, utilizándose normalmente estadísticas generales con el fin de caracterizar el nivel de perturbación existente en una red.

Teniendo en cuenta la naturaleza de los fenómenos que originan los huecos de tensión y las interrupciones breves, se considera normal la existencia en la red de cierto número de perturbaciones. Dicho número puede variar desde unas pocas hasta decenas de ocurrencias por mes, observándose las mayores frecuencias en períodos de tormentas, que son la causa de la mayoría de las faltas.

Por otra parte, aproximadamente el 80% de estas perturbaciones no dura más de 500 ms, mientras que el 70% de los huecos de tensión es de una amplitud que no supera el 30%.

Con el fin de disminuir el número de huecos de tensión y de interrupciones breves, es importante mantener en buen estado el aislamiento de las líneas aéreas, asegurándose especialmente de la realización de mantenimiento en instalaciones de los usuarios. Asimismo deberán cuidarse los tarados de protecciones y ciclos de reenganche, con lo que se podrá reducir la duración de dichas perturbaciones.

Para que un sistema de protección cumpla los objetivos para los que fue diseñado deberá satisfacer una serie de cualidades entre las que destacan las siguientes:

SENSIBILIDAD.- Se llama Sensibilidad a la capacidad de detección de pequeñas variaciones en las magnitudes medidas. El sistema de protección deberá estar dotado de la suficiente sensibilidad para la detección rápida y segura que pueda producirse dentro de la zona protegida. Considerándose un valor del 5% razonable de sensibilidad.

SELECTIVIDAD.- Se llama Selectividad a la capacidad de discriminar las situaciones en las que debe actuar o no, en función del lugar y del tipo de falla que haya producido con objeto de desconectar solamente la parte de la instalación afectada por dicha avería sin que influya sobre el resto del sistema.

RAPIDEZ.- Se llama Rapidez a la capacidad de conseguir el tiempo mínimo de actuación entre la aparición de las perturbaciones y la actuación del sistema de protección, en dicho tiempo quedan excluidos los tiempos destinados a las temporizaciones voluntarias, afectando decisivamente a la estabilidad de la red.

El retorno del sistema a un estado estable tras una falta depende considerablemente del tiempo de eliminación del cortocircuito, denominándose tiempo crítico de eliminación, al tiempo máximo de despeje de una falta que garantiza que el sistema alcanza un nuevo régimen estable, con la disminución de estos tiempos nos permitirá un aumento de la potencia a transportar en la red.

FIABILIDAD.- Se llama Fiabilidad al nivel de confianza en el comportamiento correcto de un sistema de protección, se divide en:

Seguridad.- Probabilidad de no actuar cuando tiene que hacerlo. Ante la existencia de faltas fuera de la zona protegida, el sistema de protección no debe activarse.

Obediencia.- Probabilidad de que actúe cuando tiene que hacerlo. Ante la existencia de una falta en la zona protegida, el sistema de protección deberá detectarla e iniciar el proceso de desconexión.

La fiabilidad es muy importante en los sistemas de transporte, pues una operación incorrecta puede causar un disturbio importante.

Las operaciones incorrectas se suelen dividir en:

- Disparos no deseados.
- Fallos de disparo.

Las protecciones de línea se diseñan dando preferencia al disparo no deseado sobre el fallo de disparo, es decir, poseen una alta obediencia. Sin embargo para la protección de barras de una subestación se prefiere el fallo de disparo sobre el disparo no deseado, con lo cual su diseño responde a una alta seguridad.

Los disparos no deseados pueden ocurrir por la avería de algún elemento del sistema de protección, teniendo que ser, normalmente, la red de transporte capaz de soportarlo.

Más peligrosos son los disparos que se puedan producir en las líneas próximas a una posición en falta, puesto que se pierde más de un elemento al mismo tiempo y en situación de carga elevada puede producir la pérdida de estabilidad en la red. A estos disparos se les denomina disparos no selectivos.

En general la situación más comprometida es el fallo de disparo que se puede producir bien por el fallo del sistema de protección, bien por fallo del interruptor, siendo los perjuicios importantes tanto por el nivel de falta como por el tiempo de eliminación alcanzados, produciéndose situaciones de pérdida de estabilidad y a menudo fraccionamiento de la red.

Una alta obediencia y una alta seguridad implican una alta fiabilidad.

A la hora de realizar el estudio de una línea eléctrica se suelen tener en cuenta muchas de las causas comentadas anteriormente que pueden producir un corte en el suministro, pero hay otras que son imprevisibles, por lo que es difícil conseguir un perfecto suministro eléctrico, ante esto, deberemos dotar a la misma de los elementos adecuados de protección que sean capaces de detectar, cualquier anomalía como cortocircuitos, sobrecargas, caídas de rayos, etc., y de dar las órdenes oportunas a los elementos de corte, interruptores automáticos, para que puedan dejarla fuera de servicio durante el menor tiempo posible.

A los elementos que son capaces de reconocer dichas anomalías se les conoce con el nombre de Relés de Protección.

5.2. Elementos de protección para las instalaciones

5.2.1. Los relés de protección

Son los encargados de dar las órdenes oportunas para que cualquier defecto que se haya producido en la red sea eliminado en el menor tiempo posible.

Este tipo de relés deberá cumplir con determinadas exigencias como son: los valores de funcionamiento serán lo más exactos posible y en particular en los dedicados al control de tiempo (relés temporizados), el consumo propio para su funcionamiento será lo más reducido posible, posibilidad de mandar los datos obtenidos por ellos a la red de telemando, teledirigida o telecontrol.

Su funcionamiento obedecerá al incremento o descenso de un valor de la magnitud controlada por ellos, previamente fijada. Siendo la orden de accionamiento instantánea o bien temporizada (retardo), dependiendo de la magnitud de acción.

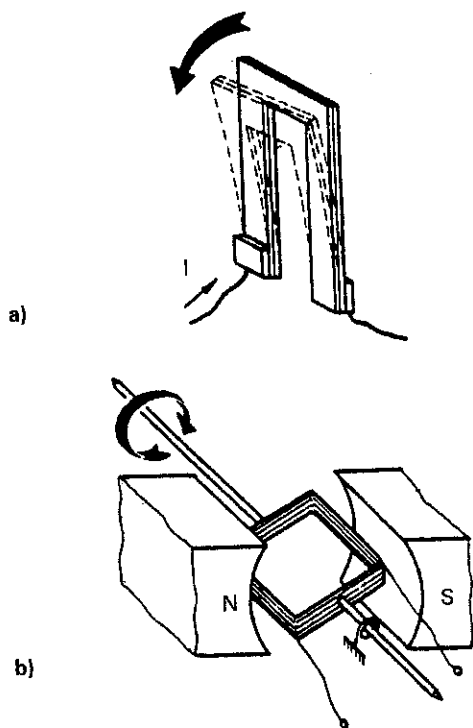
Al ser las magnitudes a controlar tanto en tensión como en intensidad muy elevadas, necesitaremos aparatos complementarios como son transformadores de tensión y de intensidad que permitan controlar, en función de su relación de transformación, dichos elementos de control. Las relaciones de transformación en los transformadores de tensión será en el primario la tensión de red, en líneas de tercera categoría 15, 20, 30 kV, y en

el secundario será de 110 V, mientras que la relación de transformación en los transformadores de intensidad será igual al valor normalizado de sus primarios para dichas intensidades, entre otras figuran las de 5; 10; 15; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200 A, mientras que su secundario será en todos los casos de 5 A.

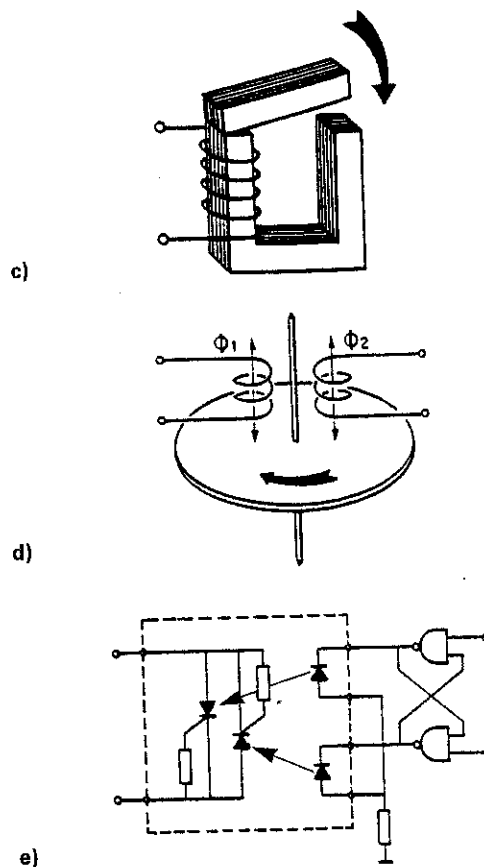
No obstante, para el control de ciertos equipos que controlan pequeñas potencias pueden instalarse relés directos, es decir, sin necesidad de transformadores.

Según el principio de funcionamiento, estos relés pueden ser:

- **TÉRMICOS.**- Están basados en la acción ejercida por la deformación de un bimetel, recorrida directa o indirectamente por una corriente eléctrica, figura 5.2.a.
- **ELECTRODINÁMICOS.**- Basados en la acción que ejercen dos campos electromagnéticos inducidos por dos bobinas, una de ellas móvil recorrida por una corriente eléctrica, figura 5.2.b.
- **ELECTROMAGNÉTICOS.**- Estos relés están basados en la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. Esta fuerza mueve una de ellas (móvil) en el sentido de la disminución de la reluctancia del circuito magnético, figura 5.2.c.
- **DE INDUCCIÓN.**- La acción, basada en el principio de Ferraris, se ejerce entre dos campos magnéticos alternos defasados, al inducir corrientes sobre un conductor, figura 5.2.d.
- **ELECTRÓNICOS.**- Relés que recurren para su funcionamiento a la técnica electrónica, utilizando transistores, tiristores, triacs, condensadores, etc., figura 5.2.e.



Figuras 5.2. Principio de funcionamiento de los relés.
a) Térmicos; b) Electrodinámicos.



Figuras 5.2. Principio de funcionamiento de los relés.
c) Electromagnéticos; d) De Inducción; e) Electrónicos.

Los relés de protección por la forma de desconexión pueden ser:

- Mecánicos.
- Eléctricos.

Los relés de desconexión mecánica son siempre relés directos actuando directamente sobre el interruptor, utilizando para ello elementos mecánicos tales como resortes, palancas, excéntricas, etc.

Los relés de desconexión eléctrica se utilizan en la mayoría de los casos como relés indirectos, es decir, en el momento que actúa el relé se produce la apertura o el cierre de alguno de los circuitos de maniobra para realizar la apertura de algún interruptor.

Los tipos de relés más utilizados para la protección de líneas y redes son:

- Sobreintensidad.
- Máxima y Mínima Tensión.
- Vigilancia de contactos a tierra.
- Diferenciales.
- Distancia.

Los relés de **SOBREINTENSIDAD** tienen por objeto el detectar los incrementos de intensidad que superen su nivel de ajuste, indicando una falta en el aparato y ordenando la desconexión del elemento protegido.

En función del tiempo de operación forman tres grandes grupos:

- ⊙ Instantáneos.
- ⊙ De tiempo fijo.
- ⊙ De tiempo inverso.

Los relés instantáneos mandan una salida cuando la intensidad medida supera el umbral de ajuste establecido. Se utiliza para la detección y eliminación rápida de cortocircuitos. Los tiempos de actuación van entre los 10 y 100 ms, según la tecnología empleada. Figura 5.3.

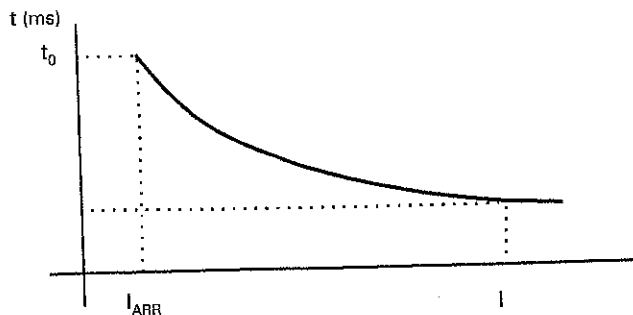


Figura 5.3. Curva de un relé de sobreintensidad de disparo instantáneo

Las unidades de tiempo fijo operan siempre en el mismo tiempo para todo valor de intensidad superior al calibrado, figura 5.4.

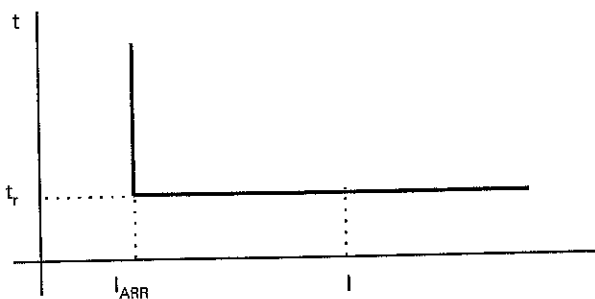


Figura 5.4. Características de una unidad de tiempo fijo.

En las unidades de tiempo inverso el tiempo de operación es función de la magnitud de la intensidad medida. La característica de operación de estos relés puede ser de tres tipos:

- ⊙ Normal.
- ⊙ Muy inversa.
- ⊙ Extremadamente inversa.

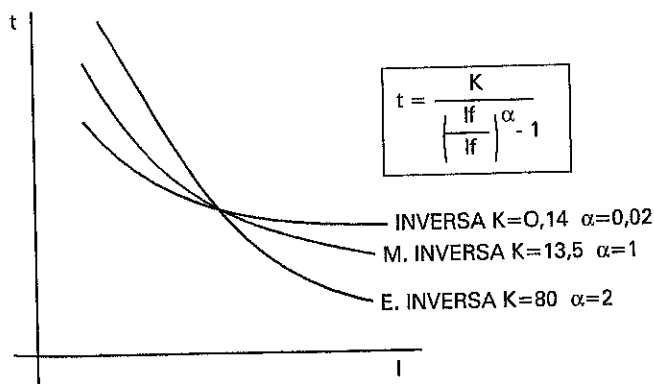


Figura 5.5. Representación de unidades de funcionamiento. (Normal inversa; Muy inversa; Extremadamente inversa)

Los relés de **MÁXIMA Y MÍNIMA TENSIÓN** tienen la función de actuar en redes de C.A. trifásicas, tanto para prevenir un elevado aumento de la tensión de la red, entre el 20 y 100% de la nominal, como para actuar igualmente cuando el descenso de la misma pueda causar un perjuicio a los usuarios, $< 85\%$ de U_L .

Los relés direccionales de vigilancia de contactos a tierra tienen la función de señalización del contacto a tierra, y también para la localización de la parte de la línea afectada por el contacto a tierra o de la red. Véase figura 5.6.

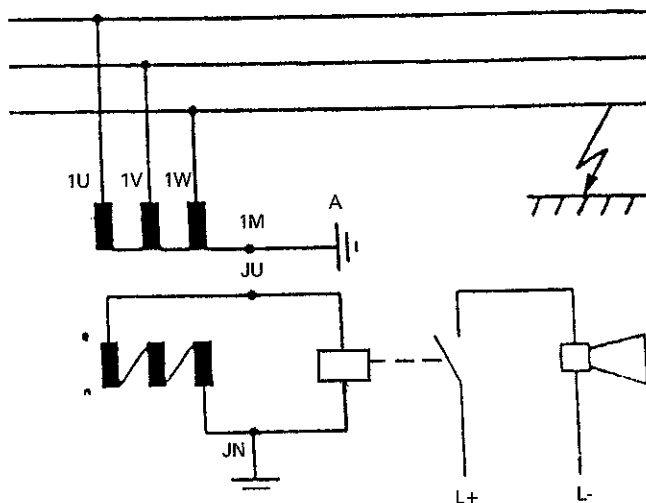


Figura 5.6. Esquema de conexión de un relé de vigilancia de contactos a tierra.

Los relés **DIFERENCIALES** tienen como misión detectar cortocircuitos dentro de los límites que abarca la protección.

Se utiliza principalmente para proteger sistemas donde es necesario alta selectividad y rapidez. Su funcionamiento se basa en la comparación de las intensidades en todos los extremos (longitudinalmente) de la zona a proteger. Cualquier relé conectado a modo diferencial puede ejercer esta función, lo que indica que lo que más influye no es el aspecto constructivo del relé sino su forma de conexión.

En caso de defecto dentro del alcance de la protección, la intensidad será proporcional a la intensidad del defecto.

El relé más utilizado es el relé diferencial de intensidad, figura 5.7.

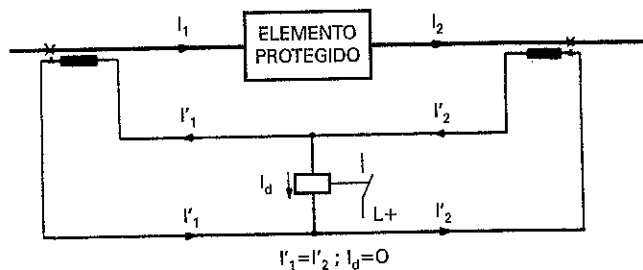


Figura 5.7. Protección diferencial.

Cuando la falta es externa las intensidades de cortocircuito pueden alcanzar valores muy superiores a los normales, esto hace que tengamos que realizar un tarado del relé que nos garantice la estabilidad en caso de cortocircuitos externos, figura 5.8.

En el caso de tener una falta interna el relé se ajustará para que no actúe con intensidades diferenciales inferiores a 1 A, si los transformadores de intensidad son de relación 1.000/5 A, esto supone que el relé no operaría para desequilibrios inferiores a 200 A, figura 5.9.

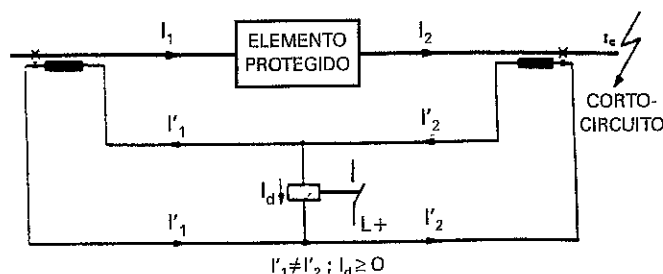


Figura 5.8. Protección diferencial. Falta externa.

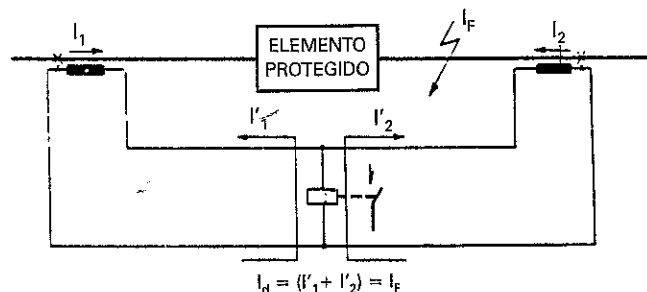
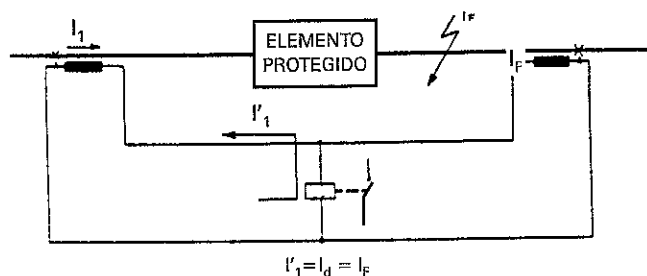


Figura 5.9. Protección diferencial. Falta interna.
a) Alimentación por un extremo; b) Alimentación por los dos extremos.

Cuando la falta se encuentra fuera del alcance de la protección la intensidad diferencial es nula.

Los relés de protección de DISTANCIA son los encargados de actuar cuando se produce en las líneas un cortocircuito durante un cierto tiempo, siendo este tiempo proporcional a la distancia donde se haya producido el defecto.

Para que exista una selectividad adecuada en las instalaciones, las protecciones a distancia disponen de tres zonas de actuación.

En la primera zona se realiza el ajuste al 90% de la longitud de la línea, figura 5.10, estando situado el relé en el punto A.

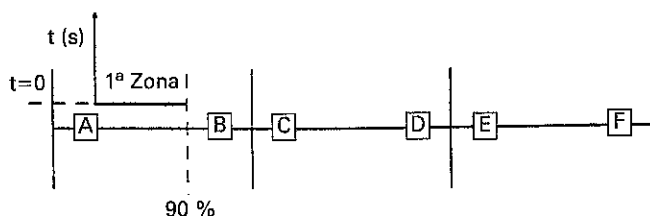


Figura 5.10. Protección de distancia. 1ª Zona.

De esta manera evitamos disparos intempestivos para fallas fuera de la línea. La zona 1ª es de acción instantánea.

La segunda zona se ajusta para que proteja más del 50% de la línea de la siguiente. Si existe más de una línea, el ajuste se realizará sobre la más corta. La 2ª zona está temporizada 0,5 segundos, sirviendo de apoyo de la anterior (1ª zona), figura 5.11. Relé situado en el punto A.

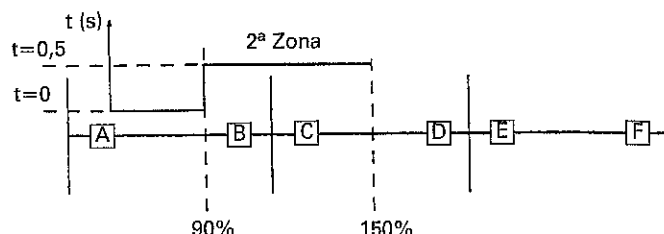


Figura 5.11. Protección de distancia. 2ª Zona.

La tercera zona nos da una protección remota para las líneas auxiliares. El alcance se ajusta mas allá del extremo de la línea contigua más larga, siendo su ajuste común del 250%, figura 5.12, la temporización de la 3ª zona suele ser de 2 segundos.

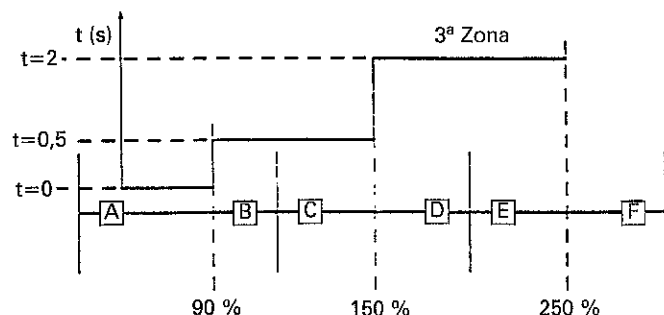


Figura 5.12. Protección de distancia. 3ª Zona.

La protección completa de distancia se refleja en la figura 5.13 para la línea comprendida entre C-D.

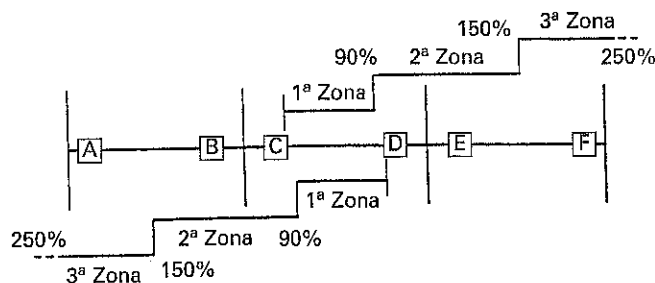


Figura 5.13. Protección completa de distancia.

En la figura 5.14 se presentan las curvas de características correspondientes al comportamiento de los relés de distancia polarizados por intensidad, tensión o simultáneamente por tensión e intensidad ante un defecto a tierra.

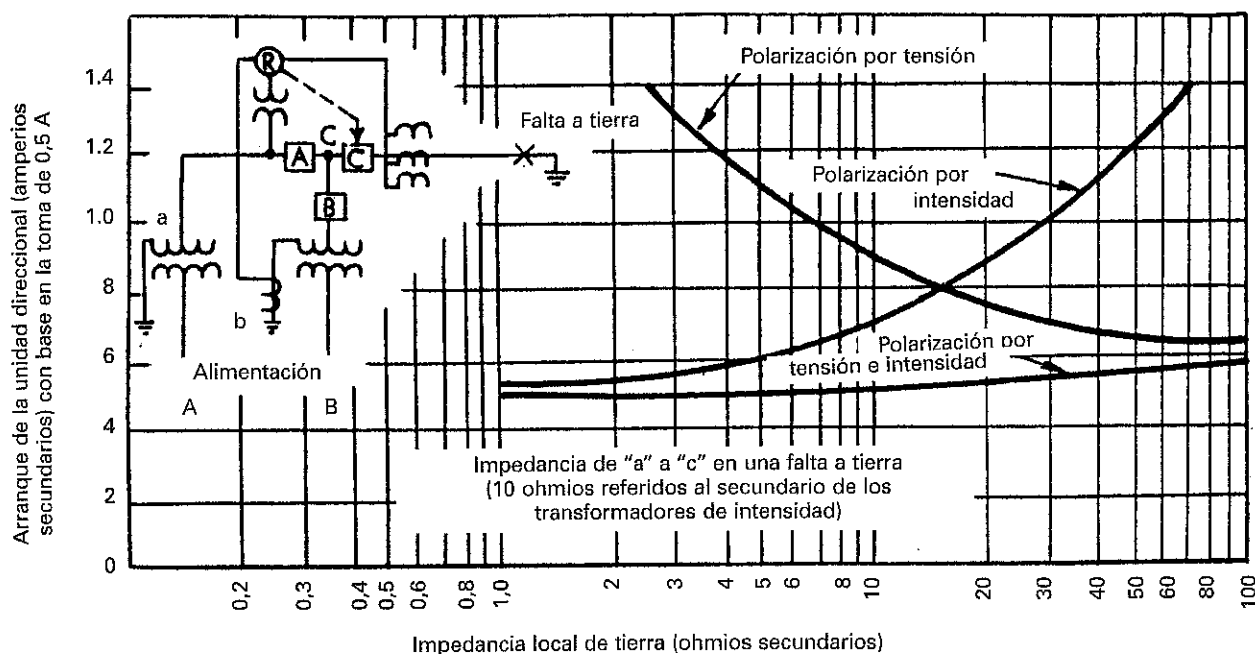


Figura 5.14. Curvas de comparación de un relé polarizado de distancia ante un defecto a tierra.

5.3. Elementos de seguridad para las personas

La ley de Prevención de Riesgos Laborales 31/1995 de fecha 8 de noviembre y del Reglamento de Servicios de Prevención, aprobado por R.D. 39/1997 de fecha 17 de enero, constituyen los pilares sobre los que se asienta la actual normativa con relación a la seguridad de las personas en el puesto de trabajo.

Los Equipos de Protección Individual (E.P.I.) deberán utilizarse cuando los riesgos no puedan limitarse suficientemente por medios técnicos de protección colectiva, o mediante métodos o procedimientos de organización del trabajo.

De acuerdo con el R.D. 1.407/92 dice: Se entenderá por E.P.I. cualquier dispositivo o medio que vaya a llevar o del que vaya a disponer una persona, con objeto de protegerla contra uno o varios riesgos que puedan amenazar su salud y su seguridad.

Las partes del cuerpo a proteger son:

- **Cabeza:** cráneo, oídos, vías respiratorias, cara, ojos, cuello, cabeza entera.
- **Tronco:** pecho, hombros, espalda, cintura, abdomen, cuerpo entero.
- **Miembros superiores:** brazos, codos, muñecas, manos, dedos, antebrazos.
- **Miembros inferiores:** piernas, tobillos, rodillas, pies.
- **Piel.**
- **Tronco/abdomen.**
- **Todo el cuerpo.**

Para ello vamos a ver parte de los equipos que pueden ayudarnos en nuestra protección:

Para la protección de la cabeza utilizaremos un casco, figura 5.15, éstos tienen la finalidad de protegernos de objetos, choques, golpes, caídas y contactos eléctricos.

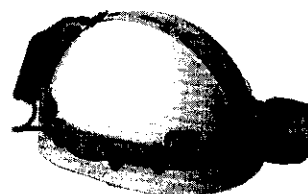


Figura 5.15. Casco de seguridad.

Para la protección de la cara utilizaremos gafas o pantallas con visera y adaptador, figura 5.16, éstas tienen la finalidad de protegernos contra: proyección o salpicaduras de líquidos, productos cáusticos y metales fundidos, polvo, humos, impacto con partículas o cuerpos sólidos, deslumbramientos, etc.



Figura 5.16. Gafas de protección.

Para la protección de los miembros superiores, y principalmente de las manos utilizaremos guantes, y en función de los trabajos que se vayan a desempeñar estarán fabricados de nylon, algodón, cuero, caucho, etc. En la figura 5.17 se representan unos guantes protectores utilizados para realizar trabajos en tensión.



Figura 5.17. Guantes de caucho para trabajos en tensión.

Para la protección de las extremidades inferiores contra la caída de objetos o golpe en los pies utilizaremos calzado de seguridad, figura 5.18.



Figura 5.18. Calzado de seguridad contra riesgos mecánicos.

El R.D. 1.407/92, en su apartado referente a la prevención de caídas desde las alturas y la utilización de cinturones de seguridad, figura 5.19, dice:

Los EPI diseñados para prevenir caídas desde alturas, o sus defectos, llevarán un dispositivo de agarre y sostén al cuerpo y un sistema de conexión que pueda unirse a un punto de anclaje seguro. Estarán diseñados y fabricados de tal manera que, en condiciones normales de uso, la desviación del cuerpo sea la menor posible para evitar cualquier golpe contra un obstáculo y que la fuerza de frenado sea tal que no pueda provocar lesiones, ni la apertura o rotura de un componente de los EPI que pudiera provocar la caída del usuario. Además deberán garantizar, una vez producido el frenado, una postura correcta del usuario que le permita, llegado el caso, esperar auxilio. El fabricante habrá de precisar en particular, en su folleto informativo, todo dato útil del mismo.



Figura 5.19. Cinturón de seguridad.

Igualmente para la protección individual en el caso de realizar trabajos en baja tensión utilizaremos herramientas que estén aisladas como las reflejadas en la figura 5.20, mientras que cuando tengamos que realizar maniobras en media tensión utilizaremos banquetas, alfombras y pértigas como las representadas en las figura 5.21.

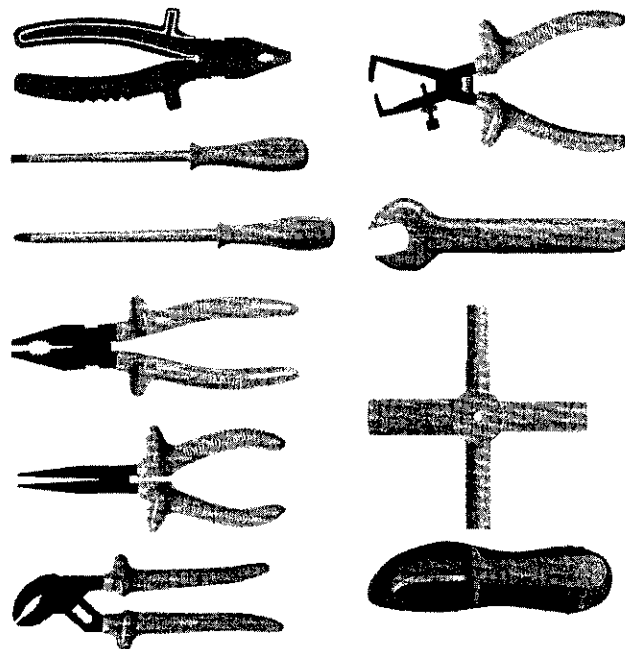


Figura 5.20. Herramientas de mano para trabajos en Baja Tensión.

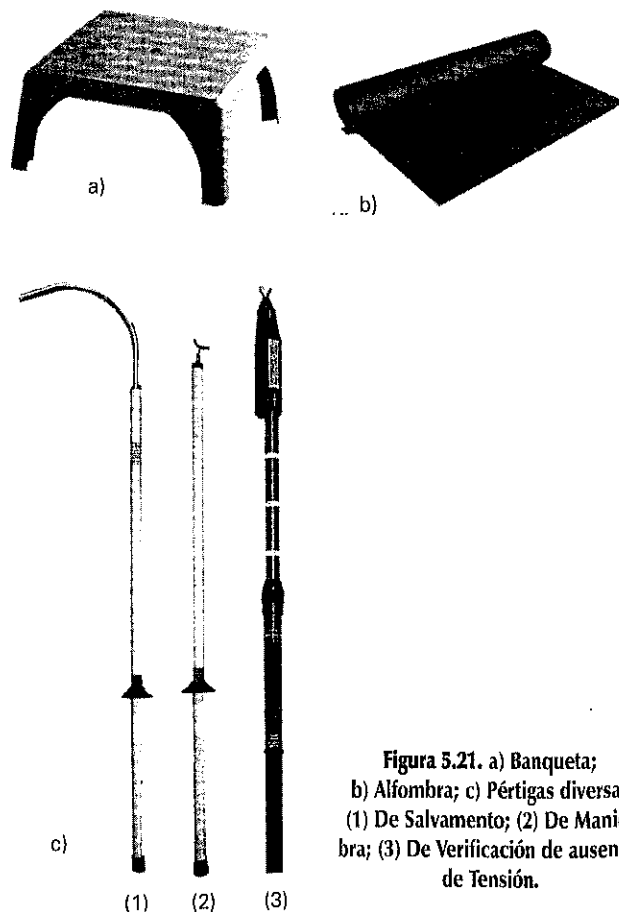


Figura 5.21. a) Banqueta; b) Alfombra; c) Pértigas diversas (1) De Salvamento; (2) De Maniobra; (3) De Verificación de ausencia de Tensión.

Una de las operaciones más corrientes a la hora de revisar las instalaciones eléctricas en Media Tensión, es la comprobación de la ausencia de tensión en los elementos a revisar.

Uno de los métodos más empleados consiste en tocar con el gancho de la pértiga de maniobras, figura 5.22, los elementos conductores de la instalación, si hay tensión se produce un chisporroteo, de difícil apreciación muchas veces.

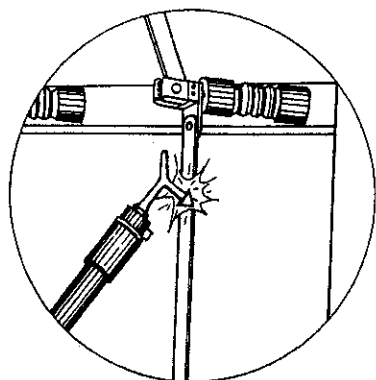


Figura 5.22. Comprobación de ausencia de tensión con pértiga de maniobra.

Otro de los métodos consiste en la utilización de las diferentes pértigas detectoras existentes, luminosa, acústica o luminosa-acústica, para ello procederemos a tocar con la punta de la pértiga los conductores como se refleja en la figura 5.23. Dicha operación se realizará con cada uno de los conductores. Si hay tensión, la lámpara de neón lucirá y la apreciación de su luminosidad será indudable en las instalaciones de interior, pero si tenemos que comprobar la ausencia de tensión en el exterior no deberemos utilizar dicha pértiga, pues la luz aportada por el sol podrá hacer que no veamos la luz emitida por la misma, por lo que para comprobaciones en el exterior el tipo de pértiga a utilizar será la acústica, siendo aconsejable las del tipo mixto luminosa-acústica, pues con la misma nos valdrá tanto para interior como para exterior, aunque su precio es bastante más elevado.

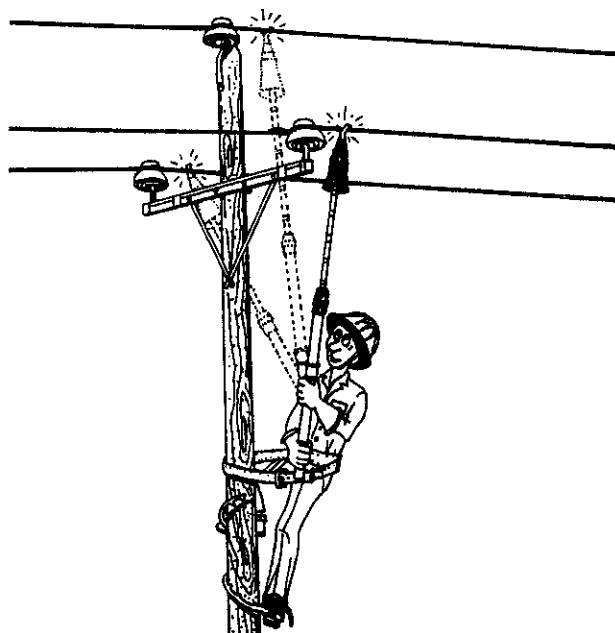


Figura 5.23. Forma de comprobar la ausencia de tensión utilizando una pértiga detectora de tensión.

NOTA: Los dibujos sobre seguridad de las personas han sido entresacados del manual "Comprobación de ausencia de tensión" de Hidroeléctrica Española, hoy Iberdrola, por su alta calidad.

Otro método para comprobar la ausencia de tensión en las líneas aéreas de Alta y Media Tensión, es el empleo de los fusiles lanzacables.

Dicho equipo se compone de los elementos que se muestran en la figura 5.24.

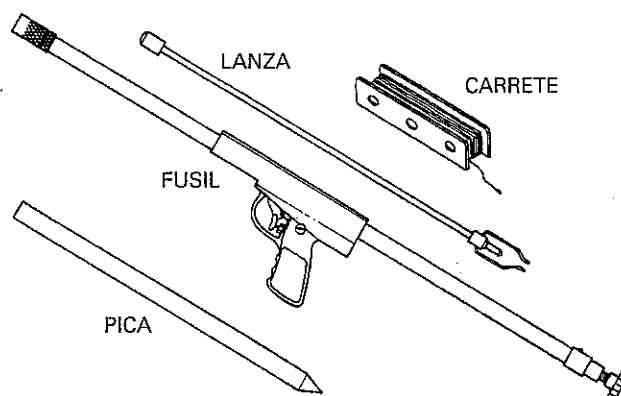


Figura 5.24. Equipo de fusil lanzacable.

El fusil es el encargado de lanzar el cablecillo que al contacto con los cables producirá un cortocircuito, figura 5.25 en caso de que exista tensión, cayendo instantáneamente al suelo. Si dicho cablecillo no se funde eso nos indicaría la ausencia de tensión en la línea.

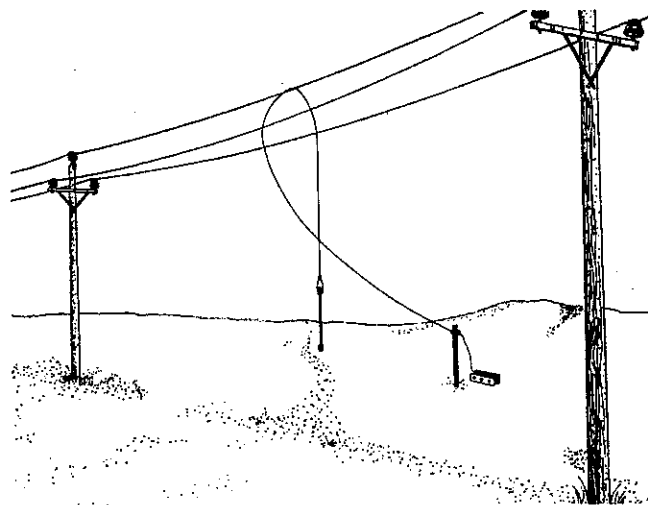


Figura 5.25. Estado en el que debe quedar el cablecillo para indicarnos la ausencia o no de tensión.

5.4. Cinco reglas de oro de seguridad, para trabajos en instalaciones eléctricas

A la hora de realizar trabajos en Subestaciones, Líneas o Centros de Transformación, deberemos tener presente estas cinco reglas de oro:

La 1ª Regla de Oro nos dice: "Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión mediante interruptores, seccionadores que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo".

Denominándose Corte Visible a la apertura de un circuito eléctrico con comprobación visual, figura 5.26.

No se considerarán como Corte Visible las maniobras realizadas con aparatos que no permitan la comprobación visual de apertura, como es el caso de la mayoría de los interruptores automáticos de Alta Tensión (Hexafloruro de Azufre - SF_6 -; Pequeño Volumen de Aceite; Vacío, etc.).

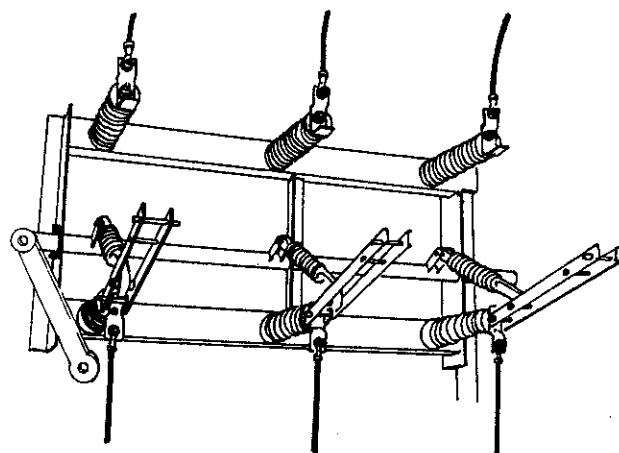


Figura 5.26. Corte Visible.

La 2ª Regla de Oro es: "Enclavamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte y señalización en el mando de éstos".

Se denomina enclavamiento o bloqueo de un aparato o equipo, al conjunto de operaciones destinadas a impedir la maniobra de dicho aparato o equipo, manteniéndolo en una posición determinada.

El bloqueo puede lograrse mediante alguno de estos sistemas:

- Eléctrico.
- Mecánico.
- Neumático.
- Físico.

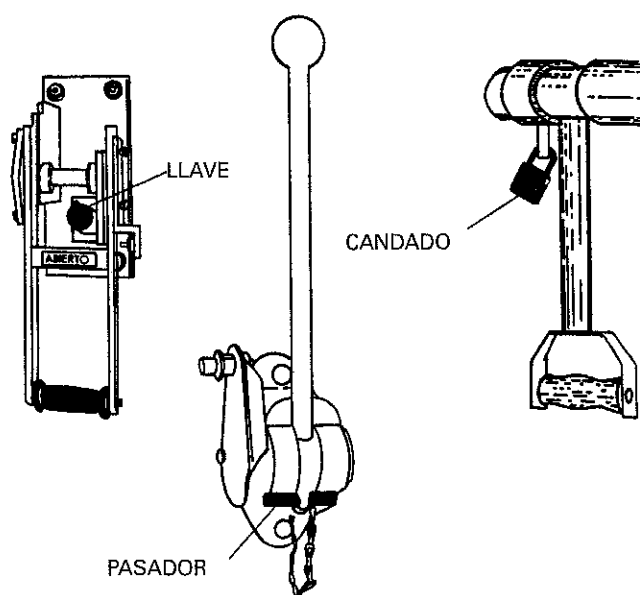


Figura 5.27. Uno de los diversos tipos de bloqueos, en este caso mecánico.

Se denomina Señalización a la indicación clara mediante carteles, señales u órdenes de las limitaciones a que se tiene sometido un aparato o equipo, figura 5.28.



Figura 5.28. Ejemplo de señal.

La 3ª Regla de Oro nos indica: "Reconocimiento de la ausencia de tensión".

Se denomina ausencia de tensión, a la comprobación de la línea, aparatos y equipos por medio de los elementos adecuados, como son las pértigas detectoras de ausencia de tensión, voltímetros, etc., de la no existencia de tensión en la línea, aparato o equipo.

Para la realización de dichas medidas deberemos mantener la distancia de seguridad acorde con la tensión a medir, estas distancias en instalaciones no aisladas son las siguientes:

Límite de TENSIONES en KV	DISTANCIAS en Metros
10	0,80
15	0,90
20	0,95
25	1,00
30	1,10
45	1,20
66	1,40
110	1,80
132	2,00
220	3,00
380	4,00

Siendo la distancia de seguridad la existente entre el punto más próximo con tensión y cualquier parte del operario.

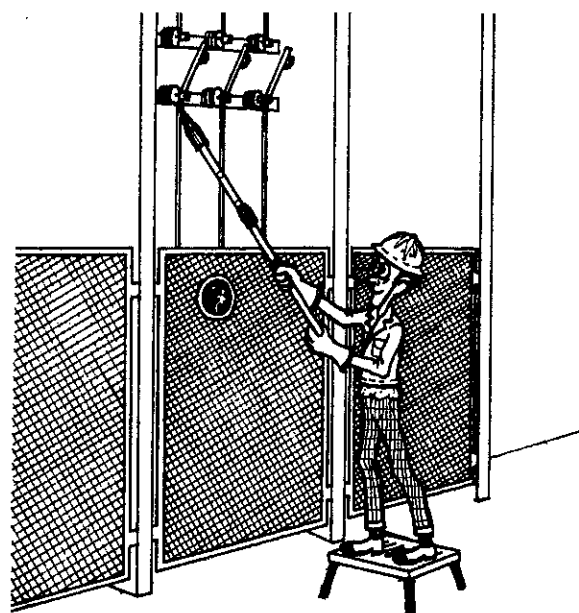


Figura 5.29. Forma de comprobar la ausencia de tensión.

La 4ª Regla de Oro dice: "Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión".

Se dice que una instalación eléctrica está puesta a tierra, cuando está unida directamente a tierra por medio de conductores, figura 5.30.

Se dice que una instalación eléctrica está en cortocircuito cuando todos los elementos conductores que la forman están unidos entre sí, figura 5.30.

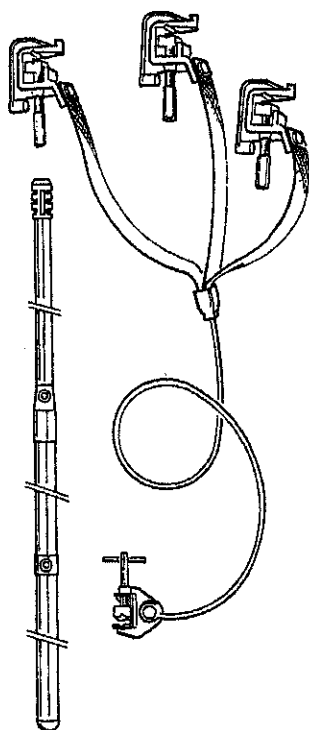


Figura 5.30. Equipo para la realización de Puesta a tierra y en Cortocircuito.

La 5ª Regla de Oro nos dice: "Colocar las señales de seguridad adecuadas delimitando la zona de trabajo".

La señalización de una zona de trabajo por medio de dibujos o frases se realiza para prevenir cualquier accidente, convirtiéndose en una zona de seguridad.

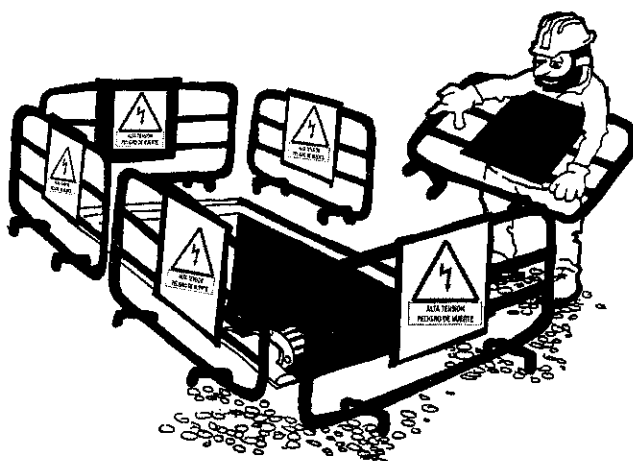
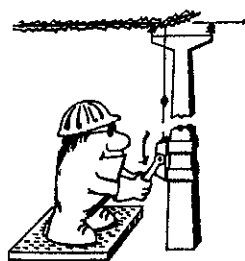
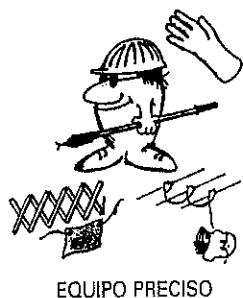


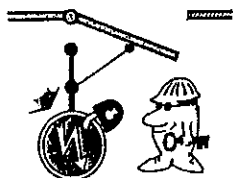
Figura 5.31. Señalización y delimitación de la zona de peligro.

¡CUMPLE SIEMPRE!

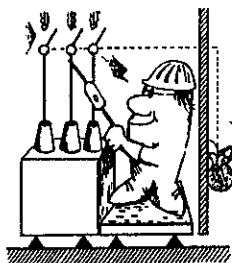
CON LAS CINCO REGLAS DE ORO PARA TRABAJAR SIN TENSION



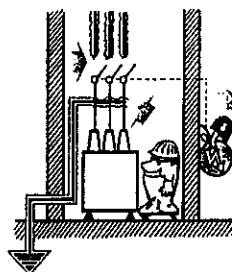
1. Corte efectivo de todas las fuentes de tensión.



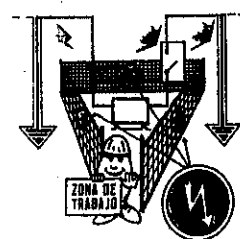
2. Enclavamiento o bloqueo de los aparatos de aire.



3. Detectar ausencia de tensión.



4. Poner a tierra y en cortocircuito.



5. Señalizar la zona de trabajo.

Figura 5.32. Placa indicadora de las cinco reglas de oro a instalar en todos los centros de transformación.

Actividades y prácticas propuestas

- ❖ Recopilar información técnica sobre seguridad de la empresa eléctrica de la zona.
- ❖ Recopilar catálogos e información comercial referida a materiales de seguridad para trabajos en instalaciones eléctricas.
- ❖ Visionar películas sobre seguridad en trabajos y maniobras eléctricas.
- ❖ Realizar pruebas de disparo con relés de intensidad sometidas a distintas cargas y observar los tiempos de respuesta.
- ❖ Simular la puesta a tierra y en cortocircuito de una instalación.
- ❖ Hacer prácticas del uso de materiales y equipos de protección personal.

Centros de transformación

Introducción

En el conjunto de los elementos que constituyen las redes de distribución de energía eléctrica, la parte más significativa y en la que se debe centrar la máxima atención, son los centros de transformación. Tiene una gran importancia desde el punto de vista de la ubicación, el proyecto y diseño, el montaje, el mantenimiento y las maniobras propias del centro, al ser el último eslabón de las redes de distribución y el elemento más cercano a los usuarios. La importancia de estos elementos se refleja incluso en el propio nombre del módulo profesional, que se denomina Instalaciones de Enlace y Centros de Transformación.

Los centros de transformación se construyen cerca de los puntos de utilización, en ocasiones forman parte de las instalaciones de los usuarios, por lo que la seguridad y la garantía de servicio deben predominar sobre todas las cosas.

El conocimiento del diseño de un Centro de Transformación, su clasificación y partes de que se compone, permitirá al técnico instalador poder realizar su montaje, las maniobras propias de un Centro de Transformación y su mantenimiento preventivo de una forma eficaz y segura.

Contenido

En este capítulo se desarrollan los siguientes temas:

- Clasificación de los centros de transformación.
- Partes fundamentales de un Centro de Transformación.
- Aparatación para A.T.
- Tomas de tierra.
- Potencia de cortocircuito. Cálculo.
- Maniobras en un C. T.: Instrucciones para maniobras, modo de reponer un fusible, rearme de relés, maniobras en las celdas de interruptor y de seccionador, condena de aparatos, enclavamientos y comprobación de la concordancia de fases.
- Evolución de los centros.
- Operaciones previas a la puesta en servicio.
- Revisiones periódicas.
- Materiales y medidas de seguridad en un CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
- Índice aconsejable de los apartados que deben tener los proyectos de líneas aéreas, subterráneas y centros de transformación.

Objetivos

- Clasificar los centros de transformación según sus características.
- Definir las partes de un centro.
- Clasificar los materiales de un centro según se destinen a A.T., a B.T. o a otros fines.
- Realizar las maniobras propias de un CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
- Realizar el mantenimiento preventivo de un CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
- Aplicar la reglamentación en el montaje de un CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
- Aplicar las normas de seguridad en el montaje y el mantenimiento de un CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
- Analizar las operaciones previas a la puesta en servicio de un CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

6.1. Generalidades

Como veíamos en el Capítulo 1 la tensión de los alternadores de las Centrales Eléctricas era muy baja, y por razones económicas se necesitaba realizar el transporte de la energía eléctrica hasta los puntos de consumo situados en las grandes urbes, en donde las subestaciones transformadoras rebajan la tensión de transporte (400 - 220 - 132 kV) en tensiones de distribución (66 - 45 kV), mientras que las de suministro y distribución en los puntos de utilización se realizan a (30 - 20 - 15 kV) alimentando a nuevos puntos reductores de tensión llamados Centros de Transformación, siendo estas nuevas tensiones las utilizadas por los receptores normalmente instalados en industrias o viviendas. Las tensiones trifásicas de utilización que salen de los diferentes Centros de Transformación son actualmente de 3 x 400/230 V, mientras que las anteriores eran de 3 x 380/220 V, aunque todavía quedan en algunos puntos de España tensiones de alimentación a 3 x 220/127 V. De acuerdo con el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (R.C.T.G.S.C.E.S.C.T.) en su artículo 1 nos dice: Se denomina Centro de Transformación (C.T.) a la instalación provista de uno o varios transformadores reductores de Alta a Baja tensión con la aparamenta y obra complementaria precisa.

6.2. Clasificación de los centros de transformación

El mismo Reglamento en su Artículo 3 clasifica las instalaciones en función de sus tensiones, por lo que la clasificación en categorías es la siguiente:

- Primera Categoría. Las de tensión nominal superior a 66 kV.
- Segunda Categoría. Las de tensión nominal igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.
- Tercera Categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

Las tensiones normalizadas para instalaciones de Tercera Categoría son:

Tensión nominal de la red en kV	Tensión más elevada para el material en kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
30	36

A efectos profesionales las Empresas Productoras y Distribuidoras de Energía Eléctrica y los Fabricantes de material eléctrico han convenido en seccionar la denominada A.T., o sea, según el Reglamento en las siguientes parcelas:

MEDIA TENSIÓN (M.T.): Tensión superior a 1 kV hasta unos 50 kV.

ALTA TENSIÓN (A.T.): Tensiones comprendidas entre los 50 y 300 kV.

MUY ALTA TENSIÓN (M.A.T.): Tensiones superiores a 300 kV e inferiores a 800 kV.

ULTRA ALTA TENSIÓN (U.A.T.): Tensión igual o superior a 800 kV.

El cálculo teórico para la potencia de cada CENTRO DE TRANSFORMACIÓN irá en función de los servicios que alimente, a continuación se indican de forma resumida la previsión para los casos más usuales:

USO	FORMULA
Viviendas	$PCT (kVA) = \frac{\sum PBT (kW) \times 0,4}{0,9}$
Polígonos Industriales	$PCT (kVA) = \frac{\sum PBT (kW) \times 0,5}{0,9}$
Zonas Comerciales	$PCT (kVA) = \frac{\sum PBT (kW) \times 0,6}{0,9}$
Potencia a nivel de línea de M.T.	$PLMT (kVA) = 0,85 \times \sum PCT (kVA)$
En Barras de E.T.	$P_b (kVA) = 0,95 \times \sum PLMT (kVA)$

Las cargas en MVA que pueden disponer los Centros de Transformación en función de la tensión serán de:

TENSION EN kV	20 A	50 A	100 A
15	0,5	1,3	2,6
20	0,7	1,7	3,4
25	0,9	2,2	4,3
30	1,0	2,6	5,2

Los C.T. pueden ser instalados en el interior o en el exterior o **intemperie**.

Los **CENTROS DE TRANSFORMACIÓN de interior** se instalan en edificios independientes o en edificios destinados a otros usos, pero sus dimensiones deberán permitir:

- El movimiento y colocación en su interior de los elementos y maquinaria necesarios para la realización adecuada de la instalación.
- La ejecución de las maniobras propias de la explotación en condiciones óptimas de seguridad para las personas que las realicen.
- El mantenimiento del material, así como la sustitución de cualquiera de los elementos que constituyen el mismo sin necesidad de proceder al desmontaje o desplazamiento del mismo.

Las dimensiones de los pasillos de acuerdo con el R.C.T.G.S.C.E.S.C.T. en la MIE-RAT 14.- 5.-1.-1.

Para Pasillos de Maniobra.

Con elementos en Tensión a un solo lado: 1,0 m.

Con elementos en Tensión a ambos lados: 1,2 m.

Para Pasillos de Inspección.

Con elementos en Tensión a un solo lado: 0,8 m.

Con elementos en Tensión a ambos lados: 1,0 m.

Los valores que aquí se indican deberán ser totalmente libres, es decir, medidos entre las partes más salientes que pudieran existir, tales como mandos de aparatos, barandillas, etc.

En cualquier caso, los pasillos deberán estar libres de todo obstáculo hasta una altura de 2,30 m.

Deberán poseer ventilación natural para la renovación del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

La altura entre la entrada y salida del aire será máxima.

Sus dimensiones dependerán de las potencias de los transformadores.

Las rejillas situadas en la zona del transformador, serán flotantes respecto del sistema de tierras y con un IP 33.

El volumen de aire a renovar en el CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, va en función de las pérdidas totales de los transformadores y de la diferencia de temperaturas que se admite entre el aire a la salida y a la entrada del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, como máximo 20 °C (según el Proyecto tipo UNESA solo 15 °C).

Recordando que el calor específico del aire es 0,24 kcal/kg/°C, que un m³ de aire seco a 20 °C tiene un peso de 1,16 kg y que 1 kcal equivale a 4.187 kjoule, tendremos que 1 m³ de aire absorbe por cada grado centígrado de aumento de temperatura:

$$0,24 \times 1,16 \times 4.187 = 1,15 \text{ kJ} / \text{m}^3 / ^\circ\text{C}.$$

Por tanto, el volumen de aire necesario por segundo para absorber las pérdidas de los transformadores será de:

$$V = \frac{P_t}{(1,16 \times \theta_a)} = \frac{m^3}{s}$$

Siendo:

P_t = Pérdidas totales de los transformadores en kW.

θ_a = Aumento de temperatura admitido en el aire (máximo 20 °C)

Los **CENTROS DE TRANSFORMACIÓN** situados en edificios independientes suelen alojarse en espacios abiertos, en zonas rurales, urbanizaciones, polígonos industriales, etc., en locales construidos especialmente para su instalación. Los tipos principales son:

En Superficie. Situados en la superficie del terreno, preparados para alojar un Trafo, figura 6.1 o dos Trafos, figura 6.2.

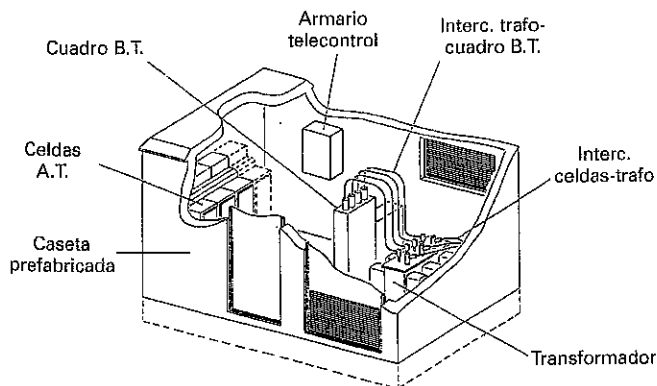


Figura 6.1. Centro de Transformación Prefabricado de Superficie para Telemando y/o Ampliación, con un solo Transformador.

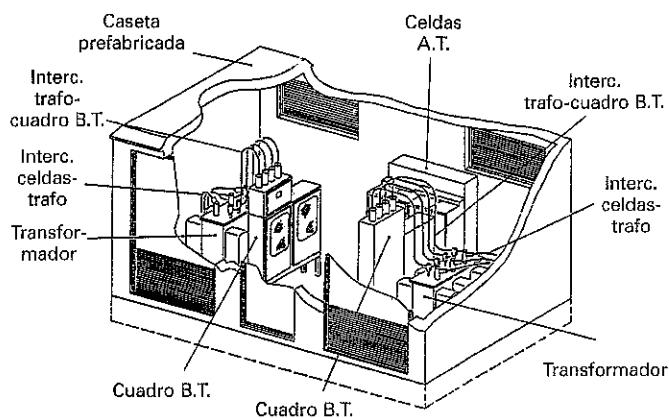


Figura 6.2. Centro de Transformación Prefabricado de Superficie para dos Transformadores.

Subterráneo. Alojados en el subsuelo, la alimentación será subterránea, figura 6.3.

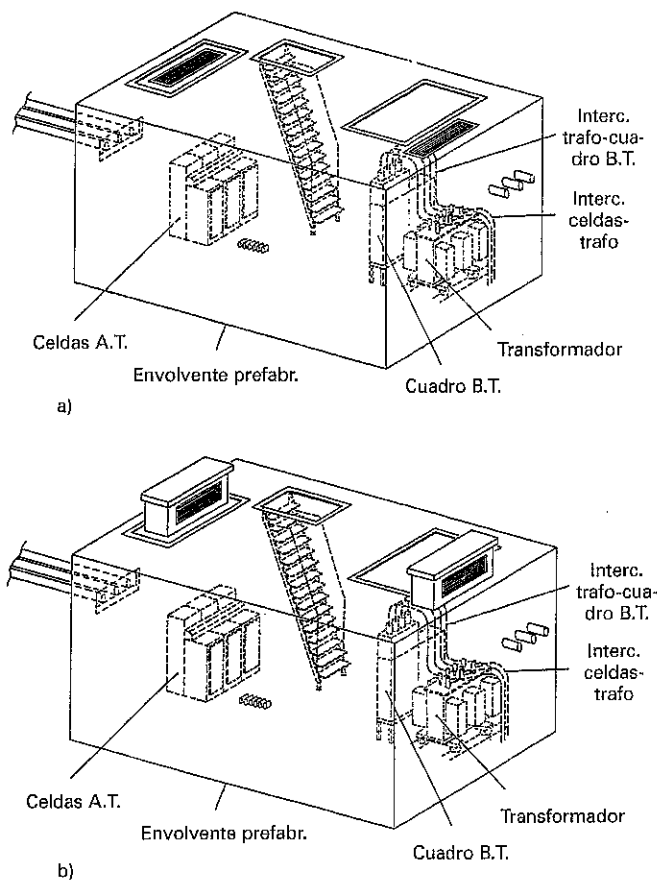


Figura 6.3. Centros de Transformación Subterráneos. a) Con rejillas horizontales b) Con rejillas verticales.

Los **CENTROS DE TRANSFORMACIÓN** también pueden instalarse en edificios destinados a otros usos, alojándose en locales exclusivamente dedicados a estas instalaciones, pudiéndose situar:

En la planta baja del edificio, generalmente de viviendas o de locales comerciales, figura 6.4.

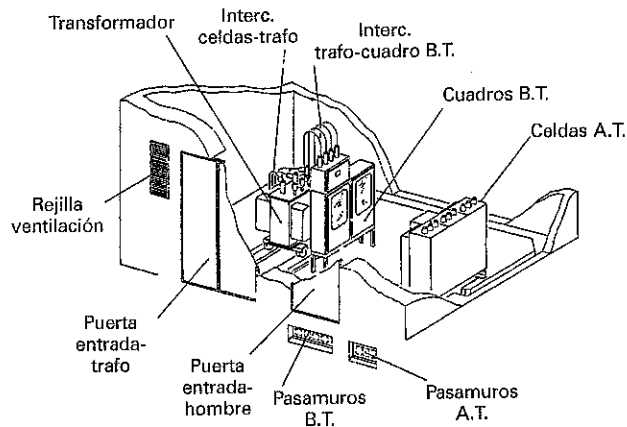


Figura 6.4. Centro de Transformación situado en planta baja.

En la planta sótano, instalándose en la primera planta sótano del edificio, figura 6.5.

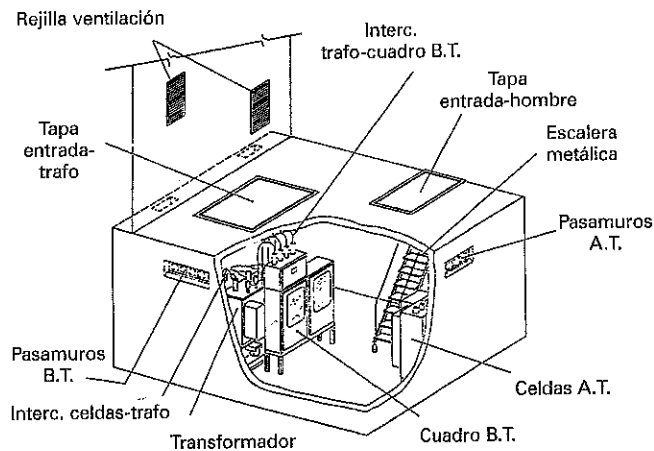


Figura 6.5. Centro de Transformación situado en planta sótano.

Los **CENTROS DE TRANSFORMACIÓN de intemperie** se instalan sobre apoyos, no superando las 160 kVA de potencia, cuando son del tipo de Empresa. La protección contra cortocircuitos y/o sobrecargas se realiza por medio de fusibles de expulsión XS de a.p.r. montados sobre seccionadores tipo COT-OUT o a puntos concretos, figura 6.6. La protección contra descargas o sobretensiones de origen atmosféricos se realiza por medio de autoválvulas.

Según su alimentación éstos pueden ser:

- **Alimentación en Puntas.** Únicamente tienen una línea de alimentación, es decir, parten de la red principal en derivación o constituyen el punto final de la misma, figura 6.7.

Existen también los **Centros de Seccionamiento o de Entronque**.

Los Centros de Seccionamiento o de Paso. Se utilizan para el seccionamiento de una línea, y para mejorar la maniobrabilidad de la misma. Normalmente en todo Centro de Seccionamiento existen varias cabinas o elementos de corte en carga preparadas/os para poder realizar las maniobras adecuadas sobre las líneas de entrada y salida. Cuando el **CENTRO DE TRANSFORMACIÓN** es propiedad del cliente, al ser las celdas de acometidas de uso exclusivo de la E.S.E., será necesario la instalación de elementos de corte, seccionadores o interruptores, que puedan dejar sin servicio dicho **CENTRO DE TRANSFOR-**

MACIÓN, a este tipo de centro se le denomina Centro de Transformación de Seccionamiento y Abonado, fig. 6.8.

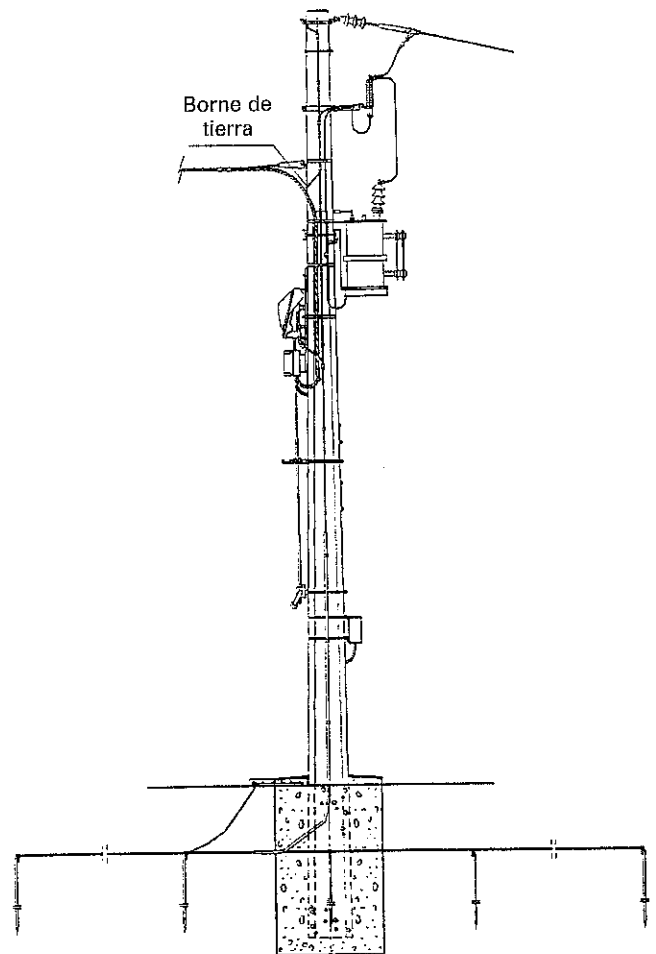


Figura 6.6. Centro de Transformación de Intemperie.

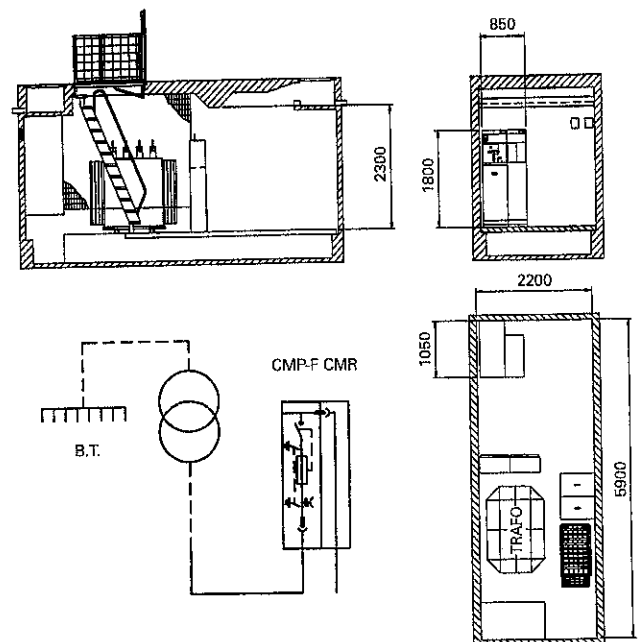


Figura 6.7. Esquema unifilar de un CENTRO DE TRANSFORMACIÓN en Puntas.

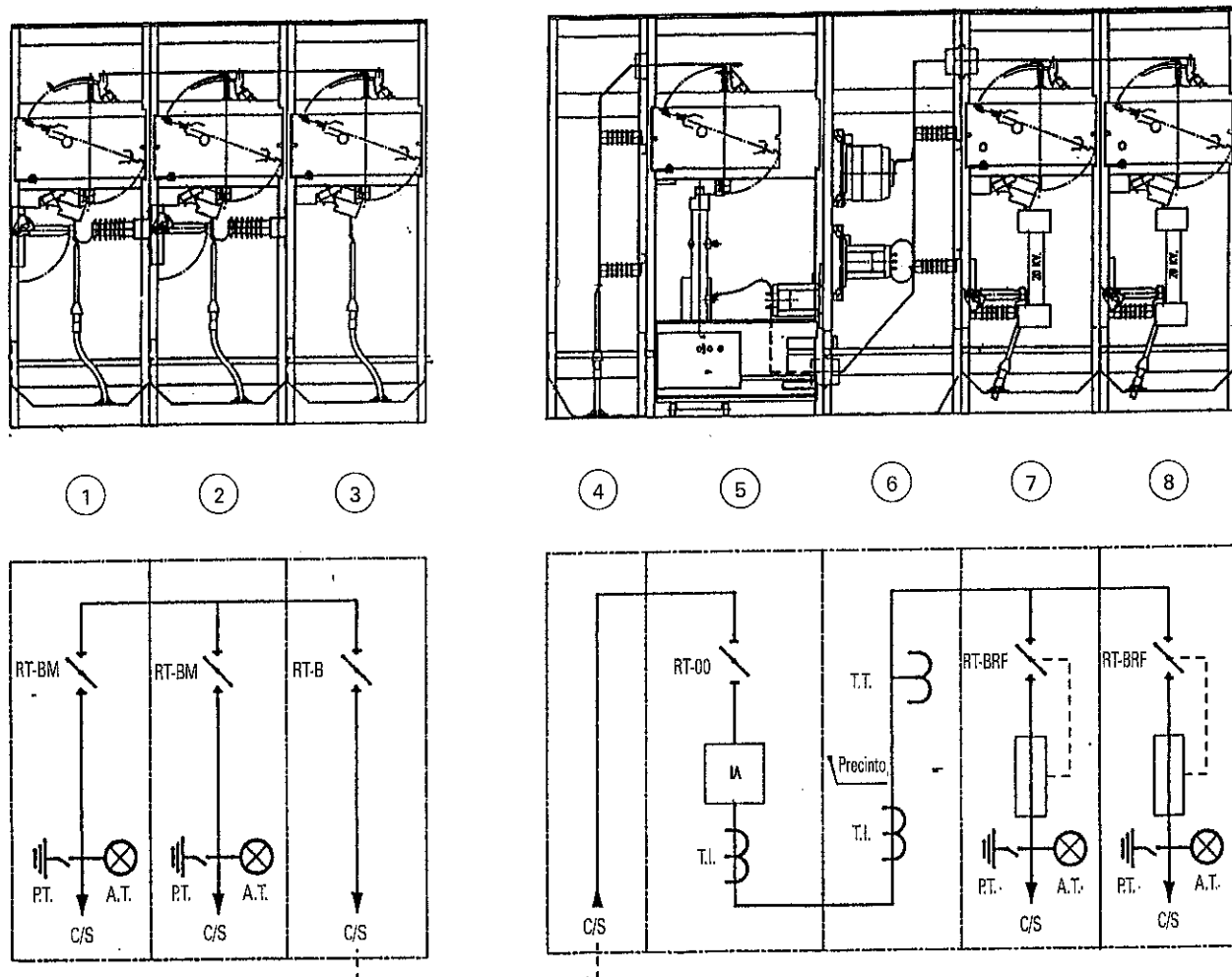
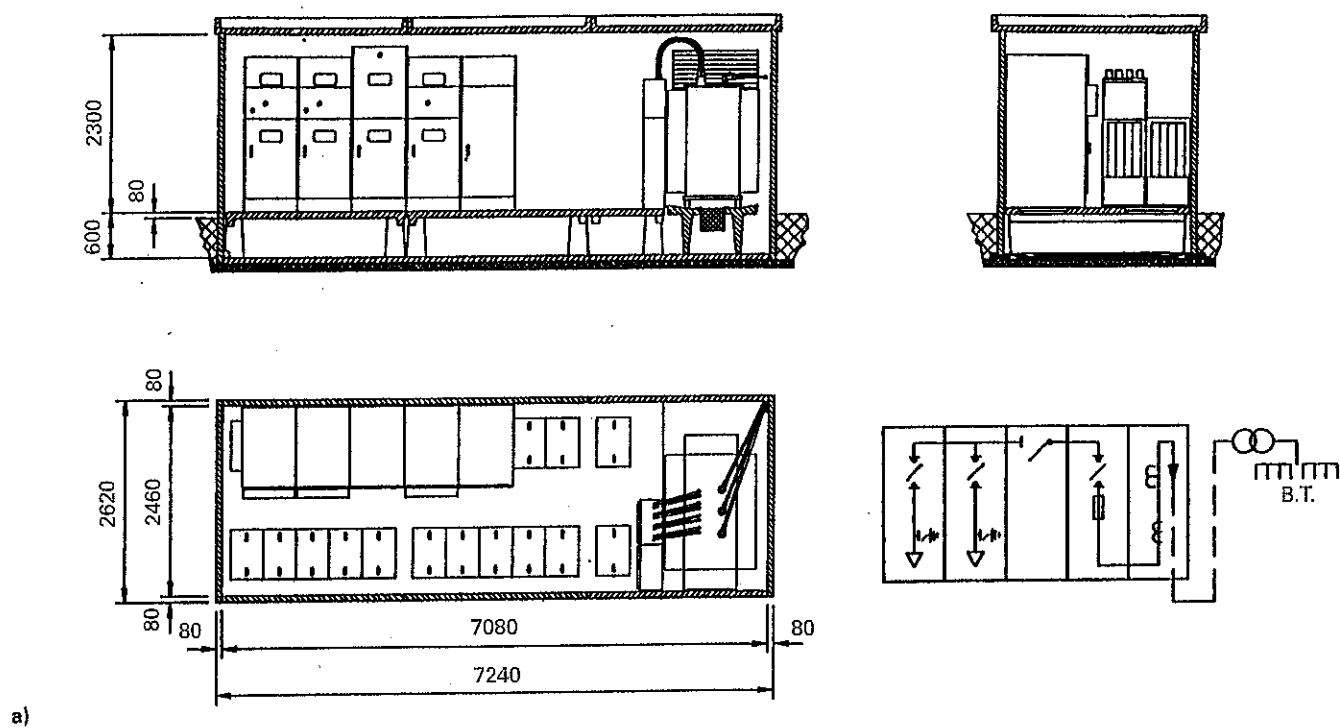


Figura 6.8. Centro de Transformación de Seccionamiento y Abonado.
a) Sin separación física. b) Separados Seccionamiento - Cliente.

Los Centros de Entronque es un caso particular de los Centros de Seccionamiento. Destinados igualmente a la maniobra y protección de la instalación que alimenta a un abonado o cliente. Puede existir el equipo de medida general de la instalación de A.T. Es obligatorio cuando la instalación del abonado o cliente se alimenta de la red en subterráneo y su potencia es superior a 1.000 kVA.

Según su utilización se dividen en:

- **Centros de Distribución o de Empresa.** Son aquéllos que pertenecen a las E.S.E. De estos centros parten las diferentes redes de Baja tensión para la alimentación a los clientes.

Tienen una o varias celdas de alimentación, entrada, salida, (figura 6.9) y en algunos casos seccionamiento a centros en punta y una celda de protección por cada transformador montado, (figura 6.10). El número máximo de transformadores por centro de empresa suele ser dos y la potencia máxima por transformador 630 kVA, aunque algunas empresas en función de que tengan que alimentar elevadas cargas en puntos muy concretos, pueden llegar a alcanzar la potencia de los transformadores a 1.000 kVA cada uno y hasta tres unidades.

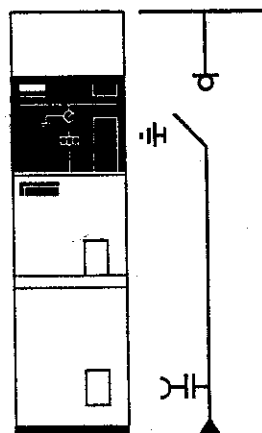


Figura 6.9. Celda de Interruptor de Entrada o Salida de Línea.

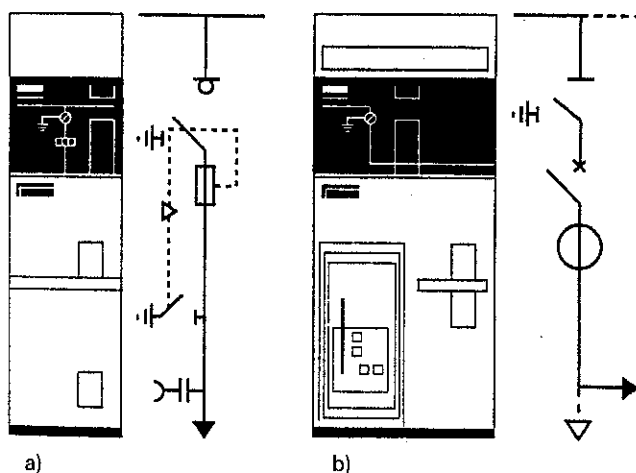


Figura 6.10. Celda de Protección de Máquina.
a) Con fusibles. b) Con interruptor Automático.

El porqué de esto, es ni más ni menos, que el coste económico de los mismos, pongamos un ejemplo del coste económico de los mismos en función del número de trafos instalados y de la potencia de los mismos.

Si tomamos como valor base 100, tendremos que:

3 C.T. con un transformador de 400 kVA, su valor será de 100.

2 C.T. con un transformador de 630 kVA, su valor será de 107.

1 C.T. con dos transformadores de 630 kVA, su valor será de 180.

Si los valores de las intensidades nominales admisibles de cortocircuito de corta duración son:

Tensión Nominal en kV	Valor eficaz en kA	Valor de cresta en kA
24	16/20	40/50
36	16/20	40/50

Siendo la intensidad de falta a tierra en la práctica y en el CENTRO DE TRANSFORMACIÓN <500 A y normalmente <200 A.

Por este motivo la tendencia es la de instalar más CENTROS DE TRANSFORMACIÓN pero de menor potencia, aunque muchas veces, por fuertes cargas en grandes edificios o fábricas, esto es inviable.

La valoración cualitativa de lo visto nos da como resultados los siguientes:

- Limitación de la potencia de cortocircuito en B.T.
- Posibilidad de ampliación, paso de 400 a 630 kVA.
- Se reduce la caída de tensión.
- Facilidad de encontrar locales adecuados para centros más pequeños.
- Menor riesgo de averías en la red de B.T.
- Caso de que un centro falle, el número de incidencias es menor.
- Globalmente se ocupa menos terreno.

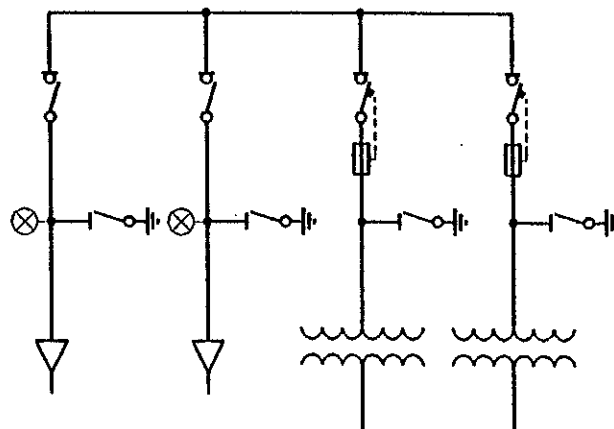


Figura 6.11. Esquema típico de un Centro de Empresa.

Centros de Abonado o Cliente. Son propiedad del cliente. Su tensión de alimentación viene condicionada por la tensión de red de la E.S.E. que distribuya en la zona.

Dentro de este tipo de centros podemos distinguir dos grupos:

Con equipos de medida en B.T., normalmente estos centros son de pequeña potencia y de tipo intemperie.

Con equipo de medida en A.T., para esto es obligatorio que dicho centro disponga de una Celda de Medida en la que irán alojados los transformadores de intensidad y de tensión respectivamente, y en ese orden en el sentido de la corriente. Además será obligatoria la instalación de un armario que se encuentre separado de dichas celdas, donde irán alojados los diferentes componentes que forman el equipo de medida como son: contador de activa (si la potencia del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN es superior a 50 kVA, el contador de activa estará dotado de Máximetro) contador de reactiva, placas DIOVAS o de comprobación, conmutador horario (reloj), etc. siendo las relaciones de transformación de 15.000 - 20.000 / 110 V en los de tensión de y.../ 5 A en los de intensidad.

Todo CENTRO DE TRANSFORMACIÓN de cliente cuya potencia alcance las 1.000 kVA, deberá disponer de relés de protección de puesta a tierra (corriente homopolar).

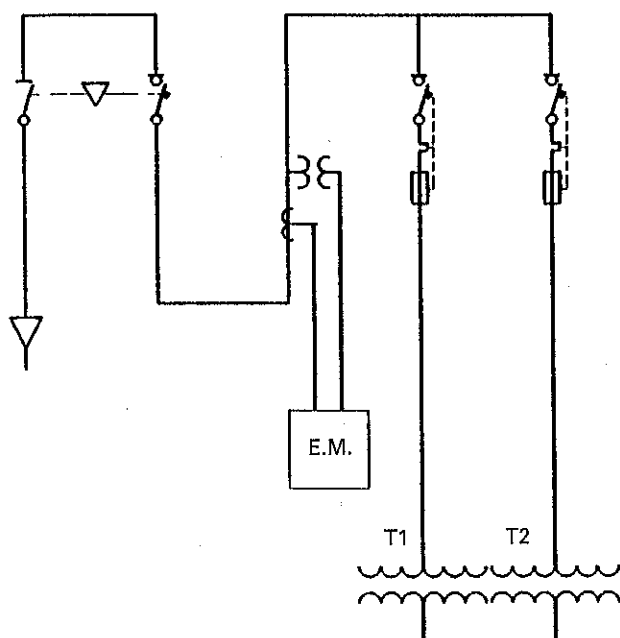


Figura 6.12. Centro de cliente puro con dos transformadores.

Si se trata de un centro en puntas y un solo transformador estará dotado de celda de seccionamiento general, celda de interruptor de protección de transformador, también pueden ir alojadas ambas en una sola celda siempre que ésta pueda admitir a ambos, y celda de medida.

6.3. Partes fundamentales

De forma general, los diferentes elementos que constituyen las instalaciones de los Centros de Transformación son: Interruptores, Seccionadores, Barras Colectoras, Transformadores de Medida, Transformadores de Potencia, etc.

Estos elementos se montan en celdas, y en cada una de ellas se agrupan los correspondientes a cada circuito, como son los de entrada y/o salida de línea o los correspondientes a la protección de transformador o total del centro. También se agrupan funciones, como la medida de la energía.

Atendiendo a este criterio se dispondrán, (figura 6.13):

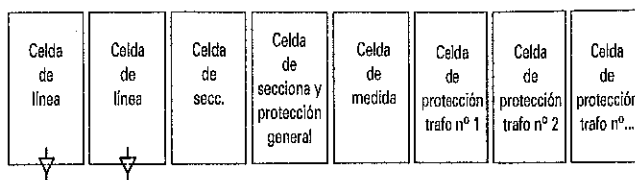


Figura 6.13. Esquema de las celdas de Centro de Transformación de Abonado o Cliente.

Celda de entrada de línea. Es la encargada de recibir el conductor que alimenta al CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, está equipada con interruptor de corte en carga y seccionador de puesta a tierra.

Celda de salida de línea. Es la encargada de interrumpir el conductor de salida a otros CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, si desde este CENTRO DE TRANSFORMACIÓN se alimenta a un centro en puntas existirá otra celda que será la encargada de seccionar dicha línea. Está equipada igualmente con interruptor de corte en carga y seccionador de puesta a tierra.

Celda de Seccionamiento. Es la encargada de dejar fuera de servicio la parte del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN propia del abonado. En función de la potencia del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN estará dotada de seccionador si la potencia del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN es inferior a 1.000 kVA o de interruptor automático si la potencia es superior.

Celda de Seccionamiento y Protección General. Es la encargada de alojar los elementos de seccionamiento y protección general del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, esto es cuando el mismo posee más de un transformador. El interruptor Automático General será el encargado de la protección del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN cuando la sobrecarga o cortocircuitos que se pudieran formar estén aguas arriba de los elementos de protección individual que llevan cada uno de los transformadores. El corte (operación que tiene por objeto interrumpir el paso de la corriente eléctrica por un circuito. La operación de corte incluye la interrupción de la corriente por las tres fases del sistema eléctrico) se realizará en un medio aislante, donde el interruptor automático realiza la apertura de sus contactos, este medio aislante podrá ser aire, aceite o gas -hexafluoruro de azufre SF₆-, igualmente dentro de la celda, como se ha dicho anteriormente, si la potencia del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN supera los 1.000 kVA, se instalará un relé direccional homopolar autónomo de protección contra derivaciones a tierra con un transformador toroidal sobre el cable que haga actuar al interruptor automático en caso de que la intensidad de defecto sea superior a la tarada. El interruptor automático general en el caso de que el CENTRO DE TRANSFORMACIÓN sólo tuviera un único transformador sería el encargado de la protección del mismo.

Las maniobras a realizar se explicarán en este mismo capítulo, en el apartado: Seguridad en las Maniobras de Conexión y Desconexión en los Centros de Transformación.

Celda de Medida. Compuesta por tres transformadores de intensidad y tres de tensión. El equipo de medida compuesto por los contadores, placas de comprobación y reloj se encuentran situados fuera de la celda para evitar cualquier riesgo para el personal que realiza su lectura. Dicha celda se encuentra precintada por la E.S.E.

Celda de Protección de Máquina o de Transformador. Corresponde con la protección individual del transformador, generalmente se realiza con interruptor y fusibles de a.p.r. com-

binados, o bien, por interruptor automático, gobernados éstos, bien por relés directos o por relés indirectos en función de las intensidades aportadas por los transformadores de intensidad. Si la potencia del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN como hemos visto antes supera en el conjunto total de la suma de los transformadores los 1.000 kVA, se aconseja la colocación de relés autónomos de protección a tierra (homopolar), con el fin de que en caso de que uno de los trafos sea el causante de la avería, dispense su protección y no deje a todo el CENTRO DE TRANSFORMACIÓN sin servicio.

Celda de Transformación. Punto donde se coloca el transformador de potencia. Deberá estar protegido por tabiques o muros que impidan la proyección de material y aceite al resto de las instalaciones, en caso de proyección de los mismos.

De igual forma deberá preverse la recogida del aceite en caso de accidente.

Cuadro de Baja Tensión (a instalar en CENTRO DE TRANSFORMACIÓN de Empresa). De la salida de cada uno de los transformadores se deriva al cuadro de Baja Tensión, (figura 6.14), desde donde partirán debidamente protegidas las líneas de B.T. que alimentarán, respectivamente, a las diferentes Cajas Generales de Protección (C.G.P.) o bases tripolares verticales (B.T.V.) y desde éstas a los diferentes puntos de consumo.

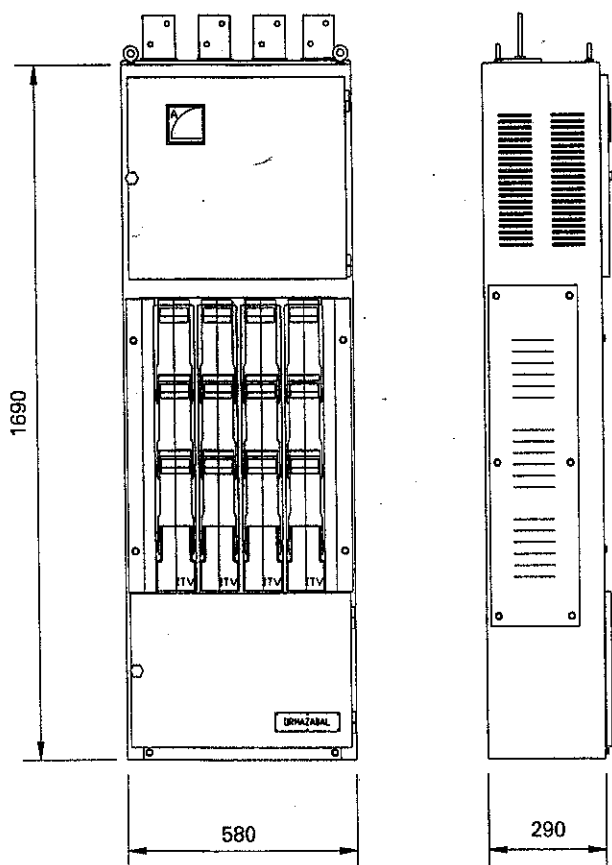


Figura 6.14. Cuadro de Baja Tensión.

6.4. Aparamenta para alta tensión

Se denomina **aparamenta eléctrica** a todos aquellos equipos o aparatos que permiten controlar el sistema eléctrico a voluntad.

La aparamenta que se dispone en un CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, bien sea de interior como de intemperie cumple las funciones de:

- Maniobra de circuitos.
- Transformación de la energía.
- Protección de bienes y personas.

Además las canalizaciones eléctricas, aislamiento eléctrico a masa y entre fases, medidas de la energía, etc., complementan las funciones anteriores.

Para que las finalidades expuestas se consigan correctamente, el recinto donde se ubique la aparamenta requiere de unas instalaciones complementarias, entre las más importantes están:

- Instalación de puesta a tierra.
- Instalación de protección contra incendios.
- Instalación de ventilación.
- Iluminación del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

A continuación veremos parte de las funciones e instalaciones que deben existir en un CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

Los **CABLES** que alimentarán al CENTRO DE TRANSFORMACIÓN serán de aluminio de 1x95 mm², 1x150 mm² y 1x240 mm² para 12/20 kV y de 15/25 kV de aislamiento, cuyas características son las indicadas en la tabla 6.1.

TENSION	12/20 kV			15/25 kV		
SECCIÓN en mm ²	95 Al	150 Al	240 Al	95 Al	150 Al	240 Al
Sección en mm ²	95	150	240	95	150	240
Ø Exterior aprox. mm	30	33	37	30	33	37
Ø Cuerda aprox. mm	11/12	13,9/15	17,8/19,2	11/12	13,9/15	17,8/19,2
Espesor nom. aislam. mm	5,5	5,5	5,5	6,8	6,8	6,8
Espesor nom. cubierta mm	2,7	3	3	3	3	3
Nº mín. alambre conductor	15	15	30	15	15	30
Int. adm. aire/enterrado A	245/250	320/315	435/415	245/250	320/315	435/415
R _i máx. a 20 °C Ω/km	0,320	0,206	0,125	0,320	0,206	0,125
Reactancia Inductiva Ω/km	0,119	0,110	0,104	0,113	0,108	0,100
Peso aprox. kg/km	910	1.140	1.540	1.085	1.350	1.760

Tabla 6.1. Características técnicas de los cables subterráneos.

La **Potencia Máxima** que puede transportar el cable se calculará con la siguiente expresión matemática.

$$P_{\max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max}$$

Siendo:

$P_{\max}$ = Potencia máxima a transportar en kVA.

U = Tensión de la línea en kV.

$I_{\max}$ = Intensidad máxima admisible del cable en A.

Dando valores a la fórmula anterior tendremos para conductores unipolares de las secciones reflejadas en la tabla 6.2.

TENSION	15 kV			20 kV		
SECCIÓN en mm ²	95 Al	150 Al	240 Al	95 Al	150 Al	240 Al
Potencia máx. en kVA	6.495	8.184	10.782	8.660	10.912	14.376

Tabla 6.2. Máxima potencia a transportar por los conductores en función de la tensión de red.

Para la **Caída de Tensión** utilizaremos la siguiente fórmula:

$$U = \sqrt{3} \cdot I_{\max} \cdot L \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$$

Siendo:

U = Máxima caída de tensión en V.

$I_{\max}$ = Intensidad máxima en A.

L = Longitud de la línea en km.

R = Resistencia del conductor en Ω/km .

X = Reactancia del conductor en Ω/km .

$\cos \varphi$ = De la línea.

Si aplicamos valores para los distintos cables obtendremos la c.d.t. por km de los mismos, en la tabla 6.3 quedan reflejadas las máximas c.d.t.

TENSION	12/20 kV			15/25 kV		
SECCIÓN en mm ²	95 Al	150 Al	240 Al	95 Al	150 Al	240 Al
Caída de Tensión en V/km para un $\cos \varphi = 0,80$	142	124	117	140	125	116

Tabla 6.3. Máxima c.d.t. en V en función de la sección de los conductores y de su tensión.

La fórmula a aplicar para obtener la **Pérdida de Potencia** de la línea es la siguiente:

$$P = 3 \cdot R \cdot L \cdot I_{\max}^2 \cdot 10^{-3}$$

Siendo:

P = Potencia perdida en kW.

R = Resistencia del conductor en Ω/km .

L = Longitud de la línea en km.

$I_{\max}$ = Intensidad máxima en A.

TENSION	12/20 kV			15/25 kV		
SECCIÓN en mm ²	95 Al	150 Al	240 Al	95 Al	150 Al	240 Al
Pérdida de Potencia kW/Km	60	61	65	60	61	65

Tabla 6.4. Pérdida de potencia en los conductores en kW/km.

AISLADORES.- Son piezas de material aislante que sirven para soportar o sujetar conductores o equipos eléctricos. En función de dónde se sitúen podrán ser de interior, figura 6.15.a) o de exterior, figura 6.15.b).

Los materiales más utilizados en la fabricación de aisladores para equipos de maniobra interior en CENTROS DE TRANSFORMACIÓN son: la Esteatita y las resinas de Epoxy, por su gran capacidad para soportar los grandes esfuerzos mecánicos que se producen cuando se realiza la apertura y cierre de los elementos de conexión.

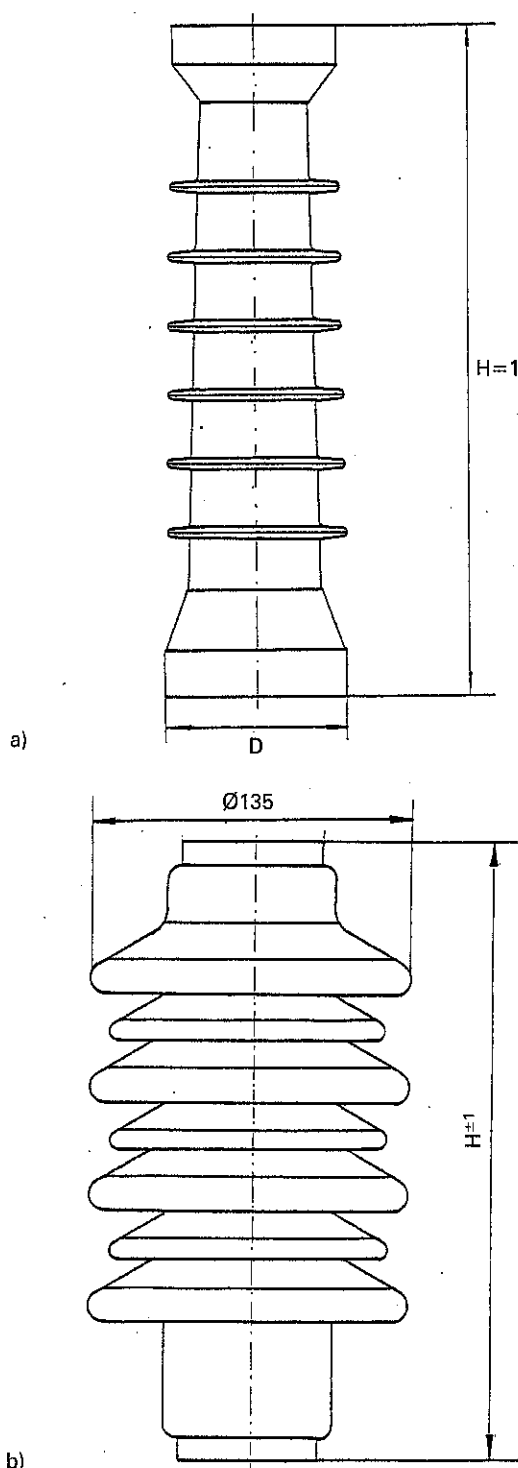


Figura 6.15. Aisladores, a) de interior, b) para exteriores.

CONDUCTORES.- La entrada a los CENTROS DE TRANSFORMACIÓN se realizará con cable seco de tensión nominal en función de la de red, hasta el Int.- Sec. de Línea, conectándose a éstos por medio de conectores o terminales, (figura 6.16).

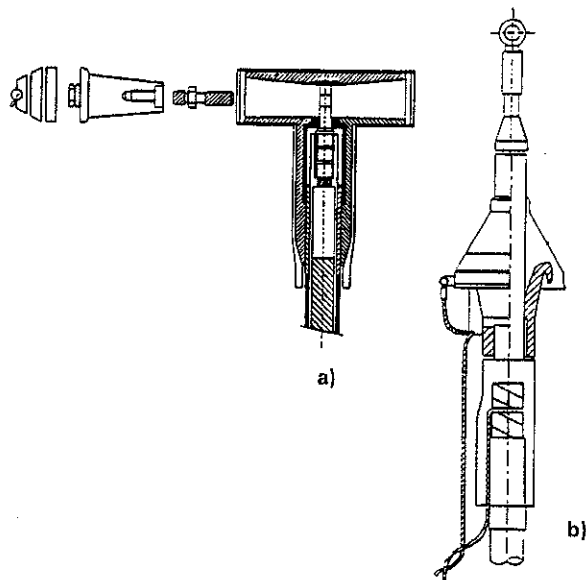


Figura 6.16. a) Conector enchufable acodado. b) Cono difusor.

Para el dimensionado del embarrado entre los diferentes equipos tendremos que tener presente lo siguiente:

1º) Comprobación por Densidad de Corriente.- La densidad de corriente viene dada por la fórmula:

$$\delta = \frac{I}{S} \text{ en A/mm}^2$$

Siendo:

δ = Densidad en A/mm².

I = Intensidad de paso 400 A.

S = Sección del conductor, en la mayoría pletina de aluminio de 200 mm².

Sustituyendo valores tendremos una densidad de 2 A/mm².

2º) Comprobación por Sollicitación Electrodinámica.- Como hemos dicho que el embarrado es de pletina de aluminio de 200 mm² de sección, de símbolo H-14, vamos a calcular la máxima intensidad de cortocircuito, por tanto, la máxima potencia de red a que se puede conectar el CENTRO DE TRANSFORMACIÓN. Este cálculo se realiza teniendo en cuenta el coeficiente debido a la oscilación propia del material y la posibilidad de resonancia mecánica-eléctrica del embarrado.

Las características mecánicas del aluminio que se suelen emplear son las siguientes:

- Límite elástico..... R_{0,2} ≥ 1.500 kg/cm².
- Carga de rotura..... 18 kg/mm².
- Módulo de elasticidad..... 6,8 x 10³ kg/mm².

Frecuencia propia de la oscilación del embarrado.- Siguiendo el proceso de cálculo del F.U.T. de Siemens, emplearemos la fórmula:

$$N = \frac{C.d}{L^2}$$

Siendo:

C = Constante = 5.10⁵.

d = Anchura del conductor en cm, en el sentido del esfuerzo.

L = Distancia entre apoyos.

Las frecuencias propias de oscilación se hacen más peligrosas cuando su relación con respecto a la frecuencia de la red es del orden de 2. Todo ello como consecuencia de que los esfuerzos electrodinámicos del cortocircuito son pulsatorios y con una frecuencia principal doble que la de las corrientes que los originan.

Como puede verse, estamos muy alejados de posibles resonancias.

Si se considerase la influencia de las placas pasabarras o soportes intermedios, la relación N/F aumentaría aún más alejándonos, por consiguiente, de la zona de resonancia.

Cálculo del coeficiente de vibración (Vemb).- La relación calculada en el apartado anterior está muy alejada de la zona de resonancia. Podemos, en consecuencia, estimar, tal como se indica en la Norma VDE-0103/02.82, que el coeficiente de corrección de cargas por la característica de pulsación del esfuerzo no será superior a 1. Éste será el factor de cálculo utilizado en el estudio.

Simplificaciones para el cálculo.- Con objeto de simplificar el cálculo, se realizan las siguientes simplificaciones.

- a) Se considera que los tramos de barras horizontales trabajan como vigas apoyadas. Esta consideración es pesimista, ya que en algunos casos se trata de vigas con cierto empotramiento. Se adopta, sin embargo, este criterio que redundaría en un mayor margen de seguridad en el cálculo.
- b) Se considera el coeficiente de distribución de esfuerzos en el caso de deformación plástica $r = 2$ para barras rectangulares.

Cálculo del esfuerzo máximo soportable por el embarrado horizontal.- Si consideramos que el tramo de mayor longitud es de 700 mm, tendremos:

$$\text{Momento Flector Máximo... } M = \frac{P.L^2}{8}$$

$$\text{Momento Resistente... } M = \frac{R.I}{Z} = \frac{R.h.d^3.2}{12.d}$$

Por tanto, igualando ambas expresiones tendremos que:

$$\frac{P.L^2}{8} = \frac{R.h.d^2}{6}$$

De donde:

$$P = \frac{R.h.d^2.8}{6.L^2}$$

Y si consideramos el factor r de distribución de esfuerzos en deformación plástica, tenemos:

$$P = \frac{8.R.h.d^2.r}{6.L^2.Vemb}$$

$$\text{Si } R_{0,2} = 1.500 \text{ kg/cm}^2$$

$$d = 4 \text{ cm}$$

$$\begin{aligned} r &= 2 \\ V_{emb} &= 1 \\ L &= 70 \text{ cm} \\ h &= 0,5 \text{ cm} \\ P &= 6,53 \text{ kg/cm} \end{aligned}$$

Tendremos que el máximo esfuerzo que puede soportar el embarrado es de 6,53 kg/cm.

Cálculo de la intensidad máxima admisible.- Partiendo del dato obtenido por unidad máxima admisible podemos calcular la intensidad máxima que provoca dicho esfuerzo sobre las barras horizontales. Según la conocida fórmula:

$$P = \frac{2,04 \times 10^{-8} \times I_s^2}{a}$$

Siendo:

I_s = Valor de cresta máximo de la intensidad.

a = Distancia entre conductores.

De ahí:

$$I_s = \sqrt{\frac{a \cdot P \cdot 10^8}{2,04}}$$

$$\text{Para } P = 6,53 \text{ kg/cm} \quad I_s = 91,22 \text{ kA} \quad a = 26 \text{ cm}$$

Con lo que la **Intensidad máxima de cortocircuito** admisible correspondiente será:

$$I_{cc} = \frac{91,22}{2,5} = 36,50 \text{ kA} \quad (\text{valor eficaz})$$

La **Potencia de cortocircuito admisible** de acuerdo con el resultado anterior, y considerando una tensión nominal de 24 kV, tendremos:

$$P_{cc} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{cc} = 1,73 \times 24 \times 36,5 = 1.515 \text{ MVA}$$

La **Intensidad máxima permanente** de acuerdo con la Norma DIN para una barra de 200 mm² y una temperatura ambiente de 35 °C será del orden de los 400 A.

Por todo lo anterior vemos que la potencia de cortocircuito a la que puede ser conectado un CENTRO DE TRANSFORMACIÓN es superior al que existe realmente en el punto de enganche a dicha red.

Cálculo por sollicitación térmica.- Partiendo de los datos antes indicados de temperatura ambiente y sobrecalentamiento, se debe considerar que la temperatura máxima de servicio en régimen es de 65 °C.

Admitiendo que la temperatura final no debe sobrepasar los 175 °C, cifra conservadora, la intensidad máxima de corta duración, calculada por la fórmula:

$$I_{Th} = S \cdot K \cdot \sqrt{\frac{\lg \frac{234 + T_e}{234 + T_i}}{t}}$$

Siendo:

S = Sección de la barra en mm².

T_e = Temperatura final de la barra, 175 °C.

T_i = Temperatura inicial de la barra, 65 °C.

t = Duración del paso de la intensidad, en segundos.

K = Constante: 220

Según es práctica común, calculamos la intensidad para 1s de duración, resultando una $I_{th} = 16 \text{ kA}$.

SECCIONADOR.- De acuerdo con la MIE-RAT 01.- 50 es un aparato mecánico de conexión que, por razones de seguridad en posición abierta, asegura una distancia de seccionamiento que satisface a condiciones especificadas. También es capaz de abrir y cerrar un circuito cuando es despreciable la corriente a interrumpir o a establecer, o bien cuando no se produce cambio apreciable de tensión en bornes de cada uno de los polos del seccionador. Es también capaz de soportar corrientes de paso en las condiciones normales del circuito, así como durante un tiempo especificado en condiciones anormales, tales como las de cortocircuito, los seccionadores pueden ser unipolares y tripolares, (figura 6.17), según la instalación y la función que vayan a realizar.

Su montaje deberá realizarse de tal modo que no pueda cerrarse de forma imprevista, por gravedad o vibraciones.

Pueden ser igualmente del tipo giratorio o basculante.

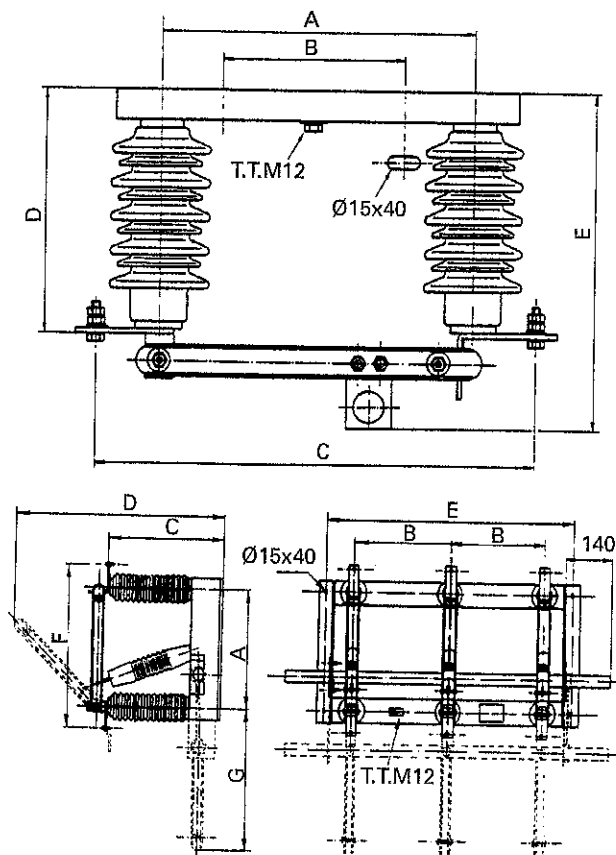


Figura 6.17. Seccionadores unipolares y tripolares.

INTERRUPTOR.- La MIE-RAT 01.- 29 dice: Es el aparato dotado de poder de corte, destinado a efectuar la apertura y el cierre de un circuito, que tiene dos posiciones en las que puede permanecer en ausencia de acción exterior y que corresponden una a la apertura y la otra al cierre del circuito.

Puede cerrar, pero no interrumpir intensidades de cortocircuito.

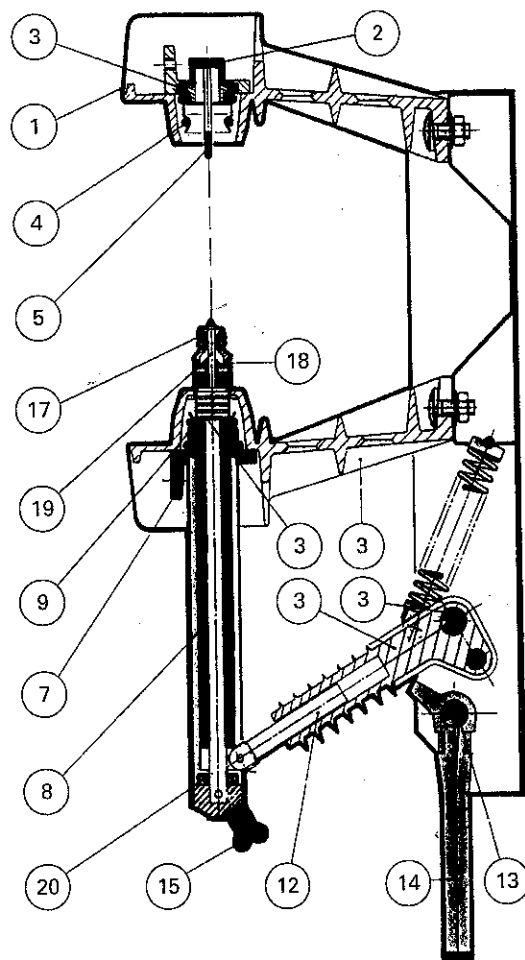
Los procedimientos utilizados más comúnmente para la extinción del arco son:

- Aéreos con apagachispas o cuernos.
- De soplado magnético.
- De soplado neumático o autoneumático.
- En baño de aceite, pequeño volumen de aceite, gas (SF_6) hexafluoruro de azufre.

En estos aparatos además de sus características eléctricas de intensidad y tensión nominales, es fundamental conocer su:

- **PODER DE CORTE.**- Valor de la intensidad que el aparato es capaz de cortar bajo una tensión de restablecimiento determinada y en las condiciones prescritas de funcionamiento. Se expresa en kA y MVA.
- **PODER DE CIERRE.**- Valor de la intensidad que el aparato es capaz de restablecer, bajo una tensión dada, en las condiciones prescritas de funcionamiento.

Existen muchos tipos, en la figura 6.18 se representa uno de ellos.



- | | |
|--------------------------------|-------------------------------------|
| 1. Aislador superior. | 11. Eje de mando. |
| 2. Terminal superior. | 12. Elemento aislante cilíndrico. |
| 3. Contacto fijo superior. | 13. Eje de las cuchillas de tierra. |
| 4. Dedos de contacto. | 14. Cuchillas de tierra. |
| 5. Varilla de contacto. | 15. Contacto fijo. |
| 6. Aislador inferior. | 16. Pistón fijo. |
| 7. Terminal inferior. | 17. Tobera. |
| 8. Cilindro de contacto móvil. | 18. Contacto móvil. |
| 9. Contacto guía fijo. | 19. Varilla. |
| 10. Biela aislante. | 20. Amortiguador. |

Figura 6.18. Interruptor.

INTERRUPTOR-SECCIONADOR.- Es un interruptor que en la posición abierto satisface las condiciones de aislamiento especificadas para un seccionador.

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO.- La MIE-RAT 01.-30.- dice: Interruptor Automático es el interruptor capaz de establecer, mantener e interrumpir la intensidad de la corriente de servicio, o interrumpir automáticamente o establecer, en condiciones predeterminadas, intensidades de corriente anormalmente elevadas, tales como las corrientes de cortocircuito, (figura 6.19).

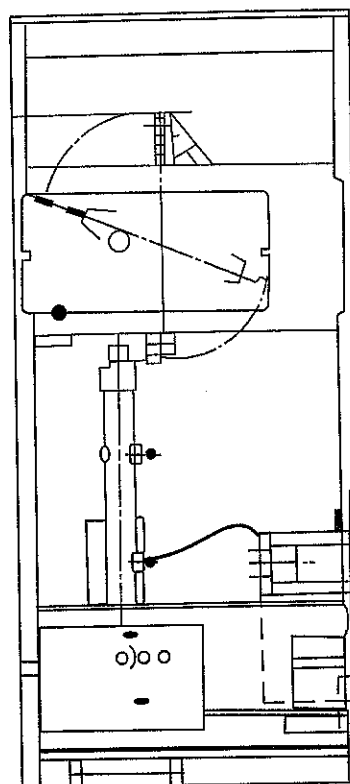


Figura 6.19. Interruptor automático.

Se utilizan para la protección de instalaciones y transformadores.

El accionamiento de estos aparatos, además de manual, será automático, dando la orden relés de sobreintensidad (directos o indirectos), relés de corriente homopolar o bobinas de disparo, bien de mínima tensión o a emisión de corriente.

Una de las características más importantes de estos aparatos es su poder de corte, que deberá estar en función del tipo y forma de explotación de la red, así como del punto en donde se instalen, dependiendo de la potencia de cortocircuito de la misma.

SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA. Aparatos de conexión utilizados para poner a tierra partes de un circuito o instalación. Puede soportar durante determinado tiempo intensidades en condiciones anormales como las de cortocircuito, pero no están previstos para soportar la intensidad en las condiciones normales del circuito o instalación.

En algunos casos tienen un poder de cierre nominal.

La maniobra de estos aparatos puede considerarse a la posición de un interruptor o seccionador, es decir, estar enclavados mecánicamente. Hay aparatos que llevan incorporados el seccionador de puesta a tierra.

AUTOVÁLVULAS. Las autoválvulas son pararrayos de resistencia variable (no lineal), son los dispositivos de protección contra sobretensiones, que normalmente se utilizan en las redes de A.T. para proteger transformadores y cables, que puedan estar sometidos a sobretensiones superiores al nivel de aislamiento seleccionado para dichos elementos, (figura 6.20).

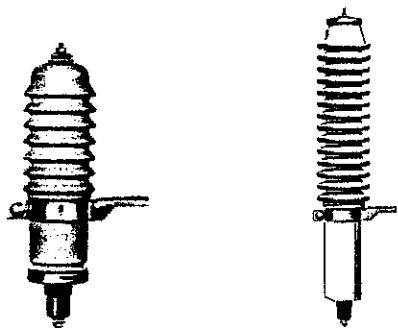


Figura 6.20. Diversos tipos de autoválvulas.

En redes de distribución, la coordinación de aislamiento entre el nivel de protección que proporciona el pararrayos y el nivel de aislamiento seleccionado para el elemento a proteger se realiza según el método denominado convencional (no estadístico).

El mencionado método consiste en determinar el margen existente entre la tensión nominal soportada por el material a impulsos tipo rayo y la sobretensión aceptada como valor máximo previsible en el lugar de emplazamiento del material, que tiene en cuenta las tensiones de cebado del pararrayos. El correspondiente margen determina un coeficiente de seguridad que no debe ser inferior a un valor comprendido entre el 20 y el 30%.

En lo que sigue, se establecen criterios prácticos para la selección e instalación de pararrayos de protección de transformadores MT/BT y cables de M.T., considerando de forma genérica distintos casos que puedan presentarse en redes de distribución de hasta 20 kV de tensión nominal.

La norma UNE 21087 establece los siguientes valores de ensayo que determinan las características de funcionamiento de pararrayos normalizados a utilizar en redes de distribución.

Tensión nominal (Unp en kV)	Tensión máxima cebado 1,2/50µs (Uceb en kV cresta)	Tensión residual máxima 8/20µs (Ures en kV cresta)	Tensión máxima cebado Frente de Onda (Uceb2 en kV-cresta)	Tensión mínima cebado a 50 Hz (Uceb50 en kV)
	Inp = 5 kA y 10 kA	Inp = 5 kA y 10 kA	Inp = 5 kA y 10 kA	
15	54	54	62	23
18	65	65	75	27
21	76	76	88	32
24	87	87	100	36
27	97	97	112	41
30	108	108	125	45

Siendo Inp. la corriente de descarga nominal.

Tabla 6.5. Valores de ensayo para autoválvulas.

Los anteriores valores de ensayo son los más críticos permisibles. Los pararrayos se fabrican normalmente con tensiones de cebado inferiores a las máximas, pudiéndose obtener por tanto mayores márgenes de protección.

Un pararrayos se identifica por su corriente de descarga nominal y por su tensión nominal, caracterizándose su comportamiento por el margen de protección que proporciona.

En general, los pararrayos de 5 kA y 10 kA, de servicio no intensivo, son adecuados para la protección de elementos en redes de M.T. Los pararrayos de 10 kA se suelen instalar en zonas donde el número de días al año en los que se producen tormentas sea elevado (nivel isocerámico superior a 15), (figura 6.21).

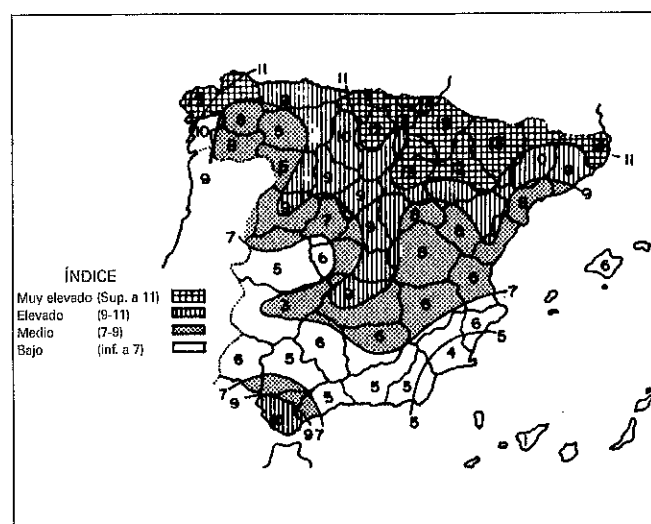


Figura 6.21. Mapa de frecuencias de tormentas.- MIE-RAT 09, Plano 1.

La tensión nominal del pararrayos debe ser superior a la tensión más elevada entre fase y tierra a 50 Hz, que pueda aparecer en la red. De esta forma se asegura la extinción de la corriente, a la frecuencia de servicio, subsiguiente a la de la descarga.

La tensión nominal seleccionada puede ser más o menos ajustada a su valor mínimo posible, lo que incidiría en el margen de protección proporcionado por el pararrayos.

Un criterio recomendado consiste en seleccionar, como tensión nominal del pararrayos, un valor superior en al menos un 5% al producto de la tensión más elevada de la red (U_m) por el coeficiente de puesta a tierra (p.a.t.) en tanto por uno (Cpt), es decir:

$$U_{np} \geq 1,05 \times U_m \times C_{pt}$$

Según el criterio anterior, y para redes con neutro aislado ($C_{pt} = 1$), resultarían pararrayos de 21 kV de tensión nominal normalizada para redes de 15 kV ($21 > 18,4$), y de 27 kV para redes de 20 kV ($27 > 25,2$).

La tensión soportada nominal a impulsos rayo del elemento a proteger, es decir, su nivel de aislamiento (N_a), debe superar al nivel de protección proporcionado por el pararrayos ($N_p = \text{máximo } \{U_{ceb1}, U_{res}, U_{ceb2/1,15}\}$), en un margen de al menos el 20%, siendo recomendable aproximarse al 30%.

Por ejemplo, para los pararrayos normalizados de 21 kV y 27 kV de tensión nominal (10 kA), instalados, respectivamente, en redes de tensiones nominales de 15 kV y 20 kV, con

neutro aislado, se obtienen los siguientes valores del margen de protección (MP).

Un (kV)	Um (kV)	Na-Lista II (kV cresta)	Unp (kV)	Np (kV cresta)	Mp (%)
15	17,5	95	21	76,5	24,2
20	24	125	27	97,4	28,3

Tabla 6.6. Márgenes de protección, con neutro aislado.

Como puede observarse, las características de funcionamiento normalizadas de estos pararrayos proporcionan un margen de protección en los dos casos, que no supera el 30% recomendado. Sin embargo, si se consideran niveles de protección correspondientes a pararrayos normalmente existentes en el mercado para tensiones seleccionadas con el criterio indicado, el margen de protección aumenta. En la siguiente tabla 6.7 se muestra un caso práctico real.

Un (kV)	Na-Lista II (kV cresta)	Unp (kV)	Np (kV cresta)	Mp (%)
15	95	21 (≥ 18,4)	60	35,7
20	125	27 (≥ 25,2)	89	40,4

Tabla 6.7. Márgenes de protección a diversas tensiones.

La instalación de los pararrayos se realiza instalando uno por cada fase, lo más cerca posible del elemento a proteger, sin intercalar entre ambos ningún elemento de corte o seccionamiento.

La p.a.t. de los pararrayos (tierra de servicio), puede conectarse a otras tierras de la instalación, de acuerdo con lo establecido en la MIE-RAT 13. Ap. 6.2 y 6.3.

El margen de protección que proporciona el pararrayos disminuye conforme aumenta la distancia que le separa del elemento a proteger, o a la longitud del conductor de p.a.t. del pararrayos, ya que aumenta el correspondiente nivel de protección.

El nivel de protección efectivo del pararrayos (N'p) será entonces la tensión (kV cresta) que aparece entre el borne del elemento a proteger y tierra cuando el pararrayos se cebó. Dicha tensión viene dada por la expresión:

$$N'p = Np + L \cdot l_2 \frac{di}{dt} + \frac{2s}{v} \cdot l_1$$

En donde:

L = Inductancia del conductor de tierra por unidad de longitud (puede tomarse 1,4 μH/m).

l₁ = Distancia de la autoválvula al elemento a proteger.

l₂ = Distancia del cable de tierra de la autoválvula.

$\frac{di}{dt}$ = Es la pendiente del frente de onda de la intensidad de descarga (puede tomarse 1 kA/μs).

s = Pendiente del frente de onda de la tensión viajera (pueden tomarse 100 kV/s por cada 12 kV de tensión máxima de servicio de la instalación).

v = Es la velocidad de propagación de la onda de tensión (300 m/μs en líneas aéreas y 150 m/s en cables).

Existen ciertos límites para l₁ y l₂ que no deben ser sobrepasados, por encima de los cuales el margen de protección no alcanzaría los valores recomendados.

A continuación se presentan algunos casos prácticos de instalaciones, en redes de M.T. con neutro aislado de tierra, de los pararrayos de 21 kV y de 27 kV de tensión nominal, seleccionados anteriormente como caso práctico real.

Cuando se trate de proteger elementos conectados directamente a líneas aéreas, como es el caso de:

- Transformadores sobre apoyos o postes.
- Transformadores en edificios con celdas convencionales (no blindadas).
- Cables de entrada a CENTROS DE TRANSFORMACIÓN o salida de subestaciones.
- Cables entre tramos aéreos (pararrayos en ambos extremos del cable).

El pararrayos se situará en la línea aérea lo más cerca posible del elemento a proteger, sin sobrepasar las distancias máximas que figuran en la tabla 6.8, para las cuales se tendría el mínimo margen de protección recomendado del 20%.

Un (kV)	Unp (kV)	l ₁ max. (para l ₂ = 0) (m)	l ₂ max. (para l ₁ = 0) (m)	l ₁ max. (para l ₂ = 0) (m)
15	21	9,5	6,6	3,9
20	27	11,4	10,9	5,6

Tabla 6.8. Margen de protección mínimo para casos concretos.

Cuando se trate de proteger transformadores conectados a líneas aéreas por medio de cable, este último deberá estar protegido mediante un pararrayos instalado en la unión línea-cable, conforme a lo anteriormente indicado.

La instalación de otro pararrayos en la unión de cable-transformador puede no ser necesaria, pero existe entonces el riesgo de que el rayo caiga sobre la línea aérea, aguas arriba del único pararrayos instalado, a una distancia inferior a 0,135 veces la longitud del cable, en cuyo caso el transformador no quedaría protegido.

Un criterio práctico puede ser el instalar pararrayos en la unión cable-transformador, cuando la longitud del cable supere los 50 m.

RELÉS DIRECTOS.— Son los excitados por la propia intensidad que pasa por cada fase que alimenta al transformador o al receptor a proteger, si la intensidad es superior a la que se ha tarado él mismo provoca el disparo del interruptor asociado a él, figura 6.22.

Cuando se asocia el relé con fusibles de a.p.r. los valores adecuados de los mismos, en función de la potencia del transformador y de la tensión de alimentación, son los que se aconsejan en la tabla 6.9.

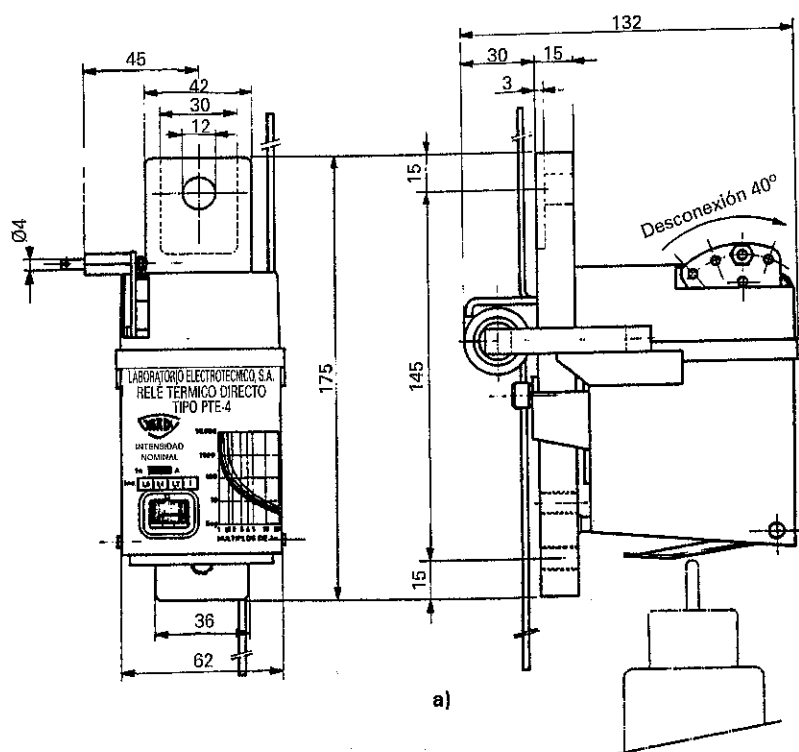


Figura 6.22. Relé directo.
a) Vista del relé. b) Curvas de disparo.

POTENCIA TRANSFORMADOR en KVA	$U_{\text{fase elevada}}$ KV / U_{fase} KV	I_n del Relé Térmico en A	I_n del Fusible a.p.r. asociado en A
250	17,5 / 15	7 / 30	5 / 25
400		12,5 / 50	10 / 40
630		30 / 100	15 / 63

Tabla 6.9. Valores de regulación para relés térmicos y fusibles de a.p.r. asociados para diversas potencias y tensiones de alimentación a transformadores.

RELÉS INDIRECTOS.- Los relés indirectos están excitados por una intensidad reducida, imagen de la intensidad primaria que toma el transformador de potencia, haciendo uso de transformadores de intensidad de relación $I_n / 5$ A, figura 6.23.

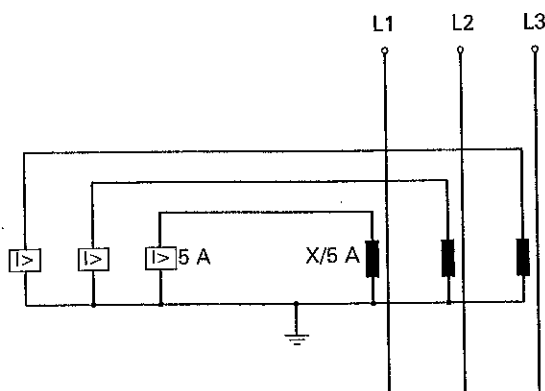


Figura 6.23. Esquema de conexión de Relés Indirectos.

La saturación magnética de los transformadores de intensidad limita las puntas de intensidad susceptibles de dañar los relés utilizados, siendo lo suficientemente precisos para las necesidades de tipo industrial.

La armonización entre los relés indirectos y los transformadores de intensidad hace posible:

- Una temporización a tiempo inverso o constante.
- Una desconexión instantánea para corrientes excesivas durante el periodo transitorio.
- Retorno a valores más bajos de intensidad de disparo, pasado el periodo transitorio.

De todas maneras, el sistema precisa de:

- Los transformadores de intensidad de relación $I_n / 5$ A.
- Los relés indirectos normalizados, 5 A.
- Normalmente de una fuente auxiliar de intensidad - acumulador - y su equipo de mantenimiento - cargador -.

TERMÓMETROS.- Para el control de la temperatura a la que se encuentra el aceite de los transformadores de M.T. se suelen utilizar termómetros. Si la potencia del transformador es pequeña, se suelen instalar termómetros de columna sobre la tapa del transformador. Este aparato está dotado en su interior de alcohol coloreado de color rojo y alojado dentro de una ampolla de cristal en la que se ha grabado una escala donde se realiza la lectura.

El termómetro de esfera, figura 6.24, además de señalar la lectura directa, va equipado con dos contactos, regulares, que permiten:

- Accionar una alarma a una temperatura predeterminada t_1 .
- Ordenar la desconexión del transformador por alcanzar una temperatura t_2 .

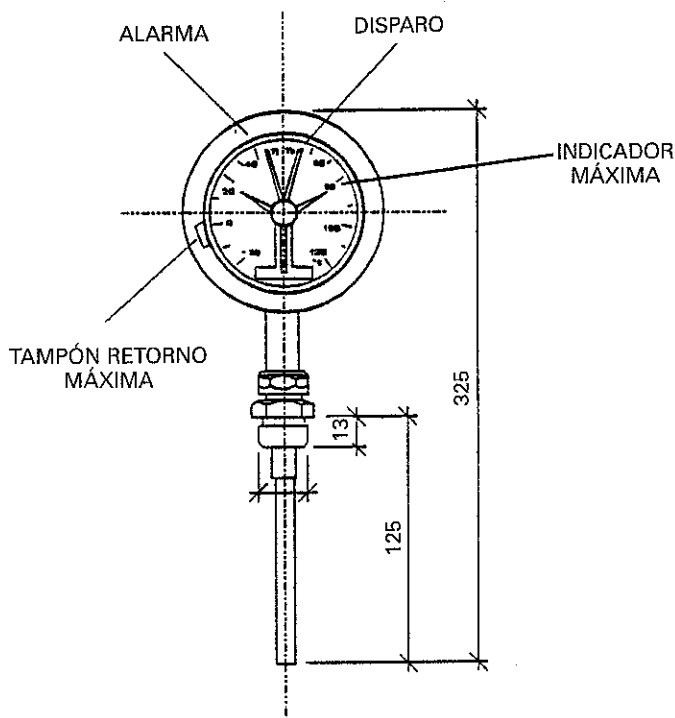


Figura 6.24. Termómetro de esfera.

Algunos equipos están equipados con agujas conducidas que permiten registrar los límites máximo y mínimo de temperatura en un período a partir del instante de una puesta a cero.

De todas formas no podemos olvidar que estos equipos son adecuados para la protección contra sobrecargas medias mantenidas en el tiempo, pero son incapaces de detectar un incremento brusco y rápido de temperatura de los arrollamientos por efecto de fuertes sobreintensidades breves.

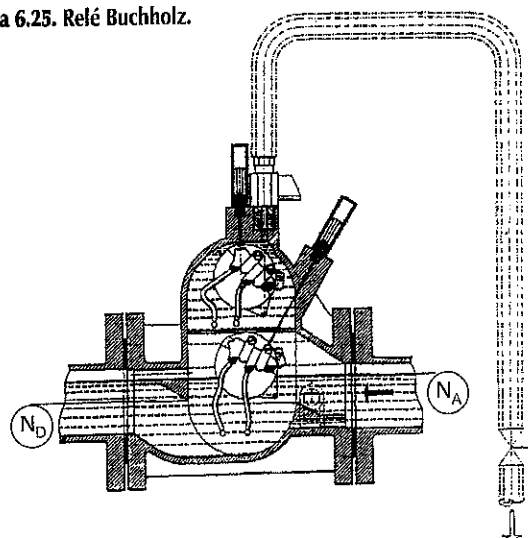
Para que estos equipos entren en acción tendremos que esperar que el calor producido por los arrollamientos del transformador logren la homogenización de la temperatura de la masa líquida del dieléctrico (se caracteriza por la constante de tiempo térmico del aparato). Este tiempo puede ser de 15 a 20 minutos para los transformadores de 1.000 kVA para un cortocircuito franco que se pueda producir en los bornes del secundario del transformador.

RELÉ BUCHHOLZ. Los incidentes eléctricos que puedan afectar a los bobinados sumergidos en aceite se traducen en un desprendimiento de gases cuya composición es función de la naturaleza de los aislantes líquidos sometidos a la acción del arco de defecto, (figura 6.25).

La primera acción del Buchholz es la recuperación de los gases producidos y la señalización de su aparición. Hay que tener en cuenta que al poner en servicio el transformador se pueden producir desprendimientos de burbujas internas de aire. Este aire proviene de pequeñas burbujas aprisionadas en los bobinados, los radiadores, los tubos y conductos de circulación o refrigeración. La elevación de la temperatura, las vibraciones, el movimiento circular del aceite, eliminan poco a poco estas burbujas de aire.

La presencia de un desprendimiento gaseoso no es pues criterio absoluto de incidente, es necesario determinar la naturaleza de los gases producidos para descubrir si se trata de un fenómeno de orden eléctrico.

Figura 6.25. Relé Buchholz.



El funcionamiento del mismo es el siguiente. Para permitir recoger la totalidad de los gases, el relé Buchholz ha de colocarse en el punto más alto del sistema a controlar, es decir, entre el tubo de salida del transformador y el depósito de expansión del mismo para que siempre esté lleno de aceite.

El interior del cuerpo del relé Buchholz tiene dos flotadores, el F1 situado en la parte superior y que sirve para dar la alarma previa y el F2 situado en la parte inferior del mismo y que da la orden de desconexión.

El flotador F1 es controlado por medio de un recinto transparente que nos da la información necesaria para ver el estado en que se encuentra.

Cualquier aumento de gases produce un basculamiento del flotador F1, conectando su contacto NA (normalmente abierto), con el consiguiente aviso. De forma similar y si el nivel del aceite baja hasta hacer actuar al flotador F2, el cual acciona su contacto NA y manda la señal a la bobina de emisión de corriente que lleva el interruptor automático para que proceda a la desconexión del transformador.

Es importante comprobar rápidamente la naturaleza del gas recogido en la parte alta del relé Buchholz para analizarlo, si el gas recogido no es combustible es porque se trata de aire, por lo que el transformador puede seguir en servicio. En caso de que la muestra de gases analizados sea inflamable nos indica que tiene un defecto importante, por lo que procederemos a poner fuera de servicio el mismo.

En los transformadores de llenado total los defectos internos son detectados por los siguientes dispositivos:

- Bloques de Protección DGPT, figura 6.26, este modelo, está equipado con las funciones de detección de gas, exceso de presión, termostato con dos puntos de regulación. Agrupa en un solo aparato las señalizaciones:

- | | |
|--------------------------|---|
| Por visión directa - | Ligero descenso de nivel.
Valor instantáneo de la temperatura del aceite de 40 °C a 120 °C. |
| Por contacto eléctrico - | Acumulación importante de gas.
Pérdida de dieléctrico.
Sobrepresión interna anormal.
Temperatura anormal del dieléctrico en dos niveles regulables entre 50 °C y 110 °C. |

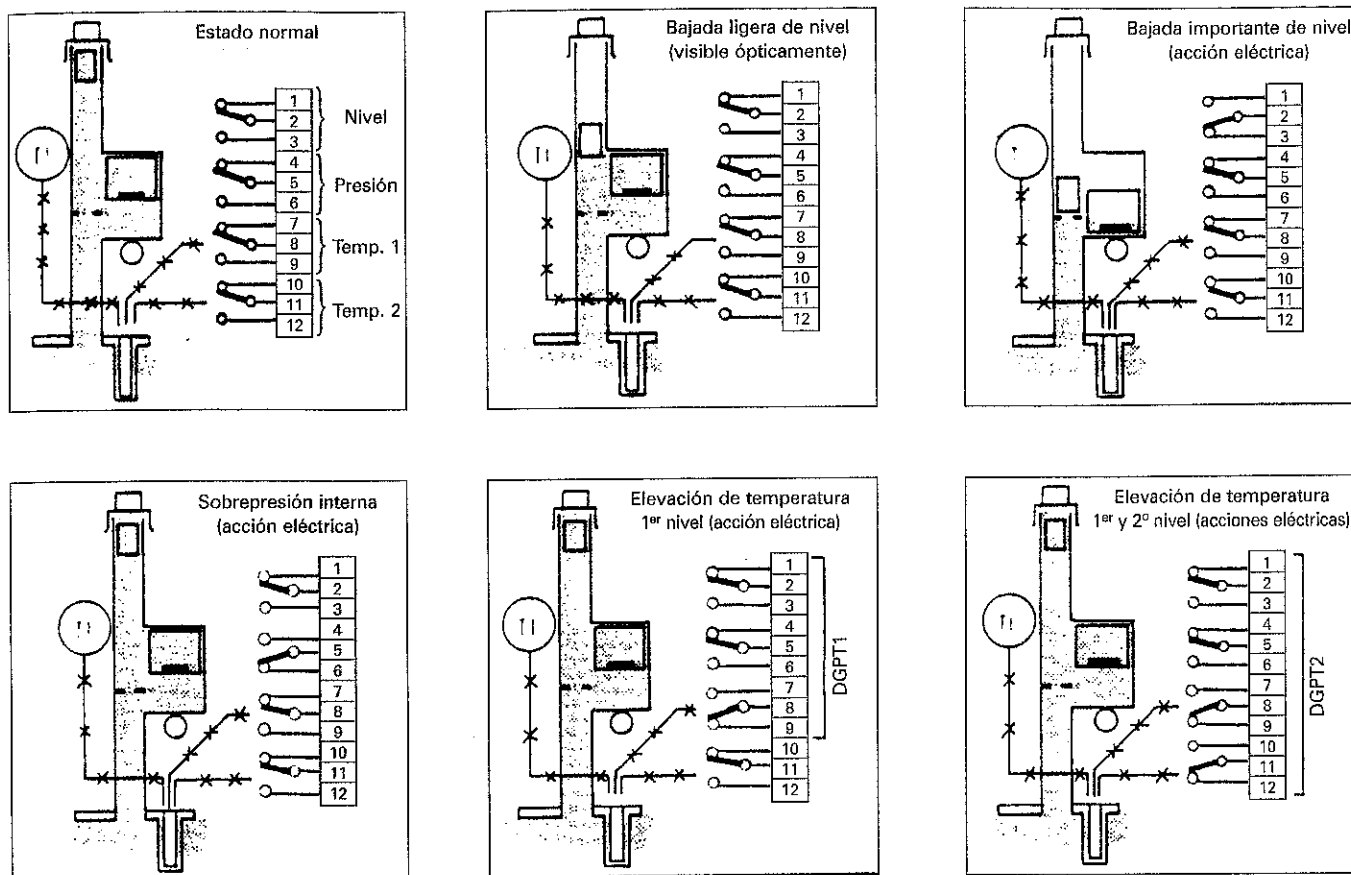


Figura 6.26. Esquemas de funcionamiento de los Bloques de Protección DGPT.

TRANSFORMADOR.- Es una máquina estática, de inducción electromagnética destinada a transformar un sistema de corrientes variables en otro de intensidades y tensiones generalmente distintas, pudiendo ser su aislamiento en aceite, (figura 6.27.a) o encapsulados en resina (figura 6.27.b).

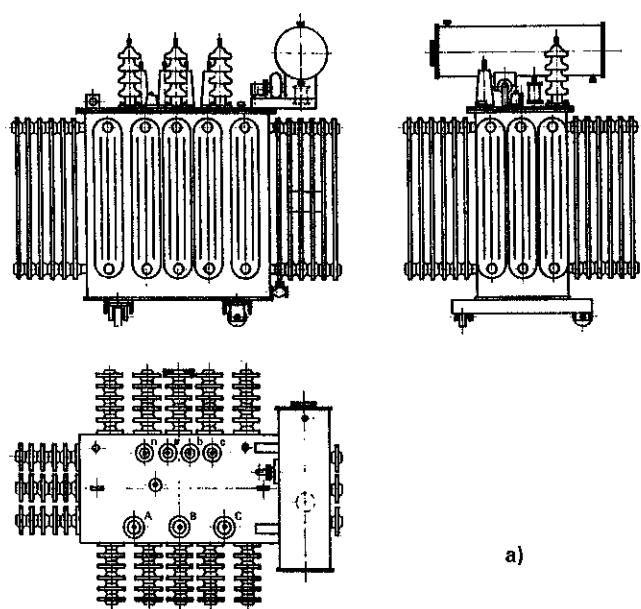


Figura 6.27. Transformador de Potencia.
a) En aceite.

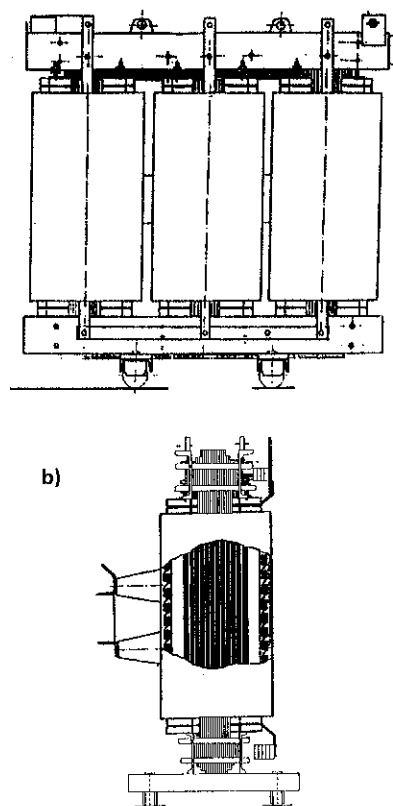


Figura 6.27. Transformador de Potencia.
b) Encapsulados en resina.

Para este caso de distribución de la energía eléctrica serán normalmente trifásicos, si bien se admiten bancos contruidos con tres transformadores monofásicos y excepcionalmente se admitirán transformadores monofásicos, siempre que su potencia sea inferior a 5 kVA.

Funcionando en vacío, es decir, sin carga, la relación de transformación entre las tensiones de fase del primario U_1 y del secundario U_2 es igual a la relación del número de espiras primarias N_1 y las secundarias N_2 :

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Sus características fundamentales son:

- Tensión Primaria, U_1 .
- Tensión Secundaria, U_2 .
- Grupo de Conexiones.
- Tensión de cortocircuito, u_{cc} .

Estas características deberán ser iguales en caso de trabajar dos o más transformadores en paralelo.

Las potencias unitarias recomendadas expresadas en kVA para transformadores de distribución son:

10 - 25 - 50 - 100 - 160 - 250 - 400 - 630 - 800 - 1.000

Para la instalación de centros de cliente las potencias de los transformadores además de las anteriores pueden llegar a ser, expresadas en kVA, de:

1.250 - 1.600 - 2.000 - 2.500

Todos los transformadores estarán provistos de un dispositivo de regulación $\pm 5\%$ de tensión.

Irán colocados sobre la tapa y actuarán sobre los arrollamientos de A.T., permitiéndose, únicamente, variar la relación de transformación estando el transformador desconectado.

Los tipos de transformadores son:

Clase B1 - Apto para alimentar redes a tensiones nominales de 220 V.

Clase B2 - Apto para alimentar redes a tensiones nominales de 380 V.

Los grupos de conexión más utilizados son:

Y zn 11 para transformadores de pequeña potencia de 25 a 100 kVA.

D yn 11 para todas las potencias de 160 a 1.000 kVA.

Índice de Conexión	Grupo de conexión C.E.I.	Grupo de conexión V.D.E.	Diagrama vectorial		Esquema de conexiones		Relación de transformación V_{UV}/V_{UV}
			Alta tensión	Baja tensión	Alta tensión	Baja tensión	
0	Dd0	A1					$\frac{n_1}{n_2}$
	Yy0	A2					$\frac{n_1}{n_2}$
	Dz0	A3					$\frac{2}{3} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
6	Dd6	B1					$\frac{n_1}{n_2}$
	Yy6	B2					$\frac{n_1}{n_2}$
	Dz6	B3					$\frac{2}{3} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
5	Dy5	C1					$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
	Yd5	C2					$\sqrt{3} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
	Yz5	C3					$\frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
11	Dy11	D1					$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
	Yd11	D2					$\sqrt{3} \cdot \frac{n_1}{n_2}$
	Yz11	D3					$\frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{n_1}{n_2}$

Tabla 6.11. Grupos de conexión. Designación de las conexiones de transformadores trifásicos con arrollamientos separados.

Siendo:

D = Conexión triángulo.

Y = Conexión estrella.

z = Conexión zig-zag.

n = Neutro accesible.

El desfase entre arrollamientos se expresa por un índice horario, figura 6.28, que es la hora indicada sobre el cuadrante de un reloj cuya aguja grande (aguja de los minutos) está a las 12 horas y coincide con el vector de la tensión entre el punto neutro (real o ficticio) y un borne de línea del arrollamiento de B.T.

TRANSFORMADORES DE MEDIDA. Son pequeños transformadores de aislamiento seco, que nos reproducen magnitudes proporcionales a las originales del circuito principal, tanto en intensidad como en tensión, figura 6.29.

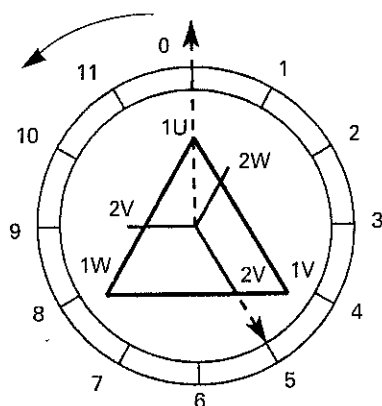


Figura 6.28. Índice horario.
Diagrama para la utilización de los grupos de conexión.

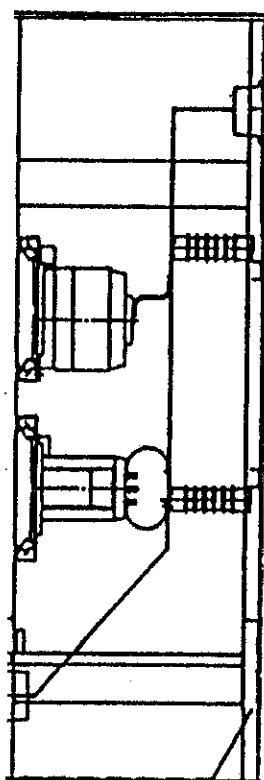


Figura 6.29. Transformadores de intensidad y de tensión colocados por este orden, de abajo hacia arriba en la celda de medida.

Los objetos principales de los transformadores de medida son:

- Aislar o separar los circuitos y aparatos de medida de la A.T., evitando accidentes.
- Evitar perturbaciones electromagnéticas de las corrientes elevadas y reducir las intensidades de cortocircuito a valores admisibles en delicados aparatos de medida.

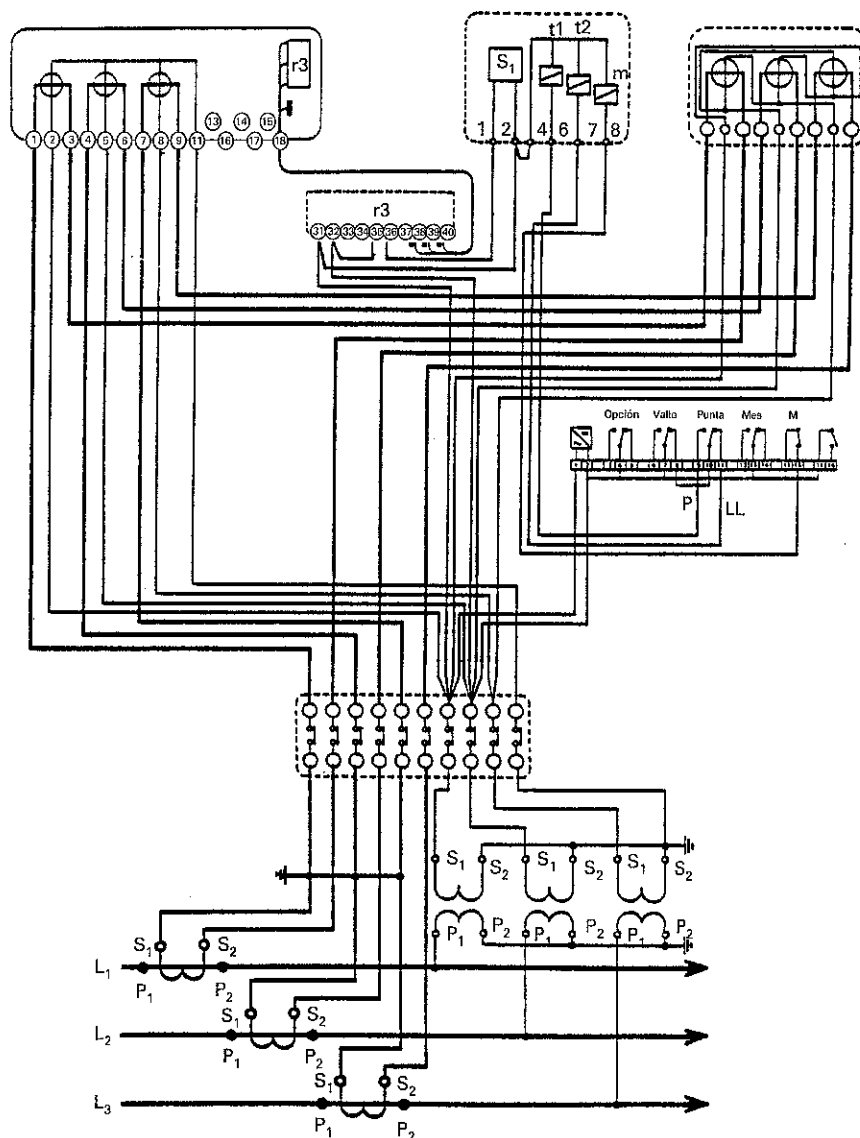
- Obtener magnitudes proporcionales de intensidad y tensión evitando dificultades para manejar tensiones e intensidades tan elevadas.

Las características de estos aparatos vendrán en función de las características de la red y del equipo de medida.

EQUIPOS DE MEDIDA. La necesidad de medir la energía eléctrica consumida por un cliente obliga a la instalación de un equipo de medida de energía eléctrica.

Éstos suelen estar compuestos por los siguientes aparatos:

- Contador de energía activa (simple, doble, triple tarifa, con o sin maxímetro).
- Contador de energía reactiva.
- Transformadores de intensidad.
- Transformadores de tensión.
- Placa de comprobación o DIOVA.
- Interruptor horario.



EQUIPO DE MEDIDA M.T. CONEXIÓN ESTRELLA
(CONTADOR DE ACTIVA CON EMISOR DE IMPULSOS)

Figura 6.30. Equipo para la medida de energía eléctrica en M.T.

6.5. Tomas de tierra

Todos los CENTROS DE TRANSFORMACIÓN estarán previstos de una instalación de puesta a tierra, con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la propia instalación. Este sistema de puesta a tierra (p.a.t.), complementada con los dispositivos de interrupción de corriente, deberá asegurar la descarga a tierra de la intensidad homopolar de defecto, contribuyendo a la eliminación del riesgo eléctrico debido a la aparición de tensiones peligrosas en el caso de contacto con las masas puestas en tensión.

El diseño en cada caso de las p.a.t. del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN se efectuará mediante la aplicación del documento UNESA "Método de Cálculo y Proyecto de Instalaciones de Puesta a Tierra para CENTROS DE TRANSFORMACIÓN conectados a Redes de Tercera Categoría".

De acuerdo con la instrucción MIE-RAT 13, apartado 6.1, se pondrán a la puestas a tierra de protección, todas las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente, pero puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones.

La instrucción MIE-RAT 13, apartado 6.2 dice: Se conectarán a la tierra de servicio los elementos de la instalación necesarios y entre ellos:

- Los Neutros de los transformadores.
- Los circuitos de B.T. de los transformadores de medida.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de p.a.t.
- Las autoválvulas, limitadores, descargadores, etc.

6.5.1. Sistemas de puesta a tierra

6.5.1.1. Instalación de tierra general

Cuando la tensión de defecto a tierra en el CENTRO DE TRANSFORMACIÓN no sea superior a 1.000 V se conectarán, a una instalación de tierra general (de protección y de servicio), los siguientes elementos:

- Masas de A.T.
- Masas de B.T.
- Envolturas o pantallas metálicas de los cables.
- Pantallas o enrejados de protección.
- Armaduras metálicas interiores de la edificación.
- Cuba metálica de los transformadores.
- Autoválvulas de A.T. y de B.T.
- Bornes de tierra de los detectores de tensión.
- Neutro de los transformadores.
- Bornes de p.a.t. de los dispositivos portátiles de p.a.t.
- Bornes de p.a.t. de los trafos de intensidad de B.T.

6.5.1.2. Instalaciones de tierras separadas

Cuando la tensión de defecto a tierra en el CENTRO DE TRANSFORMACIÓN sea superior a 1.000 V los neutros de los

transformadores, los bornes de p.a.t. de los trafos de intensidad de B.T. y las autoválvulas de B.T. segregados de la instalación de tierra general indicada en el apartado anterior, se unirán a una instalación de tierra separada, que se llamará de Neutro o de Servicio, la cual tendrá un valor de resistencia de p.a.t. tal, que la tensión transferida a la B.T. debida a la intensidad de defecto no sea superior a 1.000 V.

En función de las intensidades de defecto - I_d - y de la resistividad del terreno - ρ -, las distancias que como mínimo deben mantenerse entre las instalaciones de tierras separadas, se obtienen de la siguiente expresión:

$$D \geq \frac{\rho \cdot I_d}{2\pi \cdot U_i}$$

En donde:

D = Distancia en metros.

I_d = Intensidad de defectos en amperios.

ρ = Resistividad del terreno en Ωm .

U_i = 1.000 V.

6.5.1.3. Elementos constitutivos de los sistemas de puesta a tierra

Los elementos que constituyen el sistema de p.a.t. en el CENTRO DE TRANSFORMACIÓN son los siguientes:

- a) Líneas de Tierra.
- b) Electrodo de puesta a tierra.

Las **Líneas de tierra** estarán constituidas por conductores de cobre o su sección equivalente en otro tipo de material. En función de la I_d y la duración del mismo, las secciones (S) mínimas del conductor a emplear en cada línea de tierra a efectos de no alcanzar una temperatura elevada se deducen a partir de la expresión siguiente:

$$S \geq \frac{I_d}{\alpha} \sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}}$$

Siendo:

I_d = Intensidad de defecto en amperios.

t = Tiempo de duración de la falta en segundos.

α = Para $t < 5$ seg = 13 para conductor de cobre.

Para $t = 5$ seg = 4,5 para conductor de acero.

$\Delta\theta$ = 160 °C para conductor aislado.

180 °C para conductor desnudo.

Una vez calculada la sección, se elegirá de las normalizadas, el valor igual o inmediatamente superior al calculado.

Los conductores a utilizar cumplirán con la RU 3401 para los cables de cobre, UNE 21019 para cables de acero y UNE 36080 para los cables redondos de acero.

En el caso de tierras separadas, la línea de tierra de neutro estará aislada en todo su trayecto con un nivel de aislamiento de 10 kV a frecuencia industrial (1 minuto) y de 20 kV a impulso tipo rayo de onda 1,2/50 μs .

6.5.1.4. Electrodo de puesta a tierra

Estarán constituidos por cualquiera de los siguientes elementos:

- ⊙ Picas de acero con protección catódica y de acero-cobre. Figura 6.31.a.
- ⊙ Conductores enterrados horizontalmente, figura 6.31.b.

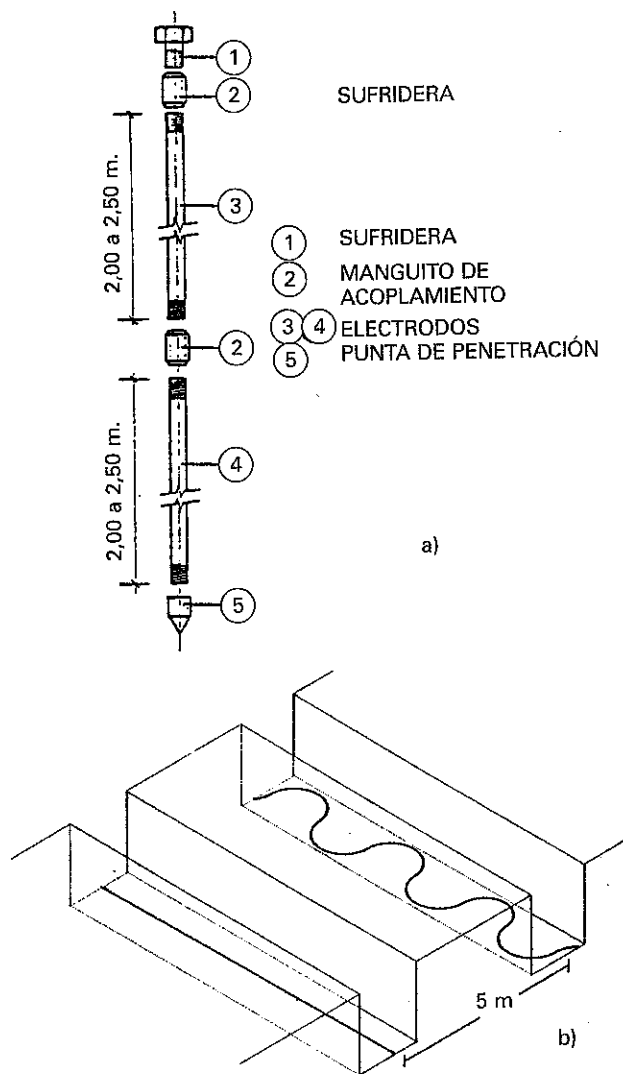


Figura 6.31. Electrodo de puesta a tierra. a) Picas. b) Conductores enterrados en horizontal.

6.5.1.5. Condiciones de instalaciones de los electrodos

Las picas se hincarán verticalmente quedando la parte superior a una profundidad no inferior a 0,5 m. En terrenos donde se prevean heladas, se aconseja una profundidad de 0,8 m.

Los electrodos horizontales se enterrarán a una profundidad igual a la parte superior de las picas.

El valor mínimo de la superficie total del electrodo será tal que la densidad de corriente disipada (que es igual al cociente entre la intensidad de defecto y la superficie total del electrodo de puesta a tierra) sea inferior al valor dado por la expresión:

$$\delta = \frac{11.600}{\sqrt{\rho \cdot t}}$$

En la que:

δ = Densidad de corriente disipada en A/m².

ρ = Resistividad del terreno en $\Omega \cdot m$.

t = Tiempo de duración del defecto en segundos.

6.5.1.6. Ejecución de la puesta a tierra

La base del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN estará rodeada por un electrodo horizontal, figura 6.32, de forma cuadrada o rectangular, constituido por los elementos descritos en el apartado 6.5.1.4 (electrodos de p.a.t.), complementados con un número suficiente de picas para conseguir la resistencia de tierra prevista.

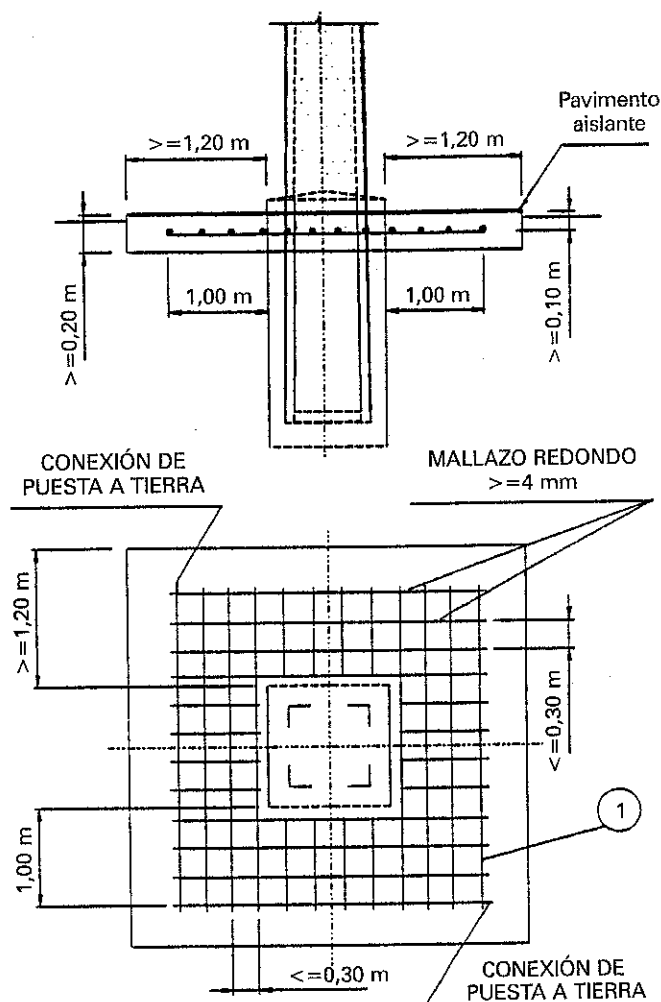


Figura 6.32. Plataforma equipotencial para CENTRO DE TRANSFORMACIÓN de interperie.

En el caso de emplear únicamente electrodos de pica, la separación entre ellos, será, a ser posible, superior a 1,5 veces la longitud de los mismos.

En la instalación de p.a.t. y elementos a ella conectados, se cumplirán las siguientes condiciones:

- a) Llevarán un borne accesible para la medida de la resistencia de tierra.

- b) Se unirán al conductor de la línea de tierra previsto en el punto 6.5.1.3. Líneas de tierra.
- c) Todos los elementos que constituyen la instalación de p.a.t., estarán protegidos, adecuadamente, contra deterioros por acciones mecánicas o de cualquier otra índole.
- d) Los elementos conectados a tierra, no estarán intercalados en el circuito como elementos eléctricos en serie, sino que su conexión al mismo se efectuará mediante derivaciones individuales.
- e) La resistencia eléctrica entre cualquier punto de la masa o cualquier elemento metálico unido a ella y el conductor de la línea de tierra, en el punto de penetración en el terreno, será tal que el producto de la misma por la intensidad de defecto máxima prevista en amperios sea igual o inferior a 50 V.
- f) No se unirá a la instalación de p.a.t., ningún elemento metálico situado en los paramentos exteriores del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (puertas, rejillas ventilación, estructuras, etc.).

En el caso de sistemas de p.a.t. separados, ambos estarán distanciados entre sí una longitud no inferior a las calculadas según el punto 6.5.1.2 (instalación de tierras separadas).

La línea de tierra del neutro de B.T., se instalará siempre, antes del dispositivo de seccionamiento de B.T. y preferentemente partiendo de la borna del neutro del transformador o junto a ella.

Los circuitos de p.a.t. del neutro, cumplirán las condiciones a) y c).

6.5.1.7. Medidas adicionales de seguridad para las tensiones de paso y contacto

Además de las resistencias de p.a.t. anteriormente exigidas, las instalaciones de tierra se han de realizar de forma que no se superen los valores de las tensiones máximas de paso y contacto peligrosas.

Se ha de tener en consideración el cuadro siguiente:

PROCEDIMIENTO	EFFECTOS SOBRE
1º) Reducir el valor de la resistencia de p.a.t., aumentando la longitud de electrodos y/o disminuyendo la resistividad del terreno.	Tensiones de paso y contacto.
2º) Realizar aceras aislantes de 1 m de anchura mínima.	Tensión de contacto.
3º) Situar el punto superior del electrodo a una profundidad superior a 0,80 m indicada en el punto 6.5.1.5.	Tensión de paso.
4º) Instalación de anillos difusores de dimensiones crecientes, enterrados en disposición piramidal.	Tensión de paso.

CENTROS			DESCRIPCION
TIPO	CARACTERISTICAS		
INTEMPERIE SOBRE APOYO	SEGURIDAD		• U_e y U_p SEGUN MIE RAT 13 ⁽¹⁾
	FORMA DEL ELECTRODO		• PROTECCION: BUCLE O COMBINACION BUCLES(S) Y PICAS ⁽²⁾
	LÍNEA DE TIERRA. MATERIAL		SERVICIO: PICA
INTEMPERIE COMPACTOS	MATERIAL DEL ELECTRODO		• PROTECCION: BAJADA COBRE AISLADO
	SEGURIDAD		UNION DESCARGADOR A CUBA TRAFOS CON COBRE DESNUDO
	FORMA DEL ELECTRODO		SERVICIO: COBRE AISLADO
PREFABRICADOS DE SUPERFICIE	MATERIAL DEL ELECTRODO		• PROTECCION: COBRE
	SEGURIDAD		SERVICIO: COBRE
	FORMA DEL ELECTRODO		• U_e y U_p SEGUN MIE RAT 13 ⁽¹⁾
PREFABRICADOS SUBTERRANEOS	LÍNEA DE TIERRA. MATERIAL		• PROTECCION: BUCLE O COMBINACION BUCLES(S) Y PICAS
	MATERIAL DEL ELECTRODO		SERVICIO: PICA
	SEGURIDAD		• PROTECCION: COBRE DESNUDO
EN EDIFICIOS DE OTROS USOS	FORMA DEL ELECTRODO		SERVICIO: COBRE AISLADO
	LÍNEA DE TIERRA. MATERIAL		• PROTECCION: COBRE o HIERRO/ACERO + ANODO DE ZINC
	MATERIAL DEL ELECTRODO		SERVICIO: COBRE o HIERRO/ACERO + ANODO DE ZINC

(1) U_e y U_p Tensiones de Contacto y de Paso

(2) En zonas con frecuentes descargas atmosféricas, disposición complementaria a base de conductores radiales enterrados horizontalmente.

SECCION DE MATERIALES		
LÍNEA DE TIERRA		COBRE AISLADO: 50 mm ² DE SECCIÓN, U_n 0,6/1 kV COBRE DESNUDO: 50 mm ² DE SECCIÓN
ELECTRODO DE PaT	BUCLE	COBRE: 50 mm ² DE SECCIÓN HIERRO: 16 mm DE DIÁMETRO
	PICAS	COBRE: 14,6 mm DE DIÁMETRO Y 2 m DE LONGITUD HIERRO: 20 mm DE DIÁMETRO Y 2 m DE LONGITUD

6.6. Potencia de cortocircuito. Cálculo

Cualquier instalación debe estar protegida contra cortocircuitos y ello, salvo excepción, repetirse cada vez que se presenta una discontinuidad eléctrica que corresponde casi siempre a un cambio en la sección de los conductores. La intensidad de la corriente de cortocircuito debe calcularse a los diferentes niveles de la instalación; esto es, para poder determinar las características del material que deberá soportar y/o cortar en su caso la corriente de defecto.

En la figura 6.33 se muestra un organigrama del camino que conduce a las diferentes corrientes de cortocircuito y los parámetros que intervienen para la utilización de los diferentes dispositivos de protección.

Las I_{cc} según los diferentes tipos de cortocircuito quedan reflejados en la figura 6.34.

La potencia de cortocircuito en un punto dependerá de su situación respecto de los alimentadores y estará limitada por las impedancias de las líneas y las de los transformadores.

Para un fácil entendimiento del mismo, realizaremos un procedimiento que facilita el cálculo de la potencia de cortocircuito en las redes de distribución de M.T.

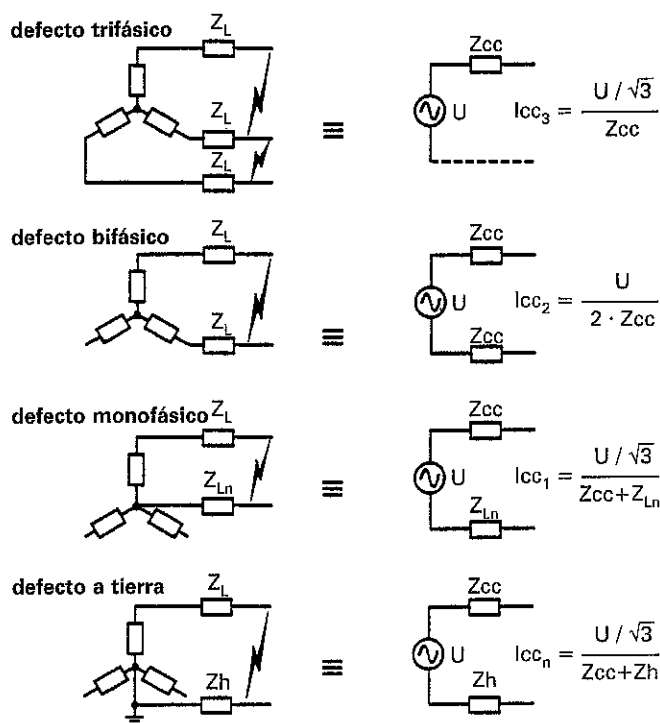


Figura 6.34. Diferentes tipos de corrientes de cortocircuito y esquema equivalente.

6

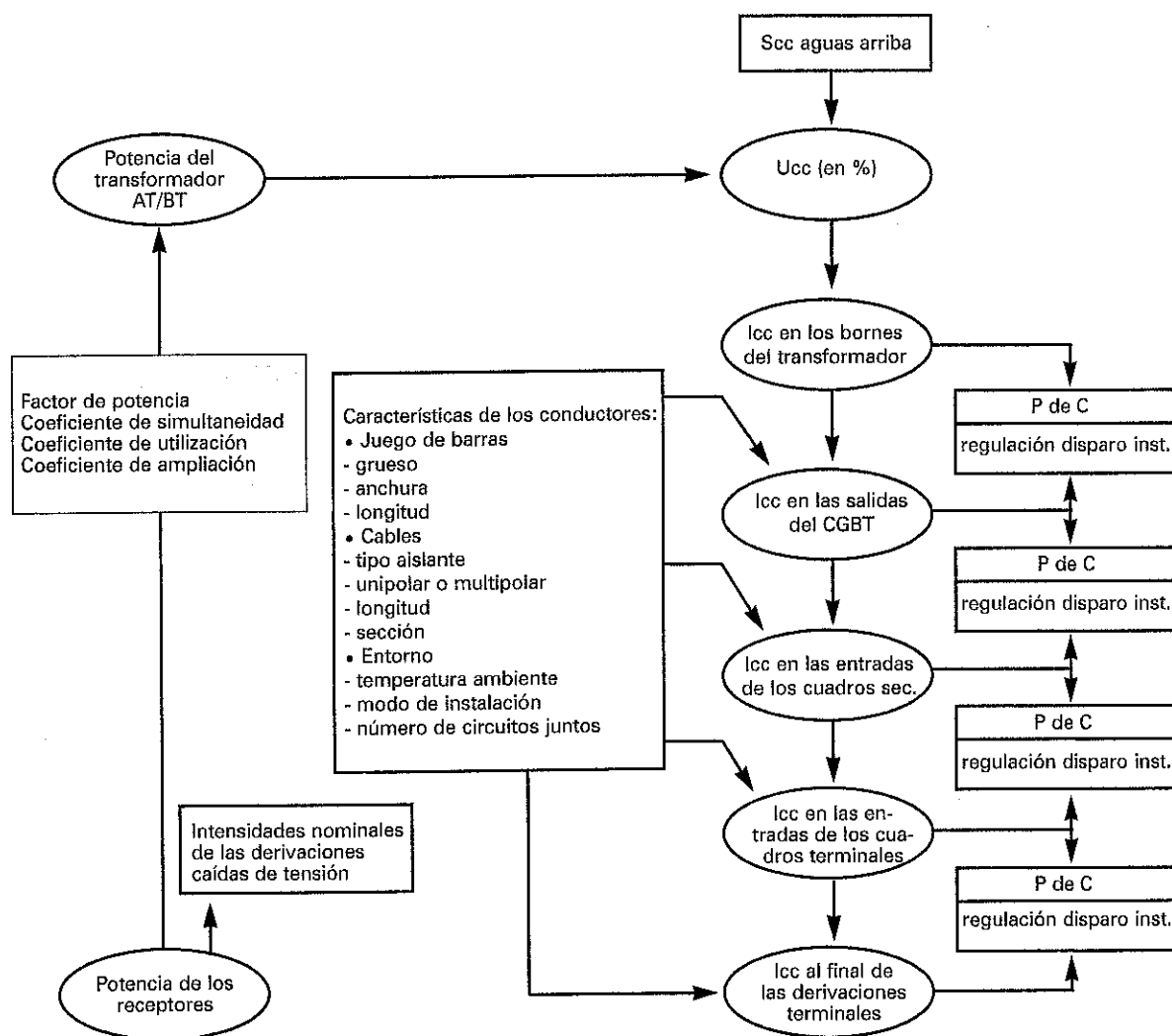


Figura 6.33. Procedimiento de cálculo de la Icc para la concepción de una instalación.

Las impedancias de los transformadores y máquinas rotativas suelen darse en tanto por ciento (en su propia base) y las líneas en $\Omega \cdot \text{km}$.

Para las líneas, la relación que liga las dos notaciones, en el supuesto de considerar nula la resistencia, es:

$$X\% = \frac{100 \cdot X_L \cdot P}{U^2}$$

Siendo:

$X\%$ = Reactancia reducida de la línea, en %.

X_L = Reactancia de la línea, en Ω .

P = Potencia base, en MVA.

U = Tensión compuesta, en kV.

Para los transformadores y máquinas rotativas, las reactancias porcentuales se determinan de la siguiente manera:

$$X\% = \frac{X_T \% \cdot P}{P_T}$$

Siendo:

$X\%$ = Reactancia reducida del transformador o máquina rotativa, en %.

$X_T\%$ = Reactancia del transformador o máquina rotativa, en % en su propia base (P_T).

P_T = Potencia del transformador o máquina rotativa, en MVA.

P = Potencia base, en MVA.

En cualquier caso, la relación entre la P_{cc} y la reactancia porcentual reducida será:

$$P_{cc} = \frac{100 \cdot P}{X_R \%}$$

Siendo:

P_{cc} = Potencia de cortocircuito, en MVA.

P = Potencia base, en MVA.

$X_R\%$ = Reactancia porcentual reducida.

Ejemplo de cálculo:

En una red como la representada en la figura 6.35, queremos calcular la P_{cc} y la I_{cc} que se produce en el punto A.

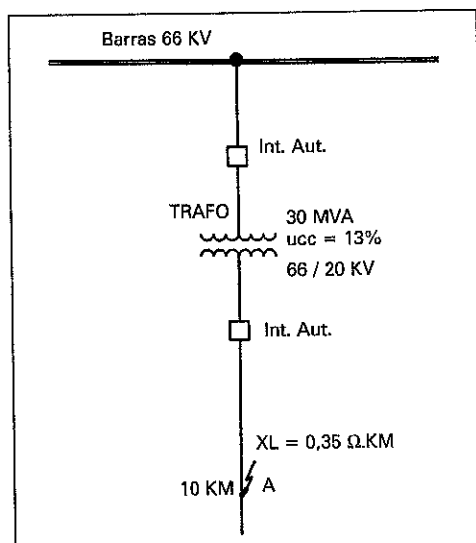


Figura 6.35. Datos y esquema del problema propuesto.

Si tomamos como potencia base, $P = 100 \text{ MVA}$.

Lo primero que haremos será obtener las diversas reactancias (red, trafo, línea).

La reactancia de la red la obtendremos de la siguiente forma:

$$X_R = \frac{100 \cdot P}{P_{cc}} = \frac{100 \times 110}{1.000} = 10\%$$

La reactancia del transformador, la obtendremos:

$$X_{eT} = \frac{X_T \% \cdot P}{P_T} = \frac{13 \times 100}{30} = 43,3\%$$

La reactancia de la línea será:

$$X_{eL} = \frac{100 \cdot X_L \cdot P}{U^2} = \frac{100 \times (0,35 \times 10) \times 100}{20^2} = 43,3\%$$

Con lo que la reactancia porcentual reducida, será de:

$$X_R \% = 10 + 43,3 + 87,5 = 140,8\%.$$

La P_{cc} que tendremos en el punto A, será de:

$$P_{cc} = \frac{100 \cdot P}{X_R \%} = \frac{100 \times 100}{140,8} = 71 \text{ MVA}$$

Y por tanto la I_{cc} será de:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{71}{1,73 \times 20} = 2,05 \text{ KA}$$

6.7. Maniobras en un centro de transformación

6.7.1. Instrucciones para maniobras

Antes de realizar una maniobra, habrá que tener en cuenta las siguientes premisas:

- 1ª) No accionar **nunca** un **seccionador** en carga.
- 2ª) Siempre que tengamos que **cortar servicio** en un circuito en carga, se deberá **accionar primeramente** el interruptor de apertura de carga o el **interruptor automático**.
- 3ª) **Antes de cerrar** un seccionador de puesta a tierra (p.a.t.) **comprobar la ausencia de tensión**.
- 4ª) **Antes de reestablecer servicio** en un circuito, comprobar que están **abiertos los seccionadores** de p.a.t.
- 5ª) Familiarizarse con el centro y **observar detenidamente la señalización** si es que la hay.
- 6ª) Utilizar el **material de seguridad** necesario en cada maniobra.

Todas ellas deberán hacerse extensivas a todos los tipos de centros y siempre que sea necesaria la realización de una maniobra, complementándose en cada caso con las instrucciones particulares de cada aparato.

6.7.2. Modo de reponer un fusible

Siempre que tengamos que actuar en la celda de protección de transformador para la reposición de fusibles, bien por haberse fundido o simplemente para sustituir éstos por otros de distinto tipo o calibre, se deberá actuar del siguiente modo:

- 1º) Abrir el interruptor de protección. En caso de ser por fusión de uno de los fusibles, al ser automático este aparato, deberá estar abierto.
- 2º) Abrir el seccionador tripolar correspondiente a la celda de protección, con lo cual independizaremos el interruptor de protección del barraje, que está en tensión, y nos proporciona un corte visible. ¡Ojo! a las posibles tensiones de retorno, deberemos, igualmente, abrir el interruptor automático del cuadro de B.T., para evitar alimentaciones por el lado de baja procedentes de grupos electrógenos, etc.
- 3º) Comprobar la ausencia de tensión.
- 4º) Conexionar el seccionador de p.a.t. en caso de existir o descargar el circuito a tierra por medio de una pértiga.
- 5º) Apertura de la celda y reposición de los fusibles.

En todas estas operaciones deberán tomarse las medidas de seguridad necesarias y utilizar el material adecuado.

6.7.3. Rearme de relés

En los interruptores de protección, el accionamiento automático se realiza en muchas ocasiones, por medio de relés directos de A.T.

Rearmar el relé es ponerle en posición tal, que no dé orden de apertura al interruptor en caso de cerrarle sobre un circuito sin avería ni sobrecarga.

Podemos distinguir dos casos de rearme:

- ⊗ Automático al accionar el aparato.
- ⊗ Manual.

Si un aparato, con rearme manual, ha sido accionado por los relés, de no rearmar éstos, el aparato volverá a abrir inmediatamente de accionarle o en algunos casos se quedará bloqueado hasta que sean rearmados los relés.

Algunas veces, en caso de rearme automático, el aparato al accionarle dispara. En estas circunstancias se deberá actuar levemente, por medio de la pértiga de maniobra, sobre el dispositivo de accionamiento del relé, pero en sentido contrario al que nos produce el disparo. Realizada esta operación, se podrá accionar de nuevo el interruptor, comprobando que queda en posición de cerrado.

Otro relé a rearmar es el del cuadro de B.T., si el accionamiento es por bobinas de disparo, en caso de montarlo.

Cuando la apertura del interruptor se ha producido por accionamiento de la bobina, se deberá reponer el relé situado en el cuadro de B.T. Lleva bandera señalizadora.

6.7.4. Maniobra en la celda de interruptor

Cuando el circuito que alimenta al centro está de paso, es decir, continúa a otros centros, la celda del interruptor deberá

colocarse como celda de salida respecto al funcionamiento habitual del mismo. La razón es que al tener que cortar el servicio en ese circuito a partir de dicho centro, éste no se quede sin alimentación en ningún momento.

El proceso de realización de la maniobra es el siguiente:

- 1º) Abrir el interruptor-seccionador o interruptor.
- 2º) Abrir el seccionador tripolar, intercalado entre el interruptor y el barraje.

En caso de ser necesario entrar a la celda, se deberá comprobar:

- ⊗ Ausencia de tensión.
- ⊗ Descargar el cable a tierra por medio del seccionador de p.a.t. o con la pértiga de p.a.t.

Si al comprobar la ausencia de tensión detectamos que sí hay tensión, se deberá ir al centro del que procede dicho cable, accionando el aparato correspondiente a la celda de salida del mismo.

Comprobar de nuevo la ausencia de tensión, descargar el cable y realizar las operaciones previstas.

Se deberá utilizar el material de seguridad necesario, como pértiga detectora de tensión con su comprobador, banqueta, guantes, gafas, casco, etc.

6.7.5. Maniobra en la celda del seccionador

Al igual que en el aparato anterior, con el circuito de paso, esta celda de seccionador se colocará en el cable de llegada.

Puede darse el caso de que interese montar en esta celda un interruptor de apertura en carga por el modo de explotación.

El proceso de realización de la maniobra en esta celda será el siguiente:

- 1º) Comprobar que no existe carga en el circuito que es alimentado a partir de esta celda. Se tendrá seguridad de ello cuando:
 - ⊗ El interruptor de protección esté abierto.
 - ⊗ El interruptor de la celda de salida esté abierto.

- 2º) Abrir el seccionador tripolar.

Antes de entrar a la celda se deberán tomar las medidas indicadas en el apartado anterior, que son:

- ⊗ Comprobar la ausencia de tensión.
- ⊗ Descargar el cable a tierra.

6.7.6. Condena de aparatos

Todos los aparatos de maniobra deberán tener dispositivos para ser condenados, tanto en posición "abierto" como en posición "cerrado". De igual modo sucederá con las puertas y paneles de acceso a las celdas. Estos dispositivos podrán ser cerraduras, candados, etc.

6.7.7. Enclavamientos

Todas las celdas de maniobra podrán estar dotadas de estos enclavamientos, en particular las celdas de tipo prefabricado.

Son de tipo mecánico y tienen por finalidad evitar accidentes o falsas maniobras, obligando a que en todo momento la secuencia de maniobras sea la correcta entre:

- Interruptor.
- Seccionador.
- Pantalla seccionadora aislante.
- Puerta de acceso.
- Seccionador de p.a.t.

A continuación, se muestra un cuadro con las posibilidades de accionamiento en celdas con enclavamientos. Todos los elementos o aparatos expresados se consideran montados en la misma celda. Si en algún caso alguno no existiese, no se tendrá en cuenta la columna o fila correspondiente.

Este cuadro indica los enclavamientos posibles de modo general, debiéndose, posteriormente, ajustar cada uno a cada caso.

6.7.8. Comprobación de la concordancia de fases

Antes de realizar una maniobra de acoplamiento entre dos circuitos, bien en una celda o en un cuadro de distribución, se deberá comprobar que se corresponden las fases. A esto se le denomina "Concordancia de Fases".

Esta concordancia se realiza por medio de unos pilotos señalizadores de tensión (Pilotos de Neón) conectados al circuito por medio de unos divisores capacitivos, como se indica en la figura 6.36, montados sobre aisladores.

Para la comprobación de concordancia de fases se deberá operar del modo siguiente:

- En celdas prefabricadas. Se utilizará un piloto señalizador de tensión con unos conductores y terminales de conexión, como se indica en la figura 6.37.

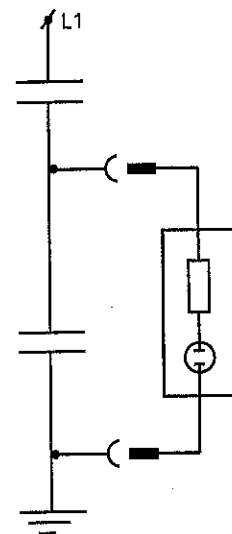


Figura 6.36. Pilotos señalizadores de neón.

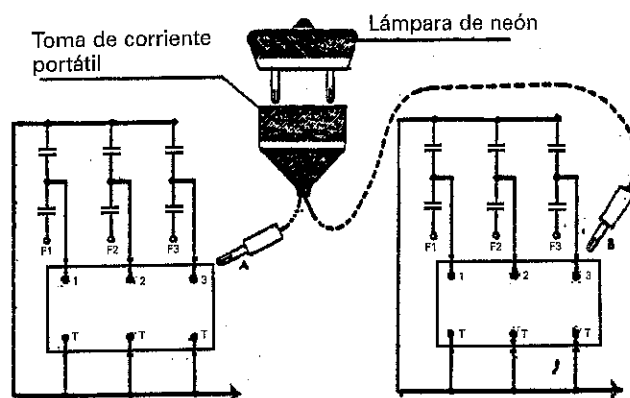


Figura 6.37. Esquema de principio.

Después, sucesivamente, conectar la clavija A en la borna L1 de la primera celda y la clavija B en la borna L1 de la segunda celda y así para las fases L2 y L3.

Si la lámpara queda apagada, las dos entradas están en fase.

Si la lámpara no queda apagada, las dos entradas están en discordancia de fases.

ELEMENTO A ACCIONAR	Celda con tensión	POSICIÓN DEL RESTO DE LOS APARATOS									
		secc. abierto	secc. cerrado	interr. abierto	interr. cerrado	con pantalla	sin pantalla	puerta abierta	puerta cerrada	secc. tierra abierta	secc. tierra cerrada
SECCIONADOR	X			X			X		X	X	
INTERRUPTOR	X	X	X				X		X	X	
PANTALLA	X	X		X					X	X	
PUERTA		X		X		X					X
SECC. TIERRAS		X		X		X		X	X		

X = Si se puede accionar el aparato. -- = No se puede accionar el aparato.

Cuadro 6.1. Cuadro de accionamiento de aparatos en celdas de enclavamiento.

- En celdas de tipo convencional, sin divisores capacitivos. En este caso se realizará la misma operación con unas pértigas para comprobación de concordancia de fases. Estas pértigas están unidas por medio de un conductor y una de ellas lleva el piloto señalizador incorporado.

Las operaciones para la comprobación de fases son idénticas a las descritas en el caso anterior, únicamente se deberá indicar que estas últimas se realizan en una misma celda y comprobando entre los bornes de un mismo seccionador, como se aprecia en la figura 6.38.

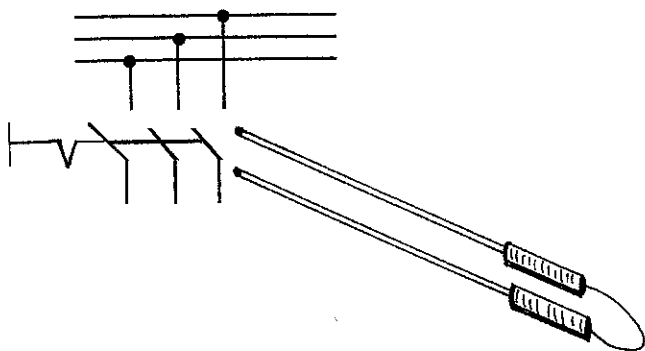


Figura 6.38. Comprobación de concordancia de fases en celdas de tipo convencional.

Posteriormente a la comprobación, en caso de que haya concordancia de fases, se realizará la maniobra de acoplamiento.

Si no hubiera concordancia se procedería a intercambiar los puntos de conexión al barraje hasta conseguir dicha concordancia.

Esta operación es necesario realizarla siempre que se ponen en funcionamiento nuevas instalaciones o siempre que se repare una avería que pueda dar lugar a un intercambio de fases.

6.8. Evolución de los centros de transformación

Al principio, los CENTROS DE TRANSFORMACIÓN se ubicaban en casetas confeccionadas con ladrillos macizos y cuyos muros tenían que tener un pie (30 cm aprox.) y estar unidos éstos con mortero de cemento.

Las distancias que tenían y que debían conservarse entre los conductores de M.T. eran de:

- 30 cm entre partes activas.
- 22 cm entre éstas y tierra.

La aparamenta se sujetaba a la pared con perfil de hierro en U de 6 cm como mínimo, y la protección de los diferentes elementos de corte se realizaba a base de chapa metálica, excepto en las celdas de los transformadores que tenían que ser de rejilla metálica con una luz de 2 cm² como máximo.

Igualmente, era obligatorio el dejar pozos de 0,80 m de diámetro y de 2 m de profundidad para la recogida del aceite.

Los seccionadores tripolares que se instalaban en las celdas de entrada y salida eran del tipo SL-5S de 400 A y los ruptores para maniobras eran del tipo RA-5S o similares, dotados ambos con mando y estribo para su control.

Los interruptores automáticos instalados como protección general del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN de abonado eran de p.v.a. dotados con relés directos y previstos para una P_{cc} de 350 MVA. Figura 6.39.

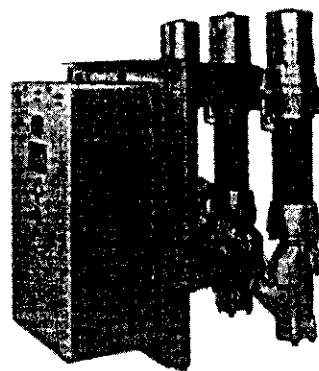


Figura 6.39. Interruptor automático de p.v.a.

Para la protección de las máquinas (transformadores) se instalaban Ruptofusibles del tipo RAF-5S, dotados con relés directos y fusibles de a.p.r., figura 6.40.

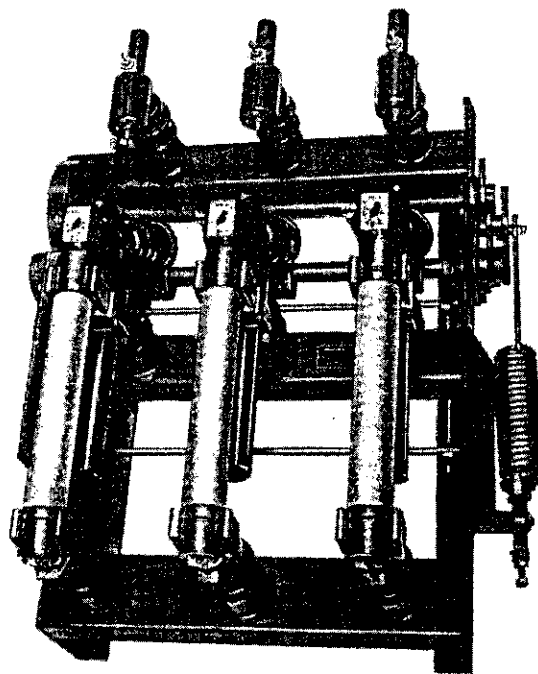


Figura 6.40. Ruptofusible.

Aunque en la actualidad existen todavía muchos CENTROS DE TRANSFORMACIÓN del tipo convencional dotados con estos equipos, son muy pocas empresas a nivel de cliente las que montan este tipo de centros. Los grandes avances producidos a nivel tecnológico y el elevado coste del terreno han llevado a los fabricantes de aparamenta eléctrica así como a las E.S.E. a la fabricación y demanda de equipos cuyo volumen sea muy inferior que los anteriores.

Hoy en día los CENTROS DE TRANSFORMACIÓN van equipados con celdas modulares donde van alojados los componentes necesarios para el mismo. Figura 6.41.

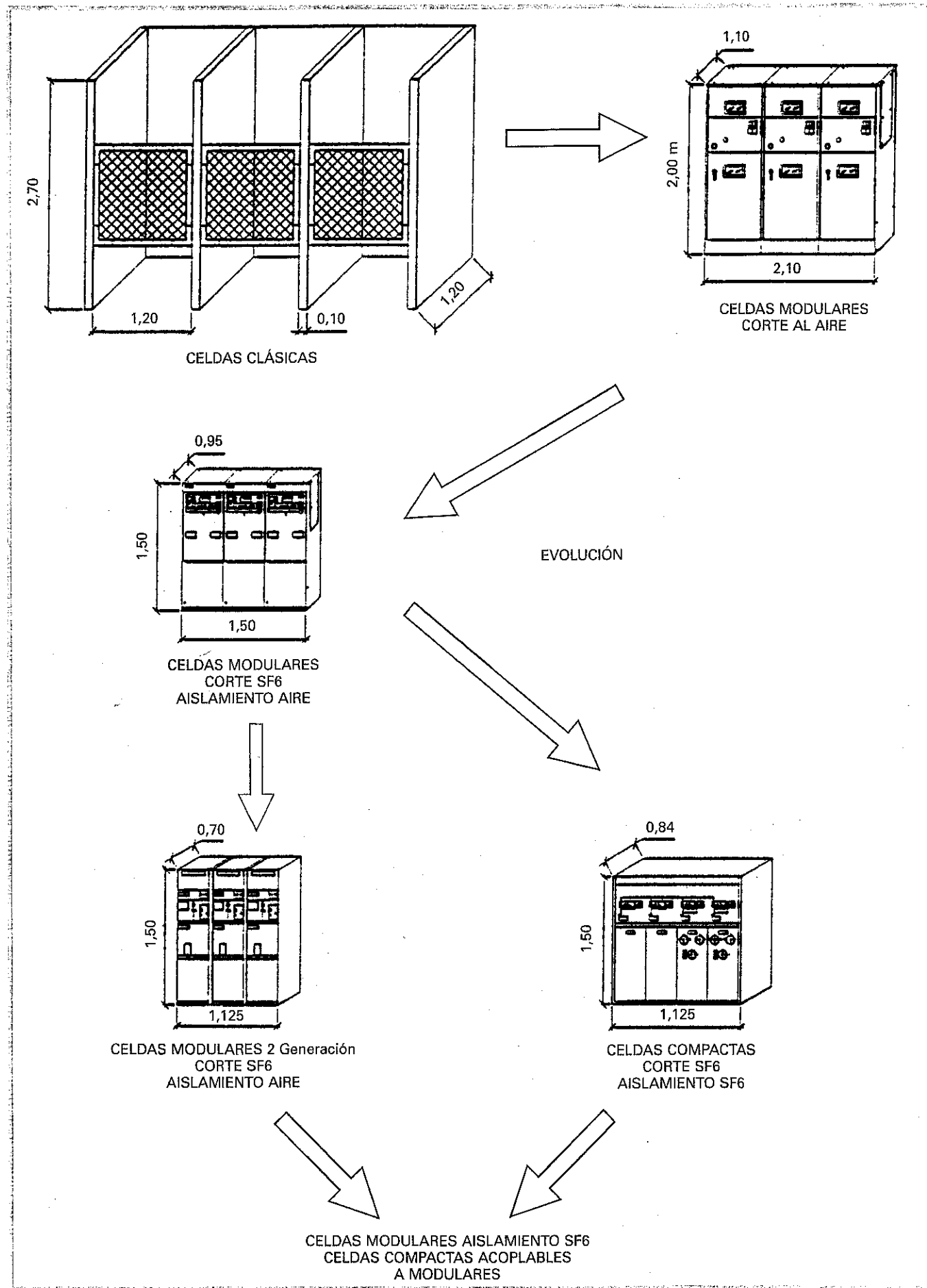


Figura 6.41. Evolución de las celdas de M.T. en relación a la reducción de sus volúmenes.

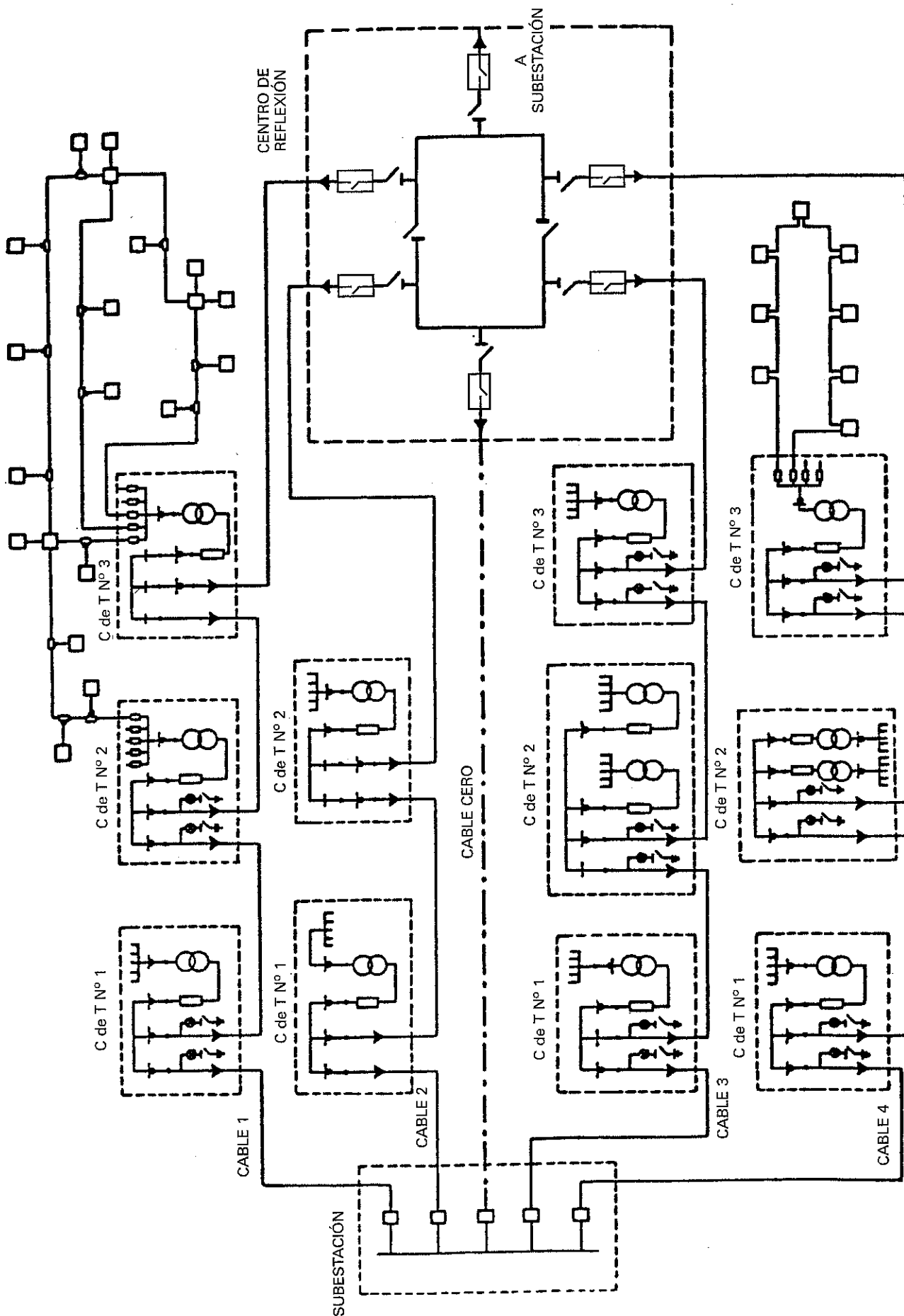


Figura 6.42. Configuración típica de una red de CENTRO DE TRANSFORMACIÓN en una gran urbe.

El elevado número de CENTROS DE TRANSFORMACIÓN que existen en una gran ciudad, figura 6.42, hacen que sea necesario un control centralizado de los mismos.

Los sistemas de telecontrol de la red de distribución se componen, básicamente, de los siguientes elementos:

- Estación Central o Puesto de Control, figura 6.43.
- Acoplamiento de señal.
- Equipo de línea.
- Terminales.
- Equipos para interior.
- Equipos para exterior.

Las comunicaciones se realizan por medio de módem (teléfono o radio), radio, fibra óptica, onda portadora, etc.

La funcionalidad del Puesto de Control será:

- La Visión global de los CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (mapa geográfico o unifilar).
- El estado y mando de los interruptores.
- La visualización de las alarmas locales (CENTROS DE TRANSFORMACIÓN) y globales (zona). Medidas, etc.
- Visualización medida a nivel de Celda y a nivel de Centro.
- Edición de Centros (añadir/borrar celdas, etc.).
- Registro de Eventos (ficheros/impresora).
- Distintos protocolos (PID1, CCPCOM, etc.).

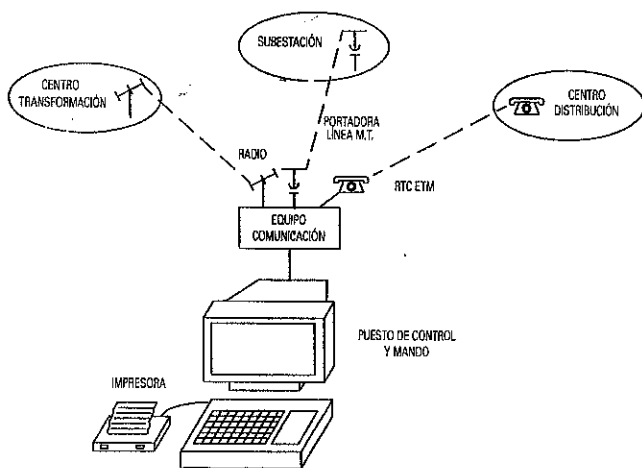


Figura 6.43. Configuración mínima de un Puesto de Control.

6.9. Operaciones previas a la puesta en servicio de un centro de transformación

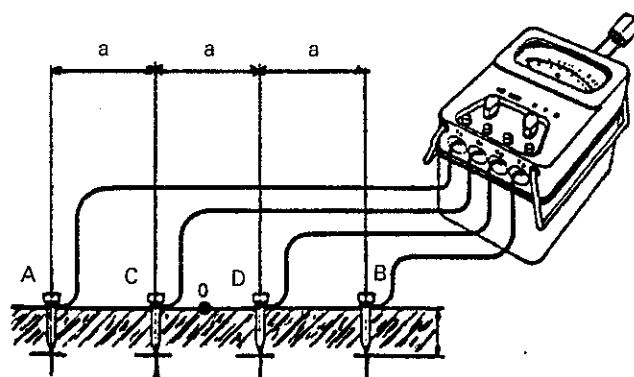
Antes de la puesta en servicio de una instalación habrá que revisar los siguientes puntos:

- Revisión de normas de explotación.
- Comprobar los circuitos y tomas de tierra.

- Limpieza de todas las instalaciones, aisladores, soportes, etc.
- Revisión de normas, de los manuales de cada aparato a poner en servicio.
- Comprobar antes de poner en servicio el buen funcionamiento de los dispositivos de mando y enclavamiento de los aparatos, haciendo todas las maniobras que se realizarán en el funcionamiento habitual.
- Limpieza y revisión de todos los contactos.
- Comprobar que los contactos de los aparatos están perfectamente limpios y a la presión adecuada.
- Comprobar que las conexiones del barraje y aparatos están bien realizadas y apretadas y que no hay peligro de cortocircuito entre barras.
- Asegurarse del buen aislamiento eléctrico de la instalación y verificar que las condiciones de explotación son acordes con las prescripciones reglamentarias.
- En el caso de los transformadores, observar el nivel del aceite.

También hay que llevar a cabo las siguientes medidas:

- Medida de la Resistividad del terreno, figura 6.44.



a metros	b metros	R ohmios	R ohmios/metro
2	1,5	90	1.131
4	3	21,5	540
8	6	10	502
12	9	5,5	415
24	18	3	452
40	30	2	502
49,2	37,5	1,5	463

Figura 6.44. Forma de realizar la medida de la resistividad del terreno.

a) Esquema. b) Tabla de variación de la resistividad en función de la profundidad.

- Medidas de las Tensiones de Paso y Contacto, así como el valor de la Resistencia a Tierra, figuras 6.45, 6.46 y 6.47.
- Medida del Tarado de los relés y del tiempo de actuación, fig. 6.48.

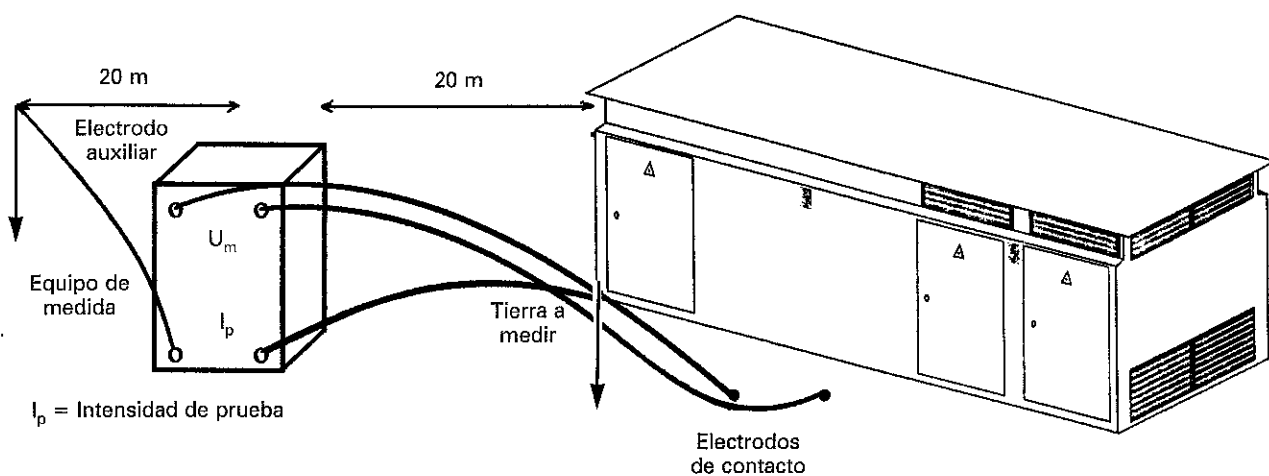


Figura 6.45. Medida de la tensión de paso.

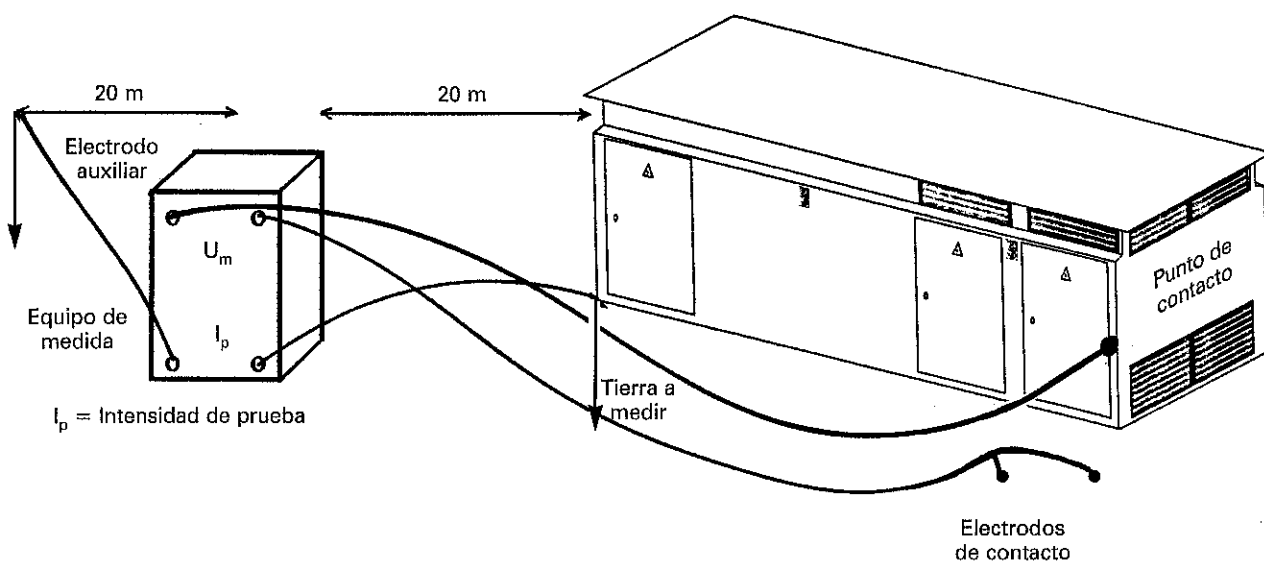


Figura 6.46. Medida de la tensión de contacto.

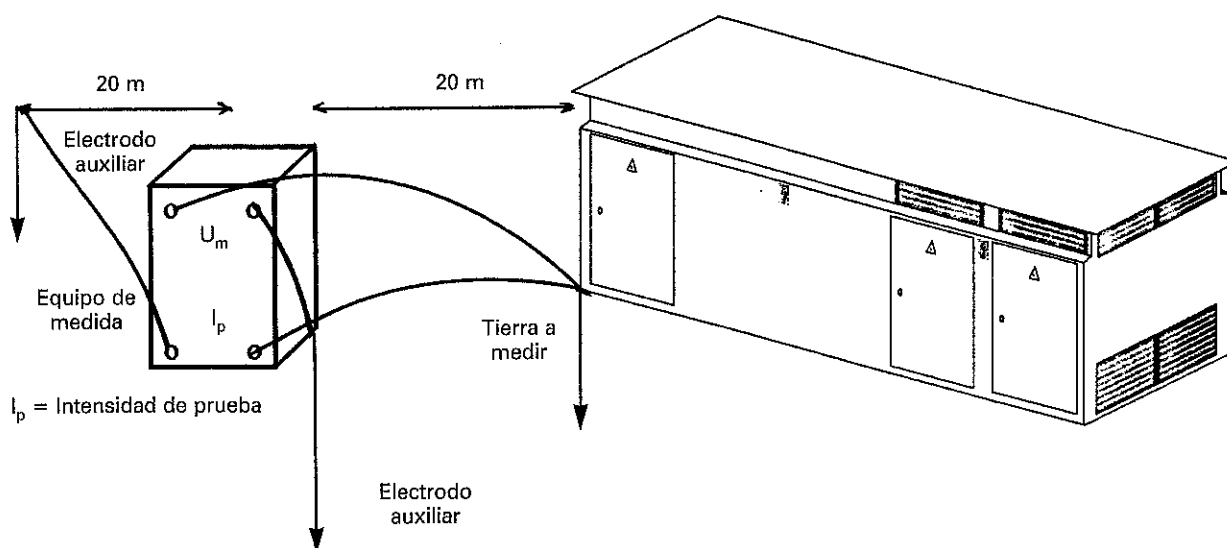
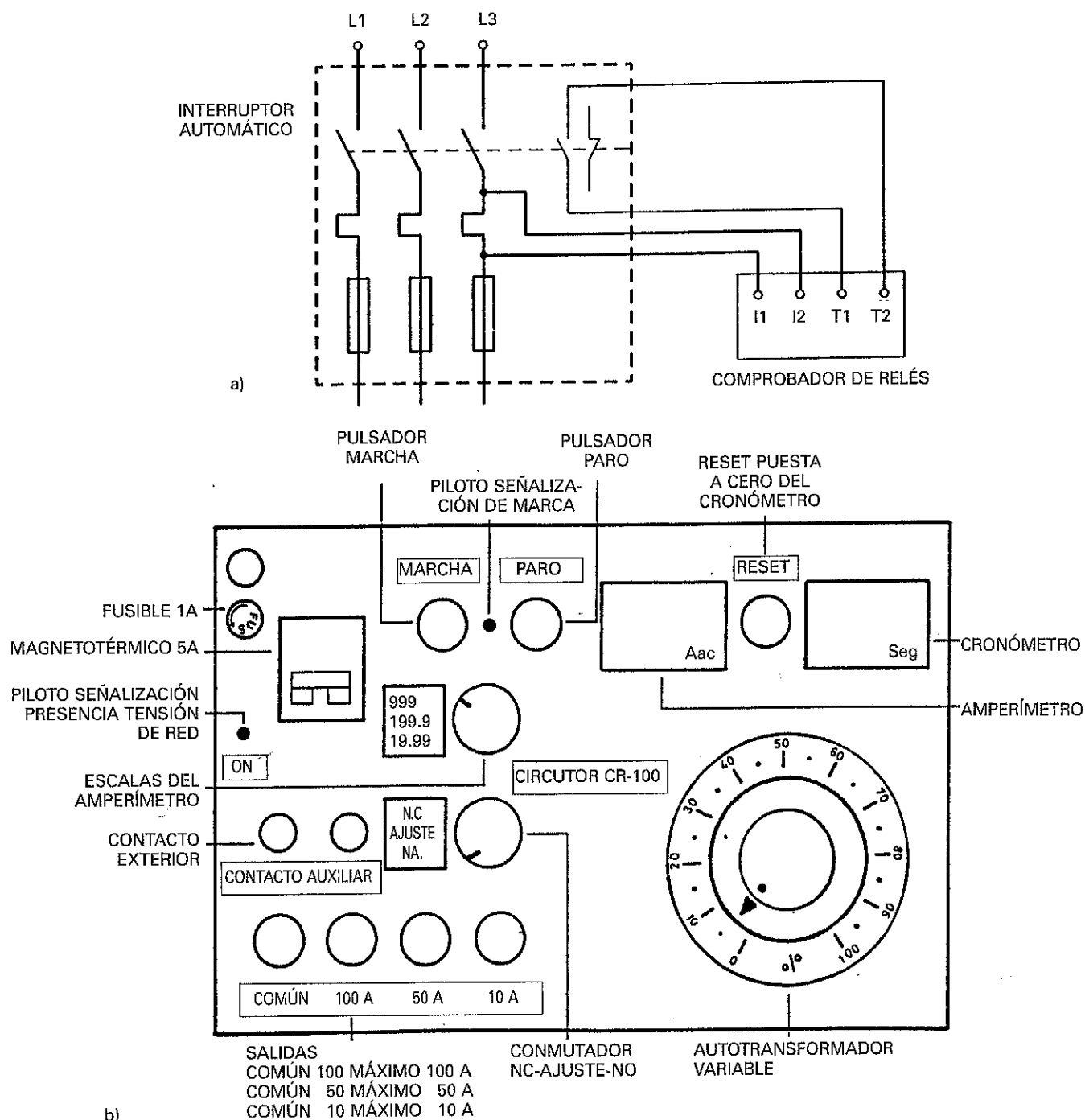


Figura 6.47. Medida de la Resistencia de Tierra.



6.10. Revisiones periódicas en los centros de transformación

Para saber el estado en que se encuentran los CENTROS DE TRANSFORMACIÓN, las Direcciones Generales de Industria, Energía y Minas, pertenecientes a la Consejería de Economía y Empleo de las Comunidades Autónomas que forman el estado español, exigen a los propietarios de dichos centros que se les entregue un Boletín de reconocimiento realizado por el Técnico

competente, entre otros, por los Ingenieros Técnicos Industriales, con el fin de saber su estado, en dicho Boletín deberán de figurar los siguientes datos:

COMÚN PARA TODOS:

CÓDIGO—PROVINCIA—TITULAR—DENOMINACIÓN DEL CENTRO.

1. BOLETÍN DE RECONOCIMIENTO DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN INTERIOR.

- Denominación:

2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE LA INSTALACIÓN.

- Municipio:
- Entidad de la Población:
- Población y C.P.:

3. TITULAR DE LA INSTALACIÓN.

- Titular:
- Domicilio:
- Población y C.P.:

4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PRINCIPALES PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.

- Tipo:
- Número de Transformadores:
- Potencia instalada en kVA:
- Tensión primaria en kV:
- Tensión secundaria en V:
- Conexión del Neutro a Tierra:
- Número de entradas en A.T.:
- Número de salidas en B.T.:

En caso de tratarse de línea de alimentación aérea a CENTRO DE TRANSFORMACIÓN de intemperie, el apartado 4 estará compuesto por:

4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PRINCIPALES.

- Tensión en kV:
- Longitud en km:
- Naturaleza de los apoyos y nº de apoyos:
- Tipo de aislamiento:
- Denominación del conductor:
- Tipo de Crucetas:

**CERTIFICADO DEL RESULTADO
DE RECONOCIMIENTO**

Don.....con
N.I.F.:..... con título de.....
y en representación del titular arriba citado declara haber sido reconocida la instalación, de acuerdo con el Decreto Núm: 724/79 por el que se modifican los artículos 2 y 92 del vigente Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía y con el R.E. de Estaciones de Transformación, habiéndose realizado el reconocimiento periódico.....con los resultados siguientes:

DEFECTOS DETECTADOS		PLAZO DE REPARACIÓN DE DEFECTOS
NINGUNO	SI-NO	
VEASE HOJA RESUMEN	SI-NO	
Ena..... de de		Sello del Colegio Oficial
POR EL TITULAR	EL TÉCNICO	
Firmado:	Firmado:	
	Colegiado nº.....	

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE INTERIOR**OBRA CIVIL:**

1. Grietas en muros y tabiques.
2. Humedades en cubiertas y paredes.
3. Entrada de agua del exterior.
4. Alcantarillado con cota superior del suelo.
5. Puerta de acceso de material no adecuado.
6. Puerta de acceso insuficiente.
7. Puerta de acceso con apertura al interior.
8. Cierre de la puerta en mal estado.
9. Escalera no adecuada.

LOCALES:

1. Pasillos de dimensiones inadecuadas.
2. Secciones de ventilación insuficientes, o mal colocadas.
3. Ausencia de protecciones contra objetos exteriores en huecos de ventilación.
4. Renovaciones por hora insuficientes en ventilación forzada.
5. Falta dispositivo de parada automática de extractor con detector de incendios.
6. Verjas de protección de dimensiones insuficientes.
7. Verjas de protección rotas.
8. Foso de recogida de aceite inexistente o insuficiente.
9. Foso sin rejilla cortafuegos.

ELEMENTOS DE MANIOBRA:

1. Falta la banqueta aislante o no está en condiciones.
2. Falta la pértiga o no es la adecuada a la tensión de servicio.
3. Faltan los guantes aislantes o no están en condiciones.
4. Falta la maneta de fusibles.

ALUMBRADO Y SEÑALIZACIÓN INTERIOR:

1. No se dispone de alumbrado interior.
2. Elementos de corte o lámparas en mal estado.
3. Falta alumbrado de emergencia.
4. Faltan placas de señalización de peligro.
5. Faltan placas de primeros auxilios.
6. Falta señalización en líneas o transformadores.
7. El centro carece de libro de mantenimiento.
8. No se dispone de instrucciones de control.

VARIOS:

1. Hay materiales almacenados en el centro.
2. Hay líquidos inflamables almacenados en el centro.
3. Bomba de desagüe en mal estado.
4. Herrajes o tirantes en mal estado.
5. Defectos de limpieza.
6. No hay extintores de eficacia 89B

APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN I:

1. Funcionamiento de los seccionadores defectuosos.
2. Falta enclavamiento en cuchillas de p.a.t.
3. Hay circuitos que no disponen de seccionador.
4. Funcionamiento de interruptores defectuosos.
5. Nivel de aceite bajo en interruptores.
6. Falta señalización de apertura y cierre en interruptores.
7. Relés con mal funcionamiento o mal tarados.
8. Fusibles de A.T. en mal estado o de incorrecta intensidad.
9. Faltan autoválvulas.

APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN II:

1. Hay aisladores soportes rotos.
2. Hay pasamuros rotos.
3. La separación entre fases no es correcta.
4. La separación entre fases y tierra no es correcta.
5. La separación entre circuitos no es correcta.
6. Existen puntos de calentamiento excesivo.
7. Hay conexiones flojas.
8. La sección del embarrado no es suficiente.
9. Hay cables de A.T. en mal estado.

TRANSFORMADORES:

1. Nivel de líquido aislante bajo.
2. Pérdidas del líquido aislante en cuba o en grifo desagüe.
3. Pasatapas con pérdidas de líquido aislante.
4. Carece de sistema de regulación.
5. Ruidos o vibraciones excesivas (más de 40 dB noche y 70 dB día).
6. Conexiones flojas.
7. Ruedas sin bloquear.
8. La potencia no corresponde con la autorizada.
9. Cierre celda transformadores y equipos de medida sin precintos.

APARAMENTA BAJA TENSIÓN:

1. Fusibles en mal estado.
2. Interruptores automáticos averiados.
3. Conexiones flojas.
4. Barras con calentamiento excesivo.
5. Cables con calentamiento excesivo.
6. Mal funcionamiento de aparatos de medida.

TOMAS DE TIERRA:

1. Defectos en las conexiones de p.a.t.
2. Elementos no puestos a tierra.
3. Conexión del neutro a tierra defectuosa.
4. Tierras insuficientemente separadas.
5. Valores de las tensiones de paso superior a la máxima admisible.
6. Valores de las tensiones de contacto superior a la máxima admisible.
7. La superficie no es equipotencial.

MEDIDAS:

⊗ Tierra de neutro	Ω
⊗ Tierra de autoválvulas	Ω
⊗ Tierra de masas	Ω
⊗ Temperatura exterior	$^{\circ}\text{C}$
⊗ Temperatura interior	$^{\circ}\text{C}$
⊗ Tensión de paso	V
⊗ Tensión de contacto	V
⊗ Nivel de ruido exterior	dB
⊗ Nivel de ruido interior	dB
⊗ Temperatura máxima en equipos eléctricos	$^{\circ}\text{C}$

	In	U ₁	U ₂	U ₃	U _{1N}	U _{2N}	U _{3N}	U _{fe}	Pos. transformador
TRAFO 1									
TRAFO 2									
TRAFO N									

Las medidas serán tomadas en el secundario del transformador.

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE INTEMPERIE**APOYOS:**

1. Hormigón con grietas, roturas o desprendido.
2. Metálico oxidado.
3. Metálico con dobleces o flexiones.
4. Metálico sin sistema antiescalo.
5. Desplomado, revirado o torsionado.
6. Resistencia mecánica insuficiente.
7. Sin placa de señalización de peligro de muerte.
8. Cimentación defectuosa.
9. Carece de posapiés de maniobra.

HERRAJES:

1. Oxidados.
2. Mal apretados al apoyo.

APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN:

1. Faltan autoválvulas.
2. Faltan fusibles a.p.r. o "XS".
3. Funcionamiento defectuoso de la botella terminal.
4. Estado defectuoso de la botella terminal.
5. Hay cables de A.T. en mal estado.
6. Cadenas de amarre defectuosas.
7. Aisladores rígidos con soporte, defectuosos.
8. La separación entre conductores no es correcta.
9. Hay conexiones flojas.

TRANSFORMADOR:

1. Nivel de líquido aislante bajo.
2. Pérdidas del líquido aislante en cubo o grifo de desagüe.
3. Pasatapas con pérdida de líquido aislante.
4. Carece del sistema de regulación.
5. Conexiones flojas.
6. La potencia no corresponde con la autorizada.

APARAMENTA EN BAJA TENSIÓN:

1. Fusibles en mal estado.
2. Interruptores automáticos averiados.
3. Conexiones flojas.
4. Barras con calentamiento excesivo.
5. Cables con calentamiento excesivo.
6. Mal funcionamiento de aparatos de medida.
7. Cuadro de medida sin precintos.

TOMAS DE TIERRA:

1. Defectos en las conexiones de p.a.t.
2. Elementos no puestos a tierra.
3. Conexión del neutro a tierra defectuosa.
4. Tierras insuficientemente separadas.
5. Valores de las tensiones de paso superior a la máxima admisible.
6. Valores de las tensiones de contacto superior a la máxima admisible.
7. La superficie no es equipotencial.

MEDIDAS:

⊗ Tierra de neutro	Ω
⊗ Tierra de autoválvulas	Ω
⊗ Tierra de masas	Ω
⊗ Tensión de paso	V

- Tensión de Contacto..... V
- Distancia mínima de partes en tensión al terreno..... m

TRAFO 1	h	I ₁	I ₂	I ₃	U _{1-2-N}	U _{2-3-N}	U _{3-1-N}	Hora	Pos. conmutador

Las medidas serán tomadas en el secundario del transformador.

LÍNEAS DE 3ª CATEGORÍA

APOYOS:

1. Madera con diámetro insuficiente.
2. Madera podrida, rajada o carcomida.
3. Hormigón con grietas u hormigón desprendido.
4. Metálicos oxidados.
5. Metálicos con dobleces o flexiones.
6. Metálicos sin sistema antiescalo en zonas frecuentadas.
7. Desplomados, revirados o torsionados.
8. Distancias insuficientes a carreteras, FFCC, y otras líneas.
9. Resistencia mecánica insuficiente.

CONDUCTORES:

1. Rotura de venas.
2. Conductores perlados.
3. Vanos con empalmes defectuosos.
4. Vanos con más de dos empalmes.
5. Distancia de puentes a masa insuficiente.
6. Retencionado del conductor insuficiente.
7. Distancias del conductor en cruzamientos o pasos insuficientes.
8. Distancia al terreno insuficiente.
9. Inexistencia de fiador en cruzamiento.

AISLADORES:

1. Aislamiento insuficiente.
2. Polucionado.
3. Contorneado.
4. Roto.
5. Torcido por tiro anormal.
6. Distancia a masa insuficiente.
7. Soporte de aislador con resistencia mecánica insuficiente.
8. Inexistencia de doble aislador rígido en cruzamiento.

CRUCETAS:

1. Resistencia mecánica insuficiente.
2. Desnivelada.
3. Doblada o torsionada.
4. Con corrosión.
5. Mal apretada al apoyo.
6. Con nidos de aves.
7. Longitud insuficiente.

SEÑALIZACIÓN:

1. No hay placas de peligro de muerte.
2. La placa de peligro de muerte es ilegible desde el suelo.
3. No existe numeración de apoyos.
4. La numeración es ilegible desde el suelo.

TIERRAS:

1. Conexiones en mal estado.
2. Falta puesta a tierra.
3. Mandos aparatos de maniobra sin conectar.
4. Valor de la resistencia insuficiente.
5. Los apoyos que sustentan aparatos de protección y maniobra carecen del anillo equipotencial.

CIMENTACIONES:

1. Hay corrimientos de tierra que la dejan al descubierto.
2. Tiene grietas o roturas.
3. Hay corrosión en zancas o pernos.

APARATOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN:

1. Polucionados.
2. Contorneados.
3. Rotos.
4. Con corrosión.
5. En malas condiciones para su utilización.
6. Los mandos no funcionan correctamente.
7. Los mandos no tienen cerraduras de enclavamiento.
8. La distancia al suelo no es correcta.
9. No existen posapiés para su maniobra.

RESISTENCIA DE TOMAS DE TIERRA:

APOYO Nº 1	APOYO Nº 2	APOYO Nº 3	APOYO Nº 4	APOYO Nº 5	APOYO Nº 6
Ω	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω

DISTANCIAS AL TERRENO:

VANO Nº 1	VANO Nº 2	VANO Nº 3	VANO Nº 4	VANO Nº 5	VANO Nº 6
Altura en m	Altura en m	Altura en m	Altura en m	Altura en m	Altura en m

Se indicará igualmente la temperatura en °C y la velocidad del viento en km/h.

Las medidas de resistencia de tierras y distancias al terreno de los apoyos y vanos singulares, entendiéndose como tales, los cruzamientos regulados reglamentariamente y los vanos frecuentemente transitados por vehículos y maquinaria agrícola en sus tareas de trabajo.

La Hoja Resumen en donde irán descritos todos los incidentes que existen en dichas instalaciones (CENTRO DE TRANSFORMACIÓN o Línea aérea) constará de:

- Código del defecto.
- Denominación del defecto.
- Plazo para su corrección.
- Costo previsto aproximado.
- Otros defectos o fallos observados.

6.11. Materiales y medidas de seguridad en un centro de transformación

En el capítulo anterior vimos los equipos que eran necesarios para la protección contra cualquier riesgo de choque eléctrico. De acuerdo con el R.S.C.T.G.S.C.E.S. y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN y las Ordenanzas de Protección contra Incendios, todo CENTRO DE TRANSFORMACIÓN estará dotado como mínimo de los siguientes carteles informativos, y equipos de maniobra y protección:

- Cartel de las 5 Reglas de Oro, figura 6.49.
- Cartel de Respiración de Salvamento, figura 6.50.
- Requisitos previos a los trabajos de instalaciones eléctricas en A.T., figura 6.51.
- Pértiga de maniobra.
- Pértiga detectora de tensión.
- Palancas de accionamiento de las diferentes celdas, figura 6.52.
- Guantes en perfecto estado.
- Casco.
- Alfombrilla.
- Banqueta aislante.
- Placas indicadoras de riesgo eléctrico, figura 6.53.
- Cerradura de acceso al mismo, sólo para personal autorizado.
- Extintor de incendios de eficacia mínima 89 B.

RESPIRACIÓN DE SALVAMENTO BOCA a BOCA - BOCA a NARIZ

¡NO LO TRASLADE!
¡COMIENCE RÁPIDAMENTE!
¡NO INTERRUMPIR EL RITMO!



1 Examina si hay materias extrañas en la boca de la víctima (mucosidades, alimentos, arena, tabaco, dentadura suelta, etc.). Si las hay, tuerza la cabeza de la víctima a un lado y quítelas con los dedos envueltos en una tela o sin ella.



2 Levante el cuello de la víctima y coloque debajo de sus hombros una manta, un abrigo pelado, etc. Inclínele la cabeza hacia atrás tanto como pueda.



3 Agarre la mandíbula con el pulgar sobre un costado de la boca y tire hacia adelante. Conserve esta posición para mantener el paso de aire abierto.



4 Cierre la nariz con el pulgar e índice, respire profundamente, coloque su boca sobre la de la víctima y sopla o cierre la boca de la víctima, respire hondo y sopla por la nariz. Sopla por la boca o la nariz de la víctima hasta ver que el pecho se infla. A los niños se les aplica la respiración de salvamento a través de la boca y la nariz, con el pulgar en la boca.



5 Retire la boca para que se verifique la salida de aire. A los adultos se les aplica unas 12 respiraciones por minuto. Para los niños, unas 20 respiraciones por minuto, aunque se emplean inhalaciones relativamente poco profundas.

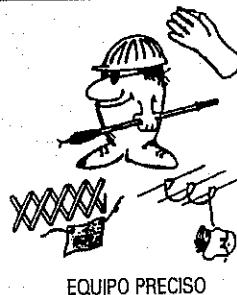


Si fracasan los primeros intentos para inflar los pulmones, gire la víctima de lado y adminístrele unos golpes bruscos entre los hombros intentando así eliminar la obstrucción. REPITA AHORA EL PROCESO ENTERAMENTE.

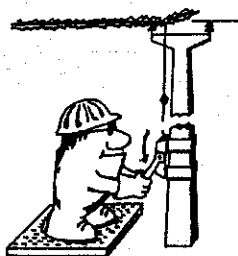
NOTA: Un pañuelo colocado sobre la boca o nariz de la víctima evita la necesidad del contacto directo. Esto no afecta grandemente al paso del aire. No interrumpir el tratamiento hasta la llegada de un médico.

Figura 6.50. Cartel de Respiración de Salvamento.

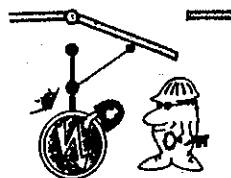
¡CUMPLE SIEMPRE!



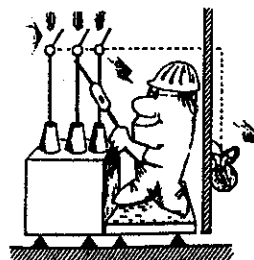
CON LAS CINCO REGLAS DE ORO PARA TRABAJAR SIN TENSIÓN



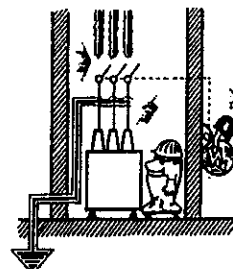
1. Corte efectivo de todas las fuentes de tensión.



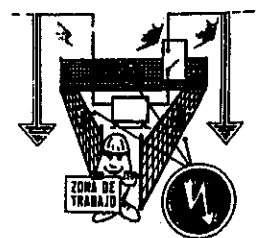
2. Enclavamiento o bloqueo de los aparatos de corte.



3. Detectar ausencias de tensión.



4. Poner a tierra y en cortocircuito.

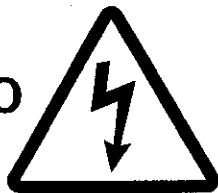


5. Señalizar la zona de trabajo.

Figura 6.49. Cartel de las 5 Reglas de Oro.

REQUISITOS PREVIOS A LOS TRABAJOS EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE A.T.

PELIGRO



NO EMPEZAR NINGÚN TRABAJO EN LAS INSTALACIONES DE ALTA TENSION SIN:

- 1** CORTAR TODAS LAS POSIBLES ALIMENTACIONES DE ALTA Y BAJA TENSION DE LOS ELEMENTOS EN QUE HAYA DE INTERVENIRSE, UTILIZANDO, AL MENOS, CASCO, BANQUETA AISLANTE, GUANTES AISLANTES Y GAFAS PROTECTORAS.
- 2** AL UTILIZAR LAS PÉRTIGAS, LIMPIARLAS Y PONERLAS A TIERRA, SI PROCEDE.
- 3** BLOQUEAR SI ES POSIBLE LOS APARATOS DE CORTE.
- 4** COLOCAR EN LOS MANDOS DE LOS APARATOS DE CORTE LA SEÑAL DE SEGURIDAD CORRESPONDIENTE.
- 5** COMPROBAR SIEMPRE LA AUSENCIA DE TENSION EN LOS ELEMENTOS DONDE SE VA A TRABAJAR EN LOS SITUADOS A DISTANCIA QUE SUPONGA PELIGRO.
- 6** COLOCAR LAS PUESTAS A TIERRA Y EN CORTOCIRCUITO AISLANDO LA ZONA DE TRABAJO.

ESTÁ TOTALMENTE PROHIBIDO PENETRAR EN LAS CELDAS ANTES DE DEJAR SIN TENSION TODOS LOS APARATOS Y CONDUCTORES CONTENIDOS EN SU INTERIOR (SALVO EL BARRAJE GENERAL CUANDO PROCEDA).

Figura 6.51. Cartel de Requisitos previos para los trabajos en A.T.

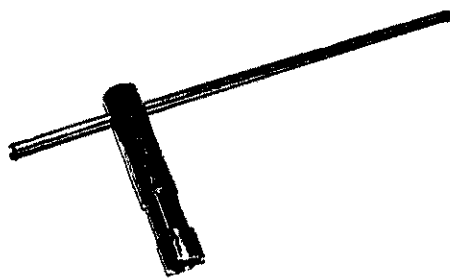


Figura 6.52. Palaca de accionamiento.

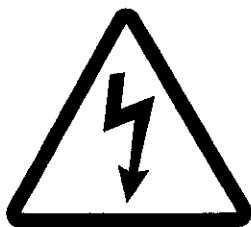


Figura 6.53. Placa indicadora de riesgo eléctrico.

6.12. Índice aconsejable de los apartados que deben tener los proyectos de líneas aéreas, subterráneas y centros de transformación

ÍNDICE DE LÍNEA AÉREA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE INTEMPERIE

MEMORIA

1. Objeto.
2. Emplazamiento y accesos.
3. Elementos constitutivos del Centro de Transformación.
 - 3.1. Apoyo.
 - 3.2. Armado.
 - 3.3. Aparamenta de alta y baja tensión.
 - 3.4. Transformador.
 - 3.5. Herrajes de la aparamenta y del transformador.
4. Características generales.
 - 4.1. Condiciones básicas.
 - 4.1.1. Tensión prevista más elevada para el material.
 - 4.1.2. Ubicación, accesos y distancias.
5. Solicitaciones mecánicas.
 - 5.1. Solicitaciones mecánicas debidas a los elementos constitutivos del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
 - 5.2. Solicitaciones mecánicas de la línea aérea de A.T.
 - 5.3. Solicitaciones mecánicas de la línea aérea de B.T.
6. Conexión eléctrica con la red de A.T.
 - 6.1. Emplazamiento de la red de conexión.
 - 6.2. Descripción de la instalación.
7. Cimentaciones.
 - 7.1. Cálculo de las cimentaciones.
 - Apertura de hoyos.
 - Transporte y acopio a pie de hoyo.
 - Cimentaciones:
 - Arena.
 - Piedra.
 - Cemento.
 - Agua.
 - Armado de apoyos metálicos.
 - Protección de las superficies metálicas.
 - Izado de apoyos.
 - Tendido, empalme, tensado y retencionado.
 - Reposición del terreno.
 - Numeración de apoyos. Avisos de peligro eléctrico.
 - Puestas a tierra.
8. Instalación eléctrica.
 - 8.1. Niveles de aislamiento.
 - 8.2. Dispositivos de maniobra en alimentación A.T.
 - 8.3. Sistemas de protección.
 - 8.3.1. Contra Sobre tensiones.
 - 8.3.2. Contra Sobreintensidades.
 - 8.3.3. En Baja Tensión.
 - 8.4. Elementos constitutivos de los sistemas de puesta a tierra.
 - 8.4.1. Líneas de tierra.
 - 8.4.2. Electrodos de puesta a tierra.
 - 8.5. Condiciones de instalación de los electrodos.
 - 8.6. Ejecución de la puesta a tierra.

- 8.7. Medidas adicionales de seguridad para las tensiones de contacto.
- 8.8. Conductores.
 - 8.8.1. Cables de conexión en A.T.
 - 8.8.2. Cables de B.T.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

1. Cálculos mecánicos en el apoyo.
 - 1.1. Datos de partida.
 - 1.2. Hipótesis de cálculo.
 - 1.2.1. 1ª Hipótesis (Viento transversal).
 - 1.2.2. 2ª Hipótesis (Viento longitudinal).
 - 1.2.3. 3ª Hipótesis (Hielo).
 - 1.2.4. 4ª Hipótesis (rotura de conductores).
2. Cálculos mecánicos y eléctricos de la acometida de M.T.
 - 2.1. Cálculos eléctricos.
 - 2.2. Cálculos mecánicos.
3. Cálculo de cimentaciones.
4. Cálculos eléctricos.
 - 4.1. Intensidades nominales.
 - 4.2. Densidades de corriente.
 - 4.3. Intensidades de cortocircuito.
5. Sistema de puesta a tierra.
 - 5.1. Datos de partida.
 - 5.2. Tensiones de paso y contacto máximas admisibles.
 - 5.3. Resistencia de la puesta a tierra.
 - 5.4. Corriente de defecto.
 - 5.5. Tensión de paso máxima.
 - 5.6. Tensión de contacto máxima.
 - 5.7. Tensión de defecto.
6. Protección contra sobretensiones.
 - 6.1. Parámetros característicos.
 - 6.1.1. Tensión nominal.
 - 6.1.2. Intensidad de descarga nominal.
 - 6.1.3. Tensión de cebado con impulso tipo rayo.
 - 6.1.4. Tensión de cebado con impulsos de frente lineal.
 - 6.1.5. Tensión máxima de cebado con impulsos de maniobra.
 - 6.1.6. Nivel de protección contra sobretensiones atmosféricas de un pararrayos.
 - 6.1.7. Nivel de protección de un pararrayos contra sobretensiones de maniobra.
 - 6.2. Margen de protección.
 - 6.3. Distancia máxima de protección.
 - 6.4. Elección del pararrayos a utilizar.
 - 6.4.1. Intensidad de descarga nominal.
 - 6.4.2. Tensión nominal.
 - 6.4.3. Margen de protección.
 - 6.4.4. Distancia máxima de protección.

TABLA DE TENDIDO.

TABLA DE REGULACIÓN.

PLANOS

- ⊗ De Emplazamiento o Situación.
- ⊗ Perfil longitudinal E = 1:2.000 y de planta E = 1:500 de la línea.
- ⊗ Tipos de apoyos utilizados en la línea.
- ⊗ Tipos de crucetas utilizadas.
- ⊗ Composición de las cadenas de suspensión.
- ⊗ Composición de las cadenas de amarre.
- ⊗ Tipo de seccionadores de línea utilizados.
- ⊗ Tipo de apoyo donde va instalado el CENTRO DE TRANSFORMACIÓN. Disposición general del mismo.

- ⊗ Alzados lateral y frontal, detalles de montaje.
- ⊗ Detalle del montaje de autoválvulas.
- ⊗ Caja energética y de transformadores de intensidad.
- ⊗ Toma de Tierra. Plataforma de seguridad en el CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
- ⊗ Toma de Tierra. De apoyos.
- ⊗ Esquema unifilar de la línea y del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

MEDIDAS REGLAMENTARIAS A REALIZAR

- ⊗ Medida de la resistencia de aislamiento en las instalaciones.
- ⊗ Resistencia de la toma de tierra, en apoyos y en el CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
- ⊗ Tensiones de Paso y Contacto.
- ⊗ Tensiones en los transformadores.

ANEXO

DOCUMENTACIÓN TÉCNICA.

ÍNDICE DE LÍNEA SUBTERRÁNEA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADO DE SUPERFICIE

MEMORIA

1. Objeto, reglamentación y disposiciones oficiales.
2. Características.
 - 2.1. Características generales.
 - 2.2. Características del Centro de Transformación.
3. Necesidad del Centro de Transformación y carga previsible.
4. Características del local de instalación. Datos técnicos.
5. Datos Técnicos.
 - 5.1. Línea de alimentación.
 - 5.2. Celdas y conexiones en Alta Tensión.
 - 5.3. Armario de Baja Tensión.
 - 5.4. Medida de la energía eléctrica.
 - 5.5. Red de tierras.
6. Instalaciones Complementarias.
 - 6.1. Compensación del factor de potencia.
 - 6.2. Protección contra incendios.
 - 6.3. Ventilación.
 - 6.4. Alumbrado.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

1. Intensidad en el lado de Alta Tensión.
2. Intensidad en el lado de Baja Tensión.
3. Corrientes de cortocircuito.
 - 3.1. Lado de Alta Tensión.
 - 3.2. Lado de Baja Tensión.
4. Conexión en Alta Tensión.
5. Conexión en Baja Tensión.
6. Protecciones de Alta y Baja Tensión.
7. Cálculo del embarrado.
 - 7.1. Cálculo de la densidad de corriente.
 - 7.2. Cálculo del esfuerzo electrodinámico.
 - 7.3. Sobreintensidad térmica admisible.
8. Cálculo del caudal de ventilación necesario.
9. Red de puesta a tierra.
 - 9.1. Corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo máximo correspondiente de eliminación de defecto.
 - 9.2. Tierra de protección y servicio.

9.3. Cálculo de las tensiones de paso y contacto.

9.4. Cálculo de las tensiones aplicadas.

PLANOS

- ③ De Emplazamiento o Situación.
- ③ Tipo de apoyo utilizado para el paso de línea aérea a subterránea (en caso de ser así). Disposición general, incluidos seccionadores y autoválvulas.
- ③ Plano/s por donde discurre la línea.
- ③ Planos de canalizaciones y distintos cruzamientos.
- ③ Planos de excavación.
- ③ Planos de las vistas frontal y lateral del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
- ③ Planos de construcción.
- ③ Planos de montaje y alzado interior.

- ③ Planos de Cuadros o Celdas de distribución.
- ③ Toma de Tierra. Sistemas de puesta a tierra del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
- ③ Esquema unifilar de la línea y del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

MEDIDAS REGLAMENTARIAS A REALIZAR

- ③ Medida de la Resistencia de aislamiento en las instalaciones.
- ③ Resistencia de las tomas de tierra del CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
- ③ Tensiones de paso y contacto.
- ③ Tensiones en los transformadores.

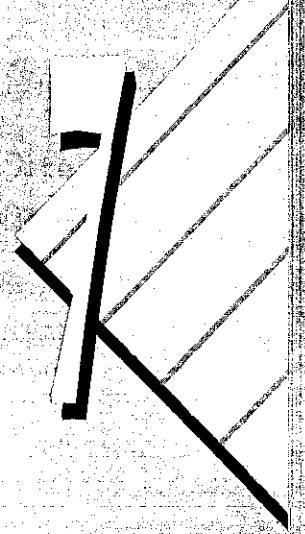
ANEXO

DOCUMENTACIÓN TÉCNICA.

Actividades y prácticas propuestas

- ❖ Recopilar catálogos comerciales actualizados de centros de transformación prefabricados, apartamenta, transformadores, etc.
- ❖ Recopilar las normas particulares de la empresa eléctrica de la zona donde se describan las características de diseño y constitución de los centros de transformación de Empresa y de Abonado: proyectos tipo.
- ❖ Identificar las diferentes partes de un C.T. en un proyecto tipo.
- ❖ Confeccionar una guía con las operaciones básicas previas a la puesta en marcha de un centro.
- ❖ Realizar un parte de trabajo con los detalles de una operación de mantenimiento preventivo de un centro de transformación subterráneo.
- ❖ Simulación de una petición de descargo para trabajos en un C.T.
- ❖ Realizar las medidas de las tierras de herrajes de un C.T.
- ❖ Realizar las medidas de aislamiento en el C.T.

Previsión de cargas: Sistemas de distribución para edificios



Introducción

En este capítulo se desarrolla la MIBT 010 del reglamento de Baja Tensión, relativo a los NIVELES O GRADOS DE ELECTRIFICACIÓN EN LOS EDIFICIOS, del actual reglamento de 1973, aplicado a viviendas, pero dentro del ámbito de las instalaciones eléctricas en edificios.

La división en niveles o grados de electrificación se hace en función de la carga máxima simultánea que puede soportar la instalación.

Contenido

Los puntos más significativos que se desarrollan para conocer y aplicar la previsión de cargas de edificios y viviendas son:

- *Sistemas de previsión para edificios.*
- *Grados de electrificación de una vivienda.*
- *Previsión de cargas en los edificios: Carga correspondiente a viviendas, a los servicios generales, a ascensores y montacargas y a locales comerciales y oficinas.*
- *Carga total correspondiente a edificios comerciales, de oficinas, de una industria o de concentración de industrias.*
- *Carga correspondiente a un edificio de viviendas según el proyecto del nuevo REBT.*
- *Ejemplos de aplicación.*

Objetivos

- *Describir la previsión de cargas de un edificio destinado principalmente a viviendas.*
- *Enumerar los distintos grados de electrificación de una vivienda.*
- *Calcular la carga correspondiente a un edificio de viviendas según el REBT.*
- *Calcular la carga total correspondiente a edificios comerciales y de oficinas.*

7.1. Sistema de distribución para edificios

Se establecen los siguientes lugares de consumo:

- Edificios destinados principalmente a viviendas.
- Edificios comerciales o de oficinas.
- Edificios de uso público.
- Edificios destinados a una industria específica.
- Edificios destinados a una concentración de industrias.

7.2. Grados de electrificación de una vivienda

En los edificios destinados principalmente a viviendas se contemplan 2 niveles o grados de electrificación según el REBT:

Grado	Potencia	Tensión	Superficie
básico	5.750 W	230 V	hasta 160 m ²
elevado	≥ 9.200 W	230 V	superior a 160 m ²

7.3. Determinación del grado de electrificación

El grado de electrificación de las viviendas se define por el constructor o proyectista de acuerdo con:

- Si se conoce el equipamiento que va a llevar la vivienda, la potencia de cálculo será la correspondiente a los aparatos a instalar, y de acuerdo con los diferentes grados de electrificación.
- Cuando no se conoce el equipamiento que van a llevar las viviendas se plantean unos mínimos en función de la superficie (véase tabla 7.1)

Grado de Electrificación	Superficie máxima en metros cuadrados
básico	≤ 160
elevado	> 160

Tabla 7.1. Grados de electrificación y superficie de las viviendas.

El equipamiento básico que cubre las posibles necesidades de utilización primarias sin necesidad de obras de adecuación posteriores: iluminación, cocinas, lavadora, lavavajillas, etc.

El equipamiento elevado, donde además del equipamiento básico se prevea la instalación de calefacción, aire acondicionado, etc., o la superficie de la vivienda sea superior a 160 m².

7.4. Grado de electrificación proyectado

De acuerdo con lo indicado en el apartado anterior, se atenderá a determinar el grado de electrificación siguiendo los dos criterios mencionados:

- Por dotación de equipos eléctricos (lavadora, calefacción, etc.).
- Por superficie útil de la vivienda.

Se adoptará el mayor grado obtenido al aplicar a) y b).

7.5. Previsión de cargas en los edificios

La previsión de cargas de un edificio de viviendas, de un edificio de oficinas o de un edificio comercial o industrial se hace de forma independiente según la ITC-BT 10.

La previsión de cargas es el primer paso para realizar el diseño y la posterior ejecución de la instalación de enlace del edificio.

7.5.1. Cálculo de cargas de un edificio destinado principalmente a viviendas

En primer lugar se deben conocer los grados de electrificación de las viviendas, pero además en un edificio de este tipo existen otros elementos que demandarán energía, como pueden ser locales comerciales, oficinas, servicios generales de la finca, ascensores y montacargas, etc.

El cálculo de cada uno de ellos es el siguiente:

7.5.1.1. Carga correspondiente a viviendas

a) Viviendas sin calefacción o con calefacción sin acumulación nocturna

La carga correspondiente a un conjunto de viviendas se obtendrá multiplicando el número de viviendas por la potencia máxima prevista para cada una.

Este valor vendrá afectado por el valor de simultaneidad que corresponde aplicar por la razón de la no coincidencia de las demandas de cada vivienda.

El cuadro resumen de los valores del factor de simultaneidad en función del número de viviendas es:

Nº viviendas	Factor de simultaneidad
1	1,0
2	2,0
3	3,0
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7,0
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
0 > 21	15,3 + (n-21) 0,5

Tabla 7.2. Valores del factor de simultaneidad.

Estos valores se aplicarán de forma secuencial, hasta 3 viviendas, de 4 a 9, de 10 a 14, de 15 a 19 y el resto que sobrepasen el número de 20, es decir:

En el tramo de 1 a 3 no hay reducción.

En el tramo de 4 a 9 se reduce 0,2 por cada vivienda de este grupo (coeficiente 0,8).

En el tramo de 10 a 14 se reduce 0,3 por cada vivienda de este grupo (coeficiente 0,7).

En el tramo de 15 a 19 se reduce 0,4 por cada vivienda de este grupo (coeficiente 0,6).

En el tramo de 20 en adelante se reduce 0,5 por cada vivienda de este grupo (coeficiente 0,5).

La tabla se aplica directamente hasta la vivienda 21, lo que facilita los cálculos.

Ejemplo 7.1.

Supongamos un edificio de 20 viviendas con un grado de electrificación básico (5.750 W).

$$P = 5.750 \text{ W} \times 14,8 = 85.100 \text{ W}$$

Edificio de 14 viviendas de electrificación elevada, con una potencia prevista por vivienda de 13,9 kW.

$$P = 13,9 \times 11,3 = 157,07 \text{ kW}$$

Edificio de 30 viviendas de electrificación básica.

Se calcula la potencia para las 21 primeras viviendas y después se suma la correspondiente al resto de las viviendas (hasta la 30).

$$P_1 = \text{correspondiente a 21 viviendas} = 5.750 \times 15,3 = 87.975 \text{ W}$$

$$P_2 = \text{correspondiente a las viviendas 22 a 30} = 9 \times 0,5 \times 5.750 = 25.875 \text{ W}$$

$$P_T = P_1 + P_2 = 87.975 \text{ W} + 25.875 \text{ W} = 113.850 \text{ W}$$

b) Viviendas con calefacción por acumulación nocturna

A las viviendas previstas para calefacción por acumulación nocturna se les aplicará un coeficiente de simultaneidad 1, por lo que no tendrá reducción.

Ejemplo 7.2.

Un bloque de 20 viviendas con una potencia por vivienda de 15 kW.

$$P = 20 \times 15 \text{ kW} = 300 \text{ kW}$$

7.5.1.2. Carga correspondiente a los servicios generales

Será la suma de la potencia instalada en alumbrado de portal y escalera, garajes, bombas de elevación de agua, etc.

● Alumbrado de zonas comunes.

Se recomienda una potencia de 20 W/m² si se utiliza iluminación incandescente y 10 W/m² si se utiliza iluminación fluorescente. Es muy útil la utilización de lámparas compactas electrónicas de bajo consumo.

● Grupos de presión.

Es preferible conocer el grupo que se va a instalar y su potencia.

En caso de no conocerlo debemos saber que la presión mínima por planta, suponiendo una altura de 3 m, es:

$$\text{Presión mínima admisible} = n^\circ \text{ plantas} \times 3 + 9 \text{ (metros de columna de agua m.d.c.a.)}$$

Se puede desarrollar en la siguiente tabla:

Nº planta	Presión mínima admisible
1	12
2	15
3	18
4	21
5	24
6	27
7	30
8	33
9	36
10	39
11	42
12	45
13	48
14	51
15	54
16	57
17	60
18	63
19	66
20	69
21	72
22	75
23	78
24	81
25	84
26	87
27	90
28	93
29	96
30	99

Tabla 7.3. Presión mínima de distribución de agua según alturas en m.c.d.a.

En función de esta tabla, cuando la presión de la red no llega hasta la última planta es necesario colocar un grupo de presión.

A efectos de cálculo del grupo elevador se considera que el número de tomas de agua que suele haber en una vivienda es de 17, repartidas de la siguiente forma:

Estancia	Tomas agua fría	Tomas agua caliente	Total
Baño	4	3	7
Aseo	3	2	5
Cocina	4	1	5
Total	11	6	17

Tabla 7.4. Nº de tomas de agua por vivienda.

Asimismo, la potencia dependerá de la altura a la que haya que elevar el agua, y la combinación de las dos nos da la potencia en kW, que se representa en la siguiente tabla:

Nº total de grifos	Altura de la planta (potencia en kW)			
	1 a 4	5 a 10	11 a 15	16 a 20
150	1	1	1	1
300	1	1	2	2
450	1	2	4	4
900	2	4	6	6
1.800	2	4	6	9
3.500	4	6	9	11

Tabla 7.5. Potencia de la bomba de elevación.

● Otros elementos comunes

En este apartado se incluyen otros servicios comunes, como pueden ser depuradoras de piscinas (8 kW/m³), calefacción (según cálculo), aire acondicionado (según cálculo), bombas de calefacción, etc.

● Carga correspondiente a ascensores y montacargas.

Lo ideal es conocer la potencia del ascensor a instalar, pero si no se conoce se pueden utilizar las tablas que se exponen a continuación.

El cálculo de la potencia de un elevador se hace en función de la siguiente fórmula:

$$P = \frac{Q \times V \times C}{\rho}$$

de donde: Q = carga útil.

V = velocidad.

C = coeficiente.

ρ = rendimiento.

P = potencia del elevador en kg/s.

Las tablas NTE ITA del Ministerio de Fomento (antiguo Ministerio de Obras Públicas) nos dan los valores aproximados de la potencia de los elevadores en función de la fórmula descrita anteriormente, y que describimos a continuación:

Equipo	Carga en Kg	Nº personas	Velocidad en m/s	Potencia en kW
ITA-1	400	5	0,63	4,5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1.000	13	1,60	29,5
ITA-6	1.000	13	2,50	46,0
ITA-7	1.600	21	2,50	73,5
ITA-8	1.600	21	3,50	103,0

Tabla 7.6. Previsión de cargas para ascensores y montacargas.

7.5.1.3. Carga correspondiente a locales comerciales y oficinas, o edificios de locales y oficinas

Se hará una previsión de 100 W/m², con un mínimo de 3.450 W a 230 V. El coeficiente de simultaneidad será 1.

7.5.1.4. Carga correspondiente a garajes

Se calculará un mínimo de 10 W/m² y planta para garajes de ventilación natural y de 20 W/m² para garajes de ventilación forzada, con un mínimo de 3.450 W a 230 V. El coeficiente de simultaneidad será 1.

7.5.1.5. Carga total del edificio

El resultado será la suma de la previsión de cargas de todos los apartados descritos anteriormente;

$$P_T = P_V + P_{SG} + P_{AS} + P_{LC} + P_{OF} + P_{OT}$$

donde: P_T = Previsión total de cargas.

P_V = Previsión viviendas.

P_{SG} = Previsión servicios generales.

P_{LC} = Previsión locales.

P_{OF} = Previsión oficinas.

P_{OT} = Previsión otros.

7.6. Carga total correspondiente a edificios comerciales, de oficinas o destinados a una o varias industrias

En general, la demanda de potencia determinará la carga a prever en estos casos, que no podrá ser nunca inferior a los siguientes valores.

7.6.1. Edificios comerciales o de oficinas

Se calculará considerando un mínimo de 100 W por m² y planta, con un mínimo por local de 3.450 W a 230 V y coeficiente de simultaneidad 1.

7.6.2. Edificios destinados a concentración de industrias

Se calculará considerando un mínimo de 100 W por m² y planta, con un mínimo por local de 10.350 W a 230 V y coeficiente de simultaneidad 1.

7.7. Suministros monofásicos

Las empresas suministradoras de energía estarán obligadas, siempre que lo solicite el cliente, a efectuar el suministro de forma que permita el funcionamiento de cualquier receptor monofásico de potencia menor o igual a 5.750 W a 230 V, hasta un suministro de potencia máxima de 14.490 W a 230 V.

7.8. Ejemplos de aplicación

Para tener una mejor comprensión del proceso de determinación de la potencia e intensidad que demanda una instalación eléctrica, seguidamente se indican algunas de las formas de proceder para ello. Inicialmente se considera un edificio de viviendas, posteriormente una instalación usual reducida en la que se conoce la forma de trabajo y en la que no se conocería y finalmente un planteamiento general de resolución de una instalación con un número elevado de receptores.

7.8.1. Calcular la potencia demandada por el grupo de viviendas

- 12 viviendas de grado electrificación básica.
- 18 viviendas de grado electrificación elevada.

Aplicaremos directamente la tabla 1 de la ITC-BT 10.

SOLUCIÓN:

La media aritmética de la potencia de las viviendas de este edificio será de:

$$\frac{12 \times 5.750 + 18 \times 9.200}{12 + 18} = \frac{234.600}{30} = 7.820 \text{ W}$$

Si aplicamos a esta potencia media el coeficiente de simultaneidad correspondiente a 30 viviendas, tendremos:

$$\text{Coeficiente de Simultaneidad para 30 viviendas} = 15,3 + (n-21) \times 0,5 =$$

$$\text{C.S.} = 15,3 + (30-21) \times 0,5 = 19,8$$

Con lo que la potencia prevista para este edificio será de:

$$7.820 \times 19,8 = 154.836 \text{ W}$$

7.8.2. Calcular la potencia demandada para un edificio de viviendas, oficinas y locales comerciales.

- 16 viviendas de 90 m².
- 10 oficinas de 120 m².
- 6 despacho profesionales de 25 m².
- 2 locales comerciales de 90 m² y 200 m².
- El edificio dispone de:
 - 2 ascensores de 4,5 kW c/u.
 - 40 lámparas halógenas de 50 W/12 V.
 - 1 grupo de presión de 7,5 kW.

SOLUCIÓN:

El resultado será la suma total de la previsión de cargas demandada por cada uno de los puntos anteriores.

$$P_T = P_V + P_{SG} + P_O + P_{LC}$$

Lo primero que haremos será obtener la previsión de potencia para las viviendas de este edificio:

A las viviendas de 90 m² les corresponde un grado de electrificación básica, es decir, de 5.750 W, por lo que tendremos (ver tabla 1 de la ITC-BT 10) para el conjunto total de viviendas una previsión de potencia de

$$P_V = 5.750 \times 12,5 = 71.875 \text{ W}$$

La carga correspondiente a servicios generales será de acuerdo a la ITC-BT 10 ap.3.2. siendo en todos los casos el coeficiente de simultaneidad = 1, por lo que tendremos una potencia de:

$$2 \times 4.500 = 9.000 \text{ W}$$

$$40 \times 50 = 2.000 \text{ W}$$

$$1 \times 7.500 = 7.500 \text{ W}$$

$$P_{SG} = 18.500 \text{ W}$$

En los apartados 3.3. y 4.1. de la ITC-BT 10 se indica cómo realizar la previsión de potencia tanto en lo referente a oficinas como en locales comerciales (100 W por m² con un mínimo de 3.450 W a 230 V), siendo en todos los casos el coeficiente de simultaneidad = 1. En nuestro caso obtendremos los siguientes valores:

Oficinas

$$120 \text{ m}^2 \times 100 \text{ W/m}^2 = 12.000 \text{ W} \times 10 \text{ oficinas} = 120.000 \text{ W}$$

En lo relativo a despachos profesionales, al ser el producto de la superficie que ocupa cada uno de ellos (25 m²) por la potencia a considerar (100 W/m²) inferior al valor mínimo exigido en el reglamento, se tomará el valor mínimo previsto en él, que corresponde a 3.450 W.

$$3.450 \text{ W} \times 6 \text{ despachos} = 20.700 \text{ W}$$

$$P_O = 140.700 \text{ W}$$

Locales comerciales

$$90 \times 100 = 9.000 \text{ W}$$

$$200 \times 100 = 20.000 \text{ W}$$

$$P_{LC} = 29.000 \text{ W}$$

Con lo que la potencia prevista para este edificio será de:

$$P_T = 71.875 + 18.500 + 140.700 + 29.000 = 260.075 \text{ W}$$

Actividades y prácticas propuestas

■ Calcular la previsión de cargas de un edificio de las siguientes características:

30 viviendas de grado de electrificación básico.

Ascensor para 4 personas.

Tres locales de 100 m².

Dos oficinas de 150 m².

Zonas comunes 100 m².

■ Calcular el ejemplo anterior si las viviendas están equipadas con calefacción por acumulación, con una potencia en calefacción de 8 kW y además el edificio posee un garaje de 600 m² en planta sótano.

Estructura de la red de enlace e interiores



Introducción

Las instalaciones eléctricas de enlace e interiores de un edificio se definen como el conjunto de instalaciones necesarias, que partiendo de la red de distribución de la empresa eléctrica, llega a los diferentes puntos de utilización interior de los usuarios.

Para hacer el estudio de las instalaciones se hace una división, siguiendo la norma del Reglamento para baja tensión, en instalaciones comunes o de enlace y en instalaciones privativas o interiores.

Las instalaciones de enlace pertenecen a varios usuarios (recordar un edificio de viviendas o de oficinas), y las instalaciones interiores son de un solo usuario.

Contenido

En este capítulo se van a estudiar las instalaciones desde la red de distribución de la empresa eléctrica hasta los puntos de utilización dentro de los locales o las viviendas. De entre ellos se destacan:

- Acometida.
- Caja general de protección: C.G.P. - B.T.V.
- Bases Tripolares Verticales B.T.V.
- Línea General de Alimentación: L.G.A.
- Centralización de contadores.
- Derivaciones individuales.
- Interruptor de control de potencia: ICP.
- Cuadro general de mando y protección: CGMP.
- Instalación interior.
- Otras instalaciones del edificio: instalaciones de garaje, de ascensores y montacargas y de servicios generales.

Objetivos

- Definir y enumerar las diferentes partes de la instalación de enlace de un edificio.
- Precisar los tipos y esquemas de las cajas generales de protección.
- Describir las centralizaciones de contadores, sus equipos de medida, su ubicación y los sistemas de protección.
- Identificar la reglamentación y la normativa que afectan a las instalaciones de enlace.
- Sintetizar un esquema de una instalación de enlace de un edificio de viviendas.
- Interpretar y manejar catálogos comerciales y manuales de materiales utilizados en las instalaciones de enlace.

8.1. Instalaciones de enlace: generalidades

Las instalaciones de enlace se definen como el conjunto de instalaciones que van desde la red de distribución de la empresa eléctrica hasta el inicio de las instalaciones interiores.

Las instalaciones de enlace comprenden las siguientes partes o elementos:

- Acometida.
- Caja General de Protección CGP.
- Línea General de Alimentación LGA.
- Centralización de Contadores CC.
- Derivación Individual DI.
- Caja de Interruptor de Control de Potencia ICP.

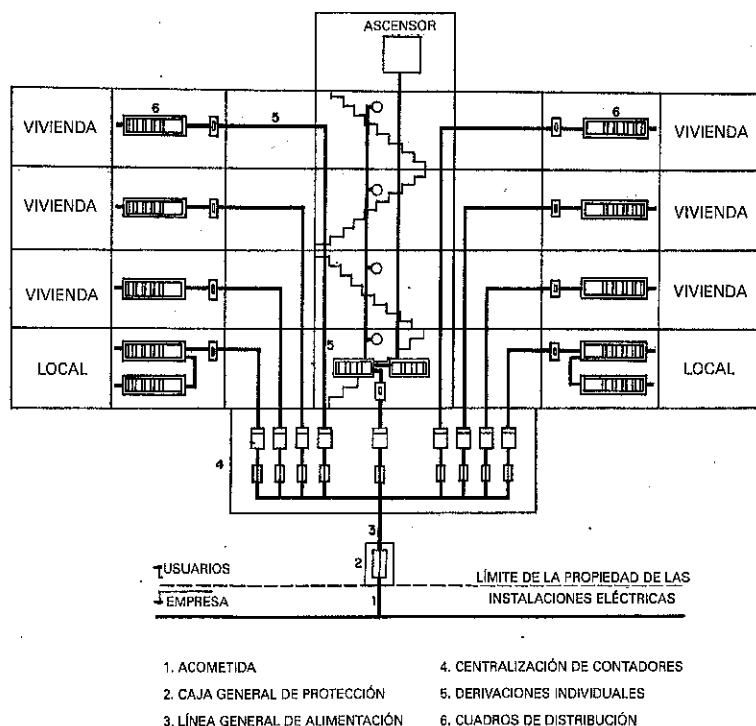
La instalación interior se define como el conjunto de líneas, conductores y mecanismos que unen las instalaciones de enlace con los receptores de los usuarios.

Las instalaciones interiores o receptoras comprenden las siguientes partes o mecanismos:

- Cuadro General de Mando y Protección CGMP.
- Instalaciones interiores.
- Otras Instalaciones Comunitarias del edificio IC.

El esquema representativo de las instalaciones de enlace e interiores se representa en el esquema 8.1.

Todos estos aspectos están recogidos en el Reglamento de Baja Tensión, describiéndose a continuación todos ellos a partir de este reglamento, de las normas tecnológicas de la edificación NTE IB, las normas de las empresas eléctricas más representativas de España y de la experiencia del diseño y montaje de las instalaciones.



Esquema 8.1. Instalaciones de enlace e interiores de un edificio.

Observaciones: La instalación más compleja es la de un edificio de viviendas con locales comerciales y oficinas y es por lo que se ha tomado de ejemplo en este libro. La estructura del resto de las instalaciones de enlace para cualquier suministro eléctrico es muy similar.

8.2. Acometidas

Se denomina acometida a la parte de la instalación de enlace que une la red de distribución de la empresa eléctrica con la caja general de protección.

Es propiedad de la empresa eléctrica y hay una por edificio (excepto casos especiales).

Las acometidas pueden ser aéreas o subterráneas, dependiendo del tipo de distribución de la zona. En zonas urbanas es subterránea y en rurales suele ser aérea.

El material utilizado normalmente es el aluminio, con tres conductores de fase y uno de neutro de secciones de 50, 95, 150 o 240 mm².

Los cables llegarán aislados a la caja general de protección, de forma que si la acometida es aérea se efectuará un entronque cerca de la caja con cable aislado, independiente de la longitud y características de la acometida (apoyos, cable desnudo, protecciones, etc.).

Las acometidas deben cumplir las instrucciones ITC-BT 11-06 y 07 y las normas particulares de la empresa eléctrica de la zona. La sección y número de conductores dependerá de la previsión de cargas del edificio, de las características de la distribución y de la tensión de suministro (230/400 V para edificios de viviendas que no necesiten centro de transformación).

La caída máxima de tensión admisible está regulada por el decreto de verificaciones, de forma que el conjunto de la red hasta la caja general de protección no sobrepase los límites prefijados por el R.D. 1955/2000 Art. 104, en el que se fija en un $\pm 7\%$ en tensión.

8.2.1. Acometida aérea

Se caracteriza por sus cables resistentes a la intemperie y con aislamiento no inferior a 1.000 V.

En este caso, la caja general de protección estará posada sobre la fachada, a una altura de 3 m como mínimo, y la acometida entrará por debajo y estará provista de un codo vierteaguas para evitar que entre la humedad en la caja.

También puede ir alojada en un mechinal o hueco y en este caso se colocará un tubo de 100 mm de $\varnothing$ desde el mechinal hasta 3 m sobre la rasante del terreno. Dispondrá de codo vierteaguas.

En las actuales distribuciones, aunque la acometida sea aérea se llevará hasta el terreno debidamente entubada, y acometerá la caja general de protección por debajo como si fuera una acometida subterránea, dejando la instalación preparada para en su día hacer la distribución subterránea.

8.2.2. Acometida subterránea

Se caracteriza por estar formada por cables con aislamiento superior a 1.000 V, resistentes a la corrosión del terreno, irán bajo la rasante del terreno debidamente entubados, a una profundidad mínima de 0,60 m y debidamente señalizados (preferentemente debajo de la acera).

Entrarán en el mechnal por la parte inferior a través de dos tubos de material rígido y autoextinguible, de sección de 160 o 200 mm e inclinados desde la acera hacia el interior del mechnal (se colocan dos tubos para permitir la entrada y la salida de la acometida en el esquema 10 de distribución). En edificios de gran volumen, o que se prevea un aumento de potencia, es conveniente dejar previsto un tubo vacío que permita aumentar la potencia del edificio sin complicaciones.

8.3. Caja General de Protección: CGP - BTV

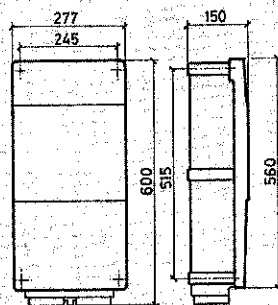
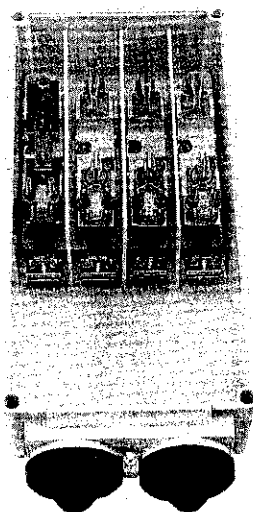
Es la caja que alberga los fusibles de protección de la línea repartidora (de la instalación de enlace del edificio o la nave industrial). Marca el límite de propiedad entre la empresa eléctrica y los usuarios.

Se coloca en la fachada del edificio, lo más cerca posible de la red de distribución o del centro de transformación, y la elección del sitio se determina de común acuerdo entre la propiedad del edificio y la empresa eléctrica.

Se elegirá un lugar de uso común, de libre y fácil acceso para que se pueda llegar a él rápidamente en caso de necesidad y poder cortar el suministro de la finca. Asimismo, estará separada de las instalaciones de agua, gas y teléfono.

Cumplirá la recomendación UNESA 1.403 y las normas particulares de la empresa eléctrica, y se caracterizará por:

- Será de material aislante, de doble aislamiento y de clase térmica A.
- Resistente al calor y al fuego.
- Autoextinguible según la norma UNE 20672-2-1.



Esquema 8.2. Caja general de protección.

- De grado de protección IK-09 (10 julios) contra impactos según la norma UNE CN 50.102.
- Resistente a las inclemencias meteorológicas. IP43 según EN 50.102.
- No higroscópico.
- Resistente a los álcalis. UNE 20501-2-11.
- Con un sistema de ventilación natural, mediante orificios, que permita el movimiento y convección del aire y evite condensaciones.
- La tensión nominal será para 440 V.
- Precintable.
- Cerradura normalizada.

En el exterior, y en sitio visible, se marcará el anagrama de UNESA con la norma 1.403, la marca del fabricante y la capacidad de la caja (en amperios). En su interior se alojarán tres fusibles para cada una de las fases, y un borne con una pletina rígida para el cable de neutro.

Los cortacircuitos fusibles tendrán un poder de corte igual o mayor que la mayor corriente de cortocircuito que se pueda presentar en algún punto de la instalación.

8.3.1. Tipos de cajas

Las cajas se dividen en primer lugar por su capacidad en amperios, siendo los valores normalizados más comunes:

100, 160, 250, 400 amperios

En segundo lugar se dividen en función del esquema de conexión que lleven y que a su vez depende del sistema de distribución.

8.3.1.1. Caja general de protección monofásica

Para un solo abonado en distribución monofásica. La caja tiene una capacidad para 100 A, y es muy poco utilizada. Se denomina esquema 1 o CGP 1.

Consta de un portafusibles de fase y una pletina de neutro. La entrada de la acometida se realiza por debajo y se colocan posadas en la fachada a 3 m de altura.

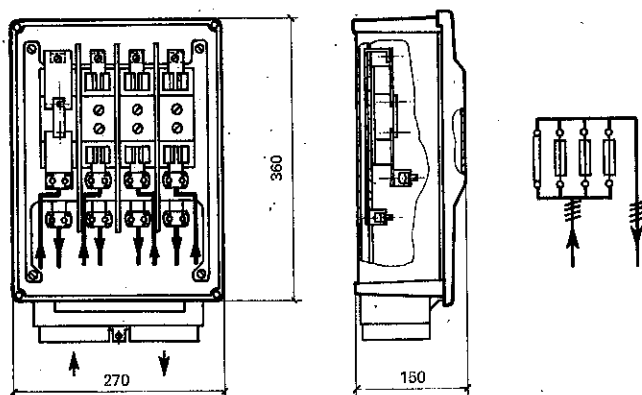
8.3.1.2. Caja general de protección trifásica

Las distribuciones a edificios se realizan en trifásico, con tres cables de fase y uno de neutro, bien sea en aérea o en subterránea. Las cajas se adaptarán al sistema de distribución, aérea o subterránea.

- En distribuciones aéreas:

Cuando la acometida entra por la parte inferior de la caja general de protección y la Línea General de Alimentación también sale por la parte inferior de la caja es el denominado esquema 7 o CGP 7.

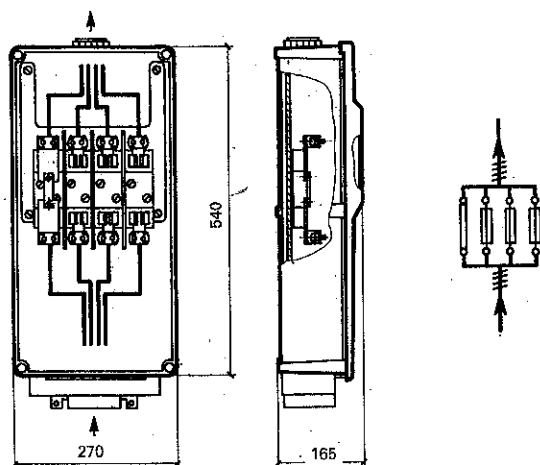
La caja es estanca por la parte superior, para evitar la entrada de agua, y en los orificios inferiores, por donde entran los



Esquema 8.3. Esquema de protección 7: CGP 7.

cables de la acometida (manguera o red trenzada), se colocarán tapones o prensaestopas para evitar que queden espacios entre los cables y el orificio de la caja, para que no entren alimañas, humedad, etc.

Si la salida de la Línea General de Alimentación se hace por la parte superior, ya que está dentro de un mechinal o hueco en fachada, se denomina esquema 9 o CGP9.



Esquema 8.4. Esquema de protección 9 o CGP 9.

Tanto el esquema 7 como el 9 pueden utilizarse en distribuciones aéreas o subterráneas.

Las capacidades normales de las cajas son:

CAJA	Capacidad en amperios Sección en mm ²		
CGP 7	40	160	250
	25	95	150
CGP 9	100	160	250
	50	95	150

Tabla 8.1. Capacidades normalizadas de las C.G.P.

En todas las cajas a partir de 100 A y cuando se montan base de cortacircuito fusible, se instalan pantallas separadoras, fijas o desmontables, de material aislante y autoextinguible para evitar que durante la maniobra se puedan producir arcos que se ceban entre fases o entre fase y neutro.

Las bornas de conexión son bimetálicas, ya que las acometidas suelen ser de aluminio y las Líneas Generales de Alimentación de cobre, para evitar problemas de electropositividad.

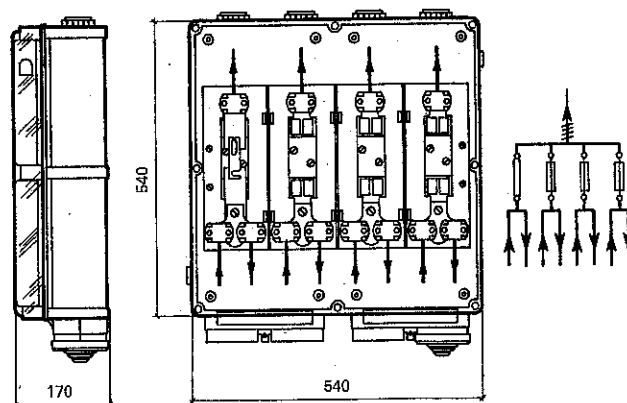
En distribuciones subterráneas:

Los esquemas de conexión que se utilizan son los que permiten la distribución en anillo, sistemas muy utilizados en los casos urbanos.

Los bornes de conexión, también bimetálicos, donde se abrocha la acometida, deberán estar contruidos de tal forma que se pueda entrar y salir con la línea de acometida.

La entrada de la acometida se realiza por la parte inferior y la salida por la superior, ya que estas cajas suelen estar en huecos o mechinales en fachada.

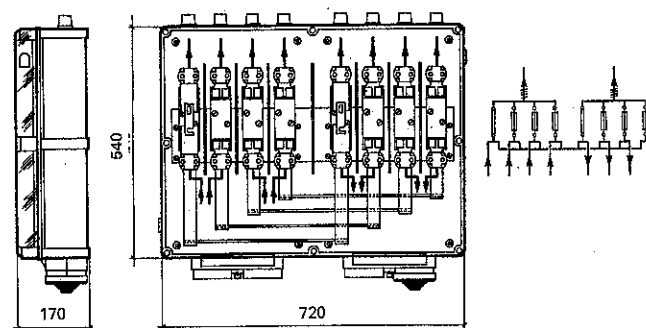
El esquema más utilizado es el 10 o CGP 10.



Esquema 8.5. Esquema de protección 10: CGP 10.

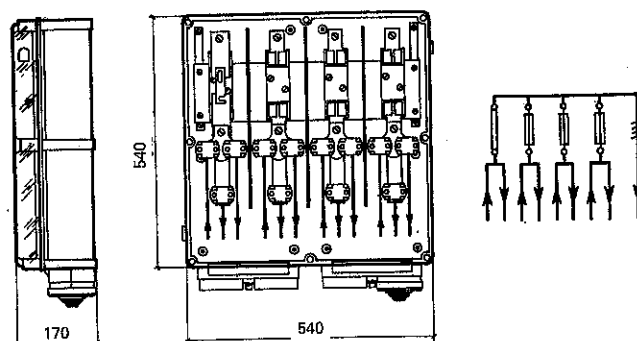
Las cajas tienen una capacidad máxima para 150 kW, por lo que si la previsión de cargas es superior a 150 kW habrá que poner 2, 3 o más cajas.

Si se ponen dos cajas de esquema 10 unidas, da lugar al esquema 11 o CGP 11.



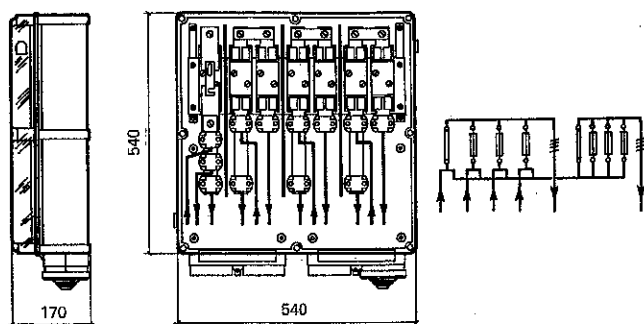
Esquema 8.6. Esquema de protección 11: CGP 11.

Si la Línea General de Alimentación sale por la parte inferior de la caja, la variante de la CGP 10 será la CGP 14.



Esquema 8.7. Esquema de protección 14 o CGP 14.

Y la variante de la CGP 11 es la CGP 12.

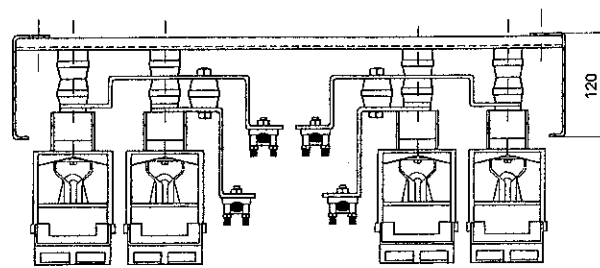


Esquema 8.8. Esquema de protección 12 o CGP 12.

8.3.2. Bases Tripolares Verticales: BTV

Si las necesidades de potencia superan los 300 kW se tendrán que colocar las denominadas BTV, que tienen la ventaja de ahorrar espacio.

REFERENCIA	FUSIBLE MÁXIMO	BORNES ENTRADA mm ²	BORNES SALIDA	PESO Kg
GLBTV-2503	250 A.	150	Terminal	27
GLBTV-2504	250 A.	150	Terminal	32
GLBTV-4003	400 A.	240	Terminal	28
GLBTV-4004	400 A.	240	Terminal	33



B.T.V. para 4 líneas repartidoras.

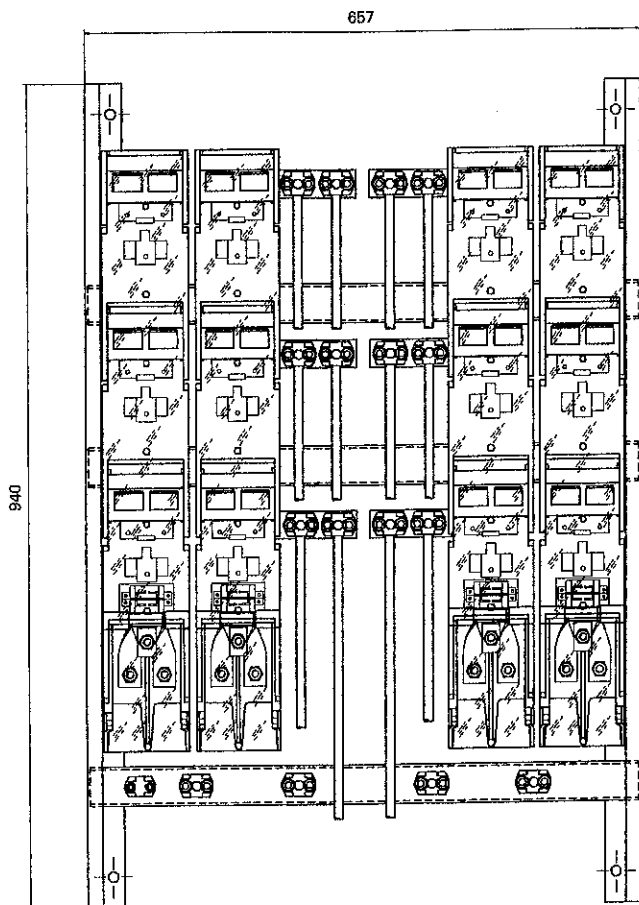
Esquema 8.9. Esquema de BTV (continuación).

Las BTV disponen de las bases portafusibles una encima de otra, como se indica en el esquema, sobre un zócalo o armazón aislante, por dentro del cual circulan los conductores de las tres fases. La conexión de la acometida a las pletinas de tensión se realiza por medio de bornas bimetalicas. Se pueden conectar cables de 50, 95, 150 y 240 mm².

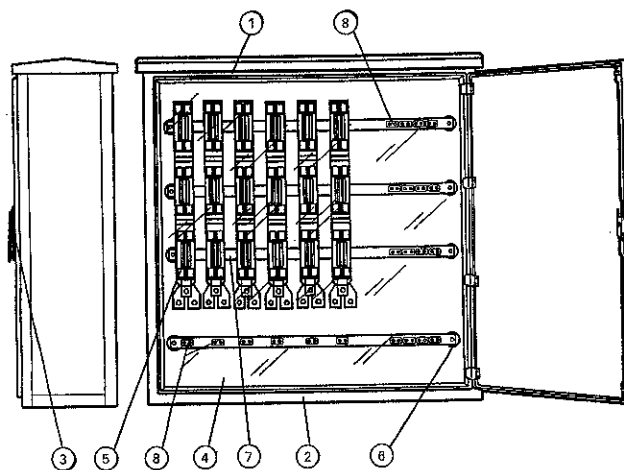
En la parte inferior del zócalo están las tres bornas bimetalicas correspondientes a cada una de las fases donde se conecta la línea general de alimentación. El neutro va en una pletina independiente, en la parte inferior, común a todas las líneas repartidoras.

Actualmente se fabrican BTV para 2, 4 y 6 Líneas Generales de Alimentación, con capacidad para 250, 400 y 630 A.

Las BTV se pueden presentar sobre bastidores metálicos o más modernamente dentro de armarios, que facilitan su manipulación y conexión, y se pueden colocar tanto en el interior como a la intemperie.



Esquema 8.9. Esquema de BTV.



1. Tejadillo autoventilado de 1.036x340 mm de poliéster autoextinguible, prensado en caliente, reforzado con fibra de vidrio y con rejilla antiinsectos.
2. Envolvente de 1.000x1.000x300 mm de poliéster prensado en caliente reforzado con fibra de vidrio abierto por la base para entrada de cables.
3. Maneta giratoria con cerradura normalizada por U.F. de triple acción.
4. Velo transparente y precintable de policarbonato de 3 mm.
5. Zócalo tripolar 250, 400 o 630 A.
6. Aisladores de resina epoxi.
7. Pletina (3F+N) 50x10 mm de Cu.
8. Bornas bimetalicas de 240 mm².

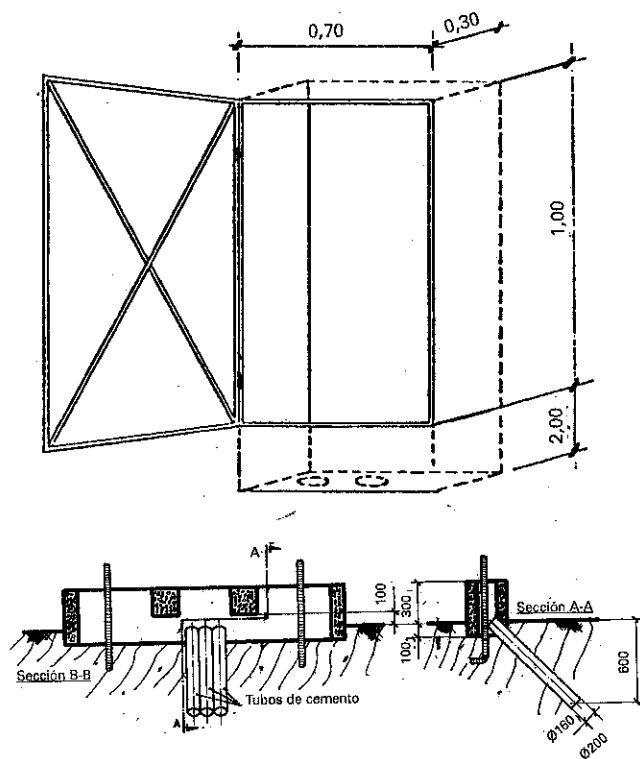
Esquema 8.10. Armario de reparto de una BTV.

Como se observa en el esquema la BTV no es más que varias CGP 10 en un solo armario, dispuestas para la distri-

bución en anillo, con bornes de conexión de acometida que permiten la entrada y salida de la misma.

8.3.3. Huecos en la construcción para la caja general de protección

Las cajas colocadas en fachada en la distribución subterránea se colocan en armarios o en huecos o mechinales. Este hueco para una caja CGP 10 tiene unas medidas mínimas como aparece en el siguiente esquema.



Esquema 8.11. Dimensiones del hueco para una CGP 10.

Como es natural, las dimensiones del mechnal dependen de la caja o esquema, como se describe en el siguiente cuadro.

Caja General de Protección	ANCHO	ALTO	FONDO
Esquema de protección 7	0,50	0,80	0,25
Esquema de protección 9	0,70	1,40	0,30
Esquema de protección 10	0,70	1,40	0,30
Esquema de protección 11	1,40	1,40	0,30
Esquema de protección 12	1,40	1,40	0,30

Tabla 8.2. Dimensión de los mechinales según esquemas.

El hueco dispondrá de un bastidor metálico, con puerta de una o dos hojas, que pueden chaparse de cualquier material y con cerradura normalizada.

La altura del borde inferior del mechnal sobre la rasante del terreno será de 80 cm para que facilite la labor de conexión de las acometidas y de las Líneas Generales de Alimentación.

Desde el borde del bastidor hacia abajo habrá un hueco al menos de 20 cm que facilite la curvatura de los cables de la acometida, de 95 a 150 mm² o 240 mm² y que presentan gran dificultad de manejo.

Los dos tubos que llegan al mechnal desde la red de distribución serán de PVC o fibrocemento, como se comentó anteriormente, tendrán una dirección inclinada hacia el centro de la acera y llegarán hasta 60 cm por debajo de la rasante del terreno (recordamos la conveniencia de dejar un tubo vacío de reserva en edificios de gran volumen).

8.3.4. Ejemplo de cálculo para la CGP

La designación de la CGP se hará a partir de los siguientes criterios:

- a. Esquema eléctrico de conexión de la CGP.
- b. Intensidad nominal de las bases de cortacircuitos de un circuito en amperios.
- c. Intensidad nominal de las bases de cortacircuitos de un segundo circuito (si lo hubiera), en amperios.
- d. Intensidad máxima de paso.

Con las CGP más usuales tenemos:

Tipo de CGP	a	b	c	d
CGP 7 100	7	100	—	100
CGP 7 250	7	250	—	250
CGP 9 250	9	250	—	250
CGP 10 250/400	10	250	—	400
CGP 11 250/250/400	11	250	250	400
CGP 12 250/250/400	12	250	250	400

Tabla 8.3. CGP más usuales.

El criterio de dimensionamiento es la potencia máxima de paso por la misma.

Pero en función de la acometida (y en particular la sección), la CGP debe estar prevista para la sección del indicado conductor. Por ello, se dan a continuación los criterios de selección, debiéndose elegir siempre el más estricto:

CGP	Intensidad de utilización en A	Cos φ = 0,90 en kW	Cos φ = 0,90 en kW	Cos φ = 0,85 en kW	Cos φ = 0,80 en kW
100	90	62	56	53	50
160	144	100	90	85	80
250	225	156	140	132	125
400	360	249	224	212	199

Tabla 8.4. CGP y Potencia máxima de paso.

También se debe seleccionar la capacidad de los bornes de la CGP.

Los tubos mencionados tendrán un diámetro nominal que permita ampliar la sección de la línea general de alimentación en un 100% en caso de necesidad.

CGP		Bases fusibles N H		Acometida		Línea General de Alimentación	
Intensidad nominal	Tamaño 1 y 2	Fusible	Fase	Neutro	Fase	Neutro	
100 A	Clase	100 A	6 - 50	6 - 54	6 - 50	6 - 54	
160 A	gL/gG	160 A	16 - 95	16 - 54	16 - 95	16 - 54	
250 A		250 A	25 - 150	16 - 95	25 - 150	16 - 95	
400 A		400 A	50 - 240	50 - 240	50 - 240	50 - 240	

Tabla 8.5. Capacidad de los bornes de la CGP.

8.4. Línea General de Alimentación

Es la línea que une la Caja General de Protección, CGP, con la centralización de contadores. Termina en el interruptor de corte en carga situada en la centralización de contadores.

Hay una Línea General de Alimentación por cada caja general de protección; tiene que discurrir por lugares de uso común y estará formada por tres cables de fase y uno de neutro de cobre, aislados para 1.000 V y dimensionado de acuerdo con la previsión de cargas del edificio.

El aislamiento estará constituido por un dieléctrico seco extruido a base de mezclas termoestables ignífugas y sin halógenos.

Los conductores están definidos en las normas UNE 20.435 y la UNE 21.123, siendo los más utilizados los de polietileno reticulado (RV-XLPE) (véase el capítulo correspondiente a conductores).

La Línea General de Alimentación se dimensionará siguiendo las normas por caída de tensión, por densidad de corriente y por Icc, siendo la capacidad máxima para cada repartidora de 150 kW, ya que tiene que haber una repartidora por cada caja, y cada caja general de protección no puede admitir más de 150 kW.

8.4.1. Instalación

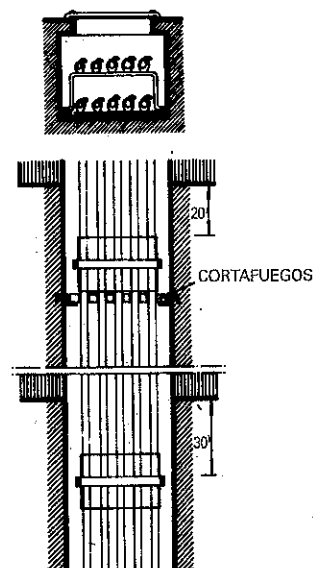
La Línea General de Alimentación se alojará en canaladuras siguiendo las cajas de escalera, tanto si se trata de edificios con una centralización de contadores como si existen centralizaciones por plantas.

La canaladura tendrá unas dimensiones de 30 x 30 cm, carecerá de cambios de dirección y tendrá una caja de registro precintable por planta. Si la canaladura es vertical se colocarán placas cortafuegos cada tres plantas como máximo y las paredes serán RF-120.

En las centralizaciones por plantas, la Línea General de Alimentación estará compuesta por los tres conductores de fase, el neutro y una línea principal de tierra, para llevar hasta la centralización de contadores la tierra del edificio.

Las Líneas Generales de Alimentación se podrán construir de la siguiente forma:

- Conductores aislados en el interior de tubos empotrados.
- Conductores aislados en el interior de tubos de montaje superficial.
- Canalizaciones prefabricadas.
- Conductores aislados con cubierta metálica en montaje superficial.
- Conductores aislados en el interior de tubos enterrados.



Esquema 8.12. Canaladura vertical para Línea General de Alimentación.

8.4.2. Dimensionado

Para calcular la sección de una Línea General de Alimentación hay que conocer la previsión de cargas del edificio, la máxima tensión admisible, el tipo de conductor a instalar y la distancia desde la CGP a la Centralización de Contadores.

La máxima caída de tensión admisible es:

- 1% en edificios de viviendas con contadores centralizados por plantas.
- 0,5% en edificios de viviendas con contadores concentrados en un solo lugar.

La densidad de corriente depende de las características del conductor, del aislamiento y de su configuración. Se calcula en función de las instrucciones del reglamento de baja tensión ITC-BT 07 y 19.

8.4.3. Ejemplo de cálculo rápido para Líneas Generales de Alimentación

En conductores para 1.000 V las intensidades máximas admisibles vienen dadas por las normas UNE 20.435, UNE 21.123 e ITC-BT 07 y 19.

Para las tablas de cálculo rápido que se describen a continuación se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- ❶ Los conductores a utilizar serán de cobre o aluminio unipolares y aislados.
- ❷ Habrá tres conductores de fase, uno de neutro y uno de protección.

Fig. B.19. tabla 1		
	Referencia B.10	Referencia B.8
Sección	Instalación aérea en canal	Instalación aérea sobre superficie
mm²	I _{max} (A) XLPE	I _{max} (A) XLPE
10	76	60
16	105	80
25	123	116
50	188	159
95	296	245
150	404	338
240	552	455

Tabla 8.6. Sección / intensidad en líneas generales de alimentación.

8.4.4. Protecciones contra sobrecargas en las Líneas Generales de Alimentación

La protección contra sobrecargas de la línea repartidora se realizará mediante fusibles del tipo gL, que se alojarán en la caja general de protección CGP, de forma que se cumpla:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z$$

$$I_2 = 1,6 \times I_N$$

siendo:

I_B = Intensidad utilizada en el circuito.

I_N = Intensidad nominal del dispositivo de protección.

I_Z = Intensidad admisible en la canalización.

I_2 = Intensidad de fusión del fusible gL.

Combinando estos valores tenemos:

$$1,6 \times I_N \leq 1,45 \times I_Z$$

$$I_N \leq 0,906 \times I_Z$$

8.4.4.1. Aplicación del cálculo rápido de Líneas Generales de Alimentación

Tendremos que tener presente el factor de potencia, cos, que se va a aplicar a la instalación.

Como orientación se pueden dar estos valores:

- Edificio destinado a un solo local comercial 0,80.
- Edificio destinado a varios locales comerciales 0,85.
- Edificio destinado a viviendas y locales 0,90.
- Edificio destinado sólo a viviendas 0,90.

Según el cos ϕ y el aislamiento de la Línea General de Alimentación, y considerando una caída de tensión del 0,5% (contadores centralizados), tenemos las siguientes tablas:

Potencia máxima (W)	Secciones Fase-Neutro		Longitud máxima (m)	Dámetro tubo en mm	C.G.P. (mm² fusible)	
21.062	10	10	19	75	100	40
33.172	16	16	20	75	100	63
42.123	25	25	24	110	100	80
65.818	50	25	31	125	160	125
105.309	95	50	36	140	250	200
131.636	150	95	46	160	250	250
186.923	240	120	52	200	400	355

Tabla 8.7. Cálculo rápido de Línea General de Alimentación de XLPE y cos $\phi = 0,8$.

Potencia máxima (W)	Secciones Fase-Neutro		Longitud máxima (m)	Dámetro tubo en mm	C.G.P. (mm² fusible)	
22.378	10	10	18	75	100	40
35.246	16	16	18	75	100	63
44.756	25	25	23	110	100	80
69.932	50	25	29	125	160	125
11.890	95	50	34	140	250	200
139.863	150	95	43	160	250	250
198.606	240	120	49	200	400	355

Tabla 8.8. Cálculo rápido de Línea General de Alimentación de XLPE y cos $\phi = 0,85$.

Potencia máxima (W)	Secciones Fase-Neutro		Longitud máxima (m)	Dámetro tubo en mm	C.G.P. (mm² fusible)	
23.694	10	10	17	75	100	40
37.319	16	16	17	75	100	63
47.389	25	25	21	110	100	80
74.045	50	25	27	125	160	125
118.472	95	50	32	140	250	200
148.090	150	95	41	160	250	250
210.288	240	120	46	200	400	355

Tabla 8.9. Cálculo rápido de Línea General de Alimentación de XLPE y cos $\phi = 0,90$.

En el supuesto de cálculo de Líneas Generales de Alimentación con caída de tensión del 1% (contadores no centralizados), las longitudes máximas serían el doble, permaneciendo igual el resto de los valores.

Se aconseja que la sección del neutro sea igual que los de fase.

8.4.5. Protección por cortocircuito

La intensidad máxima de cortocircuito de un conductor de cobre según la norma UNE 20-460-4-43-2003 (instalaciones en interior de edificios) será tal que:

$$\sqrt{t} = K \times S / I$$

donde:

t = Tiempo en segundos del cortocircuito.

S = Sección del conductor en mm².

I = Valor eficaz de la corriente de cortocircuito prevista (en amperios).

K = Constante en función del tipo de conductor que para el PVC y el XLPE es:

K = 115 para conductores aislados de PVC.
K = 143 para conductores aislados con XLPE.

Con estos valores, para un tiempo de 5 segundos se tendrán los siguientes valores:

Sección mm ²	Aislamiento XLPE Intensidad de cortocircuito (A)
10	639
16	1.023
25	1.598
50	3.197
95	6.075
150	9.592
240	15.348

Tabla 8.10. Líneas Generales de Alimentación: intensidad de cortocircuito.

La intensidad de fusión de los fusibles (que protegen la línea general de alimentación en la CGP) es inferior a los valores anteriores, por lo que los fusibles protegerán contra cortocircuitos siempre y cuando la intensidad de fusión, en 5 segundos, sea inferior a la corriente que resulte de un cortocircuito en cualquier punto de la instalación.

Con los valores nominales de los fusibles de la tabla 8.6, las líneas generales de alimentación estarán protegidas contra sobrecargas y cortocircuitos con los fusibles indicados.

8.5. Centralización de contadores

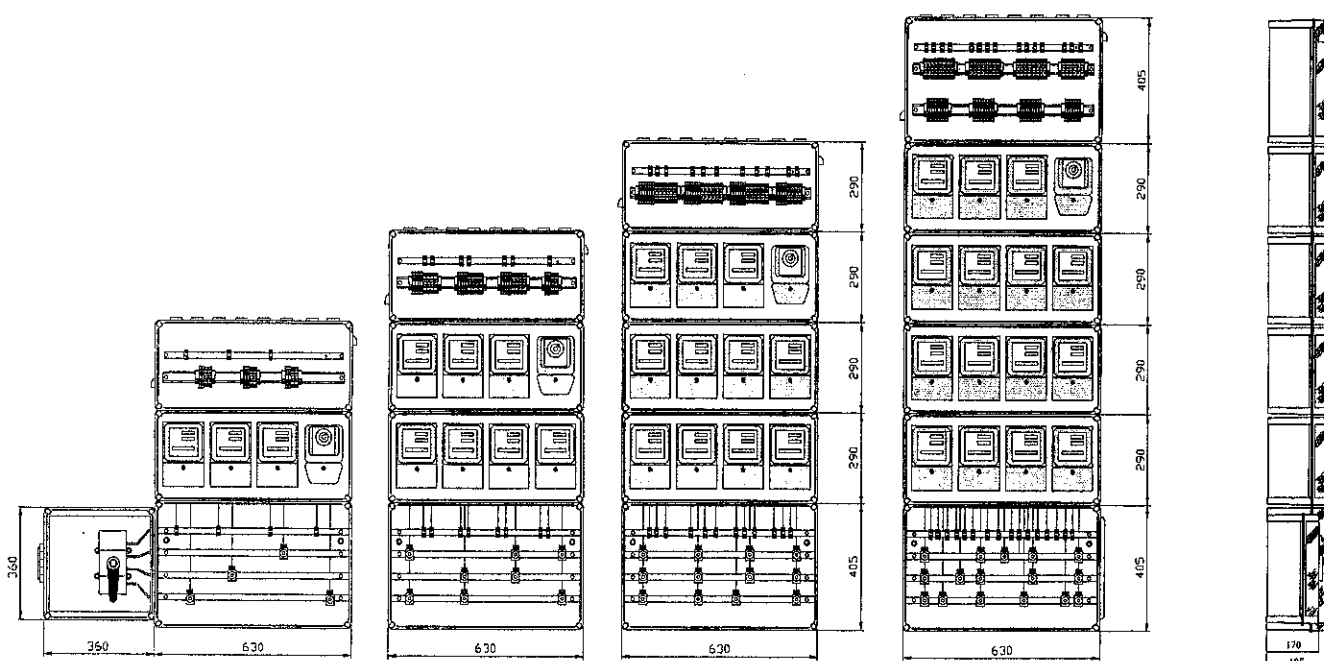
Se define como el conjunto de equipos de medida, que estando situados en un mismo local o emplazamiento, y colocados en módulos prefabricados, están alimentados por una misma Línea General de Alimentación.

A cada Línea General de Alimentación le corresponde una centralización, por lo que la máxima potencia admisible en las centralizaciones de contadores es de 160 kW.

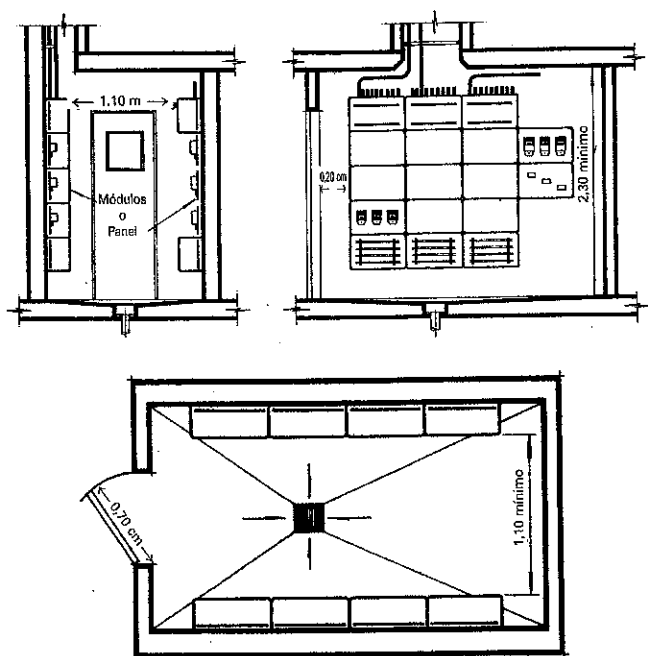
8.5.1. Cuarto de contadores

En los edificios de viviendas de nueva construcción se reserva un local o cuarto para las centralizaciones de contadores, que se caracteriza por:

- No podrá destinarse a otra utilidad.
- Se situará en planta baja o sótano.
- Estará próximo a las canaladuras de las líneas generales de alimentación.
- Cada cuarto puede albergar 1, 2, 3 o varias centralizaciones.
- Será de fácil y libre acceso desde las zonas comunes del edificio.
- La altura del local será al menos de 2,30 m.
- La anchura mínima entre la pared y la parte saliente de los módulos de la pared opuesta será de 1,10 m.
- Las dimensiones serán tales que permitan colocar todas las centralizaciones del edificio (a excepción de los edificios de gran volumen).
- No será húmedo.
- Estará por encima del nivel freático del lugar. En lugares de nivel 0 sólo se permiten locales en planta baja o superiores.
- La resistencia de las paredes será como mínimo de tabicón.
- Tendrá sumidero si la cota del suelo es igual o inferior a la de los pasillos o locales colindantes.



Esquema 8.13. Centralización de contadores monofásicos.



Esquema 8.14. Cuarto de contadores.

- Tendrá ventilación natural.
- La puerta tendrá unas dimensiones de 2,00 x 0,70 como mínimo.
- La puerta abrirá hacia fuera.
- Dispondrá de un punto de luz (como mínimo).
- Estará lejos de locales con riesgo de incendio o explosión.

- Estará lejos de locales que produzcan gases corrosivos.
- No será atravesado por otras conducciones distintas de las eléctricas.
- Tendrá alumbrado de emergencia.

En los edificios de gran volumen se podrán colocar varios armarios o cuartos de contadores en plantas intermedias, recordando que se definen como edificios de gran volumen aquellos que cumplen algunas de estas condiciones:

Los que posean más de 12 plantas.

Los que posean más de 16 viviendas por planta.

8.5.2. Composición de la centralización de contadores

La centralización de contadores contiene los equipos de medida, los fusibles de protección y los embarrados de protección.

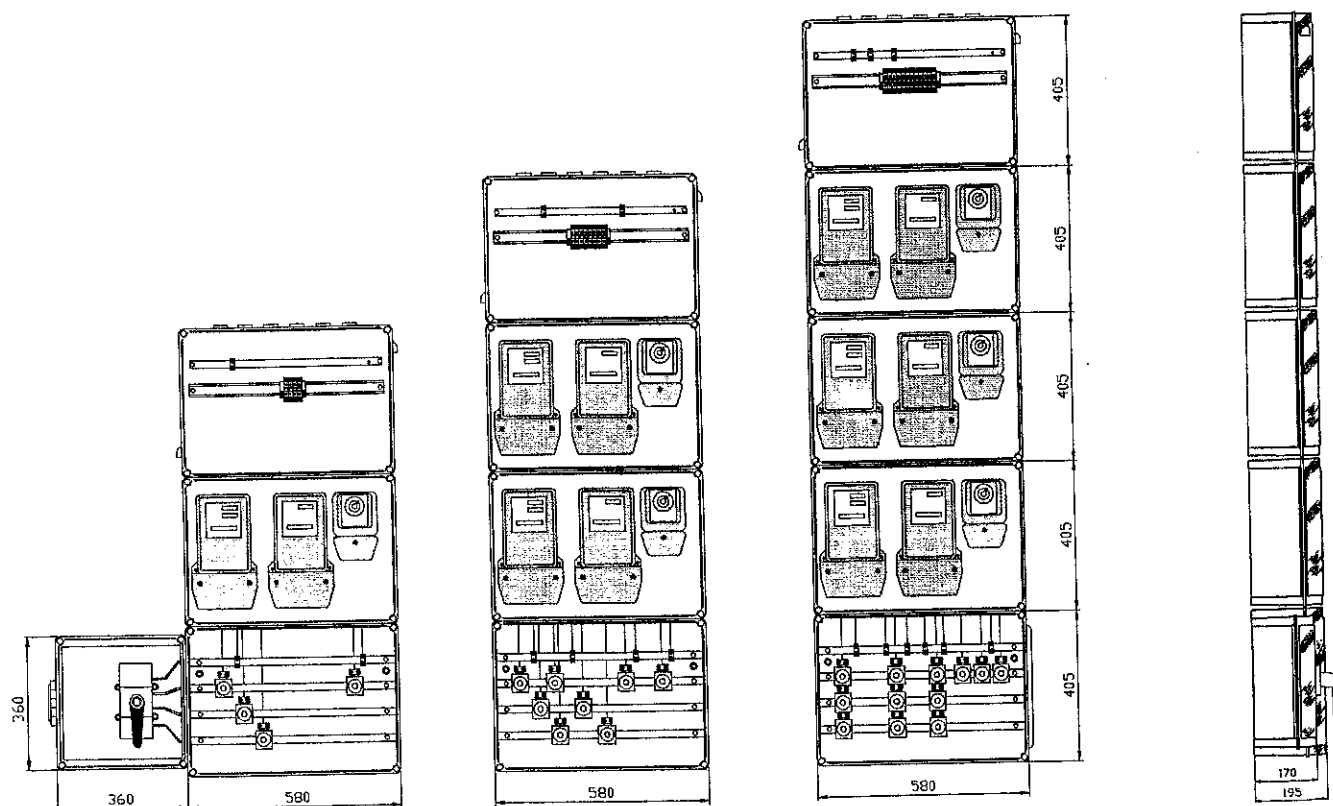
La centralización está compuesta por cuatro unidades funcionales, que siguiendo la dirección de la corriente son:

1.- Unidad funcional de corte, colocada a la llegada de la línea general de alimentación, está compuesta por un interruptor general omipolar con capacidad de corte en carga. Su función es dejar sin servicio a la centralización de contadores propiamente dicha.

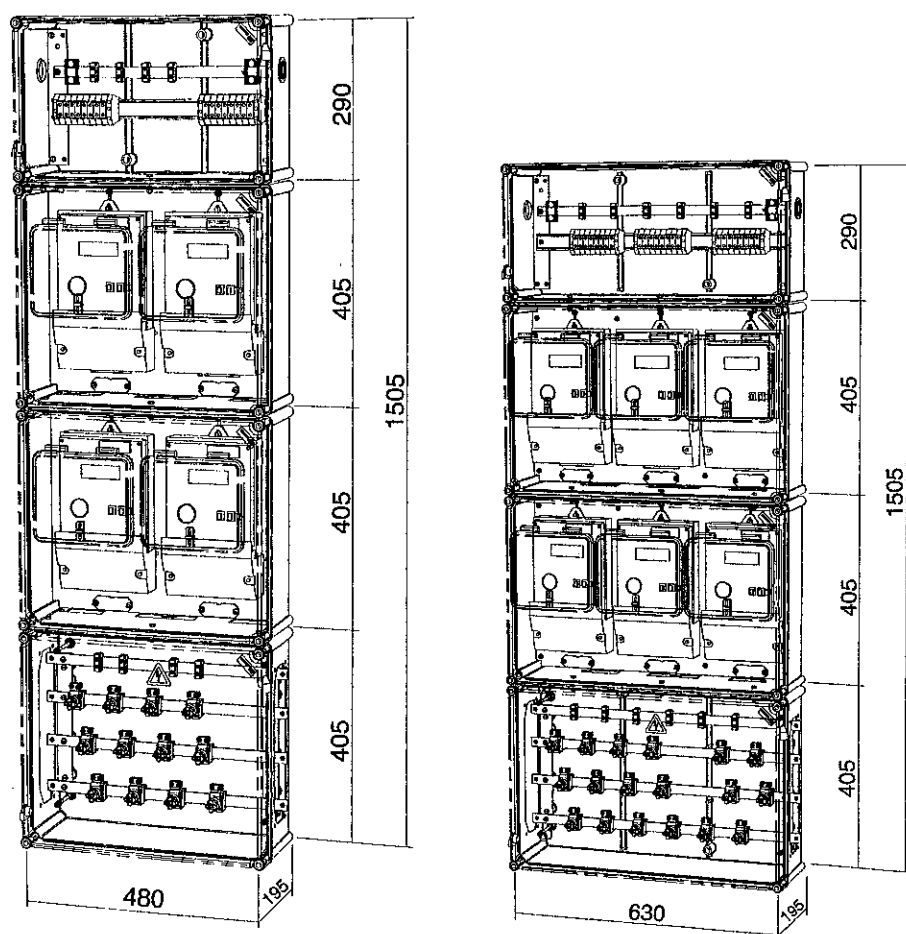
La intensidad de corte estará de acuerdo con la potencia de la Línea General de Alimentación (máximo 150 kW).

El interruptor se suele alojar en un módulo transparente, de doble aislamiento, autoextinguible, que irá unido a la unidad funcional de embarrado y fusibles de seguridad.

Centralización para contadores.



Esquema 8.15. Centralización de contadores trifásicos para más de 15 kW (contadores convencionales).



Esquema 8.16. Esquema de centralización de contadores trifásicos superior a 15 kW (contadores electrónicos).

2.- Unidad funcional de embarrado y fusibles, compuesta por cuatro pletinas de cobre de 20 por 4 mm aproximadamente, tres para las fases y una para el neutro (que suele ser la superior), y es de donde parten las derivaciones individuales. Se incorporan sobre las pletinas de fase los cortacircuitos fusibles de protección de las derivaciones individuales.

Los cortacircuitos fusibles son por lo general de tipo Neozed, con capacidad de corte de acuerdo con el tipo de centralización (pequeño 63 amperios para centralizaciones de contadores monofásicos y grande 100 amperios para centralizaciones de contadores trifásicos). Habrá tantos fusibles como derivaciones individuales haya, más uno para el reloj para la discriminación horaria.

3.- Unidad funcional de medida, que es donde se alojan los contadores y los relojes para la discriminación horaria.

Pueden alojarse contadores monofásicos o contadores trifásicos. Por lo general, en un mismo módulo no se suelen mezclar los contadores monofásicos y los trifásicos, sino que se ponen dos módulos independientes.

Estará prevista la colocación del reloj para la discriminación horaria de la tarifa nocturna, previendo su alojamiento arriba a la derecha con su cableado y su fusible de protección.

4.- Unidad funcional de embarrado de protección y bornes de salida, de donde parten las derivaciones individuales. Está compuesta por unas clemas de conexión, con capacidad para cables de hasta 25 mm², una barra de cobre de 20 por 4 mm

para la conexión del conductor de protección (tierra), bornas seccionables de aproximadamente 4 mm², para la conexión del sistema de doble tarifa (tarifa nocturna) y contactores, uno por contador, que sirve para el accionamiento y mando de la tarifa nocturna tanto de los contadores de doble tarifa como del contador y el puenteo del ICP que está en la vivienda.

Esta parte del módulo estará cableada con cable rígido de clase 2 de 10 mm², del tipo no propagador de la llama y reducida emisión de humos sin halógenos. Estará prevista la conexión reloj -contadores- contactores, se realizará con cable de 2,5 mm².

8.5.2.1. Módulo para centralizaciones de viviendas

La potencia normal de suministro es inferior o igual a 15 kW. Se preverá un contador de energía activa por suministro (pueden ser monofásicos o trifásicos, como se comentaba en el apartado 8.4.2), y un reloj para el conjunto del módulo, de forma que si algún usuario contrata la tarifa nocturna no necesitará realizar ninguna obra.

Los módulos tendrán en el embarrado de salida los contactores y las bornas seccionables que se describen en el párrafo anterior.

Los módulos prefabricados se construyen para una capacidad máxima de 250 A y pueden alojar 2, 3, 5, 7, 8, 11 o 15

contadores dependiendo del fabricante y de la previsión de carga prevista para cada vivienda (recordamos que la potencia máxima del módulo es de 250 A y la máxima potencia por derivación individual es de 14,49 kW para monofásicos y 15 kW para trifásicos).

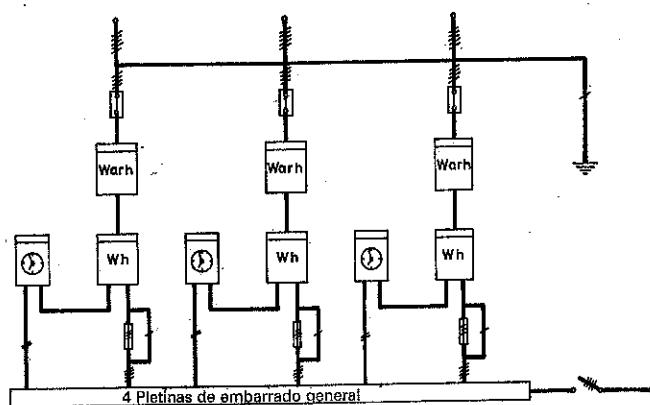
Módulo para viviendas.

(Ver esquema 8.13).

8.5.2.2. Módulo para centralizaciones de locales comerciales y oficinas con medida directa

Para suministros con potencia inferior o igual a 15 kW, la unidad funcional de medida estará constituida por un hueco para un contador de activa, monofásico o trifásico, y un hueco para un reloj de discriminación horaria.

Por lo general, se debe prever que la potencia que demande el local o la oficina sea superior a 15 kW, por lo que se preverá un módulo por local u oficina, con tres huecos, uno para activa (monofásico o trifásico), otro para reactiva (monofásico o trifásico) y un hueco para el reloj, o preparado para alojar contadores electrónicos multifunción.



Esquema 8.17. Centralización de contadores para locales y oficinas. Medida directa. Esquema de conexión.

8.5.2.3. Módulo para centralizaciones de locales comerciales y oficinas con medida indirecta

La potencia prevista para los locales u oficinas es superior a 50 kW, por lo que es necesaria la medida indirecta.

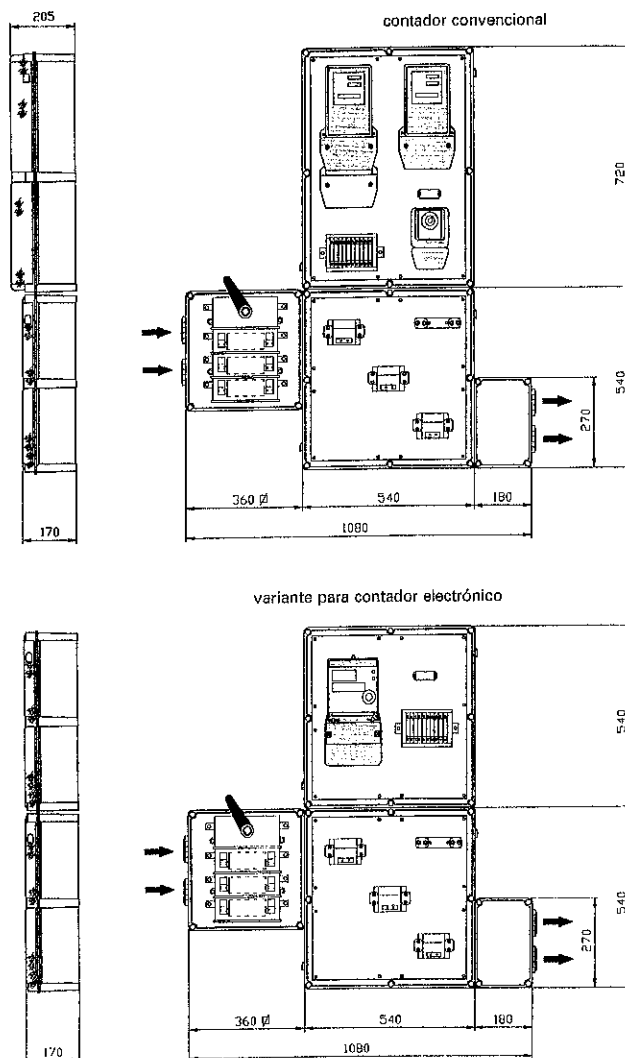
La centralización constará, para cada uno de los suministros, de un módulo con un hueco para un contador de activa trifásico, otro para un contador de reactiva trifásico y un hueco para el reloj. En la parte inferior se colocará un módulo adicional donde se coloquen los transformadores de intensidad y las regletas de comprobación.

Estos módulos incorporan un desconectador (interruptor de corte en carga) en el mismo módulo.

Observación:

Hasta ahora se ha descrito la Línea General de Alimentación de un edificio que tiene varios abonados.

Si el edificio tiene un solo abonado, no existe línea general de alimentación y la Caja General de Protección enlaza directamente con el equipo de medida del usuario, y éste a su vez con los mecanismos de mando y protección.



Esquema 8.18. Centralización de contadores para locales y oficinas. Medida indirecta.

8.5.3. Determinación práctica del número de huecos y módulos necesarios en una centralización de contadores

8.5.3.1. Huecos

Un punto importante en el diseño de la instalación eléctrica de un edificio es la previsión de huecos y espacios para la

ubicación de las instalaciones, y en concreto la ubicación de los equipos de medida.

Los módulos para la colocación de los contadores y equipos de medida están normalizados, y las empresas eléctricas los tienen descritos en sus normas particulares, indicando forma, capacidad, etc., pero no está de más conocer algún método de cálculo que permita saber el criterio seguido por las empresas a la hora de dimensionar las centralizaciones de contadores.

En edificios de viviendas, los módulos se calculan dejando un espacio para alojar en cada centralización un reloj para la tarifa nocturna, siempre que se prevean potencias de menos de 15 kW.

Para viviendas donde se prevean potencias de más de 15 kW hacen falta tres huecos, pues se necesitarán contadores de activa, reactiva y reloj.

En locales comerciales se dejarán tres huecos por cada 50 m² de superficie o fracción y / o 5 metros lineales de fachada.

Para garajes se preverán tres huecos.

Para los servicios generales tres huecos.

El número de módulos a instalar se calculará de la siguiente manera:

Viviendas	Módulos según los huecos calculados anteriormente
Servicios generales	Módulo específico de tres huecos (más de 15 kW)
Garaje	Módulo específico de tres huecos (más de 15 kW)
Locales comerciales determinados	Módulo específico de tres huecos (más de 15 kW)
Locales comerciales sin determinar	Módulo específico de tres huecos (más de 15 kW) por cada 200 m ² de superficie

Tabla 8.11. Cálculo de módulos de una centralización de contadores.

8.5.3.2. Tipo de centralización

Queda un elemento a determinar, que es el tipo de centralización de contadores, bien tipo armario o tipo cuarto de contadores.

Lo más general es la instalación de las centralizaciones en cuartos de contadores, no obstante cuando se trata de pequeños edificios se pueden utilizar los armarios. Los criterios seguidos por algunos autores, son:

Hasta 16 contadores	Armario o cuarto de contadores
Hasta 16 contadores	1,50 m de pared libre
De 17 a 24 contadores	2,40 m de pared libre
De 25 a 36 contadores	3,30 m de pared libre
De 16 contadores en adelante	Cuarto de contadores

Tabla 8.12. Determinación de la centralización de contadores.

8.6. Derivaciones individuales

Se definen como las líneas que unen la centralización de contadores, y en concreto el contador o equipo de medida de cada cliente con los dispositivos privados de mando y protección que estarán en el interior del local o vivienda del cliente.

Están descritas en la instrucción ITC-BT 15.

8.6.1. Composición

Las derivaciones individuales estarán compuestas por los conductores de fase: uno si la distribución es monofásica y tres si la distribución es trifásica, el conductor de neutro, el de protección y el hilo rojo de mando (en el caso de viviendas y locales preparados para tarifa nocturna), para accionamiento de los contactores que estén alojados en la vivienda.

El hilo de mando será un cable de color rojo, de 1,5 mm² de sección, que actuará de neutro, y que estará conectado al contactor de la centralización de contadores.

Los conductores de fase serán de color negro o marrón en el caso de ser monofásico, y si es trifásico además se añadirá el gris. El dimensionado se realizará de acuerdo con el grado de electrificación o potencia máxima prevista y la distancia de la centralización al cuadro general de mando y protección.

El conductor de neutro es de color azul claro y se dimensiona igual que los conductores de fase hasta 16 mm², y la mitad de la sección de fase para secciones superiores. Hay E.S.E. que exigen que la sección de conductor neutro sea igual que el de las fases.

El conductor de protección es de color amarillo y verde a rayas, y se conecta en el embarrado de protección de la salida de la centralización de contadores. Se dimensiona igual que un conductor neutro.

8.6.2. Tipos de derivaciones individuales

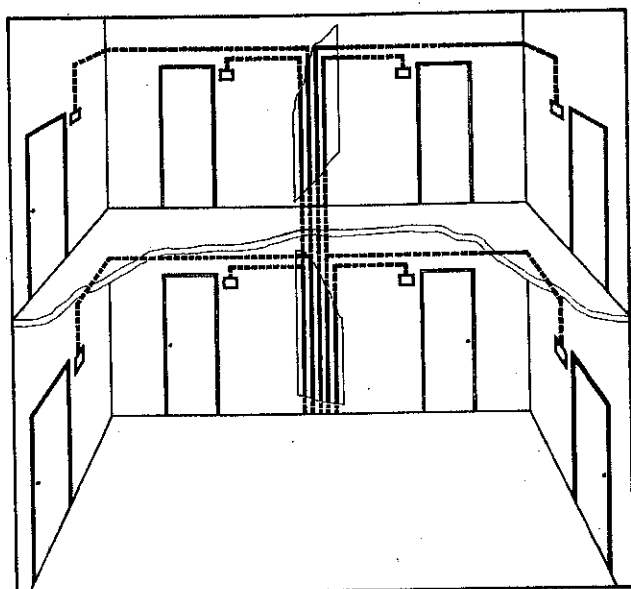
Según el reglamento de Baja Tensión se pueden realizar de cuatro formas:

- Conductores aislados en el interior de tubos empotrados.
- Conductores aislados en el interior de tubos en montaje superficial.
- Canalizaciones prefabricadas.
- Conductores aislados con cubierta metálica en montaje superficial.

Aunque se puede utilizar cualquiera de ellos, es necesario seguir las instrucciones particulares de las empresas eléctricas, que por lo general utilizan conductores aislados en el interior de tubos empotrados.

8.6.3. Trazado

Las derivaciones individuales deben circular por lugares de uso común, utilizando el menor recorrido posible desde la centralización a cada uno de los suministros.



Esquema 8.13. Trazado de una canaladura de un edificio de viviendas.

Por lo general, los tubos se alojan en canaladuras preparadas para este fin, que suelen ir por la vertical de la escalera, a los lados del ascensor si lo hubiere, y evitando cambios bruscos de dirección, y cerradas para evitar ser practicadas, excepto en la parte superior de cada descansillo donde se practica un registro a 20 cm del techo, que permite tanto el trabajo del instalador como la inspección de las instalaciones.

El registro debe ser precintable y tendrá unas dimensiones de 30 cm de altura y de ancho el mismo de la canaladura.

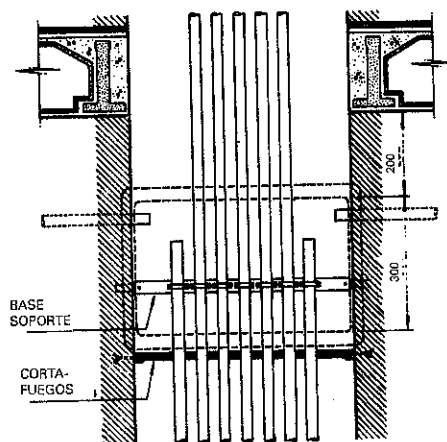
También se pueden plantear canaladuras horizontales cuando los suministros estén en la misma planta, como puede ser una galería comercial, un edificio con centralizaciones por planta, etc. En este caso se realizarán también registros cuando haya cambios de dirección o cuando se queden derivaciones individuales para el suministro de los diferentes clientes.

La canaladura tendrá un fondo de 15 cm por fila de tubos superpuestos, dejando una distancia entre ejes de tubos de 5 cm para facilitar los trabajos del instalador.

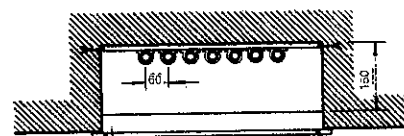
La sujeción de los tubos se hará exclusivamente a la altura de los registros y no a lo largo de la canaladura, que impediría trabajos posteriores de sustitución de tubos. Esta sujeción se hará mediante abrazaderas metálicas, de plástico, etc., que faciliten su colocación, así como su eventual sustitución.

Las derivaciones que se queden en cada piso serán las de los extremos y de la fila delantera, evitando pasar por delante de otras derivaciones. Los conductores irán sin protección de tubo rígido, dentro del registro de cada piso, desde la salida del tubo de la derivación individual hasta la entrada en el tubo empotrado que le lleve al interior de la vivienda o el local, por lo que es necesario aumentar las medidas de protección, precintando los registros para evitar deterioros o conexiones fraudulentas. En ocasiones se coloca una protección de tubo flexible que evita la manipulación.

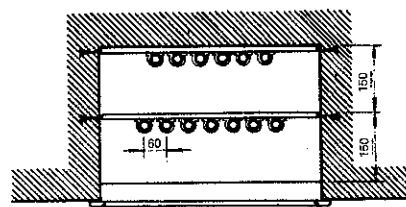
En todas las canaladuras verticales es necesaria la colocación de placas cortafuegos al menos cada tres plantas, y lo ideal es una por planta. La pared tendrá un RF-120.



CANALADURA CON DERIVACIONES INDIVIDUALES



SECCIÓN CON UNA FILA DE TUBOS



SECCIÓN CON DOS FILAS DE TUBOS

Esquema 8.14. Detalle de una canaladura de un edificio.

8.6.4. Características y dimensionado de las canalizaciones

Los tubos serán rígidos, no propagarán la llama, serán autoextinguibles y de características mínimas 4321.

Se colocará uno por cada derivación individual, de un diámetro mínimo de 40 mm, dimensionados de acuerdo con la sección de la fase de los conductores activos y con un diámetro nominal que permita ampliar la sección de los conductores en un 100%.

En locales comerciales y oficinas, se dejará, como mínimo, un tubo de 50 mm Ø por cada 50 m² si no se conoce la utilidad ni la división de los locales.

8.6.5. Características de los conductores

Los conductores serán de cobre aislado, con aislamiento para 750 V y con materiales exentos de halógenos, a base de mezclas termoestables ignifugas.

Para el dimensionado de los conductores se tendrá en cuenta:

El grado de electrificación o la máxima potencia prevista.

La longitud desde la centralización de contadores hasta el Cuadro General de Mando y Protección, y la máxima caída de tensión admisible.

En instalaciones con contadores totalmente centralizados:	1%
En instalaciones de otro tipo:	0,5%

El cálculo de la sección de la derivación individual se realiza por densidad de corriente y por caída de tensión.

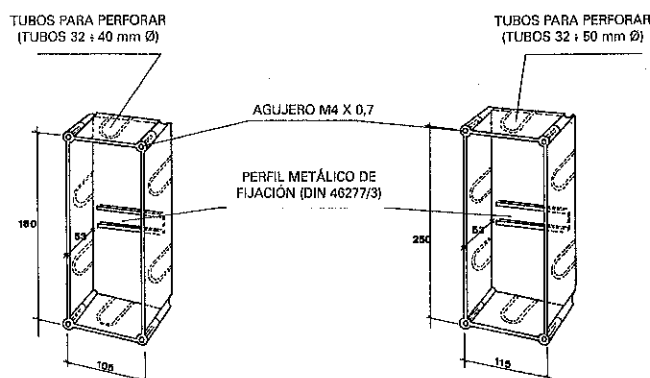
8.7. Interruptor de Control de Potencia

El último elemento de la instalación de enlace lo constituye el emplazamiento del Interruptor de Control de Potencia, ICP.

El interruptor de Control de Potencia es un elemento de medida, en forma de interruptor magnetotérmico, que se instala de acuerdo con la potencia contratada en el caso de que el cliente quiera limitar su potencia mediante un sistema fijo.

8.7.1. Ubicación y características

El ICP se coloca a la entrada de la vivienda o del local, a una altura de 1,80 m del suelo aproximadamente, inmediatamente antes del cuadro general de mando y protección. Se instala en una caja precintable, normalizada por UNESA con la norma 1.407 y de dimensiones 105 x 180 x 53 mm para cables de hasta 10 mm² y de 250 x 115 x 53 mm para secciones superiores a 10 mm² con huellas para tubos de 32 a 50 mm.



Esquema 8.15. Detalle de cajas para ICP.

En estas cajas también se aloja el contactor para tarifa nocturna en el caso de que el cliente contrate más potencia de noche que de día. En este caso es necesario colocar un contactor que puentee el limitador o ICP por la noche. Este contactor estará conectado con la centralización de contadores a través del hilo rojo de mando descrito anteriormente en el apartado relativo a la derivación individual.

Cuando el usuario contrata dos potencias distintas, una para el día y otra para la noche, es necesaria la colocación de dos ICP, y por tanto dos cajas o una caja adaptada para la colocación de los dos mecanismos. En estos casos es necesario contactar con la empresa eléctrica de la zona para que nos

facilite las cajas y mecanismos que tenga normalizados dentro de sus normas particulares.

8.7.2. Ejemplo de cálculo de la intensidad de los ICP

Como en capítulos anteriores, se ha diseñado una tabla para el cálculo rápido y dimensionado de los ICP en función de la potencia contratada por el usuario, para suministros monofásicos y suministros trifásicos.

Suministros monofásicos:

Potencia contratada	3.450 W	5.750 W	9.200 W	11.500 W	14.490 W
Intensidad del ICP en amperios	15	25	40	50	63

Tabla 8.13. Intensidad ICP. Suministro monofásico.

Para suministros trifásicos:

Potencia contratada	3.460 W	6.920 W	10.380 W	13.840 W	17.300 W	20.760 W
Intensidad del ICP por fase en A	5	10	15	20	25	30

Tabla 8.14. Intensidad ICP. Suministro trifásico.

8.7.3. Potencias de contratación

Independientemente de las potencias de cálculo de ICP que el proyectista maneja a la hora de diseñar una vivienda, posteriormente el dueño del edificio puede contratar con la empresa eléctrica la potencia que él desee en función de sus necesidades y siempre por debajo de la capacidad técnica de la instalación.

Las potencias normalizadas de contratación aparecidas en el BOE se describen en el capítulo sobre tarifas eléctricas de este libro.

8.8. Cuadro General de Mando y Protección

Es el elemento de la instalación que aloja todos los elementos de seguridad, de protección y control de la vivienda o local.

Está regulado en el REBT instrucción ITC-BT 17 bajo el epígrafe "dispositivos privados de mando y protección".

8.8.1. Ubicación

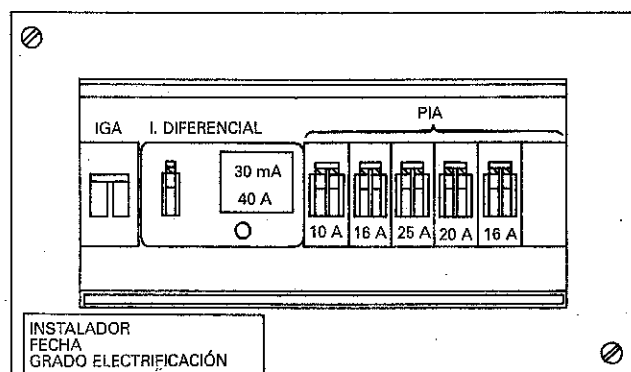
Se coloca al principio de la instalación interior, después de la caja de ICP y lo más cerca posible de la entrada.

El cuadro general puede ser único o pueden existir varios que cuelguen de uno general, dependiendo de la configuración de la instalación interior.

8.8.2. Composición y montaje

Los elementos que como mínimo componen un cuadro general de mando y protección, son:

- Elemento general de corte de la instalación.
- Protección diferencial.
- Protección magnetotérmica.
- Borne de tierra.



Esquema 8.16. Cuadro General de Mando y Protección.

La conexión se hace en este orden siguiendo el sentido de la corriente. La conexión de los mecanismos IGA y Diferencial se realizará con cable de cobre de sección igual a la sección de fase que llegue al cuadro. La conexión del diferencial con el resto de Int. Automáticos se realizará con barras colectoras.

Cuando existe un solo cuadro general en la instalación, los elementos de los que se compone son:

a) IGA, Interruptor General Automático (interruptor magnetotérmico), es el encargado de proteger a la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos.

Se coloca en el primer lugar del cuadro a la entrada de la corriente.

Serán bipolares o tetrapolares según el suministro.

Se utiliza como elemento de corte general de la instalación.

Será dimensionado de acuerdo con la sección de la derivación individual.

Se recomienda que la intensidad de cortocircuito sea como mínimo de 4,5 kA.

b) ID, Interruptor Diferencial, de alta sensibilidad, de 30 mA de intensidad máxima de defecto y 40 ms de tiempo

máximo de respuesta, dimensionado de acuerdo con la potencia máxima prevista en la instalación.

Tiene como misión proteger a las personas y a los animales contra corrientes de falta, contactos directos y contactos indirectos.

No se debe utilizar como elemento general de corte, porque para eso está el IGA. Debe probarse periódicamente utilizando el botón de prueba que llevan estos mecanismos.

No se debe olvidar que los diferenciales de alta sensibilidad aportan una protección muy eficaz contra los incendios, al limitar a potencias muy bajas las eventuales fugas de energía eléctrica debidas a defectos de aislamiento.

c) PIAs, varios pequeños interruptores automáticos, cada uno destinado a proteger un circuito interior, por lo que habrá tantos como circuitos interiores haya.

Se dimensionan de acuerdo con la sección del circuito interior que protegen.

Se recomienda que la intensidad de cortocircuito sea de 6 kA como mínimo.

Tienen como misión proteger las instalaciones y los receptores que están conectados a ellas contra sobrecargas y cortocircuitos.

La intensidad nominal de los PIA se calcula en función de la potencia máxima para la que se ha diseñado el circuito, y por tanto de su sección.

Según esto, se puede establecer la siguiente tabla de cálculo rápido:

Sección del conductor en mm ²	1,5	2,5	4	6
Intensidad nominal del PIA en amperios	10	16	20	25

Tabla 8.15. Cálculo de PIAs.

d) Borne de tierra, un borne con una regleta para conectar el conductor de protección procedente de la centralización de contadores, y dividir en tantos conductores de protección como circuitos interiores haya.

e) Otros mecanismos.

En instalaciones de calefacción con tarifa nocturna se colocan contactores y en algunos casos relojes de conexión-desconexión, para el manejo de la tarifa nocturna.

En viviendas o locales con instalaciones domóticas se colocan los elementos de regulación y control de las instalaciones domóticas, así como los módulos de conexión telefónica.

Cuando existen varios cuadros en la instalación:

Cuando existen varios cuadros, como por ejemplo en una instalación eléctrica de obra, el cuadro general se coloca a la entrada, cerca de la llegada del suministro.

En este cuadro están las protecciones diferenciales, los elementos generales de corte y un protector para cada cuadro secundario que se vaya a instalar.

El IGA tendrá capacidad de corte para el total de la instalación, el diferencial será de media sensibilidad, de 300 mA selectivo, y dimensionado de acuerdo con la potencia de la instalación. Los PIA, tantos como cuadros secundarios, se dimensionarán de acuerdo con la sección del circuito que llegue al cuadro secundario y el borne de tierra.

Estos PIA tendrán como misión proteger a la línea y a los cuadros secundarios contra sobrecargas y cortocircuitos.

Los cuadros secundarios serán como los cuadros generales descritos anteriormente, con su IGA correspondiente, su diferencial de alta sensibilidad, sus PIA según los circuitos que protejan y el borne de tierra.

8.8.3. Características del Cuadro General de Mando y Protección

El cuadro donde se alojan los mecanismos de seguridad y protección es aislante, de material autoextinguible y no propagador de la llama; en el caso de ser metálico debe llevar un punto de puesta a tierra, de tamaño variable según los elementos que se vayan a instalar en el cuadro.

El sistema de colocación de los mecanismos es a base de carriles DIN.

Puede ser de superficie o para empotrar, que suele ser lo más general.

Llevar una tapa de protección que oculta todas las conexiones eléctricas e impiden contactos accidentales con elementos activos, dejando al exterior los elementos de manipulación de los mecanismos.

En esa tapa, y de forma bien visible, deberá colocar el instalador una etiqueta donde figuren al menos los siguientes datos:

- Nombre y datos del instalador.
- Grado de electrificación de la vivienda.
- Fecha de instalación.

8.8.4. Tipos de Cuadros Generales específicos para uso de viviendas

Dependiendo del grado de electrificación o del equipamiento que se decida, los cuadros tendrán diferentes composiciones. A modo de ejemplo se describen los más comunes, teniendo presente que el cuadro es muy particular de cada instalación, por lo que se puede decir que cada instalación lleva su propio cuadro.

8.8.4.1. Cuadro para grado de electrificación básica

Está compuesto por:

- Un IGA de 25 o 32 A.
- Un interruptor diferencial de 40 A - 30 mA.

- Cinco PIA de 10, 16, 25, 20 y 16 A.
- Borne de protección.

De este cuadro saldrán cinco circuitos en sus respectivos tubos.

8.8.4.2. Cuadro para grado de electrificación elevada

Está compuesto, al menos, por:

- Un IGA de 40, 50 o 63 A.
- Dos interruptores diferenciales de 40 A-30 mA como mínimo.
- Ocho PIA de 10, 10, 16, 16, 25, 20, 16 y 25 A y los necesarios según los circuitos (ver apartado 8.9.2.3).
- Borne de protección.

De este cuadro saldrán ocho circuitos, para alumbrado, para pequeños electrodomésticos, para aparatos de lavar, para cocina y horno y para aparatos de calefacción o aire acondicionado, etc.

8.9. Instalación interior

Es la parte de la instalación eléctrica, propiedad del usuario, que partiendo del cuadro general de mando y protección enlaza con todos los receptores fundamentalmente a través de puntos de luz y tomas de corriente.

Las tensiones de utilización en corriente alterna no serán superiores a 250 V con relación a tierra, y los conductores utilizados en la instalación interior serán rígidos o flexibles, pero de cobre, con una tensión nominal de 750 V.

De forma general se pueden distinguir dos tipos de instalaciones:

- Las de viviendas.
- Otras actividades y usos.

Las instalaciones de viviendas están muy definidas en el REBT/2002, indicándose el número de tomas de corriente, circuitos, etc., que deben tener las mismas, por lo que la actividad del proyectista está muy guiada por el REBT.

El resto de instalaciones se tiene que realizar de acuerdo con la normativa vigente, pero el proyectista tiene amplia libertad para el diseño y ejecución de la obra, no existiendo dos proyectos iguales. Siguen siendo válidas todas las recomendaciones sobre protección de circuitos a la salida de los cuadros, protección a contacto directo e indirecto, etc. En estas instalaciones se recomienda de forma general no poner secciones inferiores a:

- | | |
|---|---------------------|
| Circuitos de alumbrado | 1,5 mm ² |
| Circuito de fuerza y tomas de corriente | 2,5 mm ² |

A continuación se recoge la particularización de la instalación interior de un edificio de viviendas.

8.9.1. Instalaciones interiores específicas para edificios de viviendas

Las secciones de los conductores dependen de los diferentes circuitos, y como orientación las secciones mínimas utilizadas son:

Alumbrado	1,5 mm ²
Tomas de corrientes	2,5 mm ²
Circuitos de máquinas de lavar y calentadores	4 mm ²
Circuito de cocina	6 mm ²
Circuito de calefacción y aire acondicionado	6 mm ²

Los conductores de protección serán de cobre de la misma sección que los conductores de fase.

Los colores normalizados son:

Fase: Negro o marrón.

Neutro: Azul claro.

Protección: Amarillo-verde a rayas.

No se utilizará un mismo conductor de neutro para varios circuitos.

Los interruptores se colocarán sobre el conductor de fase.

Las conexiones de los conductores se harán dentro de cajas de derivaciones mediante bornes de conexión y nunca por retorcimiento.

Los circuitos se realizarán a base de conductores aislados bajo tubo en montaje superficial o empotrado preferentemente.

8.9.2. Número de circuitos

El número de circuitos que debe llevar una instalación interior dependerá del equipamiento eléctrico y la utilidad que se le vaya a dar al local o la vivienda.

En cualquier caso, el Reglamento de Baja Tensión establece unos mínimos de calidad para que existan unos puntos de utilización habitación por habitación que garanticen las necesidades mínimas de los usuarios.

Estos mínimos se establecen en función del grado de electrificación de la vivienda, e insistiendo en que se tienen que considerar como mínimos, tenemos:

8.9.2.1. Electrificación básica

La electrificación básica cuenta con los siguientes circuitos independientes:

- C1 Circuito de distribución interna, destinado a alimentar los puntos de iluminación.
- C2 Circuito de distribución interna, destinado a tomas de corriente de uso general y frigorífico.
- C3 Circuito de distribución interna, destinado a alimentar la cocina y horno.
- C4 Circuito de distribución interna, destinado a alimentar la lavadora, lavavajillas y termo eléctrico.
- C5 Circuito de distribución interna, destinado a alimentar tomas de corriente de los cuartos de baño, así como las bases auxiliares del cuarto de cocina.

Circuito de utilización	Potencia prevista por toma (W)	Factor de simultaneidad F_s	Factor de utilización F_u	Tipo de toma (7)	Interruptor Automático (A)	Máximo n.º de utilización o tomas por circuito	Conductores sección mínima mm ² (5)	Tubo o conducto Diámetro mm (3)
C ₁ Iluminación	200	0,75	0,50	Punto de luz (9)	10	30	1,5	20
C ₂ Tomas de uso general	3.450	0,20	0,25	Base 16A 2p+PE	16	20	2,5	20
C ₃ Cocina y horno	5.400	0,50	0,75	Base 25 A 2p+PE	25	2	6	25
C ₄ Lavadora, lavavajillas y termo eléctrico	3.450	0,66	0,75	Base 16A 2p+PE combinadas con fusibles o interruptores automáticos de 16 A (8)	20	3	4 (6)	20
C ₅ Baño, cuarto de cocina	3.450	0,40	0,5	Base 16A 2p+PE	16	6	2,5	20

(1) La tensión considerada es de 230 V entre fase y neutro.

(3) Diámetros externos según ITC-BT 21.

(5) Este valor corresponde a una instalación de dos conductores y tierra con aislamiento de PVC bajo tubo empotrado en obra, según tabla 1 de ITC-BT-19.

Otras secciones pueden ser requeridas para otros tipos de cable o condiciones de instalación.

(6) En este circuito exclusivamente, cada toma individual puede conectarse mediante un conductor de sección 2,5 mm² que parta de una caja de derivación del circuito de 4 mm².

(7) Las bases de toma de corriente de 16 A 2p+PE serán fijas del tipo indicado en la figura C2a y las de 25 A 2p+PE serán del tipo indicado en la figura ESB 25-5A, ambas de la norma UNE 20315.

(8) Los fusibles o interruptores automáticos no son necesarios si se dispone de circuitos independientes para cada aparato, con interruptor automático de 16 A en cada circuito. El desdoblamiento del circuito con este fin no supondrá el paso a electrificación elevada ni la necesidad de disponer de un diferencial adicional.

(9) El punto de luz incluirá conductor de protección PE.

Tabla 8.16. Características eléctricas de los circuitos de una electrificación básica.

8.9.2.2. Electrificación elevada

Es el caso de viviendas con una previsión importante de aparatos electrodomésticos que obligue a instalar más de un circuito de cualquiera de los tipos descritos en el apartado 8.8.2.1., así como con previsión de sistemas de calefacción eléctrica, acondicionamiento de aire, automatización, gestión técnica de la energía y seguridad o con superficies útiles de las viviendas superiores a 160 m². En este caso se instalarán, además de los correspondientes a la electrificación básica, los siguientes circuitos:

- C6 Circuito adicional del tipo C1 por cada 30 puntos de luz.
- C7 Circuito adicional del tipo C2, por cada 20 tomas de corriente de uso general o si la superficie útil de la vivienda es mayor de 160 m².
- C8 Circuito de distribución interna, destinado a la instalación de calefacción eléctrica, cuando exista previsión de ésta.

- C9 Circuito de distribución interna, destinado a la instalación de aire acondicionado, cuando exista previsión de éste.
- C10 Circuito de distribución interna, destinado a la instalación de secadora independiente.
- C11 Circuito de distribución interna, destinado a la alimentación de automatización, gestión técnica de la energía y de seguridad cuando exista previsión de éste.
- C12 Circuitos adicionales de cualquiera de los tipos C3 o C4 cuando se prevean, o circuito adicional del tipo C5, cuando su número de tomas de corriente exceda de 6.

Tanto para la electrificación básica como para la elevada, se colocará, como mínimo, un interruptor diferencial de las características indicadas en el apartado 21, por cada cinco circuitos instalados.

Circuito de utilización	Potencia prevista por toma (W)	Factor de simultaneidad F _s	Factor de utilización F _u	Tipo de toma	Interruptor Automático (A)	Máximo nº de utilización o tomas por circuito	Conductores sección mínima mm ² (6)	Tubo o conducto Diámetro mm (9)
C1 Iluminación	200	0,75	0,50	Punto de luz (9)	10	30	1,5	16
C2 Tomas de uso general	3.450	0,20	0,25	Base 16A 2p+PE	16	20	2,5	20
C3 Cocina y horno	5.400	0,50	0,75	Base 25 A 2p+PE	25	2	6	25
C4 Lavadora, lavavajillas y termo eléctrico	3.450	0,66	0,75	Base 16A 2p+PE combinadas con fusibles o interruptores automáticos de 16 A (8)	20	3	4 (6)	20
C5 Baño, cuarto de cocina	3.450	0,40	0,50	Base 16A 2p+PE	16	6	2,5	20
C8 Calefacción	(2)				25		6	25
C9 Aire acondicionado	(2)				25		6	25
C10 Secadora	3.450	1,0	0,75	Base 16A 2p+PE	16	1	2,5	20
C11 Automatización	(4)				10		1,5	16

(1) La tensión considerada es de 230 V entre fase y neutro.

(2) La potencia máxima permisible por circuito será de 5.750 W.

(3) Diámetros externos según ITC-BT-21.

(4) La potencia máxima permisible por circuito será de 2.300 W.

(5) Este valor corresponde a una instalación de dos conductores y tierra con aislamiento de PVC bajo tubo empotrado en obra, según tabla 1 de ITC-BT-19. Otras secciones pueden ser requeridas para otros tipos de cable o condiciones de instalación.

(6) En este circuito exclusivamente, cada toma individual puede conectarse mediante un conductor de sección 2,5 mm² que parta de una caja de derivación del circuito de 4 mm².

(7) Las bases de toma de corriente de 16 A 2p+PE serán fijas del tipo indicado en la figura C2a y las de 25 A 2p+PE serán del tipo indicado en la figura ESB 25-5A, ambas de la norma UNE 20315.

(8) Los fusibles o interruptores automáticos no son necesarios si se dispone de circuitos independientes para cada aparato, con interruptor automático de 16 A en cada circuito. El desdoblamiento del circuito con este fin no supondrá el paso a electrificación elevada ni la necesidad de disponer de un diferencial adicional.

(9) El punto de luz incluirá conductor de protección PE.

Tabla 8.17. Características eléctricas de los circuitos de una electrificación elevada.

8.9.2.3. Cálculo de la potencia para cada circuito

El valor de la intensidad de corriente prevista en cada circuito se calculará de acuerdo con la fórmula:

$$I = N \times I_a \times F_s \times F_u$$

donde:

- N: número de tomas o receptores
- I_a: Intensidad prevista por toma o receptor
- F_s (factor de simultaneidad): Relación de receptores conectados simultáneamente sobre el total
- F_u (factor de utilización): Factor medio de utilización de la potencia máxima del receptor

Para las instalaciones de viviendas los conductores a utilizar solo podrán ser de cobre.

8.9.3. Puntos de utilización

Como se ha comentado y descrito anteriormente, cada pieza de la vivienda tendrá que tener un número mínimo de tomas de

corriente y puntos de utilización según la ITC-BT 25, pág. 7, y que son alimentados por los diferentes circuitos que debe tener la vivienda.

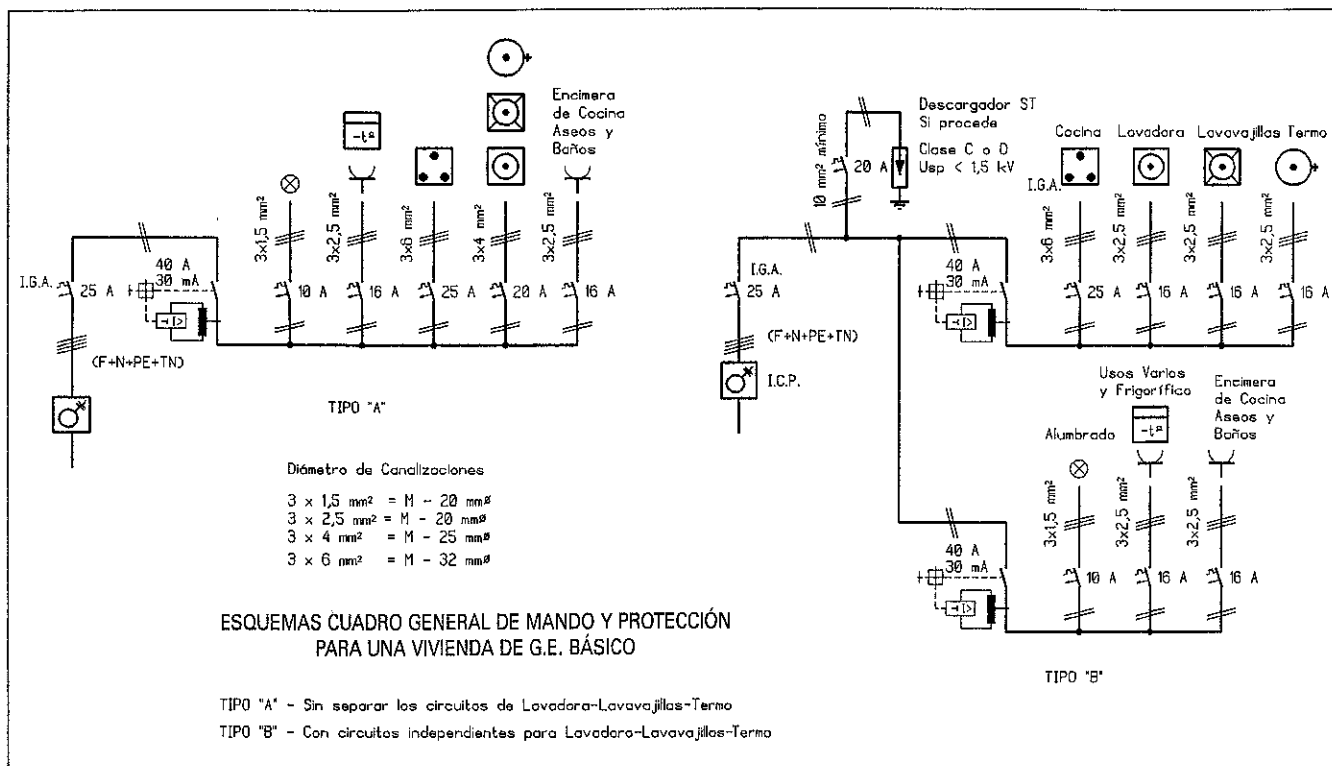
Estancia	Circuito	Mecanismo	Nº mínimo	Superficie / Longitud
Acceso	C ₁	Pulsador - timbre	1	---
Vestíbulo	C ₁	Punto de luz	1	---
		Interruptor 10 A	1	---
	C ₂	Base 16 A 2p + PE	1	---
Sala de estar o Salón	C ₁	Punto de luz	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
		Interruptor 10 A	1	
	C ₂	Base 16 A 2p + PE	3 (1)	una por cada 6 m ² , redondeado al entero superior
	C ₈	Toma de Calefacción	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²)
	C ₉	Toma de Aire Acondicionado	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²)
Dormitorios	C ₁	Puntos de luz	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
		Interruptor 10 A	1	
	C ₂	Base 16 A 2p + PE	3 (1)	una por cada 6 m ² , redondeado al entero superior
	C ₈	Toma de Calefacción	1	---
	C ₉	Toma de Aire Acondicionado	1	---
Baños	C ₁	Puntos de luz	1	---
		Interruptor 10 A	1	---
	C ₅	Base 16 A 2p + PE	1	---
Pasillos o distribuidores	C ₁	Puntos de luz	1	uno cada 5 m de longitud uno en cada acceso
		Interruptor/Conmutador 10 A	1	
	C ₂	Base 16 A 2p + PE	1	hasta 5 m (dos si L > 5 m)
Cocina	C ₈	Toma de Calefacción	1	---
	C ₁	Puntos de luz	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
		Interruptor 10 A	1	
	C ₂	Base 16 A 2p + PE	2	extractor y frigorífico
	C ₃	Base 25 A 2p + PE	1	cocina/horno
	C ₄	Base 16 A 2p + PE	3	lavadora, lavavajillas y termo
	C ₅	Base 16 A 2p + PE	3 (2)	encima del plano de trabajo
	C ₈	Toma de Calefacción	1	---
Terrazas y Vestidores	C ₁	Puntos de luz	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
		Interruptor 10 A	1	
Garajes unifamiliares y Otros	C ₁	Puntos de luz	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
		Interruptor 10 A	1	
	C ₂	Base 16 A 2p + PE	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²)

(1) Donde se prevea la instalación de una toma para el receptor de TV, la base correspondiente deberá ser múltiple, y en este caso se considerará como una sola base a los efectos del número de puntos de utilización de la tabla 1.

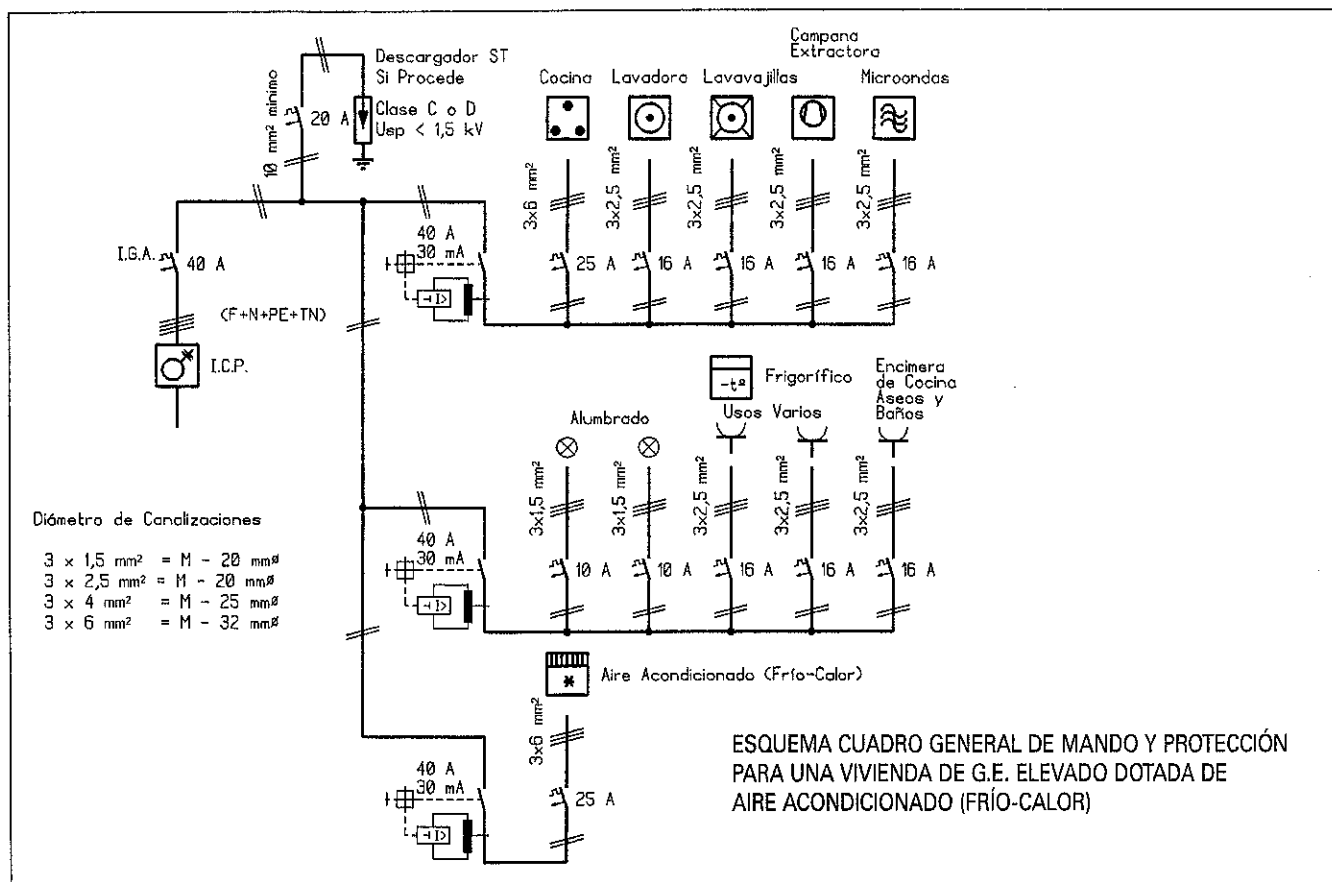
(2) Se colocarán fuera de un volumen delimitado por los planos verticales situados a 0,5 m del fregadero y de la encimera de cocción o cocina.

Tabla 8.18. Puntos de utilización mínimos de cada estancia.

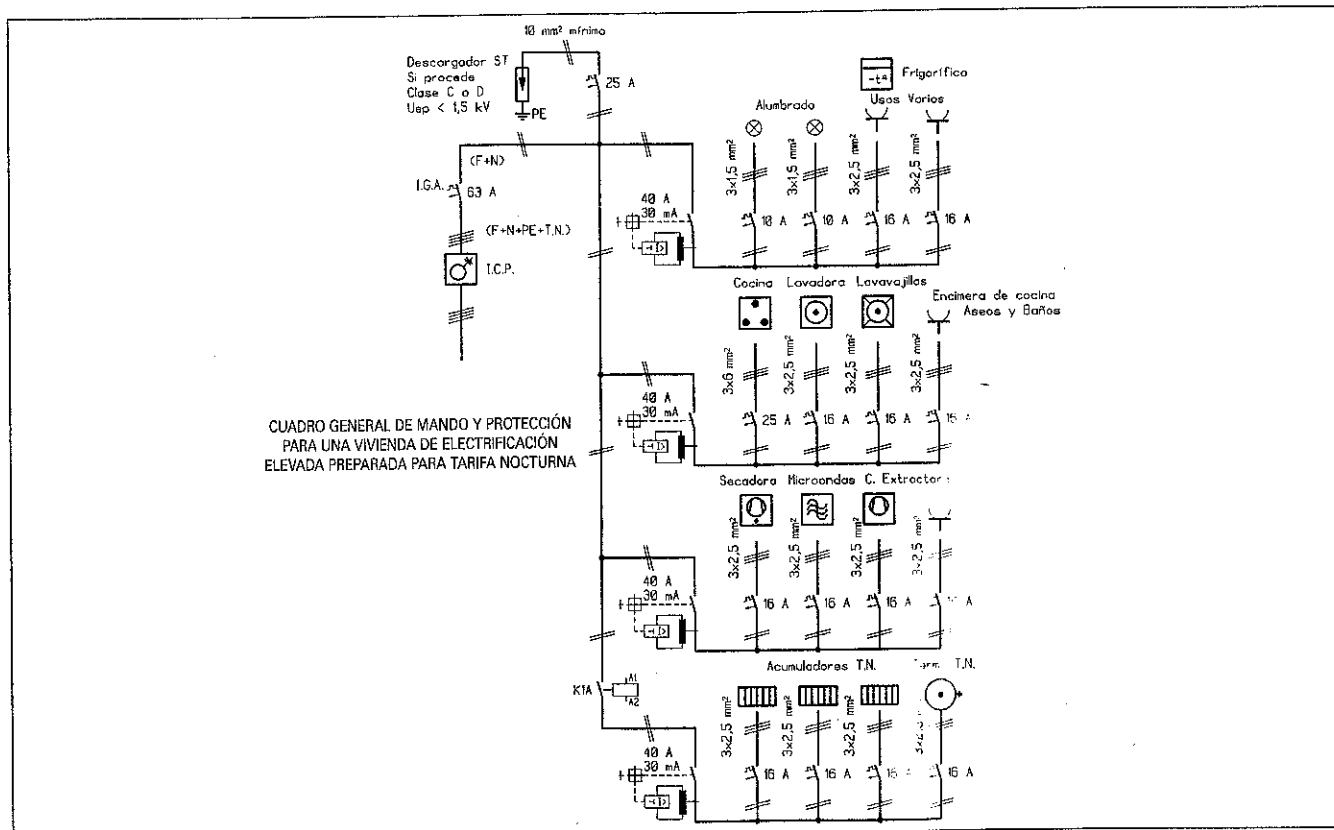
Los esquemas unifilares de los grados de electrificación medio, elevado y especial son:



Esquema 8.17. Grado de electrificación básico.



Esquema 8.18. Grado de electrificación elevado.

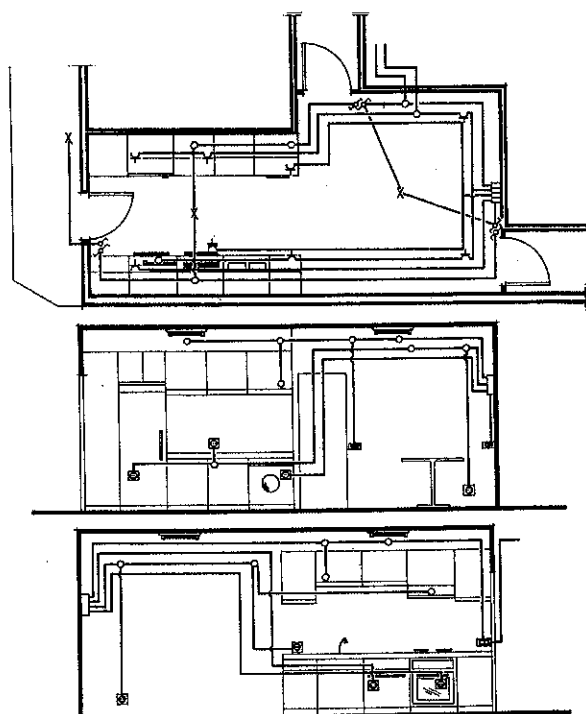


Esquema 8.19. Grado de electrificación especial dotado con Tarifa Nocturna.

8.9.4. Instalación eléctrica de cocinas

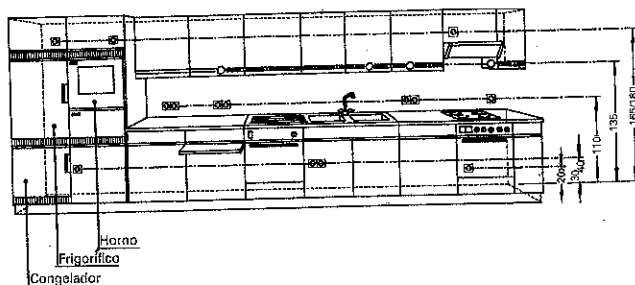
Es una de las zonas más peculiares de la vivienda, por su alto grado de equipamiento eléctrico.

Circuito electrificación cocina.



Esquema 8.20. Representación gráfica de las cotas de situación de cada uno de los elementos de la instalación interior.

Tomas de corriente cocina.



Esquema 8.21. Distribución de las tomas de corriente de una cocina.

Los puntos de utilización en una cocina según el grado de electrificación media serán:

- Uno o dos puntos de luz, según la capacidad y disposición de la cocina (C1).
- Dos o más tomas de corriente de 10 A provistas de toma de tierra, destinadas a frigoríficos y pequeños aparatos (C2).
- Para la instalación de lavadora, lavavajillas y secadora, se instalará una toma de corriente de 20 A con toma de tierra para cada una de ellas (C4).
- Para la alimentación del calentador de agua, se instalará un interruptor de corte bipolar de 10 A, sin olvidar la puesta a tierra del aparato (C4).
- La cocina eléctrica dispondrá de una toma de corriente de 25 A con toma de tierra; los hornos normales o

microondas tendrán su toma de corriente específica de 16 A o 25 A con toma de tierra (C3).

- Circuito de bases auxiliares de cocina, de 16 A con toma de tierra (C5).

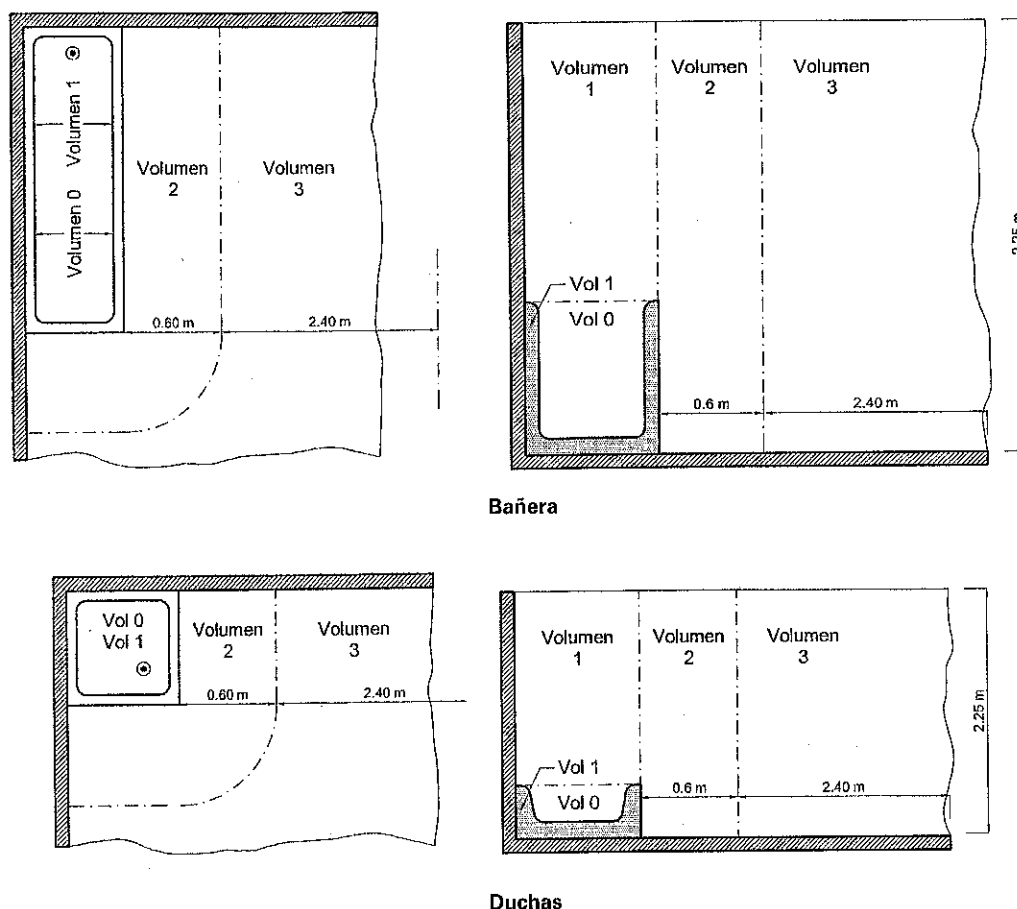
8.9.5. Instalación de cuartos de baño y aseo

La instalación de los cuartos de baño y aseo representan una de las partes más importantes de la instalación interior desde el punto de vista de la seguridad.

En estas estancias las personas estarán en contacto con el agua y en ocasiones descalzas o con las manos húmedas, por lo que es necesario extremar las precauciones para evitar accidentes eléctricos.

Además del interruptor diferencial de alta sensibilidad que existe en la entrada de la vivienda, el Reglamento de Baja tensión, en su ITC-BT-27 página 2, desarrolla una serie de medidas adicionales de seguridad que es necesario cumplir en cuartos de baño y aseo.

En primer lugar se definen los cuatro volúmenes, así como las redes equipotenciales de cuartos de baño.



Esquema 8.22. Volúmenes de prohibición y protección de un cuarto de baño.

8.9.5.1 Clasificación de los volúmenes

Para las instalaciones de estos locales se tendrán en cuenta los cuatro volúmenes 0, 1, 2 y 3 que se definen a continuación.

En el esquema 8.22 se presentan figuras aclaratorias para la clasificación de los volúmenes. Los falsos techos y las mamparas no se consideran barreras a los efectos de separación de volúmenes.

Volumen 0 Comprende el interior de la bañera o ducha.

En un lugar que contenga una ducha sin plato, el volumen 0 estará delimitado por el suelo y por un plano horizontal situado a 0,05 m por encima del suelo. En este caso:

- Si el difusor de la ducha puede desplazarse durante su uso, el volumen 0 estará limitado por el plano generatriz vertical situado a un radio de 1,2 m alrededor de la toma de agua de la pared o el plano vertical que encierra el área prevista para ser ocupada por la persona que se ducha.
- Si el difusor de la ducha es fijo, el volumen 0 estará limitado por el plano generatriz vertical situado a un radio de 0,6 m alrededor del difusor.

Volumen 1

Está limitado por:

- El plano horizontal superior al volumen 0 y el plano horizontal situado a 2,25 m por encima del suelo.

- b) El plano vertical alrededor de la bañera o ducha y que incluye el espacio por debajo de los mismos, cuanto este espacio sea accesible sin el uso de una herramienta, o
- Para una ducha sin plato con un difusor que pueda desplazarse durante su uso, el volumen 1 estará limitado por el plano generatriz vertical situado a un radio de 1,2 m desde la toma de agua de la pared o el plano vertical que encierre el área prevista para ser ocupada por la persona que se ducha, o
- Para una ducha sin plato y con un rociador fijo, el volumen 1 estará delimitado por la superficie generatriz vertical situada a un radio de 0,6 m alrededor del rociador.

Volumen 2

Está limitado por:

- a) El plano vertical exterior al volumen 1 y el plano vertical paralelo situado a una distancia de 0,6 m, y
- b) El suelo y plano horizontal situado a 2,25 m por encima del suelo.

Además, cuando la altura del techo exceda los 2,25 m por encima del suelo, el espacio comprendido entre el volumen 1 y el techo o hasta una altura de 3 m por encima del suelo, cualquiera que sea el valor menor, se considerará volumen 2.

Volumen 3

Está limitado por:

- a) El plano vertical límite exterior del volumen 2 y el plano vertical paralelo situado a una distancia de este de 2,4 m, y
- b) El suelo y el plano horizontal situado a 2,25 m por encima del suelo.

Además, cuando la altura del techo exceda los 2,25 m por encima del suelo, el espacio comprendido entre el volumen 2 y el techo o hasta una altura de 3 m por encima del suelo, cualquiera que sea el valor menor, se considerará volumen 3.

El volumen 3 comprende cualquier espacio por debajo de la bañera o ducha que sea accesible sólo mediante el uso de una herramienta, siempre que el cierre de dicho volumen garantice una protección como mínimo IP X4. Esta clasificación no es aplicable al espacio situado por debajo de las bañeras de hidromasaje y cabinas.

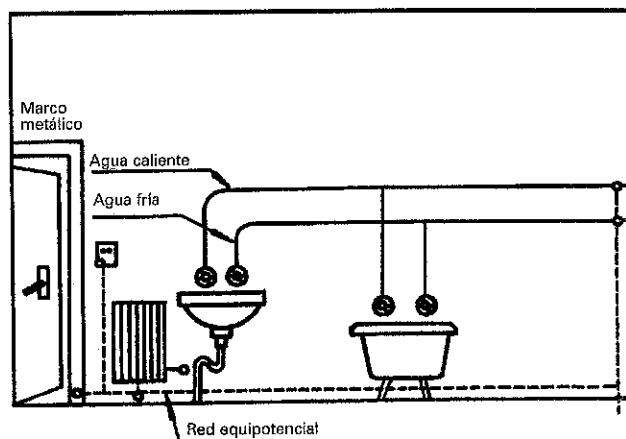
8.9.5.2. Protección para garantizar la seguridad: Red equipotencial de cuartos de baño y aseo

Una conexión equipotencial local suplementaria debe unir el conductor de protección asociado con las partes conductoras accesibles de los equipos de clase 1 en los volúmenes 1, 2 y 3, incluidas las tomas de corriente y las siguientes partes conductoras externas de los volúmenes 0, 1, 2 y 3:

- Canalizaciones metálicas de los servicios de suministro y desagües (por ejemplo agua, gas).
- Canalizaciones metálicas de calefacciones centralizadas y sistemas de aire acondicionado.

- Partes metálicas accesibles de la estructura del edificio. Los marcos metálicos de puertas, ventanas y similares no se consideran partes externas accesibles, a no ser que estén conectadas a la estructura metálica del edificio.
- Otras partes conductoras externas, por ejemplo partes que sean susceptibles de transferir tensiones.

Las bañeras y duchas metálicas deben considerarse partes conductoras externas susceptibles de transferir tensiones, a menos que se instalen de forma que queden aisladas de la estructura y de otras partes metálicas del edificio.



Esquema 8.23. Red equipotencial de un cuarto de baño.

8.10. Otras instalaciones del edificio

Dentro de este apartado se van a describir las instalaciones comunitarias más normales de un edificio, teniendo presente que se diseñan y se construyen como si fueran instalaciones interiores, que parten de un cuadro general de mando y protección y se dimensionan de acuerdo con la potencia de los aparatos a ellas conectados y de su longitud.

Las instalaciones comunitarias más normales son:

Garaje.
Ascensores y montacargas.
Servicios generales.

Todas estas instalaciones se han tratado en capítulos anteriores desde el punto de vista de la previsión de cargas y por tanto de la potencia máxima que van a demandar y como consecuencia de ello tendremos la intensidad nominal de la protección, PIAs, y la sección del conductor.

8.10.1. Instalaciones de garajes

Se considera un emplazamiento de Clase I, según ITC-BT 29.

Se definirán como volúmenes peligrosos los comprendidos entre el suelo y un plano situado a 0,60 m por encima de la parte más baja de las puertas exteriores. Al estar los garajes en plantas sótanos, todo el volumen del garaje se suele considerar como peligroso, a no ser que esté suficientemente ventila-

do y sólo sea volumen peligroso el comprendido entre el suelo y un plano a 0,60 m del mismo.

Por ello, es fundamental establecer en los garajes un buen sistema de ventilación.

8.10.1.1. Ventilación del local

En cualquier caso, a efectos de diseño y cálculo siempre se debe considerar un local suficientemente ventilado.

La norma básica de la Edificación NBE-CPI-96 establece una renovación mínima de 6 renovaciones hora.

Otras normas son más estrictas, como el P.G.O.U. Madrid, que define un buen sistema de ventilación forzada como aquel que es capaz de hacer 7 renovaciones por hora.

La norma UNE 100-011-88 establece para garajes un caudal mínimo de renovación de 7,5 l/m²s o 50 l/m² coche cuando la ventilación mecánica es intermitente, y que equivale a 27 m³/m² h.

Los sistemas de ventilación de los garajes serán del tipo automático y manuales, deberán funcionar 6 horas como mínimo al día y se colocarán, al menos, 2 extractores por planta.

Los garajes subterráneos dispondrán de un sistema de alumbrado de emergencia y de un sistema complementario de suministro de energía de reserva que actúe al menos sobre el 50% de las instalaciones de ventilación forzada, y de detectores de CO (uno cada 200 m²) situados a una altura entre 1,5 y 2 m máximo, de forma que si se detecta un valor de CO de 50 p.p.m. accionen automáticamente sobre la ventilación forzada.

8.10.1.2. Composición y dimensionado de la derivación individual de los garajes

Partirá de la centralización de contadores, donde tendrá un módulo propio de medida y llegará a la caja de ICP del garaje.

Dependiendo de la potencia solicitada y de los ventiladores, la derivación será monofásica (fase, neutro y protección), o trifásica (tres fases, neutro y protección).

Después de la Caja de ICP se tiene el Cuadro General de Mando y Protección del garaje, compuesto por los siguientes elementos:

Interruptor General Automático, IGA, omnipolar, calibrado para la protección de la derivación individual contra sobrecargas.

- N Interruptores diferenciales, de 30 mA. 40 A de In.
- NPIAs para el circuito o circuitos de ventilación.
- NPIAs para alumbrado.
- NPIAs para tomas de corriente.
- NPIAs otros circuitos.

8.10.2. Ascensores y montacargas

Las instalaciones de ascensores y montacargas están reguladas por el RAE, reglamento de aparatos elevadores y manutención en la instrucciones AEM 1.13 y AEM 1.14.

8.10.2.1. Descripción de la instalación eléctrica

La instalación eléctrica de los ascensores y montacargas se divide en dos circuitos con alimentación independiente, bien por provenir de dos derivaciones individuales, bien por derivarse el circuito de alumbrado antes del interruptor general de la máquina.

Los circuitos básicos son:

a) Circuito de potencia y sus circuitos derivados, incluyendo las diversas maniobras, que alimentará directamente al cuadro de mando, protección y control del ascensor.

Este cuadro se realizará de acuerdo con las normas del RAE, y lo suministra la casa constructora del ascensor o del montacargas.

b) Circuito de alumbrado de cabina y sus derivados, que debe tener dos circuitos secundarios, que incluyen:

Circuito secundario 1:

- Alumbrado de cabina y ventilación (si existiera).
- Toma de corriente sobre el techo de la cabina.
- Dispositivo de petición de auxilio.

Circuito secundario 2:

- Alumbrado del cuarto de máquinas y de poleas.
- Toma de corriente en el cuarto de máquinas.
- Alumbrado del interior del hueco.

Cada circuito deberá tener su protección particular, con su correspondiente interruptor; estarán constituidos por cable de cobre con aislamiento para 750 V, instalados en el interior de tubos rígidos.

8.10.2.2. Composición y dimensionado de la derivación individual de los ascensores

La instalación eléctrica específica de los ascensores y montacargas, o derivación individual, se compone de:

a) Derivación individual, que parte del ICP de los servicios comunes de la finca y llega hasta el cuarto de máquinas, al cuadro general de mando y protección de los ascensores.

Está compuesto por tres conductores de fase, el neutro y la protección.

La derivación individual se calcula teniendo en cuenta la ITC-BT 47 y 32, que dice que computará como intensidad normal a plena carga la necesaria para elevar las cargas fijadas como normales a la velocidad de régimen, multiplicadas por el coeficiente 1,3.

b) Cuadro General de Mando y Protección, similar al que se ha descrito y que se instala en el interior de las viviendas, compuesto de:

Interruptor general automático, IGA, omnipolar, calibrado para sobrecargas de la derivación individual.

Interruptor diferencial de 30 mA para el circuito de fuerza (circuito de potencia).

PIA trifásico con neutro, dimensionado de acuerdo con la sección del circuito de potencia, al que protege y sirve además de interruptor.

Interruptor diferencial de 30 mA para el circuito de alumbrado.

PIA bipolar general, calibrado de acuerdo con la sección del circuito de alumbrado al que protege y sirve de interruptor.

PIA bipolar para el circuito secundario primero. Sale del PIA general.

PIA bipolar para el circuito secundario segundo. Sale del PIA general.

PIA bipolar para el alumbrado de emergencia.

8.10.3. Servicios generales

Partirán del embarrado de protección y salida del módulo de medida de la centralización de contadores hasta la Caja de ICP y el cuadro general de mando y protección de los servicios generales.

La derivación individual circulará por la canaladura general del edificio o si éste es de gran tamaño o tiene muchos servicios se puede construir una canaladura de servicios, por donde podrá circular la derivación individual de los ascensores.

La derivación individual de los servicios generales se suele dividir en los siguientes circuitos:

Alumbrado de portal y escalera.

Alumbrado de sótanos y trasteros.

Tomas de corriente de zonas comunes.

Instalaciones de antena de TV y FM.

Portero automático (vídeo-portero en su caso).

Vivienda del conserje.

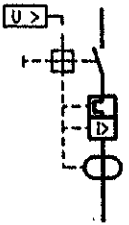
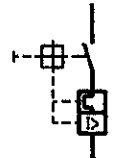
Grupos de presión para agua fría.

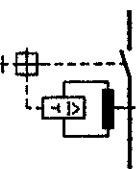
Grupos de presión para agua caliente.

Elementos auxiliares del cuarto de caldera, como son bombas, centralitas, quemadores, etc.

Como todas, estas derivaciones individuales tendrán un cuadro general de mando y protección, con su correspondiente IGA, diferencial de alta sensibilidad y tantos PIA como circuitos secundarios haya.

8.11. Símbolos utilizados en instalaciones de Baja Tensión

	INT. AUT. MAGNETOTÉRMICO REGULABLE, CON TOROIDAL PARA RELÉ DIFERENCIAL. + BOBINA A EMISIÓN DE TENSIÓN.
	INT. AUT. MAGNETOTÉRMICO REGULABLE > 63 A.

	INT. AUTOMÁTICO DIFERENCIAL.
	INT. AUTOMÁTICO MAGNETOTÉRMICO ≤ 63 A (PIA.).
	CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCIÓN.
	APARATO ELÉCTRICO EN GENERAL.
	ALUMBRADO DE EMERGENCIA & SEÑALIZACIÓN FLUORESCENTE.
	ALUMBRADO DE EMERGENCIA & SEÑALIZACIÓN INCANDESCENTE.
	ALUMBRADO DE E&S BALIZADO.
	TOMA DE TIERRA.
	NÚMERO DE CONDUCTORES. Ejemplo 5.
	BATERÍA DE CONDENSADORES.
	VENTILADOR O EXTRACTOR DE AIRE.
	LAVAVAJILLAS.
	LAVADORA.
	COCINA.
	PUNTO DE LUZ FLUORESCENTE.
	PUNTO DE LUZ INCANDESCENTE.
	PUNTO DE LUZ HALÓGENO - 12 V.
	PUNTO DE LUZ HALÓGENO - 220 V.

	TOMA DE CORRIENTE BIPOLAR CON T.T.
	TOMA DE CORRIENTE TRIPOLAR CON T.T.
	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD.
	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN.
	RÓTULO LUMINOSO CON LÁMPARAS FLUORESCENTES.
	RÓTULO LUMINOSO CON LÁMPARAS INCANDESCENTES.
	RÓTULO LUMINOSO CON LÁMPARAS DE DESCARGA - NEÓN -.
	ARRANCADOR ESTRELLA-TRIÁNGULO.
	INTERRUPTOR CONTROL DE POTENCIA (I.C.P.).
	FUSIBLE.

	CONTACTOR TRIPOLAR DE POTENCIA.
	BOBINA DE CONTACTOR.
	CONTACTO AUXILIAR N.A.
	CONTACTO AUXILIAR N.C.
	NÚMERO DE CONDUCTORES.
	MOTOR.

Actividades y prácticas propuestas

Realizar el esquema unifilar de un edificio de viviendas.

Calcular la Línea General de Alimentación en un edificio con una previsión de carga de 150 kW y una distancia de la CGP a la centralización de contadores de 30 metros.

Realizar el esquema del cuadro general de mando y protección de los servicios generales de un edificio de viviendas que tiene dos ascensores y un garaje.

Realizar el esquema unifilar de la instalación interior de una vivienda de grado de electrificación elevado y que tiene tres dormitorios.

Realizar el esquema unifilar de la instalación eléctrica de una cocina que tiene, entre otros electrodomésticos: lavadora, lavavajillas, cocina, horno, frigorífico, campana extractora, pequeños electrodomésticos, etc.

Cables y canalizaciones

Introducción

Los cables eléctricos son los materiales que se utilizan en las instalaciones eléctricas para la transmisión de la energía eléctrica.

Los conductores están compuestos de hilos o cables de material conductor, por lo general cobre o aluminio, y protegidos del exterior por un material aislante. Según el material con el que están contruidos, así como el aislante o aislamiento que se utiliza para protegerlos, o el número distinto de ellos que se engloban en un solo cable, es lo que da lugar a la clasificación de los cables.

Además a la hora de clasificar y elegir un cable hay que tener en cuenta una serie de características como son la temperatura de trabajo de los conductores, la tensión de suministro, la intensidad máxima a transportar y el factor de potencia de la instalación, así como las canalizaciones que los van a contener.

Contenido

Se hace una descripción sencilla de los conductores y las canalizaciones destacando los siguientes temas:

- Cables y conductores aislados.
- Clasificación de los cables.
- Elección de los cables.
- Composición del alma de los conductores.
- Aislamientos: secos naturales, secos termoplásticos, secos elastómeros, impregnados, etc.
- Nivel de aislamiento.
- Cables especiales de protección contra el fuego: cables ignífugos.
- Nomenclatura de los cables.
- Designación de los cables para su representación gráfica: indicación sobre los conductores.
- Designación de los cables por su color, para su definición en obra.
- Designación o denominación normalizada de cables para 0,6/1 kV.
- Designación o denominación normalizada de cables para 450/750 V.
- Conductos portacables de protección y montaje.
- Tubos protectores.
- Bandejas portacables.
- Canales portacables.
- Molduras.

Objetivos

- Identificar los diferentes cables y portacables que se utilizan en una instalación eléctrica.
- Utilizar adecuadamente los conductores según su composición, aislamiento y protección.
- Utilizar adecuadamente los colores de los cables o conductores.
- Seleccionar las tablas del reglamento y de los catálogos de los fabricantes.

9.1. Cables y conductores aislados

En este libro vamos a establecer una serie de definiciones tipo que utilizaremos a lo largo del mismo. Como primera definición establecemos que un cable es un elemento conductor recubierto de aislante, aunque no obstante hay que distinguir entre conductor aislado y cable.

Conductor aislado se define como aquel que está formado por un elemento conductor y una capa de aislante y cable, añade además una cubierta o capa de protección para proteger a los cables de las condiciones del medio ambiente.

9.1.1. Definiciones

Las diferentes partes en las que se divide un cable y la definición de las mismas, es la siguiente:

Cable: Conjunto formado por uno o varios conductores cableados, adecuadamente aislados.

Cable unipolar: Formado por un solo conductor aislado.

Cable multipolar: Formado por varios conductores aislados bajo una cubierta común.

Cable flexible: Cable que permite una conexión móvil.

Cable de aceite fluido: Cable con aceite poco viscoso bajo la cubierta metálica, que puede fluir libremente.

Cable aéreo: Cable aislado diseñado para el montaje exterior suspendido.

Cable aislado en haz: Cable aéreo con varios conductores aislados trenzados entre sí.

Fiador: Alambre cuya misión es sujetar y aguantar el cable en las instalaciones aéreas.

Conductor: Es el elemento destinado a conducir la corriente. Suelen ser de cobre o de aluminio.

Hilo: Conductor de un solo alambre. El formado por un alambre sólo.

Conductor cableado: Formado por varios alambres trenzados.

Conductor flexible: El formado por varios alambres finos y que es flexible.

Conductor aislado: El formado por el conductor, el aislamiento y las pantallas, si las hay.

Cuerda: Conductor formado por varios hilos reunidos.

Alma o vena: Es el conjunto de la cuerda y el aislamiento propio de la misma.

Pantalla de protección de un cable: Envoltentes conductores o semiconductores que se ponen en los cables con funciones de protección eléctrica.

Blindaje: Son cintas o hilos, generalmente metálicos, aplicados sobre una cubierta para que pueda resistir esfuerzos mecánicos.

Armadura: Es el revestimiento formado por flejes o alambres para proteger al cable de los esfuerzos mecánicos exteriores.

Cubiertas: Es el revestimiento tubular continuo y uniforme de material metálico o no metálico, generalmente extruido, que tiene funciones de protección: resistencia al calor, a los aceites, a la abrasión, a la humedad, etc.

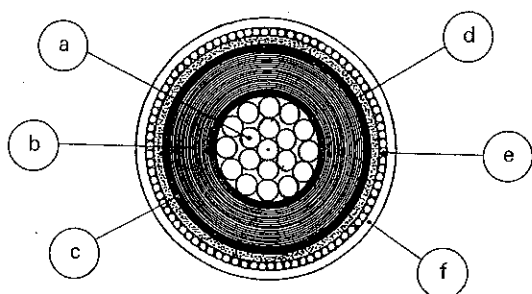
Revestimiento exterior de un cable: Es el formado por una o varias capas de material extruido, generalmente aplicado en el exterior del cable.

9.1.2. Clasificación de los cables

Los cables se clasifican atendiendo a su constitución, al número de conductores que lo forman y al tipo de aislamiento, y se puede resumir en la tabla 9.1:

CLASIFICACIÓN	Tipo		
Por el material conductor	Cobre	Duro/recocido	
	Aluminio	Duro/semiduro	
Por su constitución	Hilos	Una sola alma	
	Cordones	Varios hilos	
	Cables	Rígidos Flexibles	Varios hilos o cordones aislados entre sí
Por su número	Sencillos (Unipolares)		
	Múltiples (Multipolares)	Planos Cilíndricos Sectoriales	
Por su aislamiento	Aislados	Secos	Barniz Goma
		Termoplástico	Policloruro de vinilo PVC Polietileno PE Polietileno reticulado XLPE
		Elastómero	Neopreno (como cubierta) Etileno propileno EPR Butil Silicona
		Minerales	Óxido de magnesio
		Impregnados	Papel mezcla normal Papel mezcla no escurriente
	Desnudos		

Tabla 9.1. Clasificación de los cables.



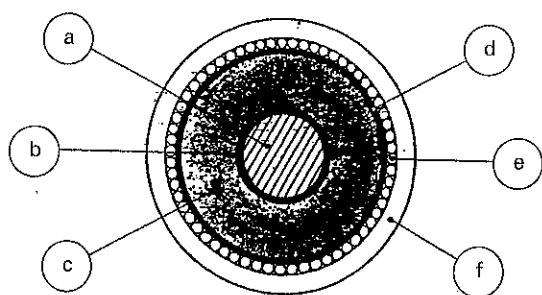
El cable en papel está constituido por:

- a) Un conductor (cuerda de hilos de cobre o aluminio).
- b) Un aislamiento de papel aislante impregnado.
- c) Una funda de plomo que sirve para contener el impregnante y para dar estanqueidad al conjunto.
- d) Un asiento de armadura (esparto, telas).
- e) Una armadura.
- f) Una protección externa (P.V.C. o yute betunado).

La cuerda puede ser:

- a) Redonda (normal o compacta).
- b) Sectorial (es la más usada para cables tripolares).
- c) Oval.

Figura 9.1. Tipos de cables según su constitución.

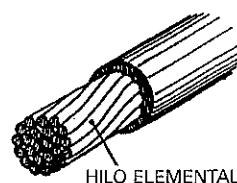


El cable en goma para Media y Alta Tensión está constituido básicamente por los siguientes elementos:

- a) **Conductor:** Cuerda de hilos de Cu o de Al, generalmente compacta para reducir sus dimensiones.
- b) **Capa semiconductora:** Mezcla vulcanizada semiconductora a base de EPDM, cuya misión es hacer perfectamente radial el campo eléctrico.
- c) **Aislamiento:** Mezcla aislante vulcanizada a base de EPDM (o EPM) homologada para el empleo en M.T. y A.T.
- d) **Capa semiconductora exterior:** Mezcla vulcanizada semiconductora a base de EPDM, cuya misión es hacer radial el campo eléctrico. Cuando no sea posible la aplicación de goma, se usará el sistema del barniz semiconductor, recubierto por cinta de nylon semiconductora.
- e) **Pantalla eléctrica:** Tiene la misión de proteger el aislamiento, absorbiendo eventuales corrientes inducidas, y corrientes de cortocircuito. Generalmente está constituida por hilos de cobre con contraespira de pletina de cobre: el número de hilos, su sección, su separación y la sección de la pletina están calculadas para aguantar las solicitaciones eléctricas previstas.
- f) **Cubierta:** Es la protección exterior, generalmente obtenida por extrusión. La cubierta puede ser de P.V.C., Policloropreno (Neopreno), de XLPE. Están en estudio actualmente cubiertas a base de EPDM. Los cables de este tipo pueden ser unipolares o tripolares, siendo aconsejable actualmente el tipo unipolar, por su mayor facilidad de manejo, instalación, sustitución en caso de avería y, sobre todo, mejor posibilidad de dispersión del calor acumulado.

Figura 9.2. Tipos de cable según su aislamiento.

- a) **Cuerda en haz.** Se construyen en haz las cuerdas *semirrígidas* y *flexibles* hasta $6,3 \text{ mm}^2$ de sección.

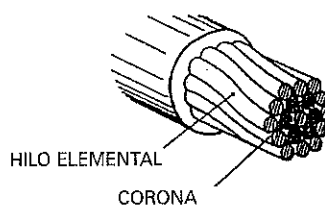


HILO ELEMENTAL

- b) **Cuerda concéntrica.** Las cuerdas *rígidas* y *muy flexibles* se construyen según esta formación; también las cuerdas *flexibles*, desde $6,3 \text{ mm}^2$ de sección.

I. CUERDA DE HILOS ELEMENTALES

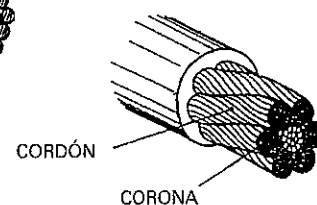
(cuerdas rígidas)



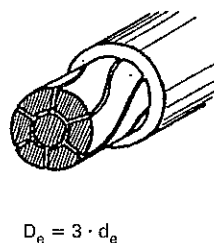
HILO ELEMENTAL
CORONA

II. CUERDA DE CORDONES O FILÁSTICA

(cuerdas flexibles y muy flexibles)

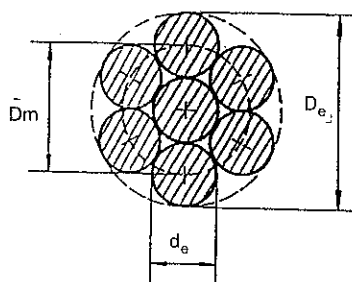


CORDÓN
CORONA



$$D_e = 3 \cdot d_e$$

SECCIÓN REDONDA



SECCIÓN OVALADA

Figura 9.3. Tipos de cable según su número.

9.1.3. Elección de los cables

Para la elección del cable adecuado en una determinada instalación, hay que fijarse fundamentalmente en las dos partes de las que está compuesto el cable: el material conductor o alma, y el aislamiento (tipo de aislamiento, grosor, combinaciones, etc.). En determinadas ocasiones se añaden las cubiertas protectoras.

Considerando globalmente estos factores, los conductores se definen por:

- a. Sección del material conductor, adecuada para la aplicación concreta que se ha diseñado.
- b. Tipo de aislamiento, por tanto, tipo de cable a elegir.

Pero, además, la resistencia viene dada por la sección del conductor y por la longitud. El conocido efecto Joule va a condicionar el dimensionado de los conductores, pues el calentamiento que en ellos se produce al paso de la corriente será una de las limitaciones a la hora del cálculo.

9.1.4. Composición del alma de los conductores

Sólo queda por seleccionar el tipo de material que vamos a utilizar para el alma de los conductores: cobre o aluminio.

En las instalaciones de acometida, distribución, derivaciones, etc., se puede elegir cobre o aluminio, pero en las instalaciones de enlace e interiores de viviendas y pequeñas instalaciones, se utiliza el cobre por las limitaciones del aluminio para construir hilos de pequeñas secciones. Es obligatorio el cobre según el reglamento de baja tensión.

Característica	Cobre	Aluminio
Conductor eléctrico	+	+
Resistividad a 20 °C - ρ	0,0176	0,0286
Conductividad a 20 °C - γ	56	35
Conductor térmico	+	+
Resistencia mecánica	+	+
Caída de tensión	+	+
Resistencia a la corrosión	+	+
Costo inicial	+	+
Valor residual	+	+
Facilidad de manejo	+	+
Densidad	8,89	2,70
Temperatura de fusión	1.083°C	660°C

Tabla 9.2. Características comparativas cobre aluminio.

El cobre se empalma fácilmente, por lo que es muy útil utilizarlo en instalaciones donde se hacen muchas conexiones, generalmente instalaciones interiores. Se conectan mediante tornillería, soldadura térmica, etc.

El aluminio se empalma con dificultad, por lo que se utiliza principalmente para largos tendidos con pocas conexiones o empalmes. Las conexiones se suelen realizar con terminales y manguitos a presión o soldadura aluminotérmica.

9.2. Aislamiento

Conjunto de materiales aislantes que forman parte de un cable, y cuya misión es la de soportar la tensión. La envolvente de material aislante es continua y uniforme en toda la longitud del conductor, con un espesor adecuado a la tensión de trabajo del cable.

9.2.1. Definiciones

Al igual que se hizo en el apartado de cables, se dan a modo de iniciación unas definiciones generales de aislamiento.

Aislamiento de conductor: es el que se aplica a un conductor o sobre pantalla de conductor.

Aislamiento extruido: es el formado por materiales termoestables o termoplásticos por extrusión.

Aislamiento termoplástico: es el formado por material termoplástico moldeado por extrusión.

Aislamiento termoestable: es el formado por material termoestable.

Aislamiento reticulado: es el formado por material termoplástico o copolímero al que se le modifica su estructura interna por reticulación, vulcanización, etc.

Los tipos de aislamiento más empleados en los conductores se reflejan en la siguiente tabla:

Por su aislamiento	Secos	Barniz
		Goma
	Termoplástico	Policloruro de vinilo PVC
		Poliétileno PE
		Poliétileno reticulado XLPE
	Elastómero	Neopreno (sólo en cubiertas)
		Etileno propileno EPR
		Butil IIR
		Silicona
	Minerales	Óxido de magnesio
	Impregnados	Papel mezcla normal
		Papel mezcla no ascurriente

Tabla 9.3. Tipos de aislamientos.

9.2.2. Aislamientos secos naturales

Dentro de este grupo se estudian las gomas y los barnices.

- La goma es un elemento aislante que tiene una gran importancia en el aislamiento de conductores. Por lo general es un compuesto de caucho natural o sintético y un conjunto de ingredientes, que después de sufrir el proceso de vulcanización, se transforma en el producto que conocemos.

La goma se caracteriza fundamentalmente por la gran flexibilidad y sensibilidad al calor.

- Los barnices, naturales o sintéticos, son aislantes que se utilizan para recubrir conductores, aislándolos unos de otros. Actualmente se suelen utilizar en el aislamiento de bobinados de motores, contactos, etc., pero tienen poco uso en el campo de los conductores y líneas.

9.2.3. Aislamientos secos termoplásticos

Son materiales plásticos cuya característica principal es reblandecerse con el calor y volverse duros y quebradizos con el frío.

El principal inconveniente es que suelen volverse quebradizos con el envejecimiento y por la pérdida de plastificante.

Las mezclas que se utilizan en la actualidad tienen una gran resistencia a:

- La humedad.
- Al oxígeno (oxidación).
- Al ozono.

- A los rayos solares.
- A los agentes atmosféricos en general.
- A la abrasión.
- A los agentes químicos.
- A la salpicadura de aceites.
- A la salpicadura de combustibles.

Los más utilizados son:

- ③ Policloruro de vinilo, PVC, que se caracteriza por su excelente rigidez dieléctrica.
- ③ Polietileno, PE, que se caracteriza por tener mejores propiedades eléctricas que el PVC y una gran resistencia a la abrasión y a la humedad. Por el contrario, como aspectos negativos tiene el que se reblandece a temperaturas más bajas que el PVC, arde fácilmente y es muy costoso de obtener. Su utilización se reduce casi exclusivamente a conductores para alta tensión y alta frecuencia.
- ③ Polietileno reticulado, XLPE, es un aislamiento de polietileno al que se le añaden peróxidos orgánicos. Es un material termoestable. Es muy poco flexible y más rígido que el PVC.

Se utiliza para conductores de alta frecuencia.

9.2.4. Aislamientos secos elastómeros

Son aislantes termoestables que soportan temperaturas de hasta 180°C sin deteriorarse ni reblandecerse. Se obtienen por el sistema de la vulcanización, lo que les confiere estas buenas propiedades.

Son muy adecuados para colocación sobre bandejas, zonas sin agua, etc. Se suelen emplear en las líneas de distribución de energía eléctrica en baja y en alta tensión.

Son los más utilizados por su relación calidad/precio.

Los más destacados son:

- ③ Neopreno, es un material que sólo se utiliza para cubiertas y no como aislamiento. Resiste los roces, golpes y esfuerzos de orden mecánico durante su tendido e instalación. No propaga el fuego en caso de incendio. Se emplea para instalaciones en talleres, garajes, etc.
- ③ Etileno-propileno, EPR, que destaca por su gran flexibilidad, resistencia al calor, resistencia al envejecimiento, etc. Debido a estas características se utiliza para la construcción de cables flexibles y de alta tensión.
- ③ Silicona, o goma de silicona, se caracteriza por su excelente rigidez dieléctrica, resistencia a temperaturas elevadas, hasta 200°C, gran flexibilidad, etc.

9.2.5. Aislamientos impregnados

El papel impregnado es un magnífico aislante que se puede utilizar para conductores en alta y media tensión. Se conocen sus propiedades y se utiliza desde finales del siglo pasado. Es el aislamiento perfecto.

9.2.6. Nivel de aislamiento

Se define el nivel de aislamiento de un conductor (del aislante del conductor) como la tensión máxima, en voltios nominales, que puede aguantar el cable en servicio permanente, sin riesgo de perforación del aislamiento.

El nivel de aislamiento depende del espesor y naturaleza del aislante.

La normativa vigente establece los siguientes valores de tensiones nominales para los conductores empleados en edificios (expresado en voltios):

300 500 750 1.000

La elección de un cable de 750 V o 1.000 V se hace atendiendo a las condiciones de entorno donde se instale.

Los cables de 1.000 V se pueden instalar en todos los lugares. Suelen tener una capa de aislante y una segunda capa exterior de protección.

Algunos cables de 750 V, como el hilo de línea, sólo tienen una capa de aislante y se utilizan en lugares donde no existen problemas de entorno (golpes, rozamientos, etc.), es decir, en instalaciones interiores, instalaciones bajo tubo, etc.

9.3. Cables especiales de protección contra el fuego: cables ignífugos

Debido a la importancia que tienen desde el punto de vista de seguridad de las personas y de las instalaciones, los cables especiales de protección ante el fuego, se ha considerado interesante incluir un breve apartado sobre los cables ignífugos o el análisis de los diferentes cables existentes ante el fuego y la normativa sobre el mismo.

Existen los siguientes tipos de cables:

- No propagadores de la llama.
- No propagadores del incendio.
- Resistentes al fuego.
- De reducida emisión de gases tóxicos.
- De reducida emisión de gases corrosivos.
- De reducida emisión de humos opacos.

Los cables, al cruzar todas las zonas de un edificio, son potenciales propagadores verticales y horizontales del incendio, y los aislantes, en ocasiones, pueden ser combustibles o generar gases tóxicos o inflamables.

Los cables se pueden especializar para contrarrestar diversas exigencias, ante situaciones como:

Exigencias al conductor	Comportamiento esperado
Reacción al incendio	No propagadores de la llama No propagadores del incendio
Resistencia al fuego	Resistente al fuego
Control de los gases emitidos de la combustión	De reducida emisión de gases tóxicos De reducida emisión de gases corrosivos De reducida emisión de humos opacos

Tabla 9.4. Especialización de los conductores y su comportamiento.

Estos cables ignífugos se emplean por lo general en:

- Locales de pública concurrencia.
- Hoteles.
- Aeropuertos.
- Clínicas.
- Grandes almacenes.
- Discotecas.
- Teatros, cines, etc.
- Transporte público como metro, ferrocarril, etc.
- Centrales eléctricas.
- Centros de radio-televisión.
- Instalaciones militares.

9.4. Nomenclatura de los cables

La designación o nomenclatura de los cables es un poco confusa, ya que existen varias normas UNE que tratan de ello y en ocasiones con denominaciones contradictorias (UNE 21.123 y UNE 20.434).

Existen varios tipos de designaciones, pero en este libro sólo se van a considerar:

- Uno simplificado para poner sobre los conductores, en el que interesa fundamentalmente la sección y su codificación para utilizarla en los documentos del proyecto.
- Otra para definirlo por colores, fundamentalmente en obra.

Los cables de uso normal no son más de 15 (unos 8), y es sencilla su designación y su definición.

9.4.1. Designación de los cables para su representación gráfica: indicación sobre los conductores

Para completar el esquema unifilar y para indicar la sección de los conductores en tablas se ha de seguir una regla y poner sobre los conductores dos características para definirlos, que son:

- a) Para definir el sistema de distribución.

Sobre la línea se pone:

(símbolo de cc ca) (distribución) (frecuencia) (tensión de alimentación).

Por ejemplo ~ 50 Hz 230 V

- b) Para definir las características del conductor.

Bajo la línea se pone:

- Si todos los conductores son de la misma sección;
(nº conductores) X (sección en mm²) (Cu o Al)
por ejemplo 3 x 50 mm² Cu

- Si todos los conductores no son de la misma sección;

Se repite el bloque anterior (nº conductores) X (sección en mm²) (Cu o Al) separado por el signo + por cada tipo de conductor.

$$(n^{\circ} 1) \times (S1) (Cu, Al) + n^{\circ} 2) \times (S1) (Cu, Al) + (n^{\circ} 3) \times (S1) (Cu, Al)$$

La representación completa de los conductores se esquematiza en el siguiente ejemplo;

Circuito de cc de 110 V con 2 conductores de 125 mm² de Al.

$$\frac{-110 V}{2 \times 125 \text{ mm}^2 \text{ Al}}$$

Circuito ca trifásico 50 Hz 6.000 V con 3 conductores de 50 mm² de Cu.

$$\frac{3 \sim 50 \text{ Hz } 6.000 \text{ V}}{3 \times 50 \text{ mm}^2 \text{ Cu}}$$

Circuito de cc de 220 V de 2 conductores de 50 mm² y neutro de 25.

$$\frac{2 N - 220 V}{2 \times 50 + 1 \times 25 \text{ mm}^2 \text{ Cu}}$$

Circuito de ca trifásica 50 Hz con 3 conductores de 125 mm² y neutro de 50 mm².

$$\frac{4 \quad 3 N \sim 50 \text{ Hz } 400 \text{ V}}{3 \times 125 + 1 \times 50}$$

Los conductores, según la norma UNE 21.401, se denominan:

Fases	L_1, L_2, L_3
Neutro	N
Conductor protección	P E
Conductor de tierra	E

Veamos algunos ejemplos:

2x6 Al	F + N dos conductores de 6 mm² que son de aluminio
2 x 6	F + N dos conductores de 6 mm² que son de cobre
2 x 6 + T6	F + N + T dos conductores de 6 y tierra de 6 de Cu
3x6+T6	3 F + T tres conductores de 6 de fase y tierra de 6 de Cu
3x6+1x6+T6	3F+N+T tres conductores de 6 de fase, neutro de 6 y tierra de 6 de Cu
4x6+T6	3F+N+T tres conductores de 6 de fase, neutro de 6 y tierra de 6 de Cu
3,5x16+T10	3F+N+T tres conductores de fase de 16, uno de neutro de 10 y tierra de 10 de cobre
3x16+1x10+T10	3F+N+T tres conductores de fase de 16, uno de neutro de 10 y tierra de 10 de cobre

9.4.2. Designación de los cables por su color, para su definición en obra

Colores distintos en cables eléctricos aislados para baja tensión (Tensión ≤ 1.000 V).

La Unión Europea, a través del documento armonizado 308 de la CENELEC y de la norma española UNE 21.089, ha establecido un código de colores para los conductores en baja tensión, a tensiones inferiores a 1.000 V, empleados en la transición de energía o para mando y señalización.

Los colores adoptados para cables unipolares son los que se recogen en la tabla 9.5.

Conductor	Código de colores
Protección o de tierra	Bicolor amarillo verde a rayas
Neutro	Azul claro
Fase	Negro, marrón o gris

Tabla 9.5. Código de colores para cables unipolares.

Los colores adoptados para cables multipolares son los que se recogen en la tabla.

Número de conductor	Código de colores	
	Con conductor de protección	Sin conductor de protección
2		Azul claro Negro
3	Amarillo-verde Azul claro Marrón o negro (*)	Azul claro Marrón Negro
4	Amarillo-verde Azul claro Marrón Negro	Azul claro Marrón Negro Gris
5	Amarillo-verde Azul claro Negro Marrón Gris	Azul claro Marrón Negro Negro Gris

(*) El color negro es para cables rígidos y el marrón para cables flexibles.

Tabla 9.6. Código de colores para cables multipolares.

La denominación de los diferentes aislantes se resume en el siguiente cuadro:

Aislante	IEC 603	UNE 21.023	UNE 21.030
Cloruro de polivinilo	PVC	V	PVC
Etileno propileno	EPR	D	EPR
Polietileno reticulado	XLPE	T	XLPE
Policloropreno		N	PCP

Tabla 9.7. Nomenclatura de los diferentes aislantes.

Los conductores más utilizados son los de aislamiento:

- Cloruro de polivinilo.
- Etileno propileno.
- Polietileno reticulado.
- Y recientemente se están introduciendo poliolefinas exentas de halógenos.

Y de cubierta exterior de:

- Cloruro de polivinilo.
- Policloropreno o neopreno.
- Y recientemente se están introduciendo poliolefinas exentas de halógenos.

Nota: Para evitar confusiones y errores de interpretación es recomendable utilizar las siglas PVC, EPR, XLPE en la designación de los cables en los proyectos.

9.4.3. Designación o denominación normalizada de cables para 0,6/1 kilovoltio

Los cables normales para tensiones 0,6/1 kV están descritos en la norma UNE 21.123.

La designación está formada por tres siglas que indican:

1. Tipo constructivo (aislamiento, cubierta, protecciones, etc.).
2. Tensión nominal del cable.
3. Indicaciones relativas a los conductores (nº, sección, forma, material, datos especiales, etc.).

Ejemplos de algunos de los conductores de uso más generalizado son:

VV-06/1 3x35. Conductor de 1.000 V de tensión nominal, con aislamiento de PVC, cubierta de PVC, de tres conductores de 35 mm² de cobre.

RV-0,6/1 4x95 Al. Conductor de 1.000 V de tensión nominal, con aislamiento de polietileno reticulado, cubierta de PVC, con 4 conductores de 95 mm² de aluminio.

DV-0,6/1 3x70+1x35. Conductor de 1.000 V de tensión nominal, con aislamiento de etileno propileno, cubierta de PVC, con 3 conductores de 70 mm² de fase y neutro de 35 de cobre.

DV-0,6/1 3,5x70. Conductor de 1.000 V de tensión nominal, con aislamiento de etileno propileno, cubierta de PVC, con 3 conductores de 70 mm² de fase y neutro de 35 de cobre.

DV-0,6/1 4x70/35. Conductor de 1.000 V de tensión nominal, con aislamiento de etileno propileno, cubierta de PVC, con 3 conductores de 70 mm² de fase y neutro de 35 de cobre.

Los cables para tensiones 0,6/1 kV trenzados en haz están descritos en la norma UNE 21.030.

La norma considera que unos cables de 1.000 V especiales que están trenzados en haz tienen aislante de polietileno reticulado.

Se designan con las siguientes siglas:

1. RZ. Aislante de polietileno reticulado y cableados en haz.
2. 0,6/1 kV. Tensión nominal del cable.
3. N° de conductores y sección nominal de los mismos, separados por x.

Si un conductor es de sección reducida, seguirá a la sección de los principales separados por la barra /.

4. Naturaleza de los conductores: Al (aluminio), nada (cobre), Alm (Almelec, neutro portante), ac (cable fiador).

Algunos de los conductores de uso más generalizado son:

RZ-0,6/1 kV 3x95/50 Al. Conductor de aislamiento de polietileno reticulado, trenzado en haz, de 1.000 V de tensión nominal, con 3 conductores de 95 mm² y 1 conductor de 50 mm² de aluminio.

RZ-0,6/1 kV 3x25Al/54,6 Alm. Conductor de aislamiento de polietileno reticulado, trenzado en haz, de 1.000 V de tensión nominal, con 3 conductores de 25 mm² de aluminio (fase) y 1 conductor de 54,6 mm² de almelec (neutro portante).

RZ-0,6/1 kV 3x95/50 Al/22 ac. Conductor de aislamiento de polietileno reticulado, trenzado en haz, de 1.000 V de ten-

sión nominal, con 3 conductores de 95 mm² de aluminio (fase) y 1 conductor de 50 mm² de aluminio (neutro) y un cable de acero de 22 mm² (cable portante).

9.4.4. Designación o denominación normalizada de cables para 450/750 voltios

La designación internacional de los conductores eléctricos aislados de transporte de energía con aislamientos secos está descrita en la norma UNE 21.031 y UNE 21.027.

Los cables se clasifican según la tensión nominal máxima especificada, clasificación que se compone de los valores:

- U₀ = valor eficaz de la tensión entre conductor-tierra = Tensión sencilla (230).
- U = valor eficaz de la tensión entre conductores = Tensión compuesta (400).

Las nuevas denominaciones de los cables de PVC y de goma, de tensiones nominales hasta 450/750 voltios se realiza mediante una combinación de letras y número en un orden determinado y que se describe en la tabla 9.8.

Secuencia de orden	Elementos o características	Signos	Alfanuméricos
1	armonización	H A	= Cable armonizado = Cable nacional armonizado
2	tensión nominal U ₀ /U	03 05 07	Tensión nominal 300/300 V Tensión nominal 300/500 V Tensión nominal 450/750 V
3	aislamiento	V R	= Aislamiento en PVC = Aislamiento en goma
4	cubierta y envoltentes no metálicas	V R N	= Cubierta en PVC = Cubierta en goma estireno = Cubierta en policloropreno
5	particularidades constructivas	H H2	= Cable plano divisible = Cable plano no divisible
6	formación del conductor (separado por un guión)	F H K R U	= Conductor flexible clase 5 de un cable para servicio móvil = Conductor muy flexible clase 6 de un cable para servicio móvil = Conductor flexible clase 5 de un cable para instalación fija = Conductor rígido redondo de varios cables = Conductor rígido redondo de alambre único
7	número de conductores	x	número
8	sección en mm ²	y	valor de la sección en mm ²

Tabla 9.8. Designación de conductores aislados.

Para comprender mejor esta designación de conductores se pone un ejemplo:

H07RN-F 4 50

H	07	R	N	F	4	50
armónico	450/750 V	aislado	cuarta	flexible clase	cuatro conductores	50 mm ² de sección
		goma	policloropreno	5		

Tabla 9.9. Ejemplo de designación de cable.

9.5. Conductos portacables de protección y montaje

Los conductos en los que se montan los cables son los elementos menos normalizados, debido fundamentalmente a los numerosos tipos de conductos que existen y que evolucionan continuamente.

Los conductos de uso más frecuente son:

Tubos
Bandejas portacables
Canales portacables
Molduras

La codificación de los conductos siguiendo la norma UNE 20.334 (HD 394) es muy compleja, pero para utilizarla en planos se puede simplificar utilizando las cuatro primeras letras de designación de los tubos, y que significan:

1ª letra A = Aislante
 M = Metálico
 T = Metálico con aislamiento interior

2ª letra R = Rígido
 C = Curvable
 F = Flexible

3ª letra N = Normal
 B = Blindado

4ª letra (Características especiales) L = No propagador de llama
Q = Resistente a los agentes químicos (resistente al fuego, estanqueidad).

Las dimensiones de los conductos se miden en mm, y los símbolos son:

Tubos	
Canales	
Bandejas	

9.5.1. Tubos protectores

Tienen como misión proteger a los conductores contra las agresiones exteriores y facilitar su instalación y posible sustitución en instalaciones fijas.

9.5.1.1. Clases de tubos protectores

Según el REBT los tubos utilizados en las instalaciones eléctricas se agrupan en:

Tubos metálicos rígidos blindados.

Tubos metálicos rígidos blindados con aislamiento.

Tubos metálicos rígidos normales con aislamiento.

Tubos aislantes rígidos normales curvables en caliente.

Tubos aislantes flexibles normales que pueden curvarse a mano.

Tubos metálicos flexibles con cubierta metálica anillada para poder curvar a mano.

La dimensión utilizada para definir los tubos es el diámetro nominal, que no es el interior útil. Las dimensiones normalizadas por la norma UNE-EN 60423, UNE-EN 50086 y los respectivos diámetros interior y exterior se recogen en el siguiente cuadro:

TUBOS Y CANALIZACIONES

DENOMINACIÓN TUBO-METRICO	Ø Ext (mm)	Ø Int (mm)
M - 16	16/17	10,7
M - 20	20/21	13,4
M - 25	25/26	18,5
M - 32	32/33	24,3
M - 40	40/41	31,2
M - 50	50/51	39,6
M - 63	63/64	52,0

Norma UNE-EN 50086 (2-1 Rígido y 2-2 Flexible)

	50	63	75	90	110	125	160	200
Ø Ext (mm)	51	64,2	76,4	91,7	112	127,3	162,9	203,6
Ø Int (mm)	40	48,5	56	73	88	105	130	173

Norma UNE-EN 50086 (2-4 Flexible)

Tabla 9.10. Valores normalizados de tubos portacables.

Se puede comprobar que el diámetro normal en la mayoría de los casos es igual o inferior al diámetro interior de los tubos.

A continuación se pasa a describir cada uno de los tubos más significativos:

a. Tubos metálicos rígidos blindados.

Fabricados en acero, aluminio aleado con magnesio, etc., se caracterizan por su estanqueidad y no propagar la llama. Pueden ir empotrados o al aire.

b. Tubos metálicos rígidos blindados con aislamiento.

Son los tubos anteriores que en su interior llevan un aislante, por lo general papel aislante impregnado. Pueden ir empotrados o al aire.

c. Tubos metálicos rígidos normales con aislamiento (tipo Bergman). No se utilizan actualmente.

d. Tubos aislantes rígidos normales curvables en caliente.

Fabricados a base de PVC (o en ocasiones de polietileno). Son estancos y no propagan la llama. Pueden ir empotrados o al aire.

- e. Tubos aislantes flexibles normales que pueden curvarse a mano.

Son tubos de PVC anillados. Pueden ir empotrados o al aire.

- f. Tubos metálicos flexibles con cubierta metálica anillada para poder curvar a mano.

Pueden ser normales o blindados y a su vez llevar o no aislamiento interior (Bergman anillado). Pueden ir empotrados o al aire.

9.5.1.2. Normativa

Las normas por las que se rigen los tubos se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Cualquiera de estos tubos deben soportar sin deformarse, como mínimo una temperatura de 60°C.
- Las curvas de los tubos serán continuas y no producirán reducciones en la sección.

Para los tubos rígidos metálicos se utilizarán las herramientas apropiadas y se curvarán practicando, con unas tenazas adecuadas, el número de pliegues necesarios, de acuerdo con el diámetro del tubo.

- Los tramos rectos de tubo sin caja de registro no serán superiores a 15 metros.
- Entre dos registros consecutivos no se dispondrán nunca más de tres curvas de 90°.
- Las conexiones de conductores siempre se realizarán en las cajas registro, cajas de empalme o cajas de derivación, pero nunca en el interior de los tubos.
- La profundidad de las cajas de empalme será de 1,5 veces el diámetro del tubo mayor que aloje.
- En el caso de tubos metálicos, los bordes que penetren en las cajas de empalme estarán redondeados o protegidos para no deteriorar el aislamiento de los conductores. Si llevan aislamiento interior, éste sobresaldrá del tubo.
- En los montajes superficiales, los tubos se sujetarán mediante bridas o abrazaderas sólidamente sujetos, con una separación de 50 cm.
- En las juntas de dilatación de los edificios, los tubos deberán ir cortados con una separación de 5 cm y posteriormente empalmados con manguitos deslizantes de 20 cm.
- En los edificios se permite la instalación de tubos normales cuando se colocan después de la construcción y enfoscado de los muros. Posteriormente se procederá al enlucido.
- Los tubos metálicos pueden instalarse durante la construcción del edificio, con la precaución de fijar bien los tubos al paramento para evitar desplazamientos posteriores.
- Entre forjado y revestimiento no se pueden colocar tubos destinados a la instalación eléctrica de las plantas inferiores.
- Para la instalación eléctrica de la propia planta se podrán disponer tubos entre forjados y el revestimiento siempre que éstos sean blindados.

- Los tubos normales empotrados en paredes irán a 50 cm del suelo o del techo como máximo, y a 20 cm de los ángulos o las esquinas como máximo.

9.5.1.3. Cálculo del dimensionado del tubo portacables

En este apartado se calculará el diámetro de los tubos y número de conductores por cada uno de ellos.

Diámetro exterior del tubo Φ en mm	Superficie útil a en mm ²
20	140
25	268
32	463
40	764
50	1.231
63	2.122
75	2.461
90	4.183
110	6.079
125	8.654
160	13.266
200	23.494

Tabla 9.11. Sección útil de los tubos.

En las tablas que se describen a continuación se especifican los diámetros interiores nominales mínimos, en milímetros, de los tubos protectores, en función del número, clase y sección de los conductores que van a alojar.

Para más de 5 conductores a instalar en el mismo tubo, la sección será como mínimo 3 veces la sección total ocupada por los conductores, para facilidad del montaje, mantenimiento y reposición.

La sección útil de los tubos más corrientes se refleja en la tabla 9.11.

A modo de orientación se reproduce una tabla con la sección de algunos cables de uso habitual:

Sección nominal mm ²	Diámetro de referencia mm	Sección total mm ²	Peso total aproximado kg/km
<i>Conductores de aluminio</i>			
2 x 16	15,8	196,07	145
2 x 25	19,2	289,53	225
4 x 16	18,0	254,47	285
4 x 25	23,1	419,10	445
4 x 50	29,6	688,13	770
3 x 95/50	38,0	1.134,11	1.250
3 x 150/95	46,5	1.698,23	1.875
1 x 25 Al/54,6 Alm	22,6	401,15	310
1 x 50 Al/54,6 Alm	25,3	502,73	685
3 x 25 Al/54,6 Alm	31,0	754,77	535
3 x 50 Al/54,6 Alm	36,0	1.017,88	765
3 x 95 Al/54,6 Alm	44,0	1.520,53	1.260
3 x 150/95 Al + 22,0 Ac	46,5	1.698,23	1.805

Tabla 9.12. Características de los cables al RZ 0,6/1 kV (Datos facilitados por cortesía de Cables Pirelli, S.A.) XLPE

Sección nominal mm ²	Diámetro de referencia mm	Sección total mm ²	Peso total aproximado kg/km
Conductores de cobre			
2 x 2,5	9,0	63,62	65
2 x 4	10,0	78,54	95
2 x 6	11,5	103,87	135
2 x 10	14,0	153,94	250
4 x 4	12,0	113,10	190
4 x 6	13,5	143,14	270
4 x 10	15,5	188,69	500
4 x 16	18,0	254,47	760

Tabla 9.12. Características de los cables al RZ 0,6/1 kV (Datos facilitados por cortesía de Cables Pirelli, S.A.) XLPE (continuación).

El dimensionado, según su colocación, será:

a. Canalizaciones en montaje superficial.

En las canalizaciones superficiales los tubos deberán ser preferentemente rígidos y en casos especiales flexibles, siguiendo la norma UNE 20.324.

Los diámetros nominales de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables se reflejan en la tabla 9.13.

Sección nominal de los conductores unipolares (H07) en mm ²	Diámetro nominal de los tubos en mm				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	63
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	90
185	50	63	75	90	90
240	50	75	90	90	110
300	63	75	110	110	110
400	63	90	110	110	
500	75	110			

Tabla 9.13. Secciones de tubos en canalizaciones de montaje superficial.

b. Canalizaciones en montaje empotrado.

Podrán ser rígidos o flexibles y se adaptarán a la UNE 20.324.

En la tabla 9.14 se expresan los diámetros nominales de los tubos en función del número y la sección de los cables.

Sección nominal de los conductores unipolares (H07) en mm ²	Diámetro nominal de los tubos en mm				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	75
150	50	63	75	90	90
185	50	75	90	90	110
240	63	75	90	110	110
300	63	90	110	110	
400	75	110			
500	75	110			

Tabla 9.14. Secciones de tubos en canalizaciones de montaje empotrado.

9.5.1.4. Denominación a utilizar en los planos

En los planos interesa fundamentalmente conocer las dimensiones del tubo utilizado. En un esquema unifilar, junto a la sección de los conductores, se añadirá el símbolo del tubo y sus dimensiones.

Por ejemplo 3x6 T6 Ø 32, que es una línea trifásica con tres conductores de fase de 6 mm² y tierra de 6 mm² dentro de un tubo de diámetro 32 mm.

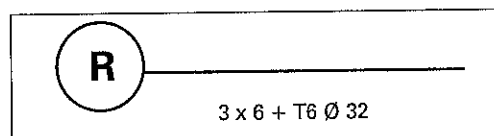


Figura 9.4. Denominación de un tubo en un esquema unifilar.

9.5.2. Bandejas portacables

Son conductos portacables para el soporte, la protección y la conducción de cables.

Las más utilizadas suelen estar construidas en material aislante, son resistentes a los impactos, al fuego, a la corrosión y a la intemperie. Pueden ser lisas o perforadas.

Vienen definidas por la sección útil, la carga máxima admisible de cables, la temperatura normal de cálculo (que suele ser de 40°C) y la máxima distancia entre soportes para que la flecha longitudinal que se produzca no supere el 1%.

A cada dimensión le corresponde una sección útil y una carga máxima.

A modo de orientación reproducimos la tabla 9.15 de secciones útiles de un fabricante.

9.5.3. Canales portacables

Son conductos portacables que permiten el tendido simultáneo de conductores o circuitos a iguales o distintas tensiones, gracias a los tabiques aislantes de separación que llevan en el interior. Su comportamiento es similar a la de la instalación de varios tubos en paralelo.

Los más utilizados suelen estar contruidos por materiales aislantes, son resistentes a los impactos, al fuego y a la corrosión, y están de acuerdo con las exigencias reglamentarias del REBT.

Al igual que en el caso de las bandejas, los canales portacables vienen definidos por las dimensiones y las secciones útiles de cada canal.

A modo de orientación se reproduce parcialmente la tabla 9.16 de características de canales portacables de un fabricante, en la que no se colocan mecanismos.

9.5.4. Molduras

Son molduras de pequeñas dimensiones para instalaciones domésticas y terciarias.

Al igual que los canales, pueden estar compartimentadas en su interior, lo que permite separar circuitos de igual o distinta tensión.

Sobre ellos se pueden colocar mecanismos de todo tipo, pero al contrario de los canales no se embuten en la moldura sino que se ponen como apéndices, por lo que la sección útil de la moldura no disminuye.

Las más utilizadas están contruidas en material aislante, son resistentes a los impactos, al fuego y a la corrosión, y está de acuerdo con las exigencias reglamentarias del REBT.

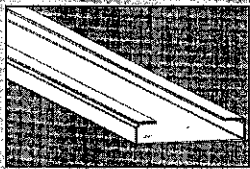
Dimensiones en mm	60x75	60x100	60x150	60x200	60x300	60x400	100x300	100x400	100x500	100x600
										
Sección útil en mm ²	3.150	5.070	7.780	10.510	15.760	21.300	26.800	36.080	45.410	54.450
Carga máxima en kg/m	6,7	10,8	16,6	22,5	33,7	49,5	57,3	77,2	96,6	116,5

Tabla 9.15. Secciones útiles y carga máxima de bandejas portacables.

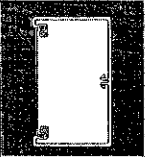
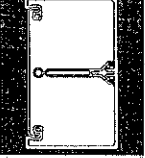
Dimensiones en mm	40x100	40x130	60x100	60x130	60x170
					
					
	3319	4322	5165	6726	8861
	1687	1024	2437	1578	1573
	1687	904	2437	1350	1066
		904		1578	1066
		1024			1573

Tabla 9.16. Secciones útiles en canales.

Son muy adecuadas en las reformas y en las rehabilitaciones de viviendas en que se quiere evitar las obras de albañilería.

En el sector terciario permite variar fácilmente la distribución de los circuitos interiores: oficinas, comercios, etc., garantizando la seguridad de la instalación.

A modo de ejemplo se reproduce parcialmente una tabla de secciones útiles de un fabricante, donde se incluye el n° máximo de conductores aislados para 750 V tipo H07V-K que cabe en cada compartimento:

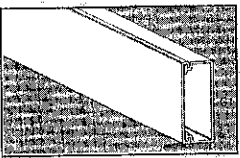
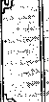
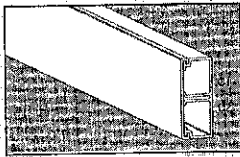
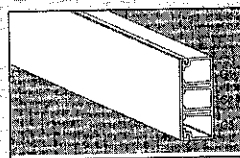
Dimensiones en mm	7x12	10x16	10x22	10x30	16x16	16x30	16x50	20x30	20x50	20x75
										
Compartimentos	C1	C1	C1	C1	C1	C1	C1	C1	C1	C1
1,5 mm ²	2	4	6	9	6	14		18	32	
2,5 mm ²	1	3	4	6	4	9		12	21	
4 mm ²	1	2	3	4	3	7		9	17	
6 mm ²		1	2	3	2	4		5	10	
										
Compartimentos			1 2	1 2		1 2	1 2	1 2	1 2	
1,5 mm ²			2 2	4 4		6 6	11 11	8 8	14 14	
2,5 mm ²			2 2	2 2		4 4	7 7	5 5	9 9	
4 mm ²			1 1	2 2		3 3	6 6	4 4	7 7	
6 mm ²			1 1	1 1		2 2	3 3	2 2	4 4	
										
Compartimentos						1 2 3	1 2 3	1 2 3	1 2 3	
1,5 mm ²						7 6 6	9 8 9	14 15 14		
2,5 mm ²						4 4 4	6 5 6	9 10 9		
4 mm ²						3 3 3	5 4 5	7 8 7		
6 mm ²						2 2 2	3 2 3	4 4 4		

Tabla 9.17. Secciones útiles de algunos tipos de molduras.

Actividades y prácticas propuestas

- ❖ Recopilar un muestrario de los cables más utilizados en las instalaciones eléctricas de edificios.
- ❖ Seleccionar catálogos de fabricantes que describan los cables y conductores más comunes y establecer unas tablas comparativas con las características y aplicaciones de los más comunes.
- ❖ Identificar los tubos y portacables más corrientes con ayuda de catálogos comerciales.
- ❖ Especificar la designación de 10 cables según las normas UNE.
- ❖ Describir las diferencias entre bandejas, canales y molduras, especificando la utilización de cada una de ellas con ayuda de catálogos comerciales.

Medidas eléctricas

10

Introducción

Las medidas eléctricas son la base fundamental sobre la que se apoyan todas las instalaciones y las aplicaciones eléctricas sin las cuales no conoceríamos la energía eléctrica.

Los aparatos deben medir todas las unidades y características que definen la electricidad, al conjunto de estas mediciones se las conoce bajo el nombre de medidas eléctricas.

Se hará un breve recorrido por los aparatos más utilizados haciendo hincapié en los contadores y aparatos para medir el consumo de energía eléctrica.

Contenido

En el presente capítulo se van a desarrollar los siguientes temas:

- Características y clasificación de los aparatos de medida.
- Características de la medición: alcance del aparato, sensibilidad del aparato, constante del aparato, errores.
- Clase de precisión de los aparatos.
- Simbología de los aparatos de medida.
- Normas de medición, uso y mantenimiento de los aparatos de medida.
- Aparatos de medida: voltímetro, transformadores de tensión, amperímetros, transformadores de intensidad, pinzas amperimétricas, óhmetro, vatímetro, varímetro, telurómetro, polímetro, contador.
- Aparatos y equipos de medida para facturación de energía eléctrica: Contadores de activa, contadores con emisores de impulsos, contadores electrónicos, contadores de prepago, contador de reactiva, maxímetro, reloj o interruptor horario, interruptor de control de potencia I.C.P.
- Equipos de medida.

Objetivos

Para este capítulo se establecen los siguientes objetivos:

- Analizar los conceptos básicos de las medidas eléctricas.
- Describir los principales esquemas de conexión de los aparatos de medida.
- Seleccionar el aparato de medida adecuado según la magnitud a medir.
- Manipular los aparatos de medida en base a la seguridad y la exactitud.

10.1. Características y clasificación de los aparatos de medida

Todos los aparatos de medida se definen por una serie de características que los homologan y los habilitan como aparatos aptos para realizar medidas eléctricas.

Asimismo y en función de sus características existen una serie de clasificaciones que se desarrollan en este apartado.

10.1.1. Conceptos generales

En este apartado se van a enumerar una serie de definiciones o conceptos generales que afectan a todos o a parte de los aparatos de medidas eléctricas.

Dispositivo de medida	Es el elemento móvil del aparato de medida.
Dispositivo indicador	Elemento del sistema de medida, que está asociado a la escala, e indica la posición del elemento móvil del aparato.
Escala	Parte del aparato de medida compuesto por un conjunto de graduación o numeración donde se indica el valor de la magnitud medida por la aguja o índice.
Indicador analógico	Es el aparato en el que la unidad a medir viene indicada por una aguja o un índice.
Indicador digital	Es el aparato en el que la unidad a medir viene indicada por un número.
Medir una magnitud	Es hallar el número de veces que la unidad de medida está contenida en la magnitud a medir.
Par antagonista	Elemento del aparato de medida que se opone al par motor del aparato para evitar que el índice del aparato se desvíe fuera del margen de escala.
Sistema de cuadro móvil	Sistema de medida que se basa en un imán permanente fijo que se ve influenciado por cuadros móviles recorridos por corrientes eléctricas.
Sistema de imán fijo y bobina	Sistema de cuadro móvil.
Sistema de imán móvil	Sistema de medida que se basa en una bobina fija recorrida por corriente eléctrica y un imán permanente móvil.
Sistema de inducción de tambor	Sistemas de campo giratorio.
Sistema Ferrari	Sistemas de campo giratorio.

Sistema ferromagnético

Sistema de hierro móvil.

Sistema magneto eléctrico

Sistema de cuadro móvil.

Sistema bimetálicos

Sistema de medida que se basa en la diferente dilatación de dos metales de distinto coeficiente de dilatación.

Sistema de amortiguación

Dispositivos que tienen los aparatos de medida para evitar el movimiento pendular.

Sistema de amortiguación

Elemento del aparato de medida que se utiliza para que las partes móviles del aparato adopten rápidamente la posición definitiva.

Sistema de campo giratorio

Sistema de medida que se basa en la inducción de un tambor de aluminio que gira libremente.

Sistema de hierro móvil

Sistema de medida que se basa en el movimiento de una pieza móvil ferromagnética.

Sistema de inducción

Sistema de medida que se basa en la acción de circuitos inductores fijos sobre las corrientes inducidas en piezas conductoras móviles.

Sistema electrodinámico

Sistema de medida que se basa en las fuerzas de atracción o repulsión de dos conductores paralelos atravesados por corrientes eléctricas.

Sistema electrostático

Sistema de medida que se basa en la influencia de fuerzas electrostáticas.

Sistema térmico

Sistema de medida que se basa en la dilatación de los metales por el aumento de la temperatura.

Sistema térmico de hilo

Sistema de medida que se basa en la dilatación de un hilo de metal.

10.1.2. Clasificación de los aparatos de medida

Los aparatos de medida se pueden dividir según varios criterios, como la tensión, la magnitud a medir, el principio de funcionamiento, etc., de los que destacamos:

Clasificación	Tipo de aparato	
Según la magnitud a medir	Aparato de medida	Magnitud
	Voltímetro	Tensión o voltaje
	Amperímetro	Intensidad
	Watímetro	Potencia
	Fasímetro	Desfase
	Ohmímetro	Resistencia
	Frecuencímetro	Frecuencia
Según la clase de corriente	Contador	Energía - consumo
	Continua	
	Alterna	
	Continua y alterna	
Según el principio de funcionamiento	De hierro móvil	
	De cuadro móvil	
	De imán móvil	
	Electrodinámicos	
	Electrostáticos	
	Térmicos	
Según su aplicación	De inducción	
	Fijos	
	Portátiles	
	Laboratorio	
Según la presentación de la medida	Contadores o integradores	
	Registradores	
	Indicadores	

10.1.3. Características de la medición

La medición de cualquier magnitud eléctrica viene caracterizada por algunos conceptos, de los que cabe destacar:

- El alcance.
- La sensibilidad.
- La constante.

10.1.3.1. Alcance del aparato

Se denomina alcance de la medida del aparato aquella parte de la escala en la cual resulta válida la indicación o medición del aparato.

10.1.3.2. Sensibilidad del aparato

Es la relación entre el desplazamiento del índice y la variación de la magnitud que estamos midiendo y que ha provocado dicho desplazamiento.

Si estamos midiendo resistencias y al aumentar 1 ohmio la resistencia a medir la aguja se desplaza 1 mm, entonces decimos que la sensibilidad del aparato es de 1 mm/ohmio. Si tenemos un amperímetro y por cada amperio se desplaza la aguja 10 mm, se dice que la sensibilidad será 10 mm/1 A.

Las escalas de los aparatos de medida eléctrica tienen, por lo general, las escalas graduadas en las unidades a medir, y la sensibilidad suele ser constante. Siguiendo con el ejemplo, por cada ohmio que se aumente se desplaza la aguja 1 mm, o cada amperio 10 mm.

10.1.3.3. Constante del aparato

Se denomina constante del aparato al valor inverso de la sensibilidad, y es el valor por el que hay que multiplicar la lectura de la escala para obtener el valor de la unidad medida.

Un aparato de medida suele valer para medir un tipo de magnitud con una sola escala o para varias magnitudes con esa misma escala.

Si sólo vale para una escala la lectura es directa, lo que mide la escala es el valor de la magnitud que medimos, y la constante del aparato será 1.

Pero si el aparato de medida vale para varios calibres o mediciones, la escala siempre es la misma y con las mismas divisiones, por lo que según el calibre o la medición las divisiones de la escala tendrán un valor u otro.

Pongamos un ejemplo: Un amperímetro con una escala de 50 divisiones. Este amperímetro dispone de 5 calibres con los siguientes campos de medida:

- De 0 a 20 A.
- De 0 a 30 A.
- De 0 a 50 A.
- De 0 a 75 A.
- De 0 a 100 A.

Se define la constante de escala como el resultado de dividir el campo de medida entre el número de divisiones de la escala:

$$\text{Constante} = \frac{\text{campo de medida}}{\text{número de divisiones de la escala}}$$

en nuestro caso:

para el campo de 0 a 20 A	Constante = $20 / 50 = 0,4$ A por división.
para el campo de 0 a 30 A	Constante = $30 / 50 = 0,6$ A por división.
para el campo de 0 a 50 A	Constante = $50 / 50 = 1$ A por división.
para el campo de 0 a 75 A	Constante = $75 / 50 = 1,5$ A por división.
para el campo de 0 a 100 A	Constante = $100 / 50 = 2$ A por división.

Si estamos en el campo de 0 a 30 A y medimos 10 divisiones la medida será $10 \times 0,6 = 6$ amperios.

10.1.4. Errores de medición

Los errores de la medición se deben a errores del aparato, o sistemáticos, y a errores al efectuar la medida, o accidentales.

10.1.4.1. Errores sistemáticos

Son los errores que se cometen al realizar la medida por las características del aparato o por las deficiencias en el sistema de medida. Estos valores siempre suelen ser los mismos, por lo que se pueden evaluar o eliminar con aparatos de mayor precisión.

Dentro de los errores sistemáticos podemos destacar:

- Error absoluto, que es la diferencia entre el valor medido con nuestro aparato y el medido con un aparato patrón.

- Error relativo, que es el cociente entre el error absoluto medido anteriormente y el valor medido con nuestro aparato. Por lo general se suele expresar en %.
- Error intrínseco, que es el coeficiente entre el error absoluto y el valor convencional dado por la norma UNE a los diferentes aparatos de medida, expresado en %.

Los valores convencionales de los aparatos de medida más usuales según la norma UNE, son:

Voltímetro	120 V.
Amperímetro	100 A.
Ohmímetro	100.
Frecuencímetro	425 Hz.

10.1.4.2. Errores de medida o accidentales

Son los que produce el operario a la hora de hacer la medida. Suelen ser de dos tipos:

- El denominado de paralaje (cuando la visual no es perpendicular al aparato).
- De definición (cuando la aguja se detiene entre dos divisiones de la escala).

10.1.5. Clase de precisión de los aparatos

Define la exactitud de los aparatos de medida y se basa en el error intrínseco de los aparatos de medida antes descritos.

La norma UNE clasifica los aparatos en función de su clase de precisión:

Índice de clase	0,05	0,1	0,2	0,5	1	1,5	2,5	5
Límite del error	$\pm 0,05\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,2\%$	$\pm 0,5\%$	$\pm 1\%$	$\pm 1,5\%$	$\pm 2,5\%$	$\pm 5\%$

10.1.6. Simbología de los aparatos de medida

Las características de los aparatos de medida, posición del aparato a la hora de hacer la medición, etc., están representados en el propio aparato a través de símbolos o inscripciones para informar a los usuarios de sus características.

Todos estos símbolos están recogidos en la norma UNE 21.318-78, representándose en el cuadro 10.1 los más significativos:

DESCRIPCIÓN	SÍMBOLO
Termopar no aislado	
Termopar aislado	

Cuadro 10.1. Símbolos de los aparatos de medida.

DESCRIPCIÓN	SÍMBOLO
Dispositivo electrónico en un circuito de medida	
Dispositivo electrónico en circuito auxiliar	
Rectificador	
Shunt para aparato de medida	
Resistencia adicional	
Pantalla electrostática	
Pantalla magnética	
Aparato estático	ast
Borne de tierra	
Ajuste de cero	
Aparatos magnetoeléctricos	
Aparato de imán móvil	
Aparato ferromagnético	
Aparato electrodinámico	
Aparato ferrodinámico	
Aparato de inducción	
Aparato térmico (de hilo o de dilatación)	
Aparato bimetalico	
Aparato electrostático	
Aparato de lengüetas vibrantes	
Circuito de corriente continua	

Cuadro 10.1. Símbolos de los aparatos de medida (continuación).

Circuito de corriente alterna (monofásico)	
Circuito de corriente continua y corriente alterna	
Circuito de corriente alterna trifásica (símbolo general)	
Circuito de corriente alterna trifásica con carga no equilibrada (símbolo general)	
Tensión de prueba 500 V	
Tensión de prueba superior a 500 V (por ejemplo 2 kV)	
Aparato dispensado de la prueba dieléctrica	
Alta tensión en el accesorio y/o en el instrumento	
Aparato para utilizar con la esfera vertical	
Aparato para utilizar con la esfera horizontal	
Aparato a utilizar con la esfera inclinada en relación a la horizontal (por ejemplo 60°)	
Índice de clase (por ejemplo 1,5) que se refiere a los errores expresados en porcentaje del valor convencional, salvo cuando este último corresponde a la longitud de la graduación o al valor verdadero	1,5
Índice de clase (por ejemplo 1,5) cuando el valor convencional corresponde a la longitud de la graduación	
Índice de clase (por ejemplo 1,5) cuando el valor convencional corresponde al valor verdadero	

Cuadro 10.1. Símbolos de los aparatos de medida (continuación).

10.1.7. Normas de medición, uso y mantenimiento de los aparatos de medida

La forma de medición y los cuidados de los aparatos de medida será lo que nos garantice unos valores fiables de las magnitudes a medir.

Se van a enumerar una serie de normas o recomendaciones, muy elementales, pero necesarias para garantizar la calidad de la medición y el perfecto estado de los aparatos:

1. Colocar el aparato en la posición de trabajo que se indica en las características del mismo.
2. Leer cuidadosamente las instrucciones del aparato antes de proceder a realizar las mediciones.

3. Seleccionar el aparato más adecuado al tipo de medida que se va a realizar.
4. Comprobar el estado de las baterías o pilas (si las tuviera).
5. Colocar o ajustar la aguja sobre la escala a 0.
6. Cuando el aparato tiene diferentes calibres empezar aplicando el mayor y después ir reduciéndolo hasta llegar al calibre adecuado a la magnitud que se va a medir.
7. Al trasladar el aparato desconectarlo o quitar tensión antes de moverlo, y evitar sacudidas o golpes.
8. Realizar la medida mirando perpendicularmente la escala del aparato para evitar el error de paralaje.
9. Comprobar, cada cierto número de operaciones, los valores obtenidos con el propio aparato con los de otro similar, para comprobar que las medidas son similares.
10. Las partes móviles deben moverse fácilmente y sin saltos; en caso contrario se debe proceder a su revisión, que realizará el fabricante o taller especializado que nos dé una garantía de la reparación.
11. Limpiar los aparatos (las conexiones, las juntas, etc.) periódicamente para garantizar la eficacia de los contactos. Estos aparatos se usan en ocasiones en condiciones adversas de suciedad, grasa, polvo, humedad, etc., y hay que evitar que se deposite sobre el aparato.
12. Una vez acabadas las mediciones, apagar el aparato o desconectar las baterías.
13. Si dispone de ello, bloquear las partes móviles.
14. Una vez realizadas las mediciones y limpio el aparato, colocarlo en su caja o estuche, que será el que facilite el fabricante, lo suficientemente almohadillado para evitar los efectos de los golpes, vibraciones, etc.

10.2. Aparatos de medida

A continuación se describe la aplicación, el conexionado y el esquema de montaje de los aparatos de medidas eléctricas más utilizados.

10.2.1. Voltímetro

Aparato de medida que se utiliza para medir la tensión o voltaje de un circuito.

Se conecta en paralelo con el circuito que se va a medir, independientemente de que la corriente sea continua o alterna.

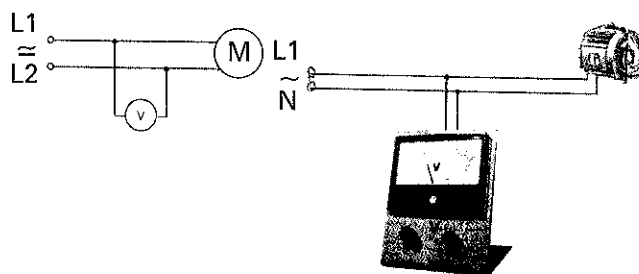


Figura 10.1. Conexión de un voltímetro.

Los voltímetros suelen tener varios calibres o alcances de medida, por lo que se construyen de forma que en su interior disponen de varias resistencias que se conectan o desconectan dependiendo del calibre elegido.

10.2.2. Transformadores de tensión

Cuando la tensión del circuito de corriente alterna a medir es muy elevada, la tensión se mide usando transformadores de tensión, que reducen la tensión y permiten utilizar los voltímetros normales.

Estos transformadores tienen una relación constante entre la tensión del primario, que es la magnitud que deseamos medir, y la tensión del secundario, que es donde se coloca el voltímetro.

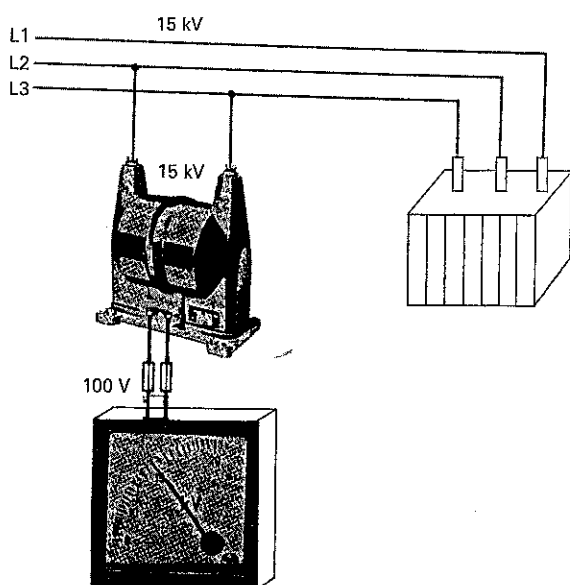


Figura 10.2. Conexión de un transformador de tensión.

La tensión del secundario suele ser de 110 V, aunque la escala del aparato nos da directamente la lectura de la tensión del primario (que es la magnitud que deseamos medir).

10.2.3. Amperímetros

Aparato de medida que se utiliza para medir la intensidad de corriente eléctrica que circula por un circuito, expresado en amperios.

Se conecta en serie con el circuito que se va a medir, independientemente de que sea corriente alterna o corriente continua (eligiendo el tipo de aparato de acuerdo con el tipo de corriente).

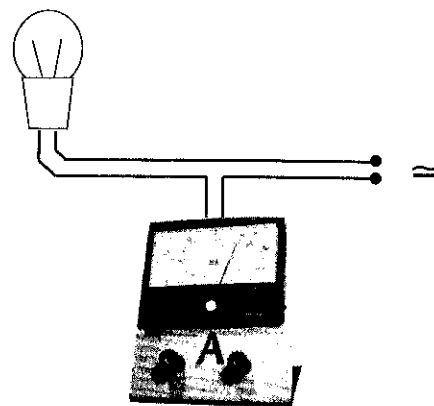
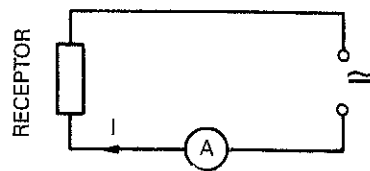


Figura 10.3. Conexión de un amperímetro.

10.2.4. Transformadores de intensidad

Cuando la intensidad que se va a medir en un circuito es muy alta se utilizan los denominados transformadores de intensidad, que no son nada más que un transformador en el que por el primario circula toda la corriente del circuito, que a su vez produce una pequeña intensidad en el secundario, proporcional a la del primario, y fácilmente medible por un amperímetro normal.

Por lo general, estos transformadores de intensidad se construyen de forma que la máxima intensidad que circula por el secundario es de 5 amperios, aunque la escala está construida de tal forma que refleja el valor real en amperios del primario.

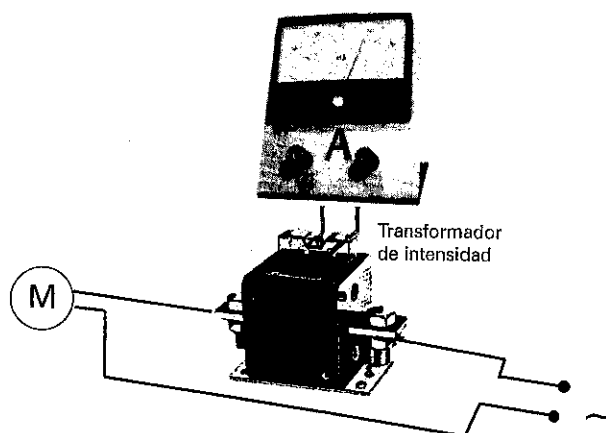
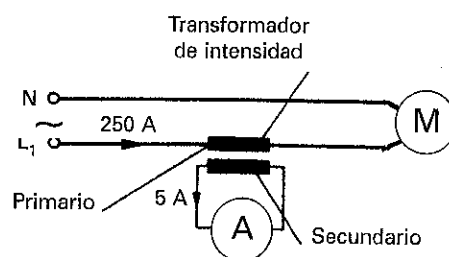


Figura 10.4. Conexión de un transformador de intensidad.

Son muy utilizados en los equipos de medida de los clientes cuando las potencias contratadas son superiores a 13,9 kW. Llevan unas clemas de comprobación para poder verificar la conexión correcta de los aparatos de medida.

La conexión y desconexión del amperímetro de estos transformadores de intensidad se hará cortocircuitando los bornes del secundario.

10.2.4.1. Pinzas amperimétricas

Cuando se quiere medir la intensidad que circula por un circuito de corriente alterna de baja tensión sin interrumpir el circuito, se utilizan las **pinzas amperimétricas**.

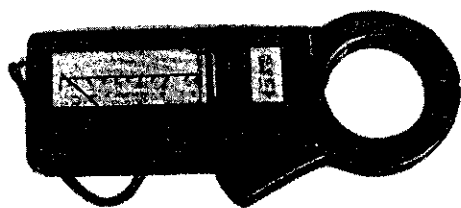


Figura 10.5. Pinza amperimétrica.

Las pinzas amperimétricas constan de un transformador de intensidad cuyo núcleo magnético tiene forma circular y sobre el que se arrolla el secundario. El primario es el circuito donde queremos medir la intensidad que circula.

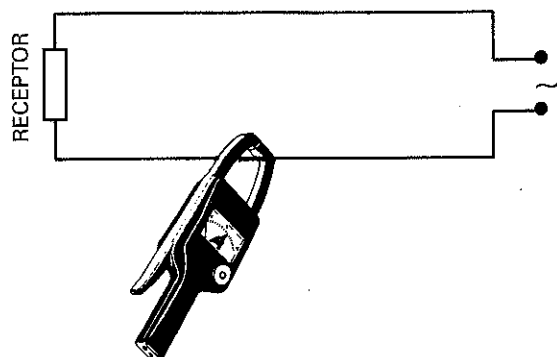


Figura 10.6. Colocación de una pinza amperimétrica.

Las pinzas amperimétricas portan por lo general varios calibres, que se seleccionan mediante un conmutador, y una sola escala, lo que permite una amplia gama de medidas de intensidad.

Las pinzas amperimétricas deben utilizarse con precaución, ya que se trabaja sobre circuitos en tensión, por lo que el operario utilizará siempre guantes aislados y gafas de protección.

Utilizar sólo pinzas amperimétricas con núcleos aislados para evitar cortocircuitos entre conductores.

La elección del calibre de la pinza se seleccionará con el conmutador cuando la pinza esté fuera del circuito.

Una variante de la pinza amperimétrica es la que además de medir la intensidad puede medir la tensión incorporando unas bornas a la pinza y unos conductores flexibles, como se indica en la figura 10.7.

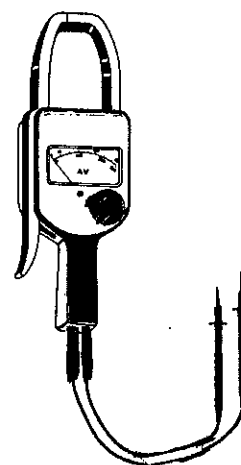


Figura 10.7. Pinza amperimétrica/voltimétrica.

La medición de la tensión de un circuito se realiza como si fuera un voltímetro normal, utilizando la escala de la pinza (puede tener igualmente varios calibres).

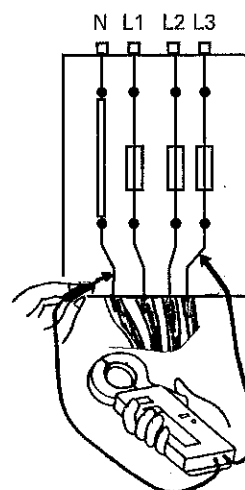


Figura 10.8. Medición de tensión de un circuito con una pinza amperimétrica/voltimétrica.

10.2.5. Óhmetro

Es el aparato de medida encargado de medir resistencias.

Consta de un galvanómetro de cuadro móvil accionado por una pila en serie y una resistencia. La forma de calibrarlo es sencilla, pues cuando el circuito está abierto la resistencia es infinita y la aguja marca el máximo de la escala. Cuando se cortocircuitan los bornes la resistencia es nula y la aguja de la escala se pone en el 0.

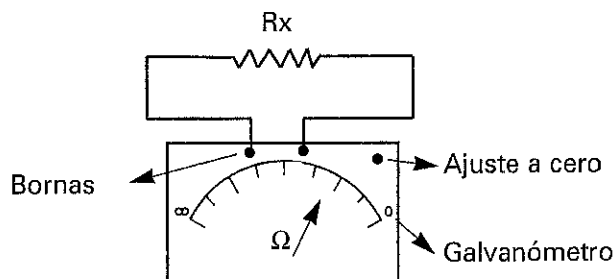


Figura 10.9. Conexión de Óhmetro.

Todos los aparatos llevan una resistencia de puesta a cero, por lo que antes de iniciar la medida se debe ajustar el aparato.

Estos aparatos suelen disponer de varios calibres o gamas de resistencias, por lo que en el interior del aparato existirán tantas resistencias como calibres tenga el aparato.

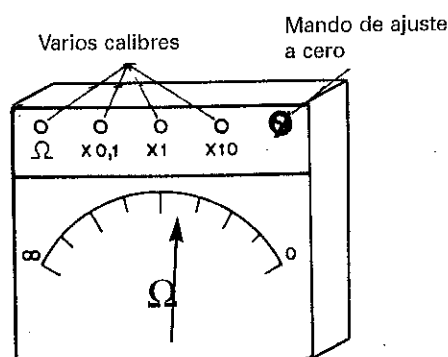


Figura 10.10. Óhmetro de varios calibres.

Como consejos para la utilización de los óhmetros es importante señalar que siempre se deben realizar las mediciones sobre los circuitos sin tensión y comprobar el estado de la pila, así como la puesta a cero del aparato antes de realizar la medición.

10.2.6. Vatímetro

Es el aparato de medida que se utiliza para medir la potencia activa de un circuito.

La potencia activa de un circuito es el resultado de multiplicar el valor tensión por el valor de intensidad y por el coseno ϕ , por lo que también se suele llamar a este aparato voltiamperímetro.

El aparato consta de una bobina amperimétrica fija y una bobina voltimétrica móvil. A la hora de conectar el aparato al circuito la bobina amperimétrica se coloca en serie con el circuito y la bobina voltimétrica en paralelo con el circuito.

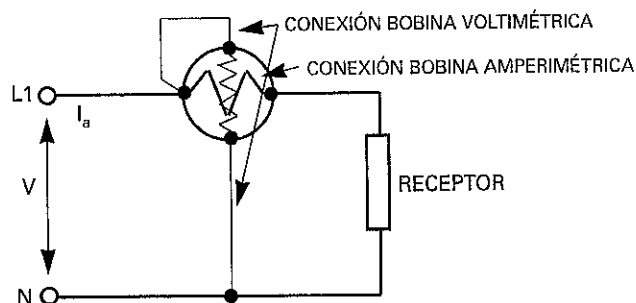


Figura 10.11. Esquema de un vatímetro con las bobinas de tensión e intensidad.

En los aparatos aparecen cuatro bornas, donde se indica perfectamente la forma de conexión (véase figura 10.12).

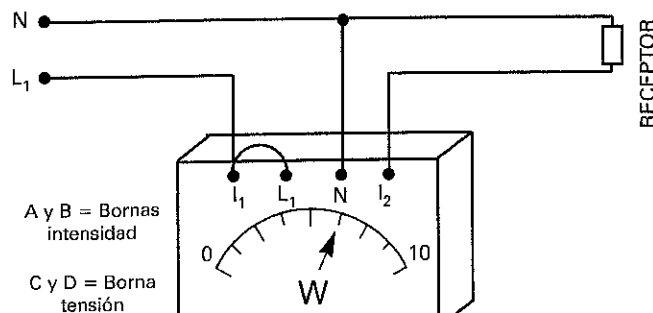


Figura 10.12. Conexión de un vatímetro.

10.2.7. Varímetro

Es el aparato de medida que se utiliza para medir la potencia reactiva de un circuito.

La potencia reactiva de un circuito es el resultado de multiplicar el valor de tensión por el valor de intensidad y por el seno ϕ , por lo que también se suele llamar a este aparato voltiamperímetro reactivo.

El aparato consta de una bobina amperimétrica fija y una bobina voltimétrica móvil, igual que el vatímetro, pero en el que la corriente que circula por la bobina voltimétrica tiene un desfase de 90° respecto de la bobina amperimétrica. A la hora de conectar el aparato al circuito la bobina amperimétrica se coloca en serie con el circuito y la bobina voltimétrica en paralelo con el circuito.

Los varímetros pueden medir potencia reactiva inductiva o potencia reactiva capacitiva, según que el dispositivo que se coloque en el aparato desfase sea $+90^\circ$ o -90° la bobina amperimétrica de la voltimétrica.

10.2.8. Teluróhmetro

Aparato de medida que se utiliza para medir las resistencias de tomas de tierra de una instalación y por tanto el valor de la resistividad del terreno, que debe medirse antes de dar el visto bueno de la instalación.

Este aparato incluye una batería necesaria para alimentar el aparato.

Existen varios métodos de utilizar el teluróhmetro y calcular la resistencia de paso a tierra, aunque en este libro sólo se describirá el método de la caída de tensión.

Dado lo peculiar del sistema de medición de la resistencia de la toma de tierra de una instalación, se describe a continuación.

El material necesario para hacer las mediciones es:

Teluróhmetro de 3 bornes.

Dos picas, para utilizarlas de electrodos.

Cuatro cables aislados, para conectar las picas a los bornes.

El método a seguir es el siguiente:

1. Desconectar la instalación de la toma de tierra, en el punto de puesta a tierra.
2. Conectar la toma de tierra al borne del aparato, que indica resistencia del terreno.

3. Clavar las picas auxiliares a una distancia de 10 a 20 m una de otra.
4. Conectar los cables con las picas y las bornas del aparato.

Con este conexionado se mueve la resistencia variable del aparato hasta que el galvanómetro del aparato marque 0. En este momento está equilibrado el aparato y el valor de la resistencia variable será el valor de la resistencia del terreno.

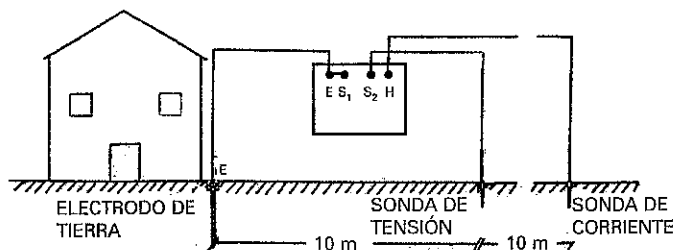


Figura 10.13. Medición de la toma de tierra.

10.2.9. Polímetro

Aparato de medida que permite obtener varias magnitudes distintas, como: tensión, intensidad, resistencia, etc., con diferentes tipos de corriente (alterna y continua).

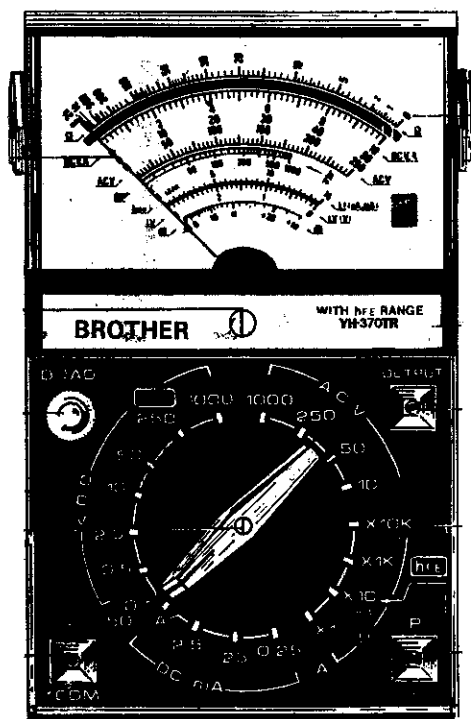


Figura 10.14. Polímetro.

Las mediciones se realizan con ayuda de dos pequeños cables flexibles que se colocan en las bornas de conexión del aparato.

Para realizar mediciones primero debemos seleccionar el tipo de corriente (alterna o continua), después la magnitud a medir y por último el calibre. Éste se debe seleccionar siempre antes de conectar las bornas al circuito.

Llevan una pila como fuente de energía para medir algunas magnitudes, y un ajuste de 0 (para medir resistencia).

10.2.10. Contador

Aparato de medida encargado de medir la energía eléctrica que circula por una red o es consumida en una instalación por un usuario.

Existen varios tipos de contadores según las magnitudes que se vayan a medir, pero en este libro sólo describiremos los contadores de corriente alterna, ya sean para medir energía activa o energía reactiva.

Los contadores más utilizados son los de inducción y miden directamente los kWh o kVAh consumidos en los integradores.

10.2.10.1. Principio de funcionamiento: componentes

Se describe a continuación el contador de energía activa para corriente alterna, dejando para posterior descripción el contador de energía reactiva.

Consta de una bobina amperimétrica o elemento motor de intensidad, y una bobina voltimétrica o elemento motor de tensión, con un ángulo de desfase de 90° entre los dos elementos, que crean un campo magnético giratorio que incide sobre el elemento móvil del contador.

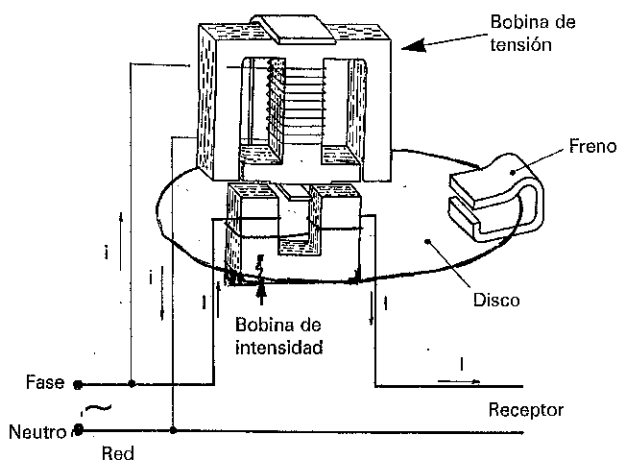


Figura 10.15. Esquema de un contador.

El elemento móvil del contador es un disco de metal no magnético (aluminio por lo general, por su buena conductividad), que gira por el impulso del campo magnético giratorio que se forma.

Solidario y perpendicular al disco hay un eje fijo que atraviesa el disco por su centro geométrico, que termina en un tornillo sinfín.

El movimiento del disco se transmite a un integrador o totalizador a través de ese tornillo sinfín.

El integrador cuenta las vueltas del disco y las traduce en kWh consumidos.

El último elemento del contador es un imán permanente, o freno, entre cuyos polos gira el disco, que se coloca abrazándolo a él, y tiene como misión evitar que el disco tome un movimiento uniformemente acelerado o se mueva estando en vacío.

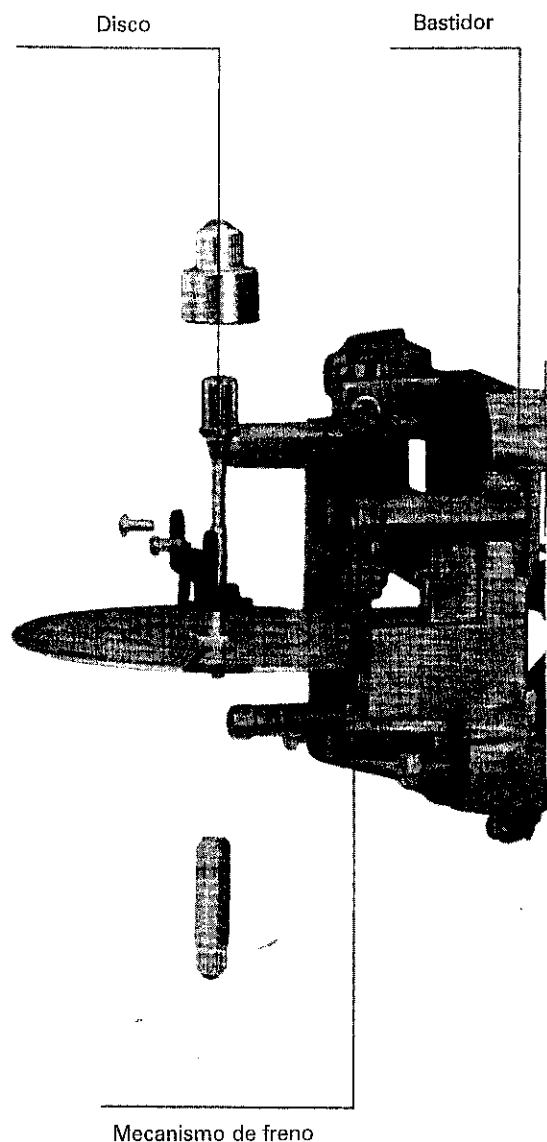


Figura 10.16. Esquema de un disco de un contador.

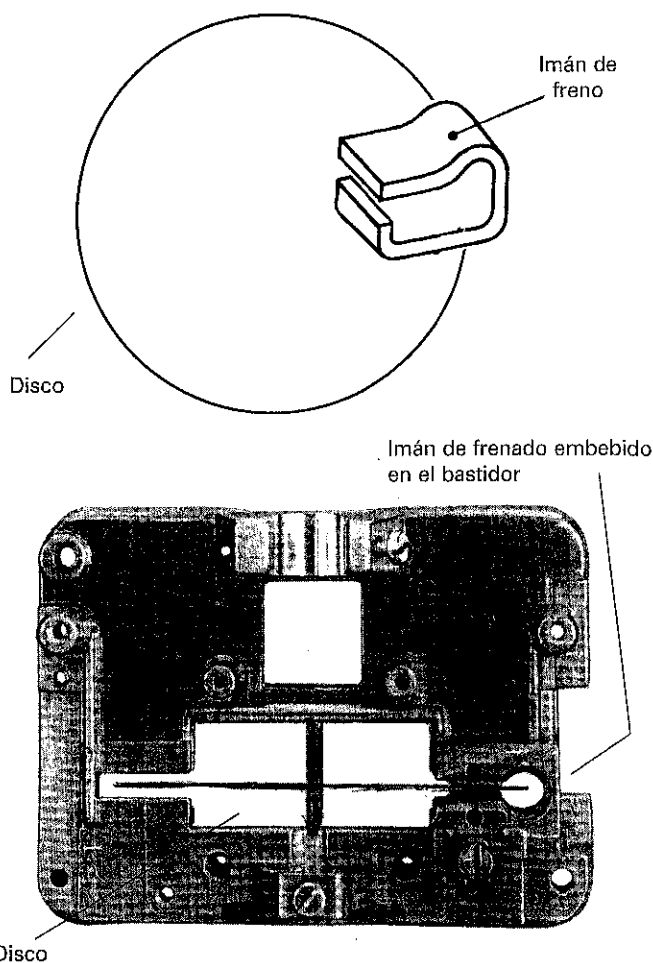


Figura 10.18. Esquema de un imán de frenado de un contador de activa.

El imán permanente hará que el disco gire a una velocidad proporcional a la potencia activa consumida y se pare nada más cesar el consumo de energía.

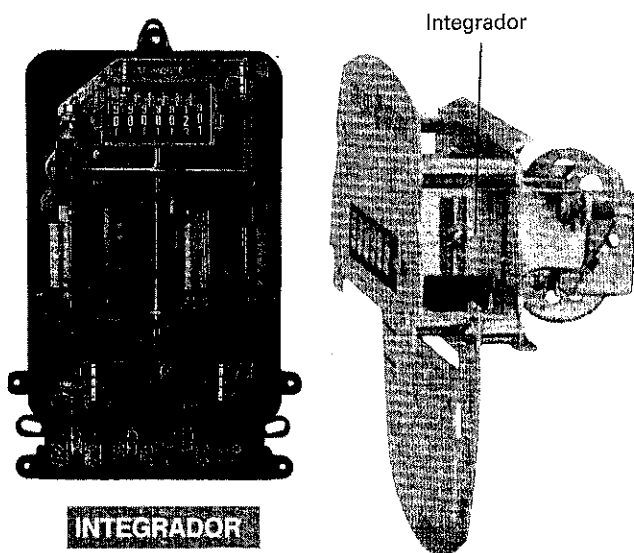


Figura 10.17. Esquema de un integrador de un contador de activa.

10.2.10.2. Partes de un contador

Además de los elementos básicos del contador descritos anteriormente, hay otra serie de partes o accesorios a tener en cuenta: envoltente, caja de bornes, tapa de bornes y placa de características.

- ⑤ Envoltente, que protege a todos los mecanismos del contador. La parte posterior o zócalo fija la armadura que soporta todos los elementos del contador. La parte delantera es transparente y se fija al zócalo mediante tornillos precintables.
- ⑤ Caja de bornes, donde se conectan los conductores de las bobinas de tensión e intensidad del contador por la parte interna, y los conductores de la instalación eléctrica por la parte exterior. Se indicará el esquema de conexión y las entradas de corriente.

Los contadores actualmente suelen ser de doble aislamiento y tanto el zócalo como la caja de bornes son aislantes.

- ⑤ Tapa de bornes, que cubre la caja de bornes protegiendo la conexión de los conductores de la instalación y los tornillos de fijación del contador al panel. En su interior se

deben colocar los esquemas de conexión del contador y además debe ser precintable.

- Placa de características, es una chapa que se coloca en la tapa delantera del contador, y en la que se consignan los datos con las características del contador y entre ellas la marca del fabricante, clave de tipo de contador, fases y número de conductores a conectar, número de orden, fecha de fabricación, intensidad de fase, frecuencia, constante del contador, clase de precisión, aprobación oficial, etc.

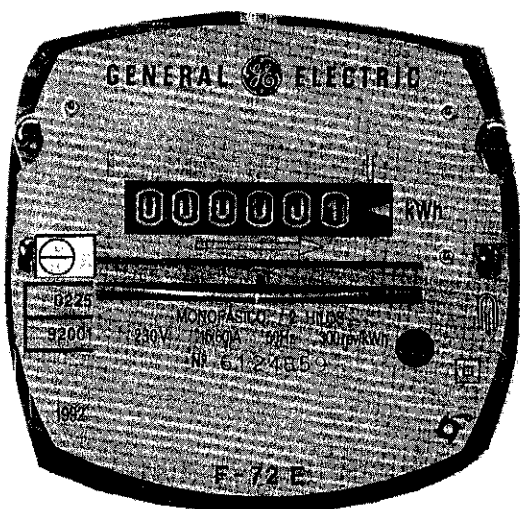


Figura 10.19. Esquema de una chapa de características de un contador.

10.3. Aparatos y equipos de medida para facturación de energía eléctrica

En este apartado se describen toda una serie de contadores y aparatos de medida necesarios para la facturación de energía eléctrica.

10.3.1. Contador de activa

Aparato de medida que registra la energía eléctrica activa consumida en una instalación.

Los diferentes tipos de contadores de energía activa y sus esquemas de conexión, según tipo de suministro y tipo de discriminación horaria, son:

Según el tipo de suministro pueden ser:

- monofásicos,
- trifásicos,

que a su vez pueden ser de varios tipos dependiendo de la discriminación horaria y de las características especiales.

Según el tipo de discriminación horaria pueden ser:

- de simple tarifa,
- de doble tarifa,
- de triple tarifa,

de tarifa múltiple y registradores.

Según sus características pueden ser:

con emisores de impulsos y electrónicos.

10.3.1.1. Contador monofásico

Es el contador utilizado en instalaciones de clientes que están alimentados por una fase y un neutro. Es el contador descrito en el apartado 10.2.

El esquema de conexión se detalla en la figura 10.20.

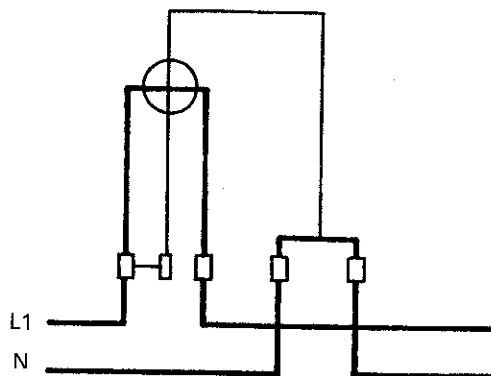


Figura 10.20. Esquema de conexión de un contador monofásico.

10.3.1.2. Contador trifásico

Es el contador utilizado en instalaciones de clientes que están alimentados por tres fases y un neutro.

Existen varios tipos pero el más utilizado y el que se va a describir es el contador que se denomina trifásico de cuatro hilos.

Está formado por tres elementos motores de tensión y tres elementos motores de intensidad, uno en cada fase, y tres discos fijados al eje del contador, es decir, es conjunción de tres contadores monofásicos en un mismo aparato.

El esquema de conexión se detalla en la figura 10.21.

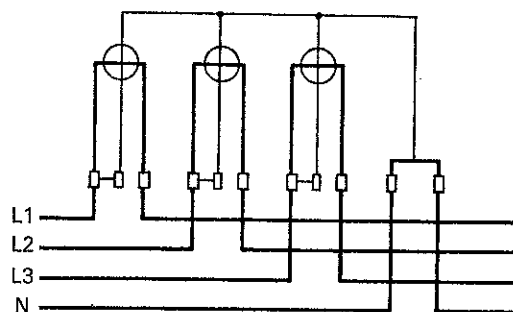


Figura 10.21.a. Esquema de conexión de un contador trifásico de cuatro hilos.

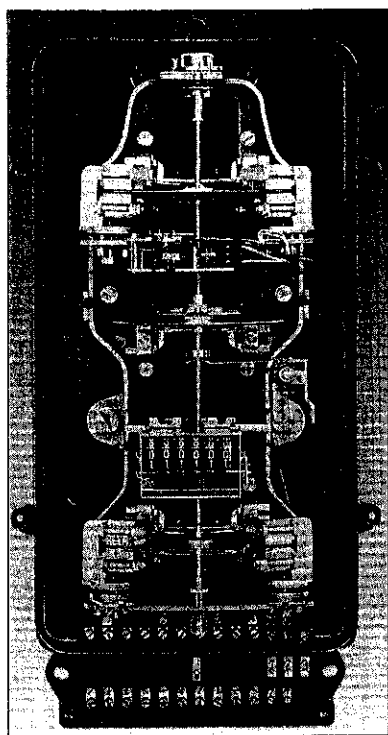


Figura 10.21.b. Contador trifásico de cuatro hilos.

10.3.1.3. Contador de simple tarifa

Es un contador normal como el descrito en el apartado 10.2 que tiene un solo integrador y no discrimina los consumos según las horas del día.

Puede ser monofásico o trifásico y sus esquemas de conexión son como los de las figuras 10.20 y 10.21.

10.3.1.4. Contador de doble tarifa

Son contadores de energía activa, monofásicos o trifásicos, que poseen dos integradores, lo que permite realizar conteos en un integrador u otro según las diferentes horas del día. Para ello el contador incorpora un electroimán en el integrador que se excita y se desexcita por medio de una señal que le envía un reloj, y efectúa el cambio de integrador.

El reloj o interruptor horario para los contadores de doble tarifa se describe en el punto 10.3.4.

El esquema de conexión para un contador de doble tarifa trifásico es el representado en la figura 10.22.

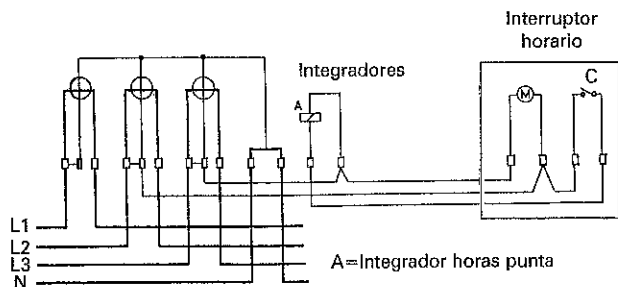


Figura 10.22. Esquema de conexión de un contador trifásico de doble tarifa.

Cuando el electroimán está excitado se registran en el integrador superior los kWh consumidos en horas punta, y cuando está desexcitado se registra en el integrador inferior el resto del consumo.

10.3.1.5. Contador de triple tarifa

Son contadores de energía activa, monofásicos o trifásicos, que poseen tres integradores, lo que permite realizar conteos en tres integradores distintos, correspondientes a horas punta, a horas llano y a horas valle, según las horas del día.

Para ello el contador incorpora dos electroimanes, uno en el integrador de horas punta y otro en el de horas valle, que se excitan y se desexcitan por medio de la señal procedente de un reloj o interruptor horario de triple tarifa, y efectúa el cambio de integrador.

El esquema de conexión de un contador trifásico de triple tarifa viene representado en la figura 10.23.

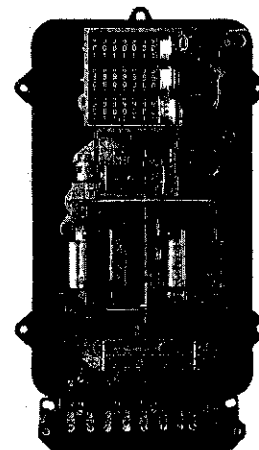
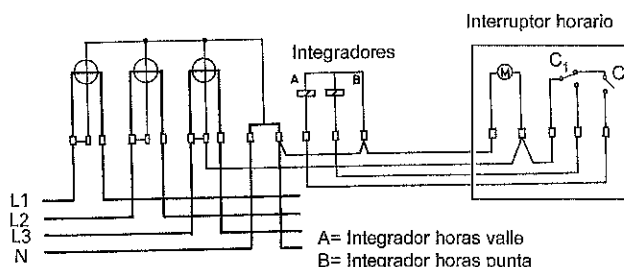


Figura 10.23. Esquema de conexión de un contador trifásico de triple tarifa.

10.3.1.6. Contadores con emisores de impulsos

Son contadores de inducción, como los descritos anteriormente, que incluyen un sensor en el disco del contador y un generador de impulsos colocado sobre el disco.

El esquema del dispositivo emisor de impulsos viene representado en la figura 10.24.

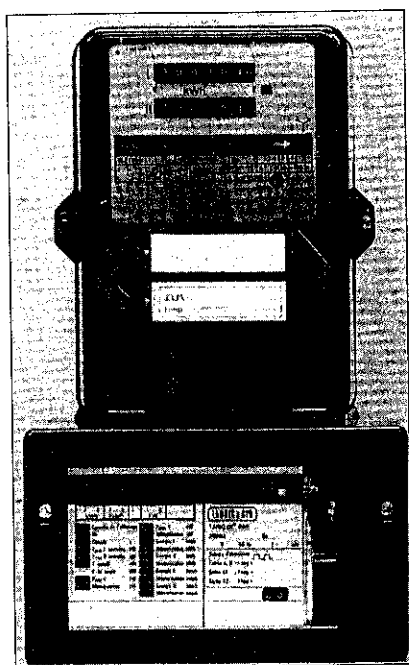
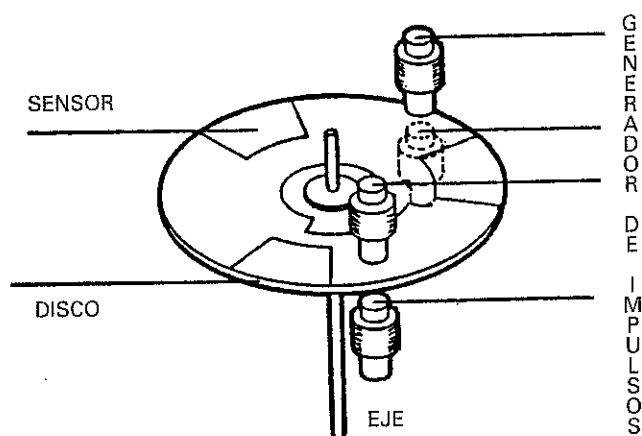


Figura 10.24. Esquema del dispositivo emisor de impulsos.

Este sistema de medida permite la comunicación bidireccional con el concentrador de forma que envía los datos de la lectura al ordenador de la empresa eléctrica y desde la empresa eléctrica se pueden transmitir órdenes al concentrador para cambiar las condiciones de facturación del cliente: cambios de tarifa, cambios de potencia, cambios de discriminación horaria, puesta a cero de máxímetros, etc.

10.3.1.7. Contadores electrónicos

Contador que sustituye los elementos motores de tensión y de intensidad por unos circuitos electrónicos, circuitos de tensión y de intensidad, que emiten una señal eléctrica proporcional al producto instantáneo de la intensidad por la tensión.

Se caracteriza por no tener piezas móviles, ser un contador insensible al orden de sucesión de fases, a los desequilibrios de éstas, a los campos magnéticos, a su colocación, a las vibraciones, etc.

10.3.1.8. Contadores de prepago

Contadores de energía activa que sólo funcionan cuando se les introduce una tarjeta o llave donde previamente se ha cargado una cantidad de euros (similar a las tarjetas telefónicas).

Según se consume energía eléctrica el dinero introducido mediante la tarjeta o la llave se va descontando hasta su agotamiento, de acuerdo con la potencia contratada, los kWh consumidos y la discriminación horaria elegida.

Cuando el dinero cargado en el contador mediante la tarjeta se va a terminar, el contador emite unas señales acústicas o luminosas para alertar al usuario, que sólo tiene que recargar la tarjeta en los cajeros correspondientes e introducir de nuevo en el contador una cantidad de dinero.

Tienen la ventaja de poder controlar la energía que se consume en cada momento, ya que disponen de un display donde se muestra el consumo realizado, la cantidad de dinero que resta en el contador, etc.

Es muy adecuado para viviendas en alquiler, residencias, etc.

10.3.2. Contador de reactiva

Aparato de medida que registra la energía eléctrica reactiva consumida en una instalación.

Los contadores son similares a los de energía activa, pero con unos métodos de conexión que produzcan un teórico desfase de 0° o 180° entre la intensidad que circula por la bobina de tensión y la de intensidad.

El método de conexión más utilizado es el que se representa en la figura 10.26.

Cada vez que el sensor del disco pasa por delante del generador de impulsos éste genera un impulso que envía a un concentrador de datos que los almacena y procesa.

Los impulsos se transmiten a través de la red de energía eléctrica.

El esquema de conexión de un contador de impulsos viene representado en la figura 10.25.

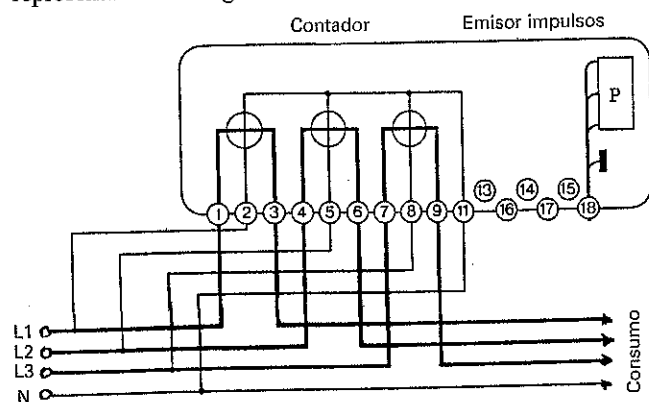


Figura 10.25. Esquema de conexión de un contador de impulsos.

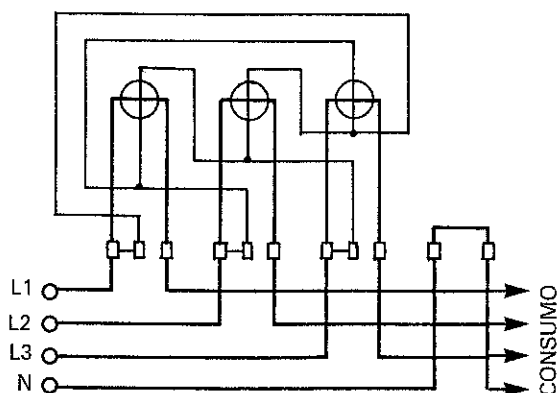


Figura 10.26. Esquema de conexión de un contador de energía reactiva.

Existen contadores de energía reactiva monofásicos y trifásicos, igual que los contadores de activa.

10.3.3. Máxímetro

Aparato de medida que se utiliza para registrar la potencia media demandada en una instalación.

El máxímetro es un contador de energía activa que además lleva incorporado un mecanismo de ruedas que transmite el movimiento del disco a una aguja, llamada aguja de arrastre, que se mueve libremente sobre una escala graduada.

Si las vueltas del disco son proporcionales al consumo de energía en kWh, esas mismas vueltas, en periodos de 15 minutos, representan la potencia media que demanda esa instalación en ese tiempo.

Durante estos 15 minutos, o periodo de integración, la aguja se mueve sobre la escala proporcionalmente a la potencia media que demanda la instalación. Al cabo de 15 minutos la aguja se desembraga durante unos segundos y vuelve a 0 de la escala gracias a un pequeño muelle.

Pasados unos segundos se vuelve a embragar la aguja y vuelve a registrar la potencia media y así sucesivamente.

Para que los valores que se miden cada 15 minutos queden registrados se coloca sobre la esfera una segunda aguja, llamada testigo, que es arrastrada libremente por la aguja de arrastre. La aguja testigo no vuelve a 0 de forma automática en cada periodo, por lo que siempre señalará el máximo de los valores registrados por la aguja de arrastre.

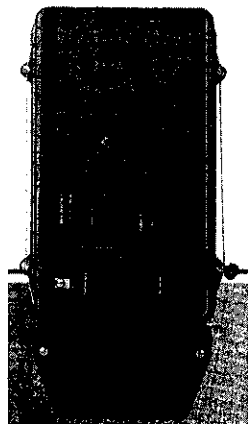


Figura 10.27. Contador máxímetro de triple tarifa.

La conexión es similar a un contador de activa.

Este valor sirve para determinar la potencia de facturación de los usuarios. Se debe medir todos los meses y al final de la lectura el empleado de la empresa eléctrica lo pone a 0 para empezar cada mes una medición nueva.

10.3.4. Reloj o interruptor horario

Aparato auxiliar de medida que se utiliza para efectuar el cambio de los integradores de los contadores de tarifa múltiple: doble, triple tarifa, etc.

10.3.4.1. Interruptor horario de doble tarifa

Interruptor que se utiliza para accionar los contadores de doble tarifa.

El esquema de conexión se detalla en la figura 10.28.

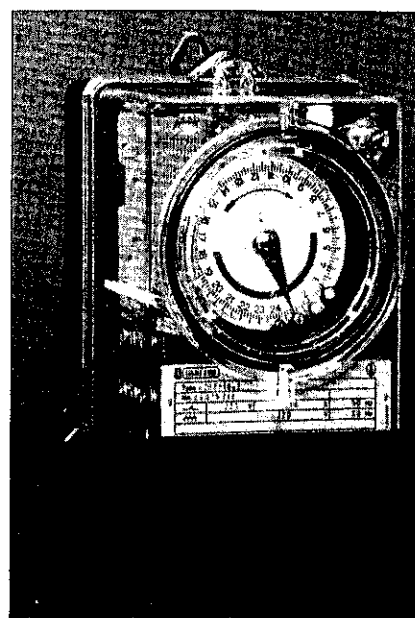
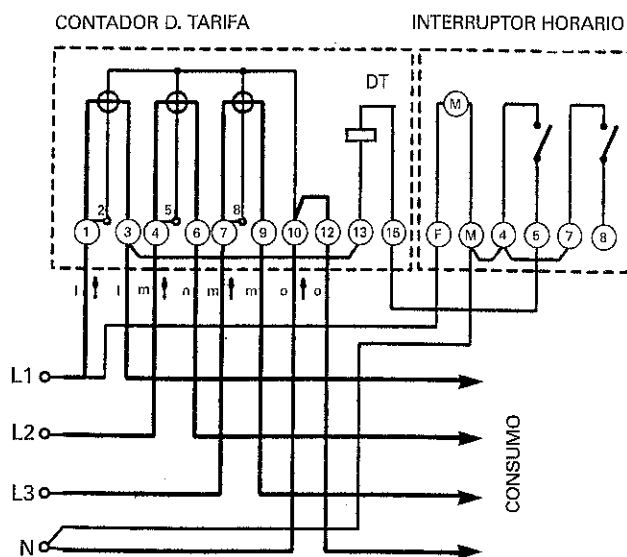


Figura 10.28. Esquema de conexión de un interruptor horario de doble tarifa.

10.3.4.2. Interruptor horario de triple tarifa

Interruptor que se utiliza para accionar los contadores de triple tarifa.

El esquema de conexión se detalla en la figura 10.29.

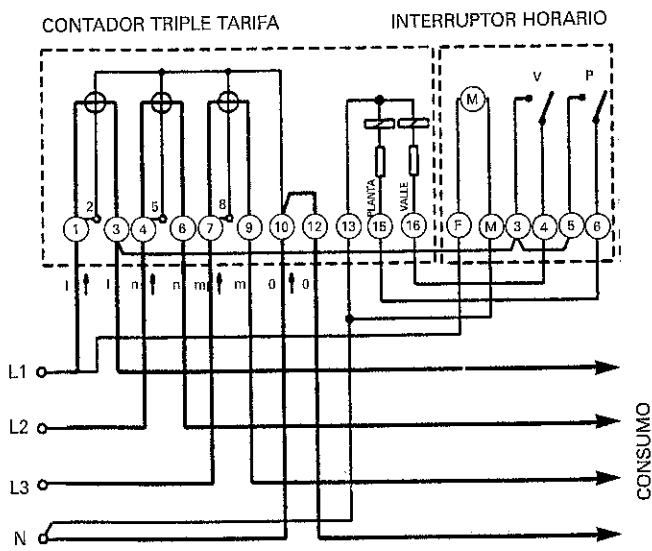


Figura 10.29. Esquema de conexión de un interruptor horario de triple tarifa.

Estos interruptores suelen incorporar un contacto adicional para accionar el maxímetro, manteniéndolo activado durante 15 minutos y desconectándolo durante unos segundos a continuación, para que la aguja de arrastre vuelva al 0.

10.3.4.3. Interruptor horario de triple tarifa semanal

Interruptor que se utiliza para accionar los contadores de triple tarifa con discriminación de sábados, domingos y festivos de ámbito nacional.

Es un interruptor horario de triple tarifa al que se le añade una segunda esfera semanal (figura 10.30).

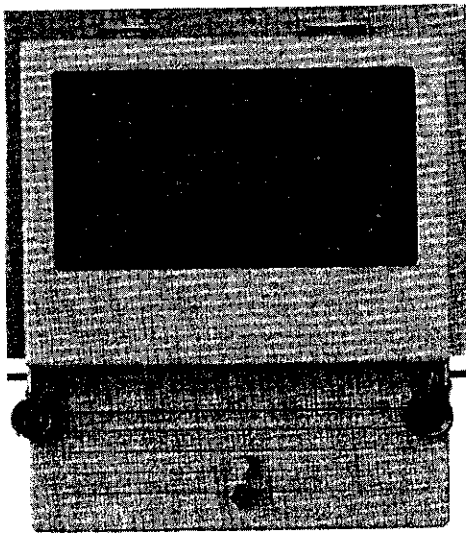


Figura 10.30. Interruptor horario de triple tarifa semanal.

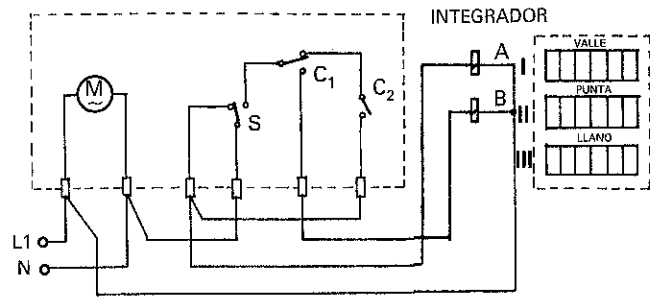


Figura 10.30. Interruptor horario de triple tarifa semanal (cont.).

El esquema de conexión se detalla en la figura 10.31.

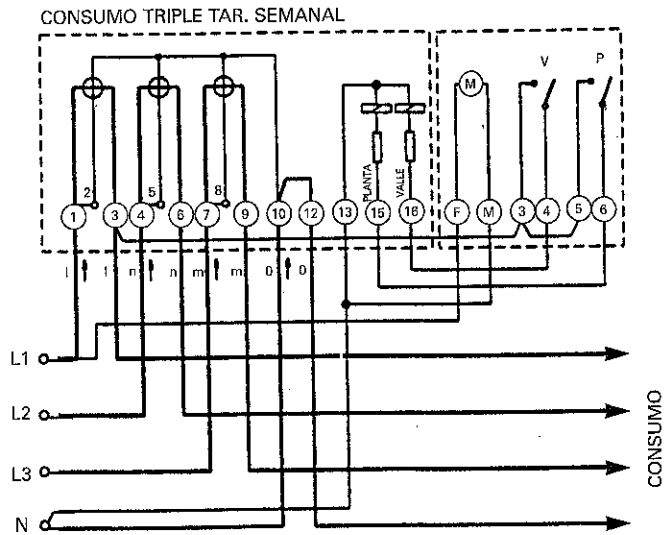


Figura 10.31. Esquema de conexión de un interruptor horario de triple tarifa semanal.

10.3.4.4. Interruptores horarios programables

Son interruptores horarios que llevan incorporado un pequeño microprocesador donde están programados todos los sábados, domingos y festivos nacionales de todo el año, así como el día de paso del horario de invierno a verano y el día de paso de verano a invierno.

Este interruptor tiene la ventaja de poder utilizarse para cualquier sistema o tipo de discriminación horaria, incluso la del sistema estacional.

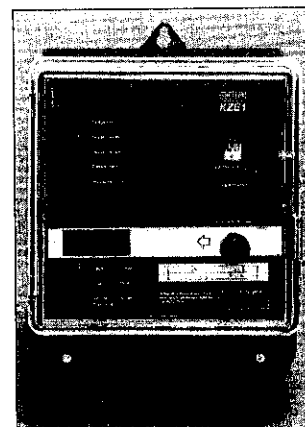


Figura 10.32. Interruptor horario de triple tarifa semanal.

El microprocesador se programa anualmente con los festivos correspondientes.

10.3.5. Interruptor de control de potencia ICP

Siglas correspondientes a Interruptor de Control de Potencia. Es un aparato de medida que se utiliza para controlar la potencia demandada por un usuario en función de la potencia contratada.

Se utiliza en pequeñas instalaciones y pequeñas potencias contratadas, según se describe en el apartado 12.1.1.2 de este libro, correspondiente a las tarifas eléctricas.

Son interruptores magnetotérmicos en los que en la curva de disparo tiene más influencia la componente térmica que la magnética: cuando en una instalación se demanda más potencia de la contratada se activa el magnetotérmico desconectando la misma.

10.3.6. Equipos de medida

En este apartado se describen los equipos básicos de los diferentes equipos de medida que se suelen utilizar en las instalaciones de los usuarios en función de la tarifa contratada.

La medida directa en Baja Tensión se realizará hasta 63 amperios por fase, tanto en monofásico como en trifásico. La medida indirecta con transformadores de intensidad se realizará a partir de ese valor.

- Suministro monofásico tarifa 1.0 y 2.0.

Fusible + Contador energía activa + ICP.

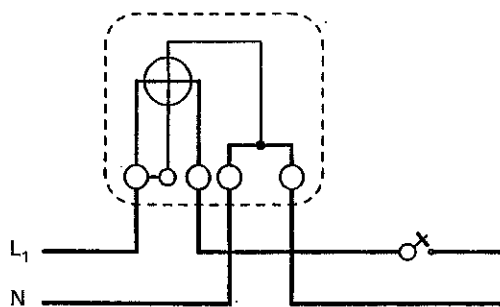


Figura 10.33. Conexión directa de contador monofásico.

- Suministro monofásico tarifa nocturna 2.0N.

Fusible + Contador energía activa doble tarifa + Interruptor horario + 1 ó 2 ICP.

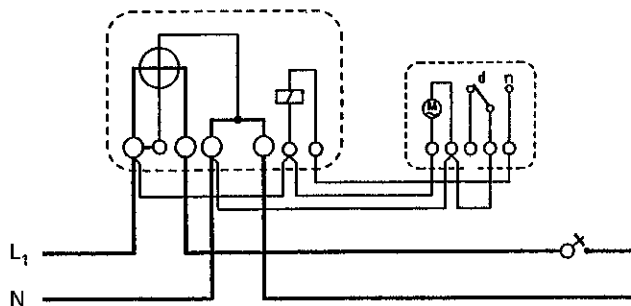


Figura 10.34. Conexión contador monofásico para tarifa nocturna.

- Suministro monofásico / trifásico tarifa B.0.

Fusible + Contador energía activa + Contador de energía reactiva.

- Suministro trifásico tarifa 2.0.

Fusible + Contador energía activa + ICP.

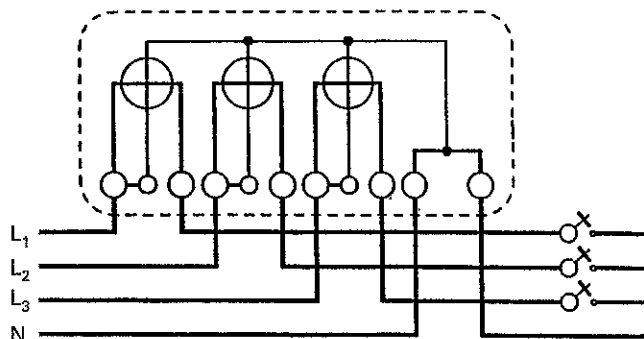


Figura 10.35. Conexión directa de contador trifásico.

- Suministro trifásico tarifa 3.0, 4.0 y R.0.

Fusible + Contador energía activa + Contador de energía reactiva + ICP.

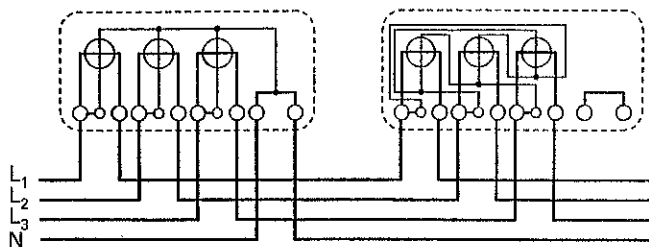


Figura 10.36. Conexión de contadores de activa y reactiva.

- Suministro trifásico tarifa 3.0, 4.0 y R.0 con discriminación horaria doble tarifa.

Fusible + Contador energía activa doble tarifa + Contador de energía reactiva + Interruptor horario + ICP.

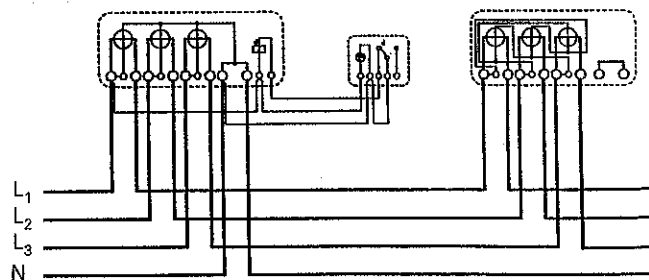


Figura 10.37. Conexión contador trifásico activa - reactiva con doble tarifa.

- Suministro trifásico tarifa 3.0, 4.0 y R.0 con discriminación horaria triple tarifa.

Fusible + Contador energía activa triple tarifa + Contador de energía reactiva + Interruptor horario + ICP.

- Suministro trifásico tarifa 3.0, 4.0 y R.0 con discriminación horaria doble tarifa y maxímetro.

Fusible + Contador energía activa doble tarifa y maxímetro + Contador de energía reactiva + Interruptor horario.

- Suministro trifásico tarifa 3.0, 4.0 y R.0 con discriminación horaria triple tarifa y maxímetro.

Fusible + Contador energía activa triple tarifa y maxímetro + Contador de energía reactiva + Interruptor horario.

- Suministro trifásico tarifa 3.0, 4.0 y R.0 con discriminación horaria doble tarifa y maxímetro y medida indirecta.

Fusible + Contador energía activa doble tarifa y maxímetro + Contador de energía reactiva + Interruptor horario + Transformador de intensidad + Bloque de bornas interruptibles.

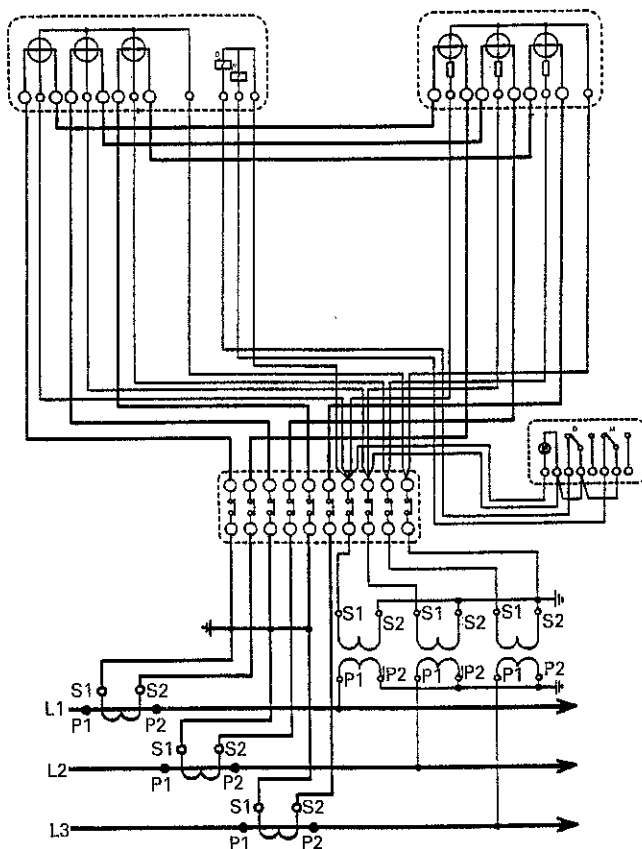


Figura 10.38. Equipo de medida de doble tarifa y maxímetro con medida indirecta.

- Suministro trifásico tarifa 3.0, 4.0 y R.0 con discriminación horaria triple tarifa y maxímetro y medida indirecta.

Fusible + Contador energía activa triple tarifa y maxímetro + Contador de energía reactiva + Interruptor horario + Transformador de intensidad + Bloque de bornas interruptibles.

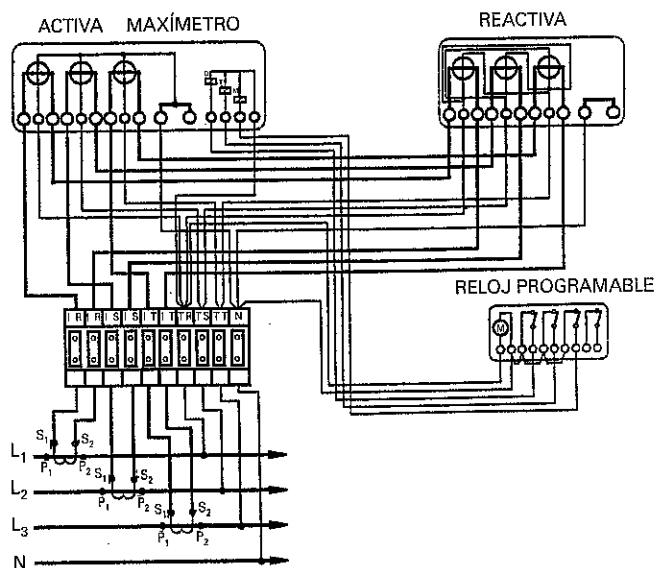


Figura 10.39. Equipo de medida con triple tarifa, maxímetro y medida indirecta.

Actividades y prácticas propuestas

- ❖ Solicitar las normas particulares a la empresa eléctrica de la zona, referentes a los equipos de medida.
- ❖ Escoger catálogos comerciales de aparatos de medida, sobre todo de contadores de energía eléctrica, máxímetros, etc.
- ❖ Analizar las características de los diferentes equipos de medida, los esquemas de conexión, etc.
- ❖ Esquematizar en un circuito la conexión de los aparatos de medida de las magnitudes básicas eléctricas: tensión, intensidad, resistencia, potencia, energía y frecuencia.
- ❖ Realizar la conexión de un contador de energía activa trifásico en una instalación de usuario.
- ❖ Realizar la conexión de un contador de energía reactiva monofásico.
- ❖ Realizar la conexión de un equipo de medida de un usuario con tarifa 3.0, con suministro trifásico, con máxímetro y potencia contratada 100 kW.

Tramitaciones para el alta de nuevos suministros



Introducción

En este capítulo se describe la parte administrativa y de papeleo que conlleva el alta de una instalación eléctrica, así como el coste económico y los plazos de ejecución de la misma.

Esta tramitación se refiere tanto a la que se debe realizar ante la empresa eléctrica de la zona, como la que se debe realizar ante la administración.

Contenido

A lo largo del capítulo se van a desarrollar los siguientes temas:

- ✓ *Petición de suministro.*
- ✓ *Trámites para la solicitud de suministro de energía eléctrica.*
- ✓ *Solicitud de acometida definitiva.*
- ✓ *Condiciones técnico-económicas en los suministros definitivos: Derechos de acometida.*
- ✓ *Solicitud de acometida de obra.*
- ✓ *Condiciones técnico-económicas en los suministros de obra.*
- ✓ *Trámites con la administración.*
- ✓ *Contratación con la empresa eléctrica.*
- ✓ *Suministro en la rehabilitación de edificios.*

Objetivos

- ✓ *Describir la tramitación administrativa de una instalación para su legalización y puesta en servicio.*
- ✓ *Proponer a los clientes sobre el costo económico de la puesta en marcha de una instalación.*
- ✓ *Enumerar los plazos legales de los permisos, comunicaciones y para la ejecución de las acometidas.*
- ✓ *Identificar la legislación de las comunidades autónomas donde se vaya a trabajar.*

11.1. Petición de suministro

Cuando un usuario, o futuro usuario, de la electricidad necesita energía eléctrica para su nueva construcción o la rehabilitación de una existente, se desencadenan una serie de procedimientos administrativos y comerciales con la empresa eléctrica y otra serie de procedimientos administrativos con los órganos competentes de industria de la comunidad autónoma, que es necesario conocer para evitar retrasos en la puesta en marcha de la instalación.

La tramitación con la empresa eléctrica empieza con una solicitud de suministro, después continúa con una relación técnico-económica regulada por el Decreto de Acometidas, conocida comúnmente como derechos de acometida, después la realización de las instalaciones necesarias para conectar la red de distribución de la empresa eléctrica con el nuevo cliente y por último la contratación.

A lo largo de este procedimiento aparecen los permisos necesarios de las administraciones locales y autonómicas para la realización de las instalaciones, y en ocasiones los permisos de terceras personas.

Todos estos procedimientos están regulados a través de reales decretos, órdenes ministeriales y disposiciones de las diferentes comunidades autónomas.

Las tramitaciones con la administración del estado o de la comunidad autónoma tienen como objetivo garantizar la calidad y la seguridad de las instalaciones y de las personas, y comprobar que se realizan de acuerdo con la legislación vigente.

El reglamento de baja tensión y el Real Decreto de Distribución son las bases fundamentales de estos procedimientos administrativos, sin olvidar que como las comunidades autónomas tienen competencias en la aplicación de los reglamentos, e incluso capacidad legislativa, a lo largo de estos últimos años han aparecido diferentes disposiciones que concretan o desarrollan aspectos de esta tramitación.

Es conveniente que el lector, independientemente de lo que se desarrolla en el apartado 11.3, recopile la información que sobre este tema tenga desarrollada su comunidad autónoma.

La rehabilitación de edificios requiere una mención especial por lo peculiar de la instalación y por la gran cantidad de instalaciones de este tipo que se realizan últimamente. Se deberán seguir los reglamentos de baja tensión y normas de la comunidad, pero sin olvidar que las nuevas instalaciones se deben encajar dentro de edificios ya construidos, en muchos de los casos de alto valor arquitectónico.

A continuación se describen todos estos aspectos.

11.2. Trámites para la solicitud de suministros de energía eléctrica

Al solicitar la acometida para un edificio se debe tener presente la previsión de carga del edificio, descrita en el capítulo 7, y pedirla con la mayor antelación posible, ya que la tramitación, los permisos, etc., pueden alargar mucho tiempo, incluso meses, la acometida.

Es conveniente que cuando se solicite la acometida de obra se solicite a la vez la acometida definitiva para ganar fechas.

En la solicitud se deberá hacer constar el nombre del promotor, y el de la persona que realiza la petición ante la empresa eléctrica.

La documentación a presentar será:

- Impreso de solicitud de nuevo suministro normalizado por las empresas eléctricas, en el que se cumplimentarán todos los datos de la forma más exacta posible.
- Plano de situación, a escala 1:2.000 o 1:5.000, lo más detallado posible, donde figure el lugar del nuevo suministro y su relación con otras edificaciones existentes. Lo ideal es utilizar planos del catastro, de la gerencia de urbanismo, del Ejército, etc.
- Planos de planta y alzado de la finca con la situación de los portales o entradas.
- Proyecto de la instalación eléctrica.

11.2.1. Solicitud de acometida definitiva

En la petición de suministros definitivos, además de los documentos antes expuestos se deberá tener en cuenta lo siguiente:

11.2.1.1. Elementos de la instalación

Se van a destacar las partes más significativas de la instalación desde el punto de vista de tramitación.

- Centro de transformación. Reserva de un local para centro de transformación.

La distribución de energía eléctrica a las poblaciones se hace, por lo general, en media tensión, a 20 kV. La tensión normal de utilización es en baja tensión (230 / 400 voltios) lo que obliga a hacer una última transformación para dejar la energía a punto de utilización.

Esta transformación se hace cerca de los lugares de consumo, en las propias instalaciones o en los edificios. Estos centros de transformación pueden ser propiedad del cliente o propiedad de la empresa eléctrica, según quién los realice.

Al estudiar los centros de transformación tenemos que plantearnos una doble vertiente: la tramitación administrativa y comercial, y la constitución y construcción física del mismo.

Todo lo relativo a la relación técnico-comercial de los centros de transformación está regulado por el reglamento de baja tensión del año 2002 y por el Real Decreto de Distribución de 2000.

La tramitación administrativa está descrita en el reglamento de baja tensión, en el artículo 13, que regula la construcción de los centros de transformación en las nuevas instalaciones o ampliación de las mismas, cuando se construyan locales, edificios o agrupación de edificios.

Cuando la potencia solicitada a la empresa distribuidora sea igual o superior a 100 kW el propietario del inmueble deberá reservar un local para la instalación de un centro de transformación.

EMPRESA ELÉCTRICA		SOLICITUD DE SUMINISTRO		ZONA	N.º EXPEDIENTE	AÑO				
LUGAR DE SUMINISTRO	URBANIZACIÓN-PARAJE			MUNICIPIO						
	CALLE-PLAZA			N.º	D.P.					
PROPIETARIO	APELLIDOS Y NOMBRE-RAZÓN SOCIAL			C.I.F. o D.N.I.		TELÉFONO				
	MUNICIPIO	CALLE-PLAZA		N.º	D.P.					
PETICIONARIO REPRESENTANTE	APELLIDOS Y NOMBRE-RAZÓN SOCIAL			TELÉFONO						
	MUNICIPIO	CALLE-PLAZA		N.º	D.P.					
CLASE DE PETICIÓN	AMPLIACIÓN	OBRA	DEFINITIVA	DES/VO	NECESIDADES DE PUESTA EN SERVICIO	S.º OBRA	S.º DEFINITIVO			
	☐	☐	☐	☐		DÍA	MES	AÑO		
SERVICIO DE OBRA	☒	ALUMBRADO		MOTORES	OTROS	TOTAL				
	kW									
ELECTRIFICACIÓN	VIVIENDAS	ELECTRIFIC.	Hasta 160 m²		Superior a 160 m²		TOTALES			
		N.º VIVIENDAS	p = 5.750 W mínimo		p = 9.200 W mínimo					
		POTENCIA DE CALEF. ELECT.					TOTAL kW (1) ▼			
		SERVICIOS ELÉCTRICOS (**)	TERMO ELÉCTRICO	COCINA ELÉCTRICA	CALEFACCIÓN ELÉCT. Individual	CALEFACCIÓN ELÉCT. Colectiva	AIRE ACONDICIONADO Individual	AIRE ACONDICIONADO Colectivo	ASLAMIENTO TERM. REFORZ.	
	SERVICIOS GENERALES	CLASE I	ESCALERA Y PORTAL		ASCENSORES		CALEFACCIÓN	MOTORES	TOTAL kW (1) ▼	
		TOTAL kW								
	LOCALES, OFICINAS Y GARAJES	LOCALES COMERCIALES p = 0,1 kW mín.		OFICINAS p = 0,1 kW mín.		GARAJES		TOTAL kW (1) ▼		
		N.º	TOTAL m²	kW = m².p	N.º	TOTAL m²	kW = m².p	N.º	TOTAL m²	kW
	TOTAL POTENCIA EN FINCA PARA VIVIENDAS (1) + (2) + (3) ▶									
DATOS GENERALES		N.º VIVIENDAS	TOTAL m² VIVIENDAS	TOTAL m² OFICINAS	TOTAL m² LOCALES COMER.	TOTAL m² GARAJE				
INDUSTRIAS p = 0,125 kW/m² mín.		TENSIÓN	ALUMBRADO (kW)	CALEF/AIRE ACOND. (kW)	USOS INDUSTRIALES (kW)	TOTAL (kW)				
		M.T. ☐ B.T. ☐								
		TIPO DE INDUSTRIA O ACTIVIDAD					C.N.A.E.			
CROQUIS DE SITUACIÓN DE LA FINCA	nombre de la calle donde está situada la finca					FECHA / /				
						FIRMA DEL PETICIONARIO				
OBSERVACIONES:										
DOCUMENTOS QUE NECESARIAMENTE HAN DE ACOMPAÑAR ESTA SOLICITUD (ver al dorso) ▶										
FECHAS	PETICIÓN	S.º CLIENTES		PR. Y CONTROL	S.º OBRAS					
		Recibida	Recibo emitido							

DOCUMENTOS QUE NECESARIAMENTE HAN DE ACOMPAÑAR ESTA SOLICITUD

- A) Plano de situación, a escala (se recomienda 1:2.000, 1:5.000 o 1:10.000) lo más detallado posible, donde figure el lugar del nuevo suministro y su relación con otras edificaciones existentes o puntos geográficos claramente identificables (v.g. puntos kilométricos). Con el fin de evitar molestias a los clientes, se recomienda emplear Planos Municipales del Catastro, del Instituto Geográfico, del Ministerio del Ejército, de la Gerencia Municipal de Urbanismo, etc.
- B) Planos de planta y alzados de la finca con la situación de los portales y centralización de contadores.
- C) En caso de que por la potencia instalada existiese proyecto de la instalación eléctrica, podrá acompañarse a la solicitud para una mayor información.

OTRAS OBSERVACIONES

El peticionario colaborará en la obtención de los permisos oficiales y particulares imprescindibles para la realización de las obras, de los cuales depende el plazo de ejecución.

FINCAS DE VARIAS PLANTAS

Centro de transformación. Cuando la solicitud exceda de 100 kVA, de acuerdo con el Artículo 13 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, el promotor preverá un local adecuado para la posible instalación de un centro de transformación para atender al suministro, con acceso directo desde la calle y libre de cargas. Es preciso definir lo más rápidamente posible, entre el peticionario y la empresa eléctrica, la ubicación y características del local destinado a este fin, en el caso de ser necesario.

Caja General de Protección. El promotor deberá prever en el portal, fachada u otros servicios comunes de la finca de fácil acceso, el hueco o huecos necesarios para la instalación de las cajas de acometida, según las normas particulares de la empresa eléctrica.

Centralización de contadores. Igualmente deberá preverse un local de fácil acceso para la centralización de contadores, de acuerdo con lo indicado en el R.E.B.T. y las normas particulares de la empresa eléctrica.

CHALETES, PARCELAS CON ZONA AJARDINADA Y EDIFICIOS RETRANQUEADOS DE LA LÍNEA DE CALLE.

Las cajas o armarios de protección, según el modelo normalizado por la empresa eléctrica, se instalarán en el cerramiento de la parcela, para la conexión del terminal de la acometida y la instalación de contadores, en su caso.

EN RELACIÓN CON ESTOS ASPECTOS SE DEBE CONSULTAR CON LA EMPRESA ELÉCTRICA.

MUY IMPORTANTE

Para cualquier consulta es imprescindible que el cliente cite el número de expediente que figura en la solicitud.

La empresa eléctrica no suele asumir la propiedad del mismo, sino que la propiedad hace, ante notario, una cesión de uso, de manera que si dentro de unos años la empresa eléctrica decidiera desmontar el centro de transformación, el propietario podría hacer uso del mismo.

A todos los efectos el centro de transformación es propiedad de la empresa eléctrica, y puede, si la red de distribución lo requiere, suministrar energía en baja tensión a otros locales o edificios colindantes.

La tramitación comercial, es decir, la relación comercial entre el propietario del local y la empresa eléctrica, está recogida en el Real Decreto de Distribución 1955/2000.

En el articulado se plantea la reserva y la compensación económica para centros de transformación, siempre que la empresa eléctrica haga uso de la reserva.

En este caso el propietario recibirá una compensación económica que se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$C = 0,6 \times S \times P_m - T \times N$$

donde:

- S = Superficie del local, en metros cuadrados.
- P_m = Precio del módulo que establece anualmente el M^o de Fomento.
- N = Potencia solicitada en kilovatios.
- T = Tarifa, en euros, por kW solicitado. Se actualiza igual que el módulo P_m.

Anualmente el Ministerio de Fomento determinará los módulos aplicables para las compensaciones económicas (P_m). Éstos se establecen por metro cuadrado de superficie útil, para las viviendas acogidas al Decreto Ley 31/1978 de 31 de octubre y para las áreas geográficas establecidas en el Real Decreto 1932/1991 de 20 de diciembre y modificado el 18 de marzo de 1992 (áreas 1, 2, 3 y 4 en las que se divide el territorio español).

Como ejemplo, para 2003 se establecieron los siguientes módulos.

Área 1^a 623,77 euros/ metro cuadrado

Asimismo, en esta orden se establece el valor de T, que para este año igualmente se cifraba en 7,627 euros/ kW.

Ejemplo 11.1.

Un cliente solicita 400 kW en baja tensión. Cede un centro de transformación de 24 m².

La compensación económica que recibe, a descontar de los derechos de acometida, para un ejemplo del año 2003, es:

$$C = 0,6 \times S \times P_m - T \times N$$

$$C = 0,6 \times 24 \times 623,77 - (7,627 \times 400) = 5.931,40 \text{ euros}$$

- Caja General de Protección: el promotor deberá prever en un lugar de uso común, de libre y fácil acceso el hueco o huecos necesarios para las CGP, siempre en el linde de la propiedad.
- Armario de medida o Centralización de contadores: se deberá prever la ubicación de la medida en un lugar de uso

exclusivo, de libre y fácil acceso de acuerdo con el REBT y las normas particulares de la empresa eléctrica. En el caso de fincas valladas o con cerramiento, los armarios se colocarán en el linde o cerramiento (para la conexión de la acometida y la colocación del equipo de medida).

11.2.1.2. Condiciones técnico-económicas en los suministros definitivos

Las condiciones económicas, derechos de acometidas, Bt, se ajustarán a lo establecido en el Real Decreto de Distribución 1955/2000.

Los derechos de acometida, Bt, comprenden los derechos de extensión, Bex y los derechos de acceso, Bac. El primero corresponde al hecho físico de hacer unas instalaciones de extensión y suele pagarlo el promotor o constructor.

El usuario final suele pagar los derechos de acceso, Bac, que corresponden a la utilización de las instalaciones ya existentes, a la hora de contratar el suministro de energía eléctrica.

$$B_t = B_{ex} + B_{ac}$$

Por ejemplo, para 2003 se establecen los siguientes valores.

BAREMO		PRECIO
Baremo total	Bt	32,019 euros/kW de potencia solicitada
Baremo de extensión	Bex	15,004 euros/kW de potencia solicitada
Baremo de acceso	Bac	17,015 euros/kW de potencia solicitada

Tabla 11.1. Baremos de acometida en Baja Tensión para 2003.

Las fórmulas para el cálculo de los derechos de acometida se expresan y describen en los diferentes ejemplos que a continuación se desarrollan, para facilitar su comprensión y su aplicación para el cálculo.

○ Acometidas para inversiones de extensión pequeña.

A la hora de calcular los derechos de acometida se tiene que tener en cuenta en primer lugar el coste de las instalaciones de extensión necesarias para llevar la energía eléctrica al nuevo suministro (inversiones de extensión). A este valor se le denomina valor de inversión I.

Para el cálculo de la cantidad a pagar se tendrá en cuenta la relación entre el valor de las instalaciones I y del baremo total de la tabla 11.1, estableciéndose la siguiente comparación:

$$I < 4,5 \times B_t \times \text{kW}$$

donde:

I = Inversión de extensión.

B_t = Baremo total.

kW = Potencia solicitada.

Si esto se cumple los derechos totales a pagar son:

$$D = B_t \times \text{kW}$$

Ejemplo 11.2.

Un usuario solicita un suministro para una vivienda individual de 9,2 kW. El usuario es el promotor de la vivienda.

Derechos de acometida = Baremo total x Potencia

Derechos acometida = $B_t \times 9,2 \text{ kW} = 32,019 \text{ euros/kW} \times 9,2 \text{ kW} = 294,57 \text{ euros}$

Ejemplo 11.3

Promotor de 4 viviendas que solicita una potencia de 9,2 kW por vivienda.

El promotor paga los derechos de extensión y los clientes finales los derechos de acceso.

Promotor: Derechos de extensión.

Derechos de Extensión = Baremo Extensión x Potencia

Derechos de Extensión = $15,004 \text{ euros/kW} \times 9,2 \text{ kW} \times 4 \text{ viviendas} = 552,15 \text{ euros}$

Cliente final: Derechos de acceso

Derechos de acceso = Baremos de acceso x kW

Derechos de acceso = $17,015 \text{ euros/kW} \times 9,2 \text{ kW} = 156,54 \text{ euros}$.

○ Ejemplos para instalaciones de extensión superiores

Cuando la inversión de extensión, I_{ex} , es superior a 4,5 el baremo e inferior a 6 veces el mismo, el promotor deberá colaborar económicamente en las instalaciones de extensión, según las fórmulas descritas en el Real Decreto de acometidas:

$$D = \text{Baremo} + 2 (\text{Inversión total} - 4,5 \cdot \text{Baremo})$$

Ejemplo 11.4

La inversión total para una instalación de 400 kW es de 72.121,45 euros.

El baremo total será $32,019 \text{ euros} \times 400 \text{ kW} = 12.807,6 \text{ euros}$.

$4,5 \times \text{Baremo} = 4,5 \times 12.807,6 \text{ euros} = 57.634,2 \text{ euros}$.

$6 \times \text{Baremo} = 6 \times 12.807,6 \text{ euros} = 76.845,6 \text{ euros}$.

Como se aprecia, la inversión total es superior a 4,5 veces el baremo e inferior a 6 veces el baremo, luego los derechos de acometida son:

$$D = \text{Baremo} + 2 (\text{Inversión total} - 4,5 \cdot \text{Baremo}) = 12.807,6 + 2 (72.121,45 - 4,5 \times 12.807,6 \text{ euros}) = 41.782,1 \text{ euros}.$$

Si la inversión de extensión es 6 veces superior al baremo, los derechos de acometida se calculan según la siguiente fórmula:

$$D = \text{Inversión total} - 2 \cdot \text{Baremo}$$

Ejemplo 11.5.

La inversión total de una instalación para 400 kW es de 144.024,14 euros.

El baremo total será $32,019 \text{ euros} \times 400 \text{ kW} = 12.807,6 \text{ euros}$.

$4,5 \times \text{Baremo} = 4,5 \times 12.806,4 \text{ euros} = 57.628,8 \text{ euros}$.

$6 \times \text{Baremo} = 6 \times 12.807,6 \text{ euros} = 76.845,6 \text{ euros}$.

Como se aprecia, la inversión total es superior a 6 veces el baremo, luego los derechos de acometida son:

$$D = \text{Inversión total} - 2 \cdot \text{Baremo} = 144.024,14 \text{ euros} - 2 \times 12.807,6 \text{ euros} = 118.408,94 \text{ euros}.$$

11.2.1.3. Plazos de comunicación

La empresa eléctrica tiene obligación de comunicar por escrito las condiciones técnico-económicas a los solicitantes de una acometida en los siguientes plazos:

Tipo de instalación	Plazo máximo
Suministro sin instalación de centro de transformación	20 días
Suministro con instalación de centro de transformación de media a baja tensión	60 días
Suministro con instalación de subestación de alta a media tensión	90 días

Tabla 11.2. Plazos de comunicación de las condiciones económicas.

Las condiciones económicas tienen una validez de tres meses.

11.2.1.4. Plazos de realización

Una vez aceptadas y liquidadas las condiciones económicas, la empresa eléctrica tiene unos plazos máximos para realizar las instalaciones de extensión que se pueden resumir en la siguiente tabla.

Tipo de suministro	Plazos máximos
Cuando no sea necesario realizar extensión de la red	10 días
Cuando se realice extensión de la red de baja tensión	50 días
Cuando sea necesario construir un centro de transformación	90 días
Cuando se necesite construir varios centros de transformación	130 días

Tabla 11.3. Plazos de realización.

11.2.1.5. Trámites municipales y otros permisos

La empresa eléctrica tramitará, en colaboración con el promotor si es posible, los permisos necesarios, que según el tipo de obra son:

Licencia municipal de calas.

Licencia municipal de canalización.

Licencia municipal de centro de transformación.

Permisos de terceros para la realización de la instalación proyectada.

En el cómputo de los plazos de realización no se tiene en cuenta el tiempo que se tarda en obtener los permisos o licencias.

11.2.2. Solicitud de acometida de obra

En la petición de suministros de obra, además de los documentos descritos en el apartado 11.2, se deberá tener en cuenta lo siguiente:

11.2.2.1. Elementos de la instalación

En los suministros se tendrán en cuenta la ubicación de la Caja General de Protección y los armarios de medida y control.

Esta ubicación se realizará de acuerdo con las normas de la empresa eléctrica.

11.2.2.2. Condiciones técnico-económicas en los suministros de obra

La empresa eléctrica comunicará las solicitudes de acometida para obras en un plazo no superior a 30 días de las condiciones económicas y si procede o no de la instalación de un centro de transformación.

El peticionario pagará el coste de las inversiones de extensión o de refuerzo de las instalaciones. No pagarán derechos de responsabilidad.

El peticionario se hará cargo del posterior desmontaje de las instalaciones provisionales.

11.3. Trámites con la administración

Paralelamente a los trámites realizados con la empresa eléctrica, es necesario realizar una serie de trámites con la administración.

Según el tipo de instalación, será preceptiva o no la presentación previa del proyecto técnico.

Cada comunidad autónoma tiene desarrollada una reglamentación que describe la documentación y los trámites que debe seguir cada instalación.

Por lo general, suelen dividirse en instalaciones con proyecto previo e instalaciones sin proyecto previo.

La documentación a presentar en los dos casos es:

- El proyecto visado por el colegio correspondiente.
- La solicitud de registro del proyecto.

La documentación a presentar una vez terminada la instalación es:

- Fotocopia del registro del proyecto.
- Boletín del instalador.
- Certificado de la dirección técnica de obra.
- Documentación acreditativa del instalador electricista autorizado.

Para las instalaciones provisionales de obra, además se debe presentar:

- Alta en el registro industrial de la empresa constructora.
- Relación de la maquinaria de obra.
- Dictamen de reconocimiento y entrega de los boletines y fichas técnicas diligenciadas.

El análisis de la documentación se resume en las siguientes tablas:

Con presentación de proyecto	Tipo de instalación que incluye	Edificios de P > 100 kW Instalaciones de Obra P > 50 kW Locales de pública concurrencia Locales de reunión Locales mojados, etc.
Documentación a presentar antes de iniciar la instalación		Proyecto de técnico competente Solicitud del registro del proyecto
Documentación a presentar después de terminar la instalación		Fotocopia del registro del proyecto Boletín del instalador Fichas técnicas Certificado de Dirección de Obra Fotocopia del carnet instalador Documento de calificación empresarial Alta en el Registro Industrial Fotocopia del alta en el registro industrial de la empresa constructora Relación de maquinaria de obra
Revisión e inspección final		Inspección de la obra Dictamen de reconocimiento Entrega de los boletines Entrega de fichas técnicas diligenciadas
Sin presentación de proyecto	Tipo de instalación que incluye	Edificios de P < 100 kW Instalaciones de obra P < 50 kW
	Instalaciones de obra	Fotocopia alta registro industrial empresa constructora Relación de maquinaria de obra
Documentación a presentar después de terminar la instalación		Documentación de la instalación firmada por un instalador electricista autorizado Boletín del instalador Fichas técnicas Fotocopia del carnet instalador Documento de calificación empresarial
Revisión e inspección final		Inspección de la instalación Dictamen de reconocimiento (si procede) Retirada de los boletines Retirada de las fichas técnicas

Tabla 11.4. Resumen de documentación.

Recordamos que cada comunidad autónoma con competencias en temas eléctricos tiene su reglamentación correspondiente y lo aquí descrito es a nivel orientativo.

11.4. Contratación con la empresa eléctrica

Una vez realizada la acometida correspondiente y realizados los trámites con la administración correspondiente, se puede proceder a contratar el suministro de energía eléctrica.

En una instalación de obra se verificarán las instalaciones por parte de la empresa eléctrica y se entregarán los boletines y fichas técnicas visados por Industria (ver impreso 11.2).

En los suministros definitivos se exigirá que primero se contraten todos los elementos comunes y generales de las fincas, para lo que se deben presentar los boletines correspondientes, las licencias de primera ocupación y la verificación de las instalaciones eléctricas.

Para el caso de viviendas, locales, oficinas etc., es necesario acreditar además la propiedad o el arrendamiento.

11.5. Suministros para la rehabilitación de edificios

En este apartado se va a abordar la rehabilitación eléctrica y se pretende elaborar un pequeño manual que facilite la rehabilitación de las viviendas.

En ocasiones se prescinde de todas las instalaciones existentes y en este caso se debe considerar, a todos los efectos, como una instalación nueva, aplicando la normativa existente como si fuera instalación de nueva ejecución.

Cuando se utilizan parte de las instalaciones o el edificio a rehabilitar se mantiene en su estructura fundamental, es cuando tenemos que adecuar una nueva instalación a ese edificio y es cuando se dice que se **rehabilitan las instalaciones eléctricas** del edificio. En este caso se aplica la reglamentación vigente pero adecuando la misma al edificio ya existente, contando con la colaboración de la empresa eléctrica de la zona, y en su caso, con la Delegación de Industria de la provincia.

Cuando nos planteamos la rehabilitación eléctrica de un edificio destinado principalmente a viviendas, necesitamos plantearnos en primer lugar la rehabilitación como un proyecto, las relaciones con la empresa eléctrica suministradora en la zona, la reglamentación a seguir y el diseño y el cálculo de la instalación de enlace correspondiente.

Todo ello se puede resumir en el siguiente cuadro:

La Rehabilitación	Para qué sirve o adónde va destinada	Viviendas Locales comerciales Oficinas Zonas comunes interiores Zonas comunes exteriores Garajes
	Qué hay que rehabilitar	Acometida Caja General de Protección Línea General de Alimentación Centralización de contadores Derivaciones individuales Interruptor de control de potencia Cuadro general de mando y protección Instalación interior Puesta a tierra
Reglamentación	A nivel central	Reglamento de Baja Tensión Real Decreto de Distribución Decreto de Tarifas eléctricas
	A nivel autonómico	Aplicación práctica de los reglamentos Normas autonómicas
	A nivel local	Normas sobre seguridad Normas de protección civil
	A nivel empresa eléctrica	Normas particulares de la empresa eléctrica
Acometida	Tramitación administrativa	Petición de la acometida Trámites con la empresa eléctrica Trámites con la Delegación de Industria Permisos municipales
	Tipo de acometida	Acometida provisional de obra Utilización de la antigua Aumento de potencia Acometida definitiva Válida la antigua Válida parcialmente la antigua No válida la antigua
Previsión de cargas	Centro de transformación	Potencia inferior a 100 kW Potencia superior a 100 kW Potencia Ubicación
	Cálculo de la previsión de la potencia prevista para el edificio	Potencia de viviendas Grado electrificación Equipamiento Simultaneidad Potencia locales comerciales Potencia de oficinas Potencia servicios generales Potencia aparatos elevadores Potencia garaje Potencia otros servicios
Instalaciones de enlace	Instalaciones que precisan aprobación previa de proyecto	Proyecto Ejecución y Seguimiento Boletín del instalador
	Ampliaciones	Aumento de la Potencia superior a 50% de la instalada Como si fuera nueva Aumento de la Potencia inferior a 50% de la instalada Boletines
Instalación interior	Diseño y dimensionado de los diferentes circuitos según utilización	Instalaciones de vivienda Instalaciones zonas comunes Instalaciones de locales Instalaciones de oficinas Instalaciones de elevadores
	Lista de operaciones	Instalaciones de enlace Instalaciones de enlace Instalaciones de enlace Instalaciones interiores de la vivienda Instalaciones interiores de locales Instalaciones interiores de oficinas Instalaciones de aparatos elevadores Instalaciones de tierra
Guía para el diagnóstico de las instalaciones eléctricas		

Tabla 11.5. Cuadro resumen de la rehabilitación de las instalaciones eléctricas.

La nueva instalación que salga del estudio y la adecuación a las características del edificio se basará en la versatilidad de la misma, que pueda ser capaz de solucionar todas las necesidades energéticas del edificio, la posibilidad de ampliación y sobre todo garantizar la seguridad de las personas y la integridad de las instalaciones y de los receptores.

La reglamentación que se debe seguir a la hora de diseñar una rehabilitación de edificios es:

Reglamento de Baja Tensión.

Real Decreto de Distribución.

Normas básicas de la edificación.

Normas particulares de empresas eléctricas aprobadas por el MINER o las comunidades autónomas correspondientes.

Comunidad de Madrid
Consejería de Economía
DIRECCIÓN GENERAL DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINAS

SELO DE LA DGIEM Y N.º EXPE. _____

CÓDIGO: _____

TITULAR DE LA INSTALACIÓN _____

EMPLAZAMIENTO _____ NÚMERO _____ PISO _____ PUERTA _____

LOCALIDAD _____ C.P. _____ EMPR. SUMINISTRADORA _____

RENDROLA ☐ U. FEMOSA ☐

USO A QUE SE DESTINA _____ SUPERF./M2 _____

TENSIÓN _____ POTENCIA MÁXIMA ADMIS. _____ KW

SECCIONES
LÍNEA REPAR. DERIVACIÓN INDIV. _____

LÍNEA PRINCIPAL TIERRA SECCIÓN RESISTENCIA POTENCIA A CONTRATAR _____ KW

INT. AUT. GENERAL _____ A _____ mA

INT. DIFERENCIAL _____ A _____ mA

GRADO DE ELECTRIFICACIÓN _____

INT. NOMINAL _____ SENSIBILIDAD _____

RECEPTORES Y SU POTENCIA _____

El instalador autorizado que suscribe, inscrito en esta Dirección General de Industria, Energía y Minas con el n.º _____ Documento de Calificación Empresarial _____ declara haber ejecutado esta instalación de acuerdo con el vigente Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, Instrucciones MI BT y Normas de la empresa suministradora oficialmente aprobadas y lo indicado en el art. 5.º de la Orden de 25 de Octubre de 1979 sobre la implantación del D.C.E. para instalaciones eléctricas.

Fecha _____
(Firma y sello del instalador)

CONTROL POR LA DGIEM (MIBT042) _____

VERIFICACIÓN POR LA EMPRESA: AISLAMIENTO: ENTRE CONDUCTORES _____ ENTRE CONDUCTORES Y TIERRA _____
CORRIENTES DE FUGA: CON RECEPTORES I = _____ SIN RECEPTORES I = _____
OBSERVACIONES _____

EMPRESA INSTALADORA (1) _____
OBJETO (2) _____ ☐ NUEVA ☐ AMPLIACIÓN ☐ REFORMA ☐ CAMBIO DE TENSIÓN ☐ CAMBIO ABONADO
CLASE DE DICTAMEN: ☐ NO PREVIA ☐ PREVIA ☐ MEMORIA ☐ PROYECTO N.º _____ EXPTE. _____
DETALLE DE LAS INSTALACIONES REALIZADAS (3) _____

LÍNEAS PRINCIPALES, CIRCUITOS SECUNDARIOS Y DERIVACIONES-CANALIZACIONES, SECCIONES Y AISLAMIENTO: _____

L. REPAR.	D. INDIV.	CIRCUITOS DERIVADOS PRINCIPALES					TOTAL	(%)

CAÍDAS DE TENSIÓN (V) _____

(MIBT013-014-023) (SEGÚN ESQUEMAS DE MEMORIAS O PROYECTO)

PROTECCIONES.- MIBT020-021-039 (INTENSIDAD EN A, SENSIBILIDAD, mA, ETC.), SITUACIÓN (CUADROS PRINCIPALES O SECUNDARIOS)

TIERRAS.- MIBT039-7 Y 8b.- CLASES DE ELECTRODO Y SITUACIÓN, DERIVACIONES Y CONDUCTORES DE PROTECCIÓN (MIBT017-TABLA V)

MEDICIONES DE TIERRAS Y AISLAMIENTOS DE CONDUCTORES: _____

OBSERVACIONES: _____

TITULAR DE LA INSTALACIÓN: _____ N.I.F. _____
EMPLAZAMIENTO: _____
PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN: _____

(Firma del Titular de la Instalación) Fecha _____ (Firma y sello de la Empresa Instaladora)

Impreso 11.2. Boletín de instalador electricista autorizado (según REBT-1973).

Actividades y prácticas propuestas

1. Recopilar la información sobre la tramitación administrativa de tu comunidad autónoma.
2. Conocer la tramitación administrativa de la empresa eléctrica de tu zona.
3. Recopilar los precios de los derechos de acometidas del año actual.
4. Conseguir un boletín de instalaciones de instalador electricista autorizado de tu provincia.
5. Actualizar los ejemplos 1, 2, 3, 4 y 5 de este capítulo.
6. Conseguir un proyecto de rehabilitación de un edificio de viviendas de tu localidad.

Tarifas eléctricas

12

Introducción

En este capítulo se van a describir la tarifas eléctricas, que se establecen como una relación técnico-comercial entre los usuarios de la energía y las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Las tarifas son estructuradas y definidas por el Ministerio de Industria y Energía a través de Reales Decretos y Órdenes Ministeriales, que una vez publicados en el BOE, son de aplicación en todo el territorio nacional.

A partir de 1998 existe la posibilidad de que los grandes consumidores, que el BOE denomina con capacidad de elección o cualificados (y después el resto de los consumidores), puedan elegir la empresa eléctrica y negociar el precio del kWh. Estos clientes no se acogerán a la tarifa eléctrica.

Contenido

Se hará una descripción de las tarifas eléctricas y de los complementos más utilizados así como otros elementos que el técnico debe conocer para saber tarifar o asesorar a sus clientes sobre la tarifa más adecuada y sus complementos de acuerdo con su actividad.

Los puntos a desarrollar son:

- Tarifas eléctricas en Baja y Alta tensión.
- Complementos por energía reactiva.
- Complemento por discriminación horaria.
- Determinación de la potencia a facturar.
- Plazos de facturación y lecturas.
- Impuestos aplicables.
- Equipos y sistemas de medida y control.
- Póliza de abono.
- Modelos de recibos.
- Ejemplos de facturación.

Objetivos

Se establecen los siguientes objetivos básicos:

- Definir las tarifas eléctricas de aplicación en todo el territorio nacional y sus complementos.
- Ser capaz de proponer la tarifa más adecuada para una instalación.
- Calcular los términos de un recibo de energía eléctrica de una instalación y su coste anual.

12.1. Tarifas eléctricas en baja y alta tensión

Las tarifas actualmente en vigor son de estructura binomia, es decir, están compuestas por dos términos, uno de facturación de potencia y otro de facturación de energía, y cuando proceda por recargos o descuentos consecuencia de discriminación horaria o de factor de potencia.

La potencia, en kW, la define el cliente en función de sus necesidades, en función del número de aparatos a utilizar y su simultaneidad de uso, y el término de potencia es el resultado de multiplicar la potencia contratada por el precio del término de potencia.

La energía consumida y medida en el contador, en kWh, multiplicada por el precio del término de energía nos dará el término de facturación de energía.

La suma de estos dos términos nos da la facturación básica, que se verá modificada por los complementos de energía reactiva y discriminación horaria (estacionalidad e interrumpibilidad, que no se desarrollan en este capítulo) que se describirán posteriormente.

Todos los clientes tienen derecho a elegir la tarifa que deseen, solamente condicionados por la tensión a la que se haga la acometida, así como los sistemas de complementos que considere más convenientes entre los que están autorizados.

Dependiendo de la tensión con la que nos suministra la energía la empresa eléctrica, se dividen en tarifas en Baja Tensión y tarifas en Alta Tensión.

Cada una de ellas tendrá un precio del término de potencia y un precio del término de energía y unos complementos a aplicar. Anualmente, mediante una orden ministerial, aparecen en el BOE los precios para el año en curso.

En este capítulo se van a describir principalmente las tarifas y los complementos de mayor utilización.

12.1.1. Tarifas en Baja Tensión

La tensión de suministro es inferior a 1.000 V.

Las tarifas de uso general en baja tensión son:

1.0 ; 2.0 ; 3.0 ; 4.0 ; B.0 ; R.0

12.1.1.1. Tarifa 1.0

Aplicable a cualquier suministro en baja tensión con potencia contratada inferior a 770 W, y con escalones de contratación normalizados.

No se le aplican complementos de ningún tipo, ni energía reactiva ni discriminación horaria.

12.1.1.2. Tarifa 2.0

Tarifa en baja tensión, que se puede aplicar a cualquier suministro con potencia contratada de día inferior a 15 kW.

No se le aplican complementos de ningún tipo excepto la variante nocturna de esta tarifa, 2.0.N, a la que le es de aplicación una discriminación horaria especial.

Los clientes que se acojan a la tarifa 2.0.N deberán comunicar tanto la potencia que utilizarán de día como la tarifa que utilizarán de noche. La potencia contratada a efectos de facturación será la potencia contratada y utilizada de día.

El límite de potencia en horas nocturnas será el que técnicamente admita la instalación.

Las potencias normalizadas de contratación de la tarifa 2.0 son:

In (amperios)	Suministro	
	Monofásico 230 V	Trifásico 400 V
1,5	345	1.035
3	690	2.070
3,5	805	2.415
5	1.150	3.450
7,5	1.725	5.175
10	2.300	6.900
15	3.450	10.350
20	4.600	13.800
25	5.750	17.250
30	6.900	20.700
35	8.050	24.150
40	9.200	27.600
45	10.350	31.050
50	11.500	34.500
63	14.490	43.470

Tabla 12.1. Potencias de contratación en Tarifa 2.0.

Como se ha dicho anteriormente no se aplican complementos de discriminación horaria, excepto el especial, denominado tipo 0, que se describe más adelante en el punto 12.2.2, ni tampoco complementos de energía reactiva.

En este punto hay que matizar que los clientes tienen la obligación de compensar la energía reactiva para conseguir como mínimo un valor medio del coseno de ϕ de 0,80. En caso contrario la empresa eléctrica podrá instalar un contador de energía reactiva, a costa del cliente, y facturarle el complemento de energía reactiva que se mida en el contador (cuando el coseno de ϕ sea inferior a 0,80).

12.1.1.3. Tarifa 3.0

Es la tarifa general en Baja Tensión y se puede aplicar a cualquier suministro sin limitación de potencia.

Son de aplicación los complementos de energía reactiva y de discriminación horaria, y los complementos especiales de estacionalidad y de interrumpibilidad.

12.1.1.4. Tarifa 4.0

Tarifa general en Baja Tensión, también denominada de larga utilización. Se puede aplicar a cualquier suministro sin limitación de potencia.

Son de aplicación los complementos de energía reactiva y de discriminación horaria (pero no de estacionalidad ni de interrumpibilidad).

12.1.1.5. Tarifa B.0

Tarifa de alumbrado público, que se utiliza para la iluminación y señalización de viales (incluidos semáforos), y alumbrado público en general. Debe ser contratada por la administración (municipal, autonómica o central).

Se puede utilizar igualmente en puertos, muelles, caminos y carreteras, tinglados, almacenes, pescaderías, etc., y dependencias de las juntas del puerto.

No se puede utilizar en la iluminación ornamental de fachadas, fuentes, espectáculos, etc.

Se caracteriza por no pagarse el término de potencia. Son de aplicación los complementos por energía reactiva, pero no por discriminación horaria, pues los precios y sobre todo la no existencia del término de potencia compensan cualquier disminución debido a la posible discriminación horaria.

12.1.1.6. Tarifa R.0

Tarifa destinada a los riegos agrícolas o forestales, para la elevación y distribución de agua.

Se caracteriza por tener un término de potencia inferior (la cuarta parte) al de la tarifa general 3.0, al contemplar la estacionalidad del riego. El término de energía es también inferior (un 16,5% menos) al de la tarifa 3.0, como ayuda a la agricultura.

Son de aplicación los complementos de energía reactiva y de discriminación horaria.

12.1.2. Tarifas en alta tensión

Tensión de suministro superior a 1.000 V.

Las tarifas más importantes en alta tensión son:

Tarifa general 1 (hasta 36 kV).

1.1 Corta utilización.

2.1 Media utilización.

3.1 Larga utilización.

Tarifa general 2 (de 36 kV hasta 72,5 kV).

1.2 Corta utilización.

2.2 Media utilización.

3.2 Larga utilización.

Tarifa general 3 (de 72,5 kV hasta 136 kV).

1.3 Corta utilización.

2.3 Media utilización.

3.3 Larga utilización.

Tarifa general 4 (superior a 136 kV).

1.4 Corta utilización.

2.4 Media utilización.

3.4 Larga utilización.

Tarifa para riegos agrícolas.

R.1 Hasta 36 kV inclusive.

R.2 De 36 kV hasta 72,5 kV.

R.3 Mayor de 72,5 kV.

Tarifa para tracción.

T.1 Hasta 36 kV inclusive.

T.2 De 36 kV hasta 72,5 kV.

T.3 Mayor de 72,5 kV.

A todas las tarifas de alta tensión les son de aplicación los complementos por energía reactiva y por discriminación horaria (así como los complementos especiales por estacionalidad y por interrumpibilidad).

Son dos las tarifas que se suelen utilizar más corrientemente en la promoción de edificios, la 1.1 y la 2.1.

La tarifa 1.1 se denomina de corta utilización (la más utilizada) y la 2.1 de media utilización.

Las tarifas de riegos R se aplican para riegos agrícolas, como la R.0 de Baja Tensión.

Las tarifas de tracción T se utilizan para la tracción de ferrocarriles, metros, tranvías y trolebuses y sus servicios auxiliares, siempre que sean de utilidad pública.

Otras tarifas de alta tensión son la G.4 de grandes consumidores, y la D para venta a distribuidores en alta tensión.

12.2. Complementos de la tarifa básica

Los complementos de la tarifa básica que se aplican a la promoción de edificios son el complemento por energía reactiva y el complemento por discriminación horaria.

Otros complementos más específicos como son la estacionalidad, la interrumpibilidad o el sistema horario de potencia no se desarrollan en este libro, por no utilizarse en las tarifas aplicadas a la promoción de edificios y por su escasa aplicación en suministros industriales (en la reseña de la bibliografía aparecen libros o manuales de consulta que desarrollan este tema).

12.2.1. Complemento por energía reactiva

Es un recargo o una bonificación que se aplica sobre los dos términos de la tarifa básica, tanto término de potencia como término de energía, para compensar las pérdidas que se producen al introducir energía reactiva inductiva en la red.

El recargo o bonificación viene definido por el coseno de ϕ , que es una relación entre el consumo de energía activa y el consumo de energía reactiva, definido en la siguiente fórmula:

$$\cos \phi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}}$$

W_a = Consumo de Energía activa.

W_r = Consumo de Energía reactiva.

Estos valores se trasladan a la siguiente fórmula para calcular la bonificación o el recargo:

$$K_r (\%) = \frac{17}{\cos^2 \phi} - 21$$

Los valores más usuales son:

cos ϕ	Recargo (%)	Descuento (%)
1,00	—	4,0
0,95	—	2,2
0,90	0,0	0,0
0,85	2,5	—
0,80	5,6	—
0,75	9,2	—
0,70	13,7	—
0,65	19,2	—
0,60	26,2	—
0,55	36,2	—
0,50	47,0	—

Tabla 12.2. Recargos y bonificaciones en función del factor de potencia.

Es conveniente reducir el coseno de ϕ y por tanto el recargo K_r que puede afectar a la factura. Para ello se deben compensar todos los aparatos eléctricos o colocar condensadores electrónicos automáticos en la instalación para compensar la energía reactiva.

Los clientes de la tarifa 2,0 no pagan recargos por la energía reactiva, pero no pueden tener un coseno de ϕ inferior a 0,80.

Para poder facturar la energía reactiva es necesario un contador que la mida, por lo que todos los clientes en tarifa 3.0, 4.0, B.0 o R.0 en baja tensión y en todas las tarifas de alta tensión tendrán en su equipo de medida un contador de energía reactiva.

12.2.2. Complemento por discriminación horaria

Recargos o bonificaciones que se aplican sobre el término de energía, por el hecho de consumir energía en diferentes horas del día.

La energía eléctrica, desde el punto de vista de la producción, tiene un coste distinto según la hora del día, según la demanda que se produce en cada momento de las 24 horas de un día, el día de la semana o la época del año.

Para conseguir reducir la curva de carga y favorecer el consumo en los momentos que hay menos demandas, se establecen una serie de descuentos y bonificaciones que indiquen o aconsejen a los clientes consumir en unas horas u otras.

La fórmula que expresa los descuentos o bonificaciones porcentuales es:

$$K_H = T_{ej} \sum E_i C_i / 100$$

K_H = Recargo o bonificación.

T_{ej} = Precio del término de energía de la tarifa 3.0 o media utilización en alta tensión con la misma tensión de suministro.

E_i = Energía consumida en cada uno de los periodos.

C_i = Coeficiente de recargo o bonificación en cada periodo.

De todos los tipos de discriminación horaria, los utilizados en la promoción de edificios son:

Tipo 0, también llamada tarifa nocturna 2.0.N, se aplica a la tarifa 2.0. Se necesita un contador de doble tarifa.

Los recargos o bonificaciones que se aplican sobre el término de energía y las horas de utilización son:

Periodo horario	Duración	Horario		Recargo o descuento (Coeficiente)
		Verano	Invierno	
Punta y llano	16 horas / día	8 a 24	7 a 23	+ 3
Valle	8 horas / día	0 a 8	23 a 7	- 55

Tabla 12.3. Recargos y bonificaciones de la tarifa nocturna.

El cliente, además de estas ventajas, podrá elegir una potencia de día, que será la que figure en el recibo y por la que pagará el término de potencia, y una potencia por la noche (que como máximo será la que técnicamente admita la instalación) y por la que no pagará nada en el recibo.

La instalación del cliente en este caso dispondrá de un hilo de mando desde la centralización de contadores hasta el local o vivienda (descrito en el capítulo de las instalaciones de enlace), y un contactor que puentee de noche el limitador o ICP de día.

Tipo 1. Se le aplica a los clientes que no discriminan las horas del día. No necesitan contador de discriminación horaria, y se les aplica un recargo, en el recibo del 20% sobre el total de la energía consumida.

Tipo 2. Se discriminan las horas punta del resto de las horas del día. Al consumo de horas punta se le aplica un recargo del 40%.

Las condiciones se describen en el siguiente cuadro:

Periodo horario	Duración	Horario		Recargo o descuento (Coeficiente)
		Verano	Invierno	
Punta	4 horas / día	10 a 14	9 a 13	+ 40
Llano y valle	20 horas / día	resto	resto	—

Tabla 12.4. Recargos y bonificaciones de la discriminación horaria tipo 2.

Es necesario disponer de un contador de doble tarifa.

Tipo 3. Se discriminan las horas punta, las horas llano y las horas valle, que se detallan en el siguiente cuadro:

Periodo horario	Duración	Recargo o descuento (Coeficiente)
Punta	4 horas / día	+ 70
Llano	12 horas / día	—
Valle	8 horas / día	- 43

Tabla 12.5. Recargos y bonificaciones de la discriminación horaria tipo 3.

Las horas punta, llano y valle de las diferentes zonas eléctricas en las que se divide el territorio nacional, son:

Zonas Eléctricas	Invierno			Verano		
	punta	llano	valle	punta	llano	valle
Galicia, Asturias, Cantabria, País Vasco, Rioja, Navarra.	18-22	8-18 22-24	0-8	9-13	8-9 13-24	0-8
Aragón, Cataluña.	18-22	8-18 22-24	0-8	9-13	8-9 13-24	0-8
Madrid, Castilla La Mancha, Extremadura.	18-22	8-18 22-24	0-8	10-14	8-10 14-24	0-8
Valencia, Murcia, Andalucía	18-22	8-18 22-24	0-8	10-14	8-10 14-24	0-8
Baleares	18-22	8-18 22-24	0-8	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9
Canarias	18-22	8-18 22-24	0-8	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9
Ceuta y Melilla	19-23	8-19 23-24	0-8	20-24	0-1 9-20	1-9

Tabla 12.6. Zonas eléctricas y horarios.

En esta discriminación horaria es necesario un contador de triple tarifa.

Tipo 4. Donde se discriminan además de las horas del tipo 3, los sábados, domingos y fiestas nacionales que se consideran como horas valle.

Las horas punta tienen un recargo del 100% y son 6 al día, y las horas valle un descuento del 43% (los sábados, domingos y fiestas nacionales que se consideran como horas valle).

Periodo horario	Duración	Recargo o descuento
Punta	6 h/día	+ 100%
Llano	12 h/día	
Valle	8 h/día + sábados, domingos y festivos	- 43%

Como información para el lector, le recordamos que esta información y el desarrollo tarifario en general está reflejado en el BOE de 14 de enero de 1995, donde se reproduce la orden ministerial de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas para 1996 y también para 1997 y 1998, ya que no hubo cambio en la composición de las tarifas. También está publicado el texto completo de la orden ministerial sobre Tarifas Eléctricas 1998, que IBERDROLA edita anualmente.

En esta discriminación horaria es necesario un contador de triple tarifa.

Otro tipo de discriminación horaria que existe es el **tipo 5**, que discrimina en función de los días del año.

12.3. Determinación de la potencia a facturar

La potencia de contratación debe fijarla el cliente en base a la potencia eléctrica instalada en el edificio, en la vivienda, en los

locales comerciales, en la oficina, en la pequeña industria, etc. y el número de aparatos o maquinaria eléctrica de que se disponga, pero aplicando una simultaneidad de uso, porque por lo general no se suelen utilizar todos los aparatos o máquinas a la vez.

Una vez definida y contratada la potencia con la empresa eléctrica, el término de potencia se calculará en base a la potencia de facturación, que se calcula en base a los siguientes modos que a continuación se describen y que elige el cliente en función de sus necesidades.

Existen 5 modos (sin máximo, con un máximo, con dos máximos, con tres máximos y estacional), pero sólo describiremos los tres primeros, que son los más utilizados en la promoción de edificios (para más información remitimos al lector al libro *Tarifas Eléctricas 1996* de la Editorial Paraninfo).

12.3.1. Modo 1. Sin máximo

Como la definición expresa no lleva máximo, la potencia a facturar será la potencia contratada.

Puede contratarla cualquier cliente en alta o baja tensión que contrate una sola potencia.

Se le colocará un limitador (I.C.P.), fusibles calibrados, etc., para que no sobrepase la potencia contratada.

Las potencias contratadas normalizadas más comunes son:

In (amperios)	Potencia (en W) en función de la tensión del suministro	
	Monofásico 230 V	Trifásico 230/400 V
1,5	345	1.035
3	690	2.070
3,5	805	2.415
5	1.150	3.450
7,5	1.725	5.175
10	2.300	6.900
15	3.450	10.350
20	4.600	13.800
25	5.750	17.250
30	6.900	20.700
35	8.050	24.150
40	9.200	27.600
45	10.350	31.050
50	11.500	34.500
63	14.490	43.470
75		51.750
100		69.000
125		86.250
150		103.500
200		138.000
250		172.500
300		207.000
350		241.500
400		276.000
450		310.500
500		345.000

Tabla 12.7. Potencias de contratación normalizadas.

12.3.2. Modo 2. Con un maxímetro

Puede contratarla cualquier cliente en alta o baja tensión, que tenga contratada una sola potencia y tenga instalado un solo maxímetro.

La potencia a facturar se calculará de la siguiente manera:

a) Si la potencia máxima registrada en el maxímetro en el periodo de facturación está entre el + 5% y el - 15% respecto de la contratada que figura en la póliza de abono, se pagará en función de la potencia que mida el maxímetro, que será la potencia de facturación.

b) Si la potencia medida por el maxímetro es superior al + 5% de la contratada, la potencia a facturar en este periodo será la medida en el maxímetro más dos veces la diferencia entre el valor registrado en el maxímetro y el valor del 105% de la contratada.

c) Si la potencia medida en el maxímetro es inferior al - 15%, es decir al 85% de la potencia contratada, la potencia a facturar será el 85% de la potencia contratada que aparezca en la póliza de abono.

Ejemplo: Para comprender mejor este sistema a continuación se pone un ejemplo práctico:

Un empresario contrata una potencia en su póliza de abono de 200 kW, dispone de un maxímetro, y al cabo de un año representamos en un gráfico las potencias medidas en el maxímetro y las potencias de facturación que le ha aplicado la empresa eléctrica.

Los topes máximos que marca el punto a), b) y c) son:

a)		200 kW
b)	+ 5%	210 kW
c)	- 15%	170 kW

En el cuadro se expresa el cálculo de la potencia contratada, de la potencia medida en el maxímetro y como consecuencia de las dos, la potencia de facturación, que será la que se utilice en el recibo para facturar el término de potencia.

	Potencia contratada	Potencia en maxímetro	Potencia base de facturación	Variación sobre la potencia contratada
enero	200	200	200	igual que contratada
febrero	200	180	180	entre + 5% y - 15%
marzo	200	170	170	entre + 5% y - 15%
abril	200	160	170	menor del 85%
mayo	200	130	170	menor del 85%
junio	200	205	205	entre + 5% y - 15%
julio	200	220	230	superior al + 5%
agosto	200	180	180	entre + 5% y - 15%
septiembre	200	170	170	entre + 5% y - 15%
octubre	200	160	170	menor del 85%
noviembre	200	200	200	igual que contratada
diciembre	200	210	210	superior al + 5%

Para la elección idónea de la potencia contratada se debe tener el historial de consumo de al menos un año. Con esta serie se puede calcular la potencia facturada anual eligiendo varias potencias de contratación y viendo cuál puede ser la más adecuada económicamente.

12.3.3. Modo 3. Con dos maxímetros

Se aplica a cualquier cliente de alta o baja tensión, acogido al sistema de discriminación horaria tipo 3 (triple tarifa) o tipo 4 (sábados y festivos como horas valle), que contraten dos potencias, una en horas valle y otra en el resto (punta más llano), y tengan dos maxímetros.

La potencia a facturar será la que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$PF = P_{12} + 0,2 (P_3 - P_{12})$$

donde

P_{12} = Potencia a considerar en horas punta y llano (se calcula por el método del + 5% - 15% descrito anteriormente).

P_3 = Potencia a considerar en horas valle (se calcula por el método del + 5% - 15% descrito anteriormente).

$(P_3 - P_{12})$ = no puede ser negativo, en este caso se toma el valor 0.

12.3.4. Modo 4. Con tres maxímetros

Es aplicable solamente a los clientes con discriminación horaria tipo 3, 4 ó 5 y contratadas tres potencias, una para punta, otra para llano y otra para valle.

La potencia de facturación será:

$$PF = P_1 + 0,5 (P_2 - P_1) + 0,2 (P_3 - P_2)$$

12.3.5. Modo 5. Estacional

A este modo se pueden acoger los clientes de alta tensión que se acojan al complemento por estacionalidad.

12.4. Plazos de facturación y lecturas

Las facturas serán por lo general bimestrales, y en consumos elevados o con maxímetros mensuales, y se registrarán las lecturas reales.

Las lecturas se realizarán el mismo día del mes con una variación de más o menos tres días. Los maxímetros se pondrán a cero mensualmente.

Algunas empresas empiezan a pactar con los clientes unas cuotas o cantidades fijas mensuales, y después regulan el consumo con la lectura del mes 12. La cantidad fija mensual se calcula en función del equipamiento eléctrico, hábitos de usos, número de miembros de la familia, histórico del cliente, etc.

12.5. Impuestos aplicables

Son el IVA y el impuesto sobre la electricidad.

12.5.1. IVA

Se aplica el tipo impositivo de IVA del 16% sobre los conceptos del término de potencia, término de energía y de los complementos que forman la llamada base Ofico, y también sobre el alquiler de equipo de medida y sobre el impuesto de la electricidad.

12.5.2. Impuesto sobre la electricidad

Además, a partir del 1 de enero de 1998 se aplica el impuesto sobre la electricidad, que representa el 4,864%.

Este impuesto sustituye al recargo asignado a la minería del carbón que se incluía en el precio de las tarifas eléctricas hasta el 31 de diciembre de 1997.

La base del impuesto está compuesta por la base Ofico (término de potencia, más término de energía más complementos) multiplicada por un coeficiente regulador aparecido en la Ley de acompañamiento de los presupuestos del BOE 31 de diciembre de 1997, y que es 1,05113.

$$\text{Impuesto} = 4,864 \times \text{base Ofico} \times 1,05113$$

Ejemplo 1:

Tarifa 2.0

Término de Potencia:

$$5,75 \text{ kW} \times 1,415263 \text{ €/kW mes} \times 2 \text{ meses} = 16,28 \text{ €}$$

Término energía:

$$400 \text{ kWh} \times 0,080401 \text{ €/kWh} = 32,16 \text{ €}$$

Impuesto sobre la electricidad:

$$(16,28 + 32,16) \times 1,05113 \times 4,864\% = 2,48 \text{ €}$$

Alquiler equipo medida:

$$1 \text{ contador monofásico } 0,54 \text{ €/mes} \times 2 \text{ meses} = 1,08 \text{ €}$$

$$\text{Base Imponible} \dots\dots\dots 51,99 \text{ €}$$

$$16\% \text{ IVA} \dots\dots\dots 8,32 \text{ €}$$

$$\text{TOTAL EN EUROS} \dots\dots 60,31 \text{ €}$$

12.6. Equipos y sistemas de medida y control

Para poder facturar la energía eléctrica es necesario que el cliente cuente con el equipo de medida adecuado a la tarifa elegida y a los complementos que se van a aplicar, así como el método elegido de determinación de la potencia a facturar.

El conjunto de todos estos elementos se denomina equipo de medida, que puede ser en propiedad o puesto en alquiler por la empresa eléctrica.

En el caso de alquiler, el Ministerio de Industria, a través de la Orden Ministerial de tarifas, fija los precios máximos de alquileres para los aparatos, cada año.

Los contadores y equipos de medida en general tienen que estar aprobados por el Ministerio de Industria y verificados por el Instituto Nacional de Metrología (con el precinto oficial correspondiente).

Para el control de la potencia contratada, cuando se utiliza el modo 1, sin maxímetro, se utilizan los Interruptores de Control de Potencia (I.C.P.), que suelen poner en alquiler la empresa eléctrica, y cuyo valor también está regulado por la Orden de Tarifas de cada año. Se sitúa dentro del local del cliente en la caja de ICP que se describe en el capítulo de Instalaciones de Enlace.

Todo lo relativo a la medida y su gestión está en pleno proceso evolutivo, con la aparición de nuevos sistemas de medida, contadores electrónicos, contadores con emisión de impulsos, contadores de prepago, contadores de tarjeta, etc., que pueden modificar en un pequeño espacio de tiempo toda la configuración de los equipos de medida y el sistema de medida.

Con el tiempo, y con ayuda de las comunicaciones por cable, se puede provocar una evolución en la propia estructura de las instalaciones de enlace, donde no sea necesaria una centralización de contadores (cuarto de contadores), y se utilicen unos contadores con capacidad para enviar y recibir información de la empresa eléctrica y del usuario, comunicación bidireccional.

Con un solo aparato se puede facturar cualquier tipo de tarifa y cualquier complemento, disponiendo a la vez de información constante del consumo actual y de los históricos recientes, curvas de cargas, tablas de consumos, etc. Sólo será necesario colocar unos módems en el edificio o en el centro de transformación más cercano que almacenen la información y la puedan enviar a la empresa eléctrica.

12.7. Póliza de abono

Para que se establezca la relación comercial entre el cliente y la empresa eléctrica, y se suministre energía eléctrica, se deberá firmar un contrato de suministro de energía eléctrica, o póliza de abono, que se publicó en el BOE en 1984 a través del Real Decreto 1725/1984 de 18 de julio.

En la póliza de abono se estipulan todas las condiciones de contratación, como es la tarifa elegida, la tensión de suministro, la potencia contratada, complementos, el sistema de facturación de la potencia, el número o números de los contadores, etc. Asimismo se relacionan los derechos y obligaciones de la empresa eléctrica y del cliente.

Los datos del abono donde se realizará el suministro y el titular del mismo, y los datos de la empresa eléctrica completarán los elementos básicos de la póliza de abono.



Póliza de abono

El abajo firmante, en nombre propio o en representación del cliente, titular de esta póliza, contrata con IBERDROLA el suministro de energía eléctrica para el uso y domicilio que se indican obligándose ambas partes a cumplir las condiciones Específicas, Especiales y Generales incluidas en la presente póliza, todas ellas de acuerdo con las prescripciones legales vigentes, firmándose el día de la fecha por duplicado y a un solo efecto.

EN MADRID A DE DE
 Por el Cliente, Por la Empresa suministradora.
 Director de Distribución y Clientes,

CONTRATO

Núm.: Núm. Póliza: 001

Remite: C/ CLAUDIO COELLO, 55, Bajo 1 28001 MADRID

Sr.

C/

Condiciones específicas de este contrato

CLIENTE Nombre: NIF
 Dirección: Provincia:
 Población:
 REPRESENTANTE DEL CLIENTE Nombre:
 LOCALIZACIÓN DEL SUMINISTRO Dirección: C/ CNAE:
 Población: Provincia:

CARACTERÍSTICAS DE LA ENERGÍA Y LA INSTALACIÓN

Corriente alterna. Tensión nominal: 230V + -7 % Núm. Fases: 1 Frecuencia: 50 Hz + -5 %

CONDICIONES DE CONTRATO

Tarifa: 2.0 Discriminación horaria: Modo de facturación: Interrumpible: no

POTENCIA CONTRATO: W

DURACIÓN Y GESTIÓN DEL CONTRATO

Tipo: Normal Duración: 1 año Fecha solicitud enganche:
 Sistema lectura-facturación: LECTURA BIMESTRAL Agencia Contratante: HERMOSILLA

IMPORTE CONTRATO (Euros)

Derechos Extensión	Bonif. Dchos. Extensión	Cargo por no cesión local
Derechos Acceso	Bonif. Dchos. Acceso	Fianza
Derechos Enganche	Acondicionamiento Instalac.	IVA (16% S/)
Derechos verificación Instalac.	Bonif. Acondicionamiento Instalac.	IMPORTE CONTRATO

APARATOS DE MEDIDA Y CONTROL

Contador activa. Marca:	Número:	Propiedad:
Fecha instalación:	Lectura conexión:	
ICP:	Propiedad:	Diferencial
		Sensib.:

FORMA DE PAGO

Titular:
 Dirección: Población:
 Entidad: Banco/Caja: Sucursal: Cuenta:

DOCUMENTACIÓN ENTREGADA

Boletín de instalaciones: Potencia máxima acometida: W Fecha vigencia: Fecha caducidad:

PARA CUALQUIER INFORMACIÓN SOBRE ESTE CONTRATO DIRÍJASE A:

Dirección: C/ HERMOSILLA, 21, Bajo
 Población: 28001 MADRID Provincia: MADRID Tfno.: Tfno. inst.:
 El Organismo de la Administración Pública competente actualmente, para resolver sobre cuanto se relaciona en esta póliza, en vía administrativa es:
 CONSEJERÍA DE TRABAJO INDUSTRIA Y COMERCIO-DIR. GRAL. INDUST.- COMUNIDAD DE MADRID

OBSERVACIONES:

PLAZO DE PAGO: El Cliente hará efectivo a esta empresa los importes de los suministros de energía eléctrica dentro del plazo de los 15 días siguientes a la recepción de la factura.

DURACIÓN DEL CONTRATO: La duración del contrato será la indicada y se considerará prorrogado, en los contratos normales, por plazos iguales, si por escrito no manifiesta alguna de las partes su voluntad de no renovarlo, con un mes de antelación a la fecha de vencimiento.

Sin embargo, el cliente tendrá la facultad de darlo por terminado antes de dicho plazo, siempre que comunique esta decisión a la empresa suministradora con un mes de anticipación a la fecha en que se desea la baja del contrato.

REVENTA DE ENERGÍA: No se autoriza la reventa o cesión por ningún título de la energía contratada, salvo autorización expresa figurada en las condiciones especiales de esta póliza.

CONDICIONES ESPECIALES: Si las hay, en Anexo. **CONDICIONES GENERALES:** Al dorso.

INFORMACIÓN GENERAL: De conformidad con la ley orgánica 5/1992, de 29 de Octubre, y salvo manifestación en contrario, se entenderá que no existe inconveniente para el tratamiento informatizado de sus datos de carácter personal, así como para la cesión de los meramente identificativos a las sociedades del Grupo Iberdrola, a fin de facilitar información sobre los productos de interés de tal Grupo.

COPIA PARA EL CLIENTE

Impreso 12.1. Póliza de Abono (anverso).

CONDICIONES GENERALES

1.º Obligación del suministrador. Las empresas suministradoras de energía eléctrica están obligadas a efectuar el suministro a todo consumidor del mismo, y a la amplitud del correspondiente a todo abonado (salvo que se indique lo contrario en el presente Reglamento de Abonados) y a las tarifas eléctricas aprobadas oficialmente debiendo prestar dicho suministro en las condiciones técnicas establecidas en el vigente Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía.

De acuerdo con el vigente Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía, las empresas suministradoras podrán negarse a suministrar energía al abonado en los casos siguientes:

1.º Cuando la persona a quien se solicita el suministro se niega a firmar el contrato extendido de acuerdo con el modelo oficial de pólizas y con las disposiciones vigentes sobre contratación de energía eléctrica.

2.º En el caso de que en las instalaciones del consumidor no se hayan cumplido, a juicio de la empresa suministradora, las prescripciones que con carácter general establecen los Reglamentos de mediciones eléctricas, así como las especiales que, autorizadas por los Organismos competentes, deban satisfacer las instalaciones receptoras abastecidas por la empresa en cuestión. En tales casos, la empresa suministradora podrá exigir al instalador autorizado para los trabajos, la remediación, en caso de discrepancia, comunicación o los reportes formulados al Organismo competente de la Administración Pública, el cual, previa las actuaciones que considere oportuno, y en un caso, después de dar al instalador dicha resolución que proceda en el plazo máximo de quince días.

3.º Cuando se compruebe que el consumidor de suministro ha dejado de satisfacer el importe de la energía que haya consumido anteriormente de cualquier empresa suministradora de energía eléctrica.

Por el contrario, no podrá negarse a suministrar la Póliza de Abono a un abonado que sea nuevo propietario o arrendatario del local, aunque el anterior sea deudor a la empresa con facturas o recibos pendientes de pago, los cuales podrán ser reclamados por la vía correspondiente al anterior, sin involucrar para nada al nuevo, al cual no se le podrá exigir la subrogación.

2.º Elección de tarifa. Es facultad de los solicitantes de abonos de energía eléctrica elegir la modalidad, tarifas y nivel de tensión de suministro que estimen conveniente, en el ámbito de las aprobadas oficialmente y de lo establecido en el vigente Reglamento de Abonados. La empresa suministradora podrá, a su vez, elegir el tipo de suministro que mejor se adapte a las necesidades de potencia y consumo, variando y modo de utilizar la discriminación horaria, corrección del factor de potencia y demás condiciones de control y suministro, de forma que pueda elegir la modalidad de suministro más adecuada a sus necesidades, y a cambio, en su caso, el solicitante la potencia ya descrita al local en cuestión, a tenor de lo previsto en vigente Reglamento de Abonados Eléctricos.

En el caso de un asesoramiento claramente incoherente, el organismo competente podrá ordenar la rectificación de los consumos efectuados con anterioridad.

Una vez elegida una tarifa a modalidad de aplicación de la misma, el abonado no podrá sustituir por otra, sin la conformidad de la empresa suministradora hasta transcurrido un plazo mínimo de un año, excepto en el caso de que existieran cambios en las condiciones legales de la aplicación de la misma o circunstancias especiales alterasen las condiciones del suministro. En el caso de discrepancia entre la empresa suministradora y el abonado, el Organismo competente de la Administración Pública resolverá.

3.º Elección de la potencia contratada y control de la misma. La elección de la potencia contratada será facultad exclusiva del abonado, que podrá elegir la que desee, debiendo ajustarse a las condiciones correspondientes a los niveles normalizados para los aparatos de control que se vayan a emplear, limitándose el poder de la empresa suministradora a informar de las disposiciones vigentes y asesorar al abonado según lo establecido en la Condición 2.ª anterior.

Correspondiente al abonado, a la empresa suministradora la facultad de exigir del abonado el control de que la potencia realmente demandada no exceda de la contratada, lo que se podrá hacer por uno o varios de los métodos siguientes:

3.1. Por interruptores de control de potencia (ICP) u otros aparatos, de tipo homologado, que limiten la intensidad de la corriente. Para suministros de baja tensión hasta 63 A se ajustarán a la siguiente gama de intensidades normalizadas para los mismos.

Amparos por fase: 1,5; 3; 5; 7,5; 10; 15; 20; 25; 30; 35; 40; 45; 50; 63.

Para suministros en baja tensión, superior a 63 A, o en alta tensión, se utilizarán interruptores de intensidad regulable.

3.2. Por interruptores de control de potencia (ICP) colocados en el lado de baja tensión de los transformadores cuando la facturación se haga en alta tensión por su media en baja. En este caso, el ICP se determinará con el margen necesario para tener en cuenta las pérdidas de transformación.

3.3. Por medidores de quince minutos de período de integración en las condiciones establecidas en las tarifas vigentes.

4.º Pólizas a extender. Las pólizas de suministro se establecerán para cada servicio, siendo, por tanto, obligatorio extender, en el caso de suministro eventual, de corte durante, inferior a dos meses, se admitirá la liquidación previa de los consumos estimados en base a la potencia solicitada y el número de horas de utilización previsible, pero en tal caso no se cobrará fianza.

Al variar por cualquier motivo, alguna o algunas de las Condiciones Específicas o Especiales del Contrato, suscritas, en el correspondiente Póliza de Abono, se redactará nueva hoja finalizada y firmada por ambas partes y en la que hagan constar las variaciones acordadas.

5.º Cláusulas especiales. Las cláusulas adicionales o especiales que se puedan insertar en la póliza no contendrán en modo alguno preceptos contrarios a los reglamentariamente aprobados, precios superiores a los de las tarifas normalizadas, ni recargos no autorizados en las mismas tarifas.

6.º Fianza. Las fianzas que deberán prestar los abonados como garantía de pago del suministro, no podrán ser superiores a la cifra resultante de multiplicar el precio del término de potencia mensual de la tarifa elegida por la potencia contratada y sumar a su importe el producto del precio del término de energía por dicha potencia y por el número de horas de utilización.

Aparte de esta fianza, la empresa suministradora no podrá pedir el pago de ninguna cantidad anticipada. Como excepción, en el caso de suministro eventual, de corte durante, inferior a dos meses, se admitirá la liquidación previa de los consumos estimados en base a la potencia solicitada y el número de horas de utilización previsible, pero en tal caso no se cobrará fianza.

7.º Tributos. Como regla general los tributos del Estado, Comunidades Autónomas, Provincias o Municipios establecidos sobre las instalaciones, suministro de energía y consumo, en los que sus contribuyentes las empresas suministradoras, no podrán ser repercutidos al abonado como tales, salvo que otra cosa disponga la norma creadora de tributos y sin perjuicio de que su importe sea recogido como un coste en la propia tarifa.

8.º Instalaciones y material. La elección de sus instalaciones el abonado tiene plena libertad, pero no podrá eximir al instalador de la obligación de cumplir las especificaciones reglamentarias exigidas.

9.º Apoyos. Sin perjuicio de lo vigente en el presente reglamento sobre normativas eléctricas, el consumidor se obliga a facilitar a la compañía eléctrica la colocación en su línea de los apoyos y elementos precisos para su propio suministro.

10.º Conexión de las instalaciones y de los equipos de medida. La conexión de las instalaciones de los abonados y su Caja General de Protección, así como la conexión y desconexión de los equipos de medida, se efectuará por la empresa suministradora de energía eléctrica. La colocación o levantamiento de los equipos de medida podrá ser efectuada por las propias empresas o por instaladores autorizados.

Las empresas suministradoras deberán continuar a los abonados, previamente, la conexión o desconexión de los equipos de medida, salvo caso de alta o baja en el suministro.

Ninguna persona ajena a la Empresa suministradora podrá manipular ni disponer los aparatos y equipos de medida y control una vez conexados, ni tampoco la empresa suministradora sin previo consentimiento del abonado.

11.º Garantía en los suministros sin control. En los suministros que no puedan medirse por cualquier por razones técnicas o económicas y, consecuentemente, se determinen el pago alfabo, para lo cual se requiera la autorización expresa del organismo competente de la Administración Pública, la empresa eléctrica podrá exigir la instalación de equipos preinstalados u otros elementos que, eventualmente de forma normal, en el mercado y si conviene, suministrables al costo de la instalación, representen mayor garantía por el cumplimiento estricto de las condiciones convenidas.

12.º Condiciones de la instalación interior. La empresa suministradora deberá facilitar a cualquier abonado eléctrico las instalaciones nuevas o reformas, impidiendo de los abonados, no reunir las condiciones de seguridad reglamentarias. A estos efectos, llevará a cabo en dichas instalaciones y con cargo al usuario las comprobaciones previstas en el Reglamento Electrotécnico correspondiente y en sus Instrucciones Complementarias, antes de dar comienzo a las mismas. Las empresas eléctricas podrán, por este servicio, las entidades establecidas con derechos de verificación en el vigente Reglamento de Abonados en las condiciones por el establecido.

En cuanto a las instalaciones antiguas o no, las empresas eléctricas deben cumplir al organismo competente de la Administración Pública correspondiente a los abonados que las utilizan, la falta de seguridad que advierten en aquellas, cuando dichos abonados obligados a corregirlas, si así lo juzga oportuno, en el plazo que éste determine, en el caso de que el abonado no cumple lo así dispuesto, la Empresa eléctrica queda obligada a suspender el suministro en los términos que haya establecido dicho organismo.

Las empresas suministradoras no pueden cobrar cantidad alguna por el concepto de revisión de instalaciones cuando ésta se produzca por su propia iniciativa.

13.º Aparatos instalados. El abonado será responsable de la custodia de los equipos de medida y control, el propietario de los mismos, lo será de su adecuado mantenimiento, y la empresa suministradora, de su manipulación y de las consecuencias que de ello se derivan.

Asimismo, si por elevaciones de tensión anormales u otras causas imputables a la empresa suministradora o a sus empleados sufren perjuicios los aparatos de medida que sean propiedad de los abonados, serán de cuenta de aquellos las reparaciones necesarias para su normal funcionamiento.

14.º Independencia de las instalaciones. Sin un mismo abonado tuviera instalaciones a las que se aplican tarifas diferentes, las instalaciones por cada una de ellas se establecerán como absoluta independencia y en forma que no puedan confundirse, quedando terminantemente prohibido hacer derivaciones de los conductores de una para las aplicaciones correspondientes a la otra, salvo que, por acuerdo entre ambos abonados, exista un solo equipo de medida y se fije el reparto de los consumos entre las distintas tarifas.

15.º Reparación de las instalaciones. La general, las reparaciones o modificaciones de la acometida, así como su conservación serán por cargo y por cuenta de la Empresa suministradora, excepto si correspondiera al usuario por haber mantenido la propiedad de la misma.

Las instalaciones o derivaciones en baja tensión que partan de la caja general de protección, incluida ésta, hasta la entrada a los conductores de medida, serán de cuenta y custodia del propietario del inmueble, y desde el contador hasta los aparatos receptores, de cuenta de los abonados, los cuales se realizarán por medio de instalador autorizado. El propietario del inmueble o la comunidad de propietarios podrán también tomar a su cargo las reparaciones o reformas de las líneas situadas en la parte del inmueble de uso común, repudiando en caso de alteración en la forma autorizada por las disposiciones vigentes que fueran de aplicación.

16.º Instalaciones de contadores y otros aparatos. La instalación que ha de servir de base para la elección de los contadores u otros aparatos de medida podrá ser realizada por las empresas eléctricas o bien por instalador autorizado, a elección del propietario y por su cuenta, en lugar que cumpla las condiciones reglamentarias.

Los abonados tienen derecho a facilitar los contadores y otros aparatos de su propiedad, o a que las empresas suministradoras de energía eléctrica, o a otros entes legalmente establecidos, instalen a ellos, siempre que los aparatos de medida pertenezcan a un sistema y tipo homologados, y estén verificados oficialmente con resultado favorable. El tipo de cualquier aparato aplicable por las empresas suministradoras de energía eléctrica no será superior a 1,25 por 100 mensual del precio medio del aparato.

Las empresas eléctricas estarán obligadas en todo caso a suministrar a cualquier aparato contador no especial, monofásico o trifásico de capacidad normalizada, de lista 03 empresas por hilo, e interruptores de control de potencia (ICP) para la misma intensidad nominal, así como los de doble tarificación, relés y demás aparatos necesarios para la aplicación de la tarifa rectas con el mismo límite de intensidad. Para estos aparatos el Ministerio de Industria y Energía fijará las condiciones técnicas, máximas que se puedan aplicar por su alquiler, en base al mismo 1,25 por 100 mensual del precio medio del mercado del aparato.

La venta y alquiler de todo clase de aparatos por empresas o entidades legalmente establecidas, extenderá a las empresas suministradoras de energía eléctrica, no se someten a esta regulación por no estar en régimen de precios autorizados.

Los equipos para la medida y control de un determinado suministro se considerarán adscritos a la correspondiente instalación y no será necesario su sustitución siempre que sean adecuados a las características del suministro solicitado por un nuevo abonado.

Si la empresa suministradora decidiese utilizar aparatos de control, tales como limitadores de corriente o interruptores de control de potencia (ICP), podrá hacerlo previa comunicación al abonado, atención, en lo que a la instalación de dichos aparatos se refiere, a la siguiente:

a) Como regla general se ubicarán en el domicilio del abonado.

b) No se estimará conveniente esta ubicación si el abonado se instalara en la centralización correspondiente propia de los aparatos del propio abonado, bien cuando en este caso los aparatos sean, exclusivamente, bien de reanqueamiento automático o bien reanqueables por el abonado desde su propio domicilio. El alquiler y peritaje, en este caso, será el correspondiente al ICP de acoplamiento directo de la misma intensidad.

En los casos en que el ICP se instale con posterioridad a la fecha de instalación del servicio, todos los gastos de dicha instalación serán a cargo de la empresa suministradora.

17.º Comprobación de los contadores. Tanto los abonados como las Empresas suministradoras de energía eléctrica, del Organismo competente de la Administración Pública, la verificación de los contadores, interruptores de control de potencia (ICP) y otros aparatos conexos, cualquiera que sea su propietario.

En los casos de haberse dado suministro sin que el contador estuviese debidamente instalado o en caso de mal funcionamiento de éste, comprobado por dicho organismo oficial, se efectuará un corte de suministro de acuerdo con lo dispuesto en el vigente Reglamento de Verificaciones y Regularidad en el Suministro de Energía Eléctrica.

18.º Información en recibos. Los recibos deberán contener de forma clara como mínimo, los siguientes datos:

a) Domicilio del abonado.

b) Domicilio del abonado, si es distinto y figura como tal en la póliza.

c) Tarifa aplicada.

d) Potencia contratada o potencia base de facturación.

e) Lectura del máximo, si se ha instalado este aparato para determinación de la potencia base de facturación.

f) Lecturas de los contadores que determinen el consumo facturado y fecha de las mismas que definen el plazo de facturación.

g) Consumos facturados (se indicará si son reales o estimados).

h) Disposiciones oficiales con fechas de su publicación en el Boletín Oficial del Estado, que fijarán la definición de la tarifa y su base de precio.

i) Cálculo del importe resultante de los términos de potencia y de energía de forma separada.

j) Complemento de tarifa aplicado (discriminación horaria y reactiva y cálculo de sus importes), independientemente para concepto.

k) Importe total del suministro.

l) Alquiler (si su caso).

m) Importe de los gravámenes repercutibles.

n) Canon sobre la energía eléctrica con expresión de su cálculo.

o) Caudales ya abonados a cuenta de los que haya materializado de facturas anteriores.

p) Neto a pagar.

q) Suma total de la factura.

r) Diferencia de los recibos comerciales de la Empresa eléctrica suministradora, y para posterior cancelación y dirección donde deba dirigirse las reclamaciones y lugares donde se puede efectuar el pago.

19.º Pago de la factura. Las Empresas suministradoras de energía eléctrica no pueden cobrar por ningún otro concepto ni por mayor cantidad que los consignados en los reglamentos y tarifas aprobados y figurados con el debido detalle en los recibos y facturas.

Tanto el término de potencia como el término de energía, así como el resto de la tarifa e importes se facturará por períodos de suministro veniente. El primer período se computará desde la fecha del comienzo a la red.

El abonado podrá hacer efectivos los importes facturados en las oficinas de la Empresa o de su representante oficial en las Cajas, Entidades de crédito o otros establecimientos u oficinas autorizadas por la Empresa suministradora a través de la cuenta del abonado en la entidad bancaria o Caja de Ahorros que para tal efecto se abra. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, aceptar el pago de la factura en el domicilio del abonado, pero en tal caso el abonado deberá cumplir las condiciones de calidad que señalen los organismos de aplicación correspondientes. En caso de sustitución, los abonados deberán ser de características y calidad similar a la de los anteriores. En caso de que el abonado no pueda utilizar los servicios de la Administración Pública la empresa eléctrica podrá, sin

12.8. Gastos de contratación

Cuando se contrata la energía eléctrica por primera vez hay que presentar en la empresa eléctrica el dictamen o Boletín del Instalador, la cédula de primera ocupación, acreditar la propiedad o el alquiler del lugar donde se solicita el suministro y algún otro documento de carácter autonómico o local.

Al contratar se pagan unos derechos, que se denominan derechos de contratación o de acometida, que están regulados por el BOE y que se publican anualmente junto al Real Decreto de Tarifas. Este punto está desarrollado en el capítulo 11 de este libro.

Cuando la vivienda o local donde se pide el suministro ya lo ha tenido con anterioridad, el usuario paga unos derechos denominados de Enganche que están regulados anualmente en el Real Decreto de Tarifas y publicado en el BOE.

La cantidad a pagar dependerá de la potencia a contratar y de la tensión del suministro.

12.9. Modelo de recibo

Las empresas eléctricas facturarán a sus clientes mediante un modelo de recibo oficial, aprobado por una resolución del Ministerio de Industria de enero de 1986 (BOE 20-1-1986), donde aparecerán todos los datos básicos de la facturación, como son:

- Lecturas de los contadores.
- Periodo de facturación.
- Tarifa elegida.
- BOE de las tarifas que se aplican.
- Término de potencia.
- Término de energía.
- Complemento de discriminación horaria (si existe).
- Complemento de reactiva (si existe).
- Alquiler del equipo de medida (si corresponde).
- IVA.
- Total de la factura.
- Históricos de consumo.
- Datos del cliente.
- Datos de la empresa eléctrica.
- Código de domiciliación bancaria.

En la actualidad, y en la orden ministerial de tarifas de 1995, se planteaba la necesidad de aclarar y especificar más los recibos de energía eléctrica, para que los clientes sepan lo que pagan y en concepto de qué se paga. En el precio del kWh se incluían entre otras cosas el déficit de la minería del carbón, la moratoria nuclear, etc., y era intención del Ministerio de Industria que se detallan todos estos costes.

A partir de enero de 1998 aparece además el impuesto especial sobre el carbón.

Cada empresa eléctrica ha presentado en el primer semestre de 1996 un modelo de recibo al Ministerio de Industria y Energía para su aprobación, donde aparecen todos los datos antes descritos.

12.10. Ejemplos de facturación: Problemas resueltos

La mecánica de facturación de los consumos que se puedan tener en edificios normales es muy sencilla y sigue una mecánica parecida a la que exponemos en este cuadro:

Datos	Cálculos
Tarifa elegida	Que determinará los precios (indicando el BOE)
Potencia de facturación (Fija o por maxímetro)	Término de potencia kW por término potencia por meses
Consumo de kWh	Término de energía kWh medido por precio de la energía
Complemento discriminación horaria Lectura de punta, llano y valle	Cálculo del recargo o descuento Cálculo del kWh que afecta al término de energía
Complemento por energía reactiva Lectura de reactiva	Recargo o bonificación Cálculo del kWh que afecta al término de energía
Impuesto sobre electricidad	4,864% por coeficiente 1,05113
Alquiler equipo medida	Aparatos de medida instalados según baremo BOE
IVA	16%
Total	Suma de todo lo anterior

Tabla 12.8. Mecánica de facturación.

Ejemplo 2

Cliente con tarifa 2.0 N, tarifa nocturna.

Potencia contratada	
Potencia día	4,6 kW
Potencia noche	14,49 kW
Lecturas	
Contador de día	1.000 kWh
Contador de valle	3.000 kWh
Sistemas de iluminación	I.C.P.
Facturación	Bimestral
Equipo de medida	Alquiler
- Término de potencia	$4,6 \times 1,415263 \text{ €/kW} \times 2 \text{ meses} = 13,02 \text{ €}.$
- Término de energía	$1.000 \text{ kWh} \times 0,082598 \text{ €/ kWh} = 82,60 \text{ €}.$ $3.000 \text{ kWh} \times 0,037456 \text{ €/ kWh} = 112,37 \text{ €}.$
- Impuesto sobre electricidad	$13,02 + 82,60 = 1,05113 \times 4,864\% = 4,89 \text{ €}.$
- Alquiler equipos de medida	
1 contador energía doble monofásico	$1,53 \text{ €/mes} \times 2 \text{ meses} = 3,06 \text{ €}.$
1 Int. horario	$0,91 \text{ €/mes} \times 2 \text{ meses} = 1,82 \text{ €}.$

Base Imponible	218,12 €.
16% IVA	34,90 €.
TOTAL EN EUROS	253,02 €

Ejemplo 3

Cliente con suministro de baja tensión tarifa 3.0, con doble tarifa y discriminación horaria tipo 2 y con potencia fija.

Potencia contratada	39,6 kW
Lecturas	
Activa punta	5.000 kWh
Activa llano y valle	16.000 kWh
Reactiva	8.200 kVArh

Facturación Bimestral

Término de potencia

$$39,6 \text{ kW} \times 1,385453 \text{ €/kW mes} \times 2 \text{ meses} = 109,73 \text{ €}.$$

Término de energía

$$21.000 \text{ kWh} \times 0,081104 \text{ €/kWh} = 1.703,18 \text{ €}.$$

Complemento por discriminación horaria

$$0,081104 \text{ kWh} \times 5000 \text{ /kWh} \times 40\% = 162,21 \text{ €}$$

Complemento por energía reactiva

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{21.000}{\sqrt{21.000^2 + 8.200^2}} = 0,93$$

$$K_r (\%) = \frac{17}{\cos^2 \varphi} - 21 = \frac{17}{0,93^2} - 21 = -1,3$$

$$\text{Bonificación} = -1,3\% \times (109,73 + 1.703,18) = -23,57 \text{ €}$$

Impuesto sobre la electricidad

$$1.951,55 \times 1,05113 \times 4,864\% = 99,78 \text{ €}.$$

Alquiler de equipos

1 Contador trifásico activa D.T.	2,22 €/mes x 2 = 4,44 €.
1 Contador trifásico reactiva	1,71 €/mes x 2 = 3,42 €.

Base Imponible 2.059,19 €.

16% IVA 329,47 €.

TOTAL EN EUROS **2.388,66 €**

Ejemplo 4

Cliente en Media Tensión a 20 kV.

$P_C = 296 \text{ kW}$

$U = 20 \text{ kV}$

cte = 100

Lecturas:

$$H_{LL} + H_V = 49.371 - 48.744 = 627 \times 100 = 62.700 \text{ kWh}$$

$$H_P = 22.121 - 21.893 = 228 \times 100 = 22.800 \text{ kWh}$$

$$\text{Reactiva} = 20.595 - 20.570 = 25 \times 100 = 2.500 \text{ kVArh}$$

$$\text{Maxímetro} = 3,6 \times 100 = 360 \text{ kW}$$

1º) Término de potencia

$$P_F = P_R + 2 (P_R - 1,05 P_C) = 360 + 2 (360 - 310,8) = 458,4 \text{ kW} \times 1,918791 \text{ €/kW mes} \times 2 \text{ meses} = 1.759,15 \text{ €}$$

2º) Término de energía

$$T_E = 62.700 + 22.800 = 85.500 \times 0,064246 \text{ €} = 5.493,03 \text{ €}.$$

3º) Complemento energía reactiva

$$\cos \varphi = \frac{85.500}{\sqrt{85.500^2 + 2.500^2}} \approx 1$$

$$K_r = \frac{17}{\cos^2 \varphi} - 21 = \frac{17}{1} - 21 = -4\%$$

$$1.759,15 + 5.493,03 - 4\% = -290,09 \text{ €}.$$

4º) Complemento discriminación horaria

$$\text{Punta: } 22.800 \text{ kWh} \times 40\% = 9.120 \text{ kWh}$$

$$9.120 \times 0,058606 = 534,49 \text{ €}$$

5º) Impuesto sobre la electricidad

$$1.759,15 + 5.493,03 + 534,49 - 290,09 = 7.496,58 \text{ €}$$

$$7.496,58 \times 1,05113 \times 4,864\% = 383,28 \text{ €}$$

Base Imponible 7.879,86 €.

16% IVA 1.260,78 €.

TOTAL EN EUROS . **9.140,63 €**



IBERDROLA

FACTURA DE ELECTRICIDAD

Referencia contrato
Fecha factura
Nº factura

IMPORTE FACTURA 288,48 €

Hoja número 1 / 1

1

DATOS DEL CONTRATO

CUPS
CIF
CNAE

Tarifa 3.0 Potencia 26,4 kW M.F. 1
Tipo DH 1
Precios B.O.E. del 31/12/2002

Forma de pago
Entidad
Sucursal Código Cuenta Bancaria
Fecha de cargo:

Remite: IBERDROLA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.U. C/ Claudio Coello, 53 28001 MADRID
DY 032 0 225256060 01 S12002341420030708



2

FACTURACIÓN

EUROS

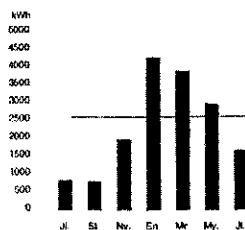
1. Potencia contratada	26,4 kW x 2 meses x 138,5453 cent.€/kW mes	73,15
2. Energía consumida	1.670 kWh x 8,1104 cent.€/kWh	135,44
3. Complemento por Reactiva (factor potencia 0,96)	-2,6% s/208,59€	-5,42
4. Comp. discriminación horaria	334 kWh x 8,1104 cent.€/kWh	27,09
5. Imppto. sobre Electricidad	4,864% s/230,26 x 1,05113	11,77
6. Alquiler equipos de medida	2 meses x 333 cent.€/mes	6,66
7. IVA	16% s/248,69	39,79

IMPORTE 288,48

% de la facturación destinado al: Coste servicio 93,884 % - Costes permanentes (BOE 31/12/2002) 1,736 % - Costes diversificación (BOE 31/12/2002) 4,38 %

3

CONSUMO



Nº contador 0010618512
Función TOTAL
Desde 8/5/2003
Lectura 102294
Hasta 7/7/2003
Lectura 103964
Estructura

TOTAL kWh 1.670

Nº contador 0011573504
Función REACT
Desde 8/5/2003
Lectura 009071
Hasta 7/7/2003
Lectura 009582
Estructura

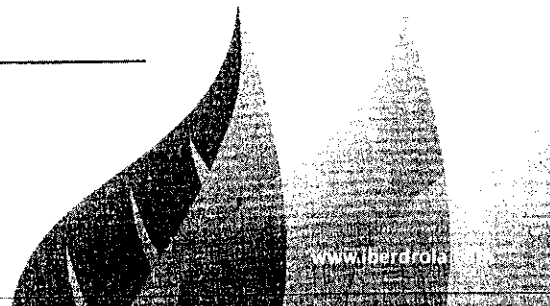
TOTAL kvarh 511

Historial del Consumo
El importe de su consumo medio por día durante los últimos 12 meses, ha sido 6,55 €
Última lectura: real



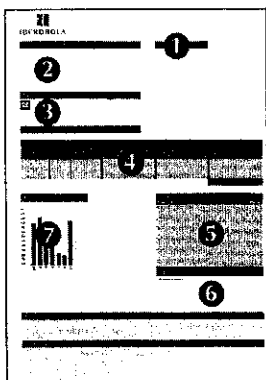
C/ LONDRES, prox 7, Bajo 28850 TORREJON DE ARDOZ
Atención al Cliente 913 64 88 88

Mod. G0001



www.iberdrola.es

Explicación de la factura



1 Referencia del contrato

Para cualquier consulta relacionada con esta factura o con su contrato, indíquenos esta referencia.

2 Contrato de suministro

Éstos son los datos básicos de su contrato de suministro (titular y dirección del suministro, tarifa, potencia contratada, etc.). Conviene que el contrato esté a nombre del usuario de la electricidad.

3 Atención al cliente

En el Teléfono del Cliente estamos a su disposición para:

- Aclaraciones sobre su factura.
- Petición del suministro.
- Alta, baja y modificaciones de su contrato.
- Dar la lectura de su contador.
- Actualizar la potencia o la tarifa.
- Cambiar la tensión a 220 voltios.
- Domiciliación bancaria de su factura.
- Realizar reclamaciones.
- Y cualquier información que precise.

Para garantizar que recibe nuestras comunicaciones y mejorar nuestra relación contractual, es importante que los datos correspondientes al contrato de su suministro, dirección de envío de la factura y domiciliación bancaria, estén actualizados. Por favor, le rogamos nos comunique cualquier modificación al Teléfono del Cliente.

4 Consumo

En los apartados "Desde" y "Hasta" se recogen las lecturas de su contador en las fechas indicadas. La electricidad consumida (apartado "Consumo"), es la diferencia entre ambas lecturas.

5 Facturación

Potencia contratada. Se obtiene multiplicando la potencia contratada, (kW), por el número de meses y por el precio del kW al mes.

Electricidad consumida. Se obtiene multiplicando el Consumo (kWh), por el precio del kWh.

Impuesto sobre la Electricidad. Se obtiene aplicando el porcentaje y el coeficiente indicados en la factura a la suma de los términos de potencia, de energía y complementos. Este impuesto va destinado a la minería del carbón.

Alquiler del contador. Se obtiene multiplicando el número de meses por el precio del alquiler mensual del contador (sólo en caso de alquiler).

Los precios de estos conceptos de facturación los establece la legislación vigente.

IVA. Impuesto sobre el Valor Añadido. Se aplica el tipo vigente sobre la suma de los conceptos anteriores.

6 Este apartado recoge el destino, en porcentaje, de la facturación.

7 Historial del consumo

Cada barra vertical representa la electricidad consumida (kWh), en cada factura.

La línea horizontal discontinua indica el promedio de electricidad consumida (kWh), durante el último año.

El importe medio por día le informa de su gasto diario de electricidad (en pesetas), durante el último año.

Actividades y prácticas propuestas

- ❖ Conseguir las tarifas eléctricas del año actual.
- ❖ Actualizar los ejemplos 1, 2, 3 y 4 de este capítulo con los precios actuales.
- ❖ Realizar la facturación del siguiente suministro:
 - Tarifa 3.0
 - Discriminación horaria tipo 4
 - Potencia contratada 100 kW
 - Consumo en punta 10 kWh
 - Consumo en llano 20.000 kWh
 - Consumo en valle 80.000 kWh
 - Consumo en sábados y domingos 20.000 kWh
 - Consumo reactiva 10.500 kVarh
- ❖ Hacer la misma facturación, pero utilizando la tarifa 4.0. Comparar las dos facturaciones y sacar las consecuencias para asesorar al hipotético cliente.
- ❖ Realizar la facturación del siguiente suministro:
 - Tarifa R.0
 - Sin discriminación horaria
 - Potencia contratada 40 kW
 - Consumo activa 8.000 kWh
 - Consumo Reactiva 4.100 kVarh
- Realizar la misma facturación con la tarifa 3.0. Comparar las dos facturaciones.

Reglamentación

13

Introducción

En este capítulo se van a recoger y comentar las normativas y legislaciones que con más frecuencia se utilizan en el desarrollo de las instalaciones de enlace, si bien al ser tan prolija la legislación sobre el tema y sobre temas colaterales que pueden afectar a las instalaciones, no es posible comentar todas. Además, la legislación cambiante que caracteriza nuestro sector para adecuarse lo más rápidamente posible a los cambios tecnológicos, hace necesario que el técnico en instalaciones conozca y utilice las fuentes de información que puedan tenerle al día sobre estos cambios, como es a través de los colegios profesionales, de las asociaciones de instaladores, de las asociaciones de constructores y promotores, etc.

Las comunidades autónomas con competencias en temas eléctricos legislan y publican periódicamente nuevas normas y disposiciones que son de obligado cumplimiento en la comunidad autónoma correspondiente, y por tanto necesario su conocimiento. Y por último la normativa ante el mercado único europeo, que es igualmente de obligado cumplimiento.

Contenido

A lo largo de los 13 capítulos del libro se hace referencia frecuentemente a la legislación eléctrica actualmente en vigor, y es por lo que se ha creído conveniente resumir en un capítulo las leyes, decretos y reglamento de mayor uso, y que son:

- Normas CENELEC, CEI y UNE.
- Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Normas tecnológicas de la edificación: NTE.
- Ley de Industria.
- Normas particulares de las empresas suministradoras de energía.
- Real Decreto de Distribución.
- Real Decreto sobre tarifas eléctricas.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y medidas de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Reglamento de líneas aéreas eléctricas de alta tensión.
- Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.
- Ley del sector eléctrico.
- Otras normas legales.

Objetivos

Identificar la reglamentación electrotécnica actualmente en vigor y las normas que las desarrollan, sabiendo identificar las instalaciones, los centros de transformación, las características específicas de cada una de ellas, etc., descritas en los doce capítulos anteriores, con la legislación que las regula.

13.1. Normas CENELEC, CEI y UNE

El tratado de Roma de 1957 fue la base de la fundación del Mercado Común Europeo, embrión de la actual Unión Europea y que tenía como primer objetivo eliminar las fronteras interiores y la libre circulación de personas y bienes. Este objetivo se cumplió el 1 de enero de 1993 con la entrada en vigor del Mercado Único.

Una de las acciones a realizar para conseguir el objetivo es el de disponer de una normativa común en todos los países de la Unión, de forma que se puedan hacer obras, acceder a concursos y contratos de cualquier país, para suministrar materiales y equipos, realizar montajes o diseño de instalaciones eléctricas libremente, sin fronteras.

Las normas y reglas de las diferentes naciones deben ser sustituidas por una norma armonizada y común para todos los países de la Unión Europea. Estas normas deben, a su vez, aproximarse a las normas internacionales de los países de nuestro entorno, para conseguir su fácil aplicación en todos los países del mundo, y evitar así vernos aislados o circunscritos a los países europeos.

Los países de la EFTA (Asociación Europea de Países de Libre Cambio), se han planteado el mismo problema y tienden a adoptar soluciones similares.

El CENELEC (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica) es el ente que se dedica a la normalización en áreas eléctricas. Su principal objetivo es armonizar las normativas de los diferentes países miembros, mediante la realización y aprobación de la Normativa Europea EN y los documentos de armonización HD.

Las normas EN se adoptan por mayoría ponderada, y deben publicarse como una nueva norma nacional en cada país, y retirar las normas nacionales que estén en contra.

Los documentos de armonización HD son más flexibles, pueden modificarse e incluso pueden no publicarse en los países como nueva normativa. Cuando se publique con posterioridad a la aparición de las HD en un país, una normativa nacional debe ser idéntica o equivalente a la HD existente.

A nivel de la normativa española, España actualiza su legislación y la armoniza con la europea a través de las normas UNE que se publican en el BOE; a partir de este momento son de obligado cumplimiento.

La CEI (Comisión Electrotécnica Internacional) fue creada en 1906 y consta de 41 países miembros que comprenden el 95% del mercado eléctrico. El comité que desarrolla las instalaciones eléctricas en los edificios es el CEI TC 64, que elabora guías generales de trabajo para los países que no tienen tales recomendaciones y facilita de esta forma los intercambios internacionales.

La normativa armonizada sobre *instalaciones eléctricas en edificios* que utilizamos actualmente es la CENELEC HD 384, documento armonizado de la CEI 364, por lo que no sólo se ha armonizado la HD en los 18 miembros de los países de la CENELEC, sino que además es similar a la recomendación de la CEI para sus 41 países miembros.

El documento CENELEC 384 se recoge en la norma española UNE 20.460, cuyo contenido general temático es el siguiente:

Primera parte: Objeto, principios generales (campo de aplicación donde debe aplicarse la norma).

Segunda parte: Definiciones (definición de los términos más usuales).

Tercera parte: Determinación de las características generales de la instalación.

Cuarta parte: Protección para garantizar la seguridad (seguridad de las personas y de las cosas).

Quinta parte: Selección y montaje de elementos (criterios en el diseño de instalaciones).

Sexta parte: Verificación y mantenimiento (verificación de las instalaciones ya realizadas).

Séptima parte: Requerimientos para instalaciones y emplazamientos especiales (salas de baño, instalaciones agrícolas, etc.).

Nuestro actual Reglamento de Baja Tensión del año 2002, y posteriores correcciones, ha sido realizado en parte por la norma UNE 20.460, documento de obligado cumplimiento y aplicación.

13.2. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión

13.2.1. Introducción y estructura

El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión fue aprobado tras deliberación del Consejo de Ministros y reflejado en el Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002, y publicado en el BOE nº 224 de fecha 18 de septiembre de 2002, a propuesta del Ministerio de Ciencia y Tecnología, con el informe favorable del Ministerio de Administraciones Públicas y de acuerdo con el Consejo de Estado.

Este reglamento sustituye al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión de 1973.

La entrada en vigor de este nuevo Reglamento será el 18 de septiembre de 2003, si bien se podrá aplicar de forma voluntaria desde el 18 de septiembre de 2002.

Estructura del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión

El actual reglamento consta de tres partes fundamentales:

- Real Decreto.
- Articulado del Reglamento de Baja Tensión.
- Instrucciones Técnicas Complementarias.

13.2.2. Real Decreto

El Real Decreto que define el nuevo Reglamento, aprobado el 2 de agosto de 2002, se compone de los siguientes apartados:

- Introducción y justificación.
- Artículo único: Aprobación del reglamento electrotécnico para baja tensión.

○ Tres disposiciones transitorias.

- Primera: Carnets profesionales.
- Segunda: Entidades de formación.
- Tercera: Instalaciones en fase de tramitación en la fecha de entrada en vigor del reglamento.

○ Disposición derogatoria única: Derogación de normativa.

○ Tres disposiciones finales.

- Primera: Habilitación normativa.
- Segunda: Habilitación al Ministerio de Ciencia y Tecnología.
- Tercera: Entrada en vigor.

13.2.3. Reglamento electrotécnico para baja tensión: Articulado

El Reglamento está dividido en 29 artículos que describen el objetivo, el campo de aplicación, el alcance y las características fundamentales del Reglamento.

ARTÍCULO 1: Objeto

ARTÍCULO 2: Campo de aplicación

ARTÍCULO 3: Instalación eléctrica

ARTÍCULO 4: Clasificación de las tensiones. Frecuencia de las redes

ARTÍCULO 5: Perturbaciones en las redes

ARTÍCULO 6: Equipos y materiales

ARTÍCULO 7: Coincidencia con otras tensiones

ARTÍCULO 8: Redes de distribución

ARTÍCULO 9: Instalaciones de alumbrado exterior

ARTÍCULO 10: Tipos de suministro

ARTÍCULO 11: Locales de características especiales

ARTÍCULO 12: Ordenación de cargas

ARTÍCULO 13: Reserva de local

ARTÍCULO 14: Especificaciones particulares de las empresas suministradoras

ARTÍCULO 15: Acometidas e instalaciones de enlace

ARTÍCULO 16: Instalaciones interiores o receptoras

ARTÍCULO 17: Receptores y puesta a tierra

ARTÍCULO 18: Ejecución y puesta en servicio de las instalaciones

ARTÍCULO 19: Información a los usuarios

ARTÍCULO 20: Mantenimiento de las instalaciones

ARTÍCULO 21: Inspecciones

ARTÍCULO 22: Instaladores autorizados

ARTÍCULO 23: Cumplimiento de las prescripciones

ARTÍCULO 24: Excepciones

ARTÍCULO 25: Equivalencia de normativa del Espacio Económico Europeo

ARTÍCULO 26. Normas de referencia

ARTÍCULO 27: Accidentes

ARTÍCULO 28: Infracciones y sanciones

ARTÍCULO 29: Guía técnica

13.2.4. Instrucciones técnicas complementarias: ITC - BT

Son las instrucciones de carácter concreto que desarrollan los 29 artículos antes descritos. Se pueden agrupar de la siguiente forma:

- 01 Terminología
- 02 Normas de referencia
- 03 Instaladores y empresas instaladoras
- 04 Documentación y puesta en servicio de las instalaciones
- 05 Verificaciones e inspecciones
- 06 Redes aéreas
- 07 Redes subterráneas
- 08 Sistemas de conexión del neutro y de las masas
- 09 Instalaciones de alumbrado exterior
- 10 Previsión de cargas para suministros en baja tensión
- 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas
- 12 a 17 Instalaciones de enlace
- 18 Instalaciones de puesta a tierra
- 19 a 24 Instalaciones interiores o receptoras
- 25 a 27 Instalaciones interiores en viviendas
- 28 a 35 Instalaciones en locales especiales
- 36 Instalaciones a muy baja tensión
- 37 Instalaciones a tensiones especiales
- 38 a 39 Instalaciones con fines especiales
- 40 Instalaciones generadoras de baja Tensión
- 41 Instalaciones eléctricas en caravanas y parques de caravanas
- 42 Instalaciones eléctricas en puertos y marinas para barcos de recreo
- 43 a 48 Instalación de receptores
- 49 Instalaciones eléctricas de muebles
- 50 Instalaciones eléctricas en locales que contienen radiadores para saunas
- 51 Instalaciones de sistemas de automatización, gestión técnica de la energía y seguridad para viviendas y edificios

ÍNDICE DE LAS INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS DEL REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN (ITC - BT)

- ITC-BT-01 Terminología
- ITC-BT-02 Normas de referencia del reglamento electrotécnico de baja tensión
- ITC-BT-03 Instaladores autorizados y empresas instaladoras autorizadas
- ITC-BT-04 Documentación y puesta en servicio de las instalaciones
- ITC-BT-05 Verificaciones e inspecciones
- ITC-BT-06 Redes aéreas para distribución en baja tensión

- ITC-BT-07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT-08 Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica
- ITC-BT-09 Instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT-10 Previsión de cargas para suministros en baja tensión
- ITC-BT-11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas
- ITC-BT-12 Instalaciones de enlace. Esquemas
- ITC-BT-13 Instalaciones de enlace: Cajas generales de protección
- ITC-BT-14 Instalaciones de enlace: Línea general de alimentación
- ITC-BT-15 Instalaciones de enlace: Derivaciones individuales
- ITC-BT-16 Instalaciones de enlace: Contadores Ubicación y sistemas de Instalación
- ITC-BT-17 Instalaciones de enlace: Dispositivos generales e individuales de mando y protección. Interruptor de control de potencia
- ITC-BT-18 Instalaciones de puesta a tierra
- ITC-BT-19 Instalaciones interiores o receptoras: Prescripciones generales
- ITC-BT-20 Instalaciones interiores o receptoras: Sistemas de instalación
- ITC-BT-21 Instalaciones interiores o receptoras: Tubos y canales protectores
- ITC-BT-22 Instalaciones interiores o receptoras: Protección contra sobreintensidades
- ITC-BT-23 Instalaciones interiores o receptoras: Protección contra sobretensiones
- ITC-BT-24 Instalaciones interiores o receptoras: Protección contra los contactos directos e indirectos
- ITC-BT-25 Instalaciones interiores en viviendas: Número de circuitos y características
- ITC-BT-26 Instalaciones interiores en viviendas: Prescripciones generales de instalación
- ITC-BT-27 Instalaciones interiores en viviendas: Locales que contienen una bañera o ducha
- ITC-BT-28 Instalaciones en locales de pública concurrencia
- ITC-BT-29 Prescripciones particulares para las instalaciones eléctricas de los locales con riesgo de incendio o explosión
- ITC-BT-30 Instalaciones en locales de características especiales
- ITC-BT-31 Instalaciones con fines especiales: Piscinas y Fuentes
- ITC-BT-32 Instalaciones con fines especiales: Máquinas de elevación y transporte
- ITC-BT-33 Instalaciones con fines especiales: Instalaciones provisionales y temporales de obra
- ITC-BT-34 Instalaciones con fines especiales: Ferias y stands
- ITC-BT-35 Instalaciones con fines especiales: Establecimientos agrícolas y Hortícolas
- ITC-BT-36 Instalaciones a muy baja tensión
- ITC-BT-37 Instalaciones a tensiones especiales
- ITC-BT-38 Instalaciones con fines especiales: Requisitos particulares para la instalación eléctrica en quirófanos y salas de intervención
- ITC-BT-39 Instalaciones con fines especiales: Cercas eléctricas para ganado
- ITC-BT-40 Instalaciones generadoras de baja Tensión
- ITC-BT-41 Instalaciones eléctricas en caravanas y parques de caravanas
- ITC-BT-42 Instalaciones eléctricas en puertos y marinas para barcos de recreo
- ITC-BT-43 Instalación de receptores: Prescripciones generales
- ITC-BT-44 Instalación de receptores: Receptores para alumbrado
- ITC-BT-45 Instalación de receptores: Aparatos de caldeo
- ITC-BT-46 Instalación de receptores: cables y folios radiantes en viviendas
- ITC-BT-47 Instalación de receptores: Motores
- ITC-BT-48 Instalación de receptores: Transformadores y auto-transformadores. Reactancias y rectificadores. Condensadores
- ITC-BT-49 Instalaciones eléctricas de muebles
- ITC-BT-50 Instalaciones eléctricas en locales que contienen radiadores para saunas
- ITC-BT-51 Instalaciones de sistemas de automatización, gestión técnica de la energía y seguridad para viviendas y edificios

13.3. Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica

13.3.1. Introducción

El Real Decreto que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, fue aprobado en el consejo de Ministros del 1 de diciembre de 2000 y quedó reflejado en el Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre y publicado en el BOE nº 310, de fecha 27 de diciembre de 2000.

La entrada en vigor del Real Decreto, según se especifica en la disposición final cuatro, se produjo a los veinte días de su publicación en el BOE, es decir el 16 de enero de 2001; no obstante, hace una salvedad en lo relativo al derecho de los abonados por incumplimiento de la calidad de atención al consumidor (artículo 99.2), que entra en vigor el 1 de enero de 2001.

Este Real Decreto define y desarrolla las actividades relacionadas en la Ley del Sector Eléctrico del año 1997, y que se pue-

den resumir siguiendo el orden establecido en el articulado del Real Decreto, de la siguiente forma:

- Definición de las distintas actividades eléctricas y los regímenes aplicables.
- Actividades de Transporte.
- Marco normativo de las actividades de distribución y de los derechos de acometidas.
- Acceso y conexión a las redes de transporte y distribución.
- Actividades de comercialización y consumidores cualificados.
- Contratos de suministro a Tarifa y de acceso a las redes.
- Suspensión del Suministro.
- Equipos de medida y control.
- Calidad de Servicio.
- Autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución.
- Registros administrativos de instalaciones de Producción, de Distribuidores, de Comercializadores y de Consumidores Cualificados.

A tenor de este desarrollo normativo quedan derogadas una serie de Leyes, Decretos y Normativas, de las que, entre otras, se destacan por su importancia:

- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro, de 1954.
- Decreto sobre Autorización de instalaciones eléctricas, de 1966.
- Ley sobre Expropiación Forzosa y Sanciones en materia de instalaciones eléctricas, y su reglamento de 1966.
- Decreto de Acometidas Eléctricas de 1982.

13.3.2. Objetivos

El Real Decreto tiene como objetivo desarrollar el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas en el sector eléctrico, de acuerdo con la Ley del SECTOR ELÉCTRICO, Ley 54/1997 de 27 de noviembre.

En el título I del articulado se define el Objeto del Real Decreto y que tiene como fin establecer el régimen jurídico aplicable a las actividades de Transporte, Distribución, Comercialización y Suministro de energía eléctrica. Asimismo, se establece el régimen de autorización correspondiente a todas las instalaciones eléctricas competencia de la Administración General del Estado y procedimiento de inscripción de los diferentes registros.

13.3.3. Articulado del Real Decreto

El Real Decreto está dividido en ocho títulos y subdividido en doscientos cuatro artículos, a los que se añaden once disposiciones adicionales, trece disposiciones transitorias, una disposición derogatoria y cinco disposiciones finales además de un anexo.

13.4. Normas tecnológicas de la edificación

13.4.1. Introducción y objetivos

Norma tecnológica de la edificación aprobada por el decreto 3565/1972 de 23 de diciembre y desarrollada por la Orden Ministerial de 27 de septiembre de 1974.

El objetivo de esta norma es conseguir un ordenamiento tecnológico con el fin de aumentar las garantías de seguridad y calidad de las instalaciones.

La metodología utilizada para el desarrollo de las normas ha sido el estudio y descripción de cada una basándose en seis apartados:

- Diseño.
- Cálculo.
- Construcción.
- Control.
- Valoración.
- Mantenimiento.

13.4.2. Clasificación de las normas

En la actualidad existen 173 Normas Tecnológicas, que se clasifican en 8 familias divididas en 38 subfamilias.

En cada norma aparecen unas siglas de identificación y un anagrama o símbolo de referencia. Debajo del anagrama aparece el año de publicación en el BOE de la norma.

Las normas y su clasificación son:

- Acondicionamientos de terrenos.
- Cimentaciones.
- Estructuras.
- Particiones.
- Cubiertas.
- Revestimientos.
- Fachadas.
- Instalaciones.

13.4.3. Normas sobre instalaciones

En el apartado de instalaciones aparecen normas que desarrollan todo tipo de instalaciones en edificios, desde las instalaciones de agua a las de gas, electricidad, etc., y que se relacionan a continuación:

- Instalaciones de audiovisuales.
- Instalaciones de climatización.
- Instalaciones de depósitos.
- Instalaciones de electricidad.
- Instalaciones de fontanería.
- Instalaciones de gas.
- Instalaciones de protección.
- Instalaciones de salubridad.
- Instalaciones de transporte.

Cada norma, como se comentaba al principio del epígrafe, sigue una misma estructura, lo que facilita al técnico su lectura y localización en un momento determinado.

En este libro desarrollaremos las normas relativas a instalaciones y de protección eléctrica.

13.4.4. Normas de instalaciones de electricidad y protección eléctrica

Las normas que nos afectan más directamente en un estudio de las instalaciones eléctricas de un edificio son:

NORMA	SIGLAS	Fecha Publicación BOE
Instalaciones de electricidad de Alumbrado Exterior	IEE	12 de agosto de 1978
Instalaciones de electricidad de Alumbrado Interior	IEI	15, 22 y 29 de noviembre de 1975
Instalaciones de electricidad de Puesta a Tierra	IEP	24 de marzo de 1973
Instalaciones de electricidad de Red Exterior	IER	19 de junio de 1984
Instalaciones de electricidad de Centros de Transformación	IET	23 de diciembre de 1983
Instalaciones de Protección de Pararrayos	IPP	1973

Estas normas no son de obligado cumplimiento, a no ser que se pacte su aplicación en el contrato de construcción del edificio. No obstante, por su calidad y claridad son muy utilizadas por los profesionales de la construcción, por lo que hemos creído interesante hacer una pequeña reseña de ellas en este libro.

13.5. Ley de Industria

13.5.1. Introducción y objetivos

La actual Ley de Industria, Ley 21/1992 de 16 de julio, fue aprobada por las Cortes Generales y publicada en el BOE el día 23 de julio de 1993.

Tiene como objetivo establecer normas básicas de ordenación de las instalaciones industriales, fijar los medios y procedimientos para coordinar las competencias en materia de industria y regular la actuación de la Administración del Estado en relación con el sector industrial.

Está basada en la Constitución Española de 1978, adaptada a la incorporación de España a la Unión Europea y a la constitución del mercado interior.

Sustituye a la ley de 24 de noviembre de 1939 de ordenación y defensa de la industria, y a la ley 152/1963 de 2 de diciembre sobre industrias de interés preferente.

13.5.2. Estructura

La ley se estructura en cinco títulos, tres disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, una disposición derogatoria y una disposición final.

El articulado de la ley queda de la siguiente manera:

Título I. Disposiciones generales.

Título II. Promoción, modernización y competitividad industriales.

Título III. Seguridad y calidad industriales.

Capítulo I Seguridad industrial.

Capítulo II Calidad industrial.

Título IV. Registro de establecimientos industriales e información estadística industrial.

Título V. Infracciones y sanciones.

Disposiciones adicionales transitorias y derogatorias.

13.6. Normas particulares de las empresas eléctricas

El artículo 14 del Reglamento de Baja Tensión faculta a las empresas eléctricas distribuidoras de energía eléctrica a proponer normas particulares sobre la construcción y montaje de líneas e instalaciones en general, para conseguir la homogeneidad de las redes de distribución y de las instalaciones de los abonados.

A continuación se resume el citado artículo 14:

Las E.S.E. podrán proponer especificaciones sobre la construcción y montaje de acometidas, líneas generales de alimentación, instalaciones de contadores y derivaciones individuales, señalando en ellas las condiciones técnicas de carácter concreto que sean precisas para conseguir mayor homogeneidad en las redes de distribución y las instalaciones de los abonados.

Dichas especificaciones deberán ajustarse, en cualquier caso, a los preceptos del Reglamento, y deberán ser aprobadas por los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, en caso, de que se limiten a su ámbito territorial, o por centro directivo competente en materia de seguridad industrial del Ministerio de Ciencia y Tecnología y en caso de aplicarse en más de una Comunidad Autónoma, pudiéndose exigir para ello el dictamen de una entidad competente en la materia. Las normas particulares así aprobadas deberán publicarse en el correspondiente Boletín Oficial.

13.7. Real Decreto sobre tarifas eléctricas

Todos los años, a finales del mes de diciembre, se publica en el BOE el Real Decreto sobre tarifas eléctricas, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año siguiente.

13.7.1. Introducción y objetivos

El Real Decreto suele publicarse en el BOE el 29 ó 30 de diciembre, y la Orden Ministerial, si es necesario desarrollar algún aspecto concreto del Real Decreto, se publica en la primera quincena del mes de enero del año siguiente.

El objetivo del Real Decreto es establecer y actualizar las tarifas eléctricas para el año siguiente, de acuerdo con el Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre. Se plantea la subida global del conjunto de las tarifas y cuantas modificaciones y revisiones se consideran necesarias para el siguiente año.

La orden ministerial hace la distribución del aumento promedio global tarifario, especificando los precios de cada tarifa, y además desarrollando, en un anexo de la orden, la definición y aplicación de las tarifas, que no es más que la recopilación de toda la legislación existente sobre tarifas eléctricas.

Este anexo es como el reglamento de aplicación de las tarifas, y se divide en cinco títulos, que a su vez se dividen en apartados o capítulos. El más importante a efectos de facturación y definición de los equipos de medidas de los usuarios es el título I sobre definición y aplicación de las tarifas.

13.8. Reglamento sobre condiciones técnicas y medidas de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación

13.8.1. Introducción

El Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, actualmente en vigor, fue aprobado en Consejo de Ministros y quedó reflejado en el Real Decreto 3275/1982 de 12 de noviembre, y publicado en el BOE nº 268 del 1 de diciembre de 1982.

13.8.2. Objetivos

- Necesidad de aumentar las exigencias en los condicionamientos técnicos debidos al incremento tan grande que han experimentado las potencias instaladas y por tanto las potencias de cortocircuito.
- Necesidad de aumentar las garantías de seguridad y fiabilidad en las instalaciones de corriente alterna de más de 1 kV.
- Crear las Instrucciones Técnicas Complementarias de carácter concreto que desarrollen las prescripciones generales del Reglamento, con objeto de facilitar la adaptación de las normas al progreso tecnológico.

13.8.3. Estructura del reglamento

El actual reglamento consta de tres partes fundamentales, que son:

- Un Decreto Ley.
- El Reglamento propiamente dicho.
- Las Instrucciones Técnicas Complementarias.

El Decreto tiene como anexo el reglamento propiamente dicho, que se aprueba en el artículo primero del decreto.

En el artículo segundo autoriza al Ministerio de Industria a dictar las Instrucciones Técnicas Complementarias.

En el artículo tercero autoriza a la Dirección General de la Energía a establecer prescripciones técnicas si el desarrollo técnico así lo requiriera.

13.8.4. Reglamento

El Reglamento se compone de 16 artículos distribuidos en tres capítulos y una disposición transitoria.

Los capítulos del Reglamento son:

- Capítulo I. Disposiciones generales. Comprende los artículos 1 a 8.
- Capítulo II. Autorizaciones, puesta en servicio, inspección y vigilancia de las instalaciones. Comprende los artículos 9 a 14.
- Capítulo III. Infracciones y Sanciones. Comprende los artículos 15 y 16.

13.8.5. Instrucciones Técnicas Complementarias

Son las instrucciones de carácter concreto, que desarrollan las prescripciones generales del Reglamento, y que fueron aprobadas por la Orden Ministerial de 6 de julio de 1984 con el nombre de MIE - RAT y posteriormente actualizadas en 1984, 1994, 1995 y 1996.

13.9. Reglamento de líneas aéreas eléctricas de alta tensión

13.9.1. Introducción y objetivos

El reglamento técnico de líneas eléctricas aéreas de alta tensión fue aprobado por el Decreto 3151/1968 de 28 de noviembre, y publicado en el BOE el 27 de diciembre de 1968.

Con posterioridad, en 1988, se modificó el artículo 32 a través de una Orden Ministerial.

El objetivo del reglamento es responder a los nuevos avances tecnológicos, tanto desde el punto de vista constructivo como en lo que se refiere a la seguridad de las personas y de las cosas.

13.9.2. Estructura del reglamento

El reglamento consta del Real Decreto del Ministerio de Industria, antes mencionado, y del articulado del reglamento propiamente dicho.

13.9.3. Articulado del reglamento

El reglamento está dividido en 8 capítulos y subdividido en 40 artículos, estructurados de la siguiente forma:

- Capítulo I. Consideraciones generales (art. 1 a 4).
- Capítulo II. Proyecto (art. 5 a 7).
- Capítulo III. Elementos utilizados en las líneas (art. 8 a 13).
- Capítulo IV. Acciones a considerar en el cálculo (art. 14 a 20).
- Capítulo V. Cálculos eléctricos (art. 21 a 26).
- Capítulo VI. Cálculos mecánicos (art. 27 a 31).
- Capítulo VII. Prescripciones especiales (art. 32 a 36).
- Capítulo VIII. Derivaciones, seccionamientos y protecciones (art. 37 a 40).

13.10. Reglamento de instalaciones de protección contra incendios

13.10.1. Introducción y objetivos

El Reglamento de Instalaciones de Protección contra incendios fue aprobado por el Real Decreto 1942/1993 de 5 de noviembre y publicado en el BOE el 14 de diciembre de 1993 y 7 de mayo de 1994.

Está basado en la Norma Básica de la Edificación de 1991 y en la Ley de Industria de 1992.

El objetivo del Reglamento es garantizar que los aparatos, equipos y sistemas, tanto en su instalación como en su mantenimiento, satisfagan los requisitos para que sean útiles en el caso de ser necesario su empleo.

La Orden de 16 de abril de 1998 sobre normas de procedimiento completa dicho reglamento.

13.10.2. Estructura del reglamento

El reglamento está dividido en dos partes: la primera desarrolla propiamente el reglamento y la segunda desarrolla las disposiciones técnicas, tanto de los aparatos como de los sistemas y el mantenimiento de los mismos.

13.10.3. Articulado del reglamento

El Reglamento está compuesto por cuatro capítulos que a su vez se dividen en 19 artículos, 2 apéndices y 2 tablas de aplicación. Los capítulos son:

- Capítulo I. Objetivo y ámbito de aplicación (art. 1).
- Capítulo II. Acreditación del cumplimiento de las reglas de seguridad establecidas en el reglamento (art. 2 a 9).
- Capítulo III. Instaladores y mantenedores (art. 10 a 16).
- Capítulo IV. Instalaciones, puesta en servicio y mantenimiento (art. 17 a 19).
- Apéndices. Características e instalaciones de los aparatos, equipos y sistemas y mantenimiento mínimo de las instalaciones.
- Tablas. Programas de mantenimiento de los materiales de la lucha contra incendios, a realizar por el titular de las instalaciones y por el instalador.

13.11. Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales

13.11.1. Introducción y objetivos

La Norma Básica de la Edificación NBE-CPI 96: Condiciones de protección contra incendios en los edificios, aprobada por R.D. 2.177/1.996, de 4 de octubre, establece las condiciones que deben reunir los edificios, excluidos los de uso industrial, para proteger a sus ocupantes frente a los riesgos originados por un incendio y para prevenir daños a terceros.

Con el fin de completar la regulación de las condiciones de protección contra incendios en los establecimientos industriales con carácter horizontal, es decir, de aplicación a cualquier sector de la actividad industrial, se dicta el presente reglamento, al objeto de conseguir un grado suficiente, de la seguridad contra incendios en los citados establecimientos industriales.

Con fecha 30 de julio de 2001 sale publicado en el BOE, el R.D. 786/2.001, de 6 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales.

13.11.2. Estructura del reglamento

El Reglamento se divide en dos partes: la primera en la que se describe el R.D. y la segunda en el propio reglamento, estando dividido éste en seis capítulos y cuatro apéndices.

13.11.3. Articulado del reglamento

Los capítulos que forman el reglamento son:

- Capítulo I. Objeto y ámbito de aplicación.
- Capítulo II. Régimen de implantación, construcción y puesta en servicio.
- Capítulo III. Inspecciones periódicas.
- Capítulo IV. Actuación en caso de incendio.
- Capítulo V. Condiciones y requisitos que deben satisfacer los establecimientos industriales en relación con su seguridad contra incendios.
- Capítulo VI. Responsabilidades y Sanciones.
- Apéndice 1. Caracterización de los establecimientos industriales en relación con la Seguridad contra incendios.
- Apéndice 2. Requisitos constructivos de los establecimientos industriales según su configuración, ubicación y nivel de riesgo intrínseco.
- Apéndice 3. Requisitos de las instalaciones de protección contra incendios de los establecimientos industriales.
- Apéndice 4. Relación de Normas UNE de obligado cumplimiento en la aplicación del reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.

13.12. Ley del sector eléctrico

La Ley del sector eléctrico LSE fue sancionada por el Jefe del Estado el día 27 de noviembre de 1997 y publicada en el BOE el día 28 de noviembre de 1997, con la referencia Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Esta nueva ley sustituye a la anterior *Ley 40/1994 de 30 de diciembre*, sobre Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

13.12.1. Objetivos

Según se describe en la exposición de motivos de la Ley se definen tres objetivos básicos y tradicionales en este sector:

- Garantizar el suministro eléctrico a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional.
- Garantizar la calidad del suministro.
- Garantizar que se realice el suministro al menor coste posible.

Todo ello sin olvidar la protección del medio ambiente.

Asimismo, en el Título I de la presente ley se plantea, como finalidad de la misma, la regulación de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica para:

Adecuar el suministro de energía a las necesidades de los consumidores.

La racionalización, la eficiencia y la optimización de estas actividades.

13.12.2. Estructura de la Ley

La ley consta de:

Una introducción o exposición de motivos que justifica la promulgación de la Ley.

Sesenta y siete artículos, distribuidos en 10 títulos que desarrollan la Ley.

Catorce disposiciones adicionales que contemplan el articulado y que modifican algunos artículos y capítulos de leyes en vigor.

Dieciséis disposiciones transitorias que marcan los plazos de entrada en vigor de algunos de los preceptos de esta Ley y las pautas a seguir hasta que se elaboren las normas que desarrollan la misma.

Una disposición derogatoria que deroga todas las leyes y decretos que se oponen a la presente Ley, sin perjuicio de las disposiciones transitorias.

Dos disposiciones finales que definen el carácter de la ley y autorizan al gobierno a dictar las disposiciones que desarrollen el articulado y las ejecuten.

13.12.3. Articulado

Dada la importancia de esta Ley se van a enumerar los 67 artículos que la componen:

Exposición de motivos.

Título I. Disposiciones generales. Competencia administrativa y planificación eléctrica.

Artículo 1.- Objeto.

Artículo 2.- Régimen de las actividades.

Artículo 3.- Competencias administrativas.

Artículo 4.- Planificación eléctrica.

Artículo 5.- Coordinación con planes urbanísticos.

Artículo 6.- Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

Artículo 7.- Consejo Consultivo de la Comisión.

Artículo 8.- Funciones de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

Título II.- Ordenación del Suministro.

Artículo 9.- Sujetos.

Artículo 10.- Garantía del suministro.

Artículo 11.- Funcionamiento del sistema.

Artículo 12.- Actividades en territorios insulares y extrapeninsulares.

Artículo 13.- Intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad.

Artículo 14.- Separación de actividades.

Título III.- Régimen económico.

Artículo 15.- Retribución de las actividades reguladas por la Ley.

Artículo 16.- Retribución de las actividades y funciones del sistema.

Artículo 17.- Tarifas eléctricas.

Artículo 18.- Peajes de transporte y distribución.

Artículo 19.- Cobro y liquidación de las tarifas y precios.

Artículo 20.- Contabilidad e información.

Título IV.- Producción de energía eléctrica.

Capítulo I.- Régimen ordinario.

Artículo 21.- Actividades de producción de energía eléctrica.

Artículo 22.- Aprovechamientos hidráulicos necesarios para la producción de energía eléctrica.

Artículo 23.- Mercado de producción. Sistema de ofertas.

Artículo 24.- Demanda y contratación de la energía producida.

Artículo 25.- Excepciones del sistema de ofertas.

Artículo 26.- Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica.

Capítulo II.- Régimen especial.

Artículo 27.- Régimen especial de producción eléctrica.

Artículo 28.- Autorización de la producción en régimen especial.

Artículo 29.- Destino de la energía producida en régimen especial.

Artículo 30.- Obligaciones y derechos de los productores en régimen especial.

Artículo 31.- Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

Título V.- Gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

Artículo 32.- La gestión económica y técnica.

Artículo 33.- Operador del mercado.

Artículo 34.- Operador del sistema.

Título VI.- Transporte de energía eléctrica.

Artículo 35.- La red de transporte de energía eléctrica.

Artículo 36.- Autorización de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

Artículo 37.- Contenido de las autorizaciones de instalaciones de transporte.

Artículo 38.- Acceso a las redes de transporte.

Título VII.- Distribución de energía eléctrica.

Artículo 39.- Regulación de la distribución.

Artículo 39.- Regulación de la distribución.

Artículo 40.- Autorización de instalaciones de distribución.

Artículo 41.- Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras.

Artículo 42.- Acceso a las redes de distribución.

Artículo 43.- Líneas directas.

Título VIII.- Suministro de energía eléctrica.

Capítulo I.- Suministro a los usuarios y gestión de la demanda eléctrica.

Artículo 44.- Suministro.

Artículo 45.- Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras y comercializadoras en relación al suministro.

Artículo 46.- Programas de gestión de la demanda.

Artículo 47.- Planes de ahorro y eficiencia energética.

Capítulo II.- Calidad del suministro eléctrico.

Artículo 48.- Calidad del suministro eléctrico.

Artículo 49.- Potestad inspectora.

Artículo 50.- Suspensión del suministro.

Artículo 51.- Normas técnicas y de seguridad de las instalaciones eléctricas.

Título IX.- Expropiación y servidumbres.

Artículo 52.- Utilidad pública.

Artículo 53.- Solicitud de la declaración de utilidad pública.

Artículo 54.- Efectos de la declaración de utilidad pública.

Artículo 55.- Derecho supletorio.

Artículo 56.- Servidumbre de paso.

Artículo 57.- Limitaciones a la constitución de servidumbre de paso.

Artículo 58.- Relaciones civiles.

Título X.- Infracciones y sanciones.

Artículo 59.- Principios generales.

Artículo 60.- Infracciones muy graves.

Artículo 61.- Infracciones graves.

Artículo 62.- Infracciones leves.

Artículo 63.- Determinación de las sanciones.

Artículo 64.- Sanciones.

Artículo 65.- Procedimiento sancionador.

Artículo 66.- Competencia para imponer sanciones.

Artículo 67.- Prescripción.

Disposiciones adicionales.

Disposiciones transitorias.

Disposiciones derogatorias.

Disposiciones finales.

13.13. Otras normas legales

A continuación se relacionan otras normas legales que el profesional deberá tener presentes en algunas ocasiones a la hora de diseñar o realizar algunas instalaciones:

● Código Civil.

● Ley 10/1966 de 18 de marzo sobre expropiación forzosa y sanciones en materia de instalaciones eléctricas.

● Ley de febrero de 1993 sobre procedimiento administrativo.

● Decreto 26/7/1966 de 20 de octubre sobre autorización de instalaciones eléctricas.

● Norma Básica de la Edificación NBE-CPI 96: Condiciones de protección contra incendios en los edificios.

● Decreto 31/2003, de 13 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento de Prevención de Incendios de la Comunidad de Madrid y publicado en el BOCM de fecha 21 de marzo de 2003.

● Ordenanza General de Protección del Medio Ambiente Urbano. Publicada en el BOCM el 18 de diciembre de 2002.

Actividades y prácticas propuestas

1. Averiguar las variaciones que se puedan haber producido en las Leyes, Decretos y Reglamentos descritos en este capítulo, a partir de junio de 1998, utilizando como fuentes de información el Boletín Oficial del Estado, las Delegaciones Provinciales de Industria, las Asociaciones de Instaladores, los Colegios profesionales, las empresas eléctricas de la provincia, etc.
2. Conocer las normas o disposiciones reglamentarias de tu Comunidad Autónoma, respecto a:
 - ❖ Instalaciones de enlace de edificios de viviendas.

- ❖ Revisión y mantenimiento de los centros de transformación.
- ❖ Revisión y mantenimiento de las líneas aéreas de alta tensión.
- ❖ Normativa específica sobre locales de pública concurrencia.
- ❖ Normas de protección contra incendios (de la Comunidad y del Ayuntamiento).

Bibliografía

- Normas particulares de IBERDROLA.
- Normas particulares de UNIÓN FENOSA.
- Normas particulares de Compañía Sevillana de Electricidad.
- Normas y directrices de trabajo de Amys. UNESA.
- Instalaciones de Puesta a Tierra para Centros de Transformación de 3ª Categoría. UNESA.
- Puestas a tierra en edificios e instalaciones. Toledano y Martínez. Editorial Paraninfo.
- Acometidas eléctricas. Toledano y Luna. Editorial Thomson Paraninfo.
- Curso sobre el REBT. Editorial ITP-Paraninfo.
- Cables eléctricos aislados. Llorente. Editorial Thomson Paraninfo.
- Manual técnico de Pirelli.
- Instalaciones eléctricas en edificios. Guerrero. Mc Graw Hill.
- Boletines de reconocimiento para A.T. Consejería de Industria de Castilla-La Mancha.
- Boletín de instalaciones eléctricas. Comunidad de Madrid.
- Biblioteca de libros técnicos eléctricos. Editorial Ceac.
- Manuales autodidácticos. Editorial Ceac.
- Instalaciones Eléctricas. Seip.- Siemens.- Editorial Marcombo.
- Tarifas Eléctricas.
- Publicación sobre tarifas eléctricas de IBERDROLA 2003.
- Tarifas Eléctricas: legislación y aplicaciones. Toledano - Ortiz. McGraw Hill. 1993.
- Libros y cuadernos técnicos del Grupo Schneider S.A.
- Manual de mantenimiento de Instalaciones. Roldán Vilorio. Editorial Thomson Paraninfo.
- Sistemas polifásicos. González - Toledano. Editorial Thomson Paraninfo.
- Manual técnico de UNEX.
- Reglamento de Baja Tensión. Editorial Thomson Paraninfo.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en las Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Editorial Thomson Paraninfo.
- Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión. Editorial Thomson Paraninfo.
- Norma UNE 20.460.
- Decreto sobre tarifas eléctricas de diciembre de 2002.
- Orden Ministerial sobre tarifas de 12 de enero de 1995.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Técnicas y procesos en las instalaciones eléctricas de media y baja tensión. Sanz-Toledano-Iglesias. Editorial Thomson Paraninfo.
- Proyectos para el desarrollo de instalaciones eléctricas de distribución. Sanz-Toledano. Editorial Thomson Paraninfo.

Terminología

A continuación, se recogen los vocablos más utilizados en el campo de las redes de distribución, de los centros de transformación y de las instalaciones eléctricas en general, y que se han utilizado a lo largo de los capítulos de este libro.

Acometida: Es la línea comprendida entre la red de distribución de la empresa eléctrica y la caja o cajas generales de protección.

Acometida en baja tensión: Parte de la instalación comprendida entre la red de distribución de la empresa eléctrica y la caja general de protección.

ADAE: Asociación de aplicaciones de la electricidad.

AEE: Asociación electrotécnica española.

Ahorro de energía: Conjunto de medidas que se adoptan para obtener el máximo rendimiento de las instalaciones y de los aparatos.

Aislador: Pieza de material aislante que sirve para soportar conductores o equipos eléctricos.

Aislamiento funcional: Aislamiento que llevan los aparatos eléctricos contra los contactos indirectos.

Aislante: Material no conductor, que ofrece una gran resistencia al paso de la corriente eléctrica.

Alta sensibilidad: En los interruptores diferenciales, dícese de aquellos cuya intensidad máxima de defecto admisible es de 30 mA.

Alta Tensión: Suministros de energía a una tensión superior a 1.000 V.

Alta Tensión: Se considera Alta Tensión toda tensión nominal superior a 1 kV.

Amperio: Unidad de intensidad eléctrica, que equivale al paso de una corriente de un culombio en un segundo.

Arqueta de conexión: Elemento de obra o prefabricado que se utiliza para proteger el punto de puesta a tierra de un edificio y hacerlo registrable.

Autoválvulas: Son pararrayos de resistencia variable (no lineal) utilizados para la protección contra sobretensiones.

Avería: Anomalía en una instalación o en los receptores.

Baja tensión: Suministros de energía a una tensión inferior a 1.000 V.

Base de enchufe: Véase toma de corriente.

Bases tripolares verticales BTV: Modalidad de caja general de protección.

Cable: Conjunto formado por uno o varios hilos conductores. Por lo general, son de cobre o aluminio.

Cable multipolar: Conjunto formado por dos o más cables conductores aislados entre sí, con envoltorio común.

Cables ignífugos: Resistente a los incendios.

Caja General de Protección C.G.P.: Caja en la que se alojan los elementos de protección de la línea repartidora.

Canaladura: En un edificio de viviendas, la canalización vertical que alberga las derivaciones individuales.

Canalización: Elemento de obra o prefabricado que alberga a uno o varios conductores eléctricos, con sus fijaciones, protecciones mecánicas, etc.

CEI: Comisión electrotécnica internacional.

CENELEC: Comité europeo de normalización electrotécnica.

Centralización de contadores: Módulo prefabricado que se coloca en un armario o local de características determinadas, donde se concentran los contadores y las protecciones de las derivaciones individuales de un edificio.

Centro de reflexión: Centro que garantiza la alimentación de las líneas de A.T. que en él concurren, procedentes de una subestación o de un centro de reparto.

Centro de reparto: Centro fuertemente alimentado, en el que una o más líneas de A. T. se derivan de otras de la misma tensión.

Centro de transformación: Local en el que se alojan uno o más transformadores y la aparamenta necesaria, tanto las celdas de media tensión como los cuadros de baja tensión.

Centro de transformación: Centro alimentado por una línea de distribución en A.T., que reduce la tensión a 230/400 V, y del cual parten las líneas de distribución de B.T.

Circuito interior: Conjunto de conductores, tomas de corriente y punto de utilización, que partiendo del cuadro general de mando y protección están protegidos por un mismo automático.

Clavija: Accesorio que permite conectar un aparato eléctrico a la toma de corriente.

Conductor de fase: Es el que está en tensión respecto de tierra.

Coefficiente de demanda: Véase coeficiente de simultaneidad.

Complementos tarifarios: Bonificaciones o recargos que se aplican sobre la tarifa básica (discriminación horaria, energía reactiva, etc.).

Conductividad: Característica de los materiales que se caracteriza por permitir fácilmente el paso de la corriente. Los materiales con alta conductividad son buenos conductores.

Conductor: Todo material capaz de conducir la energía eléctrica.

Por acepción, los hilos o conjuntos de hilos que transportan la energía eléctrica.

Conductor activo: Conductores encargados de conducir la energía eléctrica en una instalación, y su retorno. Esta acepción se aplica tanto a los conductores de fase como a los de neutro.

Conductor de protección: Parte integrante de la red de tierra de un edificio, es la parte que une las masas de los aparatos con la línea principal o secundaria de tierra. Es de color amarillo y verde a rayas.

Conductor de reducida emisión de gases corrosivos: Conductor que al arder no emite gases corrosivos.

Conductor de reducida emisión de gases tóxicos: Conductor que al arder no emite gases tóxicos.

Conductor de reducida emisión de humos opacos: Conductor que al arder emite una pequeña cantidad de humos que impiden la visibilidad (no pueden disminuir la visibilidad más de un 25%).

Conductor neutro: Conductor conectado al punto neutro de una red. Su tensión debe ser 0 voltios respecto de tierra, o muy cercano a este valor.

Conductor no propagador de incendio: Conductor que durante un incendio no emite gases inflamables.

Conductor no propagador de la llama: Conductor que no colabora en la propagación de la llama.

Conductor resistente al fuego: Conductor que continúa en funcionamiento un mínimo de tres horas después de declararse un incendio.

Conexión equipotencia: Conexión que pone al mismo potencial dos partes de una instalación.

Conexiones equipotenciales: Conexión de masas metálicas y elementos conductores entre sí, para que estén todos a la misma tensión.

Consumo: Cantidad de kWh consumidos por un receptor.

Contacto directo: Contacto de personas o animales con una parte activa de la instalación o de los materiales a ella conectados.

Contacto indirecto: Contacto de personas o animales con masas metálicas puestas accidentalmente en tensión por falta de aislamiento o avería.

Contador: Aparato que mide el consumo de energía eléctrica de una instalación en kWh.

Contador de activa: Contador que mide la energía activa consumida en una instalación.

Contador de reactiva: Contador que mide la energía reactiva que se produce en una instalación.

Contador de triple tarifa: Contador de activa que consta de tres integradores y discrimina el consumo en horas punta, llano y valle. Necesita la instalación de un reloj.

Contador doble tarifa: Contador de activa que tiene dos integradores y discrimina los consumos de punta y resto; los consumos de día y nocturnos, etc. Necesita la instalación de un reloj.

Contratación: Relación técnico comercial entre la empresa eléctrica y el cliente, que regula el suministro y consumo de energía eléctrica.

Contrato: Véase póliza de abono.

Corriente: Acepción normal con la que se conoce el paso de energía eléctrica.

Corriente alterna: Es aquella en la que los electrones cambian de sentido periódicamente. El número de veces que cambia de sentido en un segundo se llama frecuencia. En España la corriente alterna que se distribuye tiene una frecuencia de 50 ciclos por segundo.

Corriente continua: Es aquella en la que los electrones circulan siempre en la misma dirección.

Corriente de actuación: Véase corriente de disparo.

Corriente de contacto: Corriente de defecto que pasa accidentalmente a través del cuerpo humano.

Corriente de cortocircuito: Valor máximo de la corriente que puede soportar un elemento de la red, durante una corta duración especificada, sin deteriorarse.

Corriente de disparo: En un diferencial, valor de intensidad que indica a partir de qué valor tiene que disparar.

Corriente de falta: Corriente que circula por la red de tierra o por caminos distintos de los conductores activos debido a una falta de aislamiento o a contactos accidentales de partes activas con masas metálicas.

Corrientes de defecto: Véase corrientes de falta.

Corrosión: En las instalaciones de puesta a tierra, agresión química que sufren los electrodos por la acción del terreno.

Cortacircuito: Mecanismo que se coloca al principio de los circuitos eléctricos para cortar la corriente y protegerles de las sobreintensidades.

Cortocircuito: Conexión accidental en una instalación entre dos fases distintas o entre fase y neutro.

Cuadro General de Mando y Protección: Cuadro que se coloca al principio de la instalación interior, y que alberga todos los dispositivos de protección de la instalación: PIAs, diferenciales, etc.

Cuarto de contadores: Local reservado para alojar la o las centralizaciones de contadores.

Choque eléctrico: Impacto de energía eléctrica en el cuerpo humano.

Defecto a tierra: Falta de aislamiento, y por tanto, contacto accidental entre partes activas de una instalación y la masa metálica de un aparato o mecanismo.

Densidad de corriente: Relación que existe entre la intensidad que circula por un conductor y su sección.

Derechos de acometida: Compensaciones económicas que perciben las empresas eléctricas por las nuevas instalaciones de extensión y de responsabilidad de las instalaciones existentes, necesarias para el nuevo suministro o ampliación del existente.

Derechos de enganche: En los derechos de acometida, cantidad que se paga por conectar la instalación a la red.

Derechos de verificación: En los derechos de acometida, cantidad que se paga por la comprobación y verificación de las instalaciones antes de conectarlas a la red.

Derivación individual: Parte de la instalación de enlace que une el contador con el cuadro general de mando y protección. Es el inicio de la propiedad de la instalación de cada cliente.

Disparos intempestivos: En un diferencial, disparos por debajo de la corriente de disparo producidos por perturbaciones de la red.

Dispositivo de medida: Es el elemento móvil del aparato de medida.

Dispositivo indicador: Elemento del sistema de medida asociado a la escala, que indica la posición del elemento móvil del aparato.

Electrodo de tierra: Parte de la instalación de tierra constituido por un elemento metálico, en perfecto contacto con el terreno, por el que disiparán las corrientes de falta o de origen atmosférico.

Electrodomésticos: Aparatos eléctricos que se utilizan en el hogar para realizar funciones domésticas.

EN: Norma Europea.

Enchufe: Véase toma de corriente.

Energía activa: Energía eléctrica que se caracteriza porque la tensión y la intensidad están en fase.

Energía eléctrica: Capacidad que tiene la electricidad (el paso de la corriente eléctrica) para producir trabajo. Se define como el trabajo que realiza un aparato de potencia W en el tiempo h . Su unidad es el kWh. Se mide en el contador.

Energía reactiva: Energía eléctrica que se caracteriza porque la intensidad y la tensión están desfasadas 90° . No produce trabajo útil.

Enganche: Conexión de una instalación nueva a la red de distribución de la empresa eléctrica.

Enganchar: Operación de conectar la instalación a la red de la empresa eléctrica.

Equipo de medida: Conjunto de contadores, relojes, transformadores de intensidad, etc., que controla y mide el consumo de energía eléctrica de un cliente.

Escala: Parte del aparato de medida compuesto por un conjunto de graduación o numeración donde se indica el valor de la magnitud.

Extensión: Son las instalaciones nuevas que hay que realizar.

Factor de demanda: Véase coeficiente de simultaneidad.

Factor de potencia: Relación entre el consumo de energía activa y energía reactiva. Se mide por el coseno de ϕ ($\cos \phi$).

Fase: En corrientes trifásicas cada una de las corrientes monofásicas que forman el suministro y que están desfasadas entre sí 120° .

Fibrilación muscular: Cuando la trayectoria de la energía eléctrica al atravesar el cuerpo humano pasa por el músculo cardíaco, las fibras musculares pierden su sincronismo.

Frecuencia: Véase corriente alterna.

Fuga: Véase corriente de falta.

Fusible: Elemento de protección que se coloca en las instalaciones para protegerlas contra sobreintensidades y sobrecargas (véase cortacircuitos).

Grado de electrificación: Clasificación eléctrica que da el Reglamento de Baja Tensión a las viviendas en función de su instalación o equipamiento eléctrico.

Grados de protección: Clasificación de las protecciones que se pueden establecer para protegerse de las influencias externas.

HD: Documento armonizado.

Hojas de interpretación: Anexos en forma de hojas con comentarios a algunas instrucciones del REBT.

Impedancia corporal: Resistencia o impedancia total que ofrece el cuerpo humano al paso de la corriente.

Indicador analógico: Es el aparato en el que la unidad a medir viene indicada por una aguja o un índice.

Indicador digital: Es el aparato en el que la unidad a medir viene indicada por un número.

Instalación de enlace: Es la que une la red de distribución de energía eléctrica de las empresas eléctricas con las instalaciones receptoras de los clientes. Se compone de: acometida, Caja General de Protección, línea repartidora, centralización de contadores y derivaciones individuales.

Instalación interior: Conjunto de circuitos que parten del cuadro general de mando y protección, así como de los mecanismos y puntos de utilización que dependen de ellos.

Instalaciones de extensión: Son las instalaciones que es necesario realizar, desde las redes existentes de la empresa eléctrica, para atender a un nuevo suministro.

Instalaciones de obra: Instalaciones temporales que se realizan para dar suministro a las obras, y que deben ser retiradas una vez concluidas las mismas.

Instalaciones de responsabilidad: En las acometidas, dicese de las instalaciones ya existentes que se van a utilizar en el suministro.

Intensidad: Unidad eléctrica que determina la cantidad de electricidad que pasa por un conductor en la unidad de tiempo. La unidad es el amperio (véase amperio).

Interruptor: Mecanismo eléctrico que se utiliza para conectar o desconectar una parte fija de una instalación.

Interruptor: Aparato dotado de poder de corte, destinado a efectuar la apertura y el cierre de un circuito.

Interruptor - Seccionador: Es un interruptor que en la posición de abierto satisface las condiciones de aislamiento especificadas para un seccionador.

Interruptor automático: Es un interruptor capaz de establecer, mantener e interrumpir la intensidad de la corriente de servi-

cio, o interrumpir automáticamente o establecer, en condiciones predeterminadas, intensidades de corriente anormalmente elevadas, tales como las de cortocircuito.

Interruptor de control de potencia I.C.P.: Aparato de medida que controla la potencia máxima que se puede demandar en un suministro en función de la potencia contratada por el cliente.

Interruptor diferencial: Mecanismo de protección que se utiliza para proteger a las personas y animales de los contactos directos e indirectos desconectando la instalación en caso de corrientes de defecto.

Interruptor general automático IGA: Interruptor magnetotérmico general para la vivienda o local. Se coloca inmediatamente después del diferencial. Protege la derivación individual.

Inversión de extensión: Son las inversiones que se realizan para poder ejecutar las instalaciones de extensión.

Inversión de responsabilidad: En los derechos de acometida, es la parte proporcional de la inversión que en su día realizó la empresa eléctrica de las instalaciones ya existentes, excluidas las de generación.

Inversión total: Suma de los términos de inversión de extensión y de inversión de responsabilidad.

Kilovatio: Unidad eléctrica que mide la potencia de un aparato. Equivale a 1.000 vatios.

Kilovatio hora: Unidad de energía que mide el consumo de un aparato o electrodoméstico. Se mide con el contador.

LI: Ley de industria.

Línea de enlace con tierra: Parte de la red de tierra de un edificio, que une los electrodos con los puntos de puesta a tierra.

Línea general de alimentación: Parte de la instalación de enlace, y es la línea que une la caja general de protección con la centralización de contadores.

Línea principal de tierra: Parte de la red de tierra de un edificio, que une los puntos de puesta a tierra con las masas metálicas o las carcasas de los receptores.

Líneas de distribución en A.T.: Línea en A.T., usualmente en 15, 20 o 30 kV, que partiendo de una subestación, de un centro de reparto o del final de la derivación en A.T., alimenta los centros de transformación.

LOSEN: Ley de ordenación del sistema eléctrico nacional.

Malla: En la instalación de tierra de un edificio, la unión de los pilares del edificio y la red de conductores y picas de la red de tierras del edificio, para lograr una gran red equipotencial.

Masa: Parte metálica de un aparato que está aislada de las partes activas.

Maxímetro: Aparato de medida que registra la máxima potencia demandada en una instalación a lo largo de un mes. El aparato señala la máxima potencia media registrada en períodos de 15 minutos, por lo que no se reflejan las máximas instantáneas.

Medir una magnitud: Es hallar el número de veces que la unidad de medida está contenida en la magnitud a medir.

Monofásico: Suministro que se realiza con una fase y un neutro.

Motor: Aparato que transforma la energía eléctrica en energía mecánica.

Neutro: Véase conductor neutro.

NTE: Norma Tecnológica de la Edificación.

Ohmio: Unidad eléctrica que mide la resistencia eléctrica de los materiales al paso de la corriente eléctrica. Su símbolo es la letra griega Ω .

Par antagonista: Elemento del aparato de medida que se opone al par motor del aparato para evitar que el índice del aparato se desvíe fuera del margen de escala.

Pararrayos: Elemento de protección que se utiliza para proteger a los edificios de las descargas de origen atmosférico.

Partes activas: Conductores y piezas metálicas de la instalación o de los aparatos que se encuentran en tensión durante su funcionamiento.

Pequeño interruptor automático P.I.A.: Mecanismo destinado a proteger a las instalaciones y a los receptores contra sobrecargas y cortocircuitos, desconectando la instalación.

Pica: En la instalación de tierra de un edificio, electrodo de tierra alargado que se introduce en el terreno para canalizar hacia el mismo las corrientes de defecto.

Placa: En la instalación de tierra de un edificio, electrodo de tierra rectangular que ofrece una gran superficie en contacto con el terreno.

Póliza de abono: Documento que se firma en el momento de contratación del suministro de energía eléctrica, y donde se especifican las condiciones del suministro y los derechos y obligaciones de la empresa eléctrica y del cliente.

Poner a tierra: Unión de una masa metálica o carcasa de un receptor al circuito de puesta a tierra del edificio.

Potencia: Unidad eléctrica que define la capacidad de los aparatos eléctricos de producir trabajo. La unidad de medida es el vatio (W).

Potencia base de facturación: Es la potencia que se utiliza para facturar el término de potencia en el caso de utilizar máxímetros.

Potencia contratada: Es la potencia que contrata el cliente con la empresa eléctrica.

Potencia de cálculo: Es la potencia que se va a demandar en una instalación en las condiciones más desfavorables, y es la que se usa para el cálculo y diseño de la instalación.

Potencia demandada: Es la potencia eléctrica que va a demandar un receptor en condiciones normales de funcionamiento.

Potencia instalada: Es el resultante de sumar las potencias de todos los receptores conectados a una instalación.

Potencia máxima admisible: Es la máxima potencia que realmente puede transportar una instalación en las condiciones finales de montaje.

Potencia nominal: Es la potencia que va a definir el receptor eléctrico.

Puesta a tierra de protección: Es la conexión directa a tierra de las partes conductoras de los elementos de una instalación no

sometidos normalmente a tensión eléctrica, pero que pudieran ser puestos en tensión por averías o contactos accidentales, a fin de proteger a las personas contra contactos con tensiones peligrosas.

Puesta a tierra de servicios: Es la conexión que tiene por objeto unir a tierra temporalmente parte de las instalaciones que están normalmente bajo tensión o permanentemente ciertos puntos de los circuitos eléctricos de servicios.

Punto de entronque: Lugar de la red de distribución de la empresa eléctrica donde se entrega el suministro a un cliente.

Punto de puesta a tierra: Parte de la instalación de tierra de un edificio, colocada fuera del terreno, y que une la línea de enlace con tierra con la línea principal de tierra.

Quemadura por arco: Quemadura profunda debido a la intensidad del arco eléctrico.

Quemadura por contacto: Quemadura que se produce al tocar un elemento eléctrico caliente.

RAE: Reglamento de acometidas eléctricas.

RAEM: Reglamento de aparatos de elevación y manutención.

RAT: Reglamento de líneas aéreas de alta tensión.

RBE: Reglamento electrotécnico para baja tensión.

RCAS: Reglamento de instalaciones de calefacción y agua caliente sanitaria.

RCE: Reglamento de centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

REBT: Véase RBE.

Receptor: Cualquier aparato capaz de funcionar con energía eléctrica.

Recibo: Impreso normalizado por el BOE en el que se factura la energía eléctrica.

Red de distribución: Conjunto de conductores, propiedad de la empresa eléctrica, que lleva el suministro de energía a los lugares de consumo. Las redes pueden ser de media o baja tensión y aéreas o subterráneas.

Red de tierra: Instalación de protección, independiente de la instalación eléctrica del edificio, que tiene como misión conducir a tierra las corrientes de falta o de origen atmosférico.

Red equipotencial: Elemento de protección formado por un conjunto de conductores que unen todos los elementos metálicos de un local o recinto o habitación, evitando de esta forma la aparición de diferencias de potencial entre éstos. Ejemplo: la red equipotencial de los cuartos de baño.

Relé: Mecanismo que se utiliza para conmutar un circuito al recibir señales eléctricas.

Resistencia de paso a tierra: En una instalación de puesta a tierra, es el valor, en ohmios, de la resistencia del contacto electrodo terreno, que se opone al paso de la corriente de falta al terreno.

Resistencia eléctrica: Es la mayor o menor oposición que ofrece un conductor al paso de la corriente eléctrica. La unidad es el ohmio.

Resistividad: Característica eléctrica de los materiales que se oponen al paso de la corriente eléctrica. Los materiales con una gran resistividad son aislantes.

RIPI: Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.

RVE: Reglamento de verificaciones eléctricas y regularidad en el suministro.

Sacudida eléctrica: Contacto único y breve que origina una contracción muscular.

Seccionado: Mecanismo que interrumpe la continuidad de un conductor.

Seccionador: Elemento mecánico de conexión que, por razones de seguridad en posición abierto, asegura una distancia de seccionamiento que satisface a condiciones especificadas.

Seccionador de puesta a tierra: Aparato de conexión para poner a tierra parte de un circuito o instalación.

Sistema de cuadro móvil: Sistema de medida que se basa en un imán permanente fijo que se ve influenciado por cuadros móviles recorridos por corrientes eléctricas.

Sistema de imán fijo y bobina: Sistema de cuadro móvil.

Sistema de imán móvil: Sistema de medida que se basa en una bobina fija recorrida por corriente eléctrica y un imán permanente móvil.

Sistema de inducción de tambor: Sistema de campo giratorio.

Sistema Ferrari: Sistema de campo giratorio.

Sistema ferromagnético: Sistema de hierro móvil.

Sistema magneto eléctrico: Sistema de cuadro móvil.

Sistemas bimetalicos: Sistemas de medida que se basan en la diferente dilatación de dos metales de distinto coeficiente de dilatación.

Sistemas de amortiguación: Elemento del aparato de medida que se utiliza para que las partes móviles del aparato adopten rápidamente la posición definitiva.

Sistemas de campo giratorio: Sistemas de medida que se basan en un sistema de inducción en el que hay un tambor de aluminio que gira libremente.

Sistemas de hierro móvil: Sistemas de medida que se basan en el movimiento de una pieza móvil ferromagnética.

Sistemas de inducción: Sistemas de medida que se basan en la acción de circuitos inductores fijos sobre las corrientes inducidas en piezas conductoras móviles.

Sistemas de protección: Diferentes sistemas que se pueden utilizar para evitar el choque eléctrico.

Sistemas electrodinámicos: Sistemas de medida que se basan en las fuerzas de atracción o repulsión de dos conductores paralelos atravesados por corrientes eléctricas.

Sistemas electrostáticos: Sistemas de medida que se basan en la influencia de fuerzas electrostáticas.

Sistemas térmicos: Sistemas de medida que se basan en la dilatación de los metales por el aumento de la temperatura.

Sistemas térmicos de hilo: Sistemas de medida que se basan en la dilatación de un hilo de metal.

Sobrecarga: Dícese, en un circuito, cuando la potencia de los aparatos a él conectados es superior a su capacidad.

Sobretensión: Tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica superior al valor máximo que puede existir entre ellos en servicio normal.

Solicitante de extensión: Persona física o jurídica que solicita las instalaciones de extensión.

Subestación: Centro transformador para reducción de la tensión, con alimentación y salida en A.T.

Tarifa de estructura binomia: Tarifa eléctrica que se factura a base de los términos de potencia y de energía.

Tarifa nocturna: Discriminación horaria especial de la tarifa 2.0.

Tarifas: Disposiciones oficiales que regulan la facturación de energía eléctrica y que definen, a través del BOE, los precios de los términos de potencia y de energía, así como los complementos y características de aplicación.

Tensión: O diferencia de potencial, es una unidad eléctrica que nos mide la diferencia de voltaje entre las partes activas de un circuito. La unidad es el voltio (V).

Tensión de contacto: Es la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteadada por una persona entre la mano y el pie (considerando un metro) o entre ambas manos.

Tensión de paso: Es la parte de la tensión a tierra que puede ser puenteadada por un ser humano entre los dos pies, considerándose el paso de una longitud de un metro.

Tensión de seguridad: Tensiones iguales o inferiores a 24 V (húmedos) o 50 V (secos) que garantizan la seguridad de las personas.

Tensión de servicio: Tensión que realmente existe en un punto de una instalación.

Tensión nominal: Tensión a la que están fabricados y funcionan correctamente los receptores y los mecanismos.

Término de energía: Cantidad que se factura en los recibos en función de los kWh consumidos.

Término de potencia: Cantidad que se cobra en los recibos en función de la potencia contratada por el cliente.

Tiempo de contacto: Tiempo, en milisegundos, que dura un contacto eléctrico.

Toma de corriente: Accesorio unido a los conductores de la instalación interior, y a los que se conectan las clavijas de los aparatos para su utilización.

Toma de tierra: Parte de la instalación de tierra de un edificio, formada por los electrodos, la línea de enlace con tierra y el punto de puesta a tierra.

Transformador: Máquina estática que se utiliza para elevar o reducir la tensión eléctrica.

Trifásico: Suministro que se realiza con las tres fases y el neutro.

Tubo protector: Conducto rígido o flexible, de material plástico, que se utiliza para canalizar y aislar los conductores eléctricos.

Umbral de control muscular: Valor máximo de la corriente que puede soportar una persona que tiene un electrodo en la mano y puede soltarlo.

Umbral de fibrilación ventricular: Valor máximo que no produce fibrilación ventricular.

Umbral de percepción: Valor mínimo de la corriente eléctrica que una persona percibe en la mano.

UNE: Una Norma Española.

Usuario: Persona física o jurídica que contrata con la empresa eléctrica un suministro de energía.

Usuario o cliente: Persona física o jurídica que formaliza la póliza de abono.

Valores convencionales de seguridad: Valor máximo de tiempo que puede darse para una tensión sin que el contacto eléctrico sea peligroso.

Vatio: Unidad de potencia eléctrica. Se define como la potencia que tiene que tener un aparato para que al estar funcionando una hora consuma un vatio hora de energía o produzca un trabajo de un vatio hora.

Verificación: Inspección técnica que se realiza de las instalaciones del cliente antes de dar suministro. Se regula por el REB.

Vigilador de aislamiento: Mecanismo de protección que controla el estado de aislamiento entre los conductores activos y tierra.

Voltio: Unidad eléctrica que nos define la diferencia de potencial o caída de tensión entre dos partes activas de una instalación. La unidad de medida es el voltio (V), y se define como la caída de tensión que existe entre dos conductores cuando entre sus extremos se conecta una resistencia de un ohmio y se hace circular una intensidad de un amperio.

Volumen de prohibición: En las instalaciones de cuartos de baño, el volumen donde no se puede instalar ningún aparato ni mecanismo eléctrico.

Volumen de protección: En las instalaciones de cuartos de baño, el volumen que rodea a la bañera donde sólo se pueden instalar tomas de corriente de seguridad y aparatos de doble aislamiento.

Zona de protección: Es el espacio comprendido entre los límites de los lugares accesibles, por un lado, y los elementos que se encuentran bajo tensión, en otro.

Índice analítico

- Acometida, 142
- Acometida aérea, 142
- Acometida subterránea, 143
- Aislador de vidrio, 26
- Aislador sintético, 27
- Aisladores, 24, 103
- Aislamiento, 172
- Aislamiento impregnado, 173
- Aislamiento seco, 172
- Alcance de un aparato, 185
- Alma de un conductor, 172
- Amperímetro, 188
- Apertura eléctrica, 102
- Apoyo fin de línea, 24
- Apoyo monobloque, 31
- Apoyos de alineación, 24
- Apoyos de anclaje, 24
- Apoyos de ángulo, 24
- Apoyos de hormigón, 20
- Apoyos metálicos, 21
- Armario de reparto, 145
- Ascensores, 138, 165
- Ausencia de tensión, 92
- Autoválvulas, 107
- Averías, 47
- Baja Tensión, 96
- Bandeja portacables, 179
- Baremo de extensión, 205
- Baremo de responsabilidad, 205
- Baremo total, 205
- Bases Tripolares verticales, 143
- Boletín del instalador, 209
- Brida, 37
- BTV, 145
- Buchholz, 110
- Cabezal de tracción, 77
- Cable óptico, 16
- Cable piloto, 43
- Cables, 170
- Cables de campo radial, 73
- Cables ignífugos, 173
- Cadena de amarre, 28
- Cadena de suspensión, 27
- Caja general de protección, 143
- Calas, 207
- Calzado de seguridad, 90
- Canaladura, 154
- Canales portacables, 180
- Canalizaciones, 179
- Carga de rotura, 28
- Casco de seguridad, 89
- CEI, 226
- Celda de medida, 101
- Celda de protección general, 101
- Celda de salida, 101
- Celda de seccionamiento, 101
- CENELEC, 226
- Centralización de contadores, 149
- Centro de reflexión, 4
- Centro de reparto, 4
- Centro de transformación, 11, 96
- Centro de transformación de cliente, 100
- Centro de transformación de Empresa, 100
- Centro de transformación de intemperie, 98
- Centros de paso, 98
- CGMP, 155
- CGP, 143
- Cimentaciones, 29
- Cinta de señalización, 52
- Cinturón de seguridad, 90
- Circuitos interiores, 158
- Clase de precisión, 186
- Coefficiente de simultaneidad, 137
- Coefficiente de vibración, 104
- Columnas metálicas, 21
- Collarín de retención, 78
- Complemento por discriminación horaria, 214
- Complementos de tarifa, 213
- Composite, 27
- Concordancia de fases, 121
- Condensación de aparatos, 119
- Conductor, 72
- Conductores aislados, 170
- Conductos portacables, 177
- Conector, 37
- Conector enchufable, 104
- Conexiones, 36
- Constante de un aparato, 185
- Contador, 191
- Contador de activa, 193
- Contador de doble tarifa, 194
- Contador de reactiva, 195
- Contador de triple tarifa, 194
- Contador electrónico, 195
- Contador emisor de impulsos, 194
- Contador monofásico, 193
- Contador trifásico, 193
- Contratación, 208

- Cordón, 171
- Corona, 171
- Corte visible, 92
- Cruceta de tresbolillo, 30
- Crucetas, 29
- Cuadro de baja tensión, 102
- Cuadro general de mando y protección, 155
- Cuarto de contadores, 149
- D. G. P. T., 110
- Derivaciones individuales, 153
- Dirección técnica de obra, 207
- Discriminación horaria, 214
- Edificación extensiva, 12
- Edificación intensiva, 12
- Edificación semi-intensiva, 12
- Elastómero, 173
- Electrificación elevada, 137
- Electrificación especial, 138
- Electrificación media, 137
- Electrificación mínima, 137
- Electrodo de puesta a tierra, 45
- Empalmes, 36
- Enclavamiento, 120
- Energía reactiva, 213
- Equipo de medida, 198
- Error de medición, 185
- Escala, 184
- Esquema de protección, 143
- Esquemas unifilares, 163
- Estacional, 216
- F. U. T., 104
- Facturación, 216
- Fibra óptica, 15
- Fusil lanzacables, 91
- Gafas de protección, 89
- Garajes, 164
- Gastos de facturación, 220
- Grado de electrificación, 136
- Guantes de protección, 90
- Hilo elemental, 171
- Hueco de tensión, 84
- ICP, 155
- ICP, 198
- Impuesto sobre la electricidad, 217
- Impuestos, 217
- Indicador analógico, 184
- Indicador digital, 184
- Información previa, 3
- Instalación interior, 157
- Instalaciones de enlace, 142
- Interrupción, 84
- Interruptor automático de alta tensión, 106
- Interruptor de alta tensión, 105
- Interruptor de control de potencia, 155, 198
- Interruptor horario, 196
- Interruptor horario programable, 197
- Interruptor seccionador, 106
- Inversión de extensión, 205
- Inversión total, 206
- L. E. T., 45
- Lectura, 216
- Ley de industria, 228
- Ley del sector eléctrico, 233
- Licencia municipal, 207
- Línea de distribución, 11
- Línea repartidora, 147
- Manguito, 115
- Manguito de unión, 78
- Maniobras, 118
- Matriz de apriete, 37
- Maxímetro, 196, 215
- Media Tensión, 96
- Medida de aislamiento, 45
- Medida de continuidad, 47
- Medida de localización de conductor de C/C, 47
- Medida de localización de un conductor de puesta a tierra, 47
- Medida de Toma de tierra, 46
- Microcortes, 84
- Modo, 216
- Módulo MOPU, 205
- Módulo para centralizaciones, 151
- Molduras, 180
- Montacargas, 138, 165
- Murray, 79
- Muy alta Tensión, 96
- Nivel de aislamiento, 173
- Nivel de electrificación, 136
- Nomenclatura de los cables, 174
- Normas particulares Empresas eléctricas, 229
- Normas tecnológicas, 227
- Óhmetro, 189
- Onda portadora, 15
- P. P. T., 45
- Pértiga, 90
- Petición de suministro, 202
- Pinzas amperimétricas, 189
- Plazos de comunicación, 206
- Plazos de realización, 206
- Poder de cierre, 106
- Poder de corte, 106
- Polímetro, 191
- Póliza de abono, 217
- Potencia a facturar, 215
- Potencia de cortocircuito, 117
- Potencia solicitada, 205
- Previsión de cargas, 137
- Protección diferencial, 88
- Protección por cortocircuito, 148
- Puente de capacidades, 80
- Puente de Wheastone, 48
- Puntos de utilización, 160
- Rana para conductores, 44
- REBT, 226
- Recibo de la electricidad, 221
- Red de baja tensión, 12
- Red de distribución, 3
- Red en anillo, 13
- Red en huso, 13
- Red general, 4
- Red lineal, 13
- Reglamento de líneas aéreas, 232
- Rehabilitación de edificios, 208
- Relé Buchholz, 110
- Relé de protección, 85
- Relé de vigilancia, 87
- Reloj, 196
- Revirado de una bobina, 76
- Ruptofusible, 121

- Seccionador de alta tensión, 105
- Seccionador de puesta a tierra, 106
- Sensibilidad de un aparato, 185
- Servicios generales, 138, 166
- Símbolos de instalaciones, 167
- Solicitud de acometida, 202
- Solicitud de suministro, 203
- Subestación, 4
- Sufridera, 115
- Tarifas eléctricas, 212
- Telemando, 97
- Telurómetro, 190
- Tendido de canalizaciones, 52
- Termómetro, 109
- Termoplástico, 172
- Trámites con la administración, 207
- Trámites municipales, 207
- Transformador de intensidad, 188
- Transformador de tensión, 188
- Trócola, 44
- Tubos protectores, 177
- UNE, 226
- Valor eficaz, 84
- Varímetro, 190
- Vatímetro, 190
- Vemb, 104
- Voltímetro, 187
- Wheastone, 48
- Wurmbach, 80