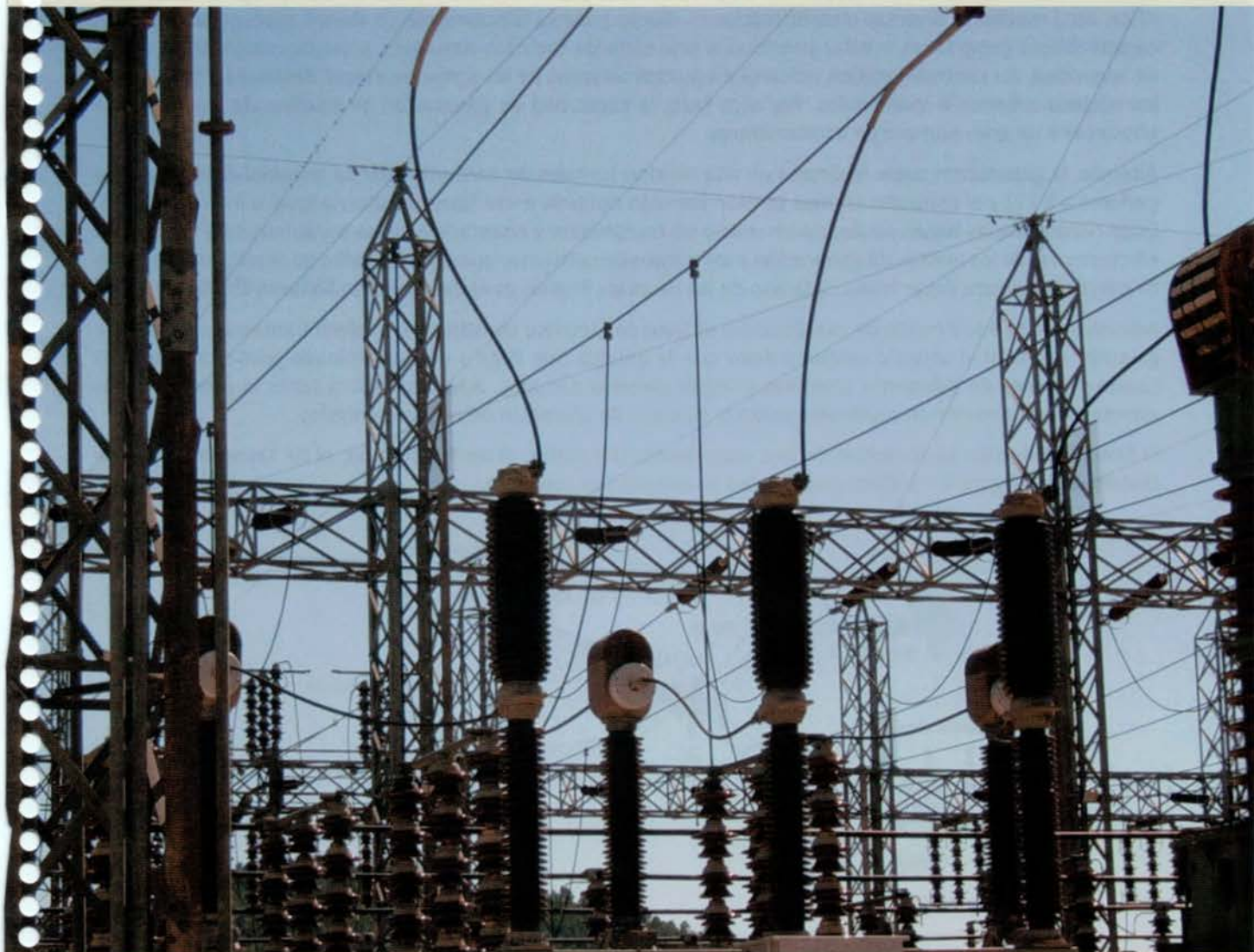


Unidad 1

El sistema eléctrico de potencia



En esta unidad veremos:

- 1.1. Introducción
- 1.2. El subsistema de producción
- 1.3. El subsistema de transporte
- 1.4. El subsistema de distribución
- 1.5. Representación esquemática
- 1.6. Conexión a la red de distribución
- 1.7. La telegestión del sistema eléctrico

1.1 Introducción

Tal y como está concebido el modo de vida de los países desarrollados, la energía eléctrica debe considerarse un bien esencial. Por ello se espera que su suministro sea continuo en el tiempo y distribuido en el espacio, quedando así asegurada su disponibilidad para cualquier uso, ya sea doméstico, industrial o comercial. Conseguir esto implica la existencia de una infraestructura que posibilite el recorrido de la corriente eléctrica desde su origen hasta su destino.

La electricidad se obtiene en las plantas de producción a partir de otras formas de energía (mecánica, calorífica, etc.) mediante diversas transformaciones. Como para su funcionamiento deben aprovecharse ciertas características geográficas o estar próximas a una serie de recursos naturales, o simplemente por motivos de seguridad, las centrales suelen ubicarse en puntos alejados de las zonas de mayor demanda, como lo son los núcleos urbanos e industriales. Por otro lado, la capacidad de generación de muchas de ellas permite abastecer a un gran número de consumidores.

Además, la generación suele realizarse en alta tensión (señales de corriente alterna senoidal entre fases superiores a 1 kV) y el consumo en baja tensión (tensión nominal entre fases en alterna igual o inferior a 1 kV). Estas circunstancias hacen necesario un medio de transmisión y adaptación de los parámetros de las señales eléctricas desde los puntos de generación a los puntos de consumo, que permita tanto su acercamiento como su ramificación para llegar hasta cada uno de los usuarios finales; es el denominado **Sistema Eléctrico**.

Adicionalmente a la función de canalización, el Sistema Eléctrico constituye una pieza fundamental para dar garantía y calidad al servicio eléctrico dado que la energía que llega a un determinado punto de consumo puede proceder de diferentes centrales y seguir diversos caminos. Además, facilita tanto la gestión de los excedentes de generación regionales como la elección de ubicación de nuevas centrales.

El **Sistema Eléctrico** se compone de tres subsistemas diferentes: el de **Producción**, el de **Transporte** y el de **Distribución**. (Figura 1.1.). Cada uno de ellos se estudia por separado.

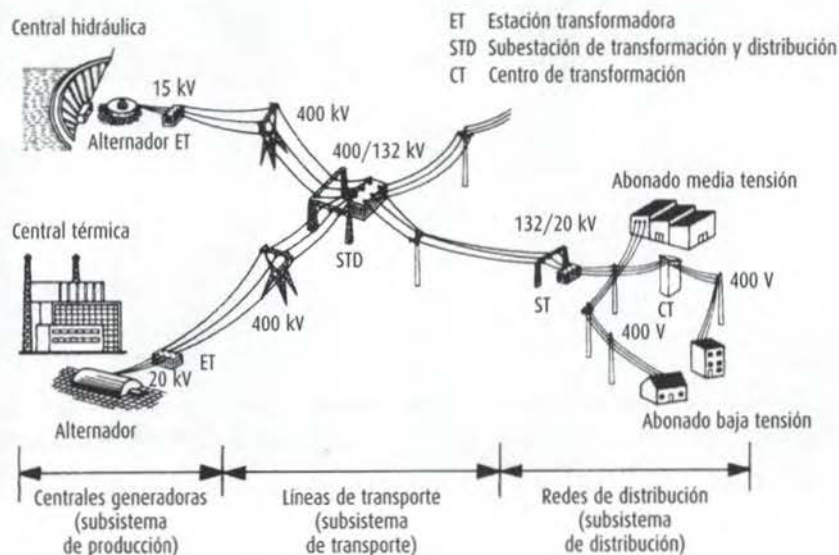


Figura 1.1. Elementos del Sistema Eléctrico.

Ejercicios

1. ¿Por qué es necesario el sistema eléctrico?
2. Imagina y explica cómo tendría que ser el consumo y la generación de energía eléctrica si no hubiese un sistema eléctrico.
3. ¿Cómo se clasificaría una línea eléctrica con tensión eficaz entre fases de 1000 V de acuerdo con su tensión?

1.2 El subsistema de producción

El **subsistema de producción** está constituido por todas las centrales generadoras de energía eléctrica que abastecen al país, independientemente de su potencia.

Las centrales pueden clasificarse en función del tipo de energía que se transforma en electricidad. Así, se distingue entre los siguientes tipos de fuentes:

- **Fuentes de energía no renovables.** Están presentes en la naturaleza en cantidades finitas y no se renuevan a corto plazo, por lo que su utilización indiscriminada lleva a su agotamiento. Tradicionalmente la mayor parte de la energía eléctrica generada procede de este tipo de fuentes, siendo la materia prima para su producción los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y los combustibles nucleares (uranio y plutonio). Las centrales donde se realiza su transformación en electricidad se denominan centrales térmicas y se diferencia entre:
 - **Centrales térmicas clásicas.** Con la combustión de un combustible fósil se produce vapor de agua a alta presión. Este vapor acomete los álabes de una turbina haciendo que gire su eje. Como dicho eje está acoplado a un alternador eléctrico, el movimiento rotatorio ocasiona la aparición de corriente eléctrica.
 - **Centrales térmicas nucleares.** Operan de manera análoga a las anteriores salvo que la fuente de calor procede de una reacción nuclear en cadena producida en la fisión de un elemento radiactivo.



Figura 1.2. Diversas centrales eléctricas.

- **Fuentes de energía renovables.** La energía que se transforma en electricidad procede de una materia o un fenómeno que se renueva o se repite constantemente. Su potencial es inagotable por estar generándose en la naturaleza de forma continua. Pertenecen a este grupo la energía hidráulica, eólica, solar, biomasa o la oceánica, y la obtenida a partir de residuos. En los últimos años se observa una tendencia creciente a utilizar este tipo de energías que poco a poco van ganando terreno a las centrales térmicas.

La obtención de energía eléctrica por fuentes renovables mayoritariamente se basa en la misma transformación física que se produce en las centrales térmicas salvo en el caso de centrales solares fotovoltaicas.

Fuentes de energía		Porcentajes		Gráfico
Renovables	Hidroeléctrica	41 %	14 %	
	Eólica		19 %	
	Solar fotovoltaica		3 %	
	Solar térmica		2 %	
	Biomasa y otras		3 %	
Cogeneración y tratamiento de residuos (purines, lodos)		12 %		
Térmica clásica		27 %		
Térmica nuclear		20 %		

Tabla 1.1. Producción de energía eléctrica en España en 2013 según el tipo de fuente.

El mercado eléctrico español actual se caracteriza por desarrollarse en régimen de libre competencia. Los productores de electricidad realizan ofertas de venta de energía mientras que los comercializadores y otros sujetos realizan ofertas de adquisición, produciéndose las transacciones comerciales bajo la gestión del **Operador del Mercado**. En España, estas funciones de supervisión las realiza la entidad denominada Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE) quien asume la administración del sistema de ofertas de compra y venta de energía.

La producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, la cogeneración de alta eficiencia y el tratamiento de residuos reciben una consideración especial. Para que puedan alcanzar la rentabilidad y competir en condiciones de igualdad con otras formas de producción, además de percibir los ingresos derivados de la venta de la producción de energía eléctrica en el mercado de libre competencia, pueden ser objeto de una retribución regulada específica que complementaría sus ingresos. Esta contraprestación adicional tiene un carácter excepcional.

Ejercicios

4. Busca información sobre el número de centrales nucleares que existen en España y la potencia total que producen (www.unesa.es).
5. De acuerdo con la información de la tabla 1.1, da tu opinión sobre el equilibrio de la producción de energía eléctrica en nuestro país en cuanto al uso de energía renovable y no renovable.
6. Busca estadísticas de la producción de energía eléctrica en nuestro país en los últimos años (www.unesa.es) y analiza la evolución de la producción de los distintos tipos de energía en ese periodo de tiempo.
7. Dividid la clase en varios grupos y que cada uno averigüe cómo se obtiene electricidad en cada uno de los tipos de fuentes renovables. Después realizad una puesta en común.

1.3 El subsistema de transporte

El **subsistema de transporte** se encarga de acercar la energía producida en las centrales a los núcleos de consumo para su posterior distribución.

Se inicia en las subestaciones transformadoras elevadoras de las centrales generadoras y, a través de las líneas de transporte, llega a las subestaciones de transformación reductoras.

Transformaciones que requieren el transporte y la distribución de energía eléctrica

El transporte y la distribución de energía eléctrica requieren transformaciones en el sistema de tensiones y corrientes propio de la generación. Por un lado existe la necesidad de adaptar los parámetros de generación con los de utilización, ya que la onda de tensión producida tiene valor eficaz entre 3 y 25 kV mientras que el consumo, por razones de seguridad, debe hacerse a baja tensión. Pero además está el problema de las pérdidas energéticas habidas en esta operación, que son:

- **Pérdida de potencia por efecto Joule.** Un porcentaje de la energía transportada se disipa al medio en forma de calor. Su valor depende de la intensidad de corriente al cuadrado y de la resistencia de la línea, la cual es proporcional a su longitud.
- **Pérdida de energía potencial por caída de tensión.** También se produce por la resistencia eléctrica del conductor y es proporcional a ésta y a la intensidad de corriente que lo atraviesa.

Los valores de estas pérdidas son considerables durante el transporte ya que las longitudes cubiertas suelen ser importantes. Para reducirlas, se recurre al empleo de transformadores eléctricos que elevan la tensión a cambio de reducir la intensidad de corriente para una misma potencia. (Figura 1.3.)

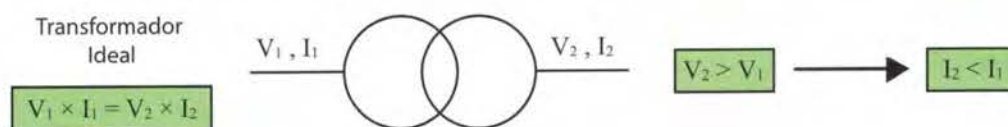


Figura 1.3. Papel del transformador en el transporte y distribución de energía eléctrica.

Por ejemplo, una reducción de la corriente a la mitad supone que la potencia perdida en el transporte se reduce a la cuarta parte y la caída de tensión a la mitad.

$$I_2 = \frac{I_1}{2} \longrightarrow P_p = R \cdot I_2^2 = R \cdot \left(\frac{I_1}{2}\right)^2 = \frac{R \cdot I_1^2}{4}$$

Teniendo en cuenta que se debe elevar la tensión para el transporte, en este subsistema aparecen los siguientes elementos:

- **Subestación.** Es el conjunto de toda la aparamenta eléctrica, elementos de control y la obra civil necesaria donde se realiza alguna de las siguientes funciones: transformación de la tensión, la frecuencia, el número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de dos o más circuitos. Se diferencia entre:
 - **Subestación de maniobra o Centro de reparto.** En ella se produce la conexión y maniobra de dos o más circuitos.
 - **Subestación de transformación.** Contiene uno o varios transformadores de potencia cuyos secundarios se emplean para alimentar otras subestaciones o centros de transformación. Tanto el primario como el secundario operan a alta tensión. Pueden ser, a su vez, elevadoras cuando la tensión del secundario supera la del primario, o reductoras en el caso contrario.

Ambas funciones, la transformación y la maniobra, pueden realizarse de forma combinada en una única subestación.



Línea de transporte



Subestación de transporte

Figura 1.4. Elementos del subsistema de transporte.

- **Líneas de transporte.** Las constituyen tanto los conductores eléctricos como los elementos destinados a su sujeción y protección empleados en el transporte de energía eléctrica. Según el **Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión**, las líneas se clasifican de acuerdo con los grupos reflejados en la Tabla 1.2.

Designación	Características	Tensiones nominales entre fases (kV)
Categoría Especial	$U_n \geq 220 \text{ kV}$	400*
	$U_n < 220 \text{ kV}$ que pertenezcan a la red de transporte	220*
Primera Categoría	$220 \text{ kV} > U_n > 66 \text{ kV}$	150
		132*
		110
Segunda Categoría	$66 \text{ kV} \geq U_n > 30 \text{ kV}$	66*
		45

Designación	Características	Tensiones nominales entre fases (kV)
Tercera Categoría	$30 \text{ kV} \geq U_n \geq 1 \text{ kV}$	30
		25
		20*
		15
		10
		6
		3

Tabla 1.2. Clasificación de las líneas de alta tensión y valores de tensión normalizados. Las señaladas con asterisco son las de uso preferente.

Recuerda...

Se consideran de transporte las líneas de categoría especial, es decir, aquellas de tensión asignada eficaz entre fases de 220 kV o más, junto con líneas de tensiones inferiores cuyo colapso afectaría considerablemente al funcionamiento del sistema, como pueden ser las de conexión internacional o con los sistemas insulares.

La red de transporte en España

En España la red de transporte es propiedad de la empresa Red Eléctrica de España (REE) quien se encarga de su instalación y mantenimiento. Las compañías eléctricas utilizan esta red para hacer llegar la energía a los consumidores pagando unos peajes de acceso a las redes y cargos asociados a los costes del sistema, todos ellos regulados. Así se consigue una mayor eficiencia y un uso más racional de las líneas, las cuales tienen una estructura mallada para facilitar las interconexiones entre los distintos puntos.

Por otro lado, REE realiza la función de Operador del Sistema que, en esencia, consiste en coordinar adecuadamente la producción de energía con su transporte con las mejores garantías para la calidad y continuidad del suministro. Así, entre otras actividades, gestiona los programas de intercambio internacional de electricidad, la conexión de nuevas líneas y la interconexión de las existentes, los planes de reestablecimiento del suministro después de una interrupción, etc.



Figura 1.5. Señalización de Red Eléctrica de España que caracteriza a las líneas de transporte.

Ejercicios

8. ¿Por qué crees que se emplea corriente alterna para el transporte de energía eléctrica? Razona la respuesta.
9. Explica qué es una subestación y qué tipos existen.
10. ¿Cómo clasificarías una línea aérea de 66 kV que sirve para intercambiar energía con Francia? ¿Y una línea subterránea de 132 kV que interconecta la península con el archipiélago Balear?
11. ¿De quién son propiedad las líneas de transporte en España? Si una compañía eléctrica quiere utilizarlas, ¿qué debe hacer?
12. Explica las funciones del operador del mercado y el operador del sistema en el sistema eléctrico, indicando qué entidades realizan esa función en España.

1.4 El subsistema de distribución

El último eslabón del sistema eléctrico es el **subsistema de distribución**, que está formado por los conductores y los accesorios de sujeción, protección y control que realizan funciones de distribución, además de los elementos necesarios para adecuar los niveles de tensión a los proporcionados a los usuarios.

Elementos que componen el subsistema de distribución

El subsistema de distribución parte de las subestaciones reductoras de la red de transporte y termina en los puntos de entrega de la energía a los consumidores. En este tramo se va reduciendo progresivamente la tensión hasta llegar a niveles de baja tensión, además de producirse una ramificación de la red para alcanzar a gran número de puntos de consumo.

Además de las subestaciones, aparecen los siguientes elementos:

- **Líneas de reparto.** Son aquellas instalaciones de distribución cuya tensión es inferior a 220 kV y superior a 30 kV que no tienen consideración de líneas de transporte, es decir, son líneas de primera y segunda categoría. En la mayoría de las ocasiones se utiliza la instalación aérea por ser la más económica, aunque también se emplea la instalación subterránea. En el primer caso los conductores se disponen por encima del suelo suspendidos de unos elementos denominados apoyos, mientras que en el segundo sistema normalmente los conductores se colocan por debajo del nivel del suelo.
- **Líneas de distribución.** Operan siempre a tensiones inferiores a 45 kV y pueden ser tanto aéreas como subterráneas. Se distingue entre:
 - **Líneas de distribución en alta tensión.** Son líneas habitualmente de corriente alterna trifásica de 50 Hz de frecuencia de tensión asignada entre fases de 30 kV a 1 kV, o sea, de tercera categoría.
 - **Líneas de distribución en baja tensión.** Lo constituyen las líneas de corriente alterna de tensión nominal entre fases inferior a 1 kV.

Ambas pueden ser tanto aéreas como subterráneas.

- **Subestaciones de distribución.** Son análogas a las de transporte, únicamente operan con niveles de tensión inferiores.
- **Centros de reflexión.** Son elementos de la red de distribución que suelen realizar funciones de interconexión y maniobra. Se caracteriza por estar unidos a una subestación mediante un sistema de conductores denominado **circuito cero**, al que no se conecta ningún otro elemento. En condiciones normales de explotación, el circuito cero no lleva carga. Sin embargo, cuando se produce una avería, este sirve como camino alternativo para la electricidad y es capaz de transportar toda la potencia desde la subestación al centro de reflexión, posibilitando con ello una mayor continuidad de suministro. Dicho de otro modo, el centro de reflexión proporciona un suministro de socorro a la red de distribución en caso de fallo.
- **Centros de transformación.** Son instalaciones provistas de uno o varios transformadores reductores de Alta a Baja Tensión con la aparatamenta y obra complementaria precisas.



Figura 1.6. Algunos elementos del subsistema de distribución.

La red de distribución en nuestro país

En general, las líneas de distribución pertenecen a empresas distribuidoras que deben permitir el uso de sus instalaciones, siempre y cuando la capacidad de la línea lo permita, a todos aquellos que quieran abastecerse. Como contraprestación cobrarán unos peajes y cargos cuya cuantía es única en todo el territorio nacional y se establecen anualmente por el Ministerio de Industria. Este modo de funcionamiento posibilita a los consumidores la libre elección de la empresa suministradora con quien contratar el servicio.

En cuanto a su configuración en España, la Figura 1.7 representa el establecimiento territorial de las distintas compañías eléctricas. Solamente están representadas las de mayor implantación.



Figura 1.7. Áreas geográficas de actuación predominante de las compañías eléctricas más importantes.

Ejercicios

13. De los diferentes elementos que componen la red de distribución, indica qué son y cuál es su función:

- Línea de reparto
- Línea de distribución en AT
- Línea de distribución en BT
- Centro de reflexión
- Centro de transformación

14. ¿Qué diferencia existe entre un centro de transformación y una subestación?

15. ¿Qué es y qué utilidad tiene el circuito cero?

16. Observando el mapa de la Figura 1.7, ¿cuál crees que es la compañía eléctrica que tiene mayor implantación en nuestro país?

1.5 Representación esquemática

Para identificar los elementos del sistema eléctrico definidos anteriormente se recurre a una representación simbólica. Los elementos más utilizados se recogen en la Tabla 1.3.

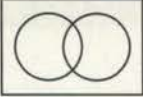
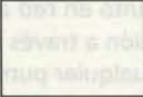
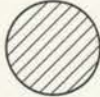
Símbolo	Significado
	Centro de transformación
	Centro de reflexión
	Centro de reparto
	Subestación transformadora
	Subestación transformadora y de reparto
	Conexión a la red
	Líneas de reparto
	Líneas de distribución
	Circuito cero
	Puente conductor amovible
	Punto de seccionamiento

Tabla 1.3. Simbología de alta tensión.

1.6 Conexión a la red de distribución

Cuando un nuevo abonado se conecta a la red de distribución, puede hacerlo de dos formas diferentes:

- **En baja tensión.** La conexión se hace a la red en baja tensión que parte de un centro de transformación propiedad de la compañía eléctrica.
- **En alta tensión.** El abonado debe instalar su propio centro de transformación que se incorporará a la red de alta tensión. Este tipo de red puede presentar diferentes topologías que condicionan la forma de conectarse el centro de transformación y las características que debe reunir.

Recuerda...

Sea cual sea la tensión de conexión, la continuidad del suministro y, por tanto, las pérdidas económicas ligadas a los cortes, depende del diseño de la red de distribución. Conviene pues, conocer las topologías que adopta más comúnmente.

1.6.1 Red en Baja Tensión

También llamada red radial ramificada o red en árbol y puede ejecutarse tanto en red aérea como subterránea. Los nuevos abonados se conectan a la red de distribución en Baja Tensión a través de un único transformador. Ésta es la topología más vulnerable a las averías, ya que un fallo en cualquier punto de esta red dejaría sin servicio a todos los usuarios aguas abajo del primer punto de protección que actuara, normalmente los fusibles de baja tensión de cabecera de la línea. (Figura 1.8.)

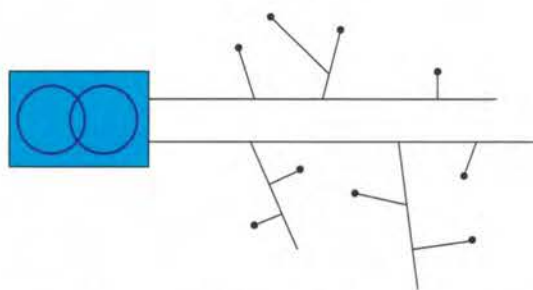


Figura 1.8. Esquema de una red en BT exclusivamente.

1.6.2 Red de Alta Tensión

Comprende las distintas configuraciones adoptadas por las líneas de distribución de tercera categoría. Las topologías dependen del sistema de instalación, diferenciándose entre configuraciones propias de redes aéreas y subterráneas.

Red Aérea de Alta Tensión

Se trata de una red radial ramificada en árbol que se alimenta desde un único punto. A ella se conectan los transformadores sobre poste formando racimos, ya que con este tipo de centros de transformación no existe la posibilidad de interconectarlos. Esta configuración es típica de medios rurales. (Figura 1.9.)

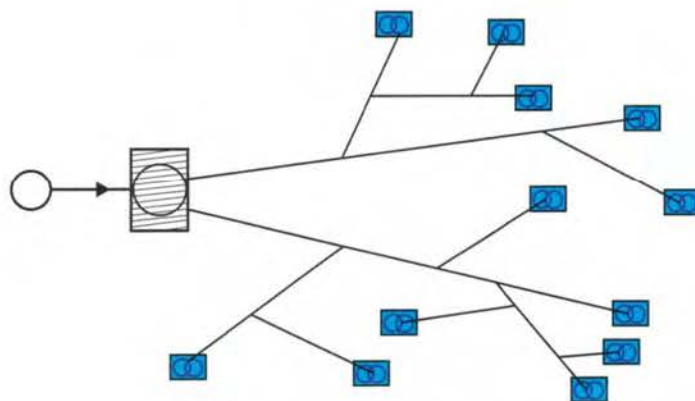


Figura 1.9. Esquema de una red aérea en alta tensión.

Red Subterránea de Alta Tensión

Se utiliza en zonas urbanas y se caracteriza porque los centros de transformación disponen de puntos de conexión tanto de entrada como de salida de la línea de distribución, pudiendo alimentarse en uno y otro sentido. Esto amplía las posibilidades de conexión respecto a la configuración en árbol. Según se van uniendo los centros entre sí y según si se disponen de puntos de socorro, se tienen diferentes topologías. Las más típicas son:

- **Red Lineal**

Se da cuando se interconectan entre sí varios centros de transformación hasta un máximo de 10 y se alimentan desde ambos extremos de la línea de alta tensión, consiguiendo mejorar la continuidad del servicio respecto a una configuración en árbol. Como cada transformador es susceptible de ser alimentado desde dos puntos, una avería en un tramo intermedio de la red lineal no ocasionaría el corte de ningún consumo. (Figura 1.10.)

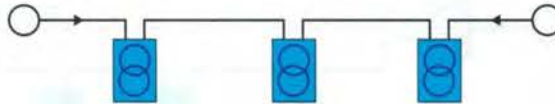


Figura 1.10. Red lineal.

- **Red en anillo**

Cuando no existe la posibilidad de alimentar desde dos puntos diferentes un grupo de centros de transformación interconectados entre sí, se consigue la misma respuesta frente a averías que la red lineal uniendo los transformadores en forma de anillo. (Figura 1.11.)

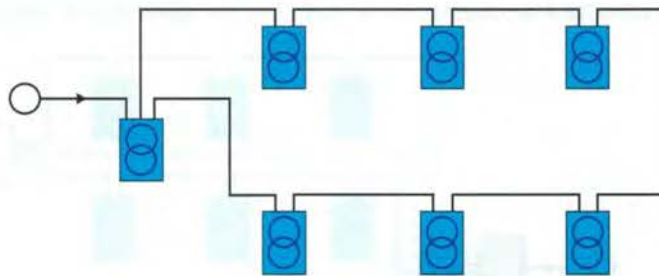


Figura 1.11. Red en anillo.

- **Red en anillos múltiples**

Si la zona para la que se está diseñando la red de distribución está prevista para un gran número de consumos y sólo es posible la alimentación desde un punto, la configuración en anillo no es muy adecuada ya que, para que sean operativos, cada anillo debe estar formado por diez centros de transformación como máximo. En este caso se recurre a formar varios anillos que parten todos ellos de una única subestación. (Figura 1.12.)

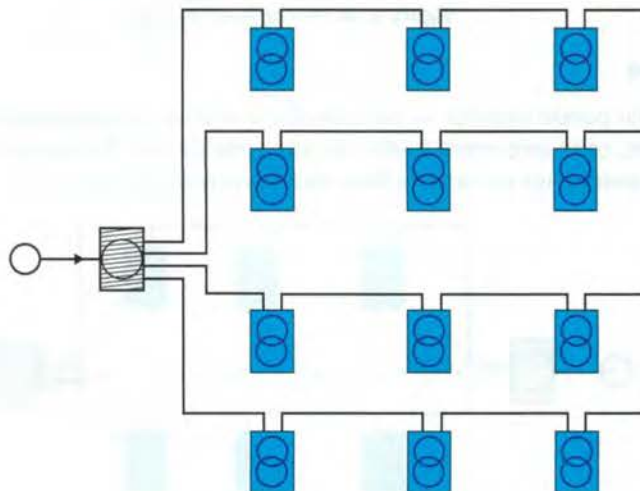


Figura 1.12. Red en anillos múltiples.

- **Red en huso normal**

Esta configuración mejora la continuidad de suministro respecto a las distintas variantes de conexión en anillo. Se emplea en zonas de alta densidad de demanda energética en las que la conexión a la red de reparto se realiza desde un único punto que será normalmente una subestación. Los transformadores se agrupan en distintas líneas, que se conectan por un extremo a la subestación y por el otro a un centro de reflexión. Ambos elementos están unidos por el circuito cero que solamente conducirá corriente en caso de avería en alguna de las redes. El sistema puede funcionar completamente aun cuando hubiera una avería en cada una de las líneas de centros de transformación. (Figura 1.13.)

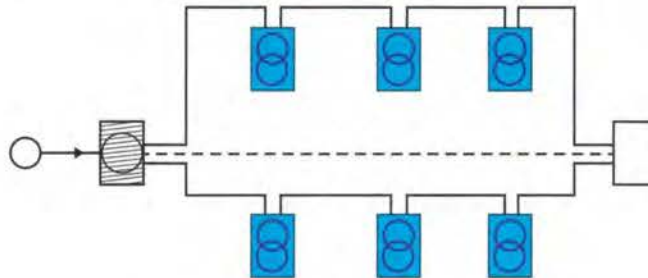


Figura 1.13. Red en huso normal.

- **Red en huso múltiple**

Es una variante de la configuración anterior en la que, debido a que el número de centros de transformación es muy elevado o porque se quiere dar mayor fortaleza a la red, se instalan dos o más centros de reflexión. Cada uno de ellos se conecta a la subestación a través del correspondiente circuito cero. (Figura 1.14.)

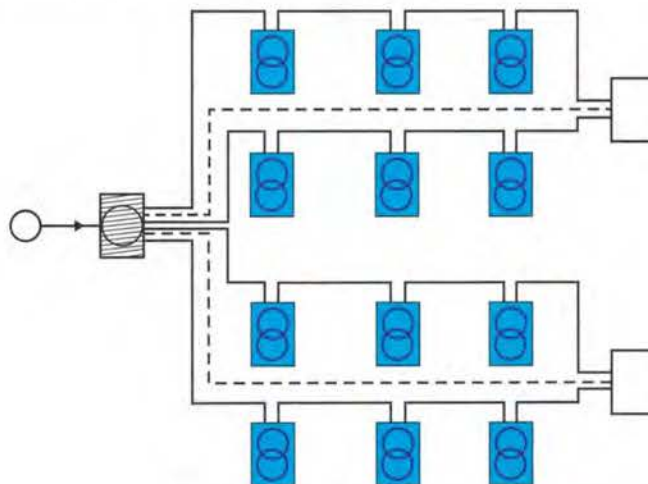


Figura 1.14. Red en huso múltiple.

- **Red en huso apoyado**

La red en huso normal puede mejorar su sensibilidad a averías conectándose a la red de distribución en dos puntos diferentes, cada uno constituido por una subestación. Ambas se unirán por un circuito cero que entrará en funcionamiento en caso de fallo de alguna red. (Figura 1.15.)

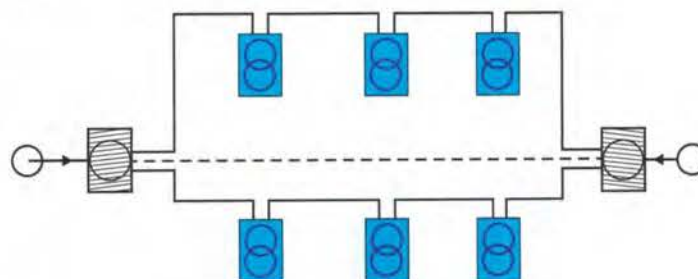


Figura 1.15. Red en huso apoyado.

• Red en espiga

El punto de alimentación está unido a varios puntos de socorro a través de un circuito cero capaz de transportar toda la potencia en caso de avería. La existencia de varios puntos de socorro se debe a que cada uno de ellos auxiliaría a líneas de centros de transformación diferentes. La continuidad de suministro proporcionada por esta configuración es análoga a la de la estructura en huso. (Figura 1.16)

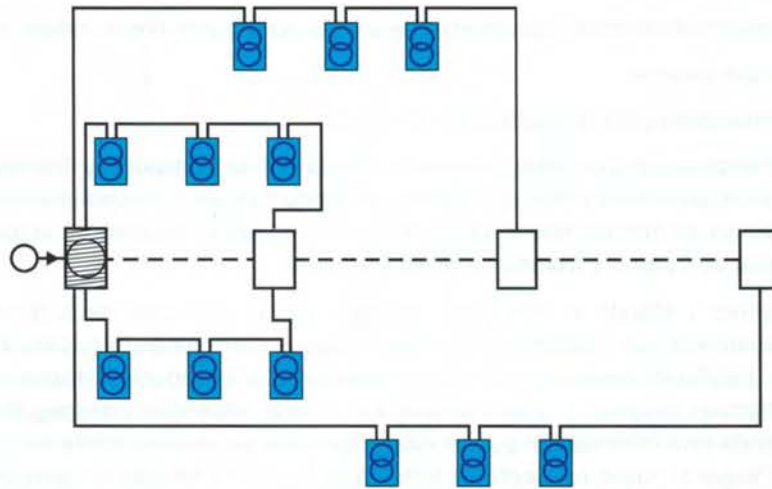


Figura 1.16. Red en espiga.

• Red en espiga apoyada

La diferencia con la topología anterior radica en que existen dos puntos de alimentación, cada uno de ellos en un extremo de la espiga. (Figura 1.17.)

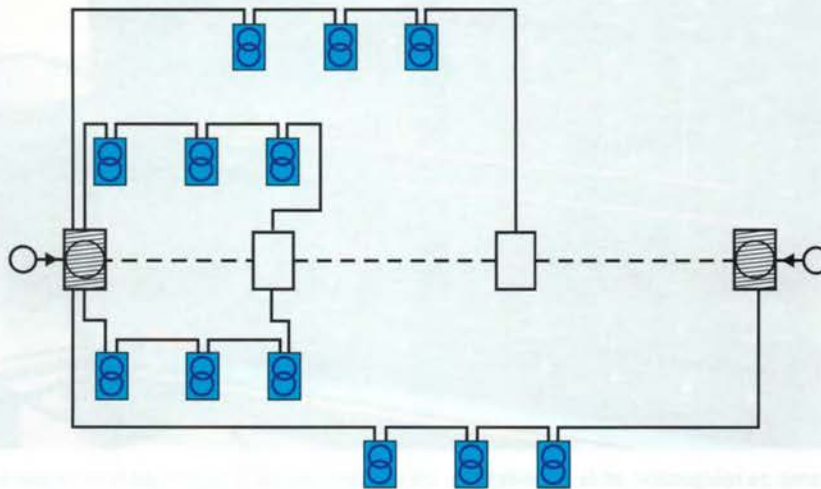


Figura 1.17. Red en espiga apoyada.

Ejercicios

17. ¿Cuál es el símbolo de una subestación transformadora? ¿Y de un centro de transformación?
18. Compara razonadamente la conexión a la red de distribución en alta tensión con la de baja tensión.
19. Verdadero o falso: "La red radial ramificada en árbol sólo puede ejecutarse con líneas de distribución aéreas". Justifica la respuesta.
20. Analiza el funcionamiento en caso de fallo de las siguientes configuraciones de conexión a la red: lineal, en anillo y en huso apoyado. ¿Cuál de ellas tendrá menor continuidad de suministro? ¿Y mayor?

1.7 La telegestión del sistema eléctrico

La gestión del funcionamiento del sistema eléctrico es considerablemente compleja. Por un lado su composición es bastante heterogénea con numerosos elementos de distinta naturaleza; por otro la continuidad y calidad del suministro deben garantizarse dentro de unos parámetros regulados por la Ley del Sector Eléctrico. Así, es preciso establecer un sistema de control y mando de la red eléctrica que ejecute las siguientes acciones:

- Vigilar permanentemente distintos parámetros de una sección de red (líneas, cables, transformadores, etc.).
- Actuar en situación anormal.
- Transmitir informaciones para la explotación de la red.

Para ello se instalan dispositivos que, integrados en la propia red de transporte y distribución, capten señales, las transmitan y, consecuentemente con sus valores, se produzcan las correspondientes órdenes de disparo. El conjunto de todos los elementos que lo permiten junto con los protocolos de actuación y comunicación constituyen el Sistema de Control y Mando de la red eléctrica.

Los Sistemas de Control y Mando se han visto afectados por la evolución de la tecnología en las últimas décadas. Lo que inicialmente se implementó con tecnología electromecánica basada en relés, fue evolucionando en precisión, fiabilidad, reducción de costes y seguridad al introducirse dispositivos electrónicos analógicos primero, y digitales después. Si a esto se le añade todo el desarrollo y despegue de los sistemas de telecomunicaciones, toda esta información puede estar disponible de manera fiable en un terminal de control. Esto ha posibilitado llegar al nuevo concepto de Sistema de Control y Mando Telegestionado.



Figura 1.18. Programa de telegestión de la red eléctrica. Un operario desde el centro de control puede conocer en tiempo real y de manera remota los parámetros de funcionamiento de distintos elementos de la red.

La **Telegestión** consiste en obtener permanentemente información relativa al funcionamiento de los distintos puntos de la red eléctrica, transmitirlos automáticamente a uno o varios centros remotos para su control y mando a distancia, de acuerdo con un Plan de Control definido. Es un factor muy importante a la hora de ofrecer a los consumidores un suministro de energía eléctrica con unos parámetros de calidad y una continuidad de suministro garantizados.

Ejercicios

21. ¿Qué acciones debe comprender la gestión del funcionamiento del sistema eléctrico?
22. Define el concepto de telegestión.

Resumen

El Sistema Eléctrico se construye para transportar la energía eléctrica desde las centrales de producción hasta los usuarios finales. Además se encarga de adaptar las tensiones en cada una de las fases.

El Sistema Eléctrico se descompone en tres subsistemas: el de Producción, el de Transporte y el de Distribución.

El Subsistema de Producción está formado por las centrales generadoras de energía, que pueden ser de dos tipos: renovables, cuando la fuente de energía es inagotable o se renueva constantemente, y no renovables si la materia prima está presente en la naturaleza de forma limitada y no se renueva a corto plazo.

El mercado de la electricidad en España se produce en condiciones de libre competencia bajo la supervisión del Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE).

El Subsistema de Transporte se encarga de acercar la energía eléctrica a los puntos de consumo para su posterior distribución, operando a tensiones muy elevadas para reducir las pérdidas.

El Subsistema de Transporte se compone de subestaciones y líneas de transporte.

La gestión técnica de las líneas de transporte en nuestro país corresponde a Red Eléctrica de España (REE).

En el Subsistema de Distribución la red se ramifica y la tensión eléctrica se reduce para dar servicio a los consumidores.

El Subsistema de Distribución se compone de: líneas de reparto, líneas de distribución, subestaciones, centros de reflexión y centros de transformación.

Existen diferentes formas de conectarse a la red de distribución. Si la conexión es en baja tensión se emplea una red radial ramificada o red en árbol. En alta tensión, además de la anterior empleada especialmente para líneas aéreas, para el caso de redes subterráneas se tienen los siguientes esquemas: red lineal, red en anillo, red en anillos múltiples, red en huso normal, red en huso múltiple, red en huso apoyado, red en espiga y red en espiga apoyada.

La telegestión del sistema eléctrico consiste en supervisar su funcionamiento, actuar en caso de anomalía y transmitir información a los centros de control sobre el estado de los parámetros de manera remota.



Test de evaluación

1. Señala la respuesta falsa:
 - a) El sistema eléctrico se descompone en los subsistemas de producción, transporte y distribución.
 - b) La generación de energía eléctrica se hace mayoritariamente en baja tensión.
 - c) Alta tensión es cuando se tiene una corriente alterna senoidal de tensión eficaz entre fases superior a 1 kV.
 - d) El sistema eléctrico se encarga de garantizar la calidad y la continuidad de suministro.
2. Indica la respuesta verdadera:
 - a) La fuente de energía renovable de más peso en el año 2013 fue la eólica.
 - b) Las centrales nucleares se consideran fuentes renovables porque no emiten CO₂.
 - c) La producción de energía a partir de fuentes renovables siempre es objeto de una retribución regulada específica que complementa los ingresos obtenidos en el libre mercado.
 - d) En el año 2013, la mayoría de la energía producida en España fue a través de fuentes de energía renovables.
3. ¿Cuál de las siguientes afirmaciones no es motivo para realizar el transporte de energía eléctrica en alta tensión?
 - a) Las pérdidas de potencia por efecto Joule.
 - b) La caída de tensión producida.
 - c) La reducción de la intensidad de corriente.
 - d) La tensión de consumo.
4. Una línea de distribución...
 - a) pertenece al subsistema de distribución.
 - b) puede ser de alta o de baja tensión.
 - c) puede ser aérea o subterránea.
 - d) Todas las respuestas son correctas.
5. Indica la respuesta correcta:
 - a) Red Eléctrica de España se encarga de la gestión de las redes de transporte y distribución.
 - b) Ninguna de las respuestas restantes es correcta.
 - c) Las líneas de categoría especial tienen siempre una tensión superior a 220 kV.
 - d) Una línea de 66 kV es de segunda categoría.
6. ¿Qué elementos se encuentran tanto en el subsistema de transporte como en el de distribución?
 - a) Las subestaciones.
 - b) Los centros de reflexión.
 - c) Los centros de transformación.
 - d) Las líneas de reparto.
7. De las siguientes configuraciones, ¿cuál requiere más de un punto de conexión a la red de distribución?
 - a) La red en anillo.
 - b) La red de husos múltiples.
 - c) La red en espiga apoyada.
 - d) La red en espiga.

8. En una red en anillo, ¿Cuántos tramos deben averiarse simultáneamente para que un centro de transformación se quede sin servicio?
- Uno.
 - Dos.
 - Tres.
 - Cuatro.
9. Indica cuál no es una función del sistema de control y mando de la red eléctrica:
- Vigilar permanentemente distintos parámetros de una sección de red (líneas, cables, transformadores, etc.)
 - Actuar en situación anormal.
 - Establecer el precio de la energía eléctrica.
 - Transmitir informaciones para la explotación de la red.
10. Señala la respuesta correcta:
- La Telegestión consiste en obtener permanentemente información relativa al funcionamiento de los distintos puntos de la red eléctrica y transmitirlos automáticamente a uno o varios centros remotos.
 - La Telegestión consiste en obtener intermitentemente información relativa al funcionamiento de los distintos puntos de la red eléctrica y transmitirlos automáticamente a uno o varios centros remotos.
 - La Telegestión consiste en obtener permanentemente información relativa al funcionamiento de puntos singulares de la red eléctrica y transmitirlos automáticamente a uno o varios centros remotos.
 - La Telegestión consiste en obtener intermitentemente información relativa al funcionamiento de puntos singulares de la red eléctrica y transmitirlos automáticamente a uno o varios centros remotos.

Actividades

1. Se propone profundizar en algunas de las cuestiones planteadas en este capítulo. Para ello puede dividirse la clase en diferentes grupos, de manera que cada uno de ellos aborde un tema distinto. La información recabada se sintetizará y se materializará en una presentación de diapositivas que el grupo defenderá ante el resto de sus compañeros. Como materias se proponen:
- Funcionamiento del Sector Eléctrico. El mercado de la electricidad. Formas de compra de energía y tarifas eléctricas. El papel del Operador del Mercado, etc.
 - Sistemas de generación de la electricidad a partir de fuentes de energía renovables.
 - Sistemas de generación de la electricidad a partir de fuentes de energía no renovables.
 - El sistema eléctrico en España. Inicio histórico. Constitución del parque de generación nacional. Intercambios internacionales, etc.
- Se recomienda consultar, entre otras, la página www.unesa.es, especialmente la publicación "Al corriente de la Electricidad".
2. Se propone organizar una tertulia en torno a un texto que trate sobre el sistema eléctrico. Puede ser un artículo de una fuente de información reconocida, o una parte de una disposición reglamentaria como la ley del sector eléctrico. Los participantes leerán previamente el texto, subrayarán aquellos párrafos que consideren más relevantes y los leerán en voz alta y de manera ordenada en la puesta en común, explicando las razones que les han hecho reparar en ese párrafo. Después habrá un debate sobre el tema respetando rigurosamente los turnos de palabra y los tiempos de intervención.



Unidad 2

Centros de transformación



En esta unidad veremos:

- 2.1. ¿Qué son los centros de transformación?
- 2.2. Elementos básicos de un CT
- 2.3. Sistemas de celdas en los CT
- 2.4. Esquemas unifilares de CT
- 2.5. Puesta a tierra de un CT
- 2.6. Tipos de cables utilizados en CTs
- 2.7. Seguridad en un CT
- 2.8. Operaciones de montaje de un CT
- 2.9. Puesta en servicio y mantenimiento de un CT

2.1 ¿Qué son los centros de transformación?

2.1.1 Concepto de centro de transformación

Según el RD 337/2014, un **centro de transformación (CT)** es una instalación que comprende uno o varios transformadores, apartamento de alta tensión y de baja tensión, conexiones y elementos auxiliares, para suministrar energía en BT a partir de una red de AT o viceversa.

Los centros de transformación son el último eslabón en el sistema eléctrico de AT, pues en ellos se realiza la transformación de la energía eléctrica desde niveles de alta tensión a niveles de baja tensión, inferior a 1 kV, para su utilización por los consumidores en BT.

Los elementos básicos de un centro de transformación son:

- El transformador de potencia.
- Las protecciones eléctricas y la apartamenta.
- Las protecciones mecánicas y los elementos de construcción.
- Los elementos de enlace con las redes de AT y BT.

Recuerda...

En España, la tensión de línea para distribución varía de unas zonas geográficas a otras donde hay implantadas distintas empresas e, incluso, en zonas geográficas diferentes de una misma empresa. Las tensiones de distribución oscilan desde los 45 kV hasta los 15 kV, siendo la tensión de línea más habitual la de 20 kV.

En resumen, se puede considerar la siguiente implantación por zonas:

- Iberdrola: Zona Este (20 kV) y Zona Norte (20 kV), excepto el País Vasco con 30 kV.
- Endesa (Sevillana): Zona de Andalucía y Extremadura (20 kV).
- Endesa (ERZ): Zona de Aragón (45 kV).
- Endesa (Fecsa): Zona de Cataluña (25 kV).
- Endesa (Gesa y Unelco): Zona de las Islas Baleares y Canarias (15 kV).
- Gas Natural Fenosa: Zona Centro-Madrid (15 kV) y Norte-Galicia (20 kV).
- EDP: Zona Norte (Asturias).
- E.ON España: Zona Norte (Asturias-Cantabria).

Los materiales más habituales empleados en los CT (transformadores, celdas compactas y modulares y demás equipos de AT) se fabrican dentro de series definidas por las tensiones máximas del material o asignadas (U_m), que son función de la tensión de servicio. Las series más habituales son las de 17,5, 24 y 36 kV.

Tensión de servicio V (kV)	Tensión más elevada para el material U_m (kV)
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
25	36
30	36
45	52

Tabla 2.1. Nivel de aislamiento para equipos en AT.

El suministro eléctrico a pequeños consumidores de energía (viviendas, locales comerciales, pequeñas industrias, oficinas, etc.) se puede contratar en BT con valores de tensión de fase 230 V o tensión de línea 400 V a través de centros de transformación propiedad de la compañía eléctrica.

El suministro a grandes consumidores de energía (industrias, grandes superficies comerciales, institutos de enseñanza, etc.) se puede contratar en AT a través de centros de transformación propiedad del abonado. La contratación en AT es aconsejable en instalaciones industriales de potencias superiores a 50 kW por diversos motivos:

- El precio de la energía es más barato, con ahorros de hasta el 30 %.
- Se evitan las limitaciones en las ampliaciones de la potencia demandada.
- Se consigue cierta independencia de problemas generados por otros abonados de BT que toman la energía del mismo centro de transformación.
- Se puede escoger el régimen de neutro más conveniente a la instalación.

Cuando se trate de suministros en suelo urbano, con la condición de solar, si la potencia solicitada para el local, edificio o agrupación de éstos es superior a 100 kW, el promotor deberá reservar un local con fácil acceso desde la vía pública para instalar un centro de transformación de compañía.



Figura 2.1. Aspecto interior de un CT con celdas modulares de corte en SF₆.

2.1.2 Clasificación de los CT

Los centros de transformación, dependiendo de su misión y su situación en la red eléctrica de AT, se clasifican de acuerdo con la tabla 2.2:

Por alimentación	CT alimentado en punta
	CT alimentado en paso, en anillo o en bucle
	CT de maniobra (o de reparto)
Por la propiedad	CT de compañía
	CT de abonado
Por el emplazamiento	CT de intemperie
	CT de interior
Por el tipo de acometida	CT con acometida aérea
	CT con acometida subterránea
Por la obra civil	CT convencional
	CT prefabricado
	CT subterráneo

Tabla 2.2. Clasificación de los centros de transformación.

Centros de transformación según su alimentación

Podemos diferenciar entre centros alimentados *en punta*, *en paso*, *en anillo* o *en bucle* y *de reparto*.

- Un **CT alimentado en punta** es aquel que se conecta en derivación con la red de distribución principal o es su punto final. Tiene una sola línea trifásica de alimentación.
- Un **CT alimentado en paso, en anillo o en bucle** es aquel que dispone de una línea de entrada, procedente de la red de distribución, y una línea de salida hacia otro centro de transformación. Constituye un punto donde se puede seccionar la red de AT.

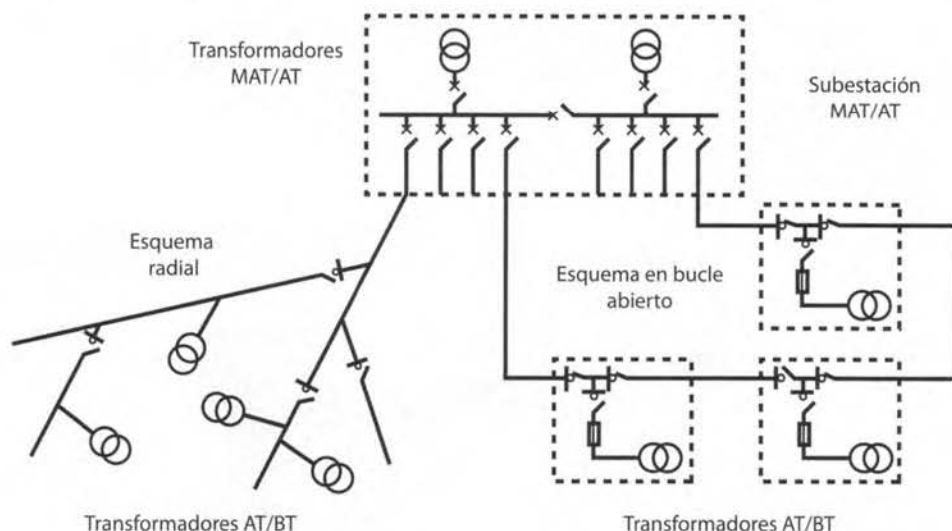


Figura 2.2. Clasificación de CT por alimentación.

La figura 2.2. muestra un esquema que es radial en zona rural y en anillo o en bucle abierto en zona urbana, donde la línea de distribución forma un anillo que "entra y sale" de cada CT.

- Un **CT de reparto** es un centro de transformación de compañía con salidas controladas por aparatos de corte con capacidad de despejar faltas. Están indicados en zonas urbanas con gran densidad de carga para distribuir mejor la potencia de la subestación transformadora.



Figura 2.3. Centro de maniobra o reparto en un edificio independiente.

Centros de transformación según sea el propietario

Podemos diferenciar entre centros de transformación *de compañía* y *de abonado*.

- Un **CT de compañía** es aquel que pertenece a la empresa distribuidora de energía, por lo que de él parten las redes públicas de distribución en BT. Carece de un sistema de medida de energía.
- Un **CT de abonado** es aquel que es propiedad del cliente y debe realizar la medida de la energía eléctrica:

- En centros de transformación de pequeña potencia se realiza en el lado de BT, para no medir la energía perdida en la transformación.
- En centros de transformación de mayor potencia, con parte de las celdas de AT propiedad de compañía, se realiza en el lado de AT.



Figura 2.4. Celdas de un CT de compañía y de un CT de abonado.

Centros de transformación según su emplazamiento

Según el emplazamiento podemos diferenciar entre centros de transformación *de intemperie* y *de interior*.

- Un **CT de intemperie** es aquel en el que todos sus elementos se ubican en el exterior. En ellos el transformador y el resto de elementos se suelen instalar sobre apoyos metálicos o de hormigón armado. Tienen una potencia menor de 250 kVA y están protegidos mediante fusibles, pararrayos y seccionadores unipolares. Se emplean en zonas rurales, en suministros provisionales, obras o clientes aislados.
- Un **CT de interior** es aquel en el que todos sus elementos están situados dentro de un local de distinta naturaleza, reservado para este fin.



Figura 2.5. CT de intemperie y CT de interior.

Centros de transformación según el tipo de acometida

La acometida de un centro de transformación puede ser *aérea* o *subterránea*.

- Un **CT con acometida aérea** es aquel en el que la conexión a la red de distribución se realiza mediante cable aéreo desnudo. Es el sistema utilizado en CT de intemperie y en algunos CT de interior.
- En un **CT con acometida subterránea** ésta se realiza mediante cables aislados en zanja. La mayoría de los centros de transformación de interior utilizan acometida subterránea.



Figura 2.6. CT con acometida aérea y CT con acometida subterránea.

Centros de transformación según la obra civil

Un centro de transformación por obra civil puede ser *convencional*, *prefabricado* o *compacto*.

- Un **CT convencional** es aquel que se ubica en el interior de recintos construidos según proyecto de obra civil. Los situados en edificio independiente son obsoletos, pues la mayoría tienen celdas de AT que utilizan aparamenta con corte al aire. Sin embargo, hay muchos CT convencionales en bajos de edificios destinados a otros usos.
- Un **CT prefabricado** es aquel que dispone de una envolvente de hormigón armado hecha con módulos o con bloques por un fabricante específico. Son habituales, pues tienen tamaños reducidos, son fáciles de transportar e instalar, son resistentes a los agentes atmosféricos, etc. Pueden ser modulares (requieren del ensamblado en obra de todos los elementos prefabricados) o monobloque (tipo caseta o subterráneos).
- Los **CT subterráneos** disponen de versiones distintas según sea el sistema de ventilación (rejillas horizontales, no salientes, o rejillas vertical, salientes). Su instalación es sencilla, pues se posicionan sobre arena compactada y una placa de hormigón.



Figura 2.7. CT prefabricado subterráneo horizontal.

Recuerda...

Actualmente, los prefabricados monobloque tipo caseta o subterráneos se emplean para CT de compañía compactos, que son aquellos en los que las celdas de AT, el transformador, el cuadro de BT y hasta el contador se montan en fábrica en una estructura única muy compacta, ocupando en planta un espacio mínimo.

Ejercicios

1. Clasifica los siguientes CT de acuerdo con los criterios indicados:



2. ¿Cuáles son las diferencias entre un esquema radial y otro en anillo en una red de distribución en AT?
3. ¿Qué es un centro de transformación de reparto y para qué sirve?
4. ¿En qué tipo de CT se realiza la medida de la energía eléctrica?
5. Indica cuáles son los tipos de CT prefabricados.

2.2 Elementos básicos de un CT

2.2.1 El transformador de potencia

El **transformador de potencia** se utiliza, en los centros de transformación, para modificar la tensión desde los valores de distribución en AT hasta la tensión de consumo en BT (típicamente, 400 V de tensión de línea).

Los tipos más habituales de transformadores son:

- Los transformadores con líquido dieléctrico.
- Los transformadores encapsulados.

Los transformadores con líquido dieléctrico

Tal como puede observarse en la figura 2.8, los elementos que componen un transformador con líquido dieléctrico son los siguientes:



1. Parte activa (núcleo y devanados)
2. Núcleo magnético de columnas
3. Devanados
4. Conmutador de tomas AT
5. Pasatapas de BT
6. Pasatapas de AT
7. Vaina para medida de temperatura
8. Cuba herméticamente sellada
9. Bastidor con ruedas
10. Depósito de expansión

Figura 2.8. Transformador en baño de aceite. Fuente: Siemens.

Los **pasatapas** son los elementos diseñados para permitir la conexión de los devanados primario y secundario del transformador con las redes de AT y BT. Pueden ser:

- **Pasatapas abiertos (PA).** Son de tipo abierto y se fabrican con porcelanas electrotécnicas con exterior vidriado de color marrón.
- **Pasatapas enchufables (PE).** Permiten la rápida conexión y desconexión del transformador. Construidos con resinas epoxi, se completan con terminales enchufables rectos o acodados, formando un conjunto protegido contra contactos accidentales.



Figura 2.9. Tipos de pasatapas en transformadores en baño de aceite. Fuente: SGB.

Recuerda...

Los pasatapas han de ir marcados para su fácil identificación. Los caracteres deben ser indelebles y preferentemente en relieve. Mirando el transformador por el lado de AT, el orden de los bornes de izquierda a derecha será:

AT: 1U - 1V - 1W; BT: N - 2U - 2V - 2W

El **conmutador de tomas** está situado en la parte superior de la tapa de cierre de la cuba y generalmente es accionable sin tensión. Su misión es adaptar la tensión del primario del transformador a la realmente existente en el punto de conexión a la red de distribución. Los puntos de regulación disponibles son del [-5 %], [-2,5 %], [0 %], [+2,5 %] y [+5 %].

El **líquido dieléctrico** más utilizado por su relación calidad/precio es el aceite mineral. Se pueden emplear líquidos dieléctricos distintos como el aceite de silicona (la temperatura de combustión de la silicona es de 300 °C frente a los 140 °C del aceite mineral) y el MIDEL® 7131, a base de éter sintético, cuando deba ser además biodegradable.

Las empresas distribuidoras suelen utilizar, en los CT de compañía, transformadores de aceite mineral con potencias utilizadas exclusivamente de 400 y 630 kVA. Para los CT de intemperie, la potencia de los transformadores en baño de aceite va desde 25 a 250 kVA.

En los transformadores de llenado en aceite se emplean tres construcciones: *llenado integral*, *hermético con cámara de expansión* y *abierto con depósito de expansión*.



Llenado integral



Hermético con cámara de expansión

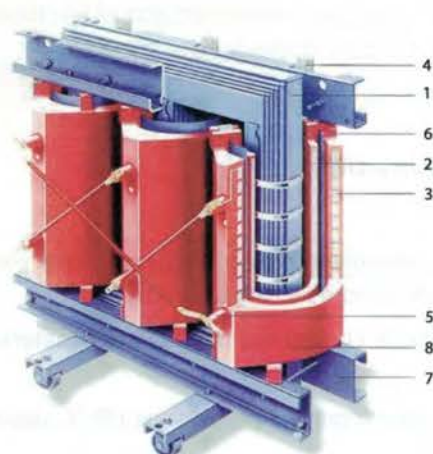


Abierto con depósito de expansión

Figura 2.10. Transformadores de llenado integral. Fuente: Incoesa.

Los transformadores encapsulados

En la figura 2.11 podemos ver los componentes de este tipo de transformadores:



1. Núcleo magnético de tres columnas
2. Devanados de BT
3. Devanados de AT
4. Terminal de conexión de BT
5. Terminal de conexión de AT
6. Separadores elásticos
7. Armazón y chasis del núcleo
8. Aislamiento de resina colada (epoxi)

Figura 2.11. Transformador encapsulado. Fuente: Siemens.

La ITC-RAT 07 (R.D. 337/2014, de 9 de mayo) establece los valores máximos de pérdidas debidas a la carga P_k (W) a 75 °C, pérdidas en vacío P_0 (W) e impedancia de cortocircuito a 75 °C, para transformadores de distribución de $U_m \leq 36$ kV.



Figura 2.12. Transformador de acometida subterránea (terminales de goma/botellas enchufables).

Los transformadores encapsulados por resinas se fabrican para potencias nominales desde 250 a 2.500 kVA y se utilizan para CT de abonado donde el incremento de coste se puede amortizar en un tiempo corto. Se emplean en interiores, pues normalmente no van dentro de ninguna envolvente o carcasa (grado de protección IP00) y es habitual utilizarlo para potencias superiores a 1.000 kVA.

Interpretación de la placa de características

La **placa de características** del transformador de potencia recoge información proporcionada por el fabricante de la máquina eléctrica sobre las principales magnitudes eléctricas, las principales características constructivas, los posibles modos de funcionamiento, su peso, etc.

Es, pues, muy importante saber interpretar todos y cada uno de los parámetros indicados en la misma, dado que nos permite conocer cómo es el transformador.



- Potencia nominal (o de diseño) de 1.600 kVA
- Frecuencia de 50 Hz
- Tensiones nominales (de línea) 20.000/400 V
- Intensidad de diseño (o de línea para 20 kV) de 46,2 A
- Intensidad de diseño (o de línea para 400 V) de 2.309 A
- Grupo de conexión Dyn11
- Tensión relativa de cortocircuito del 6,3%
- Tensión asignada V_m de 24 kV

Figura 2.13. Placa de características de un transformador de potencia.

Recuerda...

En muchas ocasiones ésta es la única información a la que tiene acceso el técnico, pues no es habitual tener al alcance de la mano (en el CT) el catálogo del fabricante.

La placa de características también incluye **datos de tipo constructivo** como:

- El grado de protección IPXX que especifica:
 - Primera cifra: el *nivel de protección* que proporciona la envolvente de cualquier material eléctrico contra el acceso a las partes peligrosas y la penetración de cuerpos sólidos extraños.
 - Segunda cifra: el *nivel de protección* que proporciona la envolvente de cualquier material eléctrico contra la humedad y el agua.
- La clase de aislamiento de los devanados de AT y BT (clase F, con temperatura máxima de 155 °C, según tabla 2.3).

Clase de aislamiento	Y	A	E	B	F	H	C
Temperatura límite (en °C)	90	105	120	130	155	180	> 180

Tabla 2.3. Clases de aislamientos para máquinas eléctricas (UNE 21.304).

- La clase de refrigeración del transformador (Tabla 2.4). Para transformadores en baño de aceite, lo más habitual es el tipo ONAN, mientras que los transformadores encapsulados son sólo tipo AN.

Denominación	Función
ONAN Oil Natural circulation Air Natural circulation	Refrigeración mediante circulación natural del aceite y del aire
ONAF Oil Natural circulation Air Forced circulation	Refrigeración mediante circulación natural del aceite y circulación forzada del aire (ventilador)
AN Air Natural circulation	Refrigeración mediante circulación natural del aire

Tabla 2.4. Sistemas típicos de refrigeración en transformadores.

El diseño de una instalación AT/BT requiere conocer las características eléctricas del transformador a través de los datos del catálogo del fabricante y la placa de características.

El objetivo es poder modelizar el transformador obteniendo, cuando menos, el circuito equivalente simplificado del transformador y, además, conocer el comportamiento del transformador en carga (caída de tensión interna y rendimiento, en función del índice de carga de cada momento).

La impedancia de cortocircuito Z_{cc2} del transformador (en mΩ), a nivel del secundario, se puede calcular mediante la expresión 2.1 utilizando los datos de la placa de características:

$$Z_{cc2} = \frac{\varepsilon_{cc}(\%) }{100} \times \frac{V_{N2}^2}{S_N} \quad [2.1]$$

Donde:

S_N es la potencia nominal del transformador (en kVA);

V_{N2} es la tensión nominal secundaria (en V); y

ε_{cc} es la tensión de cortocircuito (en %).

Ejemplo 2.1

Calcula la impedancia de cortocircuito, a nivel de secundario, de un transformador trifásico en baño de aceite de 630 kVA, 20.000/400 V y tensión porcentual de cortocircuito del 4 %. ¿Cuánto valen las intensidades nominales?

Solución

La impedancia de cortocircuito Z_{cc2} del transformador trifásico se puede obtener aplicando la expresión 2.1:

$$Z_{cc2} = \frac{\varepsilon_{cc}(\%)}{100} \times \frac{V_{N2}^2}{S_N} = \frac{4}{100} \times \frac{400^2}{630} = 10,16 \text{ m}\Omega$$

Las intensidades nominales (o de diseño) en el primario y en el secundario del transformador son:

$$I_{N1} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times V_{N1}} = \frac{630 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 20.000} = 18,19 \text{ A}$$

$$I_{N2} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times V_{N2}} = \frac{630 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = 909,33 \text{ A}$$

Tipos de cargas trifásicas y grupos de conexión

Los tipos de conexión en un devanado trifásico de un transformador, sea en el primario o en el secundario, dan lugar a lo que se conoce como el grupo de conexión. Los distintos tipos de conexión (estrella, triángulo o zigzag) originan diferencias de fase entre las tensiones de línea de primario y de secundario.

- Los tipos de **conexión en estrella** son normal e inversa, donde denominación *normal* indica que el devanado está alimentado por principio de bobina; y la de *inversa*, por el final de la bobina.

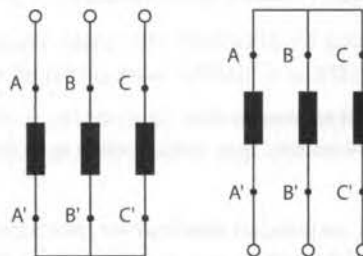


Figura 2.14. Conexiones trifásicas en estrella.

- Los tipos de **conexión en triángulo** pueden ser también *normal* e *inversa*, igual que antes, pero hay que indicar cómo se ha hecho el triángulo, según el orden utilizado (N, de A a B'; Z, de B a A').

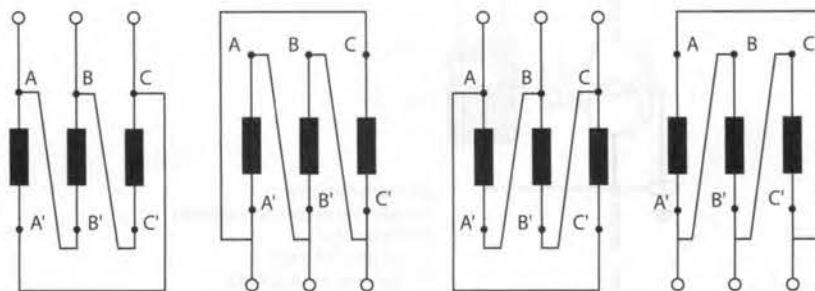


Figura 2.15. Conexiones trifásicas en triángulo.

En centros de transformación el grupo de conexión más habitual del transformador trifásico es el Dyn11. También se ha empleado el grupo de conexión Yzn11, con el secundario en zigzag. Los dos presentan la opción de un punto neutro en BT que se puede distribuir junto a las fases para constituir un sistema de distribución en BT a 4 hilos.

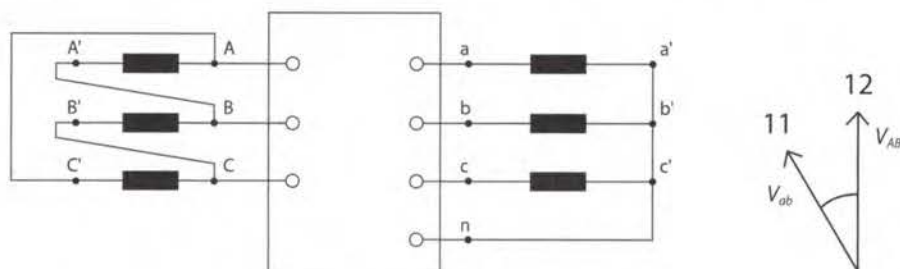


Figura 2.16. Grupo de conexión Dyn11.

Recuerda...

Cuando se desea acoplar transformadores en paralelo, se debe verificar que tengan iguales tensiones primarias y secundarias, tensiones de cortocircuito, índice horario y potencias nominales con relación no superior a 3:1. En la práctica, las dos últimas condiciones se cumplen considerando transformadores con la misma potencia nominal y grupo de conexión.

2.2.2 Aparamenta de protección en un CT

Se denomina **aparamenta** al conjunto de elementos que se encargan de la seguridad, la maniobra y la protección del transformador del CT.

La protección eléctrica se realiza con dispositivos que detectan y abren el circuito o realizan una indicación de alarma cuando se produce aquel defecto para el que se han diseñado.

La aparamenta de protección de un CT se puede clasificar según el **modo de actuación** de la protección y del **tipo de fallo** ante el que protegen. Según el **modo de actuación**, se pueden clasificar en *directas* e *indirectas*.

- Las **protecciones directas**, instaladas en el circuito principal, provocan su apertura por actuación directa (por ejemplo, interruptores automáticos o fusibles para proteger cortocircuitos).
- Las **protecciones indirectas** necesitan elementos captadores instalados en el circuito principal que den una señal al relé (electrónico o mecánico), que actúa sobre la bobina de disparo del interruptor. Los relés sirven para proteger sobrecargas.

Según el **tipo de fallo** ante el que actuar, se pueden clasificar en protecciones frente a **sobreintensidades** (es decir, cortocircuitos o sobrecargas) y frente a **sobretensiones** (descargas atmosféricas tipo rayo o maniobras en la red).

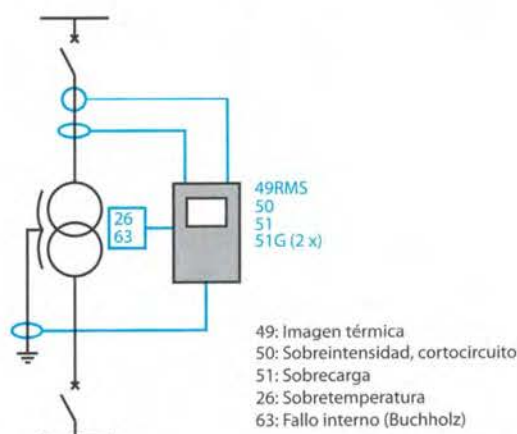


Figura 2.17. Esquema general de protección transformador AT/BT.

Protección frente a sobreintensidades

Las sobreintensidades pueden ser de dos tipos:

Un **cortocircuito** es un defecto casi instantáneo provocado por la puesta en contacto directo con resistencia nula de 2 puntos de la instalación a diferente potencial (por ejemplo, cortocircuito fase-fase en AT o fase-neutro en BT, entre otros). Se caracteriza por un valor muy elevado de intensidad de cortocircuito que debe ser despejada abriendo el circuito mediante la protección adecuada.

Por otro lado, una **sobrecarga** es un defecto de duración limitada (de varios segundos a incluso minutos) provocado por el paso por una parte de la instalación de una intensidad de corriente del orden de varias veces la intensidad nominal (por ejemplo, de 3 a 5 veces I_n).

• Protección frente a cortocircuitos

Se emplean fusibles limitadores de alto poder de ruptura (APR). Es un elemento de protección directa frente a sobreintensidades basado en la fusión de un elemento conductor debido al calor producido por efecto Joule.

Están fabricados con una cinta conductora de plata, con sección variable, arrollada sobre un elemento cerámico llamado cruceta, situados en el interior de una envolvente cerámica o de fibra de vidrio. El interior del fusible está lleno de sílice, cerrando el conjunto mediante elementos de contacto, llamados cazoletas, en ambos extremos.



Figura 2.18. Estructura interna de un fusible APR.

Se utilizan en los CT como protección de los transformadores de distribución, tanto de dieléctrico líquido como secos. Normalmente, se instalan fusibles APR que son solo adecuados para realizar la protección contra cortocircuitos, excepto tipos especiales llamados *Full Range*. Las características de selección más importantes son su intensidad nominal o calibre I_n , la corriente mínima de interrupción I_3 y su poder de corte I_1 .



Figura 2.19. Fusible APR en celda de protección.

La selección de un fusible depende de la tensión e intensidad nominal de la instalación a proteger. La intensidad nominal del fusible I_n debe ser superior a la intensidad nominal I_{nt} del transformador, ya que debe soportar sin fundir los picos de corriente producidos por la puesta en marcha del transformador.

El fusible tiene la zona de funcionamiento correcto ante cortocircuitos entre la intensidad mínima I_3 y la máxima (poder de corte) I_1 . Además, se debe cumplir que la intensidad I_1 del fusible sea superior a la intensidad de cortocircuito I_{cc} en el transformador.

• Condiciones de protección fusibles APR

$$I_{n,\text{fusible}} \geq I_{n,\text{transformador}};$$

$$I_{1,\text{fusible}} > I_{cc,\text{transformador}}.$$

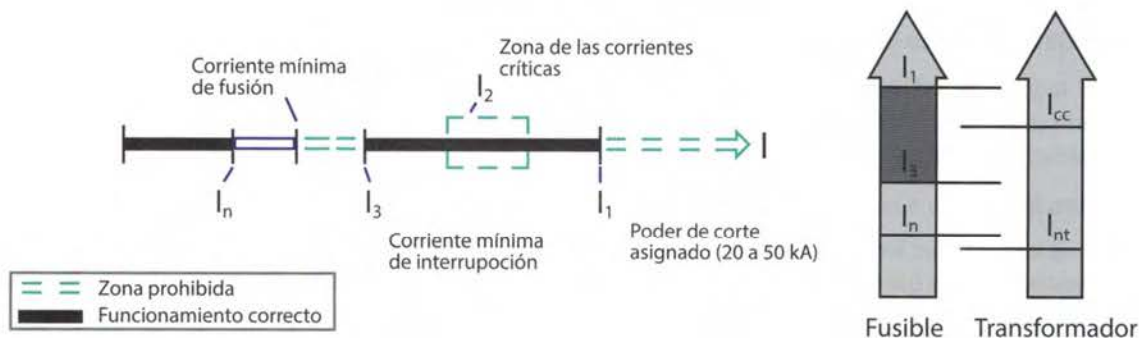


Figura 2.20. Selección de un fusible APR para un CT. Fuente: Siemens.

Las sobrecargas entre I_n e I_3 deben ser protegidas por otros medios, pues el fusible no es el elemento adecuado. La tabla 2.5 recoge las intensidades nominales primarias para los transformadores más habituales empleados en CT de compañía, así como también las intensidades nominales de los fusibles APR que instalan las empresas distribuidoras.

Como regla práctica, las empresas distribuidoras para los CTs de abonado sitúan la I_n del ruptofusible entre 2,5 y 3,5 veces la intensidad nominal del primario del transformador. Para sus propios CTs el criterio suele ser menos restrictivo, con lo que el calibre del fusible puede ser menor.

Tensión de servicio (kV)	Potencia nominal del transformador (kVA)			
	250	400	630	1.000
	Intensidad nominal transformador/fusible (A)			
15	9,62/40	15,40/63	24,25/63	38,49/100
20	7,22/25	11,55/40	18,19/63	28,87/100
25	5,77/20	9,24/31,5	14,55/40	23,09/63
30	4,81/16	7,70/25	12,12/31,5	19,25/40

Tabla 2.5. Intensidades nominales en transformadores y fusibles de CT.

Ejemplo 2.2

Selecciona los fusibles APR para la celda de protección por ruptofusible de un CT de abonado de 400 kVA, 30.000/400 V y tensión máxima (asignada) del material de 36 kV. Considera que la potencia de cortocircuito de la red S_{cc} es 350 MVA.

Solución

Utilizando los datos de la tabla 2.5, las intensidades nominales del transformador I_{nt} y del fusible I_n son:

$$I_{n,\text{transformador}} = 7,70 \text{ A} < I_{n,\text{fusible}} = 25 \text{ A}$$

Las intensidades nominales (o de diseño) en el primario y en el secundario del transformador son:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times V_{N1}} = \frac{350 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 30.000} = 6,74 \text{ kA} < I_1 = 20 \text{ kA}$$

• Protección frente a sobrecargas

La protección contra sobrecargas se realiza mediante dispositivos que vigilan la temperatura de los devanados del transformador. Los accesorios empleados dependerán del tipo de transformador.

Protección para transformadores con dieléctrico líquido

1. **Termómetro:** consiste en un termómetro con aguja indicadora de temperatura (color negro) y contactos regulables para alarma y disparo. Suele llevar dos agujas más (la de temperatura máxima, de color verde o azul; y la de temperatura de disparo, de color rojo).
2. **Relé Buchholz:** es un detector de los gases desprendidos en el interior de la cuba cuando se produce un defecto eléctrico en los devanados (transformadores con depósito de expansión). Dispone de contactos de alarma y disparo.



Figura 2.21. Protección de sobrecargas con termómetro/relé Buchholz.

3. **Bloque de protección DGPT-2:** se aplica en los transformadores de llenado integral y engloba tres sistemas de protección (protección de temperatura, de gases y de sobrepresión). Produce una señal de alarma o disparo ante cualquier anomalía que se detecte.



Figura 2.22. Protección de sobrecarga con bloque DGPT-2.

4. **Termostato:** como el termómetro, es un elemento que sirve para la protección térmica del transformador pero sin indicar la temperatura. El disparo se produce cuando se alcanza el valor de regulación.
5. **Desecador de aire:** en transformadores abiertos, se utiliza un cartucho con granos de silicagel entre el depósito de expansión y la atmósfera para absorber la humedad del aire.
6. **Válvula de sobrepresión:** es un dispositivo de alivio de presión, para transformadores de tipo hermético con cámara, que se tara en un valor según normas.
7. **Indicador de nivel de aceite:** es una ventanilla circular para observar el nivel de aceite a todas las temperaturas entre los 0 y 100 °C, disponiendo de una marca de nivel a 20 °C, cuyo valor óhmico depende de un incremento positivo de temperatura.

Protección para transformadores encapsulados

1. **Resistencias PTC y equipos de procesamiento:** se sitúan, como mínimo, dos resistencias PTC, cuyo valor óhmico depende de un incremento positivo de temperatura en cada devanado de BT, previstas para alarma y disparo. Las resistencias PTC de la toma funcional están conectadas en serie y cableadas a una regleta de bornes.

- 2. Termómetros de resistencia eléctrica de platino (PT100) y equipos de procesamiento:** se sitúa, como mínimo, un termómetro de resistencia eléctrica PT100 en cada devanado de BT. El equipo de evaluación permite ajustar las funciones de alarma y disparo. Las resistencias PTC están cableadas en conexión trifásica a una regleta de bornes (máx. 2,5 mm²).

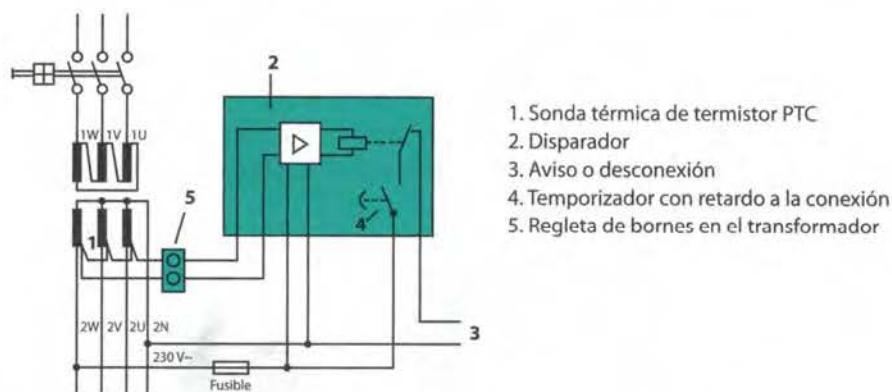


Figura 2.23. Esquema de vigilancia de la temperatura. Fuente: Siemens.

Relés de protección directa e indirecta

El *relé electromecánico* es una protección directa, pues básicamente es un elemento de tipo magnetotérmico instalado en serie en el circuito principal, y que provoca la apertura del interruptor al sobrepasar el valor de intensidad prefijado.

Disponen de un bimetálico para la protección contra sobrecargas y de una bobina para la protección contra cortocircuitos. El disparo puede ser instantáneo, a tiempo constante, a tiempo inverso o extremadamente inverso, en función del modelo y características de la instalación.

La protección indirecta habitual es un relé electrónico que recibe una señal proporcional a la intensidad del circuito principal a través de transformadores de tensión e intensidad (toroidales). Cuando se supera el valor fijado, provoca la apertura del interruptor a través de la bobina de disparo incorporada en el aparato. Como son elementos electrónicos, aislados del circuito principal, los valores de disparo se mantienen constantes.

• Protección frente a sobretensiones

Las sobretensiones, tanto de origen atmosférico como las ocasionadas por las maniobras en la red de distribución de AT, degradan los aislamientos del transformador y producen su avería. Para proteger frente a esta falta se emplean los pararrayos autoválvulas.

Se conectan antes del transformador, uno por fase, entre la línea y tierra. Las autoválvulas disponen en su interior de un material cuya resistencia varía con la tensión (varistores, como el óxido de cinc). Ante tensiones nominales, sin sobretensión existente, presentan una alta resistencia e impiden la derivación de corriente a tierra. Cuando se produce una sobretensión, su resistencia se reduce drásticamente y entran en conducción por lo que derivan a tierra una corriente eléctrica considerable que hace que la onda de sobretensión quede amortiguada aguas abajo del pararrayos.



Figura 2.24. Pararrayos autoválvulas en un CT de intemperie en apoyo de hormigón.

2.2.3 Cuadros modulares de BT

Un **cuadro modular de BT** para un CT es un conjunto formado por módulos, montados en fábrica, que sirven para recibir el circuito principal de BT del transformador y distribuirlo en varios circuitos individuales.



Figura 2.25. Cuadro de BT de un CT de interior.

Se pueden utilizar módulos de acometida y de ampliación. Con un módulo de acometida (AC) se pueden montar cuadros de 4 salidas y, con un módulo de acometida más ampliación, se pueden montar cuadros de 8 o 12 salidas. Pueden existir cuadros modulares de 5 salidas con fusibles unipolares, tamaño 2, de 400 A y cuadros de 6 salidas (4 salidas son BTVC-2-400 A y 2 son BTVC-00-160 A).

En la parte superior del cuadro está la unidad funcional de control (1) y el seccionamiento (2). La unidad funcional de protección (4) son bases tripolares verticales cerradas (BTVC) en cuyo interior se sitúan los fusibles unipolares. Completa el esquema de la unidad funcional de embarrado (3), con barras verticales de llegada y horizontales o repartidoras.

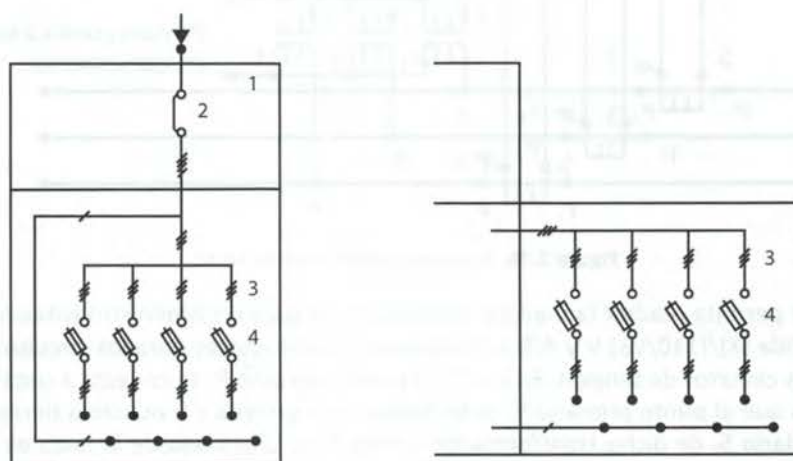


Figura 2.26. Esquema de módulos de acometida y ampliación.

2.2.4 Transformadores de medida

Los **transformadores para medida** de la tensión (TT) o de la intensidad (TI) se utilizan en la celda de medida de un CT de abonado para adecuar las tensiones e intensidades que hay en el CT a valores que puedan medirse en un contador electrónico (baja tensión) a través de bornes de comprobación.

Son básicos para la facturación de la energía consumida en AT. Los transformadores de medida son inductivos y accesibles para su verificación, cambiar la relación de transformación o sustituirlos ante una avería. Los secundarios son de uso exclusivo para la medida de los consumos. En cada transformador se debe conectar a tierra un punto de su secundario.



Figura 2.27. Celda de medida con alimentación subterránea y contador de BT.

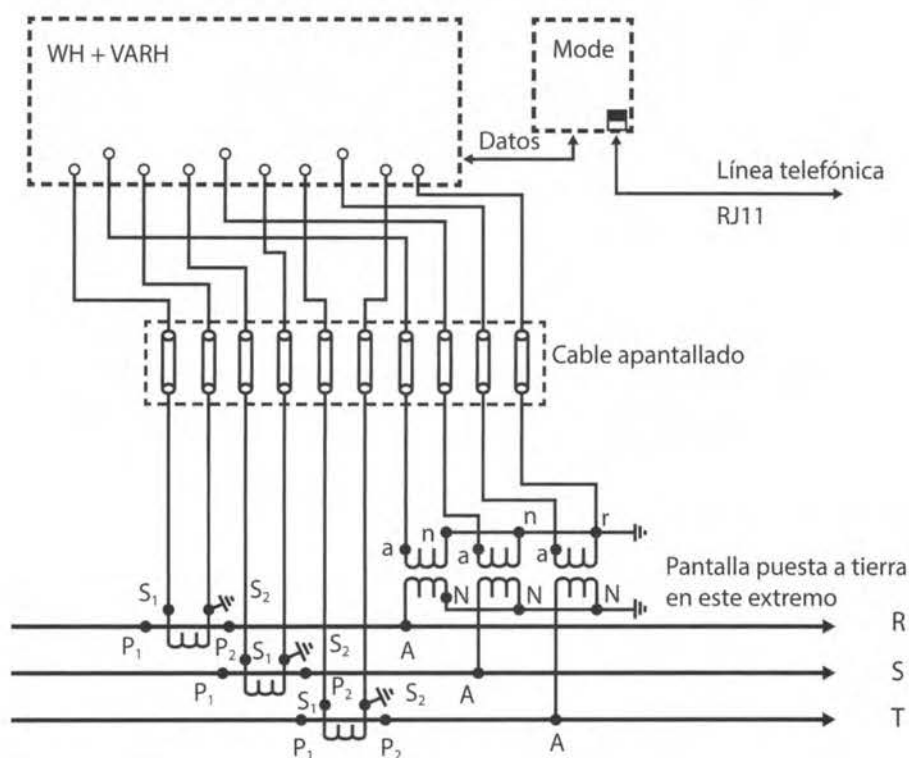


Figura 2.28. Esquema para la medida en AT.

El esquema anterior permite realizar la medida indirecta en AT para un suministro trifásico 4 hilos con transformadores de medida (X)/(110/ $\sqrt{3}$) V y X/5 A. Se utilizan 6 conductores para los circuitos de intensidad y 4 conductores para los circuitos de tensión. En los TT, el punto primario P_1 se conecta a cada fase de la distribución en AT, mientras que el punto primario P_2 debe formar una estrella e ir puesto a tierra. Lo mismo sucede con el punto secundario S_2 de dicho transformador. En los TI, si la entrada de la línea es por el signo P_1 del transformador, se debe conectar a tierra el punto secundario S_2 .

Transformador de tensión

La tensión del secundario es de 110/ $\sqrt{3}$ V para medida. Para tensiones inferiores a 36 kV, los TT son de aislamiento seco a base de resinas sintéticas.

Los transformadores de tensión deben tener una tensión en primario comprendida entre el 80 % y el 120 % de la tensión nominal de red. La tabla 2.6 indica la relación de transformación usada en un TT de acuerdo con la tensión nominal de la red.

Tensión nominal de red (V)	Tensión primaria del TT (V)	Tensión más elevada (kV)	Tensión secundaria del TT (V)
15.000	16.500 / $\sqrt{3}$	17,5	110 / $\sqrt{3}$
20.000	22.000 / $\sqrt{3}$	24	
25.000	27.500 / $\sqrt{3}$	36	
30.000	33.000 / $\sqrt{3}$	36	
45.000	45.000 / $\sqrt{3}$	52	

Tabla 2.6. Valores de selección de los TT.

Transformadores de intensidad

La intensidad nominal secundaria es de 5 A para la medida. Para tensiones inferiores a 36 kV, los TI son de aislamiento seco a base de resinas sintéticas. Los transformadores de intensidad son de gama extendida (S). Se recomienda que sean de doble relación en el primario, para que sean válidos ante futuras disminuciones o aumentos de la potencia contratada, de forma que la intensidad se encuentre entre el 45 % de la intensidad nominal y la intensidad máxima del transformador.

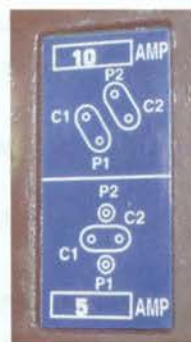


Figura 2.29. Formas de conexión del primario de un TI con doble relación (5-10/5 A).

Las intensidades primarias nominales normalizadas son 5, 10, 15, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 600, 1.200 y 1.500 A. Otro dato interesante es la clase de precisión del transformador de intensidad para medida. Ésta puede ser 0,1, 0,2, 0,5, 1 y 3. La clase 0,5 se utiliza para contadores normales y aparatos de medida.

Ejemplo 2.3

Un CT de abonado de 25 kV, con una potencia contratada con la empresa distribuidora de 250 kW, tiene una celda de medida compuesta por 3 TI y 3 TT. ¿Cuál es la relación de transformación en cada caso? Si se reduce la potencia contratada hasta 100 kW, ¿cuál es la nueva relación de transformación de los TI? Considera un fdp 0,9 inductivo para la instalación de BT.

Solución

Los transformadores de tensión, según la tabla 2.6, se deben seleccionar para una tensión de red de 25.000 V con una relación de transformación $(27.500/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$. Los transformadores de intensidad son de relación $X/5$ A, donde X depende de la intensidad de línea para la potencia contratada y del valor normalizado de intensidad primaria del TI:

$$I_{L1} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_{N1} \times \cos\varphi} = \frac{250 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 25 \times 10^3 \times 0,9} = 6,42 \text{ A}$$

$$P = \sqrt{3} \times V_{N1} \times I_{L1} \times \cos\varphi$$

Para la potencia contratada de 250 kW, se debe seleccionar un TI con una relación de transformación 10/5 A. Si se reduce dicha potencia contratada hasta 100 kW, el TT no se debe modificar al no cambiar la tensión de red. La nueva intensidad de línea es:

$$I'_{L1} = \frac{P'}{\sqrt{3} \times V_{N1} \times \cos\varphi} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 25 \times 10^3 \times 0,9} = 2,57 \text{ A}$$

Para la potencia contratada de 100 kW, se debe seleccionar un TI con una relación de transformación 5/5 A. Por tanto, es adecuado seleccionar un TI con doble relación de transformación en el primario (5-10/5 A).

Ejercicios

6. ¿Qué función tiene el conmutador de tomas de AT? Razona la respuesta.
7. Explica qué es un pasatapas abierto y qué es un pasatapas enchufable.
8. Indica cuáles son los principales tipos de transformadores en baño de aceite (llenado integral).
9. ¿Cómo se realiza la conexión de los cables de AT/BT en un transformador encapsulado? Razona la respuesta.
10. Representa el esquema de conexión de las bobinas trifásicas de un transformador con grupo de conexión Dyn11.
11. ¿Qué tipo de protecciones contra sobrecargas se pueden emplear en transformadores encapsulados?
12. Explica qué es un bloque de protección DGPT-2 y para qué sirve.
13. Explica los diferentes tipos de módulos empleados en un cuadro modular de BT.
14. Explica los principales datos eléctricos y constructivos indicados en la placa de características de un transformador trifásico de 400 kVA en baño de aceite, 15.000/400 V, con grupo de conexión Dyn11.



15. Selecciona los fusibles APR para la celda de protección por ruptofusible de un CT de abonado de 1000 kVA, 20.000/400 V. Considera que la potencia de cortocircuito de la red S_{cc} es 500 MVA.
16. Un CT de abonado de 25 kV, con 550 kW de potencia contratada, tiene una celda de medida compuesta por 3 TI y 3 TT. Considerando un factor de potencia 0,95 inductivo para la instalación de BT, determina la relación de transformación de los transformadores de medida. Considera que la potencia de cortocircuito de la red S_{cc} es 500 MVA.

2.3 Sistemas de celdas en los CT

2.3.1 Concepto de celda

Una **celda** se puede definir como cada una de las partes en que puede descomponerse un centro de transformación con una función independiente. Las celdas se componen de elementos de conmutación, control, medida y/o protección convenientemente ensamblados y conectados, además de sus envolventes.

Las celdas más habituales, según la función que desempeñan, son las de línea, las de protección, la de medida y la de remonte. Las celdas de línea (normalmente 1, 2 o 3) tienen la función de permitir la entrada y salida en el CT de las líneas de AT. Las celdas de protección permiten ubicar la aparamenta de protección general y de protección de cada transformador. En los CT de abonado, la celda de medida es la encargada de albergar los transformadores de intensidad y tensión, y la celda de remonte permite la separación física entre la parte del CT manipulada sólo por la compañía y la parte manipulada por el abonado.

Según sus **características constructivas**, las celdas se pueden clasificar en:

- **Celdas de ejecución in situ con tecnología de corte al aire.** Actualmente están en desuso pues, a pesar de que el corte del circuito es visible, presentan un gran número de inconvenientes. La instalación es fija y requiere mucho espacio, lo que aumenta la inversión en el terreno. El coste de la instalación es elevado y necesita un mantenimiento constante.
- **Celdas modulares con corte al aire.** Son una mejora respecto a las anteriores, pues son prefabricadas. Permiten que el corte sea visible, dando seguridad frente a contactos accidentales y tienen una envolvente externa metálica puesta a tierra. Pero estas celdas siguen requiriendo mucho mantenimiento y el tamaño del CT resultante es grande.
- **Celdas compactas y modulares con corte mediante hexafluoruro de azufre (SF_6).** En la actualidad, se emplean celdas con corte en SF_6 que añaden una reducción muy importante del tamaño de las celdas. El SF_6 es un gas sintético altamente estable que se descompone a partir de 500 °C. La rigidez dieléctrica es triple que la del aire, lo que permite reducir el tamaño de las celdas considerablemente (del orden de un tercio).



Figura 2.30. Celdas de ejecución in situ y modulares de corte al aire.



Figura 2.31. Celdas compactas y modulares de corte en SF_6 .

2.3.2 Aparamenta en AT para celdas

Las celdas compactas y modulares empleadas en centros de transformación utilizan como aparamenta más habitual en AT:

- El **seccionador**. Es un dispositivo de maniobra que no tiene poder de corte ni de cierre. Asegura una distancia de seccionamiento y su maniobra depende del operador. Cuando está cerrado, debe soportar permanentemente la intensidad nominal y sólo puede abrirse en un circuito sin carga. La corriente asignada mínima es de 200 A.
- El **seccionador de puesta a tierra**. Es un aparato mecánico de conexión que no tiene poder de corte, pero sí de cierre elevado. Sirve para poner a tierra las celdas de un CT, con lo que debe soportar durante un tiempo intensidades en condiciones anormales (cortocircuito).
- El **interruptor**. Es un aparato de maniobra con poder de corte pequeño y poder de cierre elevado. Debe interrumpir la intensidad nominal y soportar durante un período intensidades anormales (sobrecarga o cortocircuito). Es capaz de establecer corrientes de cortocircuito, pero no de interrumpirlas. Tiene un mecanismo de acumulación de energía, lo que permite que la maniobra sea independiente del operador. Se suele asociar con el seccionador, formando el interruptor-seccionador.
 - El **interruptor-ruptofusible**. Es un interruptor asociado a un fusible. El conjunto es capaz de interrumpir corrientes de cortocircuito debido al elevado poder de corte del fusible. Cuando actúa, el fusible provoca la apertura del interruptor mediante un sistema de resortes.
 - El **interruptor automático o disyuntor**. Es un aparato de maniobra con poder de corte y de cierre elevado. Es capaz de realizar la apertura o cierre de un circuito en condiciones anormales (sobrecarga o cortocircuito). Requiere de algún elemento de detección (relé electrónico o electromecánico) que provoque la actuación sobre la bobina de disparo.

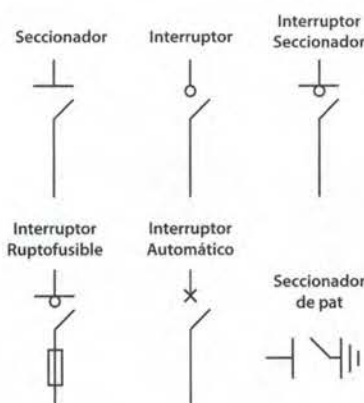


Figura 2.32. Simbología de aparataje en AT.



Figura 2.33. Interruptor-seccionador de corte en SF₆.

Las características comunes asociadas a la aparataje de AT utilizada en las celdas son:

- Tensión asignada U_r .
- Nivel de aislamiento asignado (impulsos tipo rayo, U_p , o frecuencia industrial durante 1 minuto, U_d).

- Frecuencia asignada.
- Intensidad en servicio continuo I_r .
- Intensidad admisible asignada de corta duración I_k y valor de cresta.
- Duración admisible asignada de la intensidad de cortocircuito.
- Poder de corte máximo.

Los valores de tensión más elevada para el material U_m (kV eficaces), tensión soportada nominal a frecuencia industrial (kV eficaces) y tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo (kV cresta), para materiales de aislamiento del grupo A hasta 36 kV, están definidos en la ITC RAT-12 (R.D. 337/2014, de 9 de mayo).

Ejercicios

17. Explica los distintos tipos de celdas de AT que se pueden encontrar en un CT.
18. Explica qué diferencias hay entre un seccionador y un interruptor-seccionador.
19. Explica qué diferencias hay entre un interruptor y un disyuntor (interruptor automático).
20. Explica qué diferencias hay entre un seccionador y un seccionador de puesta a tierra.
21. Explica las principales características de la aparamenta de AT de la figura:

celda de disyuntor DM1-D				seccionador SME				interruptor combinado con fusibles QM			
Ur	24 kV	Conforme CEI 298	Ud 50 kV	Ur	24 kV	Conforme CEI 298	Ud 50 kV	Ur	24 kV	Conforme CEI 298	Ud 50 kV
I _k	15 kA-1s	UNE EN 60298	Up 125 kV	I _k	15 kA-1s	UNE EN 60298	Up 125 kV	I _k	15 kA-1s	UNE EN 60298	Up 125 kV
I _r	400 A-50/60 Hz		I _p 40 kA	I _r	400 A-50/60 Hz		I _p 40 kA	I _r	400 A-50/60 Hz		I _p 40 kA
Tipo: Año: 2004 N°: 0437053C				Tipo: Año: 2003 N°: 0433033C				Tipo: Año: 2004 N°: 0432221C			
Fabricado por Schneider Electric				Fabricado por Schneider Electric				Fabricado por Schneider Electric			

2.4 Esquemas unifilares de CT

2.4.1 CT de compañía

Los esquemas básicos para los CT de compañía son:

- En punta, con 1 transformador o con 2 transformadores en paralelo.
- En bucle, con 1 transformador o con 2 transformadores en paralelo.
- En bucle triple, con 2 transformadores en paralelo.

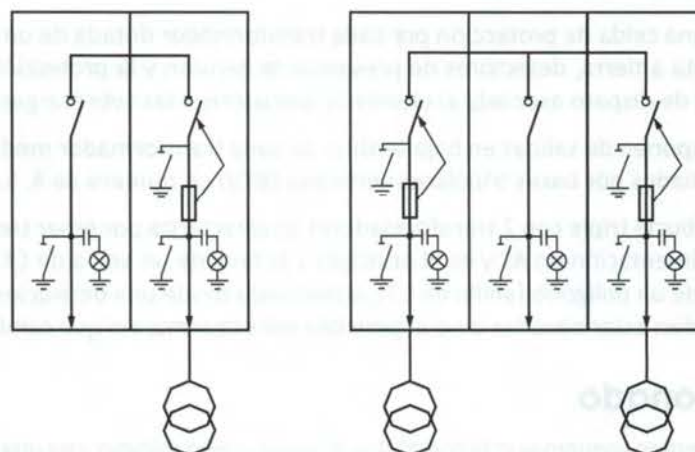


Figura 2.34. CT de compañía en punta, con 1 ó 2 transformadores.

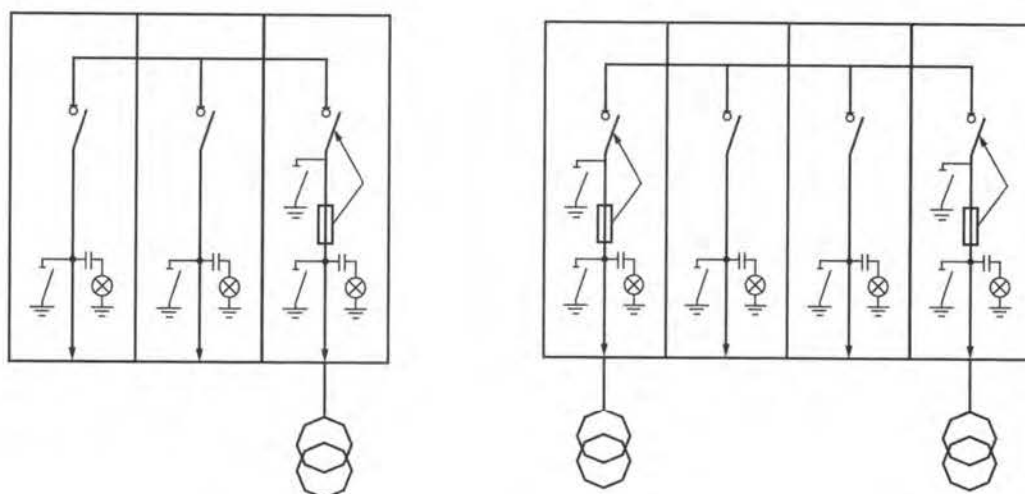


Figura 2.35. CT de compañía en bucle, con 1 ó 2 transformadores.

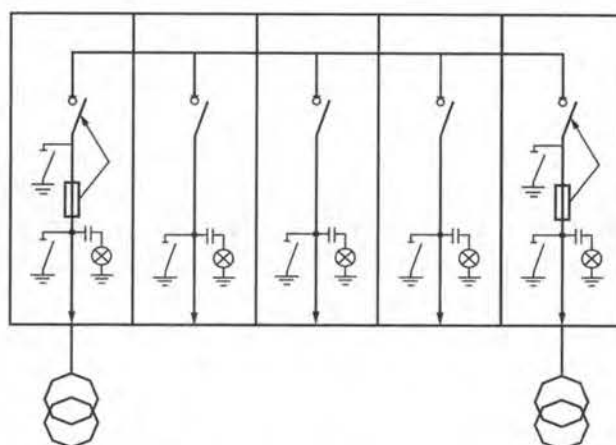


Figura 2.36. CT de compañía en bucle triple, con 2 transformadores.

Estos CT tienen celdas de línea, para cada entrada y salida, que están compuestas por un interruptor-seccionador, con detectores de presencia de tensión, y un seccionador de puesta a tierra que en posición de cerrado cortocircuita los bornes de los cables, enclavado con el interruptor y la puerta.

El enclavamiento permite que el seccionador no pueda cerrarse con el interruptor cerrado y tampoco pueda abrirse la puerta de la celda con el seccionador de puesta a tierra abierto. Hay una seguridad absoluta para acceder a manipular los cables sin tensión.

Además incluyen con una celda de protección por cada transformador dotada de un interruptor-seccionador, seccionadores de puesta a tierra, detectores de presencia de tensión y la protección por ruptofusibles. Esta celda tiene una bobina de disparo asociada al elemento que protege las sobrecargas (termómetro de esfera).

Los CT de compañía disponen de salidas en baja tensión de cada transformador mediante cuadros normalizados homologados, formados por bases tripolares verticales (BTV) en número de 4, 5, 6 u 8.

Un CT de compañía en bucle triple con 2 transformadores se caracteriza por tener tres celdas de línea, pues el CT recibe la línea de alimentación en AT y es el principio y el final de un anillo de CT. Esta situación se puede dar en la urbanización de un polígono (anillo de CT), alimentado desde una derivación de la línea ya existente. Las celdas de línea pueden estar situadas o no al principio del esquema, sin que cambie la función del mismo.

2.4.2 CT de abonado

Los **CT de abonado** presentan esquemas más complejos al contar, como mínimo, con una celda más (la de medida). Esta celda aloja en su interior 3 transformadores de tensión (TT) y 3 transformadores de intensidad (TI), cuyos

secundarios deben alimentar al equipo de medida, es decir, a un contador trifásico electrónico a 4 hilos, para la tarifa contratada en AT.

Los esquemas típicos para los CT de abonado son:

- En punta, con 1 transformador y celda de medida.
- En bucle, con 1 o 2 transformadores y celda de medida.
- En bucle triple, con 2 transformadores.

En los CT en punta (al final de línea), el CT de abonado debe disponer de una celda de línea para poder realizar el corte de la alimentación al CT.

En los CT en bucle (intercalado en la red de distribución), el CT de abonado da continuidad a la línea de distribución en AT y, además, debe separar eléctricamente la parte correspondiente a la explotación de la red de la parte correspondiente al servicio del usuario. Se disponen de tantas celdas de línea como acometidas haya, situando a continuación una celda de seccionamiento o remonte que da paso al resto del esquema.

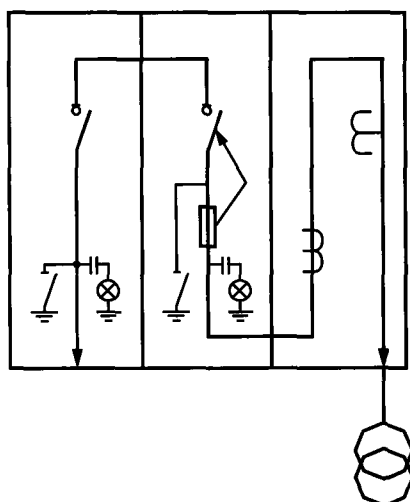


Figura 2.37. CT de abonado en punta con 1 transformador.

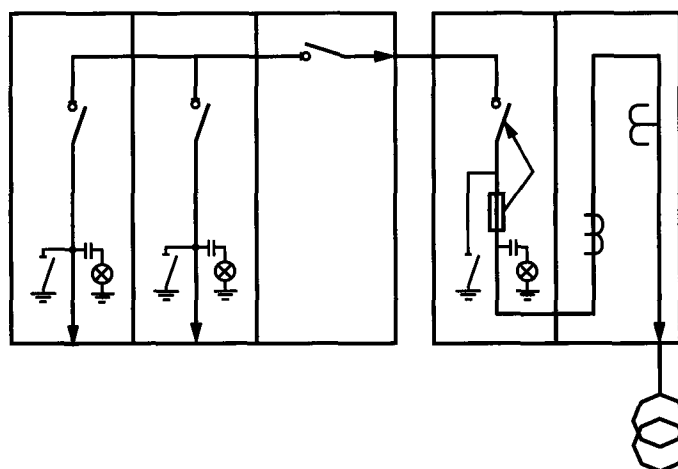


Figura 2.38. CT de abonado en bucle con 1 transformador.

El esquema del CT de abonado en bucle con 1 transformador dispone de 2 celdas de línea al principio del esquema y, a continuación, se debe situar la celda de remonte para separar físicamente las celdas de usuario de las celdas de línea, manipuladas exclusivamente por la compañía. Tiene 1 celda de protección mediante ruptofusibles para el transformador.

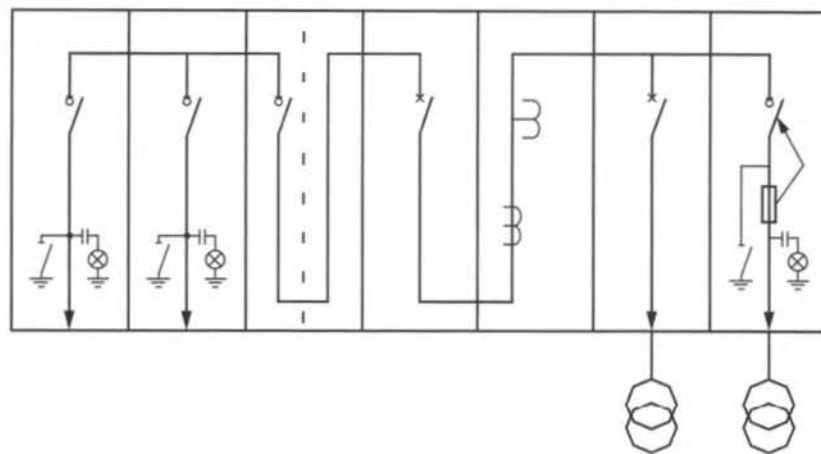


Figura 2.39. CT de abonado en bucle con 2 transformadores.

El esquema del CT de abonado en bucle triple con 3 transformadores dispone de 3 celdas de línea (situadas al principio del esquema), una celda de remonte, la celda de protección general mediante un disyuntor, la celda de medida, una nueva celda de remonte y 3 celdas de protección (una para cada transformador, con la protección correspondiente según la potencia nominal del mismo).

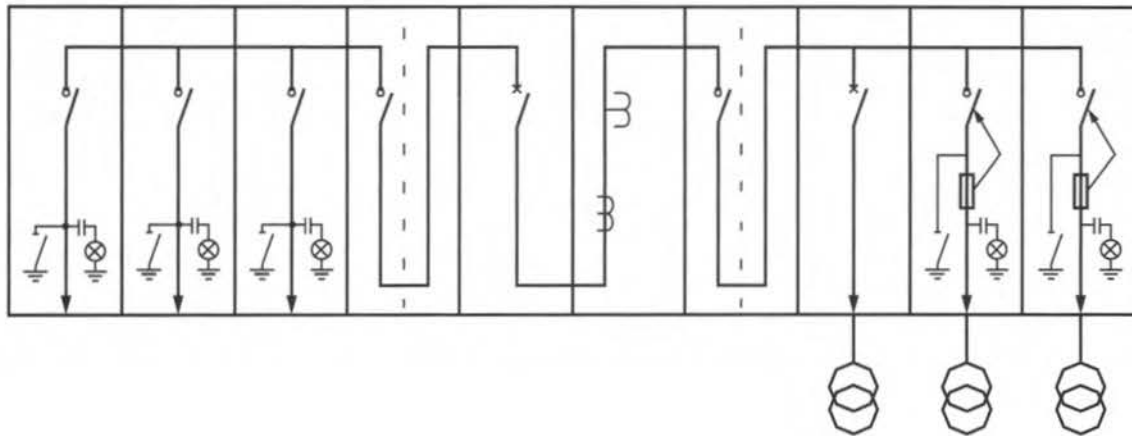


Figura 2.40. CT de abonado en bucle triple con 3 transformadores.

Ejercicios

22. Dibuja el esquema unifilar de un CT de compañía en punta con 2 transformadores.
23. Dibuja el esquema unifilar de un CT de compañía en bucle triple con 2 transformadores.
24. Dibuja el esquema unifilar de un CT de abonado en bucle con 2 transformadores y celda de medida.
25. Dibuja el esquema unifilar de un CT de abonado en bucle triple con 2 transformadores y celda de medida.
26. Explica el esquema unifilar representado indicando el tipo y la utilidad del CT.



2.5 Puesta a tierra de un CT

En el caso de un sistema de potencia que incluya centros de transformación (CT), pueden existir hasta cuatro instalaciones distintas de puesta a tierra, con electrodos distintos y sin ninguna conexión eléctrica entre ellas, e independientes, de forma que el funcionamiento de cualquiera de ellas no debe afectar a las otras.

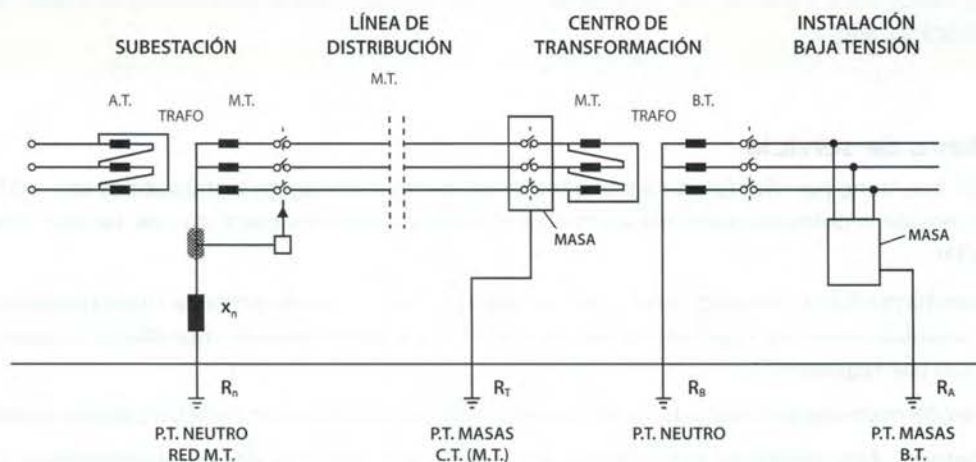


Figura 2.41. Puestas a tierra en un sistema eléctrico.

Este capítulo se va a centrar exclusivamente en las dos instalaciones de puesta a tierra (pat) que se pueden encontrar en un CT (pat del neutro de BT o de servicio y la pat de protección o masas del CT).

El diseño del sistema de puesta a tierra será tal que en cualquier punto normalmente accesible desde el interior o exterior del CT donde las personas puedan circular o permanecer, éstas pueden quedar sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto máximas admisibles para esa circunstancia.



Figura 2.42. Sistemas de puesta a tierra en un CT en edificio aislado prefabricado, junto con el armado de la solera del piso del CT.

2.5.1 Tipos de puesta a tierra

Puesta a tierra de protección (o herrajes)

Es la conexión directa a tierra de las partes metálicas interiores de los elementos del CT que, normalmente, están sin tensión pero que pueden ser puestos en tensión a consecuencia de averías, contactos accidentales, descargas atmosféricas o sobretensiones. Por tanto, se deben conectar:

- Las carcasas de los transformadores.
- Los chasis y bastidores de los aparatos de maniobra.
- Las envolventes y armazones de conjuntos de aparamenta de AT (cabinas, celdas).
- Los armarios y cofres con aparatos y elementos de BT.
- Las pantallas y/o blindajes de los cables eléctricos de AT.

Recuerda...

No se debe conectar a la puesta a tierra de protección los elementos metálicos accesibles desde el exterior y que no contienen ni soportan partes en tensión. Por tanto, no se conectan las puertas y sus marcos, las persianas con sus rejillas para la entrada y la salida del aire de ventilación, etc.

Puesta a tierra de servicio

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 servicio. Por tanto, se deben conectar:

- En los transformadores, el punto neutro del secundario de BT cuando proceda (directamente cuando se trata de distribuciones con régimen de neutro TN o TT, o a través de una impedancia o bobina de tierra cuando son con régimen IT).
- En los transformadores de intensidad y de tensión, uno de los bornes de cada uno de los secundarios.
- Los limitadores, descargadores, autoválvulas, pararrayos, para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.



Figura 2.43. Puntos de registro de las puestas a tierra.

Configuraciones de los electrodos de la puesta a tierra de protección

Con el fin de generalizar los resultados obtenidos, UNESA propone unas tablas para diferentes geometrías de los electrodos de puesta a tierra:

- En hilera; con cable horizontal enterrado sin picas o de 2 a 8 picas unidas por un conductor horizontal. Las opciones aparecen recopiladas en la tabla 2.7, con picas de 14 mm de diámetro y conductor de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

Separación entre picas	Longitud de las picas
3 m	2 m
6 m	4 m
9 m	6 m
12 m	8 m

Tabla 2.7. Picas en hilera unidas por un conductor horizontal.

- En cuadro o rectángulo; con cable horizontal enterrado sin picas o 4 u ocho picas unidas por un conductor horizontal.

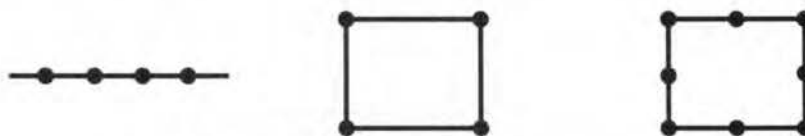


Figura 2.44. Configuraciones tipo de los electrodos de tierra.

La tabla 2.8 muestra una tabla normalizada por UNESA con los valores de los parámetros característicos y la codificación de la configuración.

Configuración	L_p (m)	Resistencia K_r	Tensión de paso K_p	Tensión de contacto $K_c = K_{p(acc)}$	Código de la configuración
Sin picas	-	0,186	0,0299	0,1247	20-25/8/00
	2	0,122	0,0215	0,0651	20-25/8/42
	4	0,093	0,0156	0,0432	20-25/8/44
	6	0,076	0,0121	0,0320	20-25/8/46
	8	0,064	0,0099	0,0253	20-25/8/48
	2	0,104	0,0192	0,0497	20-25/8/82
	4	0,077	0,0131	0,0303	20-25/8/84
	6	0,062	0,0098	0,0215	20-25/8/86
	8	0,053	0,0078	0,0166	20-25/8/88

Tabla 2.8. Ejemplo de un electrodo normalizado de puesta a tierra (profundidad 0,8 m).

La designación de las diferentes disposiciones geométricas normalizadas responde a una codificación:

- Disposición en hilera: X/YZ (por ejemplo, 5/32)
- Disposición rectangular: LL-LL/X/YZ (por ejemplo, 70-25/5/82)

Donde:

X: Profundidad, con valores de 8: 0,8 m; 5: 0,5 m.

Y: Número de picas verticales, con valores de 2/3/4/6 u 8.

Z: Longitud de picas verticales, con valores de 2/4/6 u 8 m.

LL: Dimensiones de los lados del cuadrilátero, en dm.

Si se trata de CT en edificio independiente, las configuraciones cuadradas o rectangulares, es decir perimetrales, son muy adecuadas.

Cuando se trata de un CT de interior, o sea, formando parte de una edificación mayor alimentada por dicho CT, en muchas ocasiones hay que recurrir a las configuraciones longitudinales paralelas frente al acceso al CT.

Parámetros unitarios de los electrodos

En las tablas normalizadas aparecen una serie de parámetros “unitarios” al objeto de realizar el proceso de cálculo de una instalación de pat:

- Resistencia unitaria de puesta a tierra: K_r
- Tensión unitaria de paso máxima: K_p
- Tensión unitaria de contacto exterior máxima: $K_c = K_{p(acc)}$

Se verifican las siguientes expresiones para dichos parámetros:

$$K_r = \frac{R_t (\Omega)}{\rho_t (\Omega \cdot m)} \quad [2.2]$$

$$K_p = \frac{V'_p (V)}{\rho_t \times I'_d (\Omega \cdot m \cdot A)} \quad [2.3]$$

$$K_c = \frac{V'_c (V)}{\rho_t \times I'_d (\Omega \cdot m \cdot A)} \quad [2.4]$$

Donde:

R_t es la resistencia del electrodo de tierra, en Ω .

ρ_t es la resistividad del terreno, en $\Omega \cdot m$.

V'_p es la tensión de paso, en V, para el electrodo seleccionado.

V'_c es la tensión de contacto, en V, para el electrodo seleccionado.

En el caso de electrodos con picas en hilera, en las recomendaciones UNESA no se indica el valor de la tensión de contacto exterior, ya que depende de la posición en que se sitúe el electrodo con respecto al CT. Esto implica que sólo se tabulan la K_r y la K_p .

Cuando exista una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra, la tensión de paso en el acceso a la instalación $V_{p(acc)}$ es equivalente al valor de la tensión de contacto exterior máxima V_c . Esto implica que $K_c = K_{p(acc)}$.

Ejemplo 2.4

Indica cuáles son los parámetros unitarios de la configuración del electrodo de puesta a tierra 20-25/8/48, explicando cómo es dicha configuración. Calcula la resistencia del electrodo de tierra si el terreno tiene una resistividad de 300 $\Omega \cdot m$.

Solución

Consultando la Tabla 2.8, este electrodo tipo corresponde a un rectángulo de 2 x 2,5 m, enterrado a una profundidad de 0,8 m y formado por 4 picas verticales de 8 m cada una. Los parámetros unitarios son:

$$K_r = 0,0064; K_p = 0,0099; K_c = K_{p(acc)} = 0,0253$$

La resistencia del electrodo de tierra R_t puede calcularse a partir de la expresión [2.2] como:

$$R_t = K_r \times \rho_t = 0,0064 \times 300 = 19,2 \Omega$$

Tensión de paso y de contacto en la instalación

Según el RD 337/2014 (Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias), se denomina **tensión de paso V_p** a la parte de la tensión a tierra que aparece en caso de un defecto a tierra entre dos puntos del terreno separados un metro.

En concreto, la **tensión de paso aplicada V_{pa}** es la parte de la tensión de paso que resulta directamente aplicada entre los pies de un hombre, teniendo en cuenta todas las resistencias que intervienen en el circuito y estimándose la del cuerpo humano en 1000 ohmios.

Según el RD 337/2014 (Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias), se denomina **tensión de contacto V_c** a la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteada por una persona entre la mano y un punto del terreno situado a un metro de separación o entre ambas manos.

En concreto, la **tensión de contacto aplicada V_{ca}** es la parte de la tensión de contacto que resulta directamente aplicada entre dos puntos del cuerpo humano, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito y estimándose la del cuerpo humano en 1000 ohmios.

La peligrosidad de la tensión de contacto es superior a la de la tensión de paso, pues la circulación de la intensidad de defecto tiene un recorrido por el organismo que puede afectar órganos más vitales (por ejemplo, un recorrido mano-pies puede afectar al corazón, pulmones, tejido nervioso, etc.). Por tanto, las tensiones de contacto máximas admisibles en función del tiempo son diez veces inferiores que las de paso.

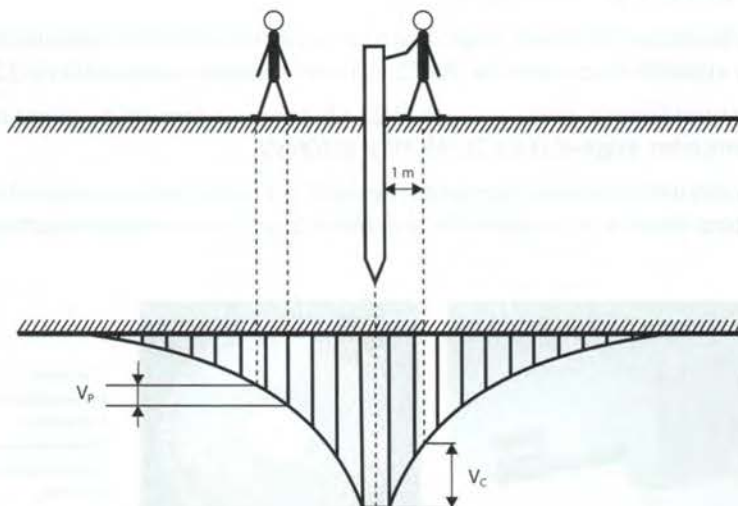


Figura 2.45. Tensiones de paso y contacto aplicadas al cuerpo humano.

Ejercicios

27. Explica los diferentes sistemas de puesta a tierra, con sus puentes o registros, que se pueden encontrar en un CT (figura 2.43).
28. ¿Qué elementos de un CT se deben conectar a la puesta a tierra de protección (o herrajes)? ¿Y a la puesta a tierra de servicio?
29. Define los parámetros unitarios K_r y K_p dados en una configuración UNESA para electrodos de puesta a tierra.
30. Indica los parámetros característicos de la configuración del electrodo de puesta a tierra 25-25/5/42, explicando cómo es dicha configuración.
31. Explica qué es la tensión de paso aplicada y la tensión de contacto aplicada. Busca en el RD 337/2014 las expresiones de cálculo de dichas tensiones.

2.6 Tipos de cables utilizados en CT

Los cables utilizados en un CT son muy variados pues dependen de la finalidad o uso y de las tensiones que deban soportar.

En la entrada al CT se deben emplear cables de distribución en AT, es decir, cables utilizados para líneas subterráneas de distribución hasta 30 kV en general. Dentro del CT, se necesitan cables de AT para el enlace entre las distintas celdas y para la interconexión celdas-transformador.

También se requieren cables de BT para ejecutar las instalaciones de puesta a tierra y para realizar la interconexión transformador-cuadro de BT. Estos últimos cables también se utilizan para ejecutar líneas subterráneas de BT y acometidas. Se suele emplear cables unipolares de AT, con conductor de aluminio y tensión asignada 0,6/1 kV.

2.6.1 Cables unipolares de AT

Los fabricantes realizan series con secciones de 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 400, 500 y 630 mm². La sección de 50 mm² se utiliza sólo para la interconexión de las celdas con el transformador. Las secciones normalizadas suelen ser 95, 150, 240 y 400 mm². Cada empresa distribuidora utiliza unos tipos de cables para realizar estas instalaciones:

- Las empresas distribuidoras Iberdrola y EDP utilizan cable unipolar con aislamiento seco de etileno-propileno de alto módulo y cubierta de poliolefina (HEPRZ1 H16/H25), con tensiones asignadas de 12/20 kV (CT hasta 24 kV) y 18/30 kV (CT hasta 36 kV).
- Las empresas distribuidoras del Grupo Endesa utilizan cable unipolar con aislamiento seco de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina (RHZ1-OL), con tensiones asignadas de 12/20 kV y 18/30 kV.
- La empresa Gas Natural Fenosa utiliza el cable RHZ1-OL para una tensión asignada de 12/20 kV y el cable RHZ1-SINAGUA (tensiones asignadas de 26/45 kV y 36/66 kV).

Todos ellos tienen una estructura similar, formados (de dentro a fuera) por un material conductor (aluminio), una capa semiconductor interna, un espesor de aislamiento, una capa semiconductor externa, la pantalla metálica y la cubierta.

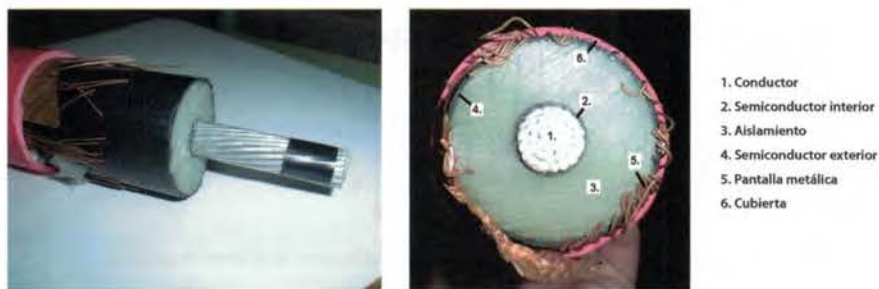


Figura 2.46. Estructura de cable para distribución en AT.

Designación de los cables

Estos cables se designan indicando el tipo constructivo, la tensión asignada, la sección unipolar del conductor, la forma circular compacta (K), la naturaleza del conductor y la sección de la pantalla metálica, precedida por H.

Ejemplo: cable HEPRZ1 12/20 kV 1x240 K Al+H16.

La tabla recoge un ejemplo de las secciones normalizadas por Iberdrola:

Designación	Tensión nominal (kV)	Naturaleza y sección del conductor (mm²)	Sección pantalla (mm²)	Peso total (kg/km)
HEPRZ1 12/20 1 x 95 K Al + H16	12/20	Al 95	16	975
HEPRZ1 12/20 1 x 150 K Al + H16		Al 150	16	1.190
HEPRZ1 12/20 1 x 240 K Al + H16		Al 240	16	1.570
HEPRZ1 12/20 1 x 400 K Al + H16		Al 400	16	2.130
HEPRZ1 18/30 1 x 95 K Al + H16	18/30	Al 95	16	1.175
HEPRZ1 18/30 1 x 150 K Al + H25		Al 150	25	1.495
HEPRZ1 18/30 1 x 240 K Al + H25		Al 240	25	1.905
HEPRZ1 18/30 1 x 400 K Al + H25		Al 400	25	2.510

Tabla 2.9. Características del cable HEPRZ1.

En la designación de algunos de ellos, además se indica el tipo constructivo y se incluye la obturación longitudinal contra el agua (OL) y el carácter no propagador de la llama (S) o del incendio (AS).

Ejemplo: cable RHZ1-OL (S) 12/20 kV 1 x 150 K Al+H16

2.6.2 Conductores y cables para tierras

Para ejecutar la línea de tierra en la puesta a tierra de protección es común emplear cable de cobre duro desnudo, formado por varios alambres cableados. Los conductores incluidos en la recomendación UNESA 3401B son los de sección 25, 35, 50, 70 y 95 mm², si bien el más habitual es la de 50 mm².

Para ejecutar la línea de tierra en la puesta a tierra de servicio se utiliza cable unipolar DN-RA con conductor de cobre, para redes subterráneas de baja tensión 0,6/1 kV. La sección más habitual es 50 mm².

Los electrodos de puesta a tierra se realizan con conductor desnudo de cobre de 50 mm². Como picas, lo más habitual es emplear picas lisas cilíndricas de acero-cobre del tipo PL 14-2000, es decir, con una longitud de 2 m y diámetro de 14,6 mm. Además, se deben considerar las piezas de conexión (conductor-conductor o conductor-pica).

Ejercicios

32. Busca información en Internet sobre los cables HEPRZ1, RHZ1-OL y RHZ1-SINAGUA.

2.7 Seguridad en un CT

2.7.1 Equipos de protección individual (EPI)

Se entiende por EPI el equipo destinado a ser llevado por el trabajador para que le proteja de uno o varios riesgos contra su salud, así como cualquier complemento o accesorio destinado a tal fin.

Es imprescindible saber elegir correctamente un EPI, pues con anterioridad a su elección y utilización se deben analizar los riesgos existentes en el puesto de trabajo que van a afectar al trabajador, las partes del cuerpo que están expuestas a esos riesgos, la salud y ergonomía del trabajador y la comodidad (libertad de movimientos, transpiración, etc.).

Cuando se realizan trabajos en instalaciones eléctricas, hay que proteger al profesional en la zona de operaciones. Los EPI adecuados son: la ropa de trabajo, el casco aislante para el cráneo, la pantalla facial, las gafas inactivas, los guantes (ignífugos, aislantes y de protección mecánica), el cinturón de seguridad y el calzado de seguridad. En trabajos en instalaciones eléctricas, el trabajador necesita una protección segura de las manos contra los riesgos de la corriente eléctrica.



Figura 2.47. Equipos de protección individual.

En la figura 2.47 se puede observar al trabajador vestido con la ropa de trabajo y subido en una banqueta aislante, con una pantalla de protección facial, guantes aislantes y una pértiga con comprobador de ausencia de tensión en el extremo. Se observa la existencia de una alfombra aislante y de una pértiga de maniobra.

La tabla 2.10 indica cuáles deben ser los dispositivos y accesorios aislantes, los materiales de señalización y los EPI específicos para alta tensión.

Herramientas	Dispositivos aislantes	Accesorios aislantes	Materiales de señalización	Condiciones atmosféricas	EPI para media tensión
Herramientas aisladas para proteger frente corrientes eléctricas.	Banquetas (45 kV). Alfombras de caucho (20 y 30 kV). Escaleras y plataformas aisladas.	Protectores de conductores. Perfiles y pantallas rígidas aislantes de separación. Cubiertas y telas aislantes. Protectores de bornes y dedos aislantes.	Barreras extensibles. Cintas de delimitación. Cadenas de delimitación y señalización vial.	Con tormenta, los trabajos exteriores e interiores deben suspenderse. En caso de lluvia, viento fuerte o niebla, se debe valorar su riesgo (trabajos en el exterior).	Pértigas de salvamento (45 y 90 kV), de maniobra (45, 66 y 132 kV) y con verificadores de ausencia de tensión (entre 5 y 40 kV). Equipos de puesta a tierra y en cortocircuito.

Tabla 2.10. Resumen de EPI y condiciones de uso.

2.7.2 Reglas de oro

Las reglas de oro son un procedimiento recomendado como requisito previo a los trabajos sin tensión en las instalaciones eléctricas de AT. Son:

- 1. **Desconectar la parte de la instalación en la que se va a realizar el trabajo.** Debe aislarse dicha parte de la instalación de todas las fuentes de alimentación de alta y baja tensión utilizando, al menos, casco, banqueta aislante, guantes aislantes y gafas protectoras. Hasta que no se haya aplicado la regla 3, el operario debe comportarse en todo momento como si la instalación estuviera en tensión.
- 2. **Prevenir cualquier posible realimentación.** Los dispositivos de maniobra utilizados para desconectar la instalación deben asegurarse ante cualquier posible reconexión mediante el bloqueo del mecanismo de maniobra. Se debe señalizar para prohibir la maniobra.
- 3. **Verificar la ausencia de tensión.** Se deberá verificar en todos los elementos activos de la instalación eléctrica lo más cerca posible de la zona de trabajo.
- 4. **Poner a tierra y en cortocircuito.** Las partes de la instalación eléctrica donde se vaya a trabajar se deben poner a tierra y en cortocircuito.
- 5. **Proteger frente a elementos próximos en tensión y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.**

El cartel con las reglas de oro se debe situar en un lugar visible de la instalación de trabajo (centro de transformación), junto con un recordatorio de los EPI que se han de utilizar (arnés de seguridad, casco o pantallas faciales, guantes aislantes y botas), las señales indicativas de los riesgos más importantes que pueden darse durante la ejecución del trabajo (riesgo eléctrico y caída de objetos) y las recomendaciones básicas de primeros auxilios.

El trabajador precisa recibir una formación adecuada en materia de seguridad que incluya el conocimiento de las reglas de oro. Además, en centros de transformación se debe prohibir totalmente operar en las celdas antes de dejar sin tensión todos los aparatos y conductores contenidos en su interior (salvo el embarrado general, cuando proceda).



Figura 2.48. Reglas de oro y primeros auxilios en un CT.

Ejercicios

33. Explica qué es un EPI y las partes del cuerpo que debe proteger.
34. Cuando se realizan trabajos sobre instalaciones eléctricas, indica cuáles deben ser los dispositivos aislantes, los accesorios aislantes, los materiales de señalización y los EPI específicos de AT.
35. Explica cuáles son las reglas de oro que se deben aplicar a una instalación eléctrica (centro de transformación) para poder realizar un trabajo sin tensión.

2.8 Operaciones de montaje de un CT

Este apartado se centra en mostrar las distintas fases que pueden darse en el montaje de un CT modular, de abonado, con conexión en bucle y formado por celdas de línea (2), celda de remonte (1), celda de protección por ruptofusible (1) y celda de medida (1).



Figura 2.49. Aspecto final del montaje de un CT de abonado con fines didácticos.

El punto de partida del montaje es el acopio de materiales, de forma que se reciba del fabricante las diferentes celdas modulares y el resto de elementos accesorios que van a ser necesarios para interconectar entre sí las celdas.

Para las interconexiones entre celdas (por la parte superior) se necesitan pletinas de cobre preparadas (aisladas), tornillería, capuchones de plástico, pasamuros, etc., así como pletinas desnudas de cobre para interconectar la tierra de protección entre las celdas modulares.



Figura 2.50. Materiales para el montaje de un CT de abonado con fines didácticos.

El montaje de las uniones entre celdas modulares requiere previamente aproximar las celdas y unir las con tornillería, pues de no hacerlo la longitud de las pletinas rectas o conformadas es inferior a la distancia de separación entre celdas.

Las celdas de línea se deben conectar al bucle de la red de distribución en AT en forma subterránea, utilizando los agujeros mecanizados para pasar el cable de cada fase y conectarlo por la parte inferior del aislador, cuyo elemento de unión dispone de un capuchón apagachispas.

En el aislador superior hay que unir las celdas mediante pletinas rectas de cobre aislado con su tornillería adecuada. Los aisladores están montados sobre un compartimento estanco (lleno de gas SF_6) que alberga el interruptor-seccionador.



Figura 2.51. Conexiones en las celdas de línea de un CT de abonado con fines didácticos.

La unión entre la última celda de línea y la celda de remonte requiere utilizar arandelas de cobre para poder nivelarla. La cabeza del tornillo de unión se protege mediante un capuchón pequeño de plástico negro al objeto de evitar puntos metálicos sensibles al cebado del arco eléctrico.

La unión de la celda de seccionamiento (remonte) con la de protección del transformador es singular, pues el remonte obliga a utilizar unas pletinas aisladas conformadas que hay que llevar a su sitio aproximando y uniendo las celdas con tornillería. Estas pletinas deben ir desde la parte inferior de la celda de remonte a la superior de la de protección.



Figura 2.52. Conexión entre celdas de línea, remonte y protección con fusibles APR de un CT de abonado con fines didácticos.



Figura 2.53. Detalle de la posición del percutor del fusible APR montado en celda de protección.

La figura 2.54 permite identificar los dos estados del seccionador de puesta a tierra:

- Celda de protección en tensión con el seccionador de puesta a tierra abierto.
- Celda de protección sin tensión con el seccionador de puesta a tierra cerrado.

En la parte inferior se observa cómo la celda de protección está puesta a tierra, pues el seccionador de puesta a tierra está cerrado.



Figura 2.54. Estados del seccionador de pat (celda de protección) de un CT de abonado con fines didácticos.

La conexión de la celda de protección a la celda de medida, al ser un CT de abonado, se debe realizar mediante otra pletina conformada aislada (ligeramente doblada) que conecta cada fase con cada entrada P1 del primario del transformador de intensidad.



Figura 2.55. Celda de medida en un CT de abonado con fines didácticos.

La salida P2 del primario del TI, mediante la pieza conectora adecuada, permite salir de las celdas (a través de un pasamuros) utilizando un cable de AT hasta los pasatapas abiertos de AT del transformador.



Figura 2.56. Conexión en el lado de AT (transformador).

La figura 2.56 muestra la interconexión de las celdas, mediante cable apantallado de AT, con el devanado primario del transformador de potencia a través del pasatapas de AT en cada fase. Se observan las conexiones de las pantallas del cable a la envolvente o chasis del transformador, pues ambos elementos van conectados a la puesta a tierra de protección.

Por último, se deben interconectar todas las celdas entre sí para que dichas envolventes metálicas estén conectadas a la puesta a tierra de protección. Para ello se deben utilizar pletinas desnudas de cobre con punta en forma de horquilla, pasadas a través de unos orificios laterales en cada celda, que se deben atornillar a las pletinas desnudas previamente montadas en fábrica en cada celda.



Figura 2.57. Conexión entre celdas de la pat de protección en un CT de abonado con fines didácticos.

2.9 Puesta en servicio y mantenimiento de un CT

Los centros de transformación se deben conectar a una red de AT de 3ª categoría que, en explotación, puede ser radial o cerrarse formando bucles. Los posibles cierres se proyectan para cumplir con la función de socorro en caso de avería, o bien para evitar cortes programados durante la operación, el mantenimiento o la inclusión de nuevos CT en tramos de redes nuevas o ya existentes.

Las funciones anteriores exigen que, en toda la red de AT, las fases sean concordantes para poder acoplar en bucle correctamente líneas de AT que parten de distintas subestaciones transformadoras (ST). En BT, donde la red es abierta (radial), hay que cumplir la regla de la secuencia de fases en el momento de incluir un nuevo transformador AT/BT en la red.

2.9.1 Recepción de un nuevo CT

Recepción del local

La ubicación de un nuevo CT, perteneciente a la red de distribución pública, ha de ser tal que permita el acceso directo al mismo desde la vía pública, tanto para las operaciones de corte y maniobra como para las de mantenimiento. En los CT de abonado esta exigencia de acceso permanente es necesaria únicamente para la parte de seccionamiento de la red de AT.

Los CT prefabricados y los integrados en un edificio deben reunir una serie de requisitos:

- Estar prevista la entrada y salida de cables, por lo que es necesario reservar y habilitar espacio para ello.
- Disponer de ventilación natural adecuada.
- No ser inundables, sin tener bajantes o cañerías de agua en su interior. Ser totalmente independientes de los locales destinados a otros servicios.
- Estar aislados mecánicamente del resto del edificio para evitar ruidos y vibraciones.

Recuerda...

Además de comprobar todas estas características, se debe prestar atención a los servicios auxiliares. Si son preceptivos, se debe observar si se encuentran en estado adecuado los elementos de alumbrado, la protección contra incendios, la señalización de seguridad, los EPI, los extractores, las bombas de achique y los equipos de comunicación.

Recepción y maniobras de celdas de AT

Antes de la conexión a la red de las celdas de AT del nuevo CT y su puesta en servicio, deben comprobarse los valores de las placas de características de las celdas de AT y realizar determinadas comprobaciones:

- Intensidad nominal (I_n en A).
- Tensión nominal y asignada (U_n y U_m , en kV).
- Intensidad térmica de corta duración (I_{th} en kA, en 1s).

- Valor de cresta de la intensidad de cortocircuito (I_{cc} en kA).
- Poder de cierre sobre cortocircuito del interruptor seccionador principal.
- Cierre brusco del seccionador de puesta a tierra.
- Verificación de la intensidad nominal de los fusibles.
- Comprobación del sinóptico (esquema unifilar) de las celdas.
- Verificar cierres que posibiliten la utilización de bloqueos (candados).

Tras realizar la inspección anterior, se procede a la comprobación de la secuencia de maniobra de las celdas. Esta secuencia varía en función de si se desea cortar el servicio, es decir, quitar tensión en el CT y abrir celdas (acceso a bornes), o si se desea restablecer el servicio, es decir, poner en servicio la instalación (Tabla 2.11).

Acceso a bornes	Puesta en servicio
1. Abrir el interruptor-seccionador y comprobar el indicador de apertura. 2. Comprobar la ausencia de tensión mediante el detector adecuado. 3. Cerrar el seccionador de puesta a tierra y comprobar el indicador de cierre. 4. Desenclavar la tapa de acceso y extraerla.	1. Con el seccionador de tierra cerrado, montar la tapa de acceso y enclavarla. 2. Abrir el seccionador de puesta a tierra. 3. Cerrar el interruptor-seccionador.

Tabla 2.11. Secuencia de maniobras en celdas de un CT.

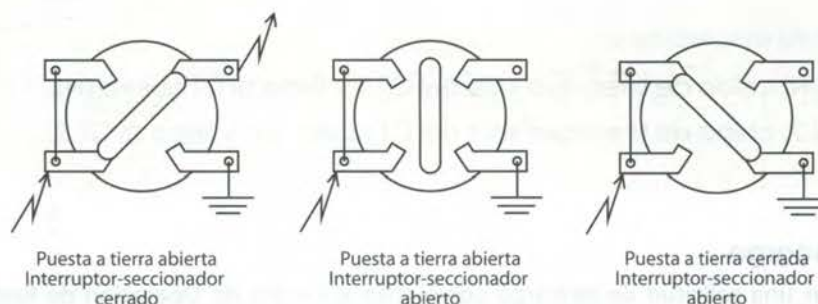


Figura 2.58. Proceso para dejar sin servicio una celda de AT.

Recepción del transformador

Al igual que con las celdas, antes de la puesta en servicio se debe comprobar la placa de características, los niveles de refrigerante para evitar posibles pérdidas, el termómetro o sonda térmica si la hubiera y medir la resistencia de aislamiento:

- En el devanado primario (AT): Entre fases y entre cada fase con tierra.
- En el devanado secundario (BT): Entre fases y entre cada fase con tierra; entre neutro y tierra debe dar cero si el neutro está puesto a tierra.
- Entre el devanado primario y el devanado secundario del transformador.



Figura 2.59. Medida de la resistencia de aislamiento.

2.9.2 Puesta en servicio de un nuevo CT

En este punto se considera el caso más general de puesta en servicio de un centro de transformación alimentado en bucle, pero explotado de forma radial:

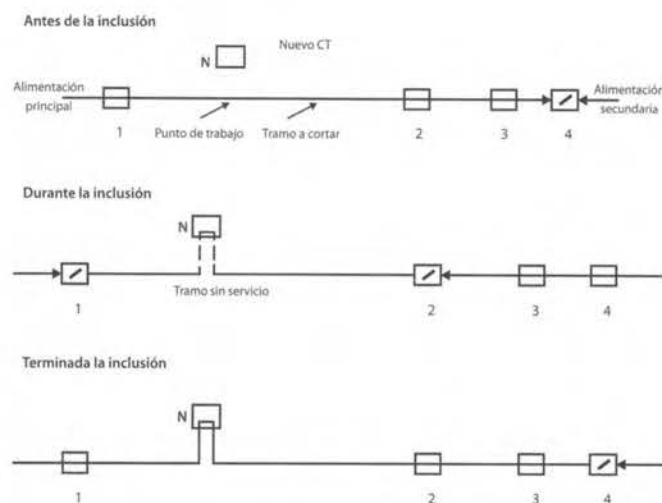


Figura 2.60. Proceso de puesta en servicio de un nuevo CT.

Recuerda...

La nomenclatura empleada es:

- Celda 1-N: celda de línea que sale del CT-1 y llega al CT nuevo (N).
- Celda N-2: celda de línea que sale del CT nuevo (N) y llega al CT-2.

Solicitud de descargo

Es necesario realizar una solicitud de descargo por escrito al Centro de Operación de Red de la compañía eléctrica según procedimiento regulado. En la petición se debe hacer constar:

- Esquema de red previo a la inclusión.
- Conexión concreta que se quiere realizar.
- Esquema de red después de la inclusión del CT.
- Datos del centro de transformación.
- Fecha y hora del descargo.
- Tiempo estimado de la obra.
- Datos del nuevo CT, códigos de celdas y datos técnicos.
- Agente de descargo y medios de comunicación con él.

Entrega del tramo descargado

Para realizar la desconexión del tramo afectado por la inclusión del nuevo CT, es necesario abrir los interruptores-seccionadores de los CT 1 y 2 en las celdas de salida del CT-1 hacia el CT-2 y del CT-2 hacia el CT-1.

Antes de estas operaciones, para no dejar sin servicio a ningún abonado, se procede de la siguiente manera:

- En el CT-4 se procede a cerrar el interruptor de la alimentación secundaria, acoplando en ese momento en bucle la alimentación secundaria con la principal.
- En el CT-2 se abre el interruptor-seccionador de la celda de salida hacia el CT-1. Se deja en servicio el CT-2 por la alimentación secundaria. Como el CT todavía recibe tensión desde el CT-1, no se puede cerrar el seccionador de tierra, con lo que aún no se debe abrir la puerta de la celda.

- En el CT-1, se abre el interruptor-seccionador de la celda de salida hacia el CT-2. Se deja en servicio el CT-1 por la alimentación principal. Los pilotos de presencia de tensión deben indicar que no hay tensión.

En este momento, el tramo solicitado está fuera de servicio y se puede hacer la entrega del descargo al agente de descargo por parte del Centro de Operación de Red (COR).

Recepción del descargo y ejecución del trabajo

La ejecución del trabajo empieza realizando la zanja en la zona de trabajo para poder pasar la línea de distribución en AT que acometerá al nuevo CT. La secuencia es:

- Cortar los cables del CT-1 al CT-2 en el punto de trabajo: Es necesario identificar inequívocamente el cable, para lo cual se utiliza la cartografía de la empresa distribuidora y se deben utilizar detectores de cables para ver si éstos están en servicio o no. Una vez realizadas estas comprobaciones, el operario procede a cortar el cable con las máximas precauciones, con los EPI adecuados, y utilizando una sierra cortacables accionada con pértiga aislante y puesta a tierra.
- Realizar los empalmes en el punto de trabajo.
- Comprobar la concordancia de fase con los colores de los cables para que sean acordes con los CT-1 y 2.
- Conexionar los cables de AT en las celdas de entrada y salida.

Recuerda...

Recuerda que el operario debe cumplir las reglas de oro de seguridad para trabajos en instalaciones eléctricas. Para realizar la recepción del descargo, en primer lugar se debe comprobar la apertura de todas las fuentes de alimentación y los cortes visibles y efectivos que ha realizado el COR sobre los interruptores-seccionadores de las celdas indicadas.

Maniobras de conexión en el nuevo CT

Una vez terminada la inclusión, la red de AT queda de la forma representada en la figura 2.54. Las maniobras de conexión del nuevo CT en la red son:

- En el CT nuevo, se procede a abrir los seccionadores de puesta a tierra de las celdas N-1 y N-2. Se cierran las dos puertas.
- En el CT-1, se procede a abrir el seccionador de tierra de la celda 1-N y a cerrar la puerta. Los pilotos de señalización de esta celda no deben lucir. Se procede a cerrar el interruptor-seccionador de esta celda prolongando la tensión hasta la celda N-1 del nuevo CT. En el CT-1, los pilotos de señalización de la celda 1-N deben lucir.
- En el CT nuevo, los pilotos de señalización de tensión de la celda N-1 deben lucir.
- En el CT-2, se procede a abrir el seccionador de tierra de la celda 2-N y a cerrar la puerta. Los pilotos de señalización de esta celda no deben lucir. Se procede a cerrar el interruptor-seccionador de esta celda prolongando la tensión hasta la celda N-2 del nuevo CT. En el CT-2, los pilotos de señalización de la celda 2-N deben lucir.
- En el CT nuevo, los pilotos de señalización de las celdas de entrada y salida deben lucir. En este punto se comprueba definitivamente la concordancia entre fases. Si el resultado es correcto, se procede a cerrar los interruptores N-1 y N-2, acoplando las alimentaciones principal y secundaria.
- En el CT-2, se procede a abrir el interruptor de la celda a la que llega la alimentación secundaria, quedando así restituida la explotación normal de la red. El CT nuevo está en condiciones de poner en servicio el transformador.

Conexión del transformador en el nuevo CT

La puesta en servicio del transformador del nuevo CT se realiza cerrando el interruptor-seccionador de la celda de protección del transformador dando tensión al devanado de AT y prolongando tensión hasta la entrada del cuadro normalizado de BT. Previamente, se debe haber revisado la red de BT.

En estas condiciones, se procede a cerrar el interruptor de BT. En caso de dar tensión a otra red que tenga servicio desde otro transformador, se debe comprobar la secuencia de fases para que el giro de motores se adapte al existente previamente.

Es importante verificar el estado de los pilotos de tensión en la celda de salida al devanado primario del transformador, para controlar si hay tensiones de retorno a través de la parte de BT del transformador que provienen de la propia red de BT (por ejemplo, grupos electrógenos potentes e incontrolados conectados a la acometida de BT de un abonado) o de otro transformador acoplado en paralelo.

2.9.3 Identificación de riesgos de operación

A medida que se han descrito los protocolos de puesta en marcha de un nuevo CT, se pueden detectar algunos riesgos ligados a determinadas maniobras hechas sin enclavamientos. Los más importantes son:

- Posibles maniobras intempestivas de los interruptores de todas las celdas.
- Cierre de seccionadores de puesta a tierra generando cortocircuitos trifásicos.
- Corrientes de retorno a través de la red de BT, transformándose en AT.

Recuerda...

Es necesario remarcar que toda esta operación de detección de riesgos es muy especializada e implica riesgo por sí misma. Las normas de seguridad particulares que se deben tener en cuenta son seguir paso a paso las instrucciones escritas en el frente de las celdas, así como las instrucciones facilitadas por el Centro de Operación.

2.9.4 Mantenimiento de un CT

Los CT deben dar respuesta a una filosofía en la que los costes de mantenimiento deben ser mínimos, lo que implica un adecuado diseño del CT. En el CT de distribución, no debe haber elementos o partes dinámicas, es decir, no debe haber ventiladores, bombas de achique de agua o cañerías. Los parámetros de mantenimiento a controlar son:

- Estado general, suciedad y estado de los accesos.
- Estado de conductos y rejillas de ventilación.
- Temperatura y carga del transformador.
- Tensión entre neutro y tierra en el CT, detectando fases a tierra en BT.

Fuentes contaminantes en un CT

En un CT, la única contaminación sistemática que existe es la presencia de ruidos y vibraciones que, en ningún caso, van a generar residuos.

Los residuos con contaminantes potenciales de un CT son los líquidos refrigerantes y los elementos de las instalaciones que, por obsoletos o por averías, se desechen. Éstos deben ser enviados como chatarra a especialistas para su reciclado. Si el líquido refrigerante es aceite mineral, el final de la vida útil del transformador marca la necesidad de reciclar el aceite mineral por parte de especialistas.

Ejercicios

36. Indica la secuencia de puesta en servicio para una celda de AT en un centro de transformación.
37. Indica la secuencia de acceso a bornes para una celda de AT en un centro de transformación.
38. Explica qué es el descargo y qué información es necesaria para su petición.

Resumen

Un **centro de transformación (CT)** es una instalación que comprende uno o varios transformadores, aparata de alta tensión y de baja tensión, conexiones y elementos auxiliares, para suministrar energía en BT a partir de una red de AT o viceversa.

Los centros de transformación, dependiendo de su misión y su situación en la red eléctrica de AT, se clasifican con diferentes criterios (por alimentación, por la propiedad, por el emplazamiento, por el tipo de acometida y por la obra civil).

Un **CT alimentado en punta** es aquel que se conecta en derivación con la red de distribución principal o es su punto final. Tiene una sola línea trifásica de alimentación. Un **CT alimentado en paso, en anillo o en bucle** es aquel que dispone de una línea de entrada, procedente de la red de distribución, y una línea de salida hacia otro centro de transformación.

Un **CT de compañía** es aquel que pertenece a la empresa distribuidora de energía, por lo que de él parten las redes públicas de distribución en BT. Carece de un sistema de medida de energía. Un **CT de abonado** es aquel que es propiedad del cliente y debe realizar la medida de la energía eléctrica.

El **transformador de potencia** se utiliza, en los centros de transformación, para modificar la tensión desde los valores de distribución en AT hasta la tensión de consumo en BT (típicamente, 400 V de tensión de línea). Pueden ser transformadores con líquido dieléctrico o transformadores encapsulados.

La **placa de características** del transformador de potencia recoge información proporcionada por el fabricante de la máquina eléctrica sobre las principales magnitudes eléctricas, las principales características constructivas, los posibles modos de funcionamiento, su peso, etc.

Se denomina **aparamenta** al conjunto de elementos que se encargan de la seguridad, la maniobra y la protección del transformador del CT. Se montan en celdas con función de seccionador, seccionador de puesta a tierra, interruptor-seccionador, interruptor automático-disyuntor y rupto-fusible.

Un **cuadro modular de BT** para un CT es un conjunto formado por módulos, montados en fábrica, que sirven para recibir el circuito principal de BT del transformador y distribuirlo en varios circuitos individuales.

Los **transformadores para medida** de la tensión (TT) o de la intensidad (TI) se utilizan en la celda de medida de un CT de abonado para adecuar las tensiones e intensidades que hay en el CT a valores que puedan medirse en un contador electrónico (baja tensión) a través de bornes de comprobación.

Una **celda** es cada una de las partes en que puede descomponerse un centro de transformación con función independiente. Se componen de elementos de conmutación, control, medida y/o protección convenientemente ensamblados y conectados, además de sus envolventes. Las celdas más habituales son las de línea, las de protección, la de medida y la de remonte.

Los esquemas básicos para los CT de compañía son en punta (con 1 transformador o con 2 transformadores en paralelo), en bucle (con 1 transformador o con 2 transformadores en paralelo) y en bucle triple, con 2 transformadores en paralelo.

Los esquemas típicos para los CT de abonado son en punta (con 1 transformador y celda de medida), en bucle (con 1 o 2 transformadores y celda de medida) y en bucle triple, con 2 transformadores.

Las dos instalaciones de puesta a tierra que se pueden encontrar en un CT son la pat del neutro de BT o de servicio y la pat de protección o masas del CT.

Los cables unipolares en AT utilizados en CTs tienen aislamiento seco de etileno-propileno de alto módulo y cubierta de poliolefina (HEPRZ1 H16/H25), con tensiones asignadas de 12/20 kV (CT hasta 24 kV) y 18/30 kV (CT hasta 36 kV)

Las reglas de oro son un procedimiento recomendado como requisito previo a los trabajos sin tensión en las instalaciones eléctricas de AT. Son cinco y requieren utilizar equipos de protección individual.

La ubicación de un nuevo CT, perteneciente a la red de distribución pública, ha de ser tal que permita el acceso directo al mismo desde la vía pública, tanto para las operaciones de corte y maniobra como para las de mantenimiento.

Test de evaluación

1. En los centros de transformación (CT) de la **empresa Iberdrola**, las tensiones de línea para el lado de AT:
 - a) Es un valor constante para todos los territorios donde dicha empresa está implantada.
 - b) Son valores diferentes en función de la zona geográfica donde dicha empresa está implantada.
 - c) Son valores diferentes fijados siempre por el usuario de la energía eléctrica en AT.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
2. Un esquema de distribución en AT (alta tensión) **en anillo o en bucle**:
 - a) Permite realizar generalmente la distribución en el medio rural con redes aéreas.
 - b) Permite realizar generalmente la distribución en el medio urbano con redes aéreas.
 - c) Permite realizar generalmente la distribución en el medio urbano con redes subterráneas.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
3. En el **grado de protección IPXX** de la envolvente de un transformador trifásico:
 - a) La primera cifra indica el *nivel de protección* de la envolvente contra la penetración de cuerpos sólidos extraños.
 - b) La segunda cifra indica el *nivel de protección* de la envolvente contra la penetración de humedad y agua.
 - c) Las dos respuestas anteriores son correctas.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
4. La **tensión más elevada** para el material Um:
 - a) Es siempre mayor que la tensión nominal de la red donde se emplee dicho material.
 - b) Es siempre mayor que la tensión a frecuencia industrial de la red donde se emplee dicho material.
 - c) Es siempre menor que la tensión nominal de la red donde se emplee dicho material.
 - d) Es siempre menor que la tensión a frecuencia industrial de la red donde se emplee dicho material.
5. En las **celdas modulares** de un **CT de compañía**, con corte con SF₆:
 - a) La celda de medida se incluye siempre en el conjunto compacto.
 - b) La celda de medida se incluye en el conjunto compacto sólo si hay facturación en AT.
 - c) La celda de protección con ruptofusible está asociada al transformador de potencia.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
6. La **tensión secundaria** de un **TT** (transformador de tensión) situado en la celda de medida es:
 - a) Función del valor de la tensión primaria de la red de AT (alta tensión).
 - b) Función del tipo de conexión de dicho transformador.
 - c) Función de la potencia contratada por el usuario con la compañía eléctrica.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
7. Los **pararrayos autoválvulas** en un CT:
 - a) Son una medida de protección frente a sobreintensidades en todo tipo de CT.
 - b) Son una medida de protección frente a sobretensiones en todo tipo de CT.
 - c) Son una medida de protección frente a sobretensiones generalmente en CT de intemperie.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.

8. Un bloque de protección DGPT-2 en un CT:

- a) Se utiliza ante sobrecargas en transformadores de llenado integral sólo como protección de temperatura.
- b) Se utiliza ante cortocircuitos en transformadores de llenado integral como protección de temperatura, de gases y de sobrepresión.
- c) Se utiliza ante sobrecargas en transformadores encapsulados como protección de temperatura, de gases y de sobrepresión.
- d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.

9. Un conmutador de tomas es un dispositivo que:

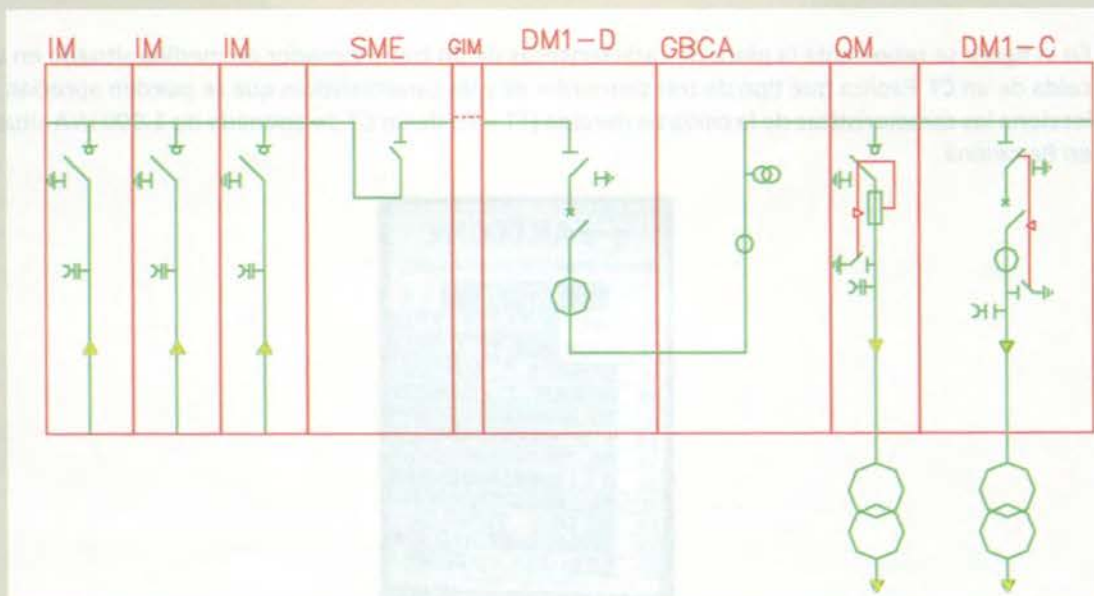
- a) Permite adaptar la tensión del secundario del transformador a la real de la red de distribución.
- b) Permite adaptar la tensión del primario del transformador a la real de la red de distribución.
- c) Permite saber el nivel del aceite mineral presente en la cuba del transformador.
- d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.

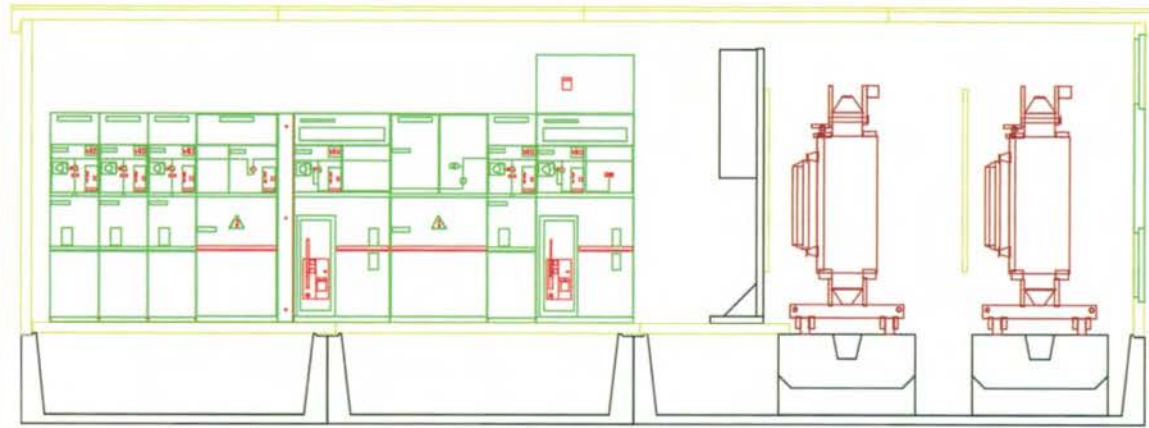
10. El bloque de bornes de comprobación para un esquema trifásico de medida indirecta en AT en un CT:

- a) Está formado por 12 bornas, 6 para cada tipo de transformadores de medida (intensidad primero y tensión después).
- b) Está formado por 10 bornas, 4 para los transformadores de intensidad primero y 6 para los transformadores de tensión después.
- c) Está formado por 10 bornas, 6 para los transformadores de intensidad primero y 4 para los transformadores de tensión después.
- d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.

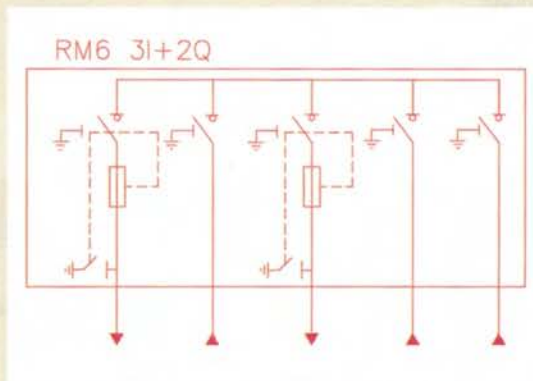
Actividades

1. Mediante el esquema unifilar del CT y el plano de sección, explica el tipo de CT representado y sus diferentes elementos.





2. Representa el esquema completo de medida indirecta (con transformadores de tensión e intensidad) para un CT de abonado con facturación en AT.
3. Explica detenidamente, celda a celda, el esquema unifilar representado de un CT. Selecciona las características de los fusibles de alto poder de ruptura de las celdas suponiendo que ambos transformadores tienen una potencia nominal de 630 kVA y está situado en Valencia. Suponed una potencia de cortocircuito de la red de 500 MVA.

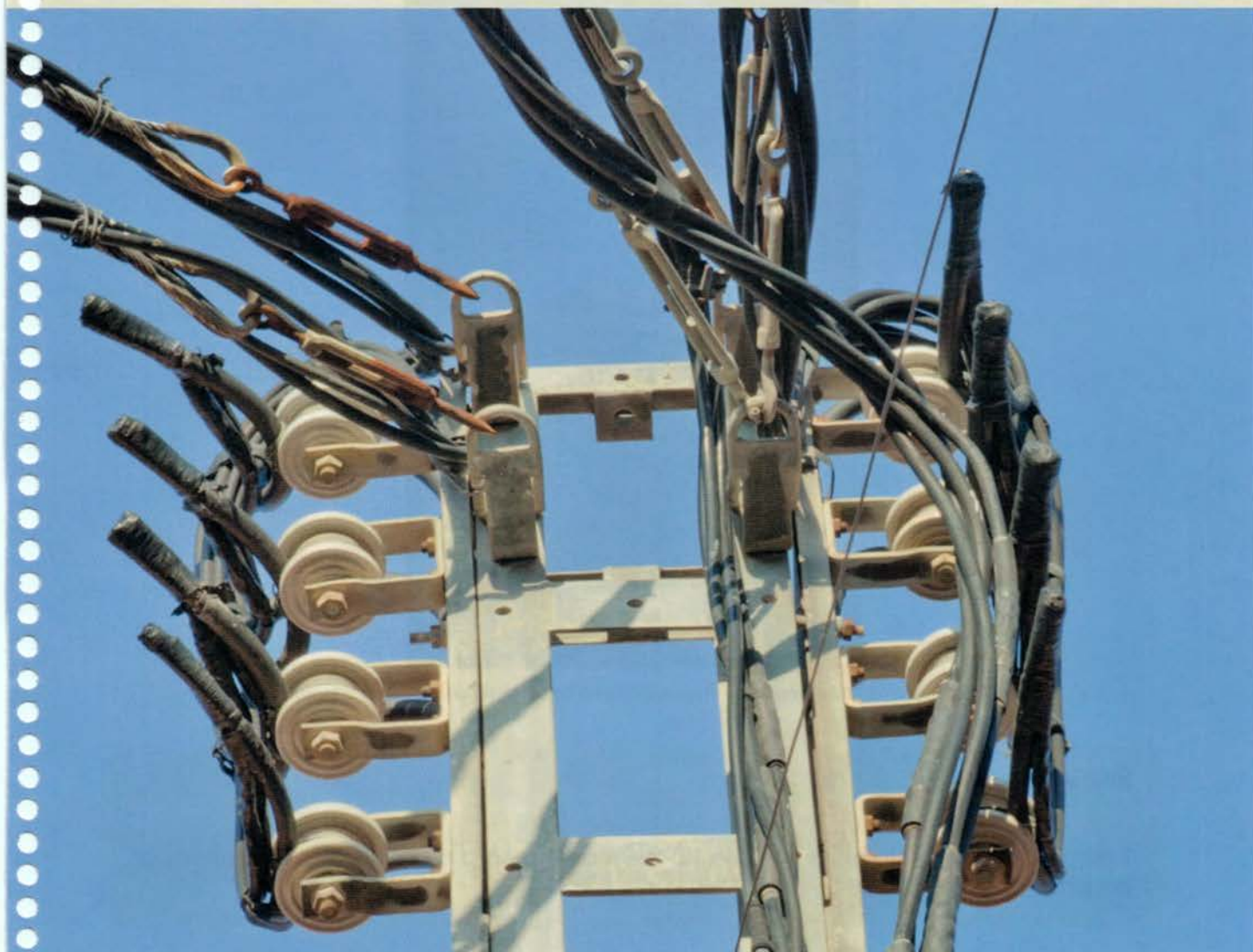


4. En la figura se representa la placa de características de un transformador de medida situado en una celda de un CT. Explica qué tipo de transformador es y las características que se pueden apreciar. Selecciona las características de la celda de medida (TT y TI) de un CT de abonado de 1.000 kVA situado en Barcelona.



Unidad 3

Redes aéreas para distribución en baja tensión



En esta unidad veremos:

- 3.1. Introducción
- 3.2. Red posada
- 3.3. Red tensada
- 3.4. Riesgos y medidas preventivas
- 3.5. Mantenimiento y localización de averías en redes aéreas
- 3.6. Cálculo de sección de los conductores

3.1 Introducción

Se denominan **líneas aéreas de distribución en BT** a las que, realizando funciones de distribución eléctrica y con tensión nominal entre fases inferior a 1000 V, se ejecutan en el exterior y discurren a cierta altura desde el suelo.

Su origen está en los centros de transformación, donde se ubican los fusibles que las protegen. El sistema de distribución empleado en la red pública española es trifásico con neutro conectado a tierra.



Figura 3.1. Origen de líneas aéreas de distribución en BT a partir de un centro de transformación.

Recuerda...

Desde el punto de vista reglamentario, las líneas aéreas para distribución en BT se rigen por lo establecido en la ITC-BT-06 del REBT.

Estas líneas constituyen un sistema de distribución fiable, de reducido coste de instalación y fácil mantenimiento. Son adecuadas para zonas de baja o media densidad de consumo donde la instalación de redes subterráneas no sería rentable. También pueden darse en terrenos rocosos cuya excavación es difícil. Por contra, debido al impacto visual que producen, no son la mejor solución desde el punto de vista estético.

Cabe distinguir entre dos sistemas de instalación diferentes:

- **Red Posada.** Los cables, mayoritariamente aislados, recorren muros y fachadas sujetos a ellos mediante abrazaderas o soportes adecuados. No se producen esfuerzos mecánicos de tracción sobre los conductores más allá de su propio peso.
- **Red Tensada.** Los cables, tanto desnudos como aislados, se sostienen en puntos discretos entre los cuales el conductor queda al descubierto y sometido a la acción de agentes atmosféricos como el viento y la nieve. Los esfuerzos mecánicos que soportan suponen un condicionante importante a la hora de establecer la sección de la línea. La sujeción de los conductores puede realizarse tanto en apoyos como en puntos de las fachadas.



Figura 3.2. Modalidades de líneas aéreas de BT: posada a la izquierda, tensada a la derecha.

Los conductores empleados en estas líneas pueden ser de dos clases:

- **Cables aislados.** Los conductores son de cobre, aluminio u otros materiales. Son de tipo unipolar y van recubiertos por una sola capa de polietileno reticulado (XLPE) de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV que realiza la doble función de aislamiento eléctrico y protección mecánica.

Los distintos conductores del sistema, fase y neutro para líneas monofásicas, y tres fases y neutro en el caso de trifásicas, se trenzan a lo largo de su recorrido longitudinal formando un haz. La sección mínima permitida es de 16 mm² para el aluminio y 10 mm² para el cobre.



Figura 3.3. Cable aislado trenzado.

Las características de algunos de los cables aislados normalizados se resumen en la Tabla 3.1.

Cable RZ-AI (Norma UNE 21030-1)	Cable de tensión asignada 0,6/1 kV, con cubierta aislante de polietileno reticulado (R) conductores de aluminio cableados en hélice visible (Z). El conductor neutro puede tener las funciones de fiador.
Cable RZ (Norma UNE 21030-2)	Cable de tensión asignada 0,6/1 kV, con cubierta aislante de polietileno reticulado (R) y conductores de cobre cableados en hélice visible (Z). El conductor neutro puede tener las funciones de fiador.

Tabla 3.1. Características de los cables normalizados.

- **Conductores desnudos.** Se clasifican como tales aquellos que carecen de aislamiento o que, aun teniéndolo, su tensión es inferior a 0,6/1 kV. Pueden ser de cobre o de aluminio, su carga de rotura a la tracción ha de superar los 450 daN y deben estar preparados para resistir la acción de los agentes atmosféricos. Para separar eléctricamente el conductor del resto de elementos, necesitan aisladores que suelen ser de vidrio o de porcelana.



Figura 3.4. Conductores desnudos en la parte izquierda del apoyo y aislados en la derecha.

Recuerda...

La utilización de cables desnudos en líneas nuevas está en desuso especialmente por motivos de seguridad. No obstante, puesto que la vida útil de una línea aérea de estas características está en torno a los 50 años, existen todavía muchas instalaciones en funcionamiento con este tipo de cables.



Figura 3.5. A la izquierda, restos de una red eléctrica de baja tensión con conductores desnudos que discurría próxima a la fachada. A la derecha, red de cables aislados que aprovechan la infraestructura de una antigua red de cables desnudos.

La Tabla 3.2. recoge las características de algunos de los cables desnudos normalizados utilizados en este tipo de instalación.

Tipo C (Norma UNE 21012)	Conductor desnudo de cobre, compuesto por varios alambres de cobre duro, cableados en capas concéntricas.
Tipo AL1/ST1A (Norma UNE-EN 50182)	Conductor desnudo de alambres de aluminio (AL1) y alma de alambres de acero galvanizado (ST1A).
Tipo AL1/A20SA (Norma UNE-EN 50182)	Conductor desnudo de alambres de aluminio (AL1) y alma de alambres de acero revestido de aluminio (A20SA).

Tabla 3.2. Características de cables desnudos normalizados.



Figura 3.6. Línea aérea de BT con cable desnudo y aisladores de vidrio.

La sección de los conductores, por lo general, es uniforme. En las derivaciones de las líneas puede haber cambios de sección, siempre y cuando las nuevas secciones queden protegidas frente a sobreintensidades. Se encargan de ello los fusibles, que pueden ser los propios de la línea principal ubicados en los cuadros de baja tensión de los centros de transformación, o unos fusibles específicos que se instalen en cajas de derivación.

Ejercicios

1. ¿Es aconsejable la utilización de redes aéreas de baja tensión en las ciudades? ¿Por qué?
2. ¿Qué diferentes tipos de cables se emplean en este tipo de líneas de distribución?
3. ¿Cuántos conductores tiene una línea aérea de distribución en BT?
4. Una línea eléctrica aérea con conductores desnudos con tensión nominal entre fases de 300 V, ¿Puede considerarse una línea aérea de distribución en BT? ¿Y si los conductores son aislados y la tensión entre fases es de 2.000 V? Razona la respuesta.
5. ¿Es posible que un conductor de una línea aérea de BT que disponga de aislamiento se considere desnudo?
6. ¿Qué normativa se aplica a las redes de distribución aéreas de baja tensión?
7. ¿Qué protección se emplea para las líneas aéreas de distribución en BT? ¿Dónde se instala?

3.2 Red posada

3.2.1 Trazado y componentes

La **red posada** se caracteriza porque los cables discurren directamente sobre las fachadas de los edificios en un trazado formado por sucesión de líneas horizontales y verticales.

Los cables se fijan a los muros mediante abrazaderas resistentes a la acción de los agentes atmosféricos y se protegen en aquellos lugares donde puedan sufrir deterioro mecánico. Esta instalación es propia de las zonas urbanas, aunque se trata de instalaciones antiguas en la mayoría de los casos.

Los componentes de este tipo de líneas son los **cables aislados**, los **elementos de fijación**, los **elementos de protección mecánica**, los **elementos de derivación y empalme** y los **elementos de terminación**.

Los cables aislados

En redes posadas todos los conductores, fases y neutro, son del mismo material, normalmente aluminio por motivos fundamentalmente económicos, aunque también pueden ser de cobre. Aunque antiguamente había

líneas posadas que se ejecutaban con conductores desnudos, actualmente todas las redes de este tipo utilizan cables aislados.



Figura 3.7. Detalle del soporte de una red posada. Se observa que existe una separación entre el cable y el muro para facilitar la circulación del aire y, consecuentemente, la refrigeración del cable.

Los elementos de fijación

Están constituidos por abrazaderas que disponen de un tornillo para su sujeción a la pared mediante un taco adecuado. Tanto la parte que envuelve el cable, como el tramo del tornillo que asegura una separación entre el muro y el cable concebida para facilitar la refrigeración, están debidamente recubiertas para protegerlas contra la corrosión. Las abrazaderas se fabrican normalmente con acero plastificado, acero inoxidable plastificado o materiales sintéticos, todos ellos de elevada rigidez dieléctrica para evitar contactos eléctricos accidentales.



Figura 3.8. Diferentes elementos de sujeción a la pared de la red posada. (Fuente: catálogo de Cahors).

Los elementos de protección mecánica

Se utilizan en aquellos puntos en los que el cable está expuesto a algún tipo de esfuerzo mecánico que puede ocasionar el deterioro de su aislamiento. Suelen ser en los ángulos de las fachadas y en las proximidades al suelo cuando la línea se convierte en subterránea.



Figura 3.9. Elementos de protección del cable en cambios de dirección (cuna y soporte de cuna). (Fuente: Catálogo de Cahors).



Figura 3.10. Tubo de protección preceptivo de una línea aérea posada empleado cuando se rebasa la distancia mínima al suelo de 2,5 m.

Los elementos de derivación y empalme

Son piezas aisladas que deben garantizar la continuidad eléctrica eficaz entre conductores, es decir, sin elevación adicional de la temperatura por el aumento de la resistencia eléctrica, además de garantizar la resistencia mecánica y a la corrosión de la unión.

La tecnología más empleada actualmente es la de los conectores de perforación de aislamiento por su fácil instalación y porque no es necesario pelar los cables. Son elementos compactos diseñados para cables unipolares en los que encajan los dos cables a empalmar, cada uno de ellos en un lateral del conector. Están dotados de unos tornillos que, al apretarlos, desplazan una especie de dientes de material conductor que atraviesan los aislamientos y hacen contacto eléctrico con el núcleo, proporcionando continuidad eléctrica entre los dos conductores. La calidad de la ejecución queda garantizada al controlarse el par de apriete con el desprendimiento de los tornillos cuando se ha alcanzado la presión necesaria.

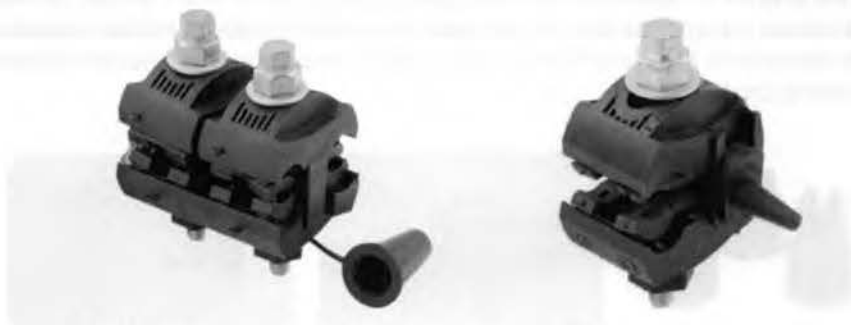


Figura 3.11. Conectores de perforación de aislamiento. (Fuente: Catálogo de Cahors).



Figura 3.12. Detalle de la ejecución de una derivación en una red posada. Se observa que el final del cable derivado se protege de la humedad y otros agentes atmosféricos mediante un capuchón aislante que incorpora el conector de perforación de aislamiento.

Otra opción para realizar empalmes y/o derivaciones es emplear manguitos de unión u otras piezas que requieren pelar el conductor como las cubiertas para redes trenzadas. En este caso hay que cuidar muy bien la ejecución pues constituye un punto débil de la instalación; si no se realizan con rigor, pueden ser fuente de averías.



Figura 3.13. Ejecución de una derivación con elemento conductor recubierto con cinta aislante.



Figura 3.14. Ejecución de una derivación con cubiertas para redes trenzadas.

Elementos de terminación

Existen dos tipos de elementos de terminación:

- **Capuchones.** Se colocan sobre los extremos de los cables para preservar al conductor de la acción nociva de la humedad, la polución, etc. Son componentes aislantes que se encajan en el extremo del cable y suelen instalarse en las derivaciones. Pueden ser unipolares o multipolares. Algunos elementos de derivación, como los conectores de perforación de aislamiento, ya los incorporan.
- **Terminales de conexión.** Las líneas aéreas posadas finalizan conectándose a una instalación receptora, para lo cual hay que acoplar un elemento terminal que facilite la unión entre ambas. Se emplean piezas normalmente del mismo material conductor que aseguren la continuidad eléctrica y mecánica de la instalación que estén dotadas de algún elemento que permita la unión con la instalación receptora, bien por atornillamiento, bien enchufándolo.



Figura 3.15. Diferentes modelos de capuchones y terminales de conexión. (Fuente foto izquierda: Catálogo de Cahors).



Figura 3.16. Detalle de un capuchón tetrapolar colocado al final de una red posada.

Ejercicios

8. ¿Por qué crees que ya no se utilizan cables desnudos en la ejecución de las redes posadas?
9. ¿Qué particularidad tienen los conectores de perforación de aislamiento respecto a otras tecnologías de ejecución de empalmes?
10. ¿Para qué sirven los capuchones? ¿Qué tipos existen?
11. Cita los distintos elementos de protección mecánica que se emplean en la ejecución de redes posadas y describe brevemente su utilidad.

3.2.2 El montaje

Las líneas aéreas posadas son las más complejas de ejecutar ya que hay que colocar gran número de soportes y elementos de protección, además de estar doblando cuidadosamente el cable cada vez que haya que sortear un obstáculo o se produzca un cambio de dirección en el trazado. Dicho montaje puede secuenciarse en 4 fases: definición del trazado, colocación de soportes, tendido del conductor y ejecución de conexiones y derivaciones.

Fase I. Definición del trazado

La primera de las operaciones consiste en marcar la trayectoria que seguirá el cable. En la fase de diseño se habrá determinado el recorrido de la línea y se habrán hecho las comprobaciones de la solidez de las paredes sobre las que se quiere trazar. Además de tener definidos los puntos de inicio y fin de la línea y buscar un recorrido lo más recto y corto posible, en la ejecución deben respetarse las distancias mínimas al suelo y a los elementos presentes en la fachada. Según el REBT, estas son:

- Al suelo: 2,5 m. A alturas inferiores deben protegerse mediante un tubo protector de características adecuadas según ITC-BT-11.
- Ventanas: 0,30 m al borde superior de la apertura y 0,5 m a los lados restantes.
- Balcones: 0,30 m al borde superior y 1 m a los laterales.
- Partes metálicas presentes en la fachada: 0,05 m.

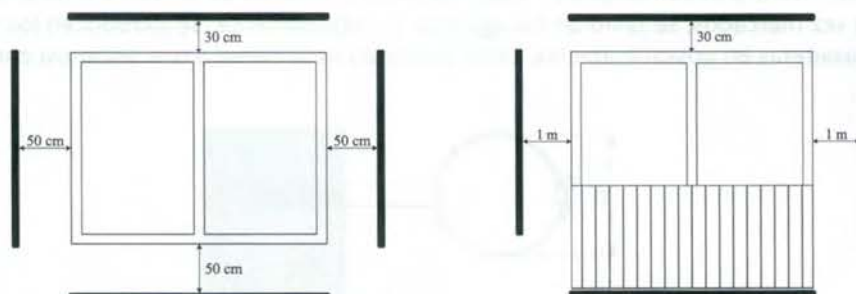


Figura 3.17. Distancias mínimas de una red posada a una ventana (izquierda) y a un balcón (derecha).

Además de lo estipulado en el REBT, conviene consultar tanto las normas particulares de las compañías eléctricas a las que se cederán las líneas como las ordenanzas municipales de la localidad donde se instalen. Estas podrían ser más restrictivas de lo anteriormente indicado.



Figura 3.18. Ejecución de una red posada alrededor de una ventana y la puerta de un balcón. A simple vista no está claro si se ha respetado la distancia mínima de 30 cm a la parte superior de las aberturas.

Las herramientas que suelen emplearse para el marcado y la definición del trazado son:

- Plomada: para la definición de tramos verticales.
- Nivel: para señalar los tramos horizontales.
- Plantillas de recodo: determinan el recorrido del cable en los cambios de dirección.
- Cinta métrica: se emplea en el establecimiento de distancias.
- Cuerda de trazado o lienza. Consiste en una cuerda que se impregna con un polvo coloreado (azulete, normalmente). Para marcar un tramo recto, se estira y se sitúa próxima a la pared; mediante un pequeño golpe sobre ambos extremos de la cuerda, esta toca la pared y el polvo que la recubre marca la línea recta.



Plomada



Nivel



Cinta métrica

Figura 3.19. Algunas herramientas empleadas en la definición de trazado.

Fase II. Colocación de soportes

Se comienza por marcar los puntos donde se situarán los soportes, teniendo en cuenta que se separan entre sí de 30 a 50 cm, e incluso 70 cm dependiendo del peso soportado (se recomienda consultar el catálogo del cable empleado). Además deben colocarse soportes antes y después de un cambio de dirección en el plano horizontal. Una vez marcados, se taladran los agujeros y, seguidamente, se introducen los tacos y las correspondientes abrazaderas en posición abierta. Estas quedarán de la pared a una distancia entre 1 y 15 cm.

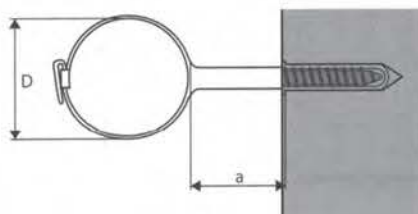


Figura 3.20. Detalle de colocación sobre pared de un soporte para red posada. (Fuente: Catálogo de Cahors).

Las herramientas para la realización de estas tareas son:

- Taladro, para la ejecución de agujeros. Este ha de disponer de las brocas adecuadas para el tipo de muro que se ha de perforar.
- Martillo, para la colocación de tacos y soportes. Existen martillos específicos que no dañan el recubrimiento plástico de los elementos de sujeción.



Taladro

Distintos tipos de martillos

Figura 3.21. Herramientas empleadas en la colocación de soportes.

Fase III. Tendido del conductor

En esta fase interviene el cable, cuya manipulación entraña una serie de precauciones para evitar su alteración. Los cables se disponen en bobinas que deben transportarse en vehículos adecuados y con su eje en posición horizontal, evitando cualquier movimiento.

La carga y descarga de la bobina requiere el uso de grúas y especial atención en su manejo. Por otro lado, una vez descargadas, las bobinas llenas sólo deben rodar sobre suelo llano y sólido siguiendo la dirección indicada en su etiquetaje.



Figura 3.22. Etiqueta de precauciones en la manipulación de las bobinas.

Existen dos procedimientos diferentes para realizar el tendido del cable. En el primero la bobina se dispone en un vehículo que se desplaza a lo largo de la trayectoria de la línea tras amarrar el cable al inicio. Conforme el vehículo se va desplazando, los operarios van colocando el conductor a través de los soportes, cerrando las abrazaderas y sujetando el cable.

La segunda posibilidad consiste en colocar la bobina sobre unos caballetes para que pueda girar al mismo tiempo que queda anclada al principio de la línea. Se emplea un cable guía que se sujeta al conductor eléctrico mediante una malla y, utilizando una máquina de tiro si la línea es muy larga o con la intervención de los operarios para longitudes menores, se va estirando de la guía hasta que el haz trenzado completa toda la trayectoria. En este caso se emplean poleas que facilitan el deslizamiento del haz.



Figura 3.23. Bobinas apoyadas en caballetes para facilitar el tendido del cable.

Fase IV. Ejecución de conexiones y derivaciones

Al menos se requieren dos conexiones eléctricas en la línea: al principio y al final. Para ello, deben instalarse los terminales, operación que depende de la tecnología del elemento escogido. Existen terminales que requieren la utilización de una prensa hidráulica para asegurar la unión con el conductor mediante crimpado; otros, sin embargo, disponen de tornillos con cabeza fusible que se desprende cuando se ha conseguido el par de apriete necesario.

Cuando la longitud del cable de la bobina es insuficiente para el trazado, deben ejecutarse empalmes con garantías de continuidad eléctrica, del aislamiento y resistencia mecánica suficiente.

Por último, cabe la posibilidad de que la línea a instalar derive de otra ya existente. En ese caso deben emplearse conectores adecuados y asegurar la estanqueidad del cable en el extremo derivado mediante capuchones.

En esta fase no hay que olvidar que el neutro debe ir conectado a tierra. Además de realizar la correspondiente conexión en el centro de transformación, para líneas que superen esa longitud, deben hacerse conexiones cada 500 m. En las redes posadas se pueden realizar en las cajas generales de protección, las cajas de protección y medida, en las cajas de derivaciones o en las derivaciones.



Figura 3.24. Separadores de fases para facilitar la colocación del conector de derivación. (Fuente: Catálogo de Cahors).

Las herramientas que suelen emplearse en esta fase son:

- Herramientas de corte y pelado de cables.
- Prensa hidráulica manual para el crimpado de terminales, si procede.
- Grasa para la protección de contactos eléctricos en la colocación de terminales, empalmes, conectores de derivación, etc.
- Separadores de fase para facilitar la ejecución de derivaciones.

Ejercicios

12. Describe la utilización de una cuerda de trazado o lienza en el montaje de una red aérea posada.
13. ¿Qué distancias mínimas debe guardar una red posada con cables aislados a un balcón?
14. Describe brevemente las dos formas posibles de realizar el tendido del conductor.

15. ¿Qué normas deben consultarse en la definición de trazado de una red aérea posada?
16. ¿Cuándo es necesaria una prensa hidráulica? Busca información en internet sobre su forma de utilización.
17. Para cada una de las fases de montaje, cita al menos una de las herramientas empleadas.

3.3 Red tensada

La **red tensada** se caracteriza porque los cables se sujetan a apoyos o muros mediante piezas especiales, al menos a 4 m de altura y con una tensión mecánica predeterminada.

Este sistema de instalación es muy adecuado para zonas rurales o de viviendas muy dispersas donde la inexistencia de fachadas o su falta de continuidad impiden la utilización de una red posada; por otro lado, la ejecución de una línea subterránea resultaría antieconómica.

Recuerda...

Cuando una red posada cruza una calle, adquiere la condición de red tensada en ese vano.



Figura 3.25. Detalle del paso de una red posada a tensada en el cruce de una calle.

3.3.1 Componentes y esquemas

Las líneas aéreas tensadas utilizan los siguientes elementos: *cables*, *apoyos*, *aisladores*, *accesorios de sujeción*, *elementos de terminación*, *derivación y empalme* y *tirantes y tornapuntas*.

Cables

Los cables pueden adoptar la configuración de red trenzada cuando son aislados o tener una disposición unipolar independiente cuando se trata de conductores desnudos o con dieléctricos de tensión de aislamiento inferior a 1.000 V. Los segundos ya no suelen instalarse aunque existen todavía gran número de líneas en funcionamiento con ellos. En cuanto a los cables trenzados aislados hay que diferenciar entre los dos sistemas de instalación:

- **Cables con fiador de acero.** Solidario con el cable trenzado convencional y unido al él mediante abrazaderas, se coloca un alambre de acero galvanizado con una función exclusivamente mecánica: servir como soporte de los conductores. Consecuentemente, su carga de rotura ha de ser, como mínimo, de 800 daN.



Figura 3.26. Cable trenzado con fiador o portador de acero. Las abrazaderas que se disponen a lo largo de su longitud mantienen solidario el conjunto.

- **Cables con neutro portador.** La función mecánica de sujeción del cable la realiza el conductor neutro. Por ello, cuando los conductores son de aluminio, el neutro es de una aleación especial de aluminio, silicio y magnesio denominada Almelec o aluminio duro que le confiere mayor resistencia mecánica.



Figura 3.27. Ejemplo de las distintas posibilidades de redes tensadas: izquierda con neutro portador, derecha con fiador de acero.

Si una línea se ejecuta con conductores desnudos, como se disponen separados entre sí una distancia de seguridad que evite la producción de arcos eléctricos, tanto las fases como el neutro son portantes. Consecuentemente, todos ellos han de tener resistencia mecánica adecuada.

Sea cual sea la modalidad de la red tensada, la resistencia mecánica de los elementos portantes es un aspecto de tal importancia que puede que este criterio prevalezca en la elección de la sección por encima de los principios de tipo eléctrico.

Apoyos

Son piezas verticales que sirven como puntos de sujeción de los cables y aseguran la suficiente distancia entre los conductores y el suelo. Deben ser resistentes a la acción de la intemperie o, al menos, estar tratados para lograr esa inmunidad.

Los apoyos de las líneas tensadas se clasifican por el material con que se construyen, su altura y los esfuerzos nominales que son capaces de soportar. Los dos últimos parámetros se determinan en la fase de diseño de acuerdo con un cálculo mecánico realizado por el ingeniero proyectista. Los resultados obtenidos harán que la línea sea capaz de resistir las acciones de cambios de temperatura, viento y nieve previsibles sin que caiga y, al mismo tiempo, se mantengan las distancias de seguridad del cable al suelo.

Además de cualquier otro material aprobado por la Administración competente, los apoyos pueden ser de:

- **Madera.** En desuso por ser el de peor características mecánicas y menor vida útil, aunque muy común en las líneas existentes más antiguas.
- **Hormigón armado.** Su vida útil es muy elevada y no requiere mantenimiento. Por el contrario, su manipulación y montaje es delicado por su peso y fragilidad.
- **Metálicos.** Se utilizan fundamentalmente los de acero galvanizado y pueden ser tanto de perfiles laminados como tubulares, siendo los primeros los más frecuentes.



Figura 3.28. Diferentes apoyos para líneas de distribución aérea de BT. De izquierda a derecha: de madera, de hormigón armado y metálico de perfiles laminados.

Aisladores

Los aisladores se instalan en las líneas aéreas tensadas que emplean conductores desnudos con la doble función de servir como elemento de sujeción y de proporcionar aislamiento eléctrico entre el conductor y el apoyo.

El cable se anuda normalmente al cuello del aislador con alambres del mismo material que el conductor y con una serie de nudos preestablecidos. A esta forma de sujeción se le denomina retención.

Los materiales empleados tradicionalmente para los aisladores son el vidrio y la porcelana, aunque el reglamento admite el uso de otros diferentes siempre y cuando, además de proporcionar el debido aislamiento eléctrico, sean resistentes a las variaciones de temperatura, la corrosión u otras acciones derivadas de su ubicación a la intemperie.



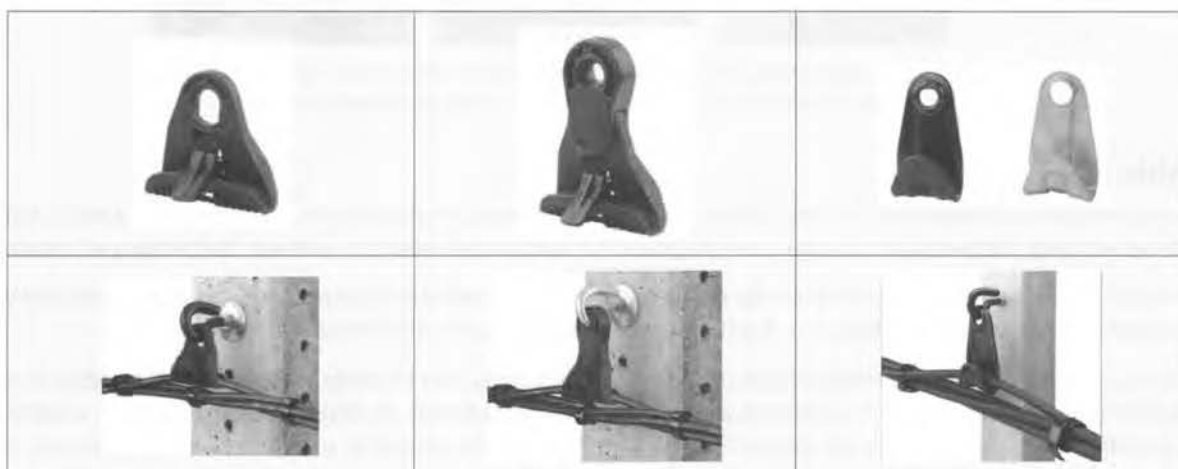
Figura 3.29. Aisladores para líneas aéreas de BT con conductores desnudos: en la parte izquierda de vidrio y de material cerámico a la derecha.

Accesorios de sujeción

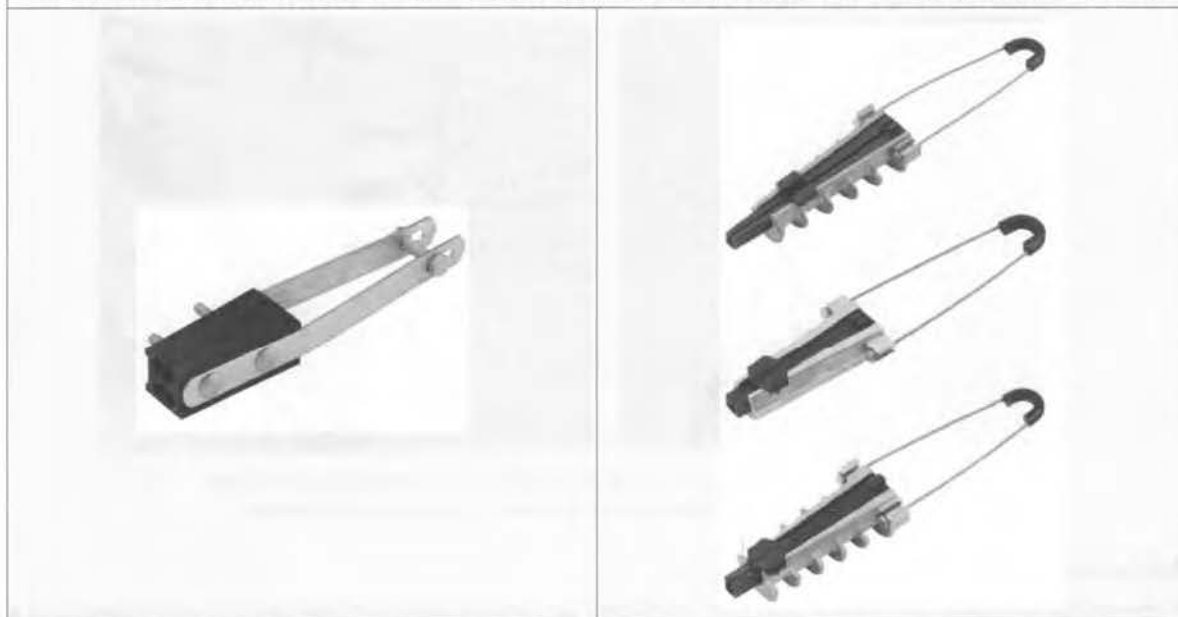
El conductor se sujeta en puntos discretos mediante accesorios adecuadamente protegidos contra el envejecimiento y la corrosión y dotados de características mecánicas suficientes para resistir en condiciones de seguridad los esfuerzos a los que quedan sometidos.

Existen dos formas diferentes de sujeción:

- **En amarre.** Los elementos de sujeción adoptan una posición horizontal. Se utilizan especialmente en los apoyos de principio y fin de línea, y en aquellos en que haya un cambio de dirección. Pueden ser de amarre simple cuando hay un único elemento de sujeción al portador, o de amarre doble cuando se utilizan dos, uno a cada lado del punto de sujeción. En este caso se diferencian los siguientes elementos:
 - **Pinzas o alambres preformados:** es el elemento que se emplea para sujetar el cable portante. Hay diferentes modelos de pinzas, algunas se acoplan únicamente al elemento portante mientras otras sujetan a todos los cables.
 - **Ganchos o consolas:** son los elementos que se encargan de sujetar la pinza o el alambre preformado al apoyo o al muro.
 - **Tensores:** es un elemento cuya tensión mecánica es regulable y se sitúa entre el gancho y la pinza.
 - **Elementos de sujeción:** son el resto de piezas necesarias para la ejecución de la red tensada como bridas, abrazaderas, tacos, etc.
- **En suspensión.** El elemento que realiza la función de portador se apoya sobre una pieza de sujeción. Para la suspensión se emplean los mismos elementos (aunque los modelos son distintos) que en el caso del amarre a excepción de los tensores.



Varios modelos de pinzas de sujeción por suspensión (arriba, pieza independiente; abajo, instalada).



Diferentes pinzas de amarre. La de la izquierda es para sujetar el haz de cuatro conductores y las de la derecha para sujetar al elemento portante.

		
Ganchos para el anclaje tanto de pinzas de amarre como de suspensión.		
		
Consolas para la sujeción de las pinzas de amarre al apoyo o al muro.		Consola para pinzas de suspensión.

Tabla 3.3. Diferentes elementos de sujeción por suspensión y de amarre. (Fuente: Catálogo de Cahors).

Como ya se ha mencionado, también son elementos de sujeción las abrazaderas que unen el cable fiador de acero con el cable trenzado. Al igual que en el caso de redes posadas, estas piezas se fabrican de acero plastificado o con materiales sintéticos que aseguren una gran resistencia a la corrosión atmosférica y una alta rigidez dieléctrica.



Figura 3.30. Abrazadera para unir entre sí dos cables trenzados al fiador de acero. (Fuente: Catálogo de Cahors).

Elementos de terminación, derivación y empalme

Son análogos a los vistos para las redes posadas; únicamente hay que tener en cuenta a la hora de escogerlos la tensión mecánica que deben soportar sin que se produzca rotura ni deslizamiento.

Tirantes y tornapuntas

Los tirantes son varillas o cables metálicos protegidos contra la corrosión que refuerzan la resistencia al vuelco de los apoyos. Aunque su empleo debe restringirse a las situaciones en que resulten imprescindibles, estos elementos están admitidos por el REBT.

Ejercicios

18. Identifica los elementos señalados en las siguientes fotografías:



19. ¿Qué factores hay que tener en cuenta en la elección de un apoyo para una red tensada?
20. ¿Qué es una retención? ¿En qué líneas se utiliza?
21. Explica brevemente los sistemas de instalación de las redes tensadas, tanto con cables aislados como con cables desnudos.
22. Explica brevemente qué accesorios de sujeción se emplean en este tipo de líneas.

3.3.2 El montaje

El montaje de una línea aérea tensada se ordena en 4 fases: **definición del trazado, montaje y cimentación de apoyos, tendido del conductor, tensado y retención del conductor y colocación de accesorios.**

Fase I. Definición del trazado

Comprende el trazado de la planta sobre el plano y la exploración del terreno para decidir la trayectoria exacta de la línea. Es fundamental observar la existencia de otras instalaciones y de posibles obstáculos, ya que hay que respetar rigurosamente lo establecido en la ITC-BT-06 del REBT sobre cruzamientos y paralelismos.

Fase II. Montaje y cimentación de apoyos

Esta fase comienza con el marcado de los puntos donde se situarán cada uno de los apoyos u otros lugares de sujeción. Seguidamente se procede a la excavación del terreno en dichos puntos. Una vez ejecutado el agujero se elevan los apoyos, operación que varía si está formado por una o varias piezas.

Por otro lado, el izado puede ser manual si se trata de un apoyo ligero de poca altura, o puede recurrirse a maquinaria específica como grúas o plumas. Una vez alcanzada la posición vertical del apoyo, se realiza su cimentación para evitar su vuelco. En el proceso de montaje, se ejecuta también la puesta a tierra del apoyo, si procede.



Figura 3.31. Detalle de la cimentación de un apoyo metálico de celosía. Se observa la conexión a tierra que atraviesa el hormigón de la cimentación mediante un tubo.

Fase III. Tendido del conductor

El transporte y la manipulación de las bobinas exige las mismas precauciones descritas para el montaje de la red posada. El tendido de los cables requiere la previa instalación de poleas en cada apoyo, sobre las que se deslizarán los conductores de principio a fin de la línea.

Toda esta operación exige mucho cuidado en la manipulación del cable, ya que los daños sobre la cubierta o por retorcimientos del conductor pueden degenerar en posteriores averías. Los trabajadores deben colocarse a la altura de la cogolla del apoyo, para lo que pueden emplearse maquinarias de elevación dotadas de canastas para albergar personas.



Figura 3.32. Polea para el tendido de conductores. (Fuente: Catálogo de Cahors).

Al igual que sucedía en el tendido de la red posada, existen dos variantes para pasar el cable:

- Moviendo la bobina a lo largo del recorrido de la línea, con lo que el cable no sufre tensión mecánica. Este sistema es válido cuando las secciones del conductor son pequeñas y el terreno no es muy accidentado.
- Colocando la bobina a un extremo de la línea y tirando desde el otro con una máquina de tiro y con ayuda de un cable guía.

Fase IV. Tensado y retención del conductor

Consiste en sustituir las poleas por los elementos de sujeción y tensar el conductor con la tracción mecánica adecuada a las condiciones de tendido.

En primer lugar han de instalarse tanto las piezas de anclaje al apoyo o al muro, como las pinzas de amarre y/o suspensión y, posteriormente, unir las al conductor. En este instante debe utilizarse, entre otros utensilios, taladros para perforar muros y apoyos.

En cuanto al tense del conductor, el jefe de obra dispone de una tabla de tendido que es donde se recogen los valores de tensión mecánica que deben darse a los conductores en función de la separación entre apoyos y la temperatura ambiente. Esta operación es de gran importancia ya que si el tense no se realiza correctamente no se cumplirán los criterios de seguridad con los que se diseñó la línea para prever la rotura del conductor.

Fase V. Colocación de accesorios

En ambos extremos de la línea se encajan los terminales que permiten la conexión eléctrica de la instalación. Además, si fueran necesarios, han de instalarse los elementos de empalme y derivación.



Figura 3.33. Derivación en una red aérea tensada.

Al igual que sucede en las redes posadas, el neutro debe conectarse a tierra en el origen de la línea, es decir, en el centro de transformación, y en otros puntos para asegurar una conexión al menos cada 500 m. Los lugares preferentes para ejecutar esta unión son aquellos de donde parten las derivaciones importantes.

Ejercicios

23. ¿Cómo se realiza el izado de un apoyo de una red aérea tensada?
24. Explica la función de las poleas en el montaje de líneas aéreas tensadas.
25. ¿Qué es la tabla de tendido? ¿Por qué es tan importante que se cumpla lo que en ella se establece?
26. Indica en qué puntos debe realizarse la conexión del neutro a tierra.
27. ¿De qué maneras pueden realizar los trabajadores las operaciones de tendido y tensado del conductor si los accesorios se encuentran en la parte superior de la torre?

3.4 Riesgos y medidas preventivas

Como cualquier obra, el montaje de líneas aéreas requiere que previamente se realice un estudio de seguridad y salud. Se trata de un documento donde se prevén todas las actividades que se realizarán en la obra, los riesgos para la salud que suponen y las medidas preventivas que se adoptarán para minimizarlos y evitar accidentes. Este estudio es específico de cada línea aérea y debe respetarse rigurosamente en la ejecución.

Sin embargo, sin ser exhaustivos y teniendo en cuenta que la obra se realiza sin tensión, existen algunos riesgos que son comunes en la construcción de líneas aéreas, los cuales se reflejan en la Tabla 3.4 junto con posibles medidas preventivas.

Riesgos	Medidas preventivas
Caída de personas al mismo nivel. Los objetos y herramientas que se colocan en el suelo pueden causar caídas de los operarios al tropezar con ellos.	La medida fundamental es el orden y la utilización de cinturones para la colocación de herramientas que eviten tener que dejarlas en el suelo.
Caída de personas a distinto nivel. Para lograr las distancias al suelo mínimas obligatorias de las redes posadas, los operarios emplean escaleras portátiles en el montaje. La caída de ellas es el riesgo más importante al que se enfrentan. También en el montaje de líneas tensadas que se encuentran poco accesibles, los operarios deben subir a las torres, con riesgo de caída.	Es muy importante verificar el correcto estado y la adecuación de la escalera. Debe observarse que los peldaños tienen suficiente superficie de apoyo plana, los largueros están en buen estado y son de una sola pieza, la parte inferior está provista de zapatas antideslizantes, etc. Cuando se ha de trepar al apoyo, la primera medida preventiva que hay que adoptar es observar el estado del apoyo para prever una posible rotura. Después, en la subida, han de utilizarse el cinturón o arnés de seguridad y otros equipos de protección individual.
Caída de objetos por la manipulación manual de objetos y herramientas.	Los operarios tienen que hacer uso adecuado de los equipos de protección individual. Es importante disponer de cinturones específicos que permitan la sujeción de las herramientas cuando no se están utilizando. Además, es fundamental que se impartan programas básicos de formación en prevención de riesgos laborales.
Choques y golpes. Las lesiones por esta causa pueden repercutir tanto sobre los trabajadores como sobre los transeúntes que circulen próximos a la obra.	Entre otras medidas, se debe señalizar y delimitar la zona donde se realiza la actividad, se ha de manipular correctamente los elementos y utilizar los equipos de protección individual.
Proyecciones sólidas. Se producen cuando se taladra el muro para colocar los tacos de soporte de las abrazaderas.	Es muy importante verificar el buen estado de la maquinaria y proteger adecuadamente los ojos.

Tabla 3.4. Algunos riesgos del montaje de líneas aéreas y sus medidas preventivas.

Recuerda...

En el montaje de las líneas tensadas cobran mayor importancia las caídas a distinto nivel por producirse a mayor altura. Sin embargo, estas son menos probables cuando se emplean elementos de elevación mecánica tipo grúa dotada de cesta para albergar al trabajador.



Figura 3.34. Diferentes procedimientos de subida a los apoyos para realizar operaciones de montaje y mantenimiento. A la izquierda se ve que el operario trepa con un arnés de seguridad, con mayor riesgo de caídas que en el caso de la derecha, donde el trabajador actúa desde una cesta elevada por una grúa.

3.5 Mantenimiento y localización de averías en redes aéreas

3.5.1 Mantenimiento de líneas

Las líneas aéreas de baja tensión, si han sido diseñadas correctamente y ejecutadas con el cuidado y las precauciones debidas, prácticamente no requieren mantenimiento.

Las que más dedicación precisan son las líneas aéreas tensadas ejecutadas con conductores desnudos que aún están en funcionamiento. En este caso, debe realizarse el recorrido de la línea al menos cada 3 años y observarse especialmente la inexistencia de elementos de altura que pudieran tocar el conductor.

Si es preciso, han de podarse o talarse árboles próximos a la línea e, incluso, rectificar la ubicación de antenas u otros elementos que se hubieran instalado con posterioridad sin guardar las distancias reglamentarias. No es extraño el caso de construcciones posteriores que se hayan ejecutado sin respetar la debida separación.

Como medida preventiva de fallos, debe detectarse si una fase se ha puesto a tierra, o bien por un fallo de aislamiento, o bien por un uso fraudulento de la red (se ha conectado un receptor entre una fase y tierra). Esta medida suele realizarse en el centro de transformación para abarcar toda la red de distribución, aunque puede ejecutarse en cualquier punto.

En caso de ser detectado este fallo, se procede a realizar la misma medida en puntos aguas abajo de la red, hasta detectar el punto de fallo. Una vez localizado, se sustituye el tramo de cable dañado o se desconecta el receptor ilegal.

Otra de las operaciones de mantenimiento comunes a todo tipo de líneas de distribución de baja tensión, es la medida anual de las cargas de las distintas fases para detectar desequilibrios y/o excesos de carga. La información recabada es muy importante para la planificación futura de la red.

3.5.2 Localización de averías

Las líneas aéreas tensadas están expuestas a las sobrecargas atmosféricas de hielo y viento que suelen ser una de las posibles causas de averías en este tipo de líneas. Estas acciones producen averías de tipo mecánico como la rotura de un conductor o la caída de un apoyo. Su localización se limita a realizar el recorrido de la línea.

El desgaste de los aislamientos es otra posible causa de fallos, también localizable habitualmente con la inspección visual.

En general, los puntos más delicados en cuanto a la producción de averías lo constituyen las conexiones terminales. Su calentamiento puede derivar en su deterioro, así que es la parte que más debe cuidarse en la ejecución y observarse en caso de fallo.

Una tecnología cada vez más empleada tanto en el mantenimiento preventivo como en la localización de averías es la termografía. Consiste en obtener una imagen de la instalación en la que la coloración de cada punto depende de su temperatura. Mediante las cámaras termográficas es posible detectar los “puntos calientes” que son responsables de mal funcionamiento y pueden derivar en roturas a lo largo del tiempo.

Ejercicios

28. ¿Qué es el estudio de seguridad y salud?
29. Explica las medidas preventivas que deben adoptarse cuando se utilizan escaleras para el montaje de líneas aéreas de baja tensión.
30. ¿Qué crees que es más arriesgado, trepar en un apoyo de madera o en uno metálico? Justifica la respuesta.
31. ¿En qué consiste la operación de mantenimiento de recorrido de las líneas aéreas de BT? ¿Con qué frecuencia ha de realizarse? ¿En qué tipo de líneas se efectúa?
32. ¿Cuáles son los puntos más vulnerables de una línea aérea de BT en la producción de averías?
33. ¿En qué consiste la revisión termográfica de una línea?

3.6 Cálculo de sección de los conductores

La sección de los conductores eléctricos de las líneas aéreas de distribución debe satisfacer dos requisitos básicos:

- **Soportar con probabilidad de rotura reducida las acciones mecánicas a las que puedan estar sometidos**, como lo son las cargas verticales debidas al peso de todos sus componentes y las sobrecargas producidas por la acción del viento y de la nieve que eventualmente pudieran presentarse. El cálculo que posibilita la elección de una sección con garantías de seguridad respecto de las acciones mecánicas se aplica exclusivamente a las líneas aéreas en disposición tensada, independientemente de si se ejecutan con conductores desnudos o aislados. Aunque esta condición es fundamental, no se verá en este libro por excederse del nivel del ciclo medio.
- **Transmitir la energía eléctrica dentro de unos parámetros de eficiencia energética y garantía de funcionamiento** de las instalaciones receptoras, manteniéndose además la integridad del conductor tanto en condiciones normales de explotación como en caso de faltas por cortocircuito. De estas exigencias se derivan diferentes criterios de cálculo de secciones aplicables a las líneas de distribución, que son:
 - Cálculo de la sección por intensidad máxima admisible en régimen permanente.
 - Cálculo de la sección por criterio de caída de tensión.
 - Cálculo de la sección por criterio de pérdida de potencia.
 - Cálculo de la sección por intensidad de cortocircuito.

El procedimiento general de selección de la sección por parámetros eléctricos consiste en satisfacer inicialmente los criterios de intensidad máxima admisible, de intensidad de cortocircuito y de pérdida de potencia;

seguidamente, escoger el valor mayor de los tres obtenidos y comprobar el cumplimiento del criterio de caída de tensión para esa sección. Si no se verifica, se aumenta la sección sucesivamente hasta llegar a un valor que lo satisfaga (Figura 3.35a).

Cuando la reactancia inductiva de la línea pueda despreciarse a efectos de caída de tensión, la forma de proceder es ligeramente diferente a la anteriormente descrita. En este caso se determinan de forma independiente los cuatro valores de sección del conductor y se escoge el mayor de todos, pues es el que satisfará los cuatro criterios simultáneamente (Figura 3.35b).

Cabe puntualizar que aunque las líneas de distribución en baja tensión poseen normalmente derivaciones a lo largo de su recorrido lo que hace que la intensidad de corriente que las atraviesa no sea única en todo el trazado, los ejercicios que aquí se plantean supondrán una corriente eléctrica constante para simplificar los cálculos y adaptarlos al nivel de este manual.

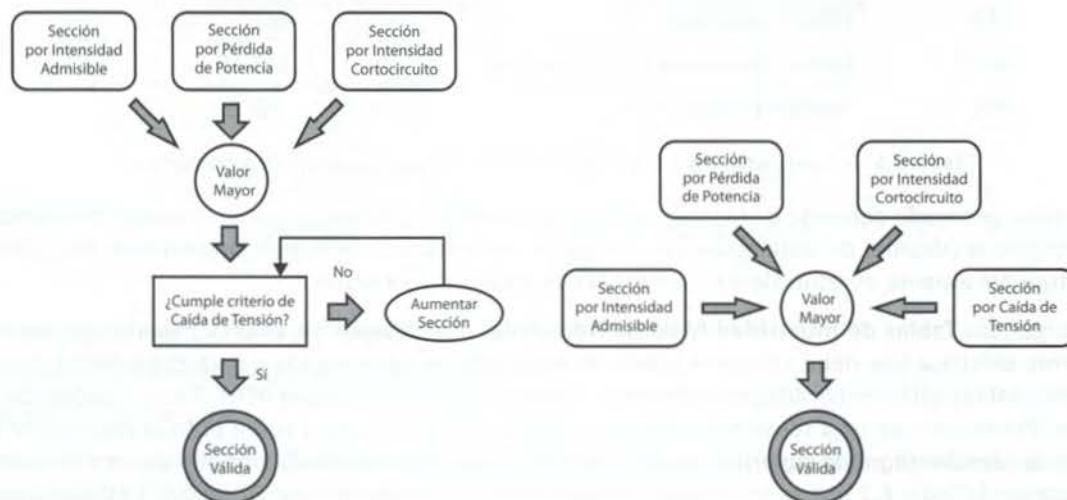


Figura 3.35. Procedimiento general de cálculo de la sección de los conductores a) considerando los efectos inductivos de la línea, b) sin considerar los efectos inductivos de la línea.

3.6.1 Por intensidad admisible

Instalación en condiciones estándar

Los materiales conductores empleados en la fabricación de cables eléctricos poseen una pequeña resistencia eléctrica. Esto hace que la circulación de corriente a través de ellos genere un calor (Q_g) proporcional al valor de la intensidad de corriente al cuadrado y a la resistencia eléctrica del conductor.

Del calor producido Q_g , una parte se dispersa en el medio ambiente que rodea al cable (Q_e) y otra parte se acumula en el propio conductor (Q_a), ocasionando un aumento de la temperatura del cable (Figura 3.36).

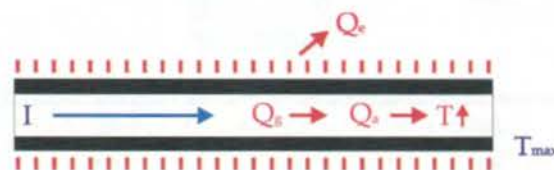


Figura 3.36. Calentamiento del cable producido por la circulación de corriente eléctrica.

Recuerda...

Q_g = Calor generado;

Q_e = Calor emitido;

Q_a = Calor acumulado.

El calor generado debe limitarse fundamentalmente por dos motivos:

- Por un lado, supone una pérdida de energía en la transmisión de la corriente eléctrica.
- Por otro, contribuye al aumento de la temperatura del cable, lo cual es especialmente perjudicial en los conductores aislados.

Los materiales empleados como aislantes deben trabajar a temperaturas inferiores a un cierto valor para que estén garantizadas sus propiedades dieléctricas y su integridad. El límite térmico depende del tipo de material, siendo los valores más característicos los expuestos en la Tabla 3.5.

Tipo de Aislamiento		Límite de temperatura en régimen permanente
XLPE	Polietileno reticulado	90 °C
EPR	Etileno propileno	90 °C
HEPR	Etileno propileno de alto módulo	105 °C
PVC	Policloruro de vinilo	70 °C

Tabla 3.5. Temperaturas máximas de funcionamiento según los tipos de aislamiento.

Como el calor generado depende de la intensidad de corriente al cuadrado, para unas condiciones ambientales determinadas (sistema de instalación del conductor, temperatura del medio circundante, etc.), limitar la temperatura del aislante es equivalente a limitar la circulación de corriente.

De ahí surgen las **Tablas de Intensidad Máxima Admisible**, que reflejan los valores máximos de intensidad de corriente eléctrica que debe circular a través de cada sección normalizada y para cada forma de instalación. Dichas tablas están publicadas en diferentes normas UNE y en el propio REBT. Para el cálculo de líneas aéreas de distribución en baja tensión se aplica la norma UNE 211435:2011 (*Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica*). En ella aparece la Tabla A.2 que se utiliza con cables aéreos de distribución tipo RZ de 0,6/1 kV. Los valores de intensidad admisible se recogen en la tabla 3.6.

Sección mm ²	Tres cables cargados		Dos cables cargados	
	Protegidos del sol	Expuestos al sol	Protegidos del sol	Expuestos al sol
Aluminio				
16	64	56	78	72
25	90	76	105	95
50	135	115	160	145
95	215	185	-	-
150	300	250	-	-
Cobre				
2,5	35	31	42	31
4	45	39	54	40
6	62	54	76	52
10	84	72	100	70
16	-	-	-	94

Tabla 3.6. Intensidad máxima admisible en A para cables con conductores de cobre o aluminio con aislamiento de XLPE. Cables en contacto. Radiación solar de 1 kW/m².

La Tabla 3.6. es válida en condiciones estándar, es decir, cuando se instala un solo cable al aire libre y la temperatura ambiente es de 40 °C.

Según este criterio, la selección de la sección mínima del conductor para una determinada aplicación consiste en recorrer la columna de las intensidades máximas admisibles de arriba a abajo hasta encontrar el primer valor que supere la intensidad prevista. Se debe cumplir la expresión [3.1]:

$$I_z \leq I_b \quad [3.1]$$

Donde:

I_z es la intensidad máxima admisible del conductor (A); y

I_b es la intensidad transportada por la línea o de diseño (A).

La intensidad de diseño I_b suele determinarse a partir de la potencia transportada. Para ello se aplica la expresión correspondiente al tipo de suministro, detallada en la Tabla 3.7.

Suministros Monofásicos	Suministros Trifásicos
$I_b = \frac{P}{U \times \cos\varphi}$	$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi}$
$U = 230 \text{ V}$	$U = 400 \text{ V}$

Tabla 3.7. Fórmulas de cálculo de la intensidad de diseño.

Donde:

P es la potencia transportada en vatios (W);

U es la tensión nominal de la línea en voltios (V); y

$\cos\varphi$ es el factor de potencia.

La figura 3.37 expresa el procedimiento de selección de la sección del conductor por el criterio de intensidad máxima admisible.

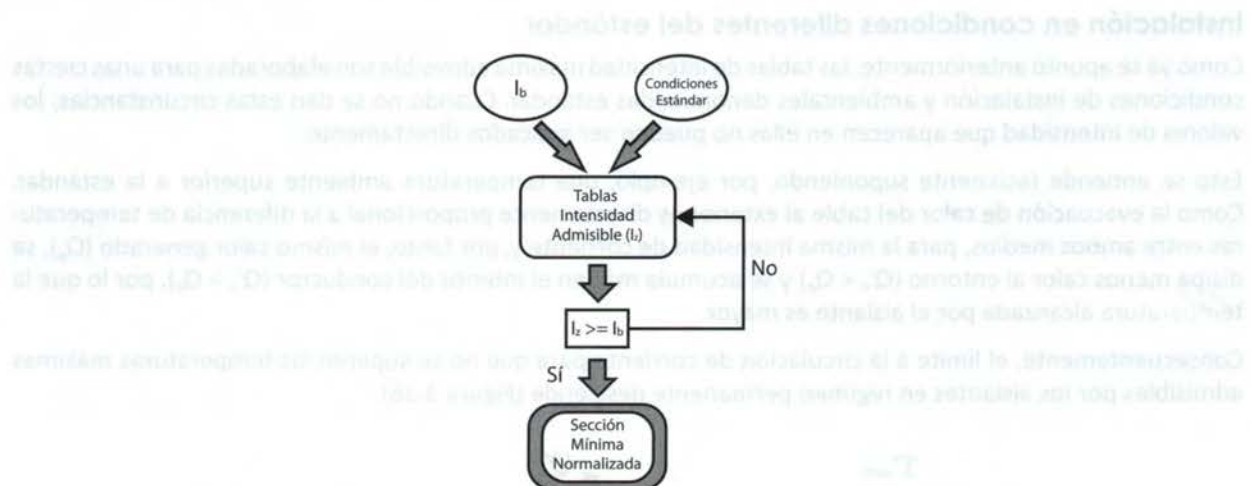


Figura 3.37. Obtención de la sección mínima por criterio de intensidad máxima admisible en condiciones estándar de instalación.

Ejemplo 3.1

Una línea de distribución trifásica aérea posada sobre fachada expuesta al sol transporta 90 kW con factor de potencia 0,85. Determina la sección mínima normalizada por el criterio de intensidad máxima admisible si se emplean conductores de aluminio.

Solución

En primer lugar se determina la intensidad de diseño:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi} = \frac{90.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 152,8 \text{ A}$$

Seguidamente se consulta la Tabla A.2. de la UNE 211435:2011 (Tabla 3.6). Al tratarse de una red trifásica en fachada expuesta al sol, se debe buscar en la segunda columna de intensidades admisibles. Como el conductor es de aluminio, hay que mirar en la franja superior de la tabla.

La sección mínima que puede emplearse por el criterio de intensidad máxima admisible es 95 mm² ya que cumple:

$$I_z = 185 \text{ A} \geq I_b = 152,8 \text{ A}$$

Ejercicios

34. Una línea de distribución trifásica aérea posada sobre fachada protegida del sol transporta 100 kW con factor de potencia 0,9. Determina la sección mínima normalizada por el criterio de intensidad máxima admisible si se emplean conductores de aluminio.
35. ¿Cuál es la máxima intensidad de corriente que debe circular en una línea aérea monofásica con conductores de cobre de 10 mm² expuesta al sol en condiciones estándar?

Instalación en condiciones diferentes del estándar

Como ya se apuntó anteriormente, las tablas de intensidad máxima admisible son elaboradas para unas ciertas condiciones de instalación y ambientales denominadas estándar. Cuando no se dan estas circunstancias, los valores de intensidad que aparecen en ellas no pueden ser aplicados directamente.

Esto se entiende fácilmente suponiendo, por ejemplo, una temperatura ambiente superior a la estándar. Como la evacuación de calor del cable al exterior es directamente proporcional a la diferencia de temperaturas entre ambos medios, para la misma intensidad de corriente y, por tanto, el mismo calor generado (Q_g), se disipa menos calor al entorno ($Q'_e < Q_e$) y se acumula más en el interior del conductor ($Q'_a > Q_a$), por lo que la temperatura alcanzada por el aislante es mayor.

Consecuentemente, el límite a la circulación de corriente para que no se superen las temperaturas máximas admisibles por los aislantes en régimen permanente descende (Figura 3.38).

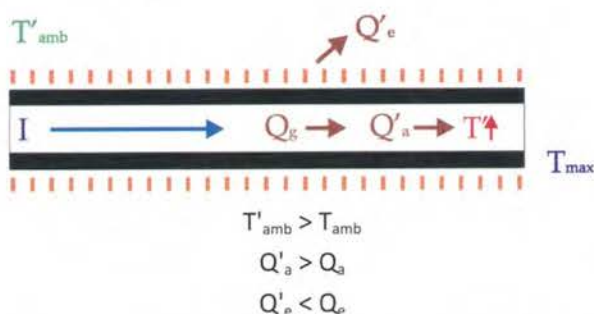


Figura 3.38. Calentamiento del cable a temperatura diferente de la estándar.

Como no sería ni práctico ni factible confeccionar tantas tablas de intensidades máximas admisibles como posibles situaciones pudieran presentarse, se toman las tablas de condiciones estándar como referencia para determinar el valor de corriente límite en otras situaciones. La intensidad máxima admisible se

obtiene multiplicando el valor tabulado por un número adimensional denominado Factor de corrección, cuya magnitud está relacionada con la circunstancia que difiere de la situación estándar (Expresión [3.2]).

$$I'_z = I_z \times F_c \quad [3.2]$$

Donde:

I'_z es la intensidad máxima admisible en las circunstancias actuales en amperios (A);

I_z es la intensidad máxima admisible en las condiciones estándar en amperios (A); y

F_c es el factor de corrección para esa situación (adimensional).

Las tablas de factores de corrección que se pueden presentar en el cálculo de sección del conductor de una línea aérea de distribución en BT son:

- Por agrupación de varios cables. Se puede aplicar la Tabla 6 de la ITC-BT-06 del REBT (Tabla 3.8).
- Por temperatura ambiente diferente de 40 °C. En este caso se utiliza la Tabla A.5 de la UNE 211435:2011 (Tabla 3.9).

Número de cables	1	2	3	más de 3
Factor de corrección	1,00	0,89	0,80	0,75

Tabla 3.8. Factores de corrección de la intensidad máxima admisible en caso de agrupación de cables aislados en haz, instalados al aire.

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura ambiente de los cables, °C								
	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1,18	1,14	1,1	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77
105	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83

Tabla 3.9. Factores de corrección de la intensidad máxima admisible para cables aislados en haz, en función de la temperatura ambiente.

Si concurren dos o más circunstancias que requirieran cada una la aplicación de un determinado factor de corrección sobre los valores de las tablas, se deben multiplicar todos ellos (Expresión [3.3]).

$$I'_z = I_z \times F_{c1} \times F_{c2} \quad [3.3]$$

Donde:

F_{ci} es el factor de corrección correspondiente a la situación i .

Por lo demás, el procedimiento de obtención de la sección mínima en este caso es análogo al empleado cuando las condiciones de instalación de la línea son estándar (Figura 3.39).

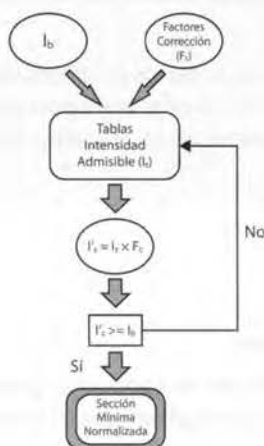


Figura 3.39. Obtención de la sección mínima por criterio de intensidad máxima admisible en condiciones no estándar de instalación.

Ejemplo 3.2

Una línea de distribución trifásica aérea protegida del sol con conductores aislados de aluminio en instalación tensada con cable fiador de acero transporta en régimen permanente 135 A. si la temperatura ambiente media se estima en 50 °C, determina la sección mínima normalizada por criterio térmico para esa aplicación.

Solución

La intensidad de trabajo es $I_b = 135$ A.

Se consulta la Tabla A.5 de la UNE 211435:2011 (Tabla 3.9). Los cables para líneas aéreas de BT aislados utilizan como material aislante el XLPE, cuya temperatura de servicio es 90 °C (ver Tabla 3.5). Considerando esto se extrae el factor de corrección para temperatura ambiente de 50 °C:

$$F_c = 0,89$$

Las intensidades máximas admisibles de partida son las que figuran en la segunda de las columnas de la parte superior de la Tabla 3.6. Como el factor de corrección es inferior a la unidad, se empieza a probar con el primer valor que supere al de la intensidad de trabajo, que en este caso es 135 A correspondiente a la sección de 50 mm². Al hacer la operación se observa que el resultado es inferior a los 125 A que debe transportar la línea, por lo que se continúa probando con secciones sucesivas.

Sección	Intensidad Admisible I_z	Intensidad Corregida $I'_z = I_z \times F_c$
50 mm ²	135	111,25
95 mm ²	215	191,35

Así, la sección mínima válida es 95 mm², ya que para estas circunstancias su intensidad máxima admisible es 191,35 A que cumple:

$$I'_z = 191,35 \text{ A} \geq I_b = 135 \text{ A}$$

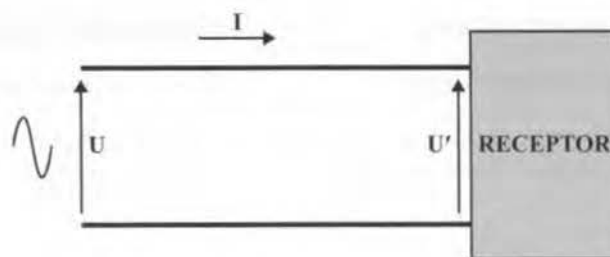
Ejercicios

36. ¿Cuál es la máxima intensidad admisible en los conductores de aluminio de una línea aérea de 50 mm² de sección si discurre junto a otra línea, no está expuesta al sol y la temperatura ambiente es de 30 °C?
37. Calcula la sección mínima necesaria por criterios de intensidad máxima admisible de una acometida aérea monofásica con conductores de cobre si transporta una potencia de 5.750 W con factor de potencia 0,9. La instalación está expuesta al sol y la temperatura ambiente puede llegar a los 55 °C.

3.6.2 Por caída de tensión

Considerando los efectos inductivos

La circulación de la corriente eléctrica a través de un conductor produce una caída de tensión (cdt) debida a su resistividad no nula. Su valor debe limitarse para garantizar el funcionamiento correcto y la seguridad, tanto de la instalación como de los receptores.



$$e = \Delta U = \bar{U} - \bar{U}'$$

Figura 3.40. Caída de tensión en una línea eléctrica.

El límite impuesto se expresa como un tanto por cien respecto a la tensión nominal de la instalación y existen dos posibles formas de ser establecidos:

- En el REBT, que impone valores máximos de cdt en los distintos conductores de las instalaciones de enlace e interiores. Sin embargo, no establece ningún valor para líneas de distribución.
- Por las compañías eléctricas para las líneas de transporte y distribución. La cdt en ellas debe repartirse entre los distintos tramos para cumplir con el RD 1955/2000 donde se estipula que los límites máximos de variación de la tensión de alimentación a los consumidores finales será de $\pm 7\%$ de la tensión de alimentación declarada.

Para líneas de distribución en BT, como regla general, las compañías eléctricas adoptan que la cdt en el punto más desfavorable de la red no debe superar el 5 %. Como este valor se prorratea entre las diferentes líneas de reparto y de distribución, para el diseño de un tramo de la red concreto debe consultarse con la empresa eléctrica el porcentaje que le corresponde a esa parte.

El diseño de la instalación eléctrica será válido de acuerdo con este criterio cuando satisfaga la Expresión [3.4].

$$u\%_{\text{Línea}} \leq u\%_{\text{Límite}} \quad [3.4]$$

Siendo:

$u\%_{\text{Línea}}$ la cdt porcentual producida en la línea; y

$u\%_{\text{Límite}}$ la cdt porcentual máxima admisible en la línea.

Aunque la caída de tensión depende, además, de otros parámetros como el material conductor, la intensidad y la longitud de la línea, una vez escogido el tipo de cable, el único parámetro sobre el que puede actuar el diseñador es la sección. A continuación se detalla cómo se relacionan ambos parámetros.

La $u\%_{\text{Línea}}$ depende de la cdt absoluta de la línea y de su tensión nominal, relacionadas mediante la Expresión [3.5].

$$u\% = (e/U) \times 100 \quad [3.5]$$

Donde:

U es la tensión nominal de la línea en voltios (V); y

e es la caída de tensión absoluta producida en la línea en voltios (V).

El procedimiento empieza por determinar la cdt en términos absolutos. Para ello debe adoptarse un modelo de la línea que permita realizar el cálculo. La mayoría de las líneas de distribución, y especialmente las de baja tensión, pueden asimilarse a una impedancia (Figura 3.41) en la que no se consideran las pérdidas transversales.

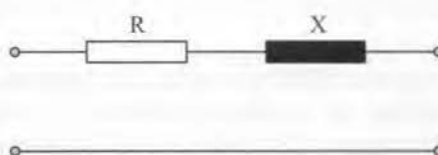


Figura 3.41. Modelo de una línea de distribución a efectos de cálculo de la cdt.

Aplicando este modelo, las fórmulas de cálculo aproximadas son las expuestas en la Tabla 3.10.

Suministros Monofásicos	Suministros Trifásicos
$e = 2 \times I \times L \times (r \cos\varphi + x \sin\varphi)$	$e = \sqrt{3} \times I \times L \times (r \cos\varphi + x \sin\varphi)$

Tabla 3.10. Fórmulas de cálculo de la caída de tensión en un conductor en función del tipo de suministro considerando los efectos inductivos.

Donde:

e es la caída de tensión absoluta en voltios (V);

I es la intensidad que circula por la línea en amperios (A);

L es la longitud de la línea en metros (m);

r es la resistencia de la línea por unidad de longitud (Ω/m); y

x es la reactancia de la línea por unidad de longitud (Ω/m).

La reactancia por unidad de longitud (x) depende del diámetro de los conductores y la separación entre ellos. Sin embargo, en líneas de distribución en baja tensión que se ejecutan con cables en haz, puede adoptarse un valor constante sin cometer un error importante en los cálculos. Dicho valor es:

$$x = 1 \times 10^{-4} \Omega/\text{m}$$

En cuanto a la resistencia por unidad de longitud, depende de la sección y del material conductor, calculándose mediante la Expresión [3.6]:

$$r = \frac{\rho_{\theta}}{S} \quad [3.6]$$

Siendo:

S la sección del conductor en mm^2 ; y

ρ_{θ} la resistividad a la temperatura de servicio del conductor en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

El valor de ρ_{θ} no es constante, sino que es función de la temperatura del conductor. En las condiciones más desfavorables, es decir, cuando circula la máxima intensidad de corriente que puede soportar una sección, la temperatura del cable es igual a la máxima de servicio, la cual depende del tipo de aislamiento (ver Tabla 3.5). Por ello, en la Expresión [3.6] se puede hacer la aproximación de utilizar la resistividad a esa temperatura máxima, con lo que el error cometido respecto a un cálculo más exacto se produce por el lado de la seguridad. Así, basta con consultar la Tabla 3.11 y escoger el valor adecuado de ρ_{θ} .

Material	$\rho_{20} (\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m})$	$\rho_{70} (\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m})$	$\rho_{90} (\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m})$
Cobre	0,018	0,021	0,023
Aluminio	0,029	0,033	0,036
Almelec	0,032	0,038	0,041
Temperatura	20 °C	70 °C	90 °C

Tabla 3.11. Resistividad de los distintos materiales conductores para diferentes temperaturas.

Ejemplo 3.3

Se tiene una línea de distribución aérea trifásica en ejecución tensada con neutro fiador con conductores de aluminio de 25 mm^2 aislados con polietileno reticulado. En régimen permanente transporta una intensidad de corriente de 70 A ($\cos\varphi = 0,9$). Si la cdt máxima admisible en ese tramo es de 5 % y la longitud de la línea de 160 m, verifica si cumple con esa condición. De no ser así, determina la sección mínima que satisface ese límite.

Solución

Se calcula la resistencia del conductor tomando la resistividad a la máxima temperatura de servicio. Como el aislamiento es de XLPE, la temperatura es de 90 °C. Consultando la Tabla 3.11 se extrae el valor de $\rho_{90} = 0,036 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

- Resistencia por unidad de longitud:

$$r = \frac{\rho_{\theta}}{S} = \frac{0,036}{25} = 1,44 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$$

- Cdt en términos absolutos:

$$e = \sqrt{3} \times 70 \times 160 (1,44 \times 10^{-3} \times 0,9 + 1 \times 10^{-4} \times 0,436) = 26 \text{ V}$$

- Cdt porcentual:

$$u\% = \frac{26}{400} \times 100 = 6,5 \% > 5 \%$$

Como no cumple el criterio se aumenta la sección a 50 mm². Con ella se repite todo el procedimiento:

- Resistencia por unidad de longitud:

$$r = \frac{\rho_{\theta}}{S} = \frac{0,036}{50} = 7,2 \times 10^{-4} \Omega/\text{m}$$

- Cdt en términos absolutos:

$$e = \sqrt{3} \times 70 \times 160 (7,2 \times 10^{-4} \times 0,9 + 1 \times 10^{-4} \times 0,436) = 13,4 \text{ V}$$

- Cdt porcentual:

$$u\% = \frac{13,4}{400} \times 100 = 3,35 \% < 5 \%$$

Ejercicios

38. Calcula la caída de tensión porcentual que se produce en una línea aérea de distribución en baja tensión monofásica con conductores de cobre que transporta una potencia de 5 kW con factor de potencia 0,85, protegida del sol si su longitud es de 3 m.

39. Determina la sección mínima necesaria por el criterio de caída de tensión para una línea aérea trifásica con conductores de aluminio protegida del sol y a temperatura ambiente de 25 °C si transporta una potencia de 30 kW con factor de potencia 0,84 y tiene una longitud de 78 m. La caída de tensión admisible es del 2,5 %.

Despreciando los efectos inductivos

Para cables de sección inferior a 120 mm², como sucede en las instalaciones de enlace o en las instalaciones interiores y también en la mayoría de las líneas aéreas de BT, es posible despreciar los efectos inductivos de la línea en el cálculo de la caída de tensión.

Esto simplifica sensiblemente los cálculos y se plantean de una forma diferente al caso anterior. Se recurre a fórmulas en las que aparece despejada la sección; al aplicarlas, se obtienen un valor que debe redondearse al de la sección normalizada superior. La Tabla 3.12 expone las expresiones aproximadas.

Suministros Monofásicos	Suministros Trifásicos
$S = (2 \times P \times L) / (\gamma_{\theta} \times e \times U)$	$S = (P \times L) / (\gamma_{\theta} \times e \times U)$
U = 230 V	U = 400 V

Tabla 3.12. Fórmulas de cálculo de la sección por caída de tensión en un conductor en función del tipo de suministro despreciando los efectos inductivos.

Donde:

P es la potencia activa de la línea en vatios (W);

L es la longitud de la línea en metros (m);

γ_θ es la conductividad del conductor a la temperatura de servicio en $\text{m}/\Omega\cdot\text{mm}^2$;

e es la caída de tensión absoluta producida en la línea en voltios (V); y

U es la tensión nominal de la línea en voltios (V).

La cdt absoluta se determina aplicando el u% máximo admisible mediante la Expresión [3.7].

$$e = \frac{U \times u\%}{100} \quad [3.7]$$

Puesto que resistividad y conductividad están inversamente relacionadas (Expresión [3.8]), el valor de γ_θ depende de la temperatura. Del mismo modo que cuando se consideran los efectos inductivos, se realiza la aproximación de suponer que el conductor se encuentra a la máxima temperatura de servicio y se toma la conductividad adecuada de la Tabla 3.13.

$$\gamma = \frac{1}{\rho} \quad [3.8]$$

Material	$\gamma_{20} (\text{m}/\Omega\cdot\text{mm}^2)$	$\gamma_{70} (\text{m}/\Omega\cdot\text{mm}^2)$	$\gamma_{90} (\text{m}/\Omega\cdot\text{mm}^2)$
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20 °C	70 °C	90 °C

Tabla 3.13. Conductividad para distintos materiales y temperaturas.

Ejemplo 3.4

Calcula la sección mínima normalizada por criterio de caída de tensión de una línea de distribución trifásica en BT aérea posada sobre fachada protegida del sol que tiene 210 m de longitud ejecutada con cables con conductores de aluminio y aislamiento de XLPE, siendo la cdt admisible del 3,5 %. La potencia que transporta es de 50 kW. Desprecia los efectos inductivos de la línea.

Solución

Se calcula la cdt admisible en términos absolutos:

$$e = \frac{U \times u\%}{100} = \frac{400 \times 3,5}{100} = 14 \text{ V}$$

Seguidamente se aplica la fórmula de la sección por caída de tensión para instalaciones trifásicas. Escogemos γ_θ (Tabla 3.13) teniendo en cuenta que la temperatura máxima de servicio del XPLE es de 90 °C.

$$S = \frac{P \times L}{\gamma_\theta \times e \times U} = \frac{50.000 \times 210}{28 \times 14 \times 400} = 67 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a ese valor, según la Tabla 3.6 es 95 mm².

Ejercicios

40. Calcula la sección mínima normalizada por criterio de caída de tensión de una línea de distribución monofásica en BT aérea tensada expuesta al sol que tiene 2,7 m de longitud ejecutada con cables con conductores de cobre y aislamiento de XLPE, siendo la cdt admisible del 0,5 %. La potencia que transporta es de 4 kW. Desprecia los efectos inductivos de la línea.

41. ¿Cuál es la máxima longitud que podría tener una línea aérea de BT con conductores de aluminio de 50 mm² de sección y aislamiento de XLPE que transporta 20 kW y la caída de tensión admisible es del 3 %? Desprecia los efectos inductivos de la línea.

3.6.3 Por pérdida de potencia

Un transporte eficiente de la energía eléctrica implica acotar la potencia perdida en la línea por efecto joule en virtud de la resistencia de los conductores. Así, las compañías suministradoras de energía establecen unos límites a las pérdidas energéticas producidas en la transmisión que se expresan de forma porcentual.

Recuerda...

Este criterio se emplea en líneas de distribución, independientemente de si la ejecución es aérea o subterránea. En cambio, no suele aplicarse en instalaciones de enlace o interiores debido a la corta longitud de los conductores y a las potencias más pequeñas. No obstante, al ser un criterio de eficiencia energética resulta muy conveniente tenerlo en cuenta en el diseño de cualquier conductor eléctrico.

La condición de diseño de la línea de acuerdo con este criterio la da la Expresión [3.9].

$$p\%_{\text{Línea}} \leq p\%_{\text{Límite}} \quad [3.9]$$

Siendo:

$p\%_{\text{Línea}}$ la pérdida de potencia porcentual producida en la línea; y

$p\%_{\text{Límite}}$ la pérdida de potencia porcentual máxima admisible en la línea.

El valor de $p\%_{\text{Línea}}$, o simplemente $p\%$, se deduce de la expresión [3.10]:

$$p\% = \frac{\Delta P}{P} \times 100 \quad [3.10]$$

Donde:

P es la potencia nominal de la línea en vatios (W); y

ΔP es la pérdida de potencia absoluta producida en la línea en vatios (W).

El valor de la potencia disipada al medio en forma de calor se determina mediante las expresiones reflejadas en la Tabla 3.14.

Suministros Monofásicos	Suministros Trifásicos
$\Delta P = 2 \times r \times L \times I^2$	$\Delta P = 3 \times r \times L \times I^2$

Tabla 3.14. Fórmulas de cálculo de la pérdida de potencia en función del tipo de suministro.

Donde:

ΔP es la potencia perdida por efecto joule en vatios (W);

I es la intensidad que circula por la línea en amperios (A);

L es la longitud de la línea en metros (m); y

r es la resistencia de la línea por unidad de longitud en ohmios por metro (Ω/m). Su valor se determina mediante la Expresión [3.6].

Si se supone que la temperatura del conductor es la máxima de servicio de acuerdo con la Tabla 3.5. y, consecuentemente, se adopta como conductividad del conductor la correspondiente a esa temperatura según

la Tabla 3.13, puede calcularse de forma aproximada la sección mínima que cumple con el criterio de pérdida de potencia deducida a partir de las expresiones de la Tabla 3.14.

En la Tabla 3.15 aparecen las fórmulas de cálculo de la sección mínima por este criterio. El valor obtenido con ellas debe redondearse a la sección normalizada inmediatamente superior.

Suministros Monofásicos	Suministros Trifásicos
$S = (2 \times L \times I^2) / (\gamma_{\theta} \times p)$	$S = (3 \times L \times I^2) / (\gamma_{\theta} \times p)$

Tabla 3.15. Fórmulas de cálculo de sección por pérdida de potencia en un conductor en función del tipo de suministro.

Para calcular p se aplica la Expresión [3.11]:

$$p = \frac{P \times p\%}{100} \quad [3.11]$$

Donde:

p es la potencia perdida admisible por efecto joule en vatios (W);

$p\%$ es la pérdida de potencia porcentual máxima admisible en la línea; y

P es la potencia nominal de la línea en vatios (W).

Ejemplo 3.5

Comprueba si la sección escogida en el Ejemplo 3.3 cumple con el requisito de pérdida de potencia, siendo el valor máximo admisible del 4 %.

Solución

Se calcula la pérdida de potencia en términos absolutos aplicando la fórmula para suministros trifásicos (Tabla 3.14):

$$\Delta P = 3 \times r \times L \times I^2 = 3 \times 7,2 \times 10^{-4} \times 160 \times 70^2 = 1.693,4 \text{ W}$$

La potencia de la línea es:

$$P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos\varphi = \sqrt{3} \times 400 \times 70 \times 0,9 = 43.647,7 \text{ W}$$

A continuación se expresa este valor en términos porcentuales:

$$p\% = \frac{\Delta P}{P} \times 100 = \frac{1.693,4}{43.647,7} \times 100 = 3,9 \% \leq 4 \%$$

Luego sí que cumple con este criterio.

Ejemplo 3.6

Calcula la mínima sección normalizada por criterio de pérdida de potencia de una línea aérea de BT trifásica posada sobre fachada ejecutada con conductores de cobre con aislamiento de XLPE, que tiene 33 m de longitud, transporta una potencia de 30 kW con factor de potencia 0,9 y la pérdida de potencia admisible es del 1,5 %.

Solución

En primer lugar se calcula la potencia perdida admisible:

$$p = \frac{P \times p\%}{100} = \frac{30.000 \times 1,5}{100} = 450 \text{ W}$$

Se calcula la intensidad que circula por la línea:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi} = \frac{30.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 48,1 \text{ A}$$

Se escoge la fórmula aproximada de la sección por pérdida de potencia para suministros trifásicos (Tabla 3.15):

$$S = \frac{3 \times L \times I^2}{\gamma_g \times p} = \frac{3 \times 33 \times 48,1^2}{44 \times 450} = 11,6 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada es 16 mm².

Ejercicios

42. Determina la pérdida de potencia porcentual que se produce en una línea aérea trifásica de BT con conductores de cobre de 16 mm² de sección que transporta una intensidad de corriente de 67 A con factor de potencia 0,9 por una longitud de 142 m.
43. Calcula la sección mínima necesaria por el criterio de pérdida de potencia de una línea aérea de BT monofásica con conductores de aluminio de 32 m de longitud que transporta una potencia de 7 kW con factor de potencia 0,85 si la pérdida de potencia admisible es del 2 %.

3.6.4 Por intensidad de cortocircuito

Al igual que el de intensidad máxima admisible, este también es un criterio térmico. Los cables aislados deben tener dimensiones suficientes para soportar sin deteriorarse los sobrecalentamientos a los que quedan sometidos durante el tiempo que transcurre desde que se produce un cortocircuito accidental hasta que actúa la protección.

La capacidad de resistir elevaciones de la temperatura breves depende de la sección del conductor, los materiales aislantes y conductores y de la duración de la falta. En cada caso y tratándose de líneas de distribución eléctrica en BT, se puede determinar el valor de la corriente de cortocircuito máxima soportada por el conductor consultando las tablas B.2, B.3, B.4 y B.5 de la UNE 211435:2011, donde se tabula este valor en función del tiempo. La tabla 3.16. sintetiza los valores de intensidad máxima de cortocircuito admisibles en los cables de distribución de BT con aislamiento de XLPE que aparecen en las tablas B.2 y B.4 de la UNE 211435:2011.

Sección mm ²	Conductor de cobre				Conductor de aluminio			
	Tiempo de cortocircuito, s				Tiempo de cortocircuito, s			
	0,2	0,5	1	2	0,2	0,5	1	2
2,5	850	560	410	310	-	-	-	-
4	1340	870	640	470	-	-	-	-
6	1990	1290	940	690	-	-	-	-
10	3290	2120	1530	1110	-	-	-	-
16	5240	3360	2410	1740	-	-	-	-
25	8150	5200	3750	2700	5400	3500	2500	1800
35	11350	7250	5200	3700	7550	4850	3450	2500

Sección mm ²	Conductor de cobre				Conductor de aluminio			
	Tiempo de cortocircuito, s				Tiempo de cortocircuito, s			
	0,2	0,5	1	2	0,2	0,5	1	2
50	16200	10350	7350	5250	10750	6850	4900	3550
70	22650	14400	10250	7350	15000	9600	6850	4900
95	30700	19500	13900	9900	20350	12950	9250	6600
120	38700	24600	17500	12450	25650	16350	11650	8300
150	48350	30700	21850	15550	32000	20400	14500	10350
185	59600	37850	26850	19100	39450	25100	17850	12750
240	77250	49000	34800	24750	51100	32500	23100	16450
300	96500	61200	43450	30850	63850	40550	28800	20500
400	128550	81550	57850	41050	85050	54000	38350	27250

Tabla 3.16. Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor para cables con aislamiento de XLPE, en A (Temperatura inicial 90 °C y temperatura final 250 °C).

Cuando en un cálculo de sección por intensidad de cortocircuito la duración de la falta no se corresponde con un valor tabulado en la tabla 3.16, se debe consultar la columna del tiempo inmediatamente superior ya que de este modo se está adoptando un criterio conservativo. Por ejemplo, para una duración de 0,3 s, se empleará la columna de 0,5 s.

Una sección es válida por este criterio cuando, para el tiempo de actuación de las protecciones, cumple con la Expresión [3.12].

$$I_{ccs} \geq I_{ccp} \quad [3.12]$$

Donde:

I_{ccs} es la corriente de cortocircuito soportada por el conductor en kiloamperios (kA); y

I_{ccp} es la máxima corriente de cortocircuito permanente que puede presentarse en ese punto de la instalación eléctrica en kiloamperios (kA).

El valor de I_{ccp} depende de la configuración de las líneas existentes aguas arriba de la instalación y de la potencia de cortocircuito que es capaz de proporcionar el transformador o el alternador que la alimenta. Como esta es una información que sólo maneja la compañía distribuidora, para realizar el diseño debe solicitarse este dato.

Puede proporcionarse el valor de la intensidad de corriente o, más comúnmente, el de la potencia de cortocircuito. La relación entre ambos parámetros la da la Expresión [3.13]:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc} \times 1.000}{\sqrt{3} \times U} \quad [3.13]$$

Donde:

I_{ccp} es la máxima corriente de cortocircuito permanente que puede presentarse en ese punto de la instalación eléctrica en kiloamperios (kA); y

U es la tensión nominal de la línea en voltios (V).

Ejemplo 3.7

Si la potencia máxima de cortocircuito que puede presentarse en una instalación de distribución aérea en baja tensión, ejecutada en instalación posada con cables con conductores de aluminio y aislamiento termoestable, es de 11 MVA, determina cuál es la mínima sección válida por criterio de cortocircuito si las protecciones actúan en 0,5 s.

Solución

En primer lugar se determina la intensidad de cortocircuito permanente que puede presentarse en ese punto:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc} \times 1.000}{\sqrt{3} \times U} = \frac{11 \times 1.000}{\sqrt{3} \times 400} = 15,9 \text{ kA}$$

Se consulta en la Tabla 3.16 los valores de máxima intensidad de cortocircuito para duración 0,5 s para un conductor de aluminio. Recorriendo esa columna se observa que la primera sección que admite una intensidad de cortocircuito superior a 15,9 kA es 120 mm², con $I_{ccs} = 16,35 \text{ kA}$. Consecuentemente, ésta es la sección escogida por este criterio.

Sin embargo, la sección de 120 mm² no está disponible para redes trenzadas, por lo que la solución a este problema sería adoptar cables de 150 mm² que soportan 20,4 kA.

Ejercicios

44. ¿Cuál es la máxima potencia de cortocircuito que se podría admitir en una línea aérea monofásica de BT con conductores de cobre de 25 mm² de sección si el tiempo de actuación de las protecciones es de 0,3 s?
45. Si la potencia máxima de cortocircuito que puede presentarse en una instalación de distribución aérea en baja tensión, con conductores de aluminio y aislamiento termoestable, es de 5 MVA, determina cuál es la mínima sección válida por criterio de cortocircuito si las protecciones actúan en 0,2 s.
46. Responde a las siguientes cuestiones:
 - a. Para el cálculo de la sección de los conductores. ¿Se utilizan los mismos criterios en líneas aéreas posadas que tensadas?
 - b. A efectos de cálculo de sección por el criterio eléctrico de caída de tensión. ¿Cuándo pueden desprejarse los efectos inductivos de la línea?
 - c. ¿Cuál es el criterio de eficiencia energética que se emplea en el cálculo de secciones?
 - d. ¿Cuáles son los criterios de tipo térmico para el cálculo de secciones?
 - e. Explica el significado de los factores de corrección empleados en el cálculo de secciones por intensidad máxima admisible.
47. Calcula la mínima sección válida por criterio de intensidad admisible para una línea trifásica aérea de BT expuesta al sol en instalación tensada con fiador de acero con conductores de aluminio y aislamiento de XLPE. Transporta una potencia de 125 kW con factor de potencia 0,9. Realiza el cálculo en los siguientes supuestos:
 - a. En condiciones de instalación estándar.
 - b. A temperatura ambiente de 35 °C.
48. ¿Cuál es la máxima potencia que puede transportar una línea aérea trifásica de baja tensión posada sobre fachada protegida del sol con conductores de cobre de 16 mm² en condiciones de instalación estándares? ¿Y si la línea se encuentra en una zona con temperatura ambiente media de 25 °C? ¿Y si además de temperatura ambiente de 25 °C discurre junto a otras dos líneas más?
49. Sabiendo que la caída de tensión máxima admisible es del 3 %, calcula la sección mínima normalizada por criterio de caída de tensión para una línea trifásica aérea de BT posada sobre fachada realizada con cables de conductores de aluminio y aislamiento de XLPE si transporta una potencia de 85 kW con factor de potencia 0,9, tiene una longitud de 135 m. Desprecia los efectos inductivos.
50. Comprueba si una línea aérea de BT con cables con conductores de aluminio de 95 mm² que transporta una intensidad de 185 A con factor de potencia 0,85 y su longitud es de 140 m, tiene una caída de tensión porcentual inferior al 4 %. Adopta un valor de la reactancia de 0,1 Ω/km.

51. ¿Cuál es la cdt porcentual que se produce en una línea aérea de BT con conductores de aluminio de 50 mm y aislamiento de XLPE si la intensidad que transporta es de 108 A y su longitud es de 379 m considerando los efectos inductivos? ¿Y la pérdida de potencia porcentual? Supón un factor de potencia de 0,9.
52. ¿Cuál es la sección mínima de una red aérea trifásica de BT con conductores de aluminio por criterio de cortocircuito si este tiene una duración de 2 segundos y la potencia máxima previsible de cortocircuito en el punto más desfavorable de la línea es de 6 MVA?
53. Calcula la sección mínima necesaria que cumpla con los cuatro criterios en los siguientes supuestos:
- Línea aérea trifásica de red tensada expuesta al sol con neutro fiador, conductores de aluminio y aislamiento de XLPE. Transporta una potencia de 56 kW, la reactancia de la línea es de $0,1 \Omega/\text{km}$, la cdt admisible es del 2 %, el factor de potencia es de 0,85 y la longitud de 156 m. La pérdida de potencia admisible es del 4 % y la máxima potencia de cortocircuito previsible en ese punto es de 5 MVA, siendo el tiempo de actuación de las protecciones de 0,5 segundos.
 - Red trifásica en BT tensada con fiador de acero protegida del sol, siendo la cdt admisible del 2,3 %, la pérdida de potencia admisible del 3,5 % y la potencia máxima de cortocircuito previsible es de 3 MVA y el tiempo de disipación de la falta es de 1 segundo. Se ejecuta con conductores de aluminio con aislamiento de XLPE, la reactancia de la línea es de $0,1 \Omega/\text{km}$, transporta una potencia de 42 kW con factor de potencia 0,9 y tiene una longitud de 110 m.
 - Red posada protegida del sol con conductores de aluminio con aislamiento de XLPE, la reactancia de la línea es de $0,1 \Omega/\text{km}$. Se admite una cdt del 4 % y una pérdida de potencia del 4 %. La potencia es de 62 kW con $\text{FP} = 0,82$ y su longitud es de 80 m. La máxima potencia de cortocircuito previsible es de 2 MVA y se disipa en 0,3 segundos. Se coloca junto a otro sistema con una separación inferior al diámetro sobre una fachada con temperatura ambiente de 35°C .

Resumen

Las líneas aéreas de distribución en baja tensión son aquellas que operan por debajo de los 1.000 V de tensión nominal entre fases y que se ejecutan en el exterior y a una cierta altura del suelo.

Existen dos formas de ejecución: red posada, en la que los cables se fijan a las fachadas mediante abrazaderas y sin soportar tensión mecánica, y la red tensada en la que los cables se sujetan sobre apoyos y están sometidos a esfuerzos mecánicos como los debidos al viento y a la formación de manguitos de hielo.

Para las líneas aéreas se pueden emplear dos tipos de cables: aislados o desnudos; esto últimos solamente se emplean en redes tensadas.

Las redes posadas se componen de: cables aislados, elementos de fijación, elementos de protección mecánica, elementos de derivación y empalme y elementos de terminación.

Las redes tensadas se componen de: cables desnudos o aislados, apoyos, aisladores si procede, accesorios de sujeción, elementos de terminación, derivación y empalme y tirantes y tornapuntas.

El montaje de redes aéreas se descompone en las siguientes fases: definición de trazado, colocación de soportes o de apoyos, tendido (y tensado, si procede) del conductor y colocación de accesorios para la ejecución de conexiones y derivaciones.

Los riesgos más destacables de la ejecución de una línea aérea son: caídas a nivel y a distinto nivel, caída de objetos, choques y golpes y proyecciones sólidas. Para todos ellos hay que adoptar medidas preventivas.

Las líneas aéreas de baja tensión deben ser objeto de un programa de mantenimiento preventivo para minimizar las averías.

Para el cálculo de secciones de líneas aéreas de baja tensión se emplean cuatro criterios eléctricos: por intensidad admisible, por caída de tensión, por pérdida de potencia y por intensidad de cortocircuito.

Test de evaluación

1. Señala la respuesta falsa sobre las líneas aéreas de BT:
 - a) Parten de los centros de transformación.
 - b) La tensión nominal entre fase y neutro es de 1.000 V.
 - c) Son la solución más viable para zonas de baja densidad de consumo.
 - d) Pueden ejecutarse con los conductores posados o tensados.
2. Indica qué no es cierto sobre las redes aéreas posadas:
 - a) Guardan una distancia mínima a la parte superior de un balcón de 1 m.
 - b) Guardan una distancia mínima a la parte lateral de una ventana de 50 cm.
 - c) No pueden pasar por delante de la abertura de una ventana.
 - d) Deben guardar una distancia mínima de 5 cm a los elementos metálicos presentes en la fachada.
3. Cuando se realiza el tendido del conductor:
 - a) Se colocan las bobinas del cable con su eje en posición vertical.
 - b) Las respuestas a y c son correctas.
 - c) Existen tres métodos de tendido del conductor.
 - d) Las bobinas se apoyan en caballetes para facilitar su giro.
4. En las líneas aéreas de distribución en BT tensadas:
 - a) El neutro realiza la función portante.
 - b) El neutro se conecta a tierra.
 - c) Todas las respuestas son correctas.
 - d) Las respuestas b y d son correctas.
5. ¿Qué elementos no se emplean en la ejecución de redes tensadas?
 - a) Las abrazaderas.
 - b) Los capuchones.
 - c) Los conectores de perforación de aislamiento.
 - d) Las pinzas de suspensión.
6. A la hora de elegir la sección de una red tensada, los criterios mecánicos:
 - a) Solo condicionan la sección del neutro.
 - b) Solo se aplican al fiador de acero.
 - c) Afectan a todos los conductores de la línea.
 - d) No afectan a la sección siempre y cuando la carga de rotura sea superior a 800 daN.
7. Las derivaciones de una red aérea:
 - a) Se pueden ejecutar únicamente con conectores de perforación de aislamiento.
 - b) No pueden ejecutarse en una red tensada salvo en el apoyo.
 - c) No necesitan pelar los cables para ejecutarse.
 - d) Pueden realizarse con diferentes tecnologías.

8. El riesgo de caídas a distinto nivel en la ejecución de una red aérea:
 - a) Se presenta tanto para ejecución tensada como posada.
 - b) Puede reducirse utilizando cestas acopladas en grúas desde las que opera el trabajador.
 - c) Todas las respuestas son correctas.
 - d) Se reducen si se emplea cinturón de seguridad para trepar al apoyo.
9. Los criterios de elección de los apoyos de las líneas aéreas tensadas son:
 - a) Según la resistencia a la corrosión, los esfuerzos soportados y el material.
 - b) Según material, altura y esfuerzos soportados.
 - c) Según material, la resistencia a la corrosión y esfuerzos soportados.
 - d) Ninguna respuesta es correcta.
10. Los aisladores de las líneas aéreas tensadas:
 - a) Pueden ser únicamente de materiales cerámicos y vidrio.
 - b) Su única función es aislar eléctricamente el conductor del resto de elementos.
 - c) Cumplen una función portante.
 - d) No se emplean cuando los conductores son aislados.

Actividades

1. Realiza y recopila fotografías de líneas eléctricas aéreas de BT y de los distintos elementos que las componen. Con este material elabora una presentación de diapositivas y exponla ante tus compañeros. El trabajo puede realizarse individualmente o en grupo.
2. Utilizando el REBT, elabora una tabla resumen sobre las distancias y condiciones que deben cumplirse tanto en cruzamientos como paralelismos de las líneas aéreas de BT con otros elementos.
3. Busca el “proyecto tipo” de una línea aérea de distribución en baja tensión de una compañía suministradora de energía y consúltalo. Elabora una selección de los materiales admisibles para la ejecución de esa línea. Observa también la tabla de tendido y explica cómo se podría realizar el montaje de la línea.

Unidad 4

Redes subterráneas para distribución en baja tensión



En esta unidad veremos:

- 4.1. Introducción
- 4.2. Formas de instalación y materiales
- 4.3. Ejecución de líneas subterráneas de BT
- 4.4. Riesgos, puesta en servicio y localización de averías
- 4.5. Cálculo de sección de los conductores
- 4.6. Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de BT

4.1 Introducción

Se denominan líneas subterráneas de distribución en BT las que, para una tensión nominal entre fases inferior a 1.000 V, se ejecutan en el interior de conductos, zanjas o recintos que limitan, en todas o en alguna de sus direcciones, la disipación directa de calor del cable al exterior. De forma simplificada, se puede decir que son todas las que no se han incluido bajo la denominación de aéreas.

Recuerda...

Desde el punto de vista reglamentario, se debe consultar la instrucción ITC-BT-07 del REBT.

Estas líneas se pueden utilizar, en sus diferentes formas de instalación, para la distribución en BT en zonas urbanas de alta densidad y de densidad media por parte de las compañías eléctricas. También se utilizan para distribuir la energía desde el CT en instalaciones industriales, así como en instalaciones específicas como universidades, zonas nuevas urbanizadas o redes de ferrocarriles suburbanos donde se opta por tener ordenadas las instalaciones presentes.

Las líneas subterráneas son instalaciones que no tienen impacto visual pues, al estar “escondidas”, los habitantes de las zonas urbanas no las perciben, lo que las hace adecuadas para su masiva utilización.

Presentan un inconveniente económico, pues pueden requerir de una parte de obra civil o de montaje previo que hace que el coste asociado a su instalación sea elevado. Otro inconveniente es la localización de averías y su reparación, pues pueden existir problemas para conocer su posición exacta debido a que comparten espacio en aceras y calzadas con otras redes de servicios (agua, telecomunicaciones, etc.).

4.2 Formas de instalación y materiales

4.2.1 Sistemas de instalación

Cabe distinguir entre las siguientes formas de instalación:

- **Directamente enterradas.** Los cables se instalan directamente en el interior de una zanja practicada en el terreno, sobre un lecho de arena preparado a tal fin y a una profundidad determinada. Además, deben disponer de una protección mecánica.



Figura 4.1. Línea de distribución trifásica (3 F+N) directamente enterrada.

- **En canalizaciones entubadas.** Los cables se protegen mecánicamente al instalarse un circuito en el interior de cada tubo que se haya situado en la zanja. Se necesitan arquetas intermedias con tapa, registrables o no, en los tramos rectos cada 40 m para facilitar el tendido de los cables. En la entrada a las arquetas, los tubos deben estar sellados para evitar la entrada de roedores y de agua.



Figura 4.2. Línea de distribución subterránea en canalizaciones entubadas.

- **En galerías visitables o registrables.** Los cables se instalan protegidos en el interior de galerías de dimensiones interiores suficientes para que circule el personal técnico (galerías visitables) o en zanjas o galerías registrables donde las reducidas dimensiones no permiten el paso de un operario. Estas últimas requieren de medios mecánicos para poder manipular las tapas de registro.



Figura 4.3. Galería de servicio visitable.

En una galería de servicio visitable las instalaciones eléctricas y de telecomunicaciones discurren ancladas sobre bandejas en las paredes laterales.



Figura 4.4. Cubierta de una galería de servicio registrable.

- **En atarjeas o canales revisables.** Los cables se instalan protegidos en el interior de canales de obra con tapas (enrasadas a nivel del suelo) manipulables a mano (sin útiles o medios mecánicos). Este sistema de instalación queda restringido al interior de industrias o de recintos destinados exclusivamente a contener instalaciones eléctricas, donde únicamente accede personal técnico.



Figura 4.5. Atarjeas revisables.

- **En bandejas, soportes, palomillas para sostén de cables o cables directamente sujetos a la pared.** Los cables se instalan al aire mediante los elementos indicados en la parte interior de edificios o instalaciones eléctricas donde la circulación de personas está limitada. Se deben utilizar protecciones mecánicas si algún tramo de la línea puede ser accesible a personas o vehículos.



Figura 4.6. Líneas subterráneas de BT al aire en bandeja perforada.

4.2.2 Tipos de cables, tubos y terminales

Cables

Los cables empleados en líneas subterráneas son aislados, de aluminio, del tipo RV o RZ1 (XZ1), no propagadores de la llama (UNE-EN 50625-2-1) y con tensiones asignadas 0,6/1 kV. En estos cables, el aislamiento utilizado para el conductor es polietileno reticulado (XLPE) con una cubierta exterior de PVC o de poliolefina especial (Z1).

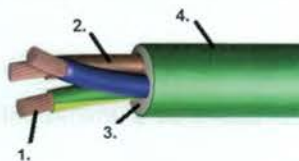
Para instalaciones enterradas, la distribución pública en BT se realiza considerando sólo cables unipolares con conductor circular de varios hilos, compactado, de 50, 95, 150 y 240 mm² de sección (Tabla 4.1). Las empresas eléctricas utilizan cables unipolares muy parecidos, con variantes en la cubierta exterior de color negro (XZ1-S, cable de seguridad con baja emisión de humos y gases corrosivos, de color verde).

En el caso de una instalación industrial o específica, con distribución al aire (en bandeja) o enterrada bajo tubo, también se puede utilizar cable multipolar con conductor de cobre o aluminio y cubierta exterior de color verde. Estos cables son, además, no propagadores del incendio (UNE-EN 50266-2-4), con baja emisión de humos (UNE-EN 50268-1-2) y de gases corrosivos (UNE-EN 50267-2-1). Además, existen cables apantallados contra interferencias electromagnéticas.



1. Conductor: aluminio clase 2
2. Aislamiento: polietileno reticulado (XLPE)
3. Cubierta (RV): PVC ST-2
3. Cubierta XZ1 (RZ1): poliolefina especial adherida al aislamiento

Figura 4.7. Cable RV-Al o RZ1-Al para distribución en BT.



1. Conductor: cobre flexible clase 5
2. Aislamiento: polietileno reticulado (XLPE)
3. Relleno: termoplástico ignífugo, cero halógenos (ZH)
4. Cubierta (TRI-Al RZ1-S): poliolefina termoplástica ignífuga, cero halógenos (ZH)

Figura 4.8. Cable RZ1-K (S) para distribución en BT. (Fuente: General Cable).

Sección mm ²	Diámetro sobre aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso kg/km	Radio curvatura mm
1x50	10,1	12,9	230	55
1x95	13,8	16,8	400	70
1x150	17,2	20,4	595	85
1x240	21,9	25,3	930	130

Tabla 4.1. Características físicas del cable RV-Al para distribución en BT. (Fuente: General Cable).

Tubos

Los tubos empleados en distribución subterránea de BT están fabricados en polietileno de alta densidad, libres de halógenos con doble pared. La parte exterior es corrugada y de color rojo, mientras que la parte interior es lisa translúcida para favorecer el paso de los cables.

Los fabricantes los distribuyen en rollos de 25 o 50 m, aunque bajo pedido los suministran en barras de 6 m con un manguito de unión en uno de los extremos. Deben tener una resistencia a la compresión mayor de 450 N y tener mínimo un grado IP54 (UNE EN 50086).



Figura 4.9. Tubos de polietileno para redes enterradas de BT.

Terminales de conexión

Los terminales de conexión utilizados en redes subterráneas son rectos, de aleación de aluminio, para conductores de aluminio y de almelec. Se fabrican con un barra maciza de aluminio y tienen un acabado superficial mediante un estañado electrolítico.

Los terminales normalizados son, para aluminio, de 50, 95, 150 y 240 mm² y, para almelec, de 29,5, 54,6 y 80 mm². Los más habituales son los manguitos terminales para punzonadora hidráulica y los de tornillo de par de apriete. Se utilizan también para redes aéreas.

Ejercicios

1. Explica las principales ventajas de utilizar una línea de distribución en BT subterránea directamente enterrada o enterrada bajo tubo.
2. Explica las principales características de una línea subterránea instalada en canalización entubada.
3. Explica las principales características de una línea subterránea que discurre por el interior de una galería visitable de servicio.
4. Indica las secciones normalizadas para los cables RV Al utilizados en líneas subterráneas de BT.
5. Realiza un esquema explicando las diferentes partes de los cables de aluminio utilizados en líneas subterráneas de BT.

4.3 Ejecución de líneas subterráneas de BT

4.3.1 Condiciones generales

La instrucción ITC-BT-07 establece, para cada sistema o tipo de instalación, las condiciones reglamentarias mínimas. Deben ir por terrenos de dominio público o de acceso garantizado y nunca por el interior de parcelas cerradas. Además, se deben consultar los manuales técnicos de las empresas eléctricas porque pueden aumentar las exigencias dadas por norma, siendo más restrictivos.

Líneas directamente enterradas

La instalación de los cables directamente enterrados debe seguir un proceso, al objeto de garantizar el tendido del cable sin daño alguno y la seguridad frente a la excavación de terceros:

- El lecho de la zanja debe ser liso y libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc.
- Se necesita una capa de arena de mina o de río lavada, de un espesor mínimo de 5 cm, sobre la que se coloca el cable. Por encima del cable se debe situar otra capa de arena o tierra cribada de un espesor mínimo de 10 cm.
- Ambas capas deben cubrir la anchura total de la zanja, manteniendo como mínimo 5 cm de separación entre los cables y las paredes laterales.
- Por encima de la arena, todos los cables deben tener una protección mecánica (por ejemplo, mediante losetas de hormigón, placas protectoras de plástico y ladrillos o rasillas colocadas transversalmente).
- Se pueden colocar placas con la doble misión de protección mecánica y señalización. Se debe colocar una cinta de señalización que advierta de la presencia del cable de BT, con una distancia mínima al suelo de 10 cm, y de 25 cm a la parte superior del cable.

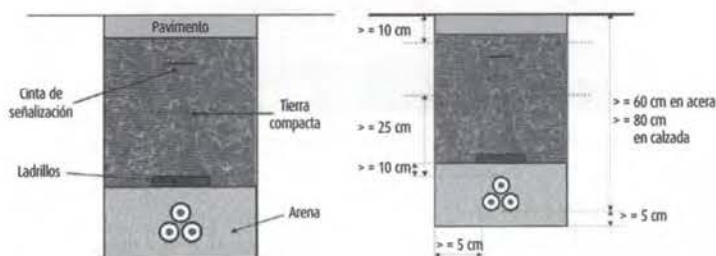


Figura 4.10. Estructura y distancias reglamentarias de una línea directamente enterrada de BT.

Se puede observar que la profundidad de los cables no debe ser menor de 60 cm en acera ni de 80 cm en calzada. En caso de no lograr las profundidades indicadas, se pueden reducir mediante la instalación de protecciones mecánicas suficientes.

Líneas en canalizaciones entubadas

Es el tipo de instalación más común. Las canalizaciones entubadas se pueden situar bajo acera, al borde de la calzada y en el cruce de calzada. En el primer caso no se hormigonan y en el resto de casos sí se hormigonan.

Las empresas eléctricas suelen considerar que la profundidad mínima de la parte superior del tubo más próximo a la superficie del suelo no sea menor de 60 cm en canalización bajo acera, ni de 80 cm en el caso de canalización bajo calzada.

El ancho empleado para la zanja es en función del tipo considerado y del número de ternas de cables en disposición horizontal. La profundidad de la zanja depende del tipo y del número de ternas de cables en disposición vertical. Se suele instalar algún tubo de reserva (R) para poder pasar nuevas líneas.

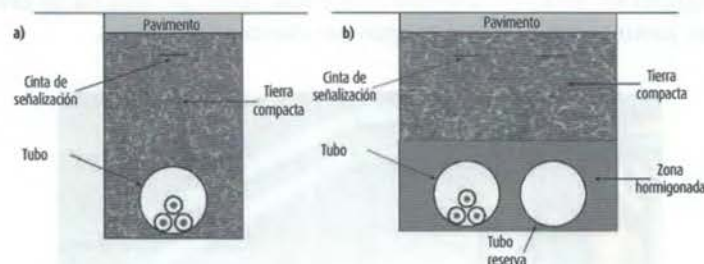


Figura 4.11. Estructura de una línea de BT en canalización entubada (sin hormigonar (a) y hormigonada (b)).

La tabla 4.2 presenta un resumen de las soluciones posibles para redes subterráneas de BT en canalización entubada, con indicación de anchura, profundidad de zanjas y número de tubos.

Canalización	Ancho (cm)	Profundidad			
		80	100	120	140
BAJO ACERA	20	1	2	-	-
	40	2	4	6	-
	60	-	-	9	-
BORDE CALZADA	20	-	1	-	-
	40	-	1+1R	3+1R	5+1R
CRUCE DE CALZADA	40	-	1+1R	3+1R	5+1R
	60	-	-	-	8+1R

Tabla 4.2. Canalizaciones entubadas bajo acera y calzada.

Tanto en líneas directamente enterradas como en líneas en canalizaciones entubadas, se suelen instalar tubos (3 ó 4) de polietileno de alta densidad de color verde (diámetro 40 mm) para el paso de cables de telecomunicaciones (norma UNE-EN 12201).



Figura 4.12. Tubos de polietileno para cables de telecomunicaciones.

Líneas instaladas al aire o en galerías visitables

La utilización de galerías comporta grandes ventajas respecto a otros sistemas, ya que el mantenimiento y la localización de averías, así como la ampliación de la instalación, resultan más fáciles y baratos, además de evitarse la apertura de las impopulares zanjas. Sin embargo, su elevado coste económico hace que su uso sólo esté justificado cuando se tenga un número elevado de cables en BT. Se pueden aprovechar los trazados de galerías existentes de AT empleando cables que sean no propagadores de incendio.

Las galerías visitables deben disponer de pasillos de circulación de 0,9 x 2 m como mínimo. Los accesos a la galería, ubicados al menos en cada uno de sus extremos, deben estar cerrados a personas ajenas, pero permitiendo en todo momento la salida del operario que esté en su interior. Asimismo, la ventilación debe ser suficiente para asegurar la renovación de aire y evitar que la temperatura en el interior sobrepase los 40 °C.

Para evitar posibles inundaciones, estas instalaciones necesitan tener un sistema de drenaje eficaz constituido por un grupo de bombeo, junto con suelos que tengan pendientes adecuadas.



Figura 4.13. Sistema de bombas de achique de agua de una galería visitable.

Si el túnel tiene una longitud superior a 400 m, el REBT establece requisitos adicionales: iluminación fija, un sistema de detección de gas (sensibilidad mínima de 300 ppm), alumbrado de señalización interior para informar de las salidas y las referencias, tabiques contra incendios (RF 120) con puertas cortafuegos (RF 90) cada 1.000 m como máximo y accesos de personal cada 400 m como máximo.

Los cables se instalan en soporte tipo ménsula fijados a las paredes de la galería y deben ir asegurados con bridas. Se requieren sujeciones que mantengan juntas entre sí las 3 fases y el neutro.

Por último, se necesita garantizar la equipotencialidad de las masas metálicas accesibles al operario, por lo que todos los elementos metálicos interiores (soportes tipo ménsula, barandillas, pavimentos, tuberías metálicas, etc.) se conectan a la red de tierra de la galería.

Recuerda...

El neutro de las líneas subterráneas de BT de distribución pública se conecta a tierra en el CT. Fuera del CT es recomendable su puesta a tierra en otros puntos de la red, como mínimo cada 500 m, al objeto de reducir la resistencia de tierra y que ésta no dé lugar a tensiones de contacto superiores a 50 V. Además, se debe poner a tierra en cada extremo de la línea y en cada derivación importante.

4.3.2 Ejecución de una red subterránea enterrada de BT

Apertura de zanjas y tendido de cables o tubos

El proceso de ejecución de una red enterrada comienza interpretando el plano de proyecto, al objeto de conocer el trazado exacto de la línea. Antes de abrir las zanjas, se debe consultar con los propietarios de

otros servicios presentes en el terreno (agua, gas, telecomunicaciones, etc.) y conviene hacer calas de reconocimiento o utilizar equipos como georradars para detectar la posición exacta de las otras canalizaciones y evitar daños o accidentes.

Después, es necesario replantear la línea enterrada marcando de forma indeleble el trazado previsto sobre el asfalto mediante sprays de colores llamativos y remarcando, si es preciso, mediante cuerda de trazado o lienza impregnada de azulete.



Figura 4.14. Replanteo y corte del trazado de línea subterránea de BT.

La apertura de la zanja requiere, en primer lugar, utilizar medios mecánicos como grúas o retroexcavadoras dotadas de martillos neumáticos para romper el asfalto. Cuando la zanja es de poca anchura, también se pueden emplear máquinas cortadoras radiales al agua para el mismo proceso.



Figura 4.15. Medios mecánicos para romper la calzada.

Recuerda...

Se debe preparar adecuadamente la zona de trabajo para la extracción del terreno de la zanja incluyendo el vallado, señalización y entibado de la misma (si fuera requerido por el técnico).

Todas estas operaciones se realizan según las normas de prevención, las ordenanzas municipales y los procedimientos establecidos por la empresa eléctrica para el tendido de líneas enterradas y trabajos en zanjas. Además, se deben tener todos los permisos en regla.

Con la maquinaria adecuada (retropala o excavadora con una cuchara), se abre la zanja en el trazado previsto con la presencia de un camión para recoger las capas de terreno retirado. Seguidamente, se puede entibar la zanja ejecutada instalando prefabricados de hormigón suspendidos mediante una grúa.



Figura 4.16. Apertura de la zanja y entibado.

El paso siguiente consiste en la preparación del lecho de la zanja y en la colocación de los cables directamente enterrados o de los tubos para la canalización, según el caso, respetando siempre las condiciones generales y reglamentarias. El tendido de los tubos se puede realizar a mano si son rectos; en caso de haberlos suministrado en rodillos, se necesita la maquinaria adecuada.



Figura 4.17. Tendido de tubos de forma manual.

Los tubos se deben situar en su posición exacta dentro de la zanja con la ayuda de piezas separadoras de polipropileno negro, que se integrarán en el terreno o en la masa de hormigón.

Cuando sea preciso se ejecutarán los empalmes y derivaciones necesarias en cada cable unipolar.



Figura 4.18. Separadores de tubo para posicionado exacto.

Trabajos de tendido de una línea subterránea

Los trabajos necesarios para la instalación y el montaje final de una línea subterránea requieren del transporte y descarga de las bobinas de cables, de su desenrollado con los medios adecuados y del tendido de la línea. Estos trabajos se deben realizar en condiciones de seguridad y con la correspondiente señalización.

En primer lugar, mediante un camión, se debe llevar la bobina de cable a las inmediaciones del lugar de tendido. La descarga de la bobina se realiza utilizando una grúa o pluma. Las bobinas se deben situar en un emplazamiento adecuado, generalmente sin pendiente y sin presencia de elementos que puedan perjudicar al aislamiento (evitar especialmente lugares húmedos y con mucho polvo). Es habitual tapar con capuchones las puntas de los cables para evitar que penetre la humedad.



Figura 4.19. Descarga de bobinas de cable y capuchón en la punta.

Las bobinas se deben situar en posición elevada utilizando una barra situada en el orificio central de carrete apoyada en soportes o gatos adecuados a su peso. Se deben poder frenar mediante algún dispositivo.



Figura 4.20. Bobinas correctamente apoyadas para tendido.

En segundo lugar, antes del tendido de la línea, se debe revisar visualmente el lecho de la zanja para comprobar que está libre de elementos que puedan dañar el aislamiento del cable. Deben depositarse sobre un lecho de arena fina de espesor mínimo 5 cm. Por lo que respecta al interior de los tubos, se debe verificar que están libres de elementos en su interior “limpiándolos” adecuadamente pasándoles el útil adecuado.



Figura 4.21. Limpiatubos para redes en canalización entubada.

Durante la operación de tendido, el cable se debe desenrollar con cuidado para evitar dejar puntos con bucles o torsiones que faciliten su posterior rotura. Se debe revisar que todo el cable desenrollado esté en buen estado. El proceso de tendido puede ser manual (para tramos cortos) con la utilización de un cable guía o mecánico mediante un cabestrante o máquina de arrastre.



Figura 4.22. Utilización de cable guía o cabestrante para tendido.

Inicialmente, desde el extremo A de la línea, se debe desenrollar un cable guía de acero que proviene del cabestrante hasta hacerlo llegar al extremo B de la línea donde se encuentra la bobina de cable. En este proceso se emplean rodillos situados en la zanja para los tramos rectos y para cambios de dirección en el trazado.



Figura 4.23. Proceso de tendido con ayuda de cabestrante.

A continuación, se acopla la conexión adecuada a la punta del cable para, apoyado en los rodillos, empezar a enrollar la guía de acero que pasará totalmente el cable desde el extremo B hasta el extremo A. Se debe medir con un dinamómetro el esfuerzo de tracción para no superar la carga de rotura del cable (en daN).



Figura 4.24. Paso del cable con punta conectada al cable guía.

Para finalizar la ejecución de la línea enterrada, se tiene que indicar la presencia de cables o tubos mediante cintas señalizadoras de polietileno o polipropileno. Suelen ser de color amarillo vivo para los cables eléctricos y verdes para los tubos de telecomunicaciones.



Figura 4.25. Cintas señalizadoras.

Antes de proceder a reasfaltar la zona, suele ser habitual utilizar compactadoras manuales en el terreno de la zanja cerrada para conseguir el grado de compactación adecuado. Además, previamente a la puesta en servicio de la red, se deben realizar las pruebas de comprobación de la instalación.

Arquetas de canalizaciones de BT

La estructura de una red subterránea de BT es de sección uniforme. Se deben colocar arquetas cada 40 m o cambios de dirección, preferentemente por aceras.

Las arquetas suelen ser prefabricadas, de material plástico o de hormigón. Las tapas de las arquetas deben ser de fundición o de hormigón aligerado (preferentemente en aceras).



Figura 4.26. Arquetas de registro.

En la arqueta, los tubos se deben dejar a unos 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable, los tubos se sellarán con yeso, mortero o material expansible para que el cable quede situado en la parte superior del tubo.

A continuación, la arqueta se rellena con arena y con una capa superior de tierra cribada compactada con el fin de amortiguar las vibraciones.

Armarios y cajas de distribución

Los armarios de distribución en intemperie se utilizan en la red subterránea de BT para permitir la derivación o el seccionamiento de tres líneas secundarias a partir de una principal (1 entrada y 3 salidas). Se instalan en puntos de la red subterránea de BT por necesidades de explotación o por la configuración de las líneas.

Los armarios deben tener, como mínimo, el grado de protección IP 55 (UNE 20.324). Deben construirse para evitar estancamientos de agua (por lluvia o por rocío) en la envolvente y estar ventilados.

Los armarios se componen de un embarrado de fases con pletina de cobre y de otro de neutro en la parte inferior. Este embarrado dispone de tornillos de acero inoxidable insertados para la entrada del neutro de la línea principal, la puesta a tierra del neutro y las salidas de neutro de las líneas secundarias. Dispone de 4 bases tripolares verticales cerradas (BTV) de I_n 400 A para los fusibles.



Figura 4.27. Armario y caja de distribución para redes subterráneas de BT. (Fuente: Pronutec y Cahors).

Cajas de seccionamiento y derivación

Las cajas de seccionamiento y derivación se utilizan en redes subterráneas de BT para permitir la entrada y salida de la línea subterránea de BT y poder realizar la derivación al abonado. Se fabrican con envoltorio de poliéster, como los armarios de distribución, con grados de protección IP 43 e IK 09.

Las cajas se componen de un embarrado de fases con pletina de cobre y de un embarrado de neutro (en la parte izquierda de la caja), de sección mitad de las fases. Este embarrado lleva un puente de cobre seccionable mediante tornillería. Está equipada con 3 bases para fusibles de I_n 400 A y pantallas aislantes autoextinguibles para evitar un cortocircuito entre fases o entre fases y neutro. Llevan incorporadas cuchillas seccionadoras de cobre.



Figura 4.28. Caja de seccionamiento y derivación para redes subterráneas de BT. (Fuente: Cahors).

4.3.3 Ejecución de una red subterránea de BT al aire

En la actualidad, tanto en redes subterráneas al aire como en redes que discurren por galerías de servicio, se emplean dos tipos de bandejas: de hilo de acero o de acero galvanizado.

En ambos casos, se utilizan muchos accesorios para realizar las uniones de bandejas y poder soportar el peso de la bandeja con los cables. Además, el montaje de la bandeja se puede hacer, según el caso, en pared, techo o sobre suelo.

Bandejas de hilo de acero

Las bandejas de hilo de acero se montan sobre ménsulas o soportes de fijación. La fijación de la bandeja a la ménsula puede ser directa mediante presión, sin necesidad de utilizar tornillería. También pueden llevar una tapa en la parte superior como elemento de cierre y tabiques de separación entre bandejas.

Los accesorios para llevar a cabo las uniones entre bandejas de hilo pueden ser muy variados: juntas automáticas atornilladas con placas y contraplacas. También son muy diversos los elementos de fijación como soportes, placas, grapas o caballetes. Otros accesorios son los codos a 45° y a 90° para permitir los cambios de dirección en el trazado de la bandeja.



Figura 4.29. Bandeja de hilo de acero y elementos de fijación. (Fuente: Gewiss).

Recuerda...

Este tipo de bandejas dispone en el mercado de herramientas específicas para facilitar el corte y curvado de los hilos, como son cizallas de cuchillas asimétricas manuales y equipos especializados para cortar y realizar curvas planas sin necesidad de tornillos.

Bandejas portacables de acero galvanizado

Las bandejas de acero galvanizado, con tapa asociada, se montan sobre soportes de fijación diferentes en función del tipo de carga que deben soportar (cargas ligeras, medias o pesadas). La fijación de la bandeja a la ménsula se realiza mediante tornillería.

Con este tipo de bandejas se pueden emplear dos sistemas de unión:

- **Junta automática sin tornillo.** Permite unir dos tramos rectilíneos en una sola maniobra, sin accesorios metálicos.
- **Junta de tornillos.** En este tipo se deben considerar las derivaciones en T y los codos, que requieren de una junta macho-hembra con apriete por tornillos.



Figura 4.30. Bandeja de acero galvanizado y elementos de fijación. (Fuente: Gewiss).

Montaje de la red

El montaje de una línea subterránea al aire, en bandeja de hilo de acero o de acero galvanizado, se puede programar en cuatro fases, de forma idéntica a como se ha planteado el montaje de una línea aérea posada. Las cuatro fases son:

- Definición del trazado.
- Colocación de los soportes y las bandejas.
- Tendido de los cables.
- Ejecución de empalmes y derivaciones.

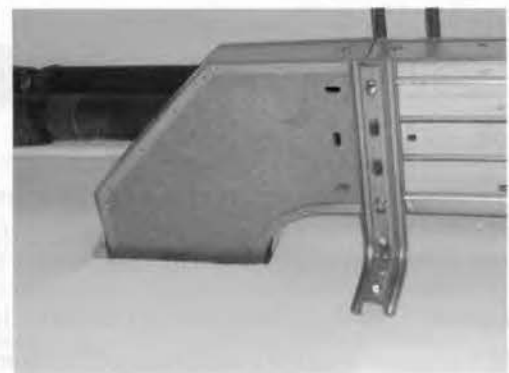


Figura 4.31. Ejemplo de trazado y juntas de una bandeja de acero galvanizado.

4.3.4 Ejecución de empalmes rectos y en derivación

Ejecución de empalmes rectos

Para confeccionar empalmes rectos entre cables subterráneos de BT se utilizan manguitos de empalme para conductores de la misma sección que la de los cables a empalmar.

El aislamiento del cable se debe reconstruir, de manera general, mediante manguitos termorretráctiles. El proceso para realizar un empalme termorretráctil de BT es el siguiente:

1. Cruzar suficientemente los cables para que las puntas queden sin desperfectos.
2. Limpiar la cubierta de los cables en la zona de trabajo y serrar.
3. Preparar las puntas del conductor.
4. Introducir el manguito termorretráctil en el cable, colocar el manguito de empalme y realizar el prensado mediante punzonado.
5. Contraer el manguito termorretráctil bien centrado para que el proceso empiece por el centro y se vaya cerrando hacia los extremos.



Figura 4.32. Ejecución de un empalme termorretráctil. (Fuente: Cahors).

Además, se puede utilizar tecnología autocontraíble en frío para ejecutar empalmes rectos con cables unipolares. Es un sistema de instalación rápida y fácil que permite eliminar problemas de seguridad, pues al ejecutarse en frío no requiere llama ni calor. Este tipo de empalme garantiza la estanquidad contra la humedad sin necesidad de adhesivos (presión constante).

Los pasos que se deben dar son:

1. Posicionar el tubo autocontraíble sobre el cable. (Figura 4.33.)



Figura 4.33.

2. Hacer la conexión, desenrollar el núcleo y el empalme está listo. (Figura 4.34.)



Figura 4.34.

Por último, aunque no es ya habitual, los empalmes también se pueden realizar por tecnología de encintado. En este caso, el empalme está constituido por cintas autosoldables específicas y cintas de PVC como refuerzo para la reconstrucción de la cubierta externa del cable.

Ejecución de empalmes en derivación

Para empalmes en derivación en líneas subterráneas se utilizan conectores bimetálicos por tornillería fusible o por compresión adecuados a los cables principales y derivados.

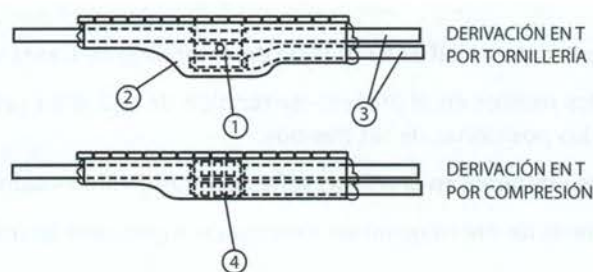


Figura 4.35. Tipos de conectores bimetalicos.

La reconstrucción del aislamiento se puede realizar mediante:

- Láminas termorretráctiles con el uso de un soplete de butano o propano.
- Cintas si dicha derivación debe realizarse en zanjas con presencia de canalizaciones de gas.
- Kits de resina para realizar todo tipo de empalmes (recto y en derivación). El empalme se compone de un molde de colada transparente, resistente a los golpes, con unos anillos de sellado entre el cuerpo moldeado y el cable. La resina colada y el endurecedor vienen medidos exactamente en una bolsa dividida en dos partes. Las derivaciones se preparan con ayuda de abrazaderas que penetran en el aislamiento del cable principal. Las abrazaderas, que vienen con el kit, se aprietan con un torquímetro.



Figura 4.36. Ejecución de empalmes mediante kits de resinas. (Fuente: SAGA y 3M).

Ejercicios

- Indica los tipos de protección mecánica que pueden utilizarse en líneas subterráneas directamente enterradas de BT.
- ¿Cuáles son las profundidades mínimas para una línea directamente enterrada de BT bajo aceras y bajo calzadas?
- Indica en qué casos es necesario hormigonar una línea subterránea de BT que discurre por una canalización entubada.
- Explica para qué se instalan tubos verdes de polietileno (diámetro 40 mm) en las secciones de líneas subterráneas de BT.
- Según la tabla 4.2, indica las dimensiones necesarias para una zanja con 4 tubos para líneas de BT que discurren bajo acera.
- Según la tabla 4.2, indica las dimensiones necesarias para una zanja con 4 tubos para 3 líneas y una de reserva de BT que discurren en cruce de calzada.
- ¿Qué es una galería visitable? Explica las ventajas y los inconvenientes de su utilización.
- Explica el proceso de apertura de una zanja para la instalación de una línea enterrada de BT.
- ¿Para qué se utilizan las piezas separadoras de polipropileno negro en las zanjas de líneas subterráneas de BT?

15. Explica qué es un cabestrante y cuál es su función en el tendido de líneas subterráneas de BT.
16. ¿Qué función tienen los rodillos en el proceso de tendido de una línea subterránea de BT? Representa en un esquema las posiciones de los mismos.
17. ¿Cuáles son los colores utilizados en las cintas señalizadoras de líneas subterráneas de BT?
18. Explica qué es un armario de distribución en intemperie y para qué se utilizan en líneas subterráneas de BT.
19. Explica qué es una caja de seccionamiento y derivación y para qué se utilizan en líneas subterráneas de BT.
20. ¿Cómo se puede ejecutar una línea subterránea al aire de BT? ¿Qué tipos de bandejas se pueden utilizar?
21. Explica cómo es el proceso para realizar un empalme termorretráctil en cables de BT.
22. Explica cómo es el proceso para realizar un empalme con tubo autocontraíble en cables de BT.
23. Explica cómo es el proceso para realizar un empalme mediante kits de resinas en cables de BT.

4.4 Riesgos, puesta en servicio y localización de averías

4.4.1 Riesgos y medidas preventivas

El montaje de una línea subterránea de BT se realiza, como en el caso de líneas aéreas, sin tensión y, según la forma de instalación elegida, implica riesgos que deben valorarse para poder adoptar medidas preventivas. Muchos de estos riesgos son comunes con los trabajos en las líneas aéreas de BT, comentados en el tema anterior.

La ejecución de líneas directamente enterradas, en canalización bajo tubo o al aire (bandejas) conlleva riesgos debidos a:

- Caídas de personas al mismo o distinto nivel (sobre todo, en las zanjas abiertas en el terreno).
- Caída de objetos por la manipulación con medios mecánicos o manuales.
- Choques y golpes dentro y fuera de la zona de trabajo (operarios y transeúntes).
- Proyecciones sólidas de las paredes o techos en instalaciones al aire (bandejas).

Además, la ejecución de líneas subterráneas enterradas de BT puede acarrear riesgos añadidos que deben valorarse, tal como se muestra en la tabla siguiente.

Riesgos	Medidas preventivas
Ruidos y vibraciones: estos riesgos aparecen debido a los trabajos de perforación y compactación de la zanja.	En caso de ruidos molestos, el operario debe utilizar los EPIs adecuados, limitar el tiempo de exposición de cada persona y realizarse un control médico inicial y periódico de la capacidad auditiva. En el caso de vibraciones, se debe evitar la presencia prolongada en estos puestos de trabajo de personal con lesiones osteo-musculares, vasculares o neurológicas. Se debe utilizar maquinaria adecuada y en buen estado en virtud de un mantenimiento preventivo.

Tabla 4.3. Riesgos adicionales a trabajos en líneas enterradas.

4.4.2 Puesta en servicio

El procedimiento que se debe aplicar para poner en servicio una línea eléctrica subterránea de BT una vez ejecutada, requiere realizar una serie de comprobaciones:

- **Inspección visual** de la línea y comprobación de su correspondencia con el plano.
- Comprobación del **orden de fases**. Es necesario asegurarse que durante el tendido de los conductores o durante la instalación de los accesorios no se ha producido un cruzamiento de las fases. Se deben comprobar las fases después de cada tramo oculto de la línea o donde sea necesario. Cuando se detecte un cruzamiento, se deben tomar las medidas necesarias para restablecer el orden correcto, volviendo a realizar el ensayo para comprobar que se ha solucionado el cruzamiento detectado.
- **Comprobación de la continuidad e identificación de fases**. La comprobación de la continuidad del cable se realiza formando un bucle puentando dos fases en uno de sus extremos, mientras en el otro extremo se conecta un megaóhmetro (megger) entre estas dos fases y se aplica tensión. Se debe comprobar la continuidad de los tres bucles posibles, es decir, fases 1-2, 2-3 y 1-3. Una medición elevada de impedancia sirve para detectar la discontinuidad del cable.

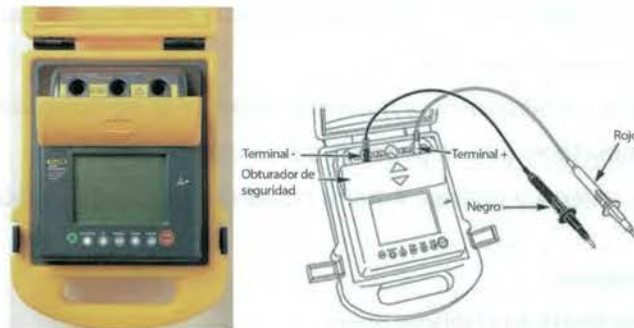


Figura 4.37. Equipo megaóhmetro Fluke 1550b.

Recuerda...

Para identificar las fases, se pone en un extremo del cable una fase a tierra y en el otro extremo se conecta el megaóhmetro y, entre cada una de las fases y tierra, se aplica sucesivamente una tensión de 500 V. La menor de las tres medidas corresponde a la misma fase en ambos extremos.

- **Puesta a tierra de neutro y medida de resistencia a tierra**. La resistencia de puesta a tierra del neutro debe ser medida en los extremos de la línea antes de la puesta en funcionamiento de las redes sin alterar el sistema de puesta a tierra del neutro. El valor medido no debe superar los 37 Ω .
- **Medida de la resistencia de aislamiento**. Se debe ensayar el cable subterráneo instalado con ayuda de un megaóhmetro con diferentes rangos de escala. Hay que aplicar una tensión continua de 500 V, durante un tiempo suficiente (entre 1 y 2 min.), para que se obtenga una lectura estable. La medida de la resistencia de aislamiento R_m se efectúa entre el conductor y tierra. Considerando la longitud L del cable, la resistencia de aislamiento R_{ISO} se calcula mediante la expresión 4.1 como:

$$R_{ISO} = \frac{R_m \times L}{1.000} \quad [4.1]$$

Donde:

R_{ISO} es la resistencia de aislamiento ($M\Omega \cdot km$);

R_m es la resistencia de aislamiento medida en el ensayo ($M\Omega$); y

L es la longitud del cable (m).

La tabla 4.4 resume el valor mínimo de resistencia de aislamiento exigido por las empresas eléctricas; en caso de ser menor, se debe sustituir el cable subterráneo de BT.

Tensión nominal kV	Sección del conductor mm ²	Resistencia de aislamiento MΩ · km
0,6/1	≤ 25	30
	> 25 y ≤ 95	20
	> 95	15

Tabla 4.4. Valores de referencia para R_{ISO} .

4.4.3 Localización de averías

Tipología de averías y deficiencias

Las averías y deficiencias en redes subterráneas de BT pueden ser muy numerosas:

- Defectos y cortes en la cubierta del cable.
- Distancia de seguridad y canalización a profundidad inferior a la reglamentaria.
- Discontinuidad de conductores (alta impedancia o baja impedancia).
- Ausencia de puestas a tierra y puestas a tierra conexas mediante abrazaderas o conectores de tornillería.
- Terminales no homologados.
- Conexión de dos o más líneas en el mismo punto.
- Reducción de la sección del cable (corte de venas) para su conexionado.
- No utilizar el manguito termorretráctil en los terminales de BT.
- Empalmes y/o derivaciones subterráneas con aislamiento de cinta dieléctrica.
- Tubos no sellados correctamente.

En líneas enterradas de BT, la localización del punto exacto donde se encuentra una avería no es sencilla, debido a que los cables no se pueden revisar con métodos y técnicas visuales y, a priori, no se conoce el trazado exacto de los mismos. Además, no siempre se puede optar por quitar la tensión de las fases, lo que implica tener que utilizar técnicas y equipos específicos (métodos de ecometría, audiofrecuencia y tensión).

Equipo para la detección de averías

Las empresas eléctricas suelen disponer de un equipo básico para la detección de averías, portátiles o montados en un vehículo pequeño, con las siguientes funciones:

- Equipo generador de ensayo y choque, equipo multifunción con posibilidad de llevar incorporado:
 - a) Generador de choque en BT.
 - b) Generador de pruebas en cc (hasta 5 kV) o, en su defecto, un megaóhmetro.
 - c) Equipo de ensayo de cubiertas de cables y fugas a tierra en cables de BT.
 - d) Módulo de acoplamiento para ecometría.
- Ecómetro con capacidad de trabajar en BT con tensión de servicio aplicada al cable.
- Localizador de trazado y profundidad y localizador de averías en cables de BT.
- Receptor de tensión de paso.
- Geófono de suelo, dotado de auriculares.
- Generador de audiofrecuencia de potencia con placas inductivas y capacitivas.

Métodos utilizados

Los métodos utilizados por las empresas eléctricas son:

- **Método de ecometría.** Permite estudiar cómo se produce la reflexión de impulsos en el punto de avería (máximo 4 kV c.c.) en el dominio del tiempo sobre la cubierta del cable a lo largo de su recorrido. Se puede emplear en cables en servicio hasta 400 V.



Figura 4.38. Ecometro de reflexión de impulsos IRG2000. (Fuente: Martin Baur, S.A.).

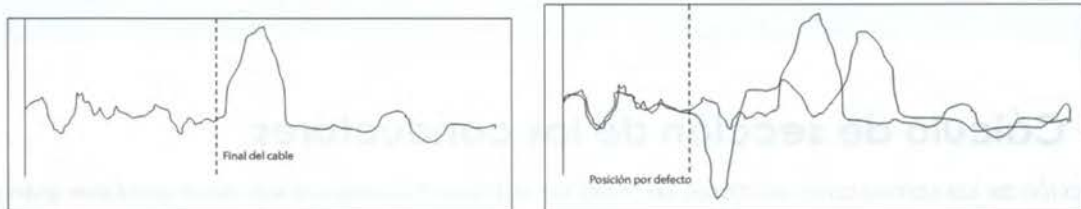


Figura 4.39. Ecometría de un cable de BT con defecto localizado. (Fuente: Iberdrola).

- **Método de audiofrecuencia.** Una tensión de audiofrecuencia aplicada entre tierra y el conductor averiado para líneas de BT produce, a través del defecto, una corriente de audiofrecuencia que se cierra por el generador a través de la tierra. Las sondas capacitivas o inductivas captan en el lugar de la fuga la señal producida y, una vez amplificada, puede ser detectada tanto acústica como ópticamente.

Se debe llevar la sonda a la zona acotada y se sigue el recorrido del cable hasta que se detecte un cambio apreciable de la frecuencia de tono. Para captar la señal de audiofrecuencia se usan placas capacitivas, bobinas inductivas y amplificadores selectivos.

- **Método de tensión.** Si se aplica una tensión entre tierra y el conductor del cable averiado se produce, a través del defecto de aislamiento o cubierta, una corriente por el terreno que provoca una especie de embudo de tensión, captado mediante las picas del suelo. El defecto de aislamiento o cubierta se encuentra exactamente en el centro del embudo de tensión.

La tensión observada proporciona, con su magnitud y polaridad, la información sobre la posición del embudo de tensión. El cambio de polaridad tiene lugar exactamente encima del punto del defecto o avería. Se recomienda usar impulsos codificados de descargas de condensadores para que sean independientes de las corrientes vagabundas del terreno.

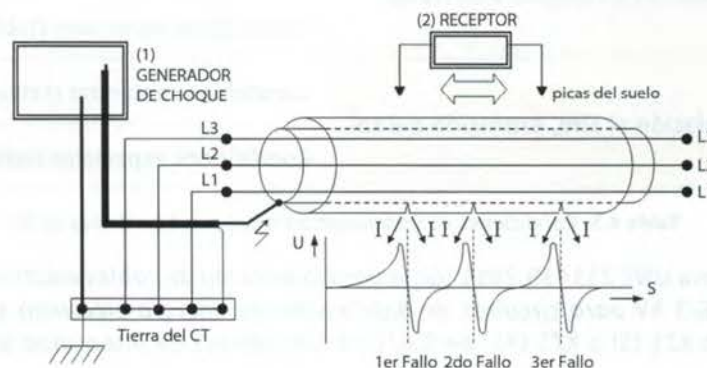


Figura 4.40. Detección de defectos en cubierta mediante el método de tensión. (Fuente: Iberdrola).

Se representa un cable con tres defectos en la cubierta, localizados usando un generador de choque (1) y un receptor (2) mediante un paseo sobre la traza del cable. La tensión de paso muestra varios pasos por cero.

Ejercicios

24. ¿Cuáles son las medidas preventivas que se pueden utilizar ante ruidos y vibraciones producidos en la apertura de zanjas para líneas subterráneas de BT?
25. Explica cómo se realiza la comprobación de la continuidad y la identificación de fases en una línea subterránea de BT.
26. Si la resistencia medida en el ensayo de aislamiento en un cable unipolar enterrado de BT de 150 mm² y 10 km de longitud es de 0,5 MΩ, ¿se debe cambiar el cable?
27. Cita, al menos, 3 averías que puedan aparecer en líneas subterráneas de BT.
28. Explica cómo se puede detectar una avería en un cable enterrado aplicando los métodos de ecometría o de tensión.

4.5 Cálculo de sección de los conductores

La sección de los conductores eléctricos en redes de distribución subterráneas debe satisfacer gran parte de los requisitos para las redes de distribución aéreas en BT, salvo los relacionados con las acciones mecánicas sobre los cables que no son de aplicación. A continuación se analizan por separado las particularidades de cada uno de los criterios de cálculo ya expuestos en el tema anterior.

4.5.1 Por intensidad máxima admisible

El procedimiento de elección de la sección del conductor es análogo al de líneas aéreas de baja tensión, con la única diferencia de que las tablas de intensidad máxima admisible aplicables son diferentes.

Las empleadas en el cálculo de líneas subterráneas de distribución en BT aparecen en la **tabla A.1** de la **norma UNE 211435:2011**, referidas a las **condiciones estándar** o tipo de cada instalación. Además, la norma UNE 211435:2011 recoge otras tablas y coeficientes para condiciones especiales de instalación subterránea al objeto de corregir los valores tabulados de la intensidad máxima admisible mediante factores de corrección Fc:

Condiciones de instalación directamente soterrada	Condiciones estándar (tabla A.1, columna 1)
	Condiciones especiales (tabla A.5, A.6; A.7 y A.8.2)
Condiciones de instalación en tubular soterrada	Condiciones estándar (tabla A.1, columna 2)
	Condiciones especiales (tabla A.5, A.6, A.7 y A.8.2)
Condiciones de instalación al aire, protegido del sol	Condiciones estándar (tabla A.1, columna 3)
	Condiciones especiales (tabla A.5 y A.9)

Tabla 4.5. Condiciones de instalación para redes subterráneas en BT.

La tabla A.1 de la norma UNE 211435:2011 (*Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica*) se utiliza con cables de distribución tipo RV o XZ1 (S) o XZ1 (AS) de 0,6/1 kV. Los valores de intensidad admisible se recogen en la Tabla 4.6.

Sección mm ²	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Tabla 4.6. Intensidad máxima admisible en A para cables con conductores de aluminio o de cobre con aislamiento de XLPE.

La Tabla 4.6 es válida para condiciones estándar, es decir, para cables en triángulo en contacto mutuo enterrados en toda su longitud en una zanja de 0,7 m de profundidad, en un terreno de resistividad térmica media de 1,5 K·m/W, temperatura del terreno de 25 °C y temperatura del aire ambiente de 40 °C.

Ejemplo 4.1

Una **línea de distribución trifásica directamente soterrada de BT**, formada por cables unipolares en triángulo en contacto con aislamiento de XLPE, transporta 150 kW con factor de potencia 0,95. Considerando condiciones tipo o estándar de instalación, determina la sección mínima normalizada según el criterio de intensidad máxima admisible comparando la solución entre conductor de aluminio/ conductor de cobre.

Solución

Para la potencia transportada por la línea de BT, la intensidad de diseño I_b es:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\phi} = \frac{150.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,95} = 227,9 \text{ A}$$

La intensidad máxima admisible I_z , para condiciones tipo, de una línea subterránea en instalación enterrada se consulta en la tabla A.1 de la UNE 211435:2011 (Tabla 4.6). Para cables directamente enterrados, se debe seleccionar la columna 1.

Para un **conductor de aluminio**, la sección nominal de fase de 150 mm² cumple con el criterio pues en condiciones estándar la intensidad máxima admisible I_z es de 260 A.

$$I_z = 260 \text{ A} \geq I_b = 227,9 \text{ A}$$

En el caso de emplear conductor de cobre, se debe repetir el proceso anterior seleccionando la intensidad máxima admisible de la tabla A.1 (UNE 211435:2011). La sección nominal de fase de 95 mm² cumple con el criterio buscado, pues al estar en condiciones estándar la intensidad máxima admisible I_z es también de 260 A.

Ejemplo 4.2

Una **línea de distribución trifásica subterránea instalada al aire** (bandeja perforada), con cable tetrapolar aislado con polietileno reticulado XLPE, transporta 150 kW con factor de potencia 0,95. Considerando condiciones tipo o estándar de instalación, determina la sección mínima normalizada según el criterio de intensidad máxima admisible comparando la solución entre conductor de aluminio/conductor de cobre.

Solución

La intensidad máxima admisible I_z , para condiciones tipo, de una línea subterránea en instalación al aire se consulta en la tabla A.1 (UNE 211435:2011) (Tabla 4.6). Como es una instalación al aire, se debe consultar la columna 3.

Para un **conductor de aluminio**, la sección nominal de fase de 150 mm² cumple con el criterio buscado, pues la intensidad máxima admisible I_z es de 290 A.

$$I_z = 290 \text{ A} \geq I_b = 227,9 \text{ A}$$

En el caso de emplear **conductor de cobre**, se debe repetir el proceso anterior seleccionando la intensidad máxima admisible de la tabla A.1 (UNE 211435:2011) (Tabla 4.6). La sección nominal de fase de 95 mm² cumple con el criterio buscado, pues al estar en condiciones estándar, la intensidad máxima admisible I_z es de 285 A.

(Nota: La tabla A.1 de la norma UNE 211435:2007 no distingue entre cables unipolares o multiconductores.)

Las tablas de **factores de corrección** que se utilizan en el cálculo de sección del conductor de una línea de distribución subterránea en BT **directamente enterrada** o **en tubular enterrada** son:

- Por **temperatura del terreno en cables soterrados** diferente de 25 °C. Se utiliza la Tabla A.5. de la UNE 211435:2011. (Tabla 4.7).

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del terreno en cables soterrados, °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Tabla 4.7

- Por **resistividad térmica del terreno** distinta de 1,5 K·m/W, en **cables directamente soterrados en contacto**. Se utiliza la segunda Tabla A.6. de la UNE 211435:2011. (Tabla 4.8).

Sección, mm ²	Resistividad del terreno						
	0,8 K·m/W	0,9 K·m/W	1 K·m/W	1,5 K·m/W	2 K·m/W	2,5 K·m/W	3 K·m/W
25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73

Tabla 4.8

- Por **resistividad térmica del terreno** distinta de 1,5 K·m/W, en **cables instalados en tubos soterrados**. Se utiliza la primera Tabla A.6. de la UNE 211435:2011. (Tabla 4.9).

Sección mm ²	Resistividad del terreno						
	0,8 K·m/W	0,9 K·m/W	1 K·m/W	1,5 K·m/W	2 K·m/W	2,5 K·m/W	3 K·m/W
25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 4.9

- Por **profundidades de soterramiento** diferentes a 0,7 m. Se utiliza la Tabla A.7. de la UNE 211435:2011. (Tabla 4.10).

Profundidad, m	Soterrados	En tubular
0,50	1,04	1,03
0,60	1,02	1,01
0,70	1,00	1,00
0,80	0,99	0,99
1,00	0,97	0,97
1,25	0,95	0,96
1,50	0,93	0,95
1,75	0,92	0,94
2,00	0,91	0,93
2,50	0,89	0,91
3,00	0,88	0,90

Tabla 4.10

- Por **agrupamiento de circuitos** de cables unipolares en triángulo **directamente soterrados**. Se utiliza la primera Tabla A.8.2. de la UNE 211435:2011. (Tabla 4.11).

Circuitos agrupados	Distancias entre grupos				
	Contacto	200 mm	400 mm	600 mm	800 mm
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87

Tabla 4.11

- Por **agrupamiento de circuitos en tubulares soterradas**. Se utiliza la segunda Tabla A.8.2. de la UNE 211435:2011. (Tabla 4.12).

Circuitos agrupados	Distancias entre grupos				
	Contacto	200 mm	400 mm	600 mm	800 mm
2	0,87	0,90	0,94	0,96	0,97
3	0,77	0,82	0,87	0,90	0,93
4	0,71	0,77	0,84	0,88	0,91
5	0,67	0,74	0,81	0,86	0,89

Tabla 4.12

Ejemplo 4.3

Repite el ejemplo 4.1 para la **línea trifásica de Al** si se considera que va **en tubular soterrada**, en una zanja de profundidad de 1 m y con una temperatura del terreno de 35 °C.

Solución

En este ejemplo, dado que se modifican algunas de las condiciones estándar de la instalación enterrada, se deben aplicar factores de corrección:

- F_{c1} , con temperatura de servicio de 90 °C (XLPE) y temperatura del terreno de 35 °C (Tabla 4.7).
- F_{c2} , para una zanja de profundidad de 1 metro (Tabla 4.10).

$$F_{c1} = 0,92; F_{c2} = 0,97; F_c = F_{c1} \times F_{c2} = 0,92 \times 0,97 = 0,8924$$

Consultando la tabla 4.6 para un conductor de Al y aislamiento de XLPE, la **sección nominal de fase de 150 mm² NO cumple** con el criterio para un factor de corrección F_c de 0,8924 y una intensidad máxima admisible I_z de 230 A.

$$I_b = 227,9 \text{ A} > I'_z = 230 \times 0,8924 = 205,25 \text{ A}$$

Por tanto, se debe aumentar la **sección nominal de fase** hasta **240 mm²** (I'_z vale 305 A). En este caso se tiene que:

$$I_b = 227,9 \text{ A} \leq I'_z = 305 \times 0,8924 = 272,18 \text{ A}$$

Las tablas de **factores de corrección** que se utilizan en el cálculo de sección del conductor de una línea de distribución subterránea en BT **al aire libre o en galerías** son:

- Por **temperatura del aire ambiente en cables en galerías** diferente de 40 °C. Se utiliza la Tabla A.5. de la UNE 211435:2011. (Tabla 4.13).

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del aire ambiente, °C								
	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77

Tabla 4.13

- Por agrupamiento de cables al aire libre o en galerías. Se utiliza la Tabla A.9 de la UNE 211435:2011. (Tabla 4.14).

Método de instalación	Número de bandejas	Número de circuitos trifásicos		
		1	2	3
Bandejas perforadas instaladas horizontalmente	1	1,00	0,98	0,96
	2	0,97	0,93	0,89
	3	0,96	0,92	0,86
Bandejas perforadas instaladas verticalmente	1	1,00	0,91	0,89
	2	1,00	0,90	0,86
Bridas, soportes, ménsulas	1	1,00	1,00	1,00
	2	0,97	0,95	0,93
	3	0,96	0,94	0,90

Tabla 4.14

Ejemplo 4.4

Repite el ejemplo 4.2 para la **línea trifásica de AI** si se considera que va instalada **en bandeja perforada horizontal** con una temperatura ambiente de 50 °C. Considera una única bandeja perforada con tres circuitos trifásicos contiguos.

Solución

En este ejemplo, dado que se modifican algunas de las condiciones estándar de la instalación enterrada, se deben aplicar factores de corrección:

- F_{c1} , con temperatura de servicio de 90 °C (XLPE) y temperatura del ambiente de 50 °C (Tabla 4.13).
- F_{c2} , para una agrupación de cables formada por tres circuitos en una bandeja perforada (Tabla 4.14).

$$F_{c1} = 0,89; F_{c2} = 0,96; F_c = F_{c1} \times F_{c2} = 0,89 \times 0,96 = 0,8544$$

La **sección nominal de fase de 150 mm² SI cumple** con el criterio, pues para una intensidad máxima admisible I'_z de 290 A (tabla 4.6) y un factor de corrección F_c de 0,8544 se tiene que:

$$I_b = 227,9 \text{ A} \leq I'_z = 290 \times 0,8544 = 247,78 \text{ A}$$

4.5.2 Por caída de tensión

El criterio de caída de tensión en líneas subterráneas de BT es idéntico a lo expuesto para líneas aéreas de BT. En general, es más exacto el cálculo de este criterio considerando los efectos inductivos, debido a que los cables empleados presentan valores de reactancia inductiva unitaria x del orden de 0,09 a 0,08 Ω/km .

Éste es el caso contemplado por las empresas eléctricas en sus proyectos tipo de redes subterráneas de BT. No obstante, al igual que en redes aéreas, se puede optar por despreciar el término inductivo en la caída de tensión para secciones pequeñas al tener un valor de intensidad de corriente limitado. Cuando sea necesario, se debe realizar el cálculo de la caída de tensión de modo iterativo.

Las empresas eléctricas tienen normalizado el uso de cables unipolares de aluminio para tensiones asignadas de 0,6/1 kV, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC. Suelen emplear secciones tipo de 50, 95, 150 y 240 mm² para fase.

Conductores subterráneos, tipo RV unipolar, aluminio					
Sección fase/ neutro	50/50	95/50	150/95	240/150	mm ²
I _n en tubular soterrada	115	175	230	305	A
I _n directamente soterrados	135	200	260	340	A
r fase/neutro	0,641/0,641	0,32/0,641	0,206/0,32	0,125/0,206	Ω/km a 20 °C
x	0,097	0,090	0,089	0,087	Ω/km
I máx. 0,1 sg	14,7	27,9	44,4	70,5	kA
I máx. 0,2 sg	10,1	19,2	30,4	48,7	kA
I máx. 1 sg	4,6	8,8	13,9	22,3	kA
Carac. I ² ·t	21,06	76,32	190,8	489,6	kA ² ·s
Carga máxima (tubular soterrada)	79,67	121,24	159,35	211,31	kVA
Carga máxima (directamente soterrado)	93,53	138,56	180,13	235,56	kVA

Tabla 4.15. Características del cable RV-Al en régimen permanente.

La sección más habitual es la de 240 mm², que permite transportar una potencia aparente trifásica entre 211 y 235 kVA, para una tensión de línea de 400 V. El valor de intensidad nominal y de intensidad máxima admisible en cortocircuito varía según el tipo de instalación (tubular soterrada y directamente soterrado, respectivamente).

Ejemplo 4.5

Comprueba el criterio de caída de tensión, sin despreciar los efectos inductivos y despreciándolos, en la **línea de distribución trifásica de Al en tubular soterrada** del ejemplo 4.3. Considera que se emplean cables unipolares RV-Al, con tensión asignada 0,6/1 kV, para una línea de longitud 120 m. La cdt máxima admisible es del 5 % y el factor de potencia es 0,95.

Solución

En el ejemplo considerado, para las condiciones dadas, el criterio de intensidad máxima admisible ha permitido seleccionar una línea trifásica de sección nominal de fase de 150 mm².

La comprobación del criterio de caída de tensión, **sin despreciar los efectos inductivos**, se hace utilizando las expresiones definidas en el tema 3. Se considera que el cable trabaja a la máxima temperatura de servicio (90 °C), con aislamiento de XLPE, con lo que la resistividad vale 0,036 Ω·mm²/m.

$$r = \frac{\rho_{\theta}}{S} = \frac{0,036}{150} = 2,4 \times 10^{-4} \Omega/\text{m}$$

Para la reactancia x por unidad de longitud (tabla 4.15), la caída de tensión absoluta y porcentual será:

$$e = \sqrt{3} \times I \times L (r \cos\varphi + x \sin\varphi) = \sqrt{3} \times 227,9 \times 120 (2,4 \times 10^{-4} \times 0,95 + 0,89 \times 10^{-4} \times 0,312) = 12,12 \text{ V}$$

$$u\% = \frac{e}{U} \times 100 = \frac{12,13}{400} \times 100 = 3 \%$$

$$u\% \leq u\%_{\text{límite}} = 5 \%$$

La comprobación del criterio de caída de tensión, **despreciando los efectos inductivos**, será:

$$e = \frac{u\%}{100} \times U = \frac{5}{100} \times 40 = 20 \text{ V}$$

$$S = \frac{P \times L}{\gamma_{\theta} \times e \times U} = \frac{150.000 \times 120}{28 \times 20 \times 400} = 80,36 \text{ mm}^2$$

$$S(\text{cdt}) < S(I_z)$$

Se comprueba que la **sección de fase** de 150 mm² es adecuada para la línea trifásica enterrada propuesta. Se requiere una **sección de neutro** de 95 mm².

Ejemplo 4.6

Comprueba el criterio de caída de tensión, sin despreciar los efectos inductivos y despreciándolos, en la **línea de distribución trifásica al aire de AI** del ejemplo 4.4. Considera que se emplean cables unipolares RV-AI, con tensión asignada 0,6/1 kV, para una línea de longitud 100 m y reactancia de 0,09 Ω/km. La cdt máxima admisible es del 3 % y el factor de potencia es 0,95.

Solución

Anteriormente, para las condiciones dadas, el criterio de intensidad máxima admisible ha permitido seleccionar una línea trifásica de sección nominal de fase de 150 mm².

La comprobación del criterio de caída de tensión, **sin despreciar los efectos inductivos**, se realiza según:

$$r = \frac{\rho_{\theta}}{S} = \frac{0,036}{150} = 2,4 \times 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{m}$$

$$e = \sqrt{3} \times I \times L (r \cos \varphi + x \sin \varphi) = \sqrt{3} \times 227,9 \times 100 (2,4 \times 10^{-4} \times 0,95 + 0,89 \times 10^{-4} \times 0,312) = 10,06 \text{ V}$$

$$u\% = \frac{e}{U} \times 100 = \frac{10,11}{400} \times 100 = 2,5 \%$$

$$u\% \leq u\%_{\text{límite}} = 3 \%$$

La comprobación del criterio de caída de tensión, **despreciando los efectos inductivos**, se realiza de forma idéntica al ejemplo 4.5.

Se comprueba que la **sección de fase** de 150 mm² es adecuada para la línea trifásica subterránea al aire propuesta. Se requiere una **sección de neutro** de 150 mm².

4.5.3 Por pérdida de potencia

La aplicación de este criterio en el cálculo de la sección de líneas subterráneas de BT no presenta ninguna diferencia respecto al procedimiento descrito en el capítulo de líneas aéreas de BT.

Ejemplo 4.7

Comprueba si la sección escogida en el ejemplo 4.5 cumple con el requisito de pérdida de potencia, siendo este del 4 %.

Solución

Se calcula la pérdida de potencia absoluta, así como la potencia nominal de la línea:

$$\Delta P = 3 \times r \times L \times I^2 = 3 \times 2,4 \times 10^{-4} \times 120 \times (227,9)^2 = 4.487,5 \text{ W}$$

$$P = 150 \text{ kW}$$

La pérdida de potencia en términos porcentuales es:

$$P\% = \frac{\Delta P}{P} \times 100 = \frac{4.487,5}{150.000} \times 100 = 3 \%$$

$$p\% \leq p\%_{\text{Límite}} = 4 \%$$

Ejemplo 4.8

Comprueba si la sección escogida en el ejemplo 4.6 cumple con el requisito de pérdida de potencia, siendo este del 3 %.

Solución

Se calcula la pérdida de potencia absoluta, así como la potencia nominal de la línea:

$$\Delta P = 3 \times r \times L \times I^2 = 3 \times 2,4 \times 10^{-4} \times 100 \times (227,9)^2 = 3.739,6 \text{ W}$$

$$P = 150 \text{ kW}$$

La pérdida de potencia en términos porcentuales es:

$$P\% = \frac{\Delta P}{P} \times 100 = \frac{3.739,6}{150.000} \times 100 = 2,5 \%$$

$$p\% \leq p\%_{\text{Límite}} = 3 \%$$

4.5.4 Por intensidad de cortocircuito

El procedimiento es análogo al tema de redes de distribución aéreas, empleando la tabla B.2 de la norma UNE 211435:2011 para conductor de cobre y para conductor de aluminio. En ambos casos, el aislamiento del cable es XLPE.

Ejemplo 4.9

En una instalación de **distribución subterránea en BT en tubular soterrada** con cables unipolares de RV-Al, la potencia máxima de cortocircuito es de 15 MVA. Determina cuál es la mínima sección normalizada válida por criterio de cortocircuito si las protecciones actúan en 0,2 s.

Solución

Se debe determinar la intensidad de cortocircuito permanente que puede presentarse en ese punto:

$$I_{\text{ccp}} = \frac{S_{\text{cc}} \times 1.000}{\sqrt{3} \times U} = \frac{15 \times 1.000}{\sqrt{3} \times 400} = 21,6 \text{ kA}$$

La intensidad de cortocircuito soportada por el conductor se obtiene consultando la tabla B.2 de la norma UNE para un cortocircuito de duración 0,2 s. Por tanto, se debe escoger la sección normalizada de 150 mm² al ser la primera utilizada que cumple con el criterio:

$$I_{\text{ccp}} = 21,6 \text{ kA} \leq I_{\text{ccp}} (150 \text{ mm}^2) = 32 \text{ kA}$$

Ejercicios

29. Determina la potencia máxima que puede transportar una línea trifásica de BT directamente soterrada con cable unipolar RV-Al de 95 mm^2 en condiciones de instalación estándar. ¿Y si la línea se encuentra en una zona con temperatura del terreno de 40°C ? ¿Y si, además, discurre en la zanja junto a otras 2 ternas más de cables unipolares con separación de 200 mm entre cada una de ellas?
30. Determina la caída de tensión, considerando efectos inductivos, que se produce en una línea trifásica subterránea al aire de BT de 250 m con cable unipolar RV-Al de 240 mm^2 si transporta una intensidad de 360 A. ¿Y la pérdida de potencia? Suponer un factor de potencia de 0,9.
31. Determina la sección mínima normalizada por criterio de cortocircuito de una red subterránea de BT (conductor de aluminio y aislamiento de PVC) si se considera un cortocircuito de 2 segundos y la potencia máxima de cortocircuito en el punto más desfavorable de la línea es de 5 MVA.
32. Calcula la sección mínima normalizada que cumpla con los criterios expuestos en los siguientes supuestos:
 - a) Línea subterránea trifásica en tubular soterrada, en una zanja de profundidad 1,25 m, terreno de resistividad térmica $2 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ y temperatura de 35°C . Se utiliza cable tetrapolar con conductor de aluminio y aislamiento de XLPE. Transporta una potencia de 90 kW, la cdt admisible es del 5 %, el factor de potencia es de 0,9 y la longitud de 150 m. La pérdida de potencia admisible es del 5 % y la máxima potencia de cortocircuito es de 8 MVA, siendo el tiempo de actuación de las protecciones de 0,5 segundos.
 - b) Línea subterránea trifásica directamente enterrada, en una zanja de profundidad 1 m, terreno de resistividad térmica $1,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$, temperatura de 40°C y agrupada en una misma zanja con otra línea en contacto mutuo. Se utiliza ternas de cable unipolar con conductor de aluminio y aislamiento de XLPE y reactancia de $0,09 \Omega/\text{km}$. Transporta una potencia de 120 kW, la cdt admisible es del 5 %, el factor de potencia es de 0,95 y la longitud de 175 m. La pérdida de potencia admisible es del 5 % y la máxima potencia de cortocircuito es de 10 MVA, siendo el tiempo de actuación de las protecciones de 2 segundos.
 - c) Línea subterránea trifásica al aire en bandeja perforada, con una temperatura ambiente de 30°C . Considera que los cables van agrupados en dos bandejas perforadas con dos circuitos trifásicos contiguos. Se utiliza ternas de cable unipolar con conductor de aluminio y aislamiento de XLPE. Transporta una potencia de 200 kW, la cdt admisible es del 5 %, el factor de potencia es de 0,9 y la longitud de 105 m. La pérdida de potencia admisible es del 4 % y la máxima potencia de cortocircuito es de 6 MVA, siendo el tiempo de actuación de las protecciones de 2 segundos.
 - d) Línea subterránea trifásica al aire en bandeja perforada, con una temperatura ambiente de 40°C . Considera que los cables van agrupados en una bandeja vertical perforada con dos circuitos trifásicos contiguos. Se utiliza cable tetrapolar con conductor de aluminio y aislamiento de XLPE. Transporta una potencia de 165 kW, la cdt admisible es del 5 %, el factor de potencia es de 0,95 y la longitud de 250 m. La pérdida de potencia admisible es del 4 % y la máxima potencia de cortocircuito es de 15 MVA, siendo el tiempo de actuación de las protecciones de 1 segundo.

4.6 Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de BT

En una red de distribución en BT alimentada desde un CT, la instrucción ITC-BT-08 del REBT-2002 establece tres posibles sistemas para la conexión del neutro del transformador AT/BT (alimentación) y las masas de BT (instalaciones receptoras). Son los esquemas de distribución llamados IT, TT y TN, cuya designación es:

- Esquema IT: neutro del transformador aislado de tierra o puesto a tierra a través de una impedancia de valor suficientemente alto y masas de los receptores de BT conectadas directamente a tierra.

- Esquema TT: neutro del transformador conectado directamente a tierra y asas de los receptores de BT conectadas directamente a otra tierra distinta.
- Esquema TN: neutro del transformador conectado directamente a tierra y masas de los receptores de BT conectadas al mismo neutro de la alimentación.

La primera letra hace referencia a la conexión del neutro del transformador respecto a tierra:

T = Conexión directa a tierra.

I = Aislado con respecto a tierra o conectado a tierra a través de una impedancia.

La segunda letra se refiere a la conexión de las masas de la instalación receptora:

T = Masas directamente a tierra, independiente de la tierra de la alimentación.

N = Masas conectadas directamente al neutro del transformador puesto a tierra.

Eventualmente, se utilizan otras letras: S = Conductores separados para neutro y protección, y C = Conductor combinado para neutro y protección.

Recuerda...

Los tres esquemas de distribución en BT posibles no son ni mejores ni peores, pues todos garantizan la seguridad de las personas; cada uno de ellos presenta ventajas e inconvenientes que los hacen más o menos aptos para las redes de distribución públicas o privadas en BT.

4.6.1 Esquema IT

La figura 4.41 representa los dos tipos de esquema de distribución IT, donde ningún punto de la alimentación está conectado directamente a tierra.

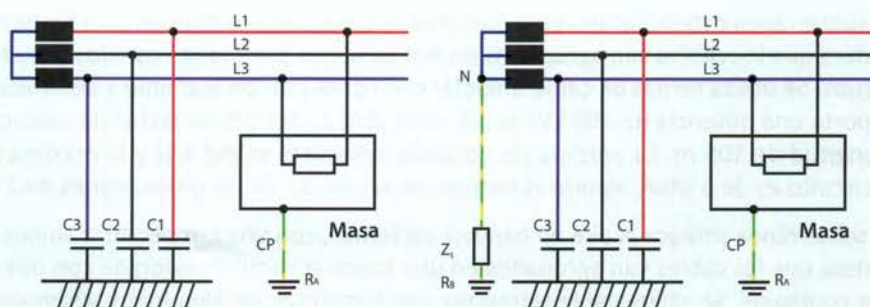


Figura 4.41. Esquema de distribución IT.

La impedancia Z_s debe ser, como mínimo, entre 4 y 6 veces la tensión simple de la instalación (de 1.000 a 1.500 Ω , para 230 V). En caso de defecto, se deben considerar las capacidades parásitas C1, C2 y C3 de los cables con respecto a tierra. No se suele distribuir el neutro, excepto por necesidades de la instalación.

El primer defecto fase-masa o fase-tierra no es peligroso, pues la intensidad resultante y la tensión de contacto tienen valores muy bajos. La instrucción ITC-BT-24 exige utilizar sistemas de vigilancia de la impedancia de aislamiento a tierra, que activen una alarma cuando la impedancia disminuye por debajo de un valor prefijado; en estas condiciones, la instalación puede seguir en funcionamiento pero, lo antes posible, se debe localizar y eliminar el defecto de aislamiento. Si se produce un segundo fallo de aislamiento, la instalación se comporta como si se tratara de un esquema TN.

En un esquema IT con neutro distribuido, el controlador permanente de aislamiento (CPA) debe conectarse directamente al neutro, lo más cerca posible del origen de la instalación y a la toma de tierra de las masas más próxima. La alimentación al CPA puede tomarse del propio circuito o a través de una fuente auxiliar muy fiable.

Este esquema mantiene la continuidad del suministro con menos interrupciones en la instalación, lo que es muy útil en instalaciones como quirófanos y salas de intervención.

4.6.2 Esquema TT

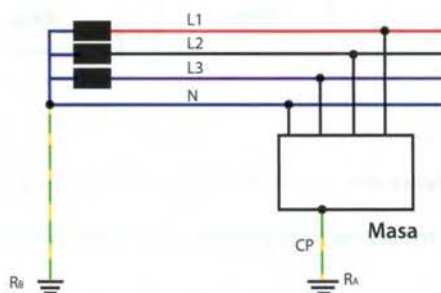


Figura 4.42. Esquema de distribución TT.

La figura 4.42 muestra el esquema de distribución TT con valores de resistencia de tierra R_A (masas BT) y R_B (alimentación). En caso de defecto, la intensidad de defecto I_d es:

$$I_d = \frac{U_0}{R_A \times R_B} \quad [4.2]$$

Donde:

U_0 es la tensión fase-neutro.

Como las resistencias son bajas y del mismo orden (aprox. 10 Ω), la tensión de defecto U_d es:

$$U_d = R_A \times I_d = \frac{R_A \times U_0}{R_A + R_B} \approx \frac{U_0}{2} \quad [4.3]$$

Como se puede deducir, las intensidades de defecto fase-masa o fase-tierra tienen valores suficientes para provocar la aparición de tensiones V_d peligrosas, al ser mayores que la tensión límite convencional V_L en un lugar seco (50 V). Por tanto, es obligatorio prever la desconexión automática de la parte afectada mediante un interruptor diferencial. En cabecera de instalación se debe situar un interruptor automático para desconectar, si es preciso, la instalación completa.

4.6.3 Esquema TN

Las figuras 4.43 y 4.44 muestran los tres tipos de subesquemas TN, según la disposición relativa del conductor neutro N y del conductor de protección CP:

- TN-S: el conductor neutro N y el conductor de protección CP son distintos en todo el esquema. Se distribuyen cinco hilos.
- TN-C: las funciones de conductor neutro N y conductor de protección CP están combinadas en un solo conductor en todo el esquema. Se distribuyen cuatro hilos.
- TN-C-S: esta configuración se da cuando se utiliza un subesquema TN-S aguas abajo de un subesquema TN-C; al revés, está prohibido.

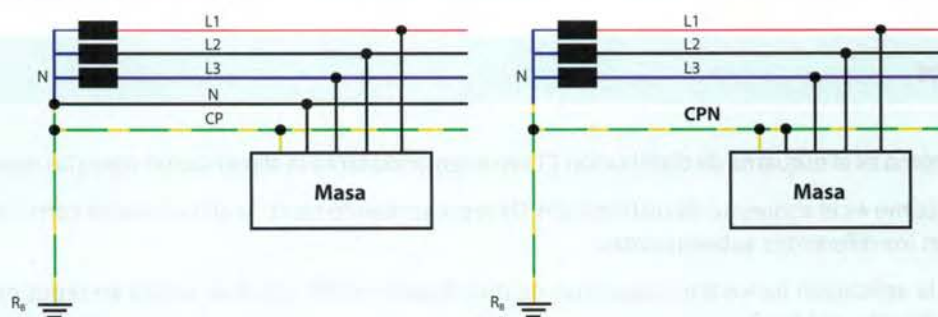


Figura 4.43. Esquemas de distribución TN-S y TN-C.

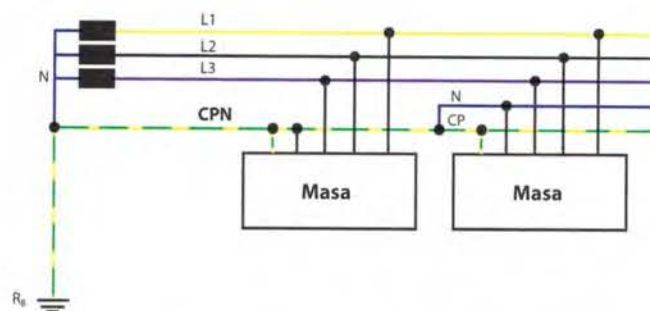


Figura 4.44. Esquema de distribución TN-CS.

En caso de defecto, el bucle está formado exclusivamente por elementos conductores metálicos, con lo que la intensidad de defecto I_d es:

$$I_d = \frac{0,8 \times U_0}{R_{fase} \times R_{CP}} \quad [4.4]$$

Donde:

U_0 es la tensión fase-neutro.

Si se considera que la impedancia del circuito de ida R_{fase} es aproximadamente igual a la impedancia del circuito de retorno R_{CP} , la tensión de defecto U_d es:

$$U_d = R_{CP} \times I_d = \frac{0,8 \times R_{CP} \times U_0}{R_{fase} + R_{CP}} \approx \frac{U_0}{2} \quad [4.5]$$

Como puede deducirse, cualquier intensidad de defecto franco fase-masa es una intensidad de cortocircuito y las tensiones de defecto V_d son peligrosas. Es obligatorio utilizar un dispositivo de protección contra cortocircuitos (interruptor automático). En el subesquema TN-C no se debe instalar un interruptor diferencial en cabecera de la instalación.

En caso de producirse un fallo fase-tierra, las masas de la instalación quedan sometidas a tensión respecto de tierra sin que actúen las protecciones. Para limitar esta tensión, es necesario que la resistencia de puesta a tierra del neutro del transformador sea muy baja (menor de 2Ω , según el REBT).

4.6.4 Aplicación de los 3 tipos de esquemas

La elección entre los tres tipos de esquemas se debe hacer estudiando las características técnicas y económicas de cada instalación. Sin embargo, se debe considerar:

- Las redes de distribución pública en BT tienen un punto puesto directamente a tierra por prescripción reglamentaria (neutro de la red). Para instalaciones receptoras alimentadas en BT a través de una red de distribución pública, se requiere que el esquema de distribución sea TT.
- En instalaciones alimentadas en BT a través de un CT de abonado, se puede elegir cualquiera de los esquemas comentados.
- Se admite establecer un esquema IT en parte o partes de una instalación alimentada directamente desde una red de distribución pública mediante el uso de transformadores adecuados (quirófanos y salas de intervención).

Ejercicios

33. Explica cómo es el esquema de distribución TT representando tanto la alimentación como las masas de BT.
34. Explica cómo es el esquema de distribución TN representando tanto la alimentación como las masas de BT en los diferentes subesquemas.
35. Explica la aplicación de los tres esquemas de distribución en BT. ¿Cuál se utiliza en redes españolas de distribución pública?

Resumen

Se denominan líneas subterráneas de distribución en BT las que, para una tensión nominal entre fases inferior a 1.000 V, se ejecutan en el interior de conductos, zanjas o recintos que limitan, en todas o en alguna de sus direcciones, la disipación directa de calor del cable al exterior.

Las líneas directamente enterradas son aquellas en las que los cables se instalan directamente en el interior de una zanja practicada en el terreno, sobre un lecho de arena y a una profundidad determinada.

Las líneas en canalizaciones entubadas son aquellas en las que los cables, por circuito, se instalan en el interior de un tubo situado en una zanja. Se necesitan arquetas intermedias con tapa.

Las líneas en galerías visitables o registrables son aquellas en las que los cables se instalan protegidos en el interior de galerías de dimensiones interiores suficientes para que circule el personal técnico (galerías visitables) o en zanjas o galerías registrables donde las reducidas dimensiones no permiten el paso de un operario.

Los cables empleados en líneas subterráneas son aislados, de aluminio, del tipo RV o RZ1 (XZ1), no propagadores de la llama (UNE-EN 50625-2-1) y con tensiones asignadas 0,6/1 kV.

Se suelen instalar tubos (3 o 4) de polietileno de alta densidad de color verde (diámetro 40 mm) para el paso de cables de telecomunicaciones (norma UNE-EN 12201).

La ejecución de una red subterránea enterrada de BT requiere de la apertura de zanjas y de los trabajos de tendido de cables o tubos. Se deben emplear cintas señalizadoras.

Los armarios de distribución en intemperie se utilizan en la red subterránea de BT para permitir la derivación o el seccionamiento de tres líneas secundarias a partir de una principal (1 entrada y 3 salidas).

Las líneas en redes subterráneas al aire se ejecutan con dos tipos de bandejas: de hilo de acero o de acero galvanizado. Hacen falta muchos accesorios para realizar el trazado previsto con cambios de dirección y las uniones de bandejas. El montaje de la bandeja se puede hacer en pared, techo o sobre suelo.

Mediante diferentes técnicas (manguitos de empalme, termorretráctil, autocontraíble en frío, kits de resinas) es necesario realizar en las líneas empalmes rectos y en derivación.

El montaje de líneas subterráneas presenta riesgos adicionales debidos a caídas de personas u objetos al mismo o distinto nivel.

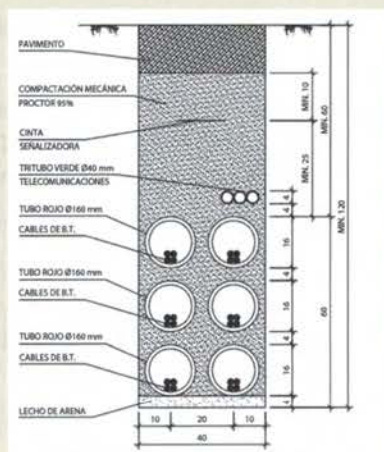
La puesta en servicio de una línea subterránea requiere una inspección visual, la comprobación del orden de fases, la comprobación de la continuidad e identificación de fases, la puesta a tierra de neutro y la medida de la resistencia a tierra y de la resistencia de aislamiento.

La detección de averías en líneas subterráneas requiere emplear el método de ecometría, el método de audiofrecuencia y el método de tensión.

Para el cálculo de secciones de líneas subterráneas de baja tensión se emplean cuatro criterios eléctricos: por intensidad admisible, por caída de tensión, por pérdida de potencia y por intensidad de cortocircuito.

Test de evaluación

1. El cable RZ1-K (S), utilizado en líneas subterráneas al aire de BT, tiene:
 - a) Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC.
 - b) Conductor de aluminio y cubierta de PVC.
 - c) Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina especial.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
2. El sistema de instalación que queda restringido al interior de industrias o de recintos destinados exclusivamente a contener instalaciones eléctricas es:
 - a) Cables directamente soterrados.
 - b) Cables en instalación al aire en bandeja perforada.
 - c) Cables en tubular soterrada.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
3. El sistema de instalación que permite que sea más fácil y barato el mantenimiento y la localización de averías, así como la ampliación de la instalación, es:
 - a) Cables directamente soterrados.
 - b) Cables en galerías visitables.
 - c) Cables en tubular soterrada.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
4. El esquema representado en la figura corresponde a:
 - a) Canalización directamente soterrada bajo acera.
 - b) Canalización en tubular soterrada bajo acera.
 - c) Canalización en tubular soterrada cruce de calzada.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.



5. En las arquetas para canalizaciones de BT:
 - a) Los tubos se dejan a unos 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido.
 - b) Se deben colocar cada 40 m o cambios de dirección, en aceras.
 - c) Las dos respuestas anteriores son correctas.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.

6. La comprobación de la continuidad en un cable subterráneo de BT:
 - a) Requiere formar un bucle puenteando dos fases en uno de sus extremos.
 - b) Requiere utilizar un megger para conectarlo entre dos fases y aplicar tensión.
 - c) Las dos respuestas anteriores son correctas.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
7. La resistencia de aislamiento R_{ISO} en un cable subterráneo de BT depende:
 - a) Directamente de la resistencia medida e inversamente de la longitud del cable.
 - b) Inversamente de la resistencia medida e inversamente de la longitud del cable.
 - c) Directamente de la resistencia medida y directamente de la longitud del cable.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
8. La intensidad admisible para una línea de distribución subterránea directamente soterrada en BT se puede consultar en:
 - a) Tabla A.1, columna 1, de la norma UNE 211435:2011.
 - b) Tabla A.1, columna 2, de la norma UNE 211435:2011.
 - c) Tabla A.1, columna 3, de la norma UNE 211435:2011.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
9. La intensidad admisible para una línea de distribución subterránea al airea en BT se puede consultar en:
 - a) Tabla A.1, columna 1, de la norma UNE 211435:2011.
 - b) Tabla A.1, columna 2, de la norma UNE 211435:2011.
 - c) Tabla A.1, columna 3, de la norma UNE 211435:2011.
 - d) Ninguna de las respuestas anteriores es correcta.
10. Cuando en una instalación en BT el Centro de Transformación (CT) es propiedad de la compañía distribuidora, se recomienda utilizar el esquema de conexión:
 - a) IT.
 - b) TT.
 - c) TN-C.
 - d) TN-S.

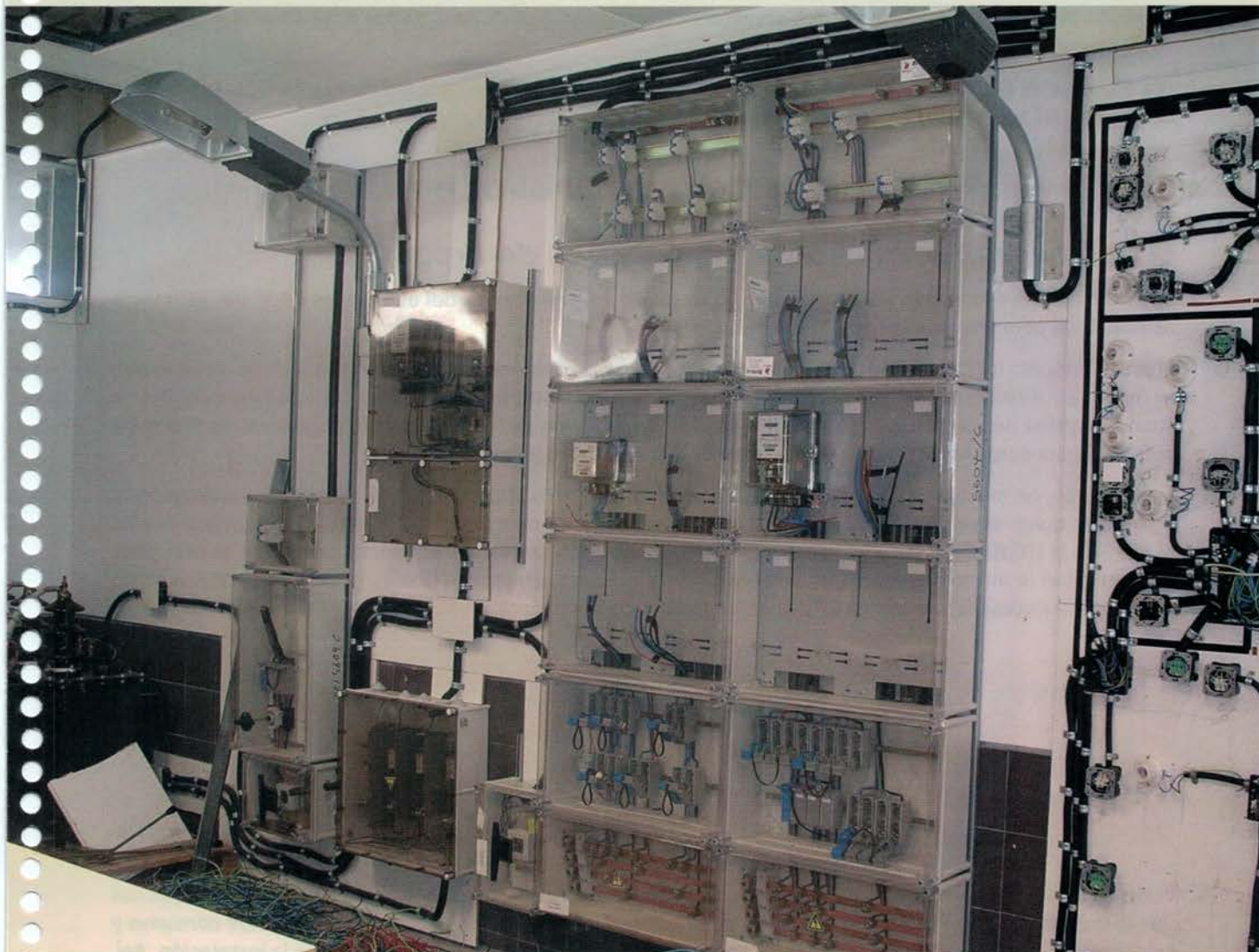
Actividades

1. Realiza y recopila fotografías de líneas eléctricas subterráneas de BT y de los distintos elementos que las componen. Con este material elabora una presentación de diapositivas y exponla ante tus compañeros. El trabajo puede realizarse individualmente o en grupo.
2. Utilizando el REBT, elabora una tabla resumen sobre las distancias y condiciones que deben cumplirse tanto en cruzamientos como paralelismos de las líneas subterráneas de BT con otros elementos.
3. Busca el “proyecto tipo” de una línea subterránea de distribución en BT de una compañía suministradora de energía y consúltalo. Elaborar una selección de los materiales admisibles para la ejecución de esa línea. Explica cómo se podría realizar el montaje de la línea.



Unidad 5

Conexión a la red de distribución de una instalación receptora



En esta unidad veremos:

- 5.1. Introducción
- 5.2. Previsión de cargas para suministros en BT
- 5.3. Acometidas. Tipos e instalación

5.1 Introducción

Cuando una instalación receptora de la naturaleza que sea (edificio de viviendas, instalación industrial, etc.) necesita suministro eléctrico, salvo que disponga de medios de autoabastecimiento eléctrico, debe conectarse a la red de distribución pública.

La conexión a las líneas eléctricas se realiza a través de un sistema de conductores que en el argot se denomina acometida. La sección de estos cables ha de ser suficiente para responder a la demanda de la instalación, por lo que es necesario estimar el valor de la potencia que se debe abastecer. A este valor se le denomina previsión de cargas del edificio que debe realizarse teniendo en cuenta unas pautas fijadas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Por ello, en este capítulo se abordan dos cuestiones relativas a la conexión a la red de distribución: la previsión de cargas y las acometidas eléctricas.

5.2 Previsión de cargas para suministros en BT

5.2.1 Consideraciones sobre la previsión de cargas

El diseño de una instalación eléctrica empieza por la **previsión de cargas del edificio**, es decir, por estimar la demanda de potencia que se debe abastecer.

El procedimiento lógico consistiría en determinar los receptores que se van a utilizar, especialmente en lo que se refiere a sus correspondientes potencias, rendimientos y factores de potencia, así como las necesidades en cuanto a tomas de corriente; se continuaría analizando su forma de funcionamiento considerando el tipo de actividad para determinar con ello los factores de simultaneidad entre receptores.

Sin embargo, en muchas ocasiones estos datos no se conocen. Es el caso de edificios de nueva construcción en los que quien encarga la ejecución de la instalación eléctrica no es quien la utilizará finalmente. Por ello, el REBT en la ITC-BT-10 establece un procedimiento de cálculo y unos valores mínimos de potencia previsible que permiten la utilización segura de los receptores y, a su vez, garantizan que aumentos en la demanda no impliquen la necesidad de una modificación inmediata de la instalación.

Recuerda...

Cuando se conozcan las demandas exactas y estas superen los valores mínimos reglamentarios, deberán utilizarse los valores de potencia reales en el diseño.

El procedimiento seguido para obtener la previsión de cargas de una instalación eléctrica depende del uso al que se destina. Por ello, la ITC-BT-10 del REBT realiza una clasificación de los lugares de consumo y establece unas pautas diferentes para determinar la potencia activa mínima de diseño de la instalación. Así, se distingue entre:

- **Edificios destinados principalmente a viviendas.** Se trata de construcciones dedicadas mayoritariamente a uso residencial, aunque pueden incluir otros usos, como el comercial.
- **Edificios comerciales o de oficinas.** El destino mayoritario de la superficie del edificio es de tipo comercial o administrativo.
- **Edificios destinados a una industria específica.** En el inmueble se desarrolla una actividad industrial. Sus necesidades de consumo reales pueden ser conocidas o no; en cualquier caso, la instalación eléctrica debe satisfacer unos mínimos reglamentarios de previsión de cargas que deben estimarse.
- **Edificios destinados a una concentración de industrias.** La edificación comprenderá espacios diferenciados, cada uno de ellos dedicados a una actividad industrial independiente.

5.2.2 Carga correspondiente a un edificio destinado principalmente a viviendas

La potencia activa prevista para todo el edificio se obtiene como la suma de las potencias previstas para cada uno de los lugares de consumo que lo constituyen. De manera genérica, se puede aplicar la expresión [5.1]:

$$P_T = P_V + P_{SG} + P_{LC} + P_G \quad [5.1]$$

Donde:

P_T es la previsión de cargas del edificio en vatios (W);

P_V es la potencia prevista en viviendas en vatios (W);

P_{SG} es la potencia prevista debida a los servicios generales en vatios (W);

P_{LC} es la potencia prevista en los locales comerciales si los hubiera en vatios (W); y

P_G es la potencia debida a los garajes si los hubiera en vatios (W)

Se toma como coeficiente de simultaneidad entre las distintas potencias la unidad.

A continuación se desglosa el cálculo de cada uno de los términos aquí relacionados.

Carga correspondiente a viviendas

La previsión comienza por determinar la potencia instalada en cada una de las viviendas. Para ello, han de estimarse los posibles electrodomésticos, receptores de alumbrado y tomas de corriente de cada una. Para facilitar esta previsión el REBT diferencia entre dos niveles de electrificación correspondientes a dos situaciones de demanda energética distinta:

Electrificación Básica

Se aplica cuando se prevé la utilización de los aparatos electrodomésticos básicos. La potencia mínima de diseño será de 5.750 W a 230 V, aunque existen dos escalones de potencia diferentes cuyos valores se reflejan en la tabla 5.1.

IGA	Potencia
25 A	5.750 W
32 A	7.360 W

Tabla 5.1. Escalones de potencia para viviendas de electrificación básica en función de la intensidad nominal del interruptor general automático (IGA) instalado.

Electrificación Elevada

Cuando se prevea el uso de un nivel de potencia mayor al demandado por los electrodomésticos básicos, se deberá recurrir a un nivel de electrificación elevado.

En estas circunstancias, la potencia mínima prevista es de 9200 W a 230 V, existiendo dos escalones posibles más cuyos valores se reflejan en la tabla 5.2.

IGA	Potencia
40 A	9.200 W
50 A	11.500 W
63 A	14.490 W

Tabla 5.2. Escalones de potencia para viviendas de electrificación elevada en función de la intensidad nominal del interruptor general automático (IGA) instalado.

Si por las circunstancias que fuesen se superase el valor de 14.490 W, de acuerdo con la ITC-BT-10, la instalación de la vivienda tendría que ser trifásica.

Una vez decidido el nivel de electrificación de cada una de las viviendas y el escalón de potencia dentro de ese nivel, debe continuarse con el cálculo de la potencia prevista para el conjunto de todas ellas aplicando la expresión 5.2.

$$P_V = \left(\frac{\sum P_{Vi}}{N_V} \right) \cdot C_s = \frac{N_B \cdot P_B + N_E \cdot P_E}{N_B + N_E} \cdot C_s \tag{5.2}$$

Donde:

- P_{Vi} es la potencia prevista para la vivienda i en vatios (W);
- N_V es el número total de viviendas;
- N_B es el número de viviendas de electrificación básica;
- N_E es el número de viviendas de electrificación elevada;
- P_B es la potencia de electrificación básica en vatios (W);
- P_E es la potencia de electrificación elevada en vatios (W); y
- C_s es el coeficiente de simultaneidad para el número total de viviendas obtenido de la tabla 5.3.

NÚM. VIVIENDAS	C_s	NÚM. VIVIENDAS	C_s
1	1	12	9,9
2	2	13	10,6
3	3	14	11,3
4	3,8	15	11,9
5	4,6	16	12,5
6	5,4	17	13,1
7	6,2	18	13,7
8	7	19	14,3
9	7,8	20	14,8
10	8,5	21	15,3
11	9,2	$n > 21$	$15,3 + (n-21) \times 0,5$

Tabla 5.3. Valor del coeficiente de simultaneidad (C_s) en función del número total de viviendas del edificio.

El parámetro C_s representa el hecho improbable de que se demande al mismo tiempo la máxima potencia prevista en cada una de las viviendas. La utilización de un coeficiente de simultaneidad está más que justificada por dos razones:

- La potencia que se contrata con la compañía suministradora, valor que limitará el máximo consumo instantáneo, suele ser inferior a la que se instala. Sin embargo, en la previsión de cargas se toma como referencia la potencia instalada.
- La ocupación y la demanda de energía de las distintas viviendas difícilmente coinciden en el tiempo, más cuando el número de casas de un mismo edificio es elevado.

Ejemplo 5.1

Determinar la potencia prevista en un edificio correspondiente exclusivamente a viviendas si se tienen 5 de electrificación básica y 4 de electrificación elevada.

Solución

Puesto que no se concreta ningún valor, para cada nivel de electrificación se supone el mínimo de potencia correspondiente, es decir, 5.750 W para electrificación básica y 9.200 W para electrificación elevada. Si se consulta la tabla 5.3 para un total de 9 viviendas, se obtiene que $C_s = 7,8$.

Aplicando directamente la expresión 5.2:

$$P_V = \frac{5 \times 5.750 + 4 \times 9.200}{9} \times 7,8 = 56.810 \text{ W} = 56,81 \text{ kW}$$

Ejemplo 5.2

Un edificio de viviendas presenta la siguiente constitución:

- 10 viviendas de electrificación básica con magnetotérmico de 32 A.
- 12 viviendas de electrificación elevada mínima.
- 4 viviendas de electrificación elevada máxima.

Según la ITC-BT-10, ¿cuál es la mínima potencia que debería preverse para abastecer este concepto?

Solución

Las potencias que deben considerarse son las siguientes:

Nº Viviendas	Potencia
10	7.360 W
12	9.200 W
4	14.490 W

Como el número total de viviendas es 26, el coeficiente de simultaneidad que debe aplicarse hay que calcularlo de acuerdo con la expresión de la Tabla 5.3:

$$C_s = 15,3 + (n - 21) \times 0,5 = 15,3 + (26 - 21) \times 0,5 = 17,8$$

Aplicando directamente la expresión 5.2:

$$P_v = \frac{10 \times 7.360 + 12 \times 9.200 + 4 \times 14.490}{26} \times 17,8 = 165.649 \text{ W} = 165,649 \text{ kW}$$

Ejercicios

1. Responde a las siguientes preguntas:

- Si la previsión de cargas de un edificio del que se conocen las potencias de sus receptores es mayor que lo que establece la ITC-BT-10, ¿qué valor debe adoptarse en el cálculo de la instalación eléctrica del edificio?
- Cita los diferentes lugares de consumo que deben diferenciarse de acuerdo con el REBT.
- Teniendo en cuenta los receptores que se prevén instalar en una vivienda, ¿qué diferencias existen entre una considerada de electrificación básica y otra de electrificación elevada?
- ¿Cuál es el significado del coeficiente de simultaneidad empleado en el cálculo de potencia prevista para las viviendas?

2. Calcula la previsión de cargas correspondiente a viviendas de un edificio constituido por 18 viviendas de electrificación básica.

3. Se tiene un edificio constituido por las siguientes viviendas:

- 6 viviendas de electrificación básica con magnetotérmico de 25 A.
- 2 viviendas de electrificación básica con magnetotérmico de 32 A.
- 7 viviendas de electrificación elevada con magnetotérmico de 40 A.
- 4 viviendas de electrificación elevada con magnetotérmico de 50 A.
- 1 vivienda de electrificación elevada con magnetotérmico de 63 A.

¿Cuál es la potencia mínima que debería preverse en el diseño de la instalación eléctrica?

Carga correspondiente a los servicios generales del edificio

Se entiende por servicios generales como el conjunto de los receptores eléctricos que se ubican en las zonas comunes del edificio y constituyen una prestación a la comunidad. Forman parte de estos los aparatos elevadores, el alumbrado de las zonas comunes, los grupos de presión, los sistemas centralizados de calefacción, la alimentación de los equipos de las antenas colectivas, etc.

La potencia prevista por este concepto se calcula a través de la expresión 5.3:

$$P_{SG} = P_{ASC} + P_{ILU} + P_{GP} + P_{OEC} \quad [5.3]$$

Donde:

P_{SG} es la potencia prevista debida a los servicios generales en vatios (W);

P_{ASC} es la potencia de ascensor en vatios (W);

P_{ILU} es la potencia de iluminación de todos los elementos comunes en vatios (W);

P_{GP} es la potencia del grupo de presión en vatios (W); y

P_{OEC} es la potencia de otros elementos comunes en vatios (W).

Recuerda...

Cabe observar que en el cálculo de la previsión de cargas de los servicios generales el coeficiente de simultaneidad que se adopta es la unidad ya que los elementos son susceptibles de funcionar simultáneamente.

Cuando se conozcan exactamente los elementos que se van a conectar y se disponga de sus datos técnicos, bastará con sumar los valores de potencia activa reales para determinar la demanda total, pues no existen mínimos reglamentarios. Por el contrario, si aún no se ha decidido qué receptores se van a emplear como es bastante habitual en la fase de proyecto del edificio, debe recurrirse a estimaciones. Existen valores estándares que pueden emplearse en la previsión de potencia para los aparatos elevadores y para el alumbrado de las zonas comunes. El resto de los elementos deben consultarse en catálogos.

Potencia del ascensor

En ausencia de datos del modelo concreto, se puede recurrir a la norma NTE-ITA. En ella se establecen unos valores de potencia en función del tipo de aparato elevador y que están representados en la tabla 5.4.

TIPO	NÚM. PERSONAS	POTENCIA (kW)
ITA-1	5	4,5
ITA-2	5	7,5
ITA-3	8	11,5
ITA-4	8	18,5
ITA-5	13	29,5
ITA-6	13	46,0
ITA-7	21	73,5
ITA-8	21	103,0
ITA-9	24	33,0
ITA-10	24	53,0
ITA-11	24	83,0

Tabla 5.4. Valores de la potencia eléctrica de los distintos tipos de ascensores según la norma NTE-ITA.

Potencia de alumbrado

Existen valores típicos para hacer una estimación de la demanda de energía de alumbrado de las zonas comunes. La tabla 5.5 muestra los valores estándar, así como los estipulados en la Guía-BT-10 del REBT. Cabe puntualizar que el alumbrado incandescente está siendo reemplazado por otros sistemas de iluminación más eficientes, a lo que habría que añadir la expansión de la iluminación con leds como sustituto tanto del alumbrado incandescente como del fluorescente. Al no existir datos orientativos de potencia por unidad de superficie para el led, no se han incluido en la tabla. No obstante, y solo de manera orientativa, se puede decir que los valores de potencia están en torno al 20 % de los necesarios para iluminar con alumbrado incandescente.

		Valores Típicos	Guía-BT-10
Portal y espacios comunes	Incandescente	10 ÷ 20 W/m ²	15 W/m ²
	Fluorescente	5 ÷ 10 W/m ²	8 W/m ²
Iluminación Escalera	Incandescente	5 ÷ 10 W/m ²	7 W/m ²
	Fluorescente	2 ÷ 5 W/m ²	4 W/m ²

Tabla 5.5. Estimación de la potencia de alumbrado.

Ejemplo 5.3

Realiza la previsión de cargas de los servicios generales de un edificio de viviendas del que se tienen los siguientes datos:

- Un ascensor clasificado ITA-4.
- Iluminación del portal y rellanos con tubos fluorescentes, siendo la superficie total 300 m².
- Iluminación de escalera con lámparas incandescentes, con superficie total 150 m².
- Grupo de presión de potencia eléctrica 5,5 CV.

Solución

Potencia aparatos de elevación

Se consulta la tabla 5.4:

$$P_{ASC} = 18.500 \text{ W} = 18,5 \text{ kW}$$

Iluminación del portal

Se toma el valor establecido en la Guía-BT-10 de 8 W/m²:

$$P_{ILU1} = 300 \times 8 = 2.400 \text{ W} = 2,4 \text{ kW}$$

Iluminación escalera

Se toma el valor establecido en la Guía-BT-10 de 7 W/m²:

$$P_{ILU2} = 150 \times 7 = 1.050 \text{ W} = 1,05 \text{ kW}$$

Grupo de presión

Su potencia eléctrica es un dato conocido, lo único que hay que transformar las unidades a vatios (1 CV = 736 W):

$$P_{GP} = 5,5 \times 736 = 4.048 \text{ W} = 4,05 \text{ kW}$$

Con ello, la potencia correspondiente a los servicios generales de este edificio queda:

$$P_{SG} = 18.500 + 2.400 + 1.050 + 4.048 = 25.998 \text{ W} = 26 \text{ kW}$$

Ejercicios

4. Responde a las siguientes preguntas:

- ¿En qué conceptos se descompone la previsión de cargas de un edificio destinada a sus servicios generales?
- ¿Qué significa ITA-8?
- Si se estima que con la iluminación led se produce un ahorro de potencia del 80 % respecto al alumbrado incandescente y se toman como referencia los valores establecidos en la GUIA del REBT, ¿qué valores de potencia por metro cuadrado deberíamos adoptar para el cálculo de la iluminación de los espacios comunes?

5. Realiza la previsión de cargas de los servicios generales de un edificio de viviendas del que se tienen los siguientes datos:

- Dos ascensores clasificados ITA-3.
- 120 receptores de alumbrado de 12 W cada uno.
- Grupo de presión de potencia eléctrica 4 CV.
- 2 motores para puertas correderas de 500 W cada uno.

Carga correspondiente a los locales comerciales y oficinas

Dado que en la fase de proyecto hacer una previsión realista de la potencia demandada por este tipo de establecimientos es muy difícil, la ITC-BT-10 establece unos valores mínimos para la previsión de cargas en comerciales y/u oficinas que se reflejan en la tabla 5.6. Se pueden emplear estos valores para realizar el cálculo si no se tienen más datos.

Potencia Estimada Mínima	Valor Mínimo	Coefficiente de simultaneidad
100 W/m ²	3.450 W a 230 V	1

Tabla 5.6. Estimación de la potencia en locales comerciales y oficinas.

Esto significa que si se conociese el valor real de la potencia prevista, habrá que compararlo con el obtenido aplicando las directrices del reglamento y tomar el mayor de ambos.

La nomenclatura que se emplea para este concepto será PLC y englobará tanto la previsión de cargas debida a locales comerciales como a oficinas.

Ejemplo 5.4

Calcula la previsión de cargas para los siguientes elementos de un edificio:

- 5 locales comerciales de destino desconocido, dos de 25 m², uno de 100 m², otro de 150 m² y el quinto de 200 m².
- 3 oficinas de 90 m² cada una en las que se prevé una potencia de 5.750 W en cada una de ellas.

Solución

Potencia de los locales comerciales

La siguiente tabla resume los cálculos realizados:

	Superficie del local	Previsión por superficie	Potencia adoptada
Local 1	25 m ²	2.500 W	2 × 3.450 W
Local 2	100 m ²	10.000 W	10.000 W
Local 3	150 m ²	15.000 W	15.000 W
Local 4	200 m ²	20.000 W	20.000 W

Para los locales de 25 m², dado que por superficie se obtiene un valor de potencia inferior al mínimo reglamentario reflejado en la tabla 5.6., debe emplearse ese valor mínimo.

Potencia Oficinas

Por superficie, la potencia mínima que se puede considerar es de 9.000 W en cada oficina, que supera a la estimación debida a los receptores reales que es de 5.750 W. Como hay que cumplir con los mínimos reglamentarios se tomará el valor de 9.000 W por oficina y más teniendo en cuenta que en un futuro puede cambiar de usuarios.

Con ello, la potencia total prevista correspondiente a estos conceptos es:

$$P_{LC} = 2 \times 3.450 + 10.000 + 15.000 + 20.000 + 3 \times 9.000 = 78.900 \text{ W} = 78,9 \text{ kW}$$

Ejemplo 5.5

Teniendo en cuenta que los magnetotérmicos comerciales tienen las siguientes intensidades nominales: 15, 20, 25, 32, 40, 50 y 63 A, ¿Cuál sería la potencia mínima real que se instalaría en una oficina de 120 m² con suministro monofásico? Adopta un factor de potencia de uno.

Solución

Según la ITC-BT-10 del REBT, la potencia mínima que debe preverse en esta oficina es:

$$P = 120 \times 100 = 12.000 \text{ W}$$

Si el suministro es monofásico y suponiendo un factor de potencia de uno, la intensidad de corriente correspondiente a esa potencia es:

$$I = \frac{P}{V \times \cos \phi} = \frac{12.000}{230 \times 1} = 52,2 \text{ A}$$

Como no existen magnetotérmicos de esa intensidad, ha de tomarse el inmediatamente superior, es decir, el de 63 A. Con ello, la potencia real instalada sería:

$$P = 230 \times 63 \times 1 = 14.490 \text{ W}$$

Ejercicios

- Calcula la previsión de cargas debida a los locales comerciales de un edificio si se tienen 3 bajos de 30, 95 y 154 m² respectivamente.
- En una oficina de 90 m² se prevén instalar los siguientes receptores:
 - 28 tubos fluorescentes de 36 W cada uno.
 - Dos equipos de aire acondicionado de 3 kW cada uno.

- Equipos informáticos con un consumo total de 2,5 kW.

¿Qué potencia mínima debería preverse? ¿Qué potencia mínima real habría de instalarse suponiendo factor de potencia la unidad? Toma como valores las siguientes intensidades nominales de los magnetotérmicos comerciales: 15, 20, 25, 32, 40, 50 y 63 A.

Carga correspondiente al garaje

El REBT fija unos valores mínimos para la estimación de potencia en garajes en función del sistema de ventilación empleado, que se exponen en la tabla 5.7.

	Potencias estimadas mínimas	Valor mínimo	Coefficiente de simultaneidad
Ventilación Natural	10 W/m ²	3.450 W a 230 V	1
Ventilación Forzada	20 W/m ²		

Tabla 5.7. Estimación de la potencia para garajes.

Al igual como sucede con otras partes del edificio, cuando se conocen los receptores que se van a instalar en el garaje, se suman sus potencias. El resultado se compara con el valor mínimo calculado con los criterios de la tabla 5.7, y se adopta el mayor de ambos.

Este concepto de la previsión de cargas se representará como P_G .

Ejemplo 5.6

Estima la previsión de cargas de un garaje de 1.000 m² que dispone de ventilación forzada. Se pretende instalar 40 receptores de alumbrado de 75 W cada uno y tres ventiladores de potencia unitaria 3,5 kW.

Solución

Hay que tomar un valor mínimo de 20 W/m², luego se tendrá:

$$1.000 \times 20 = 20.000 \text{ W} = 20 \text{ kW}$$

Por otro lado, si se hace la previsión a partir de los receptores conocidos se tiene:

$$75 \times 40 + 3.500 \times 3 = 13.500 \text{ W} = 13,5 \text{ kW}$$

Como hay que cumplir con los mínimos reglamentarios, la previsión para el garaje será:

$$P_G = 20.000 \text{ W} = 20 \text{ kW}$$

Ejercicios

8. Calcula la previsión de cargas mínima que hay que considerar de un garaje de 600 m² con 30 receptores de alumbrado de 40 W cada uno y dos ventiladores de 6 CV cada uno.
9. ¿Cuál es la máxima superficie que podría tener un garaje con ventilación natural si se adopta un valor de la potencia prevista de 10 kW?

5.2.3 Carga correspondiente a un edificio destinado a concentración de industrias

En los edificios industriales en los que se desconozca la carga real previsible, se debe hacer la estimación de potencia aplicando los siguientes valores mínimos de la tabla 5.8.

Potencia estimada mínima	Valor mínimo	Coefficiente de simultaneidad
125 W/m ²	10.350 W a 230 V	1

Tabla 5.8. Estimación de la potencia para concentración de industrias.

5.2.4 Suministros monofásicos

Las instalaciones en corriente alterna monofásicas son más simples y económicas que las trifásicas, especialmente en lo que atañe a los cuadros de mando y protección. Sin embargo, el empleo de corriente alterna trifásica resulta más eficiente desde el punto de vista energético ya que emplea una intensidad de corriente casi la mitad que las anteriores para la misma potencia transportada. Por ello, el REBT determina el límite por encima del cual las empresas suministradoras no están obligadas a proporcionar suministros monofásicos.

Así, y siempre que el cliente lo quiera de ese modo, los suministros serán monofásicos cuando se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

- La potencia total demandada no supera los 14.490 W a 230 V (magnetotérmico de 63 A).
- La potencia de cualquier receptor monofásico es inferior o a lo sumo igual a 5.750 W.

En otras circunstancias los suministros serán en corriente alterna trifásica.

Ejemplo 5.7

Realiza la previsión de cargas de un edificio de viviendas del que se conocen los siguientes datos:

- 1ª planta: 2 viviendas de electrificación elevada, 4 de electrificación básica.
- 2ª planta: 4 viviendas de electrificación básica con magnetotérmico de 32 A y una de electrificación elevada con magnetotérmico de 50 A.
- 1 local comercial de 180 m² y uno de 28 m².
- Grupo de presión de 3,5 CV.
- Un ascensor clasificado ITA-3.
- Alumbrado fluorescente en portal y hueco de escalera teniendo en cuenta que:
 - Superficie total de portal y rellanos: 250 m²
 - Superficie de escalera total: 90 m²
- Garaje con ventilación natural de 800 m².

Solución

Potencia debida a las viviendas

$$P_v = \frac{2 \times 9.200 + 4 \times 5.750 + 4 \times 7.360 + 1 \times 11.500}{11} \times 9,2 = 68.866 \text{ W} = 68,9 \text{ kW}$$

Potencia debida a los servicios generales

Ascensor	11.500 W
Alumbrado Portal	250 · 8 = 2.000 W
Alumbrado Escalera	90 · 4 = 360 W
Grupo presión	3,5 · 736 = 2.576 W

$$P_{SG} = 11.500 + 2.000 + 360 + 2.576 = 16.436 \text{ W} = 16,4 \text{ kW}$$

Potencia debida a los locales comerciales

	Estimación	Mínimo	Previsión
Local 1	$P_{LC1} = 180 \times 100 = 18.000 \text{ W}$	3.450 W	18.000 W
Local 2	$P_{LC1} = 28 \times 100 = 2.800 \text{ W}$	3.450 W	3.450 W

$$P_{LC} = 18.000 + 3.450 = 21.450 \text{ W} = 21,45 \text{ kW}$$

Potencia debida al garaje

$$P_G = 800 \times 10 = 8.000 \text{ W} = 8 \text{ kW}$$

Previsión de cargas del edificio

$$P_T = 68.866 + 16.432 + 21.450 + 8.000 = 114.748 \text{ W} = 114,75 \text{ kW}$$

Ejercicios

10. Realiza la previsión de cargas de un edificio que responde a la siguiente composición:

- 9 viviendas de electrificación elevada y 14 de electrificación básica.
- 3 locales de 25 m².
- 5 oficinas de 80 m².
- 2 ascensores clasificados ITA-3.
- Iluminación del portal y rellanos con tubos fluorescentes, siendo la superficie total 350 m².
- Iluminación de la escalera con lámparas incandescentes, con superficie total 230 m².
- Grupo de presión de 5,5 CV de potencia eléctrica.

11. Realiza la previsión de cargas de un edificio constituido por:

- 10 viviendas de electrificación elevada con magnetotérmico de 50 A.
- 1 local comercial de 180 m².
- Un local destinado a industria de 400 m².
- 1 ascensor clasificado ITA-2.
- La iluminación de la escalera y rellanos se realiza mediante 42 luminarias fluorescentes de 60 W cada una.
- El garaje, con una superficie de 1.200 m², dispone de 30 luminarias fluorescentes de 100 W cada una y un sistema de ventilación natural.
- Grupo de presión de 4,5 kW.
- Una depuradora de piscina de 1,25 CV.
- 8 farolas ornamentales de 40 W cada una.

5.3 Acometidas. Tipos e instalación

Según la ITC-BT-11 una **Acometida** se define como la parte de la instalación de la red de distribución que alimenta la caja o cajas generales de protección o unidad funcional equivalente.

La acometida discurre entre la red de distribución pública y la caja general de protección, punto donde la compañía suministradora entrega la energía al abonado y comienza la propiedad privada de la instalación eléctrica. Dentro del sistema eléctrico se engloba en la red de distribución, en la mayoría de los casos es propiedad de la compañía eléctrica, la cual es responsable de su mantenimiento.

Aunque no pertenece a la instalación eléctrica del edificio, su diseño depende de su demanda de potencia. Por ello, para determinar su sección habrá que haber hecho la previsión de cargas del edificio.

5.3.1 Tipos de Acometidas

Las acometidas eléctricas pueden clasificarse de acuerdo con los siguientes criterios:

Según la tensión de suministro

- **Acometidas en baja tensión.** La tensión nominal de esta parte de la instalación es inferior a 1.000 V en corriente alterna, o a 1.500 V en corriente continua.
- **Acometidas en alta tensión.** La tensión entre fases supera los valores anteriores. Cuando se tiene este tipo de acometidas, el usuario de la electricidad tendrá un centro de transformación para reducir el nivel de tensión.



Figura 5.1. A la izquierda una acometida en baja tensión que parte de una red trenzada con conductores aislados; a la derecha una acometida en alta tensión con conductores desnudos que va a parar a un centro de transformación propiedad del abonado.

Según el número de fases

- **Acometidas trifásicas.** Constituyen la mayoría de los casos de suministro.
- **Acometidas monofásicas.** En el caso de viviendas unifamiliares o suministros de hasta 14.490 W, pueden solicitarse acometidas monofásicas.



Figura 5.2. A la izquierda una acometida trifásica en la que se ven claramente los cuatro conductores: las tres fases y el neutro. A la derecha se tiene una acometida monofásica, formada únicamente por una fase y el neutro. Ambas parten de una red posada y se inician en los conectores de perforación de aislamiento.

Según el sistema de instalación

- **Acometidas aéreas.** Los cables se instalan al aire libre, existiendo dos posibilidades de ejecución:
 - Posada sobre fachada.
 - Tensada sobre poste.



Figura 5.3. Diferentes tipos de acometidas aéreas. A la izquierda una acometida aérea posada sobre fachada; en el centro una acometida aérea tensada; a la derecha una acometida aérea con una parte tensada y otra posada.

- **Acometidas subterráneas.** Los cables discurren por el subsuelo urbano.
- **Acometidas mixtas.** Un tramo de la acometida es aérea y otro tramo es subterránea.



Figura 5.4. Detalle de la entrada en el nicho de una CGP de la acometida subterránea.

Recuerda...

Sea cual sea el tipo de acometida, deben cumplir con las condiciones propias de instalación de las redes de distribución aéreas y subterráneas, respetando todo lo correspondiente a distancias mínimas, cruzamientos y paralelismos, secciones de los conductores de fase y del neutro establecidos en el REBT. Todos estos requisitos se definen en la ITC-BT-06 para el caso de acometidas aéreas, y en la ITC-BT-07 para acometidas subterráneas.

Acometida aérea posada sobre fachada

Constituye uno de los sistemas de instalación más económico pero a la vez más antiestético que puede utilizarse, por lo que debe evitarse en edificios de interés histórico o artístico. El cable discurre sobre la fachada y se conecta a una caja general de protección que normalmente es de instalación superficial.

Recuerda...

El REBT recomienda que se realice un estudio previo de los posibles recorridos y se elija el que afecte a menos fachadas y que produzca el menor impacto visual. Para disimular su trazado, también aconseja la colocación de los cables dentro de conductos cerrados o canales protectoras cuya tapa se extraiga con ayuda de un útil.

Como condiciones exigibles desde el punto de vista reglamentario se tienen:

- Los cables son siempre aislados con tensión de aislamiento mínima 0,6/1 kV.
- Se distancian de la pared para facilitar su refrigeración y se emplean accesorios adecuados para su fijación, como es el caso de bridas, etc.
- La altura mínima del trazado es de 2,5 m sobre el nivel del suelo. Si se rebasara este valor, el cable ha de protegerse mediante tubos o canales rígidos que deben satisfacer unos mínimos en cuanto a resistencia mecánica y a las condiciones ambientales establecidos en el REBT.

En los cruces con vías públicas, la red aérea posada pasa a ser red aérea tensada con dos posibles formas de ejecución:

- Amarrados por ambos extremos.
- Tramo tensado con cable fiador.

En cualquier caso, la distancia mínima que debe existir entre el suelo y el punto más bajo del cable es de 6 m.

Acometida aérea tensada sobre poste

Este sistema implica la colocación de los conductores con un tense mecánico predeterminado. Existen dos formas de instalación:

- Con cable fiador independiente que realiza una función exclusivamente mecánica.
- Con conductor neutro portador, debidamente dimensionado para cumplir esta función (resistencia mínima de rotura de 800 daN).

En ambos casos los conductores empleados tienen que recubrirse con aislamientos con tensión mínima 0,6/1 kV. Se fijan a los apoyos mediante elementos adecuados que pueden ser de amarre o suspensión. Además, la altura al suelo, si discurre sobre una vía pública o sobre zonas de tráfico rodado, ha de superar los 6 m.

Como se trata de una red de distribución aérea, su diseño debe cumplir las condiciones recogidas en la ITC-BT-06, así como lo establecido para **cruzamientos, paralelismos y proximidad** con otros elementos.

Acometida subterránea

Las canalizaciones de las acometidas discurren normalmente en instalación enterrada por la vía pública, preferentemente bajo aceras. A la hora de ejecutarlas se deben respetar las distancias mínimas y condiciones de **cruzamientos, paralelismos y proximidad** para cables directamente enterrados que establece la ITC-BT-07 cuando ese sea el sistema de instalación empleado.

Además, la canalización de la acometida eléctrica en la entrada al edificio debe taponarse hasta conseguir una estanqueidad adecuada frente a la penetración de agua.

Acometida aéreo-subterránea

Se compone de una parte aérea y otra subterránea, cada una de las cuales cumplirá con la reglamentación correspondiente a su naturaleza.

5.3.2 Instalación de Acometidas

Las acometidas deben ejecutarse siguiendo los trazados más rectos y cortos posibles. Los empalmes y conexiones se realizan empleando los dispositivos adecuados y tiene que estar garantizado el aislamiento de los conductores en todo el tramo de la acometida hasta la caja general de protección (CGP).

La acometida debe discurrir por terrenos de dominio público excepto en aquellos casos de acometidas aéreas y subterráneas que hayan sido autorizadas las correspondientes servidumbres de paso. Así, se ha de evitar el trazado de acometidas por patios interiores, garajes, jardines privados, viales de conjuntos privados cerrados, etc.

En general, se dispone de una sola acometida por edificio o finca. Sin embargo, pueden establecerse acometidas independientes para suministros complementarios o para suministros especiales que así lo aconsejen.

Existen dos esquemas de conexión de la acometida a la CGP que se representan en la figura 5.5. y figura 5.6. y son:

- **Alimentación en paso.** El conductor de la acometida se conecta a la CGP, la cual dispone de un doble juego de bornas por fase de entrada. De ellas parte un nuevo tramo de la acometida que alimenta a otra CGP. Este esquema es típico de acometidas subterráneas.
- **Alimentación en derivación.** La acometida es exclusiva de una CGP. Se emplea tanto en acometidas subterráneas como en aéreas.



Figura 5.5. La CGP del fondo a la derecha está alimentada en paso ya que la acometida subterránea continúa hacia la caja de la izquierda.



Figura 5.6. Acometidas en derivación. La de la izquierda se corresponde con una acometida subterránea mientras que la de la derecha con una acometida aérea.

5.3.3 Cálculo de Acometidas

Secciones y número de conductores

Las secciones y número de conductores se calculan considerando:

- **La potencia prevista** según los criterios de la ITC-BT-10 explicados en el apartado 5.2 de este capítulo.
- **La tensión de suministro y el número de fases.** Para la mayoría de los edificios normalmente se acomete de la red de distribución trifásica en BT cuya tensión nominal entre fases es de 400 V. En el caso de viviendas unifamiliares la acometida suele ser monofásica con tensión de alimentación 230 V.
- **Las intensidades máximas admisibles para el tipo de conductor,** que se consultan en las tablas correspondientes (ver tabla 5.9 para más detalle). Hay que considerar las corrientes que soporta el conductor tanto en régimen permanente como en régimen de cortocircuito.
- **La caída de tensión máxima admisible en el conductor.** Este límite no está fijado en el REBT ya que la acometida pertenece a la red de distribución. Por ello debe cumplir el *Reglamento por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*, donde se establece que la máxima oscilación de la tensión en el punto de entrega ha de ser del $\pm 7\%$. Para satisfacer esta condición, las empresas suministradoras de energía reparten a su conveniencia este porcentaje entre los distintos elementos de la red. Consecuentemente, se debe solicitar esta información para realizar el diseño de la acometida.
- **La máxima pérdida de potencia admisible en términos porcentuales.** Como la acometida forma parte de la red de distribución, también se le aplican los criterios de eficiencia energética propios de este tipo de red. Por ello, la compañía eléctrica podrá establecer un límite a este concepto, lo que condiciona la sección del conductor.

En definitiva, hay que aplicar el procedimiento de cálculo visto en el capítulo 3.6 del libro, utilizando los procedimientos allí descritos. Cabe observar que en muchos casos, no se suele usar el criterio de pérdida de potencia, ya que las longitudes de las acometidas no son elevadas.

Según las recomendaciones UNESA, para la acometida se emplean concretamente los siguientes conductores:

- **Acometidas Aéreas:** se emplearán conductores de aluminio trenzados de tipo RZ (UNE 21.030) con aislamiento de polietileno reticulado XLPE de color negro y resistente a la intemperie. Las intensidades admisibles a las condiciones normales de instalación aparecen en las tablas 3 (acometida tensada con neutro portador) y 4 (acometida tensada con cable fiador o acometida posada) de la ITC-BT-06, cuya información se puede ampliar consultando la citada norma UNE. La designación normalizada de este cable es RZ1-Al.
- **Acometidas Subterráneas:** se emplearán conductores unipolares de aluminio con aislamiento de polietileno reticulado XLPE o etileno propileno EPR y cubierta exterior de policloruro de vinilo PVC. Se denominan RZ1-Al y DZ1-Al respectivamente.

La tabla 5.9 resume la información fundamental para el diseño de la acometida en baja tensión.

	ACOMETIDAS AÉREAS	ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS
Reglamentación	ITC-BT-06	ITC-BT-07
Constitución	Trifásicas: 3F + N Monofásicas: F+ N	Trifásicas: 3F + N Monofásicas: F+ N
Material conductor	Cobre Aluminio	Cobre Aluminio
Tensión asignada	$\geq 0,6/1$ kV	$\geq 0,6/1$ kV
Sección mínima	Cobre: 10 mm ² Aluminio: 16 mm ²	Cobre: 6 mm ² Aluminio: 16 mm ²

	ACOMETIDAS AÉREAS	ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS
Condiciones normales de instalación	Un solo cable multipolar o conjunto de cables unipolares Al aire Temperatura ambiente de 40 °C	Enterrados Un solo cable multipolar o conjunto de cables unipolares Temperatura del terreno de 25 °C Profundidad de zanja de 0,70 m Resistividad térmica del terreno de 1 K · m/W En galerías Un solo cable multipolar o conjunto de cables unipolares Temperatura ambiente de 40 °C Colocación que permita la eficaz renovación del aire
Intensidad admisible	Tabla A.2. UNE 211435:2011 (Ver tabla 3.6 de este manual)	Tabla A.1. UNE 211435:2011 (Ver tabla 4.6 de este manual)
Coefficientes de corrección	Tabla A.5. UNE 211435:2011 (ver tablas 3.8 y 3.9 de este manual)	Tablas A.5, A.6, A.8.2 y A.9 UNE 211435:2011 (Ver tablas 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13 y 4.14 de este manual)
Intensidad de cortocircuito	Tablas B.2 y B.4 UNE 211435:2011 (Ver tabla 3.16 de este manual)	Tablas B.2, B.3 y B.4 UNE 211435:2011 (Ver tabla 3.16 de este manual)
CDT Admisible	Fijado por la Empresa Suministradora de Energía	Fijado por la Empresa Suministradora de Energía

Tabla 5.9. Resumen de las prescripciones reglamentarias aplicables en el diseño de acometidas.

Ejemplo 5.8

Determina la sección de una acometida aérea trifásica de 26 m de longitud que transporta 130 kW a 400 V y $\cos\varphi = 0,85$ si está compuesta por conductores de aluminio con neutro portador de Almelec y aislamiento de XLPE 0,6/1 kV con instalación expuesta al sol, y con caída de tensión y pérdida de potencia admisibles del 0,9 %. Comprueba que la sección elegida soporta el cortocircuito si el tiempo de actuación de las protecciones es de 1 segundo y la intensidad máxima de cortocircuito que se puede producir en ese punto es de 11 kA.

Solución

Se trata de una acometida aérea y se deberá aplicar la ITC-BT-06.

Cálculo de la sección por intensidad admisible

La intensidad de trabajo se determina a partir de la potencia:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi} = \frac{130.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 220,7 \text{ A}$$

Las intensidades máximas admisibles de los conductores se deben consultar en la tabla A.2 de la UNE 211435:2011 (tabla 3.6). Como la instalación es trifásica y está expuesta al sol hay que mirar en la segunda de las columnas de intensidad máxima admisible que aparecen en dicha tabla.

Sección	Intensidad Admisible – I_z
150 mm ²	250 A

Por este criterio la sección elegida sería 150 mm².

Cálculo de sección por intensidad de cortocircuito

Para calcular la intensidad máxima de cortocircuito es necesario conocer la configuración de la red aguas arriba, lo cual no es posible. Por tanto, se debe solicitar este dato a la compañía suministradora de energía, que en este caso es de 11 kA.

Las máximas intensidades admisibles en régimen de cortocircuito para cables de distribución en BT están recogidas en las tablas B.2, B.3 y B.4 de la UNE 211435:2011. La tabla 3.16 del capítulo 3 sintetiza los valores necesarios para este cálculo.

Como los conductores son de aluminio, se debe emplear la parte derecha de la tabla 3.16; escogiendo la columna correspondiente a la duración del cortocircuito de 1 segundo, se busca la sección más pequeña que sea capaz de soportar 11 kA. En este caso es 120 mm² que soporta 11,65 kA. Sin embargo, esta sección no está disponible para cables trenzados (ver tabla 3.6), siendo la inmediata superior 150 mm², capaz de resistir 20,4 kA en una falta de duración 1 segundo.

En definitiva, la sección escogida por criterio de cortocircuito es 150 mm².

Cálculo de la sección por pérdida de potencia

La potencia perdida admisible en términos absolutos es:

$$p = \frac{P \times p\%}{100} = \frac{130.000 \times 0,9}{100} = 1.170 \text{ W}$$

Para el cálculo se toma la conductividad del aluminio a la máxima temperatura de servicio, que es 90 °C para el caso de aislamiento con XLPE (ver capítulo 3). La sección mínima necesaria por este criterio será:

$$S = \frac{3 \times L \times I^2}{\gamma_{\theta} \times p} = \frac{3 \times 26 \times 220,7^2}{28 \times 1.170} = 116 \text{ mm}^2$$

Se adopta la sección normalizada inmediata superior que es 150 mm².

Cálculo de la sección por caída de tensión

Por tratarse de una línea aérea, en el cálculo de la caída de tensión hay que considerar los efectos inductivos. Se adopta el valor estándar de la reactancia inductiva para cables trenzados:

$$x = 1 \times 10^{-4} \Omega/\text{m}$$

y se comprueba que la sección calculada por los criterios anteriores verifica también el requisito de caída de tensión.

Como se trata de un cálculo comprobatorio, se aplica sobre una sección de 150 mm², que es la que satisface simultáneamente los tres criterios anteriores. Su resistencia por unidad de longitud es:

$$r = \frac{\rho_{\theta}}{S} = \frac{0,036}{150} = 2,4 \times 10^{-4} \Omega/\text{m}$$

La caída de tensión absoluta producida es:

$$e = \sqrt{3} \times 220,7 \times 26 \times (2,4 \times 10^{-4} + 0,85 + 1 \times 10^{-4} \times 0,53) = 2,54 \text{ V}$$

Y la caída de tensión porcentual:

$$u\% = \frac{e}{U} \times 100 = \frac{2,54}{400} \times 100 = 0,64 \% < 0,9 \%$$

Con lo que se demuestra que la sección de 150 mm² satisface este criterio.

La sección de la acometida será 150 mm².

Ejemplo 5.9

Calcula la sección de una acometida monofásica subterránea de 11 m de longitud que se emplea para abastecer a una vivienda unifamiliar de electrificación elevada con interruptor general monofásico de 63 A. En su ejecución se emplean cables unipolares con conductores de aluminio y aislamiento termoestable de 0,6/1 kV con instalación directamente enterrada a 0,80 m de la superficie en un terreno de resistividad térmica 0,9 K·m/W. La caída de tensión y la pérdida de potencia admisibles, de acuerdo con la compañía suministradora, son del 0,5 %. El tiempo de actuación de las protecciones en régimen de cortocircuito es de 0,8 s y la intensidad máxima que se puede producir en ese punto es de 5,5 kA.

Solución

Por tratarse de una acometida subterránea, se deberá aplicar la ITC-BT-07.

Cálculo de la sección por intensidad admisible

El valor de la intensidad del interruptor general del cuadro de protecciones de la vivienda es de 63 A y la acometida conecta exclusivamente a esta instalación, este será la intensidad que deberá preverse en el diseño del cable.

$$I_b = 63 \text{ A}$$

Para el cálculo de la sección por intensidad máxima admisible hay que consultar la primera columna de corrientes de la tabla A.1 de la UNE 211435:2011. Existen dos factores de corrección aplicables en este caso:

- Por profundidad de enterramiento 0,8 m, hay que aplicar el factor de corrección 0,99 suponiendo que la sección sea inferior a 185 mm² (tabla A.7 de la UNE 211435:2011 y tabla 4.10 de este manual).
- Por resistividad térmica del terreno 0,9 K·m/W, hay que consultar la tabla A.6 de la UNE 211435:2011 o tabla 4.9, pues su valor depende de la sección.

Sección	Intensidad admisible I_z	Profundidad 0,8 m F_{c1}	Resistividad térmica 0,9 K·m/W F_{c2}	Intensidad admisible corregida $I'_z = I_z \times F_{c1} \times F_{c2}$
25 mm ²	95	0,99	1,10	103,45 A

Por este criterio se adopta el valor de 25 mm², que es la sección mínima tabulada.

Cálculo de la sección por pérdida de potencia

La potencia transportada por la acometida, adoptando un factor de potencia unidad, es:

$$P = V \times I = 230 \times 63 = 14.490 \text{ W}$$

La potencia perdida admisible en términos absolutos es:

$$p = \frac{P \times p\%}{100} = \frac{14.490 \times 0,5}{100} = 72,45 \text{ W}$$

Y la sección será:

$$S = \frac{2 \times L \times I^2}{\gamma_\theta \times p} = \frac{2 \times 11 \times 63^2}{28 \times 72,45} = 43 \text{ mm}^2$$

Se escoge 50 mm².

Cálculo de la sección por caída de tensión

Como el factor de potencia es la unidad, se desprecian los efectos inductivos de la línea.

La caída de tensión admisible en términos absolutos es:

$$e = \frac{230 \times 0,5}{100} = 1,15 \text{ V}$$

Para el cálculo se toma la conductividad del aluminio a la máxima temperatura de servicio, que es 90 °C para el caso de aislamiento con XLPE (ver capítulo 3). La sección mínima necesaria por este criterio será:

$$S = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times e \times U} = \frac{2 \times 14.490 \times 11}{28 \times 1,15 \times 230} = 43 \text{ mm}^2$$

Por este criterio se adopta el valor de 50 mm².

Cálculo de la sección por intensidad de cortocircuito

Se consulta la tabla 3.16 del capítulo 3, donde aparecen las intensidades máximas admisibles en régimen de cortocircuito. Como el valor de duración de 0,8 s no está tabulado, se consulta en la columna del inmediatamente superior que es 1 s.

La sección mínima que soporta más de 5,5 kA es 70 mm², con una I_{ccs} de 6.850 A.

La sección mínima que satisface todos los criterios y, por tanto, la que se adopta para la acometida es de 70 mm² tanto para la fase como para el neutro.

Ejercicios

12. Responde a las cuestiones siguientes:

- Haz un esquema con los distintos criterios de clasificación de acometidas. ¿Son estos excluyentes entre sí?
- En los barrios residenciales de nueva construcción, ¿qué tipos de acometidas crees que predominarán? Razona la respuesta.
- ¿Dónde se encuentra el inicio de un cable de acometida? ¿Y su final?
- ¿Qué instrucciones del REBT deben consultarse para el diseño de una acometida mixta? Justifica la respuesta.
- De las siguientes fotografías, identifica la acometida y realiza la clasificación respecto a los diferentes criterios existentes.



- La potencia demandada por un edificio es de 115 kW en corriente alterna trifásica de 400 V y factor de potencia 0,9. Se abastece con una acometida subterránea con conductores unipolares de aluminio con aislamiento de XLPE en instalación bajo tubo en un terreno con temperatura ambiente 15 °C. Si la longitud de la acometida es de 18 m, la caída de tensión y la pérdida de potencia admisibles es un 0,8 % y la máxima intensidad de cortocircuito que se prevé en ese punto es de 10 kA durante 0,4 s, determina la sección mínima del conductor.
- ¿Cuál es la máxima longitud que podría tener una acometida aérea posada sobre fachada de 4x25 mm² de aluminio si discurre junto a otro cable y abastece un suministro de 40 kW trifásico de 400 V y factor de potencia 0,85? La caída de tensión admisible es del 1 % y la pérdida de potencia del 0,8 %.

Resumen

La previsión de cargas de un edificio consiste en estimar la potencia eléctrica que va necesitar para atender a los receptores eléctricos que se instalen en él.

El REBT clasifica los lugares de consumo en: edificios destinados principalmente a viviendas, edificios comerciales o de oficinas, edificios destinados a una industria específica, edificios destinados a una concentración de industrias.

Cada uno de los distintos lugares de consumo tiene una potencia mínima prevista establecida de forma reglamentaria. Además, el REBT proporciona criterios de cálculo para calcular la demanda energética.

Las viviendas se clasifican como: de electrificación básica, cuando se prevé instalarse en ellas únicamente los electrodomésticos fundamentales, y de electrificación elevada cuando la demanda esperada es mayor. Cada uno de estos tipos de electrificación tiene una potencia mínima reglamentaria.

Las acometidas son la parte de la red de distribución que da servicio a las instalaciones receptoras a través de las correspondientes cajas generales de protección o cajas de protección y medida.

Las acometidas pueden ser según su tensión de suministro: de alta o baja tensión, según su número de fases: trifásicas o monofásicas, según su sistema de instalación: aéreas, subterráneas o mixtas.

En función de cómo se realiza la conexión de la acometida a la caja general de protección se dice que está alimentada en paso o en derivación.

Para el cálculo eléctrico de la sección de los conductores de la acometida se emplean los criterios de intensidad máxima admisible tanto en régimen permanente como en cortocircuito y de máximas pérdidas porcentuales admisibles de caída de tensión y de potencia.

Test de evaluación

1. De las siguientes afirmaciones sobre la previsión de cargas de un edificio, señala la respuesta falsa:
 - a) La potencia de los servicios generales de un edificio se estima a razón de 10 W/m^2 de la superficie común.
 - b) La potencia mínima que puede preverse para una industria es de 10.350 W por local.
 - c) Para garajes con sistema de ventilación natural debe estimarse una potencia mínima de 10 W/m^2 .
 - d) La mínima potencia que debe preverse en una oficina es 3.450 W .
2. Indica la respuesta verdadera:
 - a) El coeficiente de simultaneidad para 8 viviendas es de 6,8.
 - b) El coeficiente de simultaneidad para 18 viviendas es de 14,7.
 - c) El coeficiente de simultaneidad para 28 viviendas es de 18,3.
 - d) El coeficiente de simultaneidad para 38 viviendas es de 23,8.
3. Según la ITC-BT-10 del REBT, en la previsión de cargas de las oficinas se tiene como valor mínimo:
 - a) Suponiendo 100 W/m^2 con un mínimo de 10.350 W .
 - b) Suponiendo 10 W/m^2 con un mínimo de 3.450 W .
 - c) Suponiendo 100 W/m^2 con un mínimo de 3.450 W .
 - d) Suponiendo 10 W/m^2 con un mínimo de 10.350 W .
4. En la previsión de cargas de las viviendas, se tienen:
 - a) 2 niveles de electrificación y 5 escalones de potencia en total.
 - b) 3 niveles de electrificación y 4 escalones de potencia en total.
 - c) 5 niveles de electrificación y con 2 escalones de potencia cada uno.
 - d) 2 niveles de electrificación y con 5 escalones de potencia cada uno.
5. ¿Cuándo no estará obligada la compañía suministradora de energía a proporcionar un suministro monofásico?
 - a) Cuando la potencia demandada no supere los 14.490 W .
 - b) Cuando haya algún receptor con potencia nominal al menos igual a 3.450 W .
 - c) Cuando la potencia de cualquier receptor monofásico no supere los 5.750 W .
 - d) Cuando la potencia demandada sea de 23 kW .
6. Una acometida se considera mixta cuando:
 - a) Tiene un tramo en alta tensión y otro en baja tensión.
 - b) Un tramo es aéreo y otro subterráneo.
 - c) Combina la ejecución en red tensada con la posada.
 - d) Parte es trifásica y parte monofásica.
7. Los criterios de cálculo de la sección de una acometida eléctrica son:
 - a) 2
 - b) 3
 - c) 4
 - d) 5

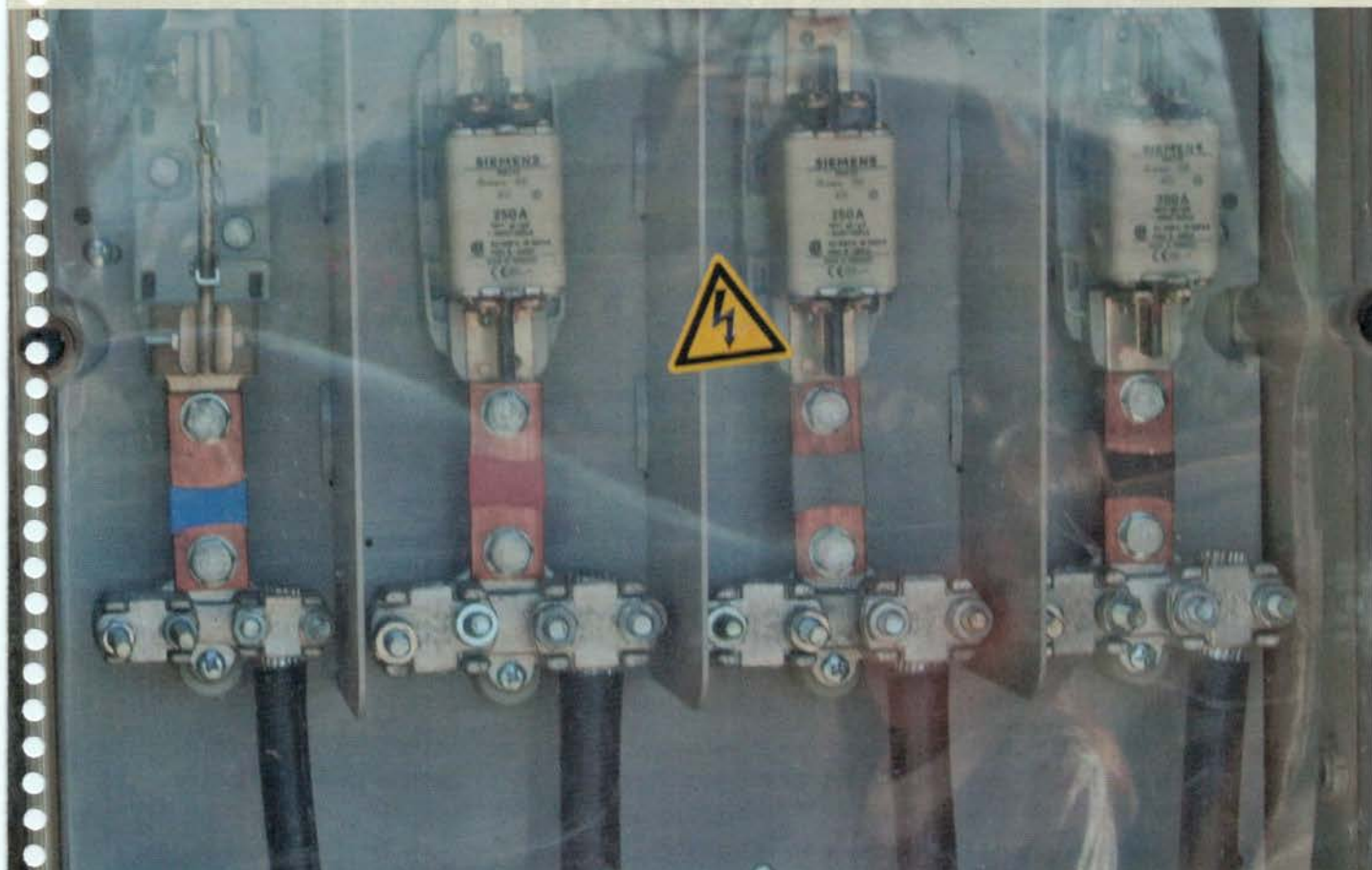
8. La caída de tensión mínima que debe suponerse para el cálculo de una acometida es:
- a) No hay un mínimo reglamentario.
 - b) Del 1 %.
 - c) Del 1,5 %.
 - d) El mínimo reglamentario no está fijado en el REBT.
9. Señala la respuesta falsa:
- a) Para que una acometida alimente en paso la acometida tiene que ser aérea.
 - b) Para que una acometida alimente en paso la acometida tiene que ser subterránea.
 - c) Para que una acometida alimente en derivación la acometida tiene que ser aérea.
 - d) Para que una acometida alimente en derivación la acometida tiene que ser subterránea.
10. Señala la respuesta verdadera:
- a) La acometida forma parte de la red de distribución.
 - b) Es propiedad del usuario al que proporciona el suministro.
 - c) Alimenta a la centralización de contadores del edificio.
 - d) Se origina siempre en el centro de transformación más próximo al edificio al que da servicio.

Actividades

1. Toma el plano de una parte de un pueblo, ciudad o polígono industrial como si fueras a hacer el proyecto de una línea de distribución que fuera a pasar por esa zona. Determina los edificios del plano a los que debe dar servicio e imagina su configuración en cuanto a su superficie, uso, etc. Si se trata de un edificio de viviendas, establece el número de viviendas, sus niveles de electrificación, las cargas de los elementos comunes, etc. Realiza la previsión de cargas de cada uno de los elementos a los que debe proporcionar suministro la línea, suponiendo un coeficiente de simultaneidad la unidad entre todas las cargas. Calcula la sección de esa línea de distribución según lo visto en el capítulo 3 si se trata de una línea aérea, o lo estudiado en el tema 4 si se trata de una línea subterránea. Inventa tú los otros datos del problema como los límites a la pérdida de potencia y la caída de tensión, la intensidad de cortocircuito y el tiempo de actuación de las protecciones. Respecto a la longitud, puedes extraerla del plano definiendo el trazado de la línea.
2. Realiza fotografías de distintas acometidas que veas en tu entorno. Ponedlas en común en clase y realizad la clasificación.

Unidad 6

Configuración de las instalaciones eléctricas de enlace



En esta unidad veremos:

- 6.1. Definición
- 6.2. Esquemas Generales de las Instalaciones de Enlace
- 6.3. Cajas Generales de Protección (CGP)
- 6.4. Cajas de protección y medida (CPM)
- 6.5. Bases tripolares verticales
- 6.6. Línea general de alimentación
- 6.7. Centralización de contadores
- 6.8. Derivaciones individuales
- 6.9. Dispositivos generales de mando y protección
- 6.10. Instalaciones de puesta a tierra
- 6.11. Montaje de instalaciones de enlace
- 6.12. Mantenimiento de instalaciones de enlace

6.1 Definición

Se denomina **Instalación eléctrica de enlace** a la parte de la instalación comprendida entre la caja general de protección y los dispositivos generales de mando y protección de los circuitos interiores.

Incluye todos los elementos de protección, medida y canalización necesarios para que se produzca el suministro de energía eléctrica desde la red de distribución a los usuarios.

El diseño de estos componentes es tan fundamental como el de los circuitos interiores. Por ello, a lo largo de este capítulo se irán estudiando cada uno, sus características y forma de selección, así como los requisitos reglamentarios que deben cumplir.

6.2 Esquemas Generales de las Instalaciones de Enlace

Las instalaciones eléctricas de enlace están constituidas por los siguientes elementos:

- **Caja general de protección (CGP).** Es el lugar donde se alojan los fusibles de protección de la línea general de alimentación y donde se produce la conexión de la instalación receptora a la red de distribución.
- **Línea general de alimentación (LGA).** Es el conductor común a todo el edificio (cuando solo existe una LGA) o a una parte de las cargas (cuando hay más de una LGA) que alimenta la correspondiente centralización de contadores.
- **Elementos para la ubicación de contadores (CC).** Tanto los contadores como otros dispositivos de medida del consumo de energía eléctrica se ubican en módulos, paneles o armarios que faciliten la lectura de sus registros. Existen dos posibilidades de instalación:
 - *De forma individual.* Se emplea cuando la instalación de enlace pertenece a un único usuario o para dos usuarios alimentados desde el mismo lugar. En este caso el o los contadores de energía se albergan en un módulo independiente ubicado en un lugar accesible a los técnicos de la compañía eléctrica.
 - *De forma concentrada.* En los edificios donde sean necesarios más de dos contadores de energía eléctrica, el REBT establece que deben instalarse de forma concentrada para facilitar las operaciones de lectura y mantenimiento de los equipos. Los dispositivos de medida se reúnen en paneles situados en el interior de armarios o locales destinados exclusivamente a alojarlos.
- **Derivación individual (DI).** Es la parte de la instalación eléctrica que proporciona el abastecimiento de energía a cada instalación interior. Normalmente parte de la LGA y comprende los fusibles de seguridad, los equipos de medida y los dispositivos generales de mando y protección.
- **Caja para interruptor de control de potencia (ICP).** Es un elemento limitador del paso de la corriente que instalan las compañías de energía eléctrica en función de la potencia contratada. Se utiliza en suministros en BT.
- **Dispositivos generales de mando y protección (DGMP).** Comprende el interruptor magnetotérmico general, el o los interruptores diferenciales generales y el limitador de sobretensión si lo hubiera.

Estos elementos se interrelacionan entre sí y con las líneas de distribución constituyendo diferentes esquemas, todos ellos definidos en la ITC-BT-12 del REBT y expuestos a continuación.

6.2.1 Esquema para un solo usuario

Se caracteriza porque no existe LGA y porque los elementos de medida de la energía y los fusibles de protección de las derivaciones individuales se integran en un único módulo. Se emplea en cualquier centro de consumo independiente: vivienda unifamiliar, nave industrial, etc.

Cuando el suministro sea a viviendas independientes o la demanda de potencia sea reducida, pueden emplearse cajas de protección y medida (CPM) que agrupan en un solo elemento la caja general de protección y los equipos de medida.

Para suministros industriales, comerciales o de servicios con medida indirecta de la energía, deben adoptarse soluciones acordadas con la compañía eléctrica ya que existen un gran número de posibilidades.

El esquema general para un solo usuario se representa en la figura 6.1.

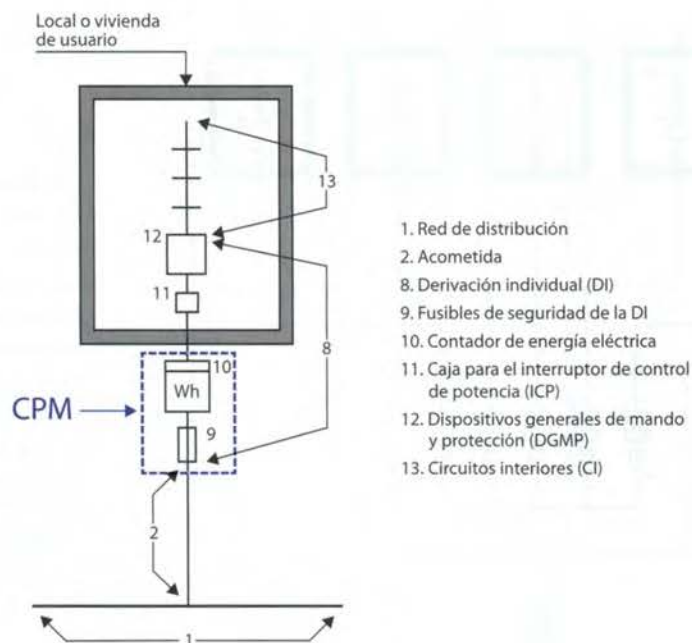


Figura 6.1. Esquema de la instalación de enlace de un único usuario.

6.2.2 Esquemas para más de un usuario

Dos usuarios alimentados desde el mismo lugar

El esquema representado en la figura 6.2 es típico de viviendas unifamiliares adosadas en las que dos usuarios comparten la CPM o se disponen dos CPM independientes en el mismo hueco de la fachada.

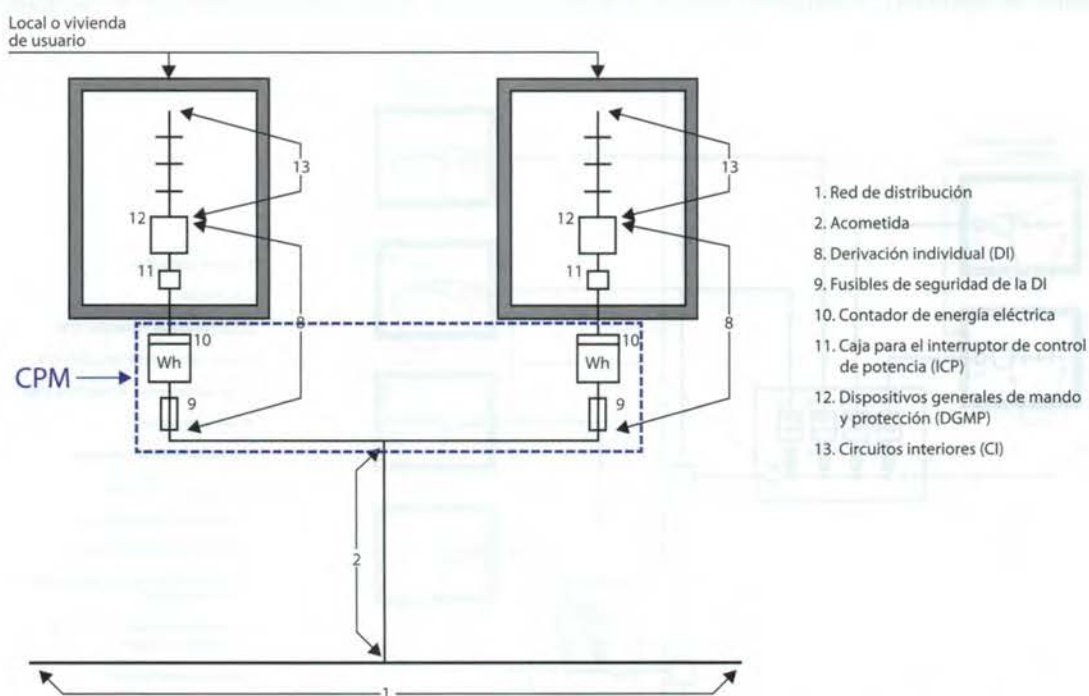


Figura 6.2. Esquema de la instalación de enlace para dos usuarios alimentados desde el mismo lugar.

Colocación de contadores de forma centralizada en un lugar

Es uno de los esquemas típicos para edificios donde coexisten distintos usos, como es el caso de viviendas, locales comerciales, oficinas o concentraciones de industrias. Se representa en la figura 6.3.

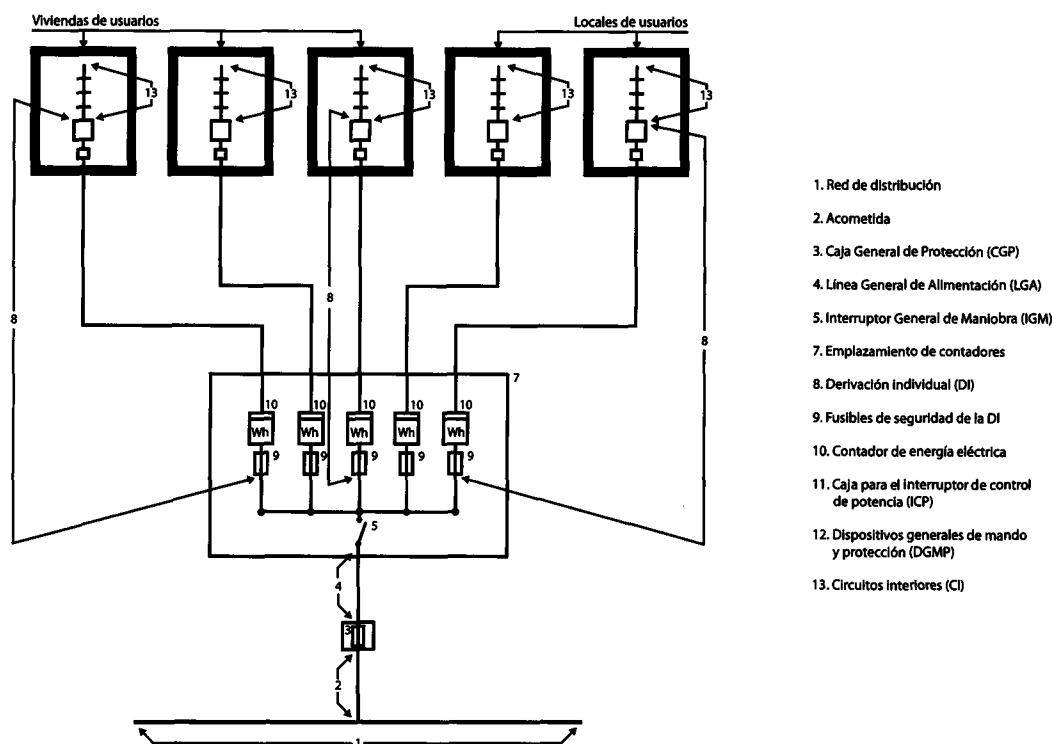


Figura 6.3. Esquema de la instalación de enlace para varios usuarios con una sola centralización de contadores.

Colocación de contadores de forma centralizada en más de un lugar

Cuando por razones de previsión de cargas o debido a su distribución espacial, resulte necesario realizar más de una centralización de contadores en un mismo edificio ya sea de viviendas, locales comerciales, oficinas o concentraciones de industrias, el esquema de la instalación eléctrica de enlace es el representado en la figura 6.4.

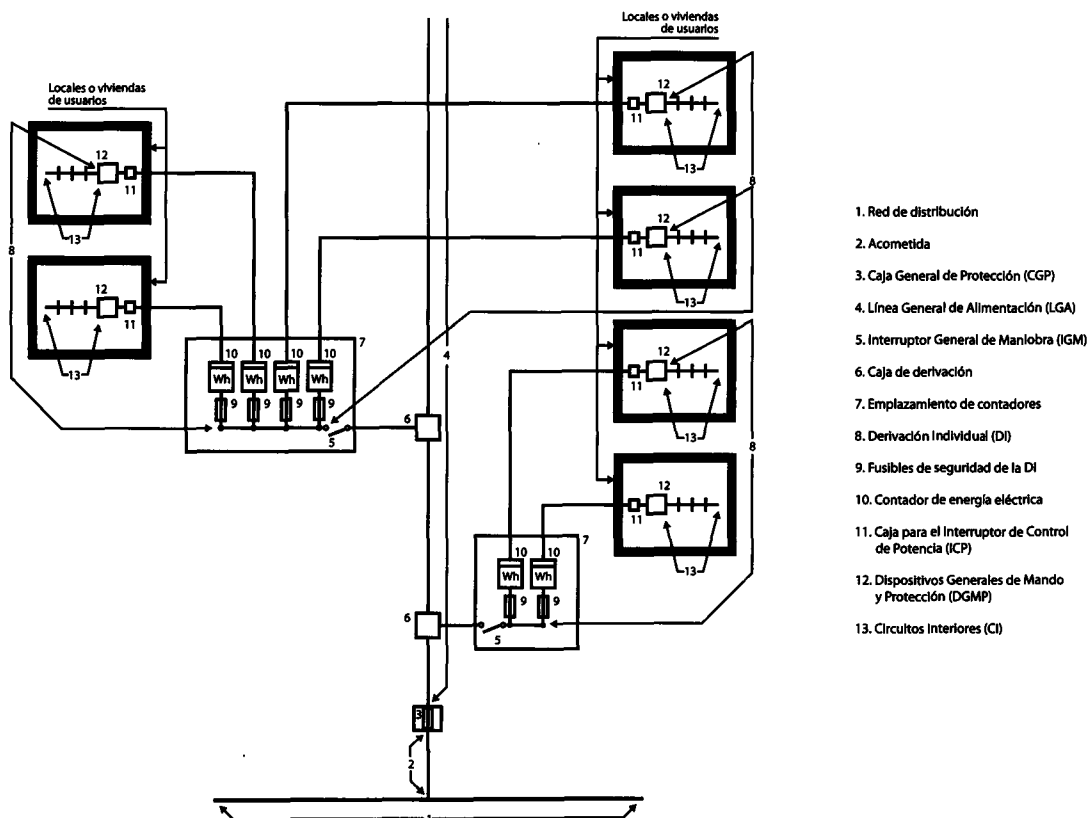
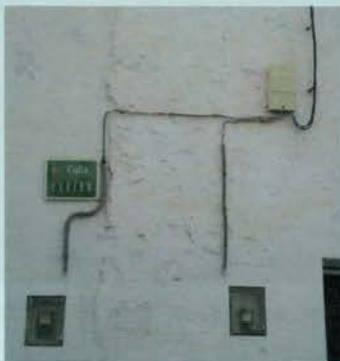


Figura 6.4. Esquema de la instalación de enlace para varios usuarios con dos centralizaciones de contadores.

Ejercicios

1. ¿Qué diferencias existen entre una CGP y una CPM? ¿en qué esquemas se emplean cada una de ellas?
2. ¿Cuál crees que es el esquema más utilizado en edificios de viviendas? Razona la respuesta.
3. Observa la siguiente fotografía:



Identifica los distintos elementos de la instalación de enlace que puedas apreciar y trata de asimilarlo a un posible esquema de enlace. De acuerdo con el REBT del 2002, ¿es correcta esta instalación? Justifica la respuesta.

6.3 Cajas Generales de Protección (CGP)

Según la ITC-BT-13 las **cajas generales de protección (CGP)** son las cajas que alojan los elementos de protección de las líneas generales de alimentación.



Figura 6.5. Cajas generales de protección.

En el interior de las CGP se encuentran bases de cortacircuitos fusibles con o sin dispositivo extintor de arco. En ellas se instalan fusibles de fusión cerrada de clase gG conectados en todos los conductores de fase o polares. Su intensidad nominal ha de ser adecuada para proteger el conductor de la LGA y, además, han de tener un poder de corte mayor o igual a la máxima corriente de cortocircuito prevista en ese punto. El neutro no dispone de elemento de protección contra sobrecorrientes y su continuidad se realiza mediante una conexión amovible (se puede extraer con ayuda de una herramienta) situada a la izquierda de las fases. La CGP también dispone de un borne de conexión a tierra.



Figura 6.6. Detalles de la conexión del neutro y la instalación de los fusibles en la CGP.

En las CGP comienza la instalación de enlace y constituyen el principio de la propiedad de los usuarios, quienes asumen la responsabilidad de su mantenimiento. La intervención sobre la caja debe realizarse siempre a través de un instalador de BT, quien no puede manipular los elementos precintados sin la autorización previa de la empresa suministradora. Excepcionalmente, la CGP puede ser propiedad de la compañía eléctrica cuando en el edificio exista un centro de transformación y los fusibles del cuadro de baja tensión se empleen para la protección de la línea general de alimentación, con lo que desempeñarán la función de CGP.



Figura 6.7. Herramienta para la extracción de fusibles de cuchillas o de las conexiones amovibles de los neutros en las CGP.

6.3.1 Emplazamiento

Las condiciones que deben tenerse en cuenta para la decisión del emplazamiento de la CGP son:

- Su ubicación se fija de común acuerdo entre la propiedad y la empresa suministradora.
- Se procura instalarla en un lugar próximo a la red de distribución o al centro de transformación.
- Se sitúa preferentemente sobre las fachadas exteriores de los edificios, en lugares de libre y permanente acceso.
- Cuando la fachada no linda con la vía pública, la CGP se coloca en el límite entre las propiedades públicas y privadas.
- A ser posible, se aleja de otras instalaciones tales como agua, teléfono, gas, etc.

Uno de los primeros pasos del diseño de la instalación eléctrica de enlace es la ubicación de la CGP, ya que su posición exacta junto con la disposición de la centralización de contadores determinará la longitud de la línea general de alimentación. Así, antes de diseñar la LGA debe haberse realizado la previsión de cargas y decidido la colocación de la CGP.

6.3.2 Instalación

La acometida se conecta a la instalación de enlace en la CGP. Dado que existen dos formas diferentes de trazado de acometidas eléctricas, aéreas y subterráneas, las CGP empleadas en cada caso cumplirán condiciones de instalación diferentes.

CGP para acometida aérea

Las condiciones de instalación de una CGP para acometida aérea son:

- La CGP puede instalarse en montaje superficial. Para impedir la penetración de agua en el interior de la caja, tanto la acometida como la LGA se conectan a ella por su parte inferior.
- Se coloca a una altura comprendida entre 3 y 4 m del suelo como muestra la figura 6.8.
- Si está previsto el cambio de la red de distribución de aérea a subterránea, la CGP se instala como si la acometida fuera subterránea, es decir, en el interior de un nicho.

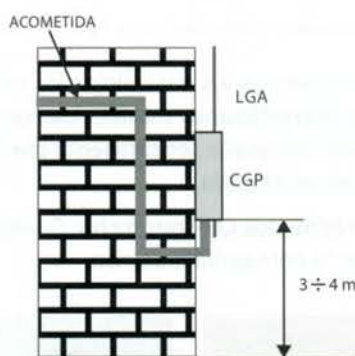
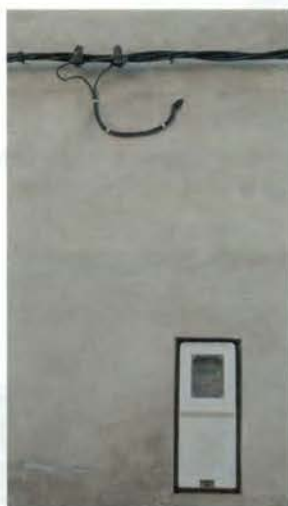


Figura 6.8. Conexión de la acometida aérea a una CGP de montaje superficial.



Acometida aérea con previsión de futuro enterramiento por lo que la CGP se alberga en interior de nicho y no se coloca a 3 ó 4 m del suelo en montaje superficial



Caja General de Protección en montaje superficial

Figura 6.9. Detalles de conexión de acometidas aéreas a las CGP.

CGP para acometida subterránea

Las condiciones de instalación de una CGP para acometida subterránea son:

- La CGP se aloja en un nicho en la pared de la fachada o muro de cerramiento. Para conocer las dimensiones mínimas y otras características hay que consultar las normas particulares de las compañías suministradoras de energía.

- El nicho se cierra con una puerta preferentemente metálica con grado de protección IK 10, protegida contra la corrosión y dotada de una cerradura o candado normalizado por la empresa suministradora. En cualquier caso, su apariencia ha de ser acorde con el estilo arquitectónico y carpintería de la fachada y su parte inferior se encuentra como mínimo a 30 cm del suelo para prevenir la entrada de agua.

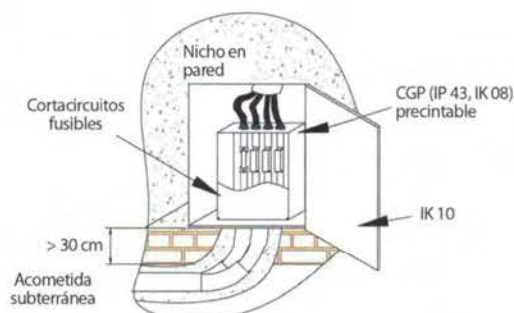


Figura 6.10. Condiciones de instalación de la CGP. (Fuente: guía técnica).

- El nicho debe disponer de los orificios necesarios para alojar los conductos de entrada de las acometidas subterráneas, que han de cumplir las prescripciones establecidas en la ICT-BT-21 para canalizaciones empotradas. El diámetro exterior de los tubos tiene que ser suficiente para albergar cables de $3(1 \times 240) + 150 \text{ mm}^2$, ya que es la máxima sección posible de acometida.
- Según el REBT, no pueden alojarse más de dos CGP por nicho. Cuando fuesen necesarias más de dos, debe acordarse una solución diferente con la compañía eléctrica.



Figura 6.11. Detalles del cierre del nicho de la CGP. A la izquierda un ejemplo de cerradura triangular empleada por algunas compañías eléctricas y a la derecha la correspondiente llave.



Conductos de entrada de acometidas

Puerta de CGP camuflada

Figura 6.12. Detalles de la ejecución de CGP para acometidas subterráneas.

En cualquier caso deben consultarse las normas particulares de la compañía eléctrica de la zona y/o las normas propias de cada Comunidad Autónoma, donde estas exigencias pueden concretarse más.

Ejercicios

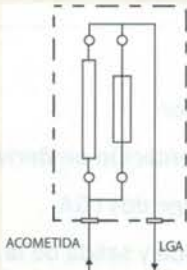
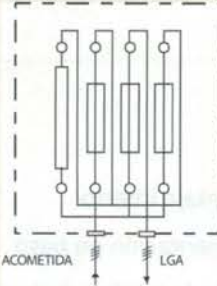
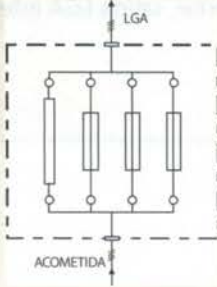
- ¿Por qué es necesaria una herramienta específica para extraer los fusibles de cuchillas de una CGP?
- Expón los motivos a los que, según tu criterio, obedece el hecho de que las CGP dispongan de cerradura y que la llave esté normalizada.
- Explica las diferencias entre la colocación de las CGP para acometidas aéreas y las CGP para acometidas subterráneas.
- ¿Cuál es la finalidad de la CGP?
- ¿A quién corresponde la decisión del emplazamiento de una CGP? ¿Por qué?

6.3.3 Tipos de CGP

Los elementos que constituyen las CGP son, básicamente:

- Las bases portafusibles.
- La conexión del neutro.
- Los elementos de conexión de la acometida y de la o las LGA.

Según como se distribuyen estos elementos en el interior de la caja y las posibilidades en cuanto a forma de alimentación y número de LGA que permiten, la caja tendrá un esquema eléctrico determinado. Existen diferentes esquemas de CGP normalizados. Los más utilizados en la actualidad aparecen en la tabla 6.1.

Esquema eléctrico	Designación	Características
	CGP1	Acometida aérea, montaje intemperie Monofásica Alimentación en derivación Entrada acometida y salida LGA inferior
	CGP7	Acometida aérea, montaje intemperie Alimentación en derivación Entrada acometida y salida LGA inferior
	CGP9	Montaje interior Alimentación en derivación Entrada acometida inferior, salida LGA superior

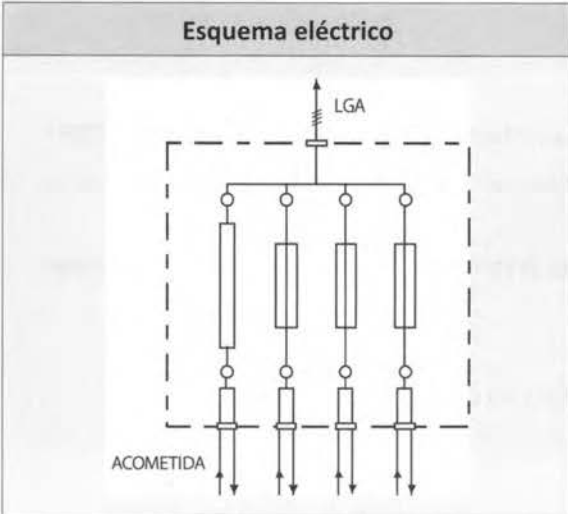
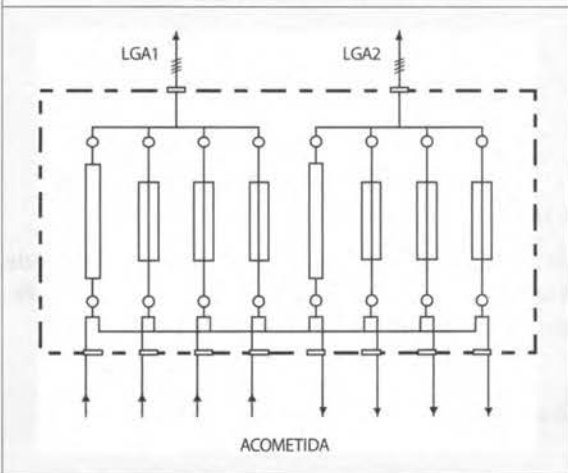
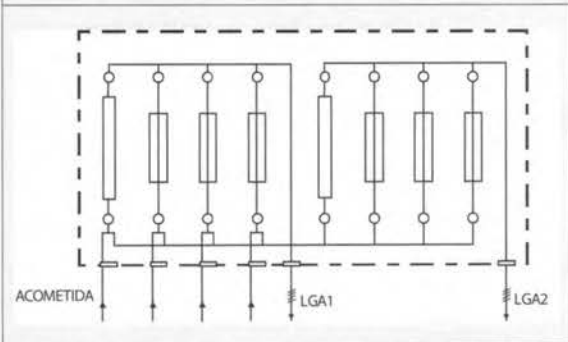
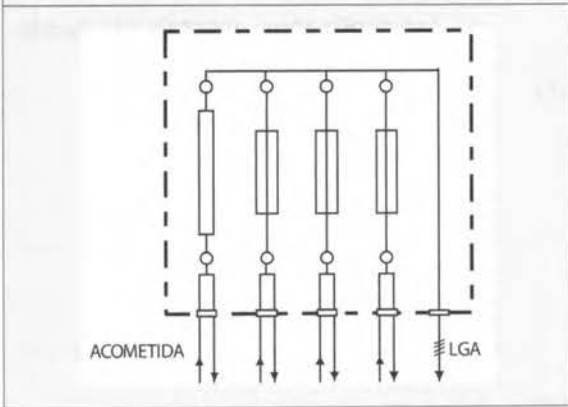
Esquema eléctrico	Designación	Características
	CGP10	Montaje interior Alimentación en paso Entrada y salida de la acometida inferior, salida LGA superior
	CGP11	Interior Alimentación en paso Protege dos LGA Entrada y salida de la acometida inferior, salidas LGA superior
	CGP12	Interior Alimentación en derivación Protege dos LGA Entrada y salida de la acometida inferior, salida LGA inferior
	CGP14	Montaje interior Alimentación en paso Entrada y salida de la acometida inferior, salida LGA inferior

Tabla 6.1. Esquemas eléctricos de las CGP.



CGP7

CGP10

CGP11

Figura 6.13. Fotografías de CGP de diferentes esquemas.

Una innovación tecnológica a las clásicas CGP ha sido la utilización de bases unipolares cerradas (BUC) con dispositivo de extinción de arco como elemento portafusible. De hecho, actualmente la mayoría de las empresas eléctricas que operan en el país exigen que se instale este tipo de cajas.

A diferencia de las bases abiertas, las cerradas disponen de una protección aislante de las piezas conductoras. Con ello se mejora la seguridad tanto en el montaje como en la utilización. Su diseño es tal que disminuye la posibilidad de contactos accidentales entre partes activas y la persona que esté manipulando la caja. Por otro lado, el dispositivo de extinción de arco de que disponen posibilita la apertura en carga y reduce el riesgo de incendio de la instalación, haciendo que la protección de los usuarios sea mayor. En ese caso los esquemas eléctricos de las cajas son los expuestos en la tabla 6.2:

Esquema eléctrico	Designación
	CGP7 (BUC)
	CGP9 (BUC)

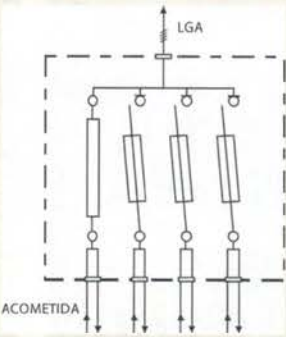
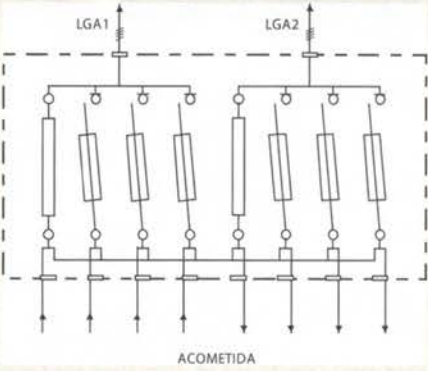
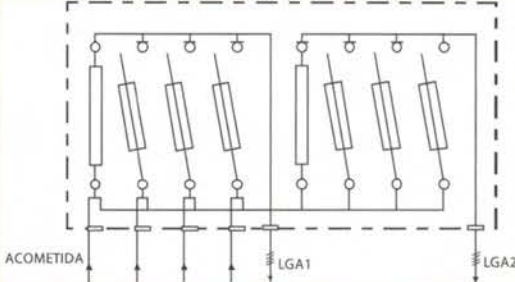
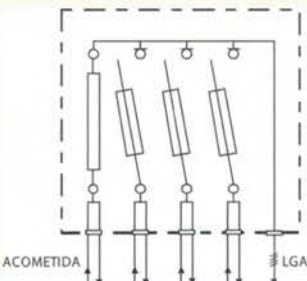
Esquema eléctrico	Designación
	CGP10 (BUC)
	CGP11 (BUC)
	CGP12 (BUC)
	CGP14 (BUC)

Tabla 6.2. Esquemas eléctricos de las CGP con BUC.



Figura 6.14. Imágenes de CGP con bases unipolares cerradas con diferentes esquemas de conexión. (Fuente: Catálogo de Cahors).

En el diseño de la instalación de enlace, la elección de un esquema determinado para la CGP está condicionada al tipo de red de distribución existente en la zona en la que se ubica, y de las necesidades del usuario en cuanto a número de LGA. Además, cada compañía eléctrica establece unas especificaciones técnicas particulares para los elementos que se conectan a su red, las cuales deben haber sido aprobadas por la Administración competente. En estas normas aparecen los esquemas de CGP homologados para sus instalaciones, por lo que no es posible elegir un esquema sin previamente haberlas consultado.

Otro parámetro que identifica a una CGP es su intensidad nominal o valor de la corriente eléctrica que son capaces de soportar sin que se produzca deterioro del elemento, que coincide con la intensidad nominal del fusible de mayor calibre que se puede instalar en su interior. Junto con el esquema eléctrico normalizado permitirá definir las diferentes CGP existentes.

Para facilitar la identificación de las CGP existe una nomenclatura normalizada que permite designarlas, la cual responde a la siguiente estructura:

$$\text{CGP}-(1)-(2)/(3)^*/(\text{BUC})^*$$

Los elementos señalados con asterisco son opcionales y el significado de cada uno de los parámetros del código se detalla en la tabla 6.3.

CGP	(1)	(2)	(3)	BUC
Caja General de Protección	Número del esquema eléctrico normalizado	Intensidad máxima del fusible que se debe colocar en la caja si sólo hay un circuito, y en el primer circuito cuando existan dos	Intensidad máxima del fusible que se debe colocar en el segundo circuito	Base Unipolar Cerrada, que corresponde a las CGP que incorporan estas bases con dispositivo extintor de arco

Tabla 6.3. Significado de los parámetros de designación de las CGP.

Ejemplo 6.1

CGP-9-100

Solución

Se trata de una Caja General de Protección con esquema 9 (para instalación interior) y equipada con un juego de bases portafusibles abiertas previstas para colocar fusibles de hasta 100 A.

Ejemplo 6.2

CGP-11-160/160/BUC

Solución

Caja General de Protección con esquema 11 y equipada con un juego de bases unipolares cerradas con dispositivo extintor de arco previstas para colocar fusibles de hasta 160 A tanto en el primer circuito como en el segundo.

Ejercicios

9. Fíjate en los correspondientes esquemas eléctricos y otras características, ¿crees que sería posible instalar una CGP9 en donde estaba previsto instalar una CGP7? ¿Y viceversa? Justifica las respuestas.
10. Haciendo todas las averiguaciones que consideres oportunas, para una misma instalación eléctrica con dos LGA ¿qué aconsejarías a un cliente instalar: dos CGP independientes o una CGP11? Razona la respuesta.
11. Desde el punto de vista del operario, ¿qué es más segura una CGP BUC o una no BUC? ¿Y desde el punto de vista del usuario? Justifica las respuestas.
12. Explica las características de las siguientes CGP:
 - a. CGP-11-400/250
 - b. CGP-9-160/BUC
 - c. CGP-7-100/BUC
13. ¿Cómo se designaría una CGP de esquema 9 con bases unipolares cerradas cuya intensidad nominal es de 160 A? ¿Y una de esquema 12 con bases portafusibles abiertas que soporta a la entrada 400 A y a la salida 250 A en cada LGA?

6.3.4 Elección de la CGP

Datos de Partida

Para tomar una decisión sobre el modelo concreto de CGP que se debe escoger para una determinada instalación es necesario conocer:

- El tipo de instalación de la red de distribución en BT, aérea o subterránea. En el primer caso, se debe consultar con la empresa suministradora si está previsto en esa zona cambiar la red a subterránea.
- La constitución (trifásica o monofásica) y sección del conductor de la acometida.
- La tensión de alimentación.
- La potencia prevista para el suministro solicitado que se habrá obtenido mediante la previsión de cargas del edificio. Es preciso conocer no sólo la magnitud total sino la distribución de los consumos entre los distintos conceptos: viviendas, garajes, servicios generales, etc., para decidir el número de líneas generales de alimentación (LGA) que serán necesarias y como se repartirá la potencia entre ellas.
- Las normas técnicas particulares de la empresa suministradora de energía propietaria de la red de distribución de la zona.
- La máxima intensidad de cortocircuito que se puede presentar en el punto de conexión. Por lo general se desconoce la configuración de la red de distribución desde la CGP hasta el centro de transformación que abastece al edificio en cuanto a secciones de los conductores y sus longitudes. Sin estos datos y otros relativos al transformador, no es posible estimar la intensidad de cortocircuito en ese punto. Por consiguiente, este es un dato que debe solicitarse a la compañía eléctrica.

Procedimiento de selección de la CGP

La definición de la caja o cajas concretas que debe reflejarse en el Proyecto o en la Memoria Técnica de Diseño puede llevarse a cabo siguiendo una secuencia ordenada de pasos:

- Se decide el número de LGA necesarias para abastecer las necesidades de energía del edificio que responde a la expresión 6.1.

$$n^{\circ} \text{ LGA} = \text{entero superior} \left(\frac{P_T}{150} \right) \quad [6.1]$$

Siendo:

P_T la previsión de cargas del edificio en kilovatios (kW).

El valor de 150 kW corresponde aproximadamente al límite marcado por la máxima intensidad de corriente que puede transportar cada LGA y se establece en 250 A. De manera indirecta lo marca la ITC-BT-16 para la corriente del interruptor general de maniobra, que es el elemento al que se conecta la LGA.

- Se escoge el esquema eléctrico adecuado para la situación particular considerada.
- Se determina la intensidad nominal de la CGP en función de la carga prevista en la línea general de alimentación imponiendo la condición [6.2].

$$I_n \geq I_b \quad [6.2]$$

Siendo:

I_n la intensidad nominal de la CGP en amperios (A). Este valor coincide con la máxima intensidad que puede transportar la acometida que se conecte a la caja, y pueden coincidir con la máxima intensidad de la LGA si el esquema únicamente permite una LGA; y

I_b la intensidad transportada por la LGA en amperios (A).

La tabla 6.4. recoge los valores típicos de las CGP trifásicas cuya tensión asignada es de 440 V. No obstante, se recomienda consultar los catálogos de los fabricantes y las normas particulares de cada compañía eléctrica.

Intensidad Nominal	Tamaño cartuchos fusibles	Calibres cartuchos fusibles	Sección máxima del conductor	Potencia orientativa
100 A	00	16-20-25-35-40-50-63-80-100	50 mm ²	50 kW
160 A	0	35-40-50-63-80-100-125-160	95 mm ²	80 kW
250 A	1	80-100-125-160-200-250	150 mm ²	125 kW
400 A	2	200-250-224-315-400	240 mm ²	200 kW
630 A	3	315-355-400-425-500-630	240 mm ²	300 kW

Tabla 6.4. Intensidad nominal de CGP.

Ejemplo 6.3

En edificio en el que se prevé una demanda energética de 85 kW, con $FP = 0,8$, se alimenta mediante una acometida aérea. Determina el número de CGP, su intensidad nominal y sus condiciones de instalación.

Solución

1. Únicamente se requiere una CGP ya que la potencia a satisfacer es inferior a 150 kW y, como no se ha indicado lo contrario, solamente hay una LGA (ITC-BT-16).
2. Como la acometida es aérea y trifásica se emplea una CGP de montaje superficial. El esquema escogido es el 7.
3. Las bases portafusibles pueden ser tanto abiertas como cerradas. Por motivos de seguridad se elige BUC.
4. La intensidad nominal de la CPG será: $I_b = \frac{85.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8} = 153,3 \text{ A} \rightarrow I_n = 160 \text{ A}$.
5. La CGP se instalará sobre la fachada a una altura entre 3 y 4 m del suelo en lugar de acceso permanente acordado entre la compañía eléctrica y la propiedad del edificio.

En definitiva, se escoge una CGP-7-160/BUC.

Ejemplo 6.4

Repite el ejemplo anterior pero para el caso de una acometida subterránea y potencia de transporte de 182 kW con $FP = 0,85$. Aunque en una instalación real habría que distribuir las cargas, para hacer este ejercicio se supondrá que en el caso de que fueran necesarias más de una LGA, la potencia se repartirá por igual entre ellas.

Solución

1. El número de LGA necesarias es $2 \left(\frac{182}{150} = 1,2 \approx 2 \right)$.
2. Al haber dos LGA, existen diferentes combinaciones de esquemas eléctricos que pueden adoptarse. Estas son:
 - CGP-11
 - CGP-12
 - CGP-10 + CGP-10
 - CGP-10 + CGP-9
 - CGP-14 + CGP-14

3. La intensidad nominal de las CPG depende del esquema escogido. Si se escoge una caja de esquema doble (11 o 12) hay que determinar tanto la corriente de entrada como las de las LGA. A continuación se hacen los cálculos para las dos posibilidades:

- *Una caja:* la entrada a la caja debe soportar toda la potencia:

$$I_b = \frac{182.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 309 \text{ A} \rightarrow I_n = 400 \text{ A (Valor global de la caja)}$$

Además cada LGA transportará la mitad de la potencia, es decir, la mitad de la corriente:

$$I_{LGA} = \frac{309}{2} = 154,5 \text{ A} \rightarrow I'_n = 160 \text{ A (Valor secundario)}$$

Se puede instalar una CGP-11-160/400 o una CGP-12-160/400 o de valores superiores. En cualquier caso se recomienda consultar catálogos de fabricantes para ver las combinaciones de intensidades nominales disponibles.

- *Dos cajas:* la primera, necesariamente de esquemas 10 o 14 por permitir alimentación en derivación, será de 400 A por soportar toda la potencia. La segunda soportará la mitad de la potencia, luego su $I_n = 160 \text{ A}$. Las combinaciones posibles serían:
 - CGP-10-400 + CGP-10-160
 - CGP-10-400 + CGP-9-160
 - CGP-14-400 + CGP-14-160

Nota: en la realidad la potencia debería repartirse de acuerdo con los elementos que alimenta cada LGA. Para ello se tendrían que conocer la estructura de la previsión de cargas del edificio.

4. Todas las soluciones propuestas pueden adoptarse con bases portafusibles abiertas o cerradas. Se aconseja la segunda opción por motivos de seguridad.
5. Por estar el edificio alimentado por una acometida subterránea, las CGP se alojarán en un nicho practicado en la fachada en un lugar de acceso permanente determinado entre la empresa eléctrica y la propiedad. El nicho dispondrá de una puerta con cerradura normalizada y estará como mínimo a 30 cm del suelo.

Ejemplo 6.5

¿Cuál sería la solución cuando la acometida subterránea transporte una potencia de 410 kW con $FP = 0,85$?

Solución

La intensidad que debería soportar la CGP sería:

$$I_b = \frac{141.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 696,2 \text{ A}$$

Si se consulta la tabla 6.4, se ve que las CGP comerciales soportan como máximo 630 A con lo que no habría ninguna capaz de soportar toda la corriente que demanda este edificio.

Una posible solución para ejecutar la instalación de enlace de este edificio sería repartir las cargas y realizar acometidas independientes para cada CGP, las cuales discurrirían por la misma zanja.

Ejercicios

14. Determina la o las CGP y los posibles esquemas de un edificio que demanda una potencia de 135 kW con FP de 0,9 y que es alimentado por una acometida aérea. Indica las condiciones de instalación.
15. Repite el ejercicio anterior pero cuando se tiene una acometida subterránea para un edificio con una previsión de cargas de 225 kW con FP = 0,8.

6.3.5 Elección de los fusibles para la CGP**Consideraciones generales sobre fusibles**

Los cortacircuitos fusibles calibrados, o simplemente fusibles, son dispositivos de protección frente a sobreintensidades perjudiciales para la instalación eléctrica. En su interior contienen un elemento metálico cuyo punto de fusión es inferior al del resto de los elementos del circuito. Cuando se produce un aumento de la corriente eléctrica hasta un cierto valor y durante un tiempo determinado, el calor ocasionado por su circulación produce la fusión de este elemento y, consecuentemente, la desconexión de la instalación.

Los fusibles constituyen un sistema de protección bastante económico. Sin embargo, cuando actúan quedan inutilizados y los cartuchos deben ser reemplazados por otros nuevos. Esto ha hecho que su aplicación en baja tensión sea reducida, aunque se emplean en la protección de líneas generales de alimentación y de derivaciones individuales de las instalaciones de enlace.

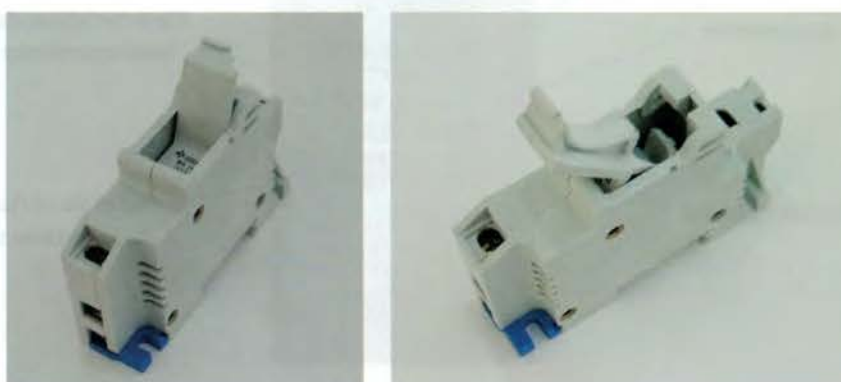


Figura 6.15. Base portafusibles: a la izquierda está en posición cerrada y a la derecha está abierta, donde se observa el hueco para colocar el cartucho fusible.

La mayoría de las sobreintensidades eléctricas se originan por causa de los receptores cuyas líneas de alimentación se protegen con dispositivos de corte rearmable. Por tanto, los fusibles de protección de las instalaciones de enlace están para proteger averías en las propias líneas, por lo que cuando actúan es una ventaja que no se pueda rearmar la línea sin la intervención de un instalador cualificado que primero tendría que reparar la avería antes de volver a dar servicio.

Para que un fusible quede definido deben determinarse los valores de los siguientes parámetros:

- **Tensión Nominal (U_n):** es el valor de la tensión eléctrica para la que está preparado su funcionamiento.
- **Intensidad Nominal (I_n):** es el valor de la corriente eléctrica que soporta el elemento en régimen permanente sin que se produzca ni su deterioro ni su actuación. Es un valor asignado por el fabricante en función de la calibración del elemento fusible.
- **Poder de Corte (I_{cn}):** es la máxima corriente eléctrica de cortocircuito que un fusible puede interrumpir a su frecuencia y tensión nominal.
- **Tipo de corriente frente a la que protegen:** hay fusibles para corriente alterna, para corriente continua y para ambas.

Además, debe escogerse el modelo adecuado para cada aplicación. Para ello hay que tener en cuenta que los fusibles pueden clasificarse de acuerdo a diferentes criterios:

- **Según sus características de funcionamiento**

Existe una designación normalizada que hace referencia a sus características normalizadas. Consiste en la combinación de dos letras cuyo significado es:

- Letra minúscula: aparece en primer lugar y hace referencia al tipo de falta frente a la que actúan. Puede ser:
 - **"g":** el fusible protege frente sobrecargas y cortocircuitos. Interrumpe corrientes comprendidas entre su intensidad nominal y su poder de corte.
 - **"a":** únicamente está prevista su actuación frente a cortocircuitos. Esto implica que funden a partir de un múltiplo de su intensidad nominal y hasta su poder de corte.
- Letra mayúscula: se coloca en segundo lugar e identifica el elemento al que protegen. Puede ser, entre otras:
 - **"G":** líneas y receptores en general. Anteriormente esta característica se designaba con la letra "L".
 - **"M":** motores.
 - **"Tr":** transformadores.



Figura 6.16. Parámetros característicos de un fusible.

- **Según su forma constructiva**

Las posibilidades más comunes son:

- Fusibles cilíndricos: la envolvente externa del elemento fusible es cilíndrica y está sellada por ambas partes por unas cazoletas conductoras que harán contacto eléctrico con la base portafusibles donde se instalen.

- **Fusibles Neozed:** la envolvente externa está formada por dos cilindros de distinto radio. Con este tipo se consigue una reducción de espacio respecto de los cilíndricos.
- **Fusibles de cuchilla:** el elemento fusible se aloja en un recipiente prismático. A ambos extremos dispone de unas pletinas metálicas que se encajan en las bases portafusibles y hacen contacto eléctrico con ellas.



Fusible de cuchilla

Fusible cilíndrico

Fusible Neozed

Figura 6.17. Tipos de fusibles según forma constructiva.

Para instalaciones de enlace se emplean fusibles cilíndricos y/o neozed en la protección de las derivaciones individuales y de las líneas generales de alimentación de poca potencia, y los de cuchillas para el resto de LGA. En cuanto a su forma de protección, los fusibles utilizados son tipo gG.

Elección de la tensión nominal

La tensión nominal del fusible deberá cumplir respecto a la de la instalación:

$$U_n (\text{fusible}) \geq U_n (\text{instalación})$$

Los valores de tensión nominal normalizados de los fusibles se encuentran en la tabla 6.5; basta con consultarla para hacer la elección.

Serie I	Serie II
	120 V
	208 V
230 V	240 V
	277 V
400 V	415 V
500 V	480 V
690 V	600V

Tabla 6.5. Valores normalizados de la tensión alterna asignada de un fusible.

Elección de la intensidad nominal y el poder de corte

Para elegir la intensidad nominal del fusible y su poder de corte que garantizan la seguridad de la instalación, hay que aplicar la UNE 20460-4-43. Según esta norma, para elegir adecuadamente el fusible hay que tener en cuenta la falta contra la que se quiere proteger, imponiéndose criterios específicos para cada caso.

Protección frente a sobrecargas

Los dispositivos de protección deben estar previstos para interrumpir cualquier tipo de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que ésta pueda provocar un calentamiento perjudicial para el aislamiento, las conexiones, las terminaciones o para el entorno de las canalizaciones. (UNE 20460-4-43)

Para ello las características de funcionamiento de los fusibles deben satisfacer dos condiciones.

• **Condición 1**

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad [6.3]$$

Donde:

I_b es la intensidad de diseño de la instalación en amperios (A);

I_n es la intensidad nominal del fusible en amperios (A); y

I_z es la intensidad máxima admisible en el conductor a proteger en amperios (A).

- El cumplimiento de la primera parte de la desigualdad es necesaria para el funcionamiento correcto de la instalación, ya que si el fusible tuviera una I_n inferior a la corriente del circuito fundiría sin producirse la sobrecarga.
- La segunda parte de la desigualdad está relacionada con la protección del cable; si la I_n del fusible superara la máxima intensidad admisible del conductor, podría sobrepasarse este último valor sin producirse la actuación del dispositivo, con lo que el cable no quedaría protegido.

Aplicando esta condición se escoge una intensidad nominal del fusible entre los valores normalizados existentes reflejados en la tabla 6.6.

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 6.6. Intensidades nominales normalizadas de los fusibles.

Recuerda...

Existen valores comerciales que no coinciden con los normalizados, por lo que se recomienda consultar catálogos.

En el supuesto de que no hubiese ninguna intensidad nominal que satisficiera esta condición, la solución consistiría en aumentar la sección del conductor y con ello el valor de I_z .

• **Condición 2**

Para salvaguardar el cable frente a una sobrecarga debe imponerse la siguiente condición:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \quad [6.4]$$

Donde:

I_2 es la intensidad de fusión en el tiempo convencional en amperios (A); y

I_z es la intensidad máxima admisible en el conductor a proteger en amperios (A).

El valor de I_2 es el que garantiza el funcionamiento efectivo del dispositivo de protección y se obtiene de la norma de los fusibles (UNE 60269). Su valor es múltiplo de la intensidad nominal y se refleja en la tabla 6.7.

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	I_2 Corriente convencional de fusión
2 y 4	1	$2,1 I_n$
6 y 10	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Tabla 6.7. Valores de I_2 en función de I_n (UNE-EN 60269-1 y UNE-HD 60269-3-1).

Si la condición 1 sirve para escoger una intensidad nominal del fusible, esta condición permite comprobar que el valor elegido protege adecuadamente a la instalación frente a sobrecargas. En el caso de no cumplirse existen dos posibilidades:

1. Elegir un fusible de intensidad nominal inferior, siempre y cuando haya un valor que satisfaga la condición 1.
2. Aumentar la sección del elemento a proteger.

Protección frente a cortocircuitos

Los dispositivos de protección deben estar previstos para interrumpir cualquier corriente de cortocircuito antes de que se haga peligrosa debido a los efectos térmicos y mecánicos producidos en los conductores y en las conexiones. (UNE 20460-4-43)

Esto se traduce en que los fusibles deben satisfacer simultáneamente tres condiciones para garantizar su correcta actuación frente a cortocircuitos. Sin embargo, las dos últimas condiciones que impone la UNE se satisfacen prácticamente siempre en este tipo de instalaciones y su comprobación resulta laboriosa. Por ello, aquí solo se expondrá la tercera de las condiciones.

• Condición 3

$$I_{ccmax} \leq I_{cn} \quad [6.5]$$

Donde:

I_{ccmax} es la máxima intensidad de cortocircuito previsible en ese punto en amperios (A); y

I_{cn} es el poder de corte del fusible en amperios (A).

Con esta condición se asegura que el dispositivo de protección no se va a quemar durante el cortocircuito, sino que va a ser capaz de soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos que se producirán antes de que llegue a actuar.

Según la UNE-HD 60269-3-1, los poderes de corte mínimo con los que deben fabricarse los fusibles de baja tensión son:

- 50 kA en corriente alterna.
- 8 kA en corriente continua.

Recuerda...

El cálculo de la I_{ccmax} solamente es posible si se conoce la configuración de la red de distribución aguas arriba de la CGP. Como todos los datos necesarios para realizar el cálculo únicamente los conoce la empresa suministradora, será ella quien deberá proporcionar este dato al instalador o al proyectista para que pueda realizar el diseño de las instalaciones eléctricas de enlace e interiores del edificio.

Ejemplo 6.6

Una CGP-9-160/BUC se destina para la protección de un LGA de 17 m constituida por cables unipolares con aislamiento XLPE y conductores de cobre de 95 mm² de sección tanto de fase como de neutro, instalada en tubo empotrado en obra (intensidad máxima admisible 224 A). Sabiendo que la instalación es trifásica de 400 V/50 Hz, la máxima intensidad de cortocircuito que se puede presentar en ese punto es de 11 kA y la potencia que transporta la LGA es de 82 kW con factor de potencia 0,8, determina los fusibles que la protegerían.

Solución

Elección de la tensión nominal del fusible

Como la instalación es trifásica de 400 V de tensión asignada, se empleará un fusible que cumpla con la condición:

$$U_n \geq 400 \text{ V}$$

Consultando la tabla 6.5, se toma un valor mínimo de $U_n = 400 \text{ V}$ (Fusible Serie 1). Conviene tomarlo de mayor tensión (500 o 690 V) para prever actuaciones intempestivas del fusible por picos de sobretensión de la red.

Elección de la intensidad nominal y el poder de corte del fusible

Protección contra sobrecargas

Condición 1. Se calcula la intensidad de trabajo del circuito:

$$I_b = \frac{82.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8} = 147,9 \text{ A}$$

Y la I_z para ese cable es 224 A, según el enunciado.

La intensidad nominal del fusible tendrá que satisfacer:

$$147,9 \text{ A} \leq I_n \leq 224 \text{ A}$$

Si se consulta la tabla 6.6 se tiene que los valores posibles de I_n son 160 A y 200 A.

Condición 2. De la tabla 6.7 se tiene que para un fusible de $I_n = 160 \text{ A}$, $I_2 = 1,6 \times I_n = 256 \text{ A}$.

Por otro lado, $1,45 \times I_z = 1,45 \times 224 = 324,8$, luego se cumple que:

$$I_2 = 256 \text{ A} \leq 1,45 \times I_z = 324,8 \text{ A}$$

Con lo que el fusible de $I_n = 160 \text{ A}$ garantiza la protección contra sobrecargas de la LGA.

Para el fusible de 200 A se tiene $I_2 = 1,6 \times 200 = 320 \text{ A}$, también cumpliría con la condición 2:

$$I_2 = 320 \text{ A} \leq 1,45 \times I_z = 324,8 \text{ A}$$

Ambos fusibles son válidos para proteger la línea. El de $I_n = 160 \text{ A}$ proporciona mayor seguridad y el de $I_n = 200 \text{ A}$ garantiza mayor posibilidad de ampliación de potencia en un futuro. La elección de uno u otro corresponde al diseñador. Sin embargo se aconseja adoptar el de valor $I_n = 160 \text{ A}$ ya que es más seguro y si quisiera ampliarse la potencia de suministro se podría sustituir el cartucho fusible.

Protección contra cortocircuitos

Condición 3

El poder de corte del fusible ha de ser mayor que la máxima intensidad de cortocircuito que pueda producirse en ese punto. El valor de I_{ccmax} coincide con el dato proporcionado por la compañía eléctrica, es decir, 11 kA. Como el valor mínimo normalizado de I_{cn} es de 50 kA, cualquier fusible satisfará esta condición.

En definitiva se escoge un fusible de las siguientes características:

Tipo	Cuchillas, gG
U_n	500 V
I_n	160 A
I_{cn}	50 kA

Ejercicios

16. Observa la siguiente fotografía y enumera las características del fusible que aparece en ella: su forma constructiva, sus características de funcionamiento y sus parámetros nominales:



17. ¿Cuáles son las características de funcionamiento de un fusible aM?
18. Si cuando actúa un fusible de una LGA deja sin servicio a todo el edificio hasta que se sustituye por un fusible nuevo, ¿por qué crees que no se utilizan dispositivos de corte automático rearmables para la protección de las LGA en lugar de los fusibles?
19. Un edificio demanda una potencia de 115 kW en corriente alterna trifásica de 400 V y factor de potencia 0,85. Se realiza una acometida subterránea con conductores de aluminio de 240 mm². Determina:
- La CGP necesaria para este edificio.
 - Las características de los fusibles que protegerían la LGA sabiendo que, de acuerdo con los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión, sería válida una sección tanto de fases como de neutro de 150 mm². La LGA se ejecuta con conductores unipolares de aluminio con aislamiento de XLPE en instalación enterrada bajo tubo y que su longitud es de 18,5 m. La máxima intensidad de cortocircuito previsible en ese punto es de 16 kA, según la compañía suministradora.
20. Se quiere abastecer un suministro trifásico de 185 kW a 400 V y factor de potencia 0,85. Determina la CGP necesaria para este edificio sabiendo que las cargas se reparten entre dos LGA, una de 110 kW y otra de 75 kW. Elige también los fusibles adecuados para proteger cada LGA sabiendo que se construyen con cables unipolares con conductores de cobre y aislamiento de XLPE instaladas en tubo empotrado en obra y sus características son:
- LGA1: sección de la fase y del neutro 95 mm², longitud 17 m, intensidad máxima admisible 224 A.
 - LGA2: sección de la fase y del neutro 70 mm², longitud 21,5 m, intensidad máxima admisible 185 A.
- Según la compañía eléctrica, la máxima intensidad de cortocircuito que se puede producir en la CGP es de 18 kA.

6.4 Cajas de protección y medida (CPM)

Una **caja de protección y medida (CPM)** es una caja donde se instalan tanto los fusibles que protegen a las derivaciones individuales como los contadores de energía eléctrica que registran el consumo.

Se utiliza en el caso de suministros para un único usuario o dos usuarios alimentados desde el mismo punto en el concurren las circunstancias de no precisarse centralización de contadores ni existir línea general de alimentación. Su uso es propio de viviendas unifamiliares y de instalaciones industriales.

6.4.1 Instalación y características

La CPM se instala en las fachadas de los edificios en emplazamientos que cumplan con las mismas condiciones que se le exigen a las CGP. Actualmente no se permite el montaje superficial, obligatoriamente deben colocarse en nicho u hornacina.

Su configuración e instalación debe facilitar la lectura del consumo energético. Por ello su envolvente ha de tener al menos un orificio transparente en la parte frontal del contador resistente a la radiación ultravioleta y se instala de forma que quede a una altura entre 0,7 y 1,8 m del suelo. Además, su diseño ha de ser tal que no se produzcan condensaciones en su interior que dificulten la lectura ni perjudiquen el funcionamiento de los elementos que contienen.

Estas cajas deben corresponder a modelos normalizados y cumplir las especificaciones establecidas en las correspondientes normas UNE. Una vez instaladas tendrán un grado de protección mínimo IP 43 e IK 09 y serán precintables para evitar la manipulación de los contadores.

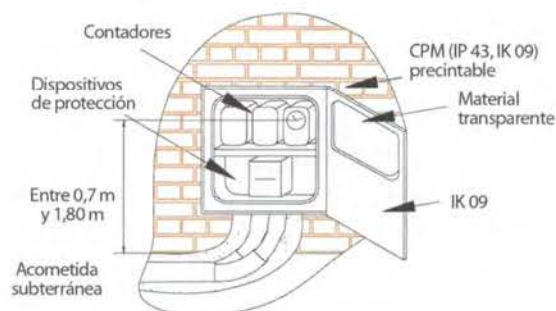


Figura 6.18. Condiciones de instalación de la CPM.

6.4.2 Modelos

Existen modelos normalizados de CPM en función del tipo y número de dispositivos de medida que pueden contener. Sin embargo, con los nuevos contadores electrónicos que integran las funciones de medición de energía y discriminación horaria en un solo dispositivo, los modelos de CPM están reduciendo su variedad.

Las cajas pueden fabricarse en dos modalidades diferentes: de interior o de exterior. Las primeras tienen su parte delantera totalmente transparente y deben alojarse en el interior de una hornacina dotada de una puerta que la proteja de la radiación solar y que pueda abrirse sin necesidad de ningún tipo de llave. Las segundas disponen de una cubierta frontal opaca salvo justo encima del indicador del contador en donde se coloca la ventana transparente para visualizar los números sin manipular la CPM.



Figura 6.19. Distintos tipos de CPM según su forma de instalación. La de la derecha corresponde a un modelo de interior aunque no lleva puerta; la de la izquierda y la central son modelos de exterior.

Otra de las variantes que se pueden encontrar es si la caja es para un solo abonado o para dos.



Figura 6.20. Distintos tipos de CPM según el número de abonados. (Fuente: Catálogo de Uriarte).

6.4.3 Elección de la CPM

Para escoger una CPM en primer lugar se tendrá en cuenta factores como por ejemplo el tipo de suministro que se va abastecer, el lugar donde se va a instalar. Después habrá que consultar las especificaciones de la compañía suministradora que se hará cargo del suministro, las cuales deberán estar aprobadas por la Administración Pública competente. En ellas se detallarán los modelos admisibles y otro tipo de exigencias.

En cuanto a las características eléctricas, las CPM comerciales tienen una intensidad asignada de 63 A. Por tanto, hasta 43,6 kW de demanda energética, el valor de la potencia a abastecer no condiciona. Cuando una instalación tenga una carga superior a este valor, deberá consultarse con la empresa eléctrica otras posibles soluciones.

Ejercicios

21. ¿Hasta cuántos contadores es posible instalar en una CPM? Razona la respuesta.
22. Debes realizar la instalación eléctrica de una vivienda unifamiliar. ¿Qué deberás tener en cuenta para elegir la CPM concreta que vayas a colocar?
23. Explica los requisitos de instalación de la CPM exigidos con el fin de facilitar la lectura del registro del contador.

6.5 Bases tripolares verticales

6.5.1 Definición y características

Las **bases tripolares verticales** (BTV) son elementos destinados a albergar fusibles para la protección de líneas eléctricas trifásicas en los que las bases portafusibles de una misma línea adoptan una disposición vertical.

Con esta disposición se consigue una reducción de espacio respecto a la colocación de las bases horizontalmente. Se emplean en los cuadros de baja tensión de los centros de transformación, y también pueden emplearse para la protección de las líneas generales de alimentación en sustitución de las Cajas Generales de Protección. Según la ITC-BT-13 del REBT, no se puede alojar más de dos CGP en un mismo nicho; en el caso de que un suministro requiera más de dos LGA, pueden adoptarse soluciones técnicas distintas a la CGP acordadas por la empresa suministradora y la propiedad. La opción que se está empleando en la actualidad son las BTV, de hecho han sido normalizadas por algunas compañías eléctricas.

Recuerda...

La nueva tecnología de bases portafusibles cerradas con dispositivo de extinción de arco también se ha extendido a estos elementos, denominándose en este caso Bases Tripolares Verticales Cerradas (BTVC).



Figura 6.21. BTVC para 4 LGA con la de conexión del neutro en la parte inferior. (Fuente: URIARTE-Safybox).

Las BTV disponen de conjuntos de tres bases portafusibles amovibles colocadas en alineación vertical que permiten tanto la desconexión de cada fase de forma individual como el corte omnipolar de las tres fases, dependiendo de los modelos escogidos. Además, el portafusibles suele tener una cubierta transparente para permitir la lectura de las características nominales de los fusibles alojados en su interior.

Existe un solo esquema eléctrico para este elemento y se representa en la figura 6.22. El número de LGA es variable.

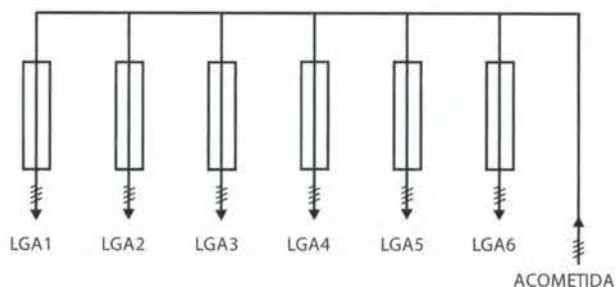


Figura 6.22. Esquema eléctrico de una BTV.

6.5.2 Selección

El procedimiento de selección de la BTV es más sencillo que el de la CGP, ya que el esquema es único. Los datos que se necesitarán para decidir que BTV comercial es adecuada para una cierta aplicación son:

- El número de LGA de la instalación, así como la intensidad que va a transportar cada una de ellas.
- Los catálogos de BTV comerciales para conocer las intensidades nominales y las configuraciones.
- Las normas de la compañía suministradora que se vaya a hacer cargo del suministro para conocer las especificaciones técnicas particulares que deben cumplir.

Ejercicios

24. ¿Qué ventajas presentan las BTV respecto a las CGP?
25. Explica los distintos esquemas eléctricos existentes para BTV.

6.6 Línea general de alimentación

6.6.1 Definición y características

Según la ITC-BT-14, la **línea general de alimentación (LGA)** es la línea que enlaza la caja general de protección con la centralización de contadores.

Consiste en un sistema de conductores unipolares que transportan el conjunto de potencia demandada por el edificio de acuerdo con la previsión de cargas y que es común a todos los usuarios.

La LGA se compone de las tres fases más el neutro (3F + N), siempre es trifásica con conductores unipolares. En el caso de instalaciones de enlace con concentración de contadores en varias plantas, la LGA que vaya de la inferior o primera a las centralizaciones sucesivas incluye obligatoriamente el conductor de protección (CP), que se coloca en la misma canalización que los conductores activos.

Los sistemas de instalación admisibles reglamentariamente son:

- Conductores aislados en el interior de tubos empotrados.
- Conductores aislados en el interior de tubos enterrados.
- Conductores aislados en el interior de tubos en montaje superficial.

- Conductores aislados en el interior de canales protectoras cuya tapa solo se pueda abrir con la ayuda de un útil.
- Canalizaciones eléctricas prefabricadas según norma UNE-EN 60.439.
- Conductores aislados en el interior de conductos cerrados de obra de fábrica, proyectados y contruidos al efecto.



Figura 6.23. Tubo corrugado para la instalación de cables empotrados en pared, que es el método que más se emplea para la LGA.

6.6.2 Trazado e instalación

En el diseño y ejecución de una LGA se debe tener en cuenta las siguientes condiciones:

- El trazado ha de ser lo más corto posible y discurrir por zonas de uso común.
- Los elementos que alberguen a los cables deben cumplir:
 - **Tubos:** sus dimensiones dependen de la sección y deben satisfacer lo especificado en la ITC-BT-14. Las uniones son roscadas o embutidas y se ejecutan de forma que no puedan separarse los extremos.
 - **Otras Canalizaciones:** sus dimensiones tienen que ser tales que permitirán la ampliación de las secciones de los conductores en un 100 %.
- En los tramos verticales la LGA tiene que alojarse en un conducto de obra y puede discurrir en zonas de uso común o por el hueco de la escalera salvo que sea una escalera protegida.

El conducto de obra para tramos verticales debe tener unas dimensiones mínimas de 30x30 cm y su uso es exclusivo de la LGA.

Para facilitar tanto la instalación como el mantenimiento además de prever manipulaciones indebidas, la canaladura debe ser registrable y precintable en cada planta. Por otro lado, las condiciones de protección contra incendios del edificio han de quedar inalteradas por lo que las paredes han de tener una resistencia al fuego mínima EI 120 y las tapas de registro EI 30, además de estar dotado de cortafuegos al menos cada tres plantas. Estas condiciones se ilustran en la Figura 6.24.

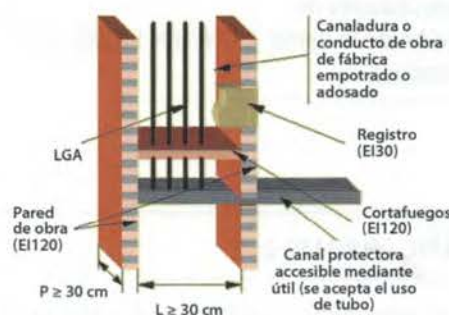


Figura 6.24. Conductos de obra para LGA. (Fuente: guía técnica).

6.6.3 Tipos de cable empleados en las LGA

El REBT establece unas exigencias mínimas a los cables empleados en la LGA. La tabla 6.8 resume las condiciones que, desde el punto de vista normativo, deben satisfacer:

CABLES PARA LÍNEAS GENERALES DE ALIMENTACIÓN	
Composición	Trifásico: 3F + N + CP* *Solamente en concentración de contadores en varias plantas y para la LGA que vaya de la inferior a las centralizaciones sucesivas
Tipo	Unipolares
Conductor	Cobre Aluminio
Tensión aislamiento	0,6/1 kV
Sección mínima	Cobre: 10 mm ² Aluminio: 16 mm ²
Protección contra incendios	No propagadores de incendio y con emisión de humos y opacidad reducida alojados en conductos que tampoco sean propagadores de la llama

Tabla 6.8. Exigencias del REBT para los cables de la LGA.

En el mercado existen cables comerciales que satisfacen los requisitos reglamentarios. La tabla 6.9, extraída de la GUIA-BT-14, resume las características de conductores y conductos, así como su designación empleados en la ejecución de LGA.

Sistema de instalación	Sistema de canalización		Cable	
	Características	Norma	Designación	Norma
Superficial	Tubo no propagador de la llama	UNE-EN-50086-2-1	RZ1-K (AS)	UNE 21.123-4
	Canal no propagadora de la llama	UNE-EN 50085		
Empotrado	Tubo no propagador de la llama	UNE-EN-50086-2-2	DZ1-K (AS)	UNE 21.123-5
	Canal no propagadora de la llama	UNE-EN 50085		
Enterrado	Tubo (propiedades de propagación de la llama no declaradas)	UNE-EN 50086-2-4	RZ1-K (AS) DZ1-K (AS)	Ya descritos
Canal de obra			RZ1-K (AS) DZ1-K (AS)	Ya descritos
Canalizaciones prefabricadas UNE-EN 60439-2				

Tabla 6.9. Resumen de las características de cables y conductos válidos para la ejecución de LGA.

6.6.4 Cálculo de la LGA

Cálculo de los conductores de fase

Cuando se trata de líneas de enlace o circuitos interiores, en comparación con las líneas de distribución, el cálculo eléctrico de la sección se simplifica.

Conforme nos alejamos del centro de transformación las corrientes de cortocircuito máximas previsibles se van reduciendo drásticamente, sobre todo cuando las secciones de los cables empiezan a disminuir; por ello, este criterio deja de ser determinante para la magnitud de la sección y no se aplica.

En cuanto al criterio de pérdida de potencia, al no existir restricciones a su valor de tipo reglamentario ni impuestos por otros como sucede con las líneas de distribución, tampoco suele emplearse. Esto no resta que el técnico que hace el diseño pudiera hacer un balance de pérdidas y estudiar las secciones más adecuadas para minimizarlas, aunque esto no es lo habitual.

En definitiva, para determinar la sección de los conductores activos o de fase de la LGA se aplican dos criterios diferentes:

- **Por intensidad admisible.** A partir de la previsión de cargas del edificio se decide el número de LGA con que contará la instalación. Esta decisión tiene en cuenta las limitaciones tecnológicas impuestas por las intensidades nominales de las CGP comerciales y la máxima intensidad previsible para el interruptor general de maniobra (IGM) de la centralización de contadores, que es de 250 A. Si hay más de una LGA, las cargas de los distintos conceptos deben repartirse entre ellas. Si hubiera que fraccionar la potencia correspondiente a viviendas, como el coeficiente de simultaneidad depende del número de estas, la suma de potencias de las LGA superaría a la potencia transportada por la acometida.
- **Por caída de tensión.** A diferencia de lo que sucedía en las redes de distribución y en las acometidas, en las instalaciones de enlace e interiores el REBT establece los límites de caída de tensión admisibles en cada elemento. El porcentaje de caída de tensión reservado para la LGA depende del número de centralizaciones de contadores del edificio, siendo:
 - 0,5 % cuando únicamente existe una centralización de contadores.
 - 1 % en el caso de varias centralizaciones de contadores parciales.

Por otro lado, hay que evaluar en qué circunstancias deben considerarse o no los efectos inductivos de los conductores para el cálculo de la sección por caída de tensión. En general, cuando se trabaja con secciones pequeñas estos podrán despreciarse en el cálculo de la sección por este criterio. Sin embargo, para secciones superiores a 120 mm² estos deben tenerse en cuenta y aplicar el procedimiento de cálculo visto en el apartado 3.6.2 del capítulo 3. Los valores de reactancia se calcularán como:

$$x = k \times r \quad [6.6]$$

Donde:

r es la resistencia de la línea por unidad de longitud obtenida según expresión [3.6], en Ω/m ;

x es la reactancia inductiva de la línea por unidad de longitud, en Ω/m ; y

k es la constante adimensional que depende de la sección y que se deduce según tabla 6.10.

Sección	Reactancia inductiva	Constante k
$S \leq 120 \text{ mm}^2$	$x \cong 0$	0
$S = 150 \text{ mm}^2$	$x \cong 0,15 \times r$	0,15
$S = 185 \text{ mm}^2$	$x \cong 0,20 \times r$	0,20
$S \geq 240 \text{ mm}^2$	$x \cong 0,25 \times r$	0,25

Tabla 6.10. Valores de la reactancia inductiva en función de la sección del conductor.

Con cada criterio se obtiene un valor mínimo de la sección que lo satisface. Como sección de la LGA se toma el mayor de ellos, siempre y cuando supere o iguale el valor mínimo de sección establecido por el REBT.

En la GUIA-BT-14 se resumen las tablas de intensidad admisible para este tipo de instalación considerando que se trata de un sistema de cables unipolares con aislamiento termoestable. Como la norma de referencia para las intensidades máximas admisibles de los conductores, la UNE 20 460-5-523, fue modificada posteriormente a la publicación de la guía, se han actualizado los valores y se recogen en las tablas 6.11 y 6.12.

Tipo de instalación	Sección nominal del conductor (Cu) en mm²										
	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Tubos empotrados en pared de obra	54	73	95	119	145	185	224	260	299	341	401
Tubos en montaje superficial											
Canal protectora											
Conductos cerrados de obra de fábrica											
Tubos enterrados	77	100	128	152	184	224	268	304	340	384	440

Tabla 6.11. Intensidades máximas admisibles para conductores de cobre empleados en LGA.

Tipo de instalación	Sección nominal del conductor (Al) en mm²									
	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Tubos empotrados en pared de obra	57	72	89	108	139	169	196,5	227	259	306
Tubos en montaje superficial										
Canal protectora										
Conductos cerrados de obra de fábrica										
Tubos enterrados	78	100	120	144	186	208	236	264	300	344

Tabla 6.12. Intensidades máximas admisibles para conductores de aluminio empleados en LGA.

Cálculo del neutro

El valor mínimo de la sección del neutro debe ser al menos el 50 % de la sección de fase y nunca inferior a los valores de la tabla 6.13.

Sección Fase, mm²	Sección Neutro, mm²
10 (Cu)	10 (Cu)
16 (Cu)	16 (Cu)
16 (Al)	16 (Al)
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70

Sección Fase, mm ²	Sección Neutro, mm ²
150	70
185	95
240	120

Tabla 6.13. Sección mínima del neutro de la LGA en función de la sección de fase.

Según la ITC-BT-14 del REBT para determinar la sección del neutro, además de tener en cuenta las protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos, se ha de considerar:

- El máximo desequilibrio previsible ya que los desequilibrios causan circulación de corriente por el neutro. Aunque se intenten repartir las cargas de la instalación receptora, difícilmente se van a poder distribuir de forma igualitaria entre las tres fases las potencias de los receptores monofásicas; y aun lográndolo, cuando estos no funcionen simultáneamente se producirá desequilibrio.
- Las corrientes armónicas susceptibles de producirse y su comportamiento.

Este análisis puede ser bastante complejo. Por un lado se podría estimar la corriente de desequilibrio más desfavorable, pero muchas veces se desconoce el uso que se va a dar a cada carga y la simultaneidad con que van a operar.

En cuanto a las corrientes armónicas, suelen deberse a cargas no lineales que absorben corrientes en impulsos bruscos. Los pulsos crean ondas distorsionadas que originan, a su vez, corrientes de retorno hacia otras partes del sistema de alimentación.

Esto se traduce, entre otros efectos, en una circulación de corriente por el neutro que a veces puede superar a la de las fases, aun en el caso de sistemas equilibrados. Son cargas de este tipo los electrodomésticos que contienen rectificadores como ordenadores, impresoras, televisores, sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI), etc. También producen este efecto los tubos fluorescentes.

Como se trata de receptores comunes va a ser inevitable la aparición de corrientes armónicas, así que en la práctica la sección del neutro de la LGA es igual a la de fase.

Determinación del diámetro del tubo

Los valores mínimos de los diámetros exteriores de los tubos establecidos por el REBT se recogen en la tabla 6.14.

Sección Fase, mm ²	Diámetro exterior del tubo, mm
10	75
16	75
25	110
35	110
50	125
70	140
95	140
120	160
150	160
185	180
240	200

Tabla 6.14. Diámetro exterior mínimo de los tubos de la LGA.

Ejemplo 6.7

En un edificio con una centralización de contadores única se instala la LGA enterrada con conductores de cobre con aislamiento de XLPE bajo tubo con una longitud de 18 m. La potencia transportada es de 105 kW y $FP = 0,85$. Determina las secciones de fase y neutro y el diámetro del tubo de la LGA.

Solución

Cálculo de la sección por intensidad admisible

La intensidad que circulará por las fases de la LGA será:

$$I_b = \frac{105.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 178,3 \text{ A}$$

La tabla 6.11 recoge las intensidades admisibles para LGA con conductores de cobre. Se adopta la sección de 50 mm² para instalación enterrada bajo tubo ya que se cumple:

$$I_b = 178,3 \leq I_z = 184 \text{ A}$$

Cálculo de la sección por caída de tensión

En principio se desprecian los efectos inductivos.

La caída de tensión admisible es del 0,5 % por tratarse de un edificio con una centralización de contadores.

$$e = \left(\frac{5}{100} \right) \times 400 = 2 \text{ V}$$

$$S = \frac{P \times L}{\gamma \times e \times U} = \frac{105.000 \times 18}{44 \times 2 \times 400} = 53,7 \text{ mm}^2$$

Se ha tomado la conductividad del cobre a 90 °C al ser ésta la máxima temperatura que puede soportar el aislamiento de XLPE sin deteriorarse.

Por este criterio la sección elegida sería 70 mm². Como ha salido un valor inferior a 120 mm², la suposición de despreciar los efectos inductivos ha sido acertada.

La sección de la LGA sería la mayor de los dos criterios, es decir:

$$S_F = 70 \text{ mm}^2$$

Cálculo del diámetro del tubo y la sección del neutro

Los valores mínimos para la sección de 70 mm²:

Diámetro del tubo (tabla 6.14):

$$D = 140 \text{ mm}$$

Sección del neutro (tabla 6.13):

El valor mínimo que se puede adoptar desde el punto de vista reglamentario es:

$$S_N = 35 \text{ mm}^2$$

Sin embargo, como no es posible justificar que no existe circulación de corriente a través del conductor neutro, ya sea por desequilibrios, ya sea por la existencia de armónicos de orden impar, la sección del neutro se tomará igual a la sección de la fase, es decir:

$$S_N = 70 \text{ mm}^2$$

Ejercicios

26. ¿Qué es una LGA? ¿Existe en todas las instalaciones de enlace?
27. Enumera los requisitos exigidos por el REBT para los cables de la LGA.

28. Explica cómo debe ejecutarse una LGA cuando discorra por un tramo vertical.
29. ¿Es habitual que el neutro de la LGA transporte corriente? Razona la respuesta.
30. ¿Cuál es la caída de tensión admisible en una LGA?
31. Explica razonadamente por qué no suelen emplearse los criterios de cálculo de secciones por corrientes de cortocircuito y pérdida de potencia admisibles en el diseño de las LGA.
32. ¿Cuándo el trazado de la LGA incluirá el conductor de protección?
33. Calcula la sección de la LGA de una vivienda unifamiliar de electrificación básica mínima sabiendo que la longitud entre la CPM y el cuadro general de protección es de 17,5 m. Se emplean conductores de aluminio con aislamiento de XLPE en instalación enterrada bajo tubo.
34. Un edificio demanda una potencia de 87 kW con factor de potencia de 0,8. Determina la sección de la LGA (fases, neutro y CP) y el diámetro del tubo sabiendo que la longitud de conductor necesario para conectar la CGP con la única centralización de contadores existente es de 26 m y que se van a emplear cables con conductores de cobre y aislamiento de XLPE de 0,6/1 kV. El sistema de instalación es tubo empotrado en obra.
35. Un edificio dispone de dos centralizaciones de contadores, cada una de ellas alimentada por una LGA. Los datos correspondientes a cada una de ellas son:
 - LGA1: 69 kW, longitud 12,5 m
 - LGA2: 76 kW, longitud 41 m

El suministro es trifásico y se toma un factor de potencia genérico de 0,5. Se emplean cables con conductores de cobre y aislamiento de XLPE de 0,6/1 kV en instalación bajo tubo empotrado en obra. Determina la sección de cada LGA y de los correspondientes neutros y conductores de protección, así como el diámetro del tubo de cada una de ellas.

6.7 Centralización de contadores

6.7.1 Definición y características

La **centralización de contadores** puede definirse como el lugar donde se instalan los contadores destinados a medir el consumo de energía eléctrica correspondiente a los distintos abonados de un mismo edificio.

Este elemento de la instalación eléctrica de enlace está regulado por la ITC-BT-16 del REBT. En dicha instrucción se establecen las diferentes formas posibles de instalación de los contadores, que son:

- **De forma individual:** solamente es aplicable cuando se tiene un suministro independiente para un único usuario, o dos usuarios alimentados desde un mismo lugar. Se emplea en el caso de viviendas unifamiliares, de locales comerciales o de industrias con alimentación independiente. Cuando es posible, se utilizan cajas de protección y medida que contienen los fusibles generales de protección, el o los contadores y el dispositivo de discriminación horaria si lo hubiese. En el caso de suministros industriales, comerciales o de servicios en los que la medida de la potencia es indirecta, hay que consultar con las normas particulares de la empresa suministradora encargada del servicio para decidir la forma de instalación, ya que existen gran variedad de posibilidades.
- **De forma concentrada:** es la solución adoptada cuando hay más de dos usuarios diferentes que comparten acometida, es decir, en edificios destinados a viviendas y locales comerciales, edificios comerciales o edificios de concentración de industrias. En este caso, los dispositivos para la medida de la energía eléctrica de cada uno de los usuarios y de los servicios generales del edificio se instalan agrupados para facilitar la tarea de lectura, ubicándose en:
 - Armarios: cuando el número de contadores a instalar es inferior a 16.
 - Locales independientes: cuando se supere el valor anterior.

Si los contadores se disponen de forma concentrada, la centralización se sitúa en la planta baja, en el entre-suelo o en el primer sótano, pudiendo ser esta concentración única siempre que el edificio tenga menos de 12 plantas. Cuando el número de alturas de la edificación supere el anterior valor, pueden concentrarse en plantas intermedias, cada una de ellas destinada al uso de 6 o más plantas.

También puede realizarse una concentración en cada planta del edificio si el número de contadores que alberga cada una de ellas es mayor que 16.

Para evitar su alteración indebida, los contadores y los demás dispositivos deben instalarse en módulos (cajas con tapas), paneles o armarios normalizados, todos ellos dotados de partes transparentes resistentes a la radiación ultravioleta que permitan la lectura directa de los consumos.

Los contadores pueden ser alquilados a la empresa suministradora o propiedad del usuario final, siempre que adquiera un modelo aprobado.

Recuerda...

Puesto que únicamente pueden ser manipulados por personal de la compañía eléctrica, todos estos elementos son precintados, o bien por la empresa suministradora, o bien por organismos oficiales, siendo responsabilidad del usuario el quebrantamiento de estos precintos.

6.7.2 Contadores de energía eléctrica

Los **contadores de energía eléctrica** son los equipos de medida que permiten evaluar la cantidad de energía consumida en un periodo de tiempo por los diferentes usuarios.

Estos aparatos de medida pueden clasificarse de acuerdo a distintos criterios:

- **Según el tipo de energía que registran:**

- **Contadores de energía activa.** Miden la cantidad de energía activa consumida por el abonado y expresada en kWh.
- **Contadores de energía reactiva.** El consumo de reactiva es perjudicial para el funcionamiento de la red eléctrica por lo que se emplean este tipo de equipos para registrarla. Su valor se expresa en kVARh y junto con la lectura del contador de energía activa permiten determinar el factor de potencia de la instalación y el complemento por reactiva que se debe aplicar en la factura.

- **Según el número de fases:**

- **Contadores monofásicos.** Se emplean para evaluar los consumos en suministros monofásicos. Disponen de cuatro terminales de conexión, dos de entrada para la conexión de la fase y el neutro procedentes de los fusibles, y dos de salida que se llevarán al borne de salida de la derivación individual.
- **Contadores trifásicos.** Son válidos para registrar los consumos de suministros trifásicos. Su tamaño es mayor que los anteriores y disponen de 8 bornas de conexión, cuatro de entrada para las tres fases y el neutro, y cuatro de salida.

- **Según la estructura interna:**

- **Contadores de inducción mecánica.** El registro del consumo se realiza contando el número de vueltas dadas por un disco. Su giro se produce por inducción electromagnética debida a los campos electromagnéticos generados por la corriente eléctrica que circula a través del contador y la tensión a la que se someten sus bornas.
- **Contadores electrónicos o estáticos.** Carecen de elementos mecánicos y el registro de los consumos se realiza de forma electrónica. El dispositivo registra impulsos de manera que un número determinado de estos equivale a una unidad de consumo, es decir, un kWh. Son mucho más prácticos y versátiles, ya que pueden integrar funciones de registro histórico de consumos, discriminación horaria, etc.

El tipo de contador que se coloca en una determinada aplicación depende de las características propias de la instalación, de los requisitos normativos existentes y del tipo de tarifa que contrate el usuario.

Recuerda...

Con los contadores electrónicos, al disponer de una señal de salida digital, se puede realizar la telegestión del consumo energético con ayuda de un sistema de transmisión de datos. Por orden ministerial, los clásicos contadores de inducción deben ser remplazados por este tipo de instrumentos en los próximos años.

Independientemente del tipo de contador empleado, la intensidad máxima asignada para realizar una medida directa está en torno a los 63 A. Esto significa que si el consumo sobrepasa este valor, los equipos de medida necesitan ir acompañados de transformadores de intensidad que adecuen la señal.



Contador trifásico
de inducción



Contador monofásico
de inducción



Contador monofásico
electrónico



Contador trifásico
electrónico

Figura 6.25. Contadores de energía eléctrica.

Ejercicios

36. ¿Cuándo se pueden concentrar los contadores en un armario?
37. ¿Qué instrucción del REBT está dedicada a regular las centralizaciones de contadores?
38. Observa la siguiente fotografía. Razona si esta instalación es conforme a la normativa vigente.



39. En un edificio de 24 plantas, ¿cuántas centralizaciones de contadores crees que habrán? ¿Cómo se ejecutarán: en cuarto o en armario?
40. Si se trata de una obra de nueva construcción, ¿qué tipo o tipos de contadores crees que se instalarían actualmente para medir el consumo de una vivienda?
41. Un usuario final, ¿puede ser propietario del contador de energía eléctrica que tenga instalado? Razona la respuesta.
42. ¿Crees que tendría sentido instalar un contador electrónico junto a un reloj para la discriminación horaria en una instalación con tarifa nocturna? Justifica tu respuesta.

6.7.3 Elementos de una centralización de contadores

Las centralizaciones de contadores se estructuran en diferentes unidades funcionales donde se agrupan los distintos elementos de idéntica naturaleza y función. Todas ellas están formadas por componentes que cumplirán las correspondientes normas UNE, además de lo establecido en el REBT (Figura 6.26). Las Unidades Funcionales son:

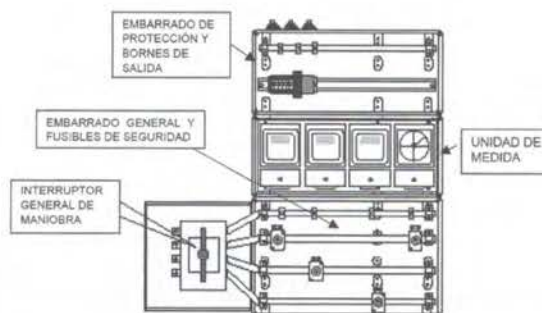


Figura 6.26. Unidades funcionales de la centralización de contadores. (Fuente: guía técnica).

Unidad funcional de interruptor general de maniobra (IGM)

Es el elemento al que se conecta la LGA. Se compone de un interruptor de corte omnipolar que se puede bloquear en posición abierto para evitar un cierre accidental o indebido.

Tiene capacidad de corte en carga, garantiza que el neutro no se corte antes de las fases y su apertura produce la desconexión de toda la centralización de contadores.

Su utilidad es fundamental en caso de incendios pues permite desconectar todos los suministros con una sola maniobra; por ello, en el caso de que hubiera que instalar más de un IGM en un edificio, se recomienda que se instalen juntos en la centralización más próxima a la entrada de los bomberos.

La instalación de esta unidad funcional es obligatoria a partir de dos contadores, constituye un módulo independiente con envolvente de doble aislamiento ya que alberga elementos en tensión, y su intensidad nominal ha de ser como mínimo de 160 A para previsiones de carga hasta 90 kW, y de 250 A hasta 150 kW.



Figura 6.27. Interruptor General de Maniobra (IGM).

Unidad funcional de embarrado general y fusibles de seguridad

Tras pasar a través del IGM, la LGA se conecta a las tres pletinas de cobre de fase y la pletina del neutro de esta unidad funcional, las cuales constituyen el embarrado general de la concentración de contadores. Del embarrado parten las Derivaciones Individuales (DI) que, inicialmente, pasan por los fusibles de seguridad que las protegen. Los dos elementos de esta unidad funcional deben estar en envolventes aislantes independientes para evitar que se produzca un contacto directo con el embarrado general cuando se están manipulando los fusibles.



Figura 6.28. Unidad funcional de embarrado general y fusibles de seguridad.

Unidad funcional de medida

Es donde se alojan los contadores, interruptores horarios y/o dispositivos de mando para la medida de energía eléctrica.

Recuerda...

En la unidad funcional de medida puede colocarse el reloj para discriminación horaria siempre y cuando no exista una unidad funcional de mando, caso en el que el interruptor horario se ubica en un módulo independiente. No obstante, cuando todos los contadores de inducción hayan sido sustituidos por los electrónicos, el reloj para discriminación horaria no será necesario.

Los contadores se enganchan a unas placas de fijación en tres puntos de sujeción verticales que forman un triángulo isósceles y son desplazables para adaptarse a las dimensiones de cada modelo particular.

El número de contadores que pueden instalarse por panel depende de si éstos son monofásicos o trifásicos, existiendo en el mercado diferentes configuraciones.



Figura 6.29. Panel para contadores trifásicos. Se observa que pueden instalarse tanto contadores monofásicos como trifásicos.

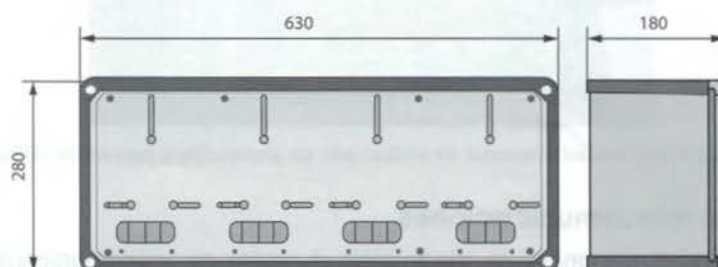


Figura 6.30. Panel para contadores monofásicos.

El número de paneles que se pueden apilar verticalmente debe ser tal que los contadores instalados en el más alto cumplan que su dispositivo de lectura no esté a más de 1,80 m del suelo.



Figura 6.31. Unidad funcional de medida.

Unidad funcional de mando

Es opcional y contiene los dispositivos de mando para el cambio de tarifa de cada suministro. Cuando se haya producido la sustitución de todos los contadores analógicos por los digitales, esta unidad carecerá de sentido.



Figura 6.32. Panel para unidad funcional de mando.

Unidad funcional de embarrado de protección y bornes de salida

Se componen por tantas regletas de bornes como derivaciones individuales partan de la centralización con el correspondiente carril DIN, una barra de cobre para la conexión del conductor de protección debidamente señalizada con el símbolo de puesta a tierra y conectado a tierra. Las bornas de conexión de los cables de las derivaciones individuales deben estar etiquetadas para facilitar la identificación de cada suministro.



Figura 6.33. Unidad funcional de embarrado de protección y bornes de salida.

Unidad funcional de telecomunicaciones

Según el REBT esta unidad es opcional y en ella se aloja el equipo de telecomunicaciones y adquisición de datos. Sin embargo actualmente ha cobrado una importancia decisiva y figura en todas las centralizaciones de contadores con dispositivos electrónicos. Con los equipos que se instalan en esta unidad, las compañías eléctricas pueden efectuar las lecturas de los consumos de forma remota y en tiempo real, es decir, aplicar la telegestión de la demanda.

Recuerda...

Los módulos prefabricados empleados para las distintas unidades funcionales de la concentración de contadores de un edificio de viviendas se construyen para una capacidad máxima de 250 A en el embarrado general, y para la máxima potencia de las derivaciones individuales. Su modelo y tipo son establecidos por la correspondiente empresa suministradora cuyas normas técnicas han de consultarse, y cumplirán con las correspondientes normas UNE y Recomendaciones UNESA.

Cada LGA debe disponer de sus correspondientes unidades funcionales de interruptor general de maniobra, embarrado general y fusibles de seguridad, medida y embarrado de protección y bornes de salida.

Ejercicios

43. Según la ITC-BT-16 del REBT el embarrado general y los fusibles de seguridad, aunque pertenecen a la misma unidad funcional, deben instalarse en envolventes independientes. ¿Cuál crees que es la razón de esta exigencia?

44. En la siguiente imagen, identifica las distintas unidades funcionales de la centralización de contadores:



Justifica si esta centralización de contadores cumple o no con las prescripciones reglamentarias del REBT del 2002.

45. ¿Qué función cumple la unidad funcional de mando? ¿Tienen sentido si los contadores instalados en la centralización son electrónicos? Razona la respuesta.

46. ¿A partir de qué unidad funcional empiezan a instalarse los conductores de protección de las derivaciones individuales?

47. ¿En qué unidad funcional se instalan los fusibles de protección de las derivaciones individuales? ¿Y los contadores? ¿Y los equipos de comunicaciones para realizar la telegestión?

48. ¿Qué utilidad tiene el IGM?

6.7.4 Determinación de la configuración de una centralización de contadores

La configuración de la centralización de contadores condiciona las dimensiones del local o armario que la contengan. Además influye en la longitud tanto de la LGA como de las derivaciones individuales. Por ello, aunque su determinación no es un cálculo eléctrico, debe incluirse en el diseño de la instalación de enlace.

En este punto el técnico se encuentra con varias dificultades:

- El REBT no establece ninguna directriz al respecto.
- Cada compañía eléctrica tiene unos criterios particulares que difieren de los de otra.
- Algunas comunidades autónomas, en virtud de sus competencias, emiten normativa propia de instalaciones de enlace.
- La paulatina sustitución de los contadores de inducción por los electrónicos reduce las necesidades de espacio ya que integran en un único dispositivo la medida de energías activa y reactiva y la función de discriminación horaria.

Por ello es difícil llegar a unos criterios generales con validez en todo el país. No obstante, se puede hacer una cierta generalización que permita establecer las necesidades de espacio mínimas:

- Cada vivienda debe tener asociado un hueco para la instalación de su contador de energía. Además, ya que la ITC-BT-15 estipula que debe preverse un tubo de reserva por cada diez derivaciones individuales o fracción en viviendas o locales para posibles ampliaciones futuras, debería reservarse también un hueco en la centralización de contadores por el mismo concepto. El tipo escogido es monofásico normalmente.
- Cada consumo independiente también requiere un hueco en la unidad funcional de medida. Son ejemplos de estos cada local comercial, oficina, etc. y los garajes. En el caso de locales comerciales, el tipo escogido varía si el consumo se considera monofásico o trifásico. Para los garajes, el tipo a escoger depende de si hay o no cargas trifásicas (por ejemplo, ventiladores para el caso de ventilación forzada).
- Resulta interesante recordar que el REBT establece que en locales que no tengan definida su partición, se debe instalar como mínimo un tubo de reserva por cada 50 m² de superficie. Por ello, también debería preverse un hueco para el contador asociado a cada uno de estos tubos.
- Los servicios generales suelen tener sus equipos de medida instalados en un módulo específico independiente con 3 huecos, situado normalmente sobre el IGM. Obedece a que de acuerdo con algunas reglamentaciones, estos dispositivos no deben desconectarse cuando lo hace el IGM. De esta forma, en caso de incendio, puede aislarse de la red eléctrica todo el edificio a excepción de los servicios generales, tan útiles en la evacuación. El tipo escogido debe ser trifásico.
- Cuando la demanda de potencia sea tal que se excedan los 63 A, además deben preverse dos huecos adicionales para la instalación de transformadores de intensidad y regletas de medida.
- Conviene prever huecos adicionales para posibles ampliaciones.

A groso modo, el procedimiento de diseño del sistema modular de la centralización de contadores será:

- Partiendo de los suministros que abastece cada LGA, se determina el número de huecos para contadores de medida monofásicos y/o trifásicos de la energía eléctrica necesarios aplicando los criterios enumerados anteriormente.
- Se escogen los modelos de los módulos para tener presente cuántos huecos hay por módulo y qué dimensiones tienen.
- Se estipula el número de módulos de la unidad de medida totales. Asimismo, cómo se apilan y cuántas columnas de unidades de medida deben disponerse. Cuando por el número de módulos necesarios alguna de las columnas quedase incompleta, se completará hasta que alcance la altura de las restantes para conseguir una disposición simétrica de todas las columnas. Este criterio obedece a facilidades de instalación (fijación a pared o hueco de obra) y no complicar en exceso la continuidad de la pletina de tierras.
- Se calculan el número de unidades funcionales de embarrado general y fusibles de seguridad, embarrado de protección y bornes de salida, así como otras unidades o módulos independientes precisos para abastecer todas las necesidades del edificio.
- Se determina la configuración geométrica de los módulos prefabricados que constituyen la centralización de contadores de cada LGA, teniendo en cuenta las dimensiones de cada uno de ellos.
- Se comprueba que las disposiciones geométricas adoptadas como solución caben dentro del local reservado para este fin y cumplen con todas las prescripciones del REBT y las normas particulares de la compañía suministradora de energía que vaya a hacerse cargo del suministro.



Figura 6.34. Cuarto para la centralización de contadores.

6.7.5 Cableado de la centralización de contadores

La tabla 6.15. resume las características exigidas a los cables empleados para la conexión de los distintos elementos que componen la centralización de contadores.

Sección mínima	Tensión asignada	Conductores	Aislamientos	Colores
6 mm ²	400/750 V	Cobre Case 2	Seco, extruido, a base de mezclas termoestables o termoplásticas. No propagadores de incendio, con opacidad y emisión de humos reducida.	N: azul HM: rojo F: marrón, gris y/o negro CP: amarillo y verde

Tabla 6.15. Características de los cables utilizados en la centralización de contadores.

Ejemplo 6.8

En un edificio de viviendas se tienen los siguientes consumos:

- 10 viviendas de electrificación elevada a 230 V.
- Un garaje con suministro monofásico.
- Los servicios generales formados por un ascensor, el grupo de presión y el alumbrado de las zonas comunes.
- 2 locales comerciales con suministro trifásico que demandan menos de 63 A.

Determina la configuración de su centralización de contadores sabiendo que se van instalar contadores electrónicos y las dimensiones mínimas del local que, teniendo en cuenta las especificaciones del REBT, debe albergar esta centralización de contadores.

Se sabe que las normas de la compañía suministradora que prestará el servicio únicamente admite módulos de 3 contadores trifásicos de 630x400x200 mm. Para cumplir con la condición de que el visor del contador más elevado no esté a más de 1,8 m del suelo, no pueden apilarse más de tres módulos de este tipo.

El módulo específico del IGM tiene 400 mm de ancho, al igual que el módulo para los servicios generales.

Solución

Primero se estima el número de huecos con la premisa de que todos los huecos reservados deben ser trifásicos aunque luego se instale en ellos un contador monofásico.

Huecos para viviendas

Nº viviendas	Nº huecos
10	11

Huecos para garaje

Nº huecos
1

Huecos para servicios generales

Nº huecos
3

Se instalan en módulo independiente.

Huecos para locales

Nº locales	Nº huecos
2	2

Huecos de reserva

Se reserva un hueco por cada 10 consumos o fracción destinados a viviendas y/o locales comerciales.

Nº viviendas y locales	Nº huecos
13	2

Se tiene un total de 15 huecos más el módulo independiente para los servicios generales. Los 15 huecos deben distribuirse en paneles de 3 huecos, por lo que serán necesarios:

$$\text{núm. paneles} = \text{redondear} (\text{núm. huecos} / 3) = \text{redondear} (15 / 3) = 5$$

Como los módulos de paneles trifásicos se apilan de 3 en 3, el número de columnas que tendrá la centralización será:

$$\text{núm. columnas} = \text{redondear} (\text{núm. paneles} / 3) = \text{redondear} (5 / 3) = 2$$

Se tienen dos columnas, cada una de ellas formada por tres paneles con lo que ambas están completas. Si el número de paneles que hubiéramos obtenido en el cálculo no fuera múltiplo de tres, para obtener una centralización simétrica completaríamos con paneles vacíos la columna incompleta.

Un esquema de cómo quedaría la configuración sería:

IH	Embarrado de Seguridad	Embarrado de Seguridad
	Módulo de 3 C. Trifásicos	Módulo de 3 C. Trifásicos
SG	Módulo de 3 C. Trifásicos	Módulo de 3 C. Trifásicos
	Módulo de 3 C. Trifásicos	Módulo de 3 C. Trifásicos
IGM	Fusibles	Fusibles
	Embarrado	Embarrado

La anchura total del conjunto es de $400 + 630 \times 2 = 1.660 \text{ mm} = 1,66 \text{ m}$. Hay que sumarle los 0,2 m que hay que dejar por cada lado, luego la pared donde se instalen los paneles deberá ser como mínimo de 2,06 m, valor que supera los 1,5 m mínimos reglamentarios. Por otro lado, hay que dejar una distancia mínima desde la pared donde se colocan los paneles al siguiente obstáculo de 1,1 m; puesto que solamente se emplea un tabique para la instalación de las dos columnas, hay que sumar a la anchura del pasillo los 20 cm de profundidad de los módulos. Así, el local deberá tener un ancho mínimo de 1,3 m.

Ejercicios

49. Si se contrata una tarifa con complementos de energía reactiva y con discriminación horaria, ¿Cuántos huecos debería reservarse para los contadores si son de inducción? ¿Y si son electrónicos?
50. Si se tiene un local comercial de 210 m² sin partición definida, ¿Cuántos huecos para los contadores de energía deberían preverse?
51. ¿Cuál es la sección mínima que debe emplearse para cablear una centralización de contadores?
52. ¿Puede cablearse una centralización de contadores con conductores de aluminio?
53. Diseña una configuración válida de la centralización de contadores de un edificio formado por:
 - 16 viviendas de suministro monofásico.
 - 3 oficinas de suministro monofásico.
 - 5 locales comerciales trifásicos.
 - Un garaje con ventiladores trifásicos.
 - Los servicios generales.

Se pueden emplear módulos para 3 contadores trifásicos que pueden apilarse hasta 3, o módulos para contadores monofásicos que pueden apilarse hasta 4.

6.8 Derivaciones individuales

6.8.1 Definición y características

Según la ITC-BT-15 una **derivación individual** es la parte de la instalación que, partiendo de la línea general de alimentación, suministra energía eléctrica a una instalación de usuario.

Por tanto, se inicia en el embarrado general de la centralización de contadores y es mucho más que un conductor de alimentación a los distintos consumos del edificio, ya que comprende:

- Los fusibles de seguridad que protegen al conductor y a los equipos de medida frente a sobrecargas y cortocircuitos. Se emplean fusibles cilíndricos tipo gG y se conectan a cada una de las fases. El neutro no debe estar protegido aunque para facilitar la desconexión de todos los conductores dispone de una base portafusibles de color azul colocada a la izquierda de las bases blancas destinadas a los cables polares. Para mantener la continuidad eléctrica, en la base portafusible del neutro se coloca un cilindro hueco de material conductor y del mismo tamaño que los fusibles.



Figura 6.35. Fotografía de base portafusibles para DI donde se aprecia tanto el cartucho fusible como el cilindro que da continuidad al neutro.

- El conjunto de medida formado por uno o dos contadores de energía y, en su caso, un reloj de discriminación horaria. Cuando se emplea un contador electrónico, este dispositivo realiza todas las funciones de los anteriores. Estos elementos son necesarios para la facturación de los consumos.
- Los dispositivos generales de mando y protección ubicados en el cuadro general de cada usuario, integrados por al menos un interruptor general automático de corte omnipolar y un interruptor diferencial general.

La figura 6.36 representa los elementos que forman parte de una derivación individual.

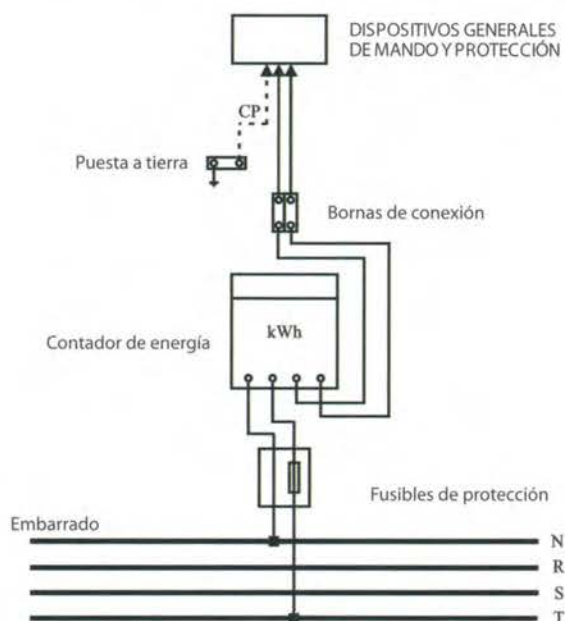


Figura 6.36. Esquema de una derivación individual.

Los sistemas de instalación contemplados en el REBT para este elemento son:

- Conductores aislados en el interior de tubos empotrados.
- Conductores aislados en el interior de tubos enterrados.
- Conductores aislados en el interior de tubos en montaje superficial.
- Conductores aislados en el interior de canales protectoras cuya tapa solo se pueda abrir con la ayuda de un útil.
- Canalizaciones eléctricas prefabricadas según norma UNE-EN 60.439.
- Conductores aislados en el interior de conductos cerrados de obra de fábrica, proyectados y contruidos al efecto.

6.8.2 Trazado e instalación

Cada derivación individual es independiente de la de otros usuarios e incluye tanto los conductores activos, el conductor neutro, el hilo de mando para el cambio de tarifa y el conductor de protección.



Figura 6.37. Instalación de derivaciones individuales bajo tubo en conducto de obra con tapa registrable.

Las condiciones de instalación que debe cumplir son:

- El trazado ha de ser lo más corto posible.
- Los conductores no tienen empalmes ni cambios de sección. Se exceptúa en el cableado de la centralización de contadores y del cuadro general de protección. Tanto los dispositivos de medida de la energía como los elementos de protección tienen un límite de sección máxima del conductor que puede conectarse a ellos, normalmente en torno a 35 mm^2 . Cuando por razones de cumplimiento de las exigencias de caída de tensión deba emplearse un conductor que supere este valor, se admite que en la conexión de estos dispositivos la sección sea inferior a la del resto de la derivación individual.
- Los elementos que alberguen a los cables deben cumplir:
 - **Tubos:** sus dimensiones dependen de la sección pero, en cualquier caso, su diámetro exterior mínimo es de 32 mm y debe permitir la ampliación de las secciones de conductor inicialmente instaladas en un 100 %. En cuanto al número de tubos que se deben instalar, además del correspondiente a cada derivación individual, hay que añadir uno de reserva por cada 10 derivaciones o fracción. Para el caso de locales comerciales sin partición definida, como mínimo se instala un tubo por cada 50 m^2 de superficie. En cualquier caso, las uniones de los tubos son roscadas o embutidas y se ejecutan de forma que no puedan separarse los extremos.
 - **Otras Canalizaciones:** sus dimensiones tienen que ser tales que permitirán la ampliación de las secciones de los conductores inicialmente instalados en un 100 %. Si dos derivaciones individuales tienen el mismo trazado, se admite que compartan el mismo canal protector siempre que se utilicen cables con cubierta (multipolares) para que estas queden debidamente separadas.
- Discurre por zonas de uso común, pues se trata de un elemento que está sujeto a unas operaciones de mantenimiento e inspección periódicos y debe facilitarse la intervención al personal responsable. En caso de no ser posible, se tiende en propiedad particular pero se establecen las correspondientes servidumbres de paso, es decir, existe la obligación legal de permitir el acceso a la instalación a los técnicos encargados del mantenimiento.
- En los tramos verticales, las derivaciones individuales se alojan en el interior de un conducto o canaladura de obra de fábrica que puede estar empotrado o adosado a zonas de uso común o al hueco de la escalera siempre que no sea una escalera protegida.

Las paredes de la canaladura han de tener una resistencia al fuego mínima EI 120 y al menos cada tres plantas se instalan barreras cortafuegos. Además, no debe presentar curvas, cambios de dirección ni de dimensiones en su trazado.

Para facilitar los trabajos de inspección e instalación, las canaladuras también deben dotarse como mínimo cada tres plantas de tapas de registro con EI 30 y dimensiones mínimas 0,30 m de alto y anchura igual a la del conducto, quedando su parte superior al menos a 0,20 m del techo. La figura 6.38 representa las condiciones exigibles a las canaladuras.

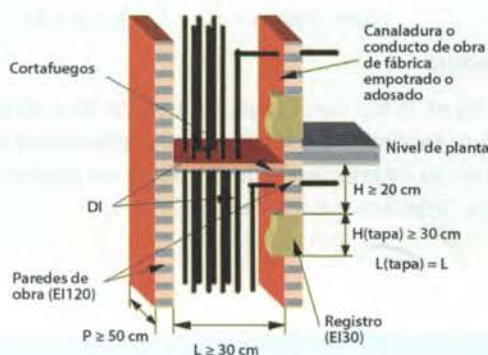


Figura 6.38. Conductos de obra para DI.

Las dimensiones mínimas de la canaladura dependen del número de derivaciones individuales que alberguen y se muestran en la tabla 6.16.

DIMENSIONES (m)		
Número de derivaciones	ANCHURA L (m)	
	Profundidad P = 0,15 m una fila	Profundidad P = 0,30 m dos filas
Hasta 12	0,65	0,50
13 - 24	1,25	0,65
25 - 36	1,85	0,95
36 - 48	2,45	1,35

Tabla 6.16. Dimensiones mínimas de la canaladura de obra de las DI.

- Es posible colocar cajas de registro precintables con tapas aislantes y no propagadoras de la llama, comunes a todos los tubos de las derivaciones individuales cada 15 m; su objeto es facilitar la instalación y el tendido de los conductores, por lo que en su interior no se realizan empalmes.

Ejemplo 6.9

Estima las dimensiones mínimas de la canaladura y el número de tubos necesario para las derivaciones individuales de las 32 viviendas de un edificio, una oficina de 100 m² y un local comercial de 225 m² sin partición definida.

Solución

Número de tubos

Se calculan los tubos necesarios para cada suministro:

- Viviendas: 32 tubos
- Oficina: 1 tubo
- Local comercial: como no está definida la partición, hay que suponer un tubo por cada 50 m² o fracción; en este caso 5 tubos

Además el REBT establece la obligación de instalar 1 tubo de reserva por cada 10 derivaciones o fracción. Como en este caso hay 38 derivaciones individuales, serán necesarios 4 tubos de reserva.

$$\text{Núm. Tubos} = 32 + 1 + 5 + 4 = 42$$

Dimensiones de la Canaladura

Se consulta en la tabla 6.16 en la fila correspondiente a de 36 a 48 derivaciones individuales. De ahí se deduce que la canaladura tendrá como mínimo una profundidad de 0,15 m y una anchura de 2,45. Los tubos se dispondrán en su interior en una sola fila y no podrán instalarse otros servicios como conducciones de gas, agua, telecomunicaciones, etc.

Ejercicios

54. ¿Qué elementos componen una derivación individual?

55. ¿Qué requisitos deben satisfacer los elementos que alojen los cables de las derivaciones individuales?
56. Enumera los distintos sistemas de instalación admisibles para las derivaciones individuales. ¿Cuáles crees que son los más empleados?
57. ¿En qué sistema de instalación crees que se emplearán más frecuentemente conductores de aluminio en lugar de los de cobre?
58. Si un edificio tiene 9 viviendas, ¿Cuántos tubos para derivaciones individuales deberán instalarse para abastecerlas? ¿Y si el edificio contiene 22 viviendas?
59. Calcula las dimensiones mínimas de la canaladura y el número de tubos necesario para las derivaciones individuales de las viviendas de un edificio, dos oficinas y tres locales comercial de 150 m² cada uno. Supón se disponen en dos filas.
60. Un edificio de 5 alturas en el que hay 4 viviendas por planta utiliza el hueco de la escalera para el trazado vertical de las derivaciones individuales de esta vivienda. Determina las dimensiones mínimas de la canaladura y el número de tubos que contendrá si estos se disponen en una fila.

6.8.3 Tipos de cables empleados en las DI

La tabla 6.17 sintetiza las condiciones que según el REBT deben cumplir los cables de las derivaciones individuales.

CABLES PARA DERIVACIONES INDIVIDUALES	
Composición	Monofásico: F + N + CP + HM Trifásico: 3F + N + CP + HM
Tipo	Unipolares Tripolares
Conductor	Cobre Aluminio (solo en circunstancias singulares)
Código colores	Fases: marrón, gris y/o negro Neutro: azul Hilo de mando: rojo Conductor de protección: amarillo y verde
Tensión aislamiento	Unipolares: 450/750 V Multipolares o enterrados: 0,6/1 kV
Sección mínima	Polares, neutro y CP: 6 mm ² Hilo de mando: 1,5 mm ²
Protección contra incendios	No propagadores de incendio y con emisión de humos y opacidad reducida alojados en conductos no propagadores de la llama

Tabla 6.17. Exigencias del REBT para los cables de las DI.

La tabla 6.18, extraída de la GUIA-BT-15, resume las características de conductores y conductos, así como su designación empleados en la ejecución de DI.

Sistema de Instalación	Sistema de Canalización (cal. mínima)		Cable	
Superficial	Tubo 4321 no propagador de la llama	Compresión fuerte (4) Impacto Media (3) Propiedades eléctricas: Aislante/continuidad eléctrica UNE-EN 50086-2-1	ES07Z1-K (AS)	Unipolar, aislado, de tensión asignada 450/750 V con conductor de cobre Clase 5 (-K) y aislamiento de compuesto termoplástico a base de poliolefina (Z1) UNE 211 002
	Canal no propagadora de la llama	Impacto Media No propagadora de la llama. Propiedades eléctricas: Aislante/continuidad eléctrica Solamente se abre con herramientas, mínimo IP2X UNE-EN 50085	RZ1-K (AS)	Cable de tensión asignada 0,6/1 kV con conductor de cobre Clase 5 (-K), aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina (Z1) UNE 21 123-4
Empotrado	Tubo 2221: No propagador de la llama	Compresión Ligera (2) Impacto Ligera (2) UNE-EN 50086-2-2	DZ1- K (AS)	Cable de tensión asignada 0,6/1 kV con conductor de cobre Clase 5 (-K), aislamiento de etileno propileno (D) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina (Z1) UNE 21.123-5
	Canal no propagadora de la llama	Impacto Media No propagador de la llama. Que solo puede abrirse con herramientas- IP2X mínimo UNE-EN 50085		
Enterrado	Tubo: (Propiedades de propagación de la llama no declaradas)	Compresión 250/450N (hormigón / suelo ligero) Impacto Ligera / Normal UNE-EN 50086-2-4	RZ1-K (AS) DZ1-K (AS)	Tipos ya descritos siempre multiconductores
Canal de Obra	Tubo 2221: No propagador de la llama	Compresión Ligera (2) Impacto Ligera (2) UNE-EN 50086-2-2	ES07Z1-K (AS)	Tipos ya descritos
	Canal no propagadora de la llama	Impacto Media No propagador de la llama. Que solo puede abrirse con herramientas- IP2X mínimo UNE-EN 50085	RZ1-K (AS) DZ1-K (AS)	
	Bandejas y bandejas de escalera	UNE-EN 61537	RZ1-K (AS)	
	Cables instalados directamente en su interior		DZ1-K (AS)	Tipos ya descritos siempre multiconductores

Tabla 6.18. Características de cables y conductos empleados en la ejecución de DI.

6.8.4 Cálculo de las DI

Cálculo de los conductores de fase

Al igual que en el caso de la LGA, la sección de las derivaciones individuales se realiza aplicando los criterios de cálculo de intensidad máxima admisible y caída de tensión permitida. Cada uno de ellos da como resultado una sección mínima que lo satisface. La sección mínima de la DI será la menor de las dos secciones obtenidas, siempre y cuando sea mayor que la sección mínima, es decir, 6 mm².

Las condiciones particulares de cálculo son:

- **Por intensidad admisible.** La máxima intensidad admisible de cada sección de conductor se puede obtener consultando la norma UNE-20.460-5-523. Para condiciones de instalación estándar, es decir, con temperatura ambiente de 40 °C y un solo conductor multipolar o un sistema de cables unipolares, puede emplearse la tabla 6.19 extraída de dicha norma:

Recuerda...

En la ITC-BT-19 aparece una tabla de intensidades máximas admisibles para diferentes cables con conductores de cobre y distintas formas de instalación, valores que están extraídos de la UNE 20.460-5-523. Sin embargo, no todos ellos son válidos ya que posteriormente a la publicación del REBT, concretamente en el año 2004, la norma UNE sufrió una revisión y algunos de los valores fueron modificados.

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	A1	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3	PVC2	XLPE3		XLPE2			
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección, mm ² Cu												
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	-
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	-
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección, mm ² Aluminio												
2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
35		61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461

Tabla 6.19. Intensidades máximas admisibles en amperios para temperatura ambiente de 40 °C en el aire.

Donde el significado de cada designación de los métodos de instalación es:

- A1: conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislada.
- A2: cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislada.
- B1: conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera. También es equivalente a tubo empotrado en pared de madera o de mampostería (ver Tabla 52-B2 UNE-20.460-5-523).
- B2: cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera.
- C: cable mono o multiconductor fijado sobre una pared de madera.
- D: cable multiconductor en conductos enterrados.
- E: cables multiconductores al aire libre.
- F: cables unipolares en contacto al aire libre.
- G: cables unipolares espaciados al aire libre.

Se observa que en esta tabla no se contempla el sistema de instalación de conductores bajo tubo enterrado. En esas circunstancias se debe consultar la norma UNE-20.460-5-523 donde se encuentran las tablas adecuadas.

En cuanto al aislamiento y el número de conductores se designan por las siglas del material aislante, es decir, PVC para policloruro de vinilo u otros materiales termoplásticos y XLPE para polietileno reticulado u otros materiales termoestables, seguido de un número que indica la cantidad de conductores polares, o sea, 2 para sistemas monofásicos y 3 para sistemas trifásicos.

La intensidad de trabajo empleada para escoger la sección adecuada de una derivación individual depende de la demanda de potencia prevista, que debe satisfacer los mínimos establecidos en la ITC-BT-10 del REBT. Estos valores pueden estar directamente asociados a una intensidad determinada (es el caso de las viviendas), o ser el resultado de un cálculo que depende de la superficie del lugar a abastecer.

En cualquier caso, como las derivaciones individuales acaban y contienen los dispositivos generales de mando y protección, la máxima intensidad que circulará por sus conductores coincidirá con la intensidad nominal del interruptor automático o magnetotérmico general, valor que se tomará como intensidad de trabajo. En consecuencia, el cálculo de la sección de la derivación individual es posterior a la elección del interruptor general.

También conviene prever futuras ampliaciones de potencia que pudieran producirse tomando en ese caso una intensidad de trabajo mayor.

En el caso de viviendas, se tiene en cuenta los niveles de electrificación definidos en el REBT (ver tabla 5.1 y tabla 5.2).

Para el resto de suministros se tienen presentes las siguientes cuestiones:

- Las empresas eléctricas no tienen obligación de proporcionar suministros monofásicos cuando la potencia es superior a 14.490 W a 230 V, es decir, la máxima intensidad nominal de un interruptor general monofásico es de 63 A.
- Las intensidades nominales de los magnetotérmicos comerciales más empleados son: 10, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125 A.
- **Por caída de tensión.** Para este cálculo, por tratarse de secciones pequeñas, se desprecian los efectos inductivos. Al igual que con la LGA, la caída de tensión admisible en este elemento es función del número de centralizaciones de contadores:
 - 1 % con una sola centralización.
 - 0,5 % cuando existan centralizaciones parciales.
 - 1,5 % en instalaciones de un solo usuario.

Ejemplo 6.10

La derivación individual de una vivienda de electrificación elevada de potencia 9.200 W a 230 V tiene una longitud de 16 m. Se ejecuta con conductores unipolares de cobre con aislamiento de polietileno reticulado en instalación bajo tubo empotrado en obra. Determina la sección mínima de esa DI si en el edificio existe una centralización de contadores.

Solución

Sección por intensidad admisible

Como intensidad de cálculo se adoptan 40 A, que es el valor de la intensidad nominal del magnetotérmico general correspondiente a esa potencia (ver tabla 5.2). Se consulta la tabla 6.19, columna 10 (sistema de instalación B1, conductores monofásicos unipolares XLPE2) obteniéndose como sección mínima válida 6 mm² ($I_z = 46$ A).

Este valor coincide con el mínimo reglamentario; de haberse obtenido un valor inferior, habría que haberse tomado 6 mm² igualmente.

Sección por CDT

Como las secciones son pequeñas, se pueden despreciar los efectos inductivos y realizar un cálculo directo de sección. Se aplica la fórmula de la tabla 3.12 para suministros monofásicos. Como solamente hay una centralización de contadores, la caída de tensión admisible es del 1 %, y que al tratarse de un conductor aislado con polietileno reticulado se debe tomar una conductividad del cobre de 44 m/Ω·mm² (ver tabla 3.13):

$$S = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times e \times U} = \frac{2 \times 9.200 \times 16}{44 \times 2,3 \times 230} = 12,6 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediata superior a ese valor es 16 mm², que es la sección mínima válida por caída de tensión.

Como sección de la derivación individual ha de instalarse el valor mayor de los dos criterios, es decir, 16 mm².

Ejercicios

61. ¿Qué tensión de aislamiento mínima deben tener los cables de las derivaciones individuales?
62. En una derivación individual, ¿qué función realiza un cable azul? ¿Y uno marrón?
63. Calcula la sección mínima necesaria para una vivienda unifamiliar de electrificación básica monofásica sabiendo que se emplean cables unipolares con conductores de aluminio y aislamiento termoestable bajo tubo enterrado y su longitud es de 12 m.
64. Un local comercial demanda una potencia trifásica de 18 kW, $FP = 0,85$ y 400 V. Si la derivación individual se ejecuta con cables multipolares con conductores de cobre bajo tubo empotrado en paredes aislantes, ¿cuál es la sección mínima que se podrá instalar si su longitud es de 26,4 m?

Cálculo del conductor neutro

El neutro tiene una función diferente en función de si los suministros son trifásicos o monofásicos. Para determinar su sección hay que analizar el papel que juega en cada circunstancia:

- **Suministros monofásicos:** en este caso el conductor neutro actúa como conductor polar, por lo que su sección debe ser igual que la sección de fase.
- **Suministros trifásicos:** la función del hilo neutro es absorber los desequilibrios de corriente producidos entre las distintas fases, así como las corrientes armónicas que pudieran producirse por la presencia de cargas no lineales en la instalación. En el hipotético caso de un sistema equilibrado en cargas o sin corrientes armónicas, el neutro estaría descargado.

Tal y como se indica en la ITC-BT-19, la instalación global debe ejecutarse de forma que se mantenga el mayor equilibrio posible en la carga de los tres conductores de fase. Esto supone que debe realizarse una distribución de las cargas entre las tres fases lo más equitativa posible. Pero aun logrando un reparto de receptores equilibrado, dado que estos no van a funcionar simultáneamente, es habitual que los sistemas tengan desequilibrios con la aparición de corrientes por el neutro.

Por otro lado las corrientes armónicas son frecuentes en la mayoría de las instalaciones ya que están ligadas a muchos receptores electrónicos.

En conclusión, en la mayoría de las ocasiones por el neutro circularán intensidades no despreciables y difíciles de evaluar. En consecuencia, de acuerdo con lo estipulado en la ITC-BT-19, se adoptará una sección del conductor neutro igual a la de fase salvo que se pueda justificar que las corrientes que circularán a través de él son despreciables.

Recuerda...

En definitiva, independientemente del tipo de suministro, como regla general la sección del neutro se toma igual a la de los conductores polares.

Cálculo del conductor de protección

Aunque se le denomina comúnmente conductor de protección, como se verá más adelante realmente constituye la línea secundaria de tierra ya que a él no se une ningún receptor.

Para determinar su sección se tiene en cuenta lo establecido en la ITC-BT-19 del REBT. Si es del mismo material que los conductores polares, su sección es función de la de las secciones de los conductores de fase y se obtiene a partir de la tabla 6.20.

Sección de los conductores de fase (S), mm ²	Sección del conductor de protección (S _{cp}), mm ²
$S \leq 16$	$S_{cp} = S$
$16 < S \leq 35$	$S_{cp} = 16$
$S > 35$	$S_{cp} = S/2$

Tabla 6.20. Sección del conductor de protección en función de las secciones de fase de las DI.

Cálculo de los conductos

Las dimensiones de los conductos que alojan los conductores de las derivaciones individuales dependen del número y tipo de cables, su sección y la forma de instalación. Las dimensiones mínimas que permiten la ampliación del 100 % de la sección se obtienen consultando las siguientes tablas.

- **Suministros monofásicos.** La tabla 6.21 expone el diámetro de los tubos y la sección eficaz mínima de las canales protectoras en función de la sección del conductor para suministros monofásicos:

Sección nominal del conductor (mm ²)	Sección eficaz mínima de las canales protectoras (mm ²)			Diámetro exterior de los tubos (mm)							
				Montaje superficial			Empotrado			Enterrado	
	ES07Z1-K		RZ1-K	ES07Z1-K		RZ1-K	ES07Z1-K		RZ1-K	RZ1-K	
	3U	3U	1T*	3U	3U	1T	3U	3U	1T	3U	1T
6	236	560	618	32	32	32	32	40	40	40	40
10	388	744	789	32	40	40	32	40	40	50	50
16	551	975	1179	40	40	50	40	50	50	50	63
25	874	1283	1558	50	50	50	50	50	63	63	63
35	1150	1581	2005	63	50	63	50	63	63	63	75

* Para este sistema particular de instalación, por coincidencia en su trazado se pueden colocar varias derivaciones individuales en el interior del mismo canal protector, en cuyo caso se multiplica la sección eficaz por el número de derivaciones individuales.

Tabla 6.21. Diámetros de los tubos de las derivaciones individuales monofásicas.

- **Suministros trifásicos.** La tabla 6.22 presenta el diámetro de los tubos y la sección eficaz mínima de las canales protectoras en función de la sección del conductor para suministros trifásicos:

Sección nominal del conductor (mm ²)	Sección eficaz mínima de las canales protectoras (mm ²)			Diámetro exterior de los tubos (mm)							
				Montaje superficial			Empotrado			Enterrado	
	ES07Z1-K		RZ1-K	ES07Z1-K		RZ1-K	ES07Z1-K		RZ1-K	RZ1-K	
	5U	5U	1P*	5U	5U	1P	5U	5U	1P	5U	1P
6	393	933	865	32	40	40	32	50	40	50	50
10	647	1240	1128	40	50	50	40	50	50	63	63
16	919	1625	1695	50	63	63	50	63	63	63	63
25	1457	2139	2304	63	63	75	63	63	75	75	90
35	1916	2635	3007	36	75		75	75	75	90	90
50	2705	3478	4211	75						110	110

Sección nominal del conductor (mm²)	Sección eficaz mínima de las canales protectoras (mm²)			Diámetro exterior de los tubos (mm)							
				Montaje superficial			Empotrado			Enterrado	
	ES07Z1-K	RZ1-K		ES07Z1-K	RZ1-K		ES07Z1-K	RZ1-K		RZ1-K	
	5U	5U	1P*	5U	5U	1P	5U	5U	1P	5U	1P
70	3584	4724								125	
95	4637	5639								125	
120		7272								140	
150		9275								160	
185		10893								180	
240		13514								200	

* Para este sistema particular de instalación, por coincidencia en su trazado se pueden colocar varias derivaciones individuales en el interior del mismo canal protector, en cuyo caso se multiplica la sección eficaz por el número de derivaciones individuales.

Tabla 6.22. Diámetro exterior de los tubos de las DI trifásicas.

Ejemplo 6.11

Una derivación individual trifásica parte de la centralización de contadores de un edificio y acaba en el cuadro general de un local comercial cuyo interruptor general tiene una intensidad nominal de 50 A, $\cos \varphi = 0,9$. La longitud total de la derivación individual es de 31 m y se ejecuta con conductores unipolares de cobre con aislamiento de XLPE. Calcula las secciones de los conductores de fase, neutro, conductor de protección e hilo de mando de la derivación individual, así como las dimensiones de la canalización si el sistema empleado es de tubo empotrado en obra.

Solución

Sección de los conductores de fase

Por intensidad admisible

Se toma como intensidad de trabajo 50 A, por ser este el valor de la intensidad nominal del interruptor general de esa derivación individual. Con ello se consulta la tabla 6.19, columna 8 (sistema de instalación B1, conductores trifásicos unipolares XLPE3) y la mínima sección capaz de soportar esa corriente es 10 mm² ($I_z = 54$ A).

Por caída de tensión

En primer lugar, se calcula la potencia transportada:

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi = \sqrt{3} \times 400 \times 50 \times 0,9 = 31.176,9 \text{ W}$$

Para calcular la sección se emplea la fórmula de la sección por caída de tensión para suministros trifásicos despreciando los efectos inductivos sabiendo que, como se habla de la centralización de contadores, esta es única y, por tanto, la cdt admisible es del 1 %.

$$S = \frac{P \times L}{\gamma \times e \times U} = \frac{31.176,9 \times 31}{44 \times 4 \times 400} = 13,7 \text{ mm}^2$$

Redondeando a la sección normalizada superior se obtiene que la sección por caída de tensión es 16 mm². Como coincide con la sección obtenida por el criterio de intensidad admisible, la sección de los conductores de fase es:

$$S_F = 16 \text{ mm}^2$$

Sección del neutro

Como no es posible justificar que no se producen ni desequilibrios ni armónicos en la instalación receptora, la sección del neutro se toma igual a la de fase, es decir:

$$S_N = S = 16 \text{ mm}^2$$

Sección del conductor de protección

Para deducir su valor se recurre a la tabla 6.20, que es:

$$S_{CP} = 16 \text{ mm}^2$$

Sección del hilo de mando

Este conductor tiene una sección de valor único independientemente de las secciones del resto de los componentes de la DI, que es:

$$S_{HM} = 1,5 \text{ mm}^2$$

Diámetro del tubo

El cable de esta DI es asimilable al RZ1-K (AS). De la tabla 6.22 considerando que son 5 cables unipolares y el sistema de instalación es tubo empotrado, el diámetro exterior del tubo es:

$$D = 63 \text{ mm}$$

Elección de los fusibles

Como los fusibles son un componente más de la derivación individual, para completar su diseño deben determinarse las características de la protección.

El procedimiento de selección es idéntico al empleado para los fusibles de la CGP. La única diferencia se da en la elección del poder de corte de la protección (la condición 3). Ahora sería necesario evaluar la máxima intensidad de cortocircuito que se producirá aguas abajo de la protección, ya que por el efecto de la impedancia de los cables de la LGA, su valor se habrá reducido respecto al proporcionado por la empresa suministradora para el punto de entrega de la energía.

Sin embargo, dado que el mínimo poder de corte con que se fabrican los fusibles de BT es 50 kA, valor que supera normalmente el de la intensidad de cortocircuito que se tiene en la CGP, cualquier fusible comercial satisfará la condición 3 sin problemas. Y más aún cumplirá con el requisito de poder de corte si este fusible se conecta en un punto donde la intensidad de cortocircuito ha disminuido. Por ello se estima que no es necesario evaluar la corriente de cortocircuito máxima para la selección de fusibles de la DI.

Por otro lado, este fusible debe ser selectivo respecto al instalado en la CGP. Dicho de otro modo, si la falta se produce aguas abajo del fusible de la DI, éste debe actuar antes de que lo haga el de la CGP. La condición de selectividad entre fusibles conectados en serie es:

$$I_{nCGP} \geq 1,6 \times I_{nDI} \quad [6.7]$$

Donde:

I_{nCGP} es la intensidad nominal del fusible de la CGP en amperios (A); y

I_{nDI} es la intensidad nominal del fusible de la DI en amperios (A).

Ejemplo 6.12

Un edificio de viviendas tiene una CGP-7-160 en la que hay instalados fusibles tipo gG de 125 A de intensidad nominal y 50 kA de poder de corte. De una de las centralizaciones de contadores existentes parte una derivación individual para alimentar un local comercial de 36 kW, FP = 0,9, 400 V con longitud de 22,5 m. Se ejecuta con conductores unipolares de cobre con aislamiento termoestable bajo tubo empotrado en obra. Calcula la sección de todos los elementos de la DI y sus correspondientes fusibles, comprobando la selectividad con los de la CGP.

Solución**Sección de los conductores de fase**Por intensidad admisible

Se calcula la intensidad que circulará por el conductor:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi} = \frac{36.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 57,7 \text{ A}$$

Se consulta la tabla 6.19, columna 8 (sistema de instalación B1, conductores trifásicos unipolares XLPE3) y la mínima sección capaz de soportar esa corriente es 16 mm² ($I_z = 73 \text{ A}$).

Por caída de tensión

Despreciando los efectos inductivos y adoptando una caída de tensión admisible del 0,5 % (habla de centralizaciones de contadores, en plural) se tiene:

$$e = \frac{u\% \times U}{100} = \frac{0,5 \times 400}{100} = 2 \text{ V}$$

$$S = \frac{P \times L}{\gamma \times e \times U} = \frac{36.000 \times 22,5}{44 \times 2 \times 400} = 23 \text{ mm}^2$$

Se adopta como sección válida por ambos criterios 25 mm² ($I_z = 95 \text{ A}$).

Elección de los fusiblesCondición 1

$$I_b = 57,7 \text{ A} \leq I_n \leq I_z = 95 \text{ A}$$

Consultando la tabla 6.6 se observa que son válidos los fusibles de 63 y 80 A. Veamos si estos valores serían selectivos con los fusibles de la CGP:

$$\text{Fusible 63 A: } 1,6 \times I_{nDI} = 1,6 \times 63 = 100,8 \text{ A} \leq I_{nCGP} = 125 \text{ A} \rightarrow \text{Sí es selectivo}$$

$$\text{Fusible 80 A: } 1,6 \times I_{nDI} = 1,6 \times 80 = 128 \text{ A} \geq I_{nCGP} = 125 \text{ A} \rightarrow \text{No es selectivo}$$

De los dos posibles fusibles que cumplen la condición 1, escogemos el de 63 A por ser selectivo con el de la CGP.

Condición 2

Al consultar la tabla 6.7 se ve que para un fusible de $I_n = 63 \text{ A}$, su $I_2 = 1,6 \times I_n = 100,8 \text{ A}$.

Por otro lado, $1,45 \times I_z = 1,45 \times 95 = 137,75 \text{ A}$, luego se cumple que:

$$I_2 = 100,8 \text{ A} \leq 1,45 \times I_z = 137,75 \text{ A}$$

Con lo que el fusible de $I_n = 63 \text{ A}$ garantiza la protección contra sobrecargas de la LGA y es selectivo respecto al fusible de la CFP.

En cuanto al poder de corte, si el de la CGP es de 50 kA que es el valor mínimo, adoptando un valor igual estará asegurada la protección contra cortocircuitos. Es de suponer que el poder de corte del fusible de la CGP ha sido escogido para que supere la intensidad de cortocircuito en la CGP; como la intensidad de cortocircuito máxima previsible en la centralización de contadores será inferior a la de la CGP, con el mismo poder de corte la protección está garantizada.

En cuanto a la tensión nominal, se adopta un valor igual o superior a 400 V (mejor si es superior para prevenir fusiones intempestivas por picos de sobretensión).

Las características del fusible escogido serán:

Tipo	Cilíndrico, gG
U_n	500 V
I_n	63 A
I_{cn}	50 kA

Y las características de todos los componentes de la derivación individual:

Sección de fase (cálculos)	25 mm ²
Sección de neutro (apartado 6.8.4)	25 mm ²
Sección de CP (Tabla 6.20)	16 mm ²
Sección hilo de mando	1,5 mm ²
Diámetro del tubo (Tabla 6.22)	63 mm

Ejercicios

65. Verdadero o falso: “No todas las instalaciones de enlace tienen derivaciones individuales”. Razona la respuesta.
66. Explica qué factores condicionan la sección del neutro de una derivación individual.
67. ¿Es habitual utilizar derivaciones individuales con conductores de aluminio? ¿Está admitido reglamentariamente?
68. ¿Se pueden emplear cables multipolares en las DI? En caso afirmativo y en cuanto a los requisitos reglamentarios, ¿qué diferencia existe entre estos y los unipolares?
69. Explica el tipo de fusibles, su instalación y ubicación empleados para proteger las fases y el neutro de las derivaciones individuales.
70. Atendiendo a criterios de caída de tensión, ¿cuál es la máxima longitud que puede tener una derivación individual que alimenta a una vivienda de electrificación básica segundo escalón si se emplean conductores unipolares de cobre con aislamiento termoestable y existen dos centralizaciones de contadores en el edificio?
71. Calcula la sección de los cables multipolares de aluminio con aislamiento termoestable en instalación enterrada de una derivación individual trifásica de 19 m de longitud que abastece una vivienda unifamiliar con suministro trifásicoenera y magnetotérmico g. Determina también las secciones del neutro, el CP y el hilo de mando, así como el diámetro del tubo. Por último, indica las características de los fusibles que deben instalarse en el origen de esta derivación individual sabiendo que la máxima intensidad de cortocircuito previsible en el punto de entrega de la energía es de 7 kA y que los fusibles de la CGP tienen una intensidad de 160 A.
72. Una derivación individual trifásica parte de una de las centralizaciones de contadores del edificio y acaba en el cuadro general de un taller cuyo interruptor general tiene una intensidad nominal de 40 A. La longitud total de la derivación individual es de 29 m y se ejecuta con conductores unipolares de cobre con aislamiento de XLPE. Calcula las secciones de los conductores de fase, neutro, conductor de protección e hilo de mando de la derivación individual, así como las dimensiones de la canalización si el sistema empleado es de tubo empotrado en obra. Determina también los parámetros nominales de los fusibles sabiendo que la máxima intensidad de cortocircuito que puede producirse en la CGP es de 13 kA y que los fusibles de la CGP son de 250 A.

6.9 Dispositivos generales de mando y protección

6.9.1 Definición y características

Los dispositivos generales de mando y protección constituyen el punto final de la instalación de enlace y pertenecen a la derivación individual.

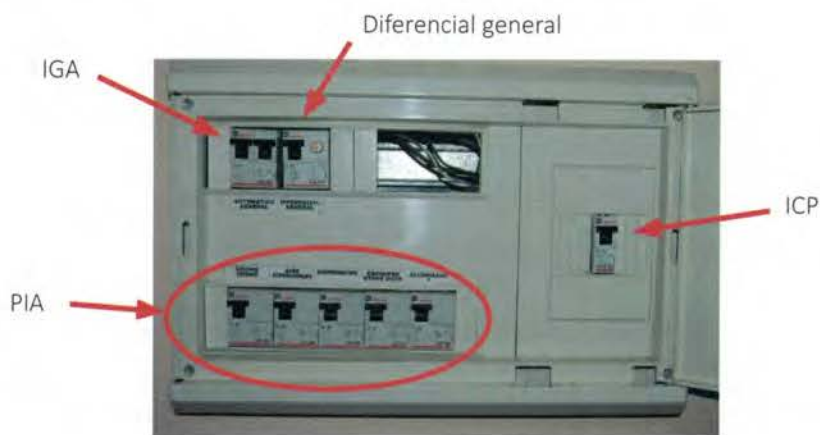
Los **dispositivos generales de mando y protección** se encargan de proteger la instalación eléctrica interior frente a sobreintensidades, contactos indirectos y, adicionalmente, contra sobretensiones.

Estas funciones las realizan respectivamente los siguientes elementos:

- El interruptor general automático (IGA).
- El interruptor diferencial general (ID).
- El dispositivo limitador de sobretensión.

Conectado antes de las protecciones, en suministros de baja tensión de potencia inferior a 43,6 kW, se instala también el interruptor de control de potencia o ICP que realiza una función de limitación del paso de la corriente con fines de facturación eléctrica.

La figura 6.39 presenta la imagen de un cuadro genérico:



PIA = Pequeños Interruptores Automáticos

Figura 6.39. Cuadro general de una instalación interior.

Estos dispositivos se colocan en posición vertical en el interior de un cuadro del que parten los circuitos interiores y/o las derivaciones a otros cuadros. Las envolventes deben tener grados de protección mínimos IP30 e IK07, como se indica en la figura 6.40.

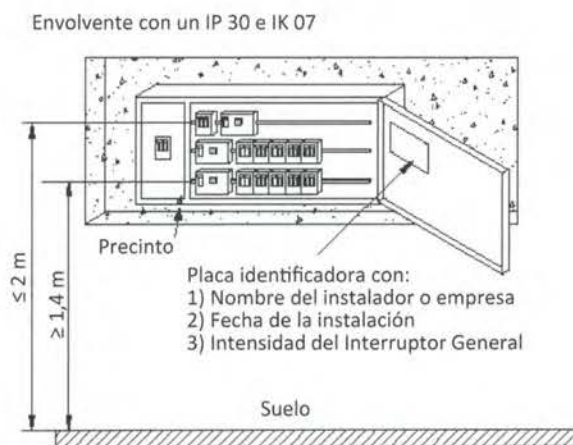


Figura 6.40. Instalación del cuadro para dispositivos generales e individuales de mando y protección para viviendas. (Fuente: guía técnica).

El cuadro se sitúa próximo a la puerta de entrada del recinto para facilitar su localización y la desconexión si se produce un incendio. En el caso de viviendas, no pueden instalarse en dormitorios, baños o aseos.

Cuando se trate de un local de pública concurrencia, deben adoptarse medidas para que los dispositivos de mando y protección no puedan ser manipulados de forma indebida por personal ajeno al lugar. Para ello,

pueden ubicarse en lugares inaccesibles al público o proveerse de candados o cerraduras que en situaciones normales han de permanecer cerrados.

La altura a la que se instala el cuadro depende del lugar en que se ubique. Se diferencia entre:

- Viviendas: las protecciones deben quedar entre 1,4 y 2 m desde el nivel del suelo.
- Locales comerciales: la altura mínima de colocación de los dispositivos es de 1 m.
- Otros usos: el REBT no establece valores mínimos ni máximos.

6.9.2 El Interruptor de control de potencia (ICP)

El **interruptor de control de potencia (ICP)** limita la corriente a través de él produciendo el corte del suministro cuando se excede el valor de potencia contratado con la empresa suministradora de energía (figura 6.41).

No se trata de una protección eléctrica, sino de un elemento limitador del consumo asociado a tarifas eléctricas domésticas y de pequeños consumidores.

Las tarifas de baja tensión están formadas por varios conceptos:

- **Término de potencia:** es una cuota mensual fija tanto mayor cuanto más elevada sea la potencia contratada.
- **Término de energía:** es una cuantía variable que depende del consumo realizado en el periodo de tiempo facturado.
- **Complementos:** normalmente asociados al consumo de energía reactiva.
- **Impuesto especial sobre la electricidad:** es un impuesto especial cuyo tipo impositivo viene determinado por ley.
- **Alquiler de equipo de medida:** es el precio mensual de alquiler del contador de energía eléctrica siempre y cuando éste no sea propiedad del consumidor.
- **Impuesto del valor añadido:** este impuesto se aplica sobre todos los conceptos anteriores.



Figura 6.41. ICP monofásico de 40 A.

Cuando se contrata un suministro se decide el primero de los términos en función del número de receptores que se desea que funcionen simultáneamente y de las características de la instalación eléctrica. Como el coste de la factura es mayor cuanto más potencia se contrate, la compañía eléctrica instala un ICP de modelo aprobado en el cuadro general que producirá la desconexión automática de la instalación cuando se sobrepase el valor de la potencia contratada. Éste se coloca en una envolvente precintable para evitar manipulaciones fraudulentas.

Los valores de ICP normalizados son (UNE-20317) se muestran en la tabla 6.23.

Monofásicos		Trifásicos	
Intensidad ICP	Potencia nominal	Intensidad ICP	Potencia nominal
1,5	345	1,5	1.039

Monofásicos		Trifásicos	
Intensidad ICP	Potencia nominal	Intensidad ICP	Potencia nominal
3	690	3	2.078
3,5	805	3,5	2.425
5	1.150	5	3.464
7,5	1.725	7,5	5.196
10	2.300	10	6.928
15	3.450	15	10.329
20	4.600	20	13.856
25	5.750	25	17.320
30	6.900	30	20.784
35	8.050	35	24.248
40	9.200	40	27.712
45	10.350	45	31.176
50	11.500	50	34.640
63	14.490	63	43.646

Tabla 6.23. Intensidades nominales de los ICP.

Para valores de potencia mayores debe recurrirse a la instalación de maxímetros o u otros equipos o combinaciones de equipos de medida.

La elección de la tarifa es libre hasta la máxima potencia admisible por la instalación eléctrica. Además de que sea acorde con el número de fases de la instalación, la condición que debe cumplir el ICP es:

$$I_{nICP} \leq I_{nGCP} \tag{6.8}$$

Donde:

- I_{nICP} es la intensidad nominal del ICP en amperios (A); y
- I_{nIGA} es la intensidad nominal del interruptor general automático en amperios (A).

6.9.3 El Interruptor general automático (IGA)

El **interruptor general automático** es el dispositivo que realiza las funciones de desconexión manual y automática de la instalación, además de la protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

Se trata de un interruptor magnetotérmico de corte omipolar con poder de corte mínimo de 4.500 A, aunque siempre acorde con la máxima intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en ese punto.

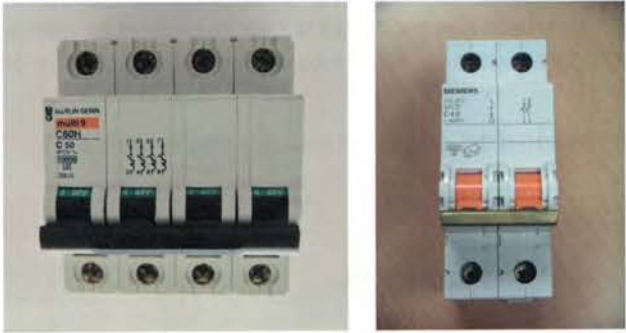


Figura 6.42. IGA trifásico de 50 A a la izquierda y monofásico de 40 A a la derecha.

Como elemento de protección frente a sobreintensidades, viene definido por una tensión y una intensidad nominales y un poder de corte. Su intensidad nominal será acorde con la demanda energética de la instalación interior y las secciones de los conductores que parten de él. Si se trata de una vivienda, el valor dependerá del nivel de electrificación elegido, tal y como se ha mostrado en las tabla 5.1 y tabla 5.2.

6.9.4 El interruptor diferencial general

El **interruptor diferencial general** es el elemento que realiza la función de protección frente a contactos indirectos, produciendo la desconexión automática cuando tiene lugar una fuga de corriente a tierra.

Recuerda...

Se distingue de los otros elementos del cuadro, entre otras cosas, por el botón de prueba que permite comprobar su funcionamiento de forma periódica.



Diferencial monofásico



Diferencial trifásico

Figura 6.43. Interruptores diferenciales.

Se caracteriza por unos valores de tensión e intensidad nominales, un poder de corte y una sensibilidad o intensidad diferencial nominal. Este último parámetro deberá coordinarse con la resistencia de tierra diseñada en la instalación para asegurar que las máximas tensiones de contacto que puedan producirse no superen los valores reglamentarios.

6.9.5 El limitador de sobretensión

El **limitador de sobretensión** es un dispositivo que se conecta entre los cables de alimentación y tierra de forma tal que cuando aparece una sobretensión perjudicial aguas arriba del dispositivo produce una derivación de corriente a tierra, con lo que la sobretensión queda amortiguada aguas abajo del dispositivo.



Figura 6.44. Limitador de sobretensión a la izquierda de un magnetotérmico monofásico. (Fuente: Catálogo de Hager).

Internamente dispone de una resistencia variable en función de la tensión cuyo valor es elevado para los niveles de tensión normales de la instalación y se reduce bruscamente ante una subida de tensión.

Su utilización es preceptiva cuando la instalación se alimenta por, o incluye, una línea aérea con conductores desnudos o aislados. En los demás casos puede instalarse voluntariamente.

Recuerda...

La elección de las características del IGA, el diferencial general y los limitadores de sobre-tensión debe realizarse conjuntamente con el diseño de la instalación interior.

Ejercicios

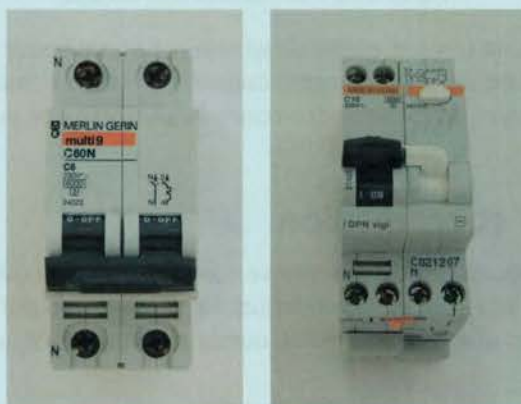
73. Verdadero o falso: “Los elementos del cuadro de protecciones eléctricas de una vivienda pertenecen a la instalación interior”. Justifica la respuesta.

74. Asocia un dispositivo a las siguientes funciones:

- Protección frente a sobrecorrientes
- Limitación de la potencia
- Protección contra sobretensiones
- Protección frente a contactos indirectos

75. En relación a la intensidad nominal del interruptor general automático del cuadro general de la instalación, ¿qué condición debe cumplir la intensidad nominal del ICP? ¿Por qué?

76. Identifica en las siguientes fotografías el tipo de dispositivo que aparece. Indica también algunos de sus parámetros nominales que sepas identificar.



77. ¿Cuándo es obligado instalar un limitador de sobretensión?

6.10 Instalaciones de puesta a tierra

6.10.1 Definición y finalidad

Según la ITC-BT-18 la **puesta o conexión a tierra** es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Dicha ITC también establece la finalidad de la puesta a tierra: “las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegure la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.”

Para entender su funcionamiento, se parte de un sistema de puesta a tierra simple formado por un receptor de carcasa metálica denominado masa, un electrodo metálico en contacto con el terreno y un conductor que une estos dos elementos.

Si por un funcionamiento anormal una de las fases hiciera contacto eléctrico con la masa, esta se pondría a una tensión U . Debido a la diferencia de potencial aparecida, circularía una corriente de defecto I_d desde la carcasa al electrodo, donde se difundiría a través del terreno.

Si el sistema de puesta a tierra se coordina con un dispositivo de protección de corte por intensidad diferencial residual, la instalación eléctrica se desconectaría automáticamente cuando I_d alcanzase el valor de la sensibilidad de la protección.

Además, si la resistencia del sistema de puesta a tierra fuese reducida, en el caso de entrar una persona en contacto con la carcasa, la mayoría de la corriente derivaría por los conductores de tierra en lugar de por el cuerpo humano, reduciendo la posibilidad de electrocución hasta la actuación de las protecciones.

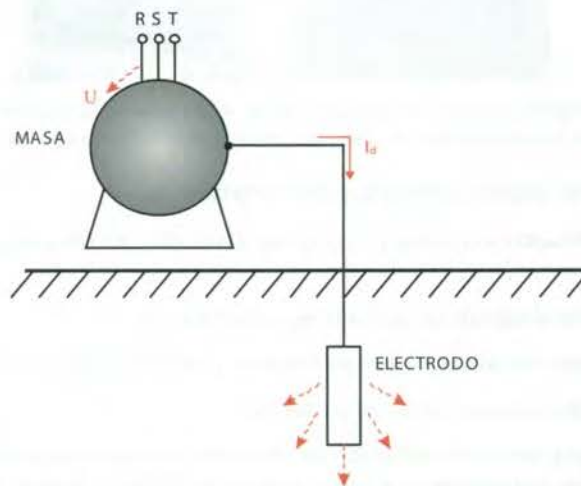


Figura 6.45. Esquema básico de un sistema de puesta a tierra.

6.10.2 Elementos del sistema de puesta a tierra

En un sistema de puesta a tierra cabe distinguir entre dos partes fundamentales: la instalación eléctrica de tierra y la toma de tierra. Cada uno se descompone a su vez en distintos elementos, por lo que se analizan por separado.

La toma de tierra

Es la parte del sistema de puesta a tierra que está en contacto con el terreno. Sus componentes son:

- **Los electrodos:** son elementos metálicos en contacto directo con el terreno que se encargan de difundir las corrientes a la tierra. Pueden adoptar distintas formas constructivas como chapas, cables, barras, anillos o mallas, etc.

Recuerda...

La ITC-BT-18 establece que la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra debe ser de tal magnitud que no aumente la resistencia de tierra por efecto de la pérdida de humedad del suelo, presencia de hielo u otras causas climáticas. Así, determina que el

valor mínimo de enterramiento es de 50 cm. Por otro lado, existe una norma tecnológica de la edificación, la NTE-PT, que no es de obligado cumplimiento sino que se trata de una recomendación, donde se sugiere que los electrodos se entierren a una profundidad de 80 cm.

- **Los puntos de puesta a tierra:** son puntos de unión entre la toma de tierra y la instalación eléctrica de tierra. Disponen de un borne donde se conectan, por un lado, los conductores de tierra, por otro, los conductores de protección y los conductores de la red equipotencial principal.

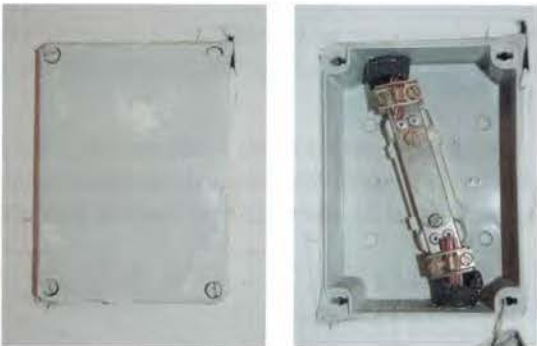


Figura 6.46. Detalle de un punto de puesta a tierra. A la izquierda la tapa de la caja de registro y a la derecha la borna donde se unen los conductores de tierra con los de protección.

Según el REBT, los puntos de puesta a tierra pueden instalarse en:

- Los patios de luces destinados a cocinas y cuartos de aseo, etc., en rehabilitación o reforma de edificios existentes.
 - El local o lugar de la centralización de contadores, si la hubiere.
 - La base de las estructuras metálicas de los ascensores y montacargas, si los hubiere.
 - El punto de ubicación de la caja general de protección.
 - Cualquier local donde se prevea la instalación de elementos destinados a servicios generales o especiales, y que por su clase de aislamiento o condiciones de instalación deban ponerse a tierra.
- **Líneas de enlace con tierra o conductores de tierra:** es la parte de la instalación que une los electrodos con los puntos de puesta a tierra. Según la ITC-BT-18 debe tener unas dimensiones mínimas que se resumen en la tabla 6.24:

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión	Será igual a la del conductor de protección	Cobre: 16 mm ² Acero galvanizado: 16 mm ²
No protegido contra la corrosión	Cobre: 25 mm ² Hierro: 50 mm ²	

Tabla 6.24. Sección mínima del conductor de tierra.

La instalación eléctrica de tierra

La constituyen todos los elementos de la instalación eléctrica destinados a unir las masas con la toma de tierra. Se compone de:

- **Línea principal de tierra:** comienza en el punto de puesta a tierra y termina en el embarrado de protección de la centralización de contadores, donde empiezan las líneas secundarias de tierra. Puede ejecutarse mediante conductores desnudos o aislados, barras planas o redondas, y debe contar con protección mecánica en los lugares en que sea accesible, así como en los pasos de paredes, techos, etc.

- **Línea secundaria de tierra:** parte del embarrado de protección y termina en el origen de la instalación interior. Se canaliza conjuntamente con la derivación individual y su sección se calcula con la tabla 6.20. Suele llamársele también conductor de protección, aunque realmente no lo sea.
- **Conductores de protección:** en el último tramo de la instalación eléctrica de tierra, los conductores de protección unen las masas con las líneas secundarias de tierra para que en caso de entrar en tensión la intensidad de defecto siga su camino a través del sistema de puesta a tierra hasta difundirse en el terreno. La sección de estos elementos también se determina aplicando los criterios de la tabla 6.20.

Para diferenciarse del resto de conductores, los cables de la instalación eléctrica de tierra son de color amarillo con líneas verdes.

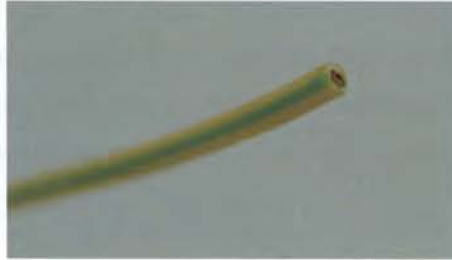


Figura 6.47. Cable para la instalación eléctrica de tierra.

6.10.3 Ejecución del sistema de puesta a tierra

La instalación de puesta a tierra es el sistema más empleado para la protección contra contactos indirectos. Por ello el REBT establece que cuando se construya un edificio nuevo, debe ejecutarse una toma de tierra de protección instalando en el fondo de zanjas de cimentación un cable rígido de cobre desnudo formando un anillo cerrado que interese a todo el perímetro del edificio.



Figura 6.48. Electrodo de puesta a tierra enterrado todo el perímetro del edificio a una profundidad mínima de 50 cm.

Si con este electrodo no fuera suficiente para conseguir el valor de resistencia de tierra que garantice la protección, se añaden picas verticales conectadas al anillo.

Se conecta a la tierra de protección:

- Toda masa metálica importante existente en la zona de instalación y las masas metálicas de los aparatos receptores cuando su clase de aislamiento o condiciones de instalación así lo exijan.
- Las partes metálicas de los depósitos de gasóleo.
- Las instalaciones de calefacción general, agua y gas canalizado.
- La instalación de antena colectiva de TV y FM.
- La instalación de pararrayos si lo hubiese.
- Las estructuras metálicas y armaduras de muros y soportes de hormigón.

Ejercicios

78. ¿A qué se denomina “masa metálica”? ¿Por qué se conectan a tierra?
79. Explica con tus palabras cómo aparece una corriente de defecto a tierra.
80. ¿Cuáles son las partes de un sistema de puesta a tierra?
81. Indica la sección mínima de un conductor de tierra de cobre no protegido contra la corrosión.
82. Verdadero o falso: “Los conductores de tierra se ejecutan con cables aislados”. Razona la respuesta.
83. ¿Qué elementos se conectan a la tierra de protección?
84. Haz un esquema de todos los componentes de un sistema de puesta a tierra.
85. Indica los lugares donde pueden instalarse los puntos de puesta a tierra.
86. Verdadero o falso: “La profundidad mínima de enterramiento de las tomas de tierra es de 80 cm”. Justifica la respuesta.

6.10.4 Cálculo y diseño de la puesta a tierra de un edificio

Información previa

El diseño del sistema de puesta a tierra consiste en determinar, entre otras cosas, los tipos de electrodos, sus dimensiones y su número para garantizar la protección contra contactos indirectos de los usuarios.

Pensando básicamente en un edificio de nueva construcción, los datos necesarios para realizar este cálculo son:

- Plano de planta de la cimentación.
- Situación de las líneas principales de bajada a tierra de las instalaciones y masas metálicas.
- Resistividad del terreno, definida como la resistencia eléctrica que presenta al paso de la corriente una porción de terreno de forma cúbica con un metro de arista. Se mide en $\Omega \cdot m$ y se representa por la letra ρ .

El último valor puede ser obtenido de dos formas diferentes: mediante consulta de tablas o por medición directa.

Consulta de tablas

La ITC-BT-18 ofrece unos valores orientativos para realizar el diseño de la puesta a tierra recogidos en una serie de tablas. La primera de ellas da la resistividad en función de la naturaleza del terreno (tabla 6.24), y la segunda un valor medio aproximado dependiendo de las características globales del terreno (tabla 6.25).

Naturaleza del terreno	Resistividad en $\Omega \cdot m$
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500

Naturaleza del terreno	Resistividad en $\Omega \cdot m$
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterados	100 a 600

Tabla 6.24. Valores orientativos de la resistividad del terreno en función de su composición.

Naturaleza del Terreno	Valor medio de la resistividad en $\Omega \cdot m$
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles, y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Tabla 6.25. Valores medios orientativos de la resistividad del terreno en función de sus características globales.

Medida directa

Es la opción más aconsejable siempre y cuando se tenga en cuenta que la resistividad de un terreno dado varía a lo largo del tiempo en función de la humedad, la temperatura y la salinidad del mismo, además influye el grado de compactación entre el elemento de medida y la tierra.

Por otro lado, los terrenos se estructuran según estratos o capas de distintos materiales, por lo que la resistividad también diferirá en función de la profundidad a la que se evalúe. Consecuentemente, se recomienda tomar varias medidas en diferentes situaciones y adoptar un valor promedio.

El equipo empleado para medir la resistividad del terreno es el telurómetro.



Figura 6.49. Telurómetro para la medida de la resistencia de tierra y la resistividad del terreno. (Fuente: Catálogo de Chauvin).

Resistencia de los electrodos de tierra

Para un determinado terreno, la resistencia final de tierra depende del tipo de electrodos escogidos, su número y su disposición espacial. Así, es preciso estudiar qué relación existe entre el electrodo empleado y la resistencia de tierra.

Aunque existen más posibilidades, los más utilizados en instalaciones eléctricas de baja tensión son los conductores enterrados y las picas verticales, que son los que se estudian a continuación.

Conductores enterrados horizontalmente

Son electrodos artificiales formados por un cable desnudo dispuesto horizontalmente en zanjas, debajo de la cimentación de los edificios o enterrados a una profundidad suficiente.

La resistencia en ohmios que ofrece al paso de la corriente se calcula mediante la expresión [6.9]:

$$R_c = 2 \left(\frac{\rho}{L} \right) \quad [6.9]$$

Donde:

R_c es la resistencia de la puesta a tierra del conductor enterrado en ohmios (Ω);

ρ es la resistividad del terreno en ohmios por metro ($\Omega \cdot m$); y

L es la longitud del conductor en metros (m). No tiene porqué coincidir con la longitud de la zanja ya que el cable puede ondularse dentro de ella.

Para que la difusión de corriente a través de un conductor enterrado no se vea afectada por la de otro electrodo, la separación entre ellos debe ser al menos de 5 metros (figura 6.50). De no cumplirse esta condición, la expresión [6.9] no sería válida y la resistencia del sistema de puesta a tierra sería mayor.

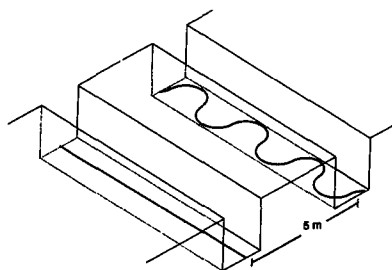


Figura 6.50. Separación mínima entre electrodos enterrados.

Picas

La fórmula matemática que proporciona el valor de la resistencia de puesta a tierra formada por una pica vertical la da la expresión [6.10]:

$$R_p = 2 \left(\frac{\rho}{L} \right) \quad [6.10]$$

En la que:

R_p es la resistencia de la puesta a tierra de la pica, en ohmios (Ω);

ρ es la resistividad del terreno, en ohmios por metro ($\Omega \cdot m$); y

L es la longitud de la pica, en metros (m).

Para que la difusión de corriente de una pica no interfiera a la de la pica más próxima y sea válida la expresión [6.10] para cada una de ellas, la separación entre picas deben cumplir la expresión [6.11]. (figura 6.51)

$$D \geq 2 \times L \quad [6.11]$$

Donde:

D es la separación entre picas, en metros (m); y

L es la longitud de la pica, en metros (m).

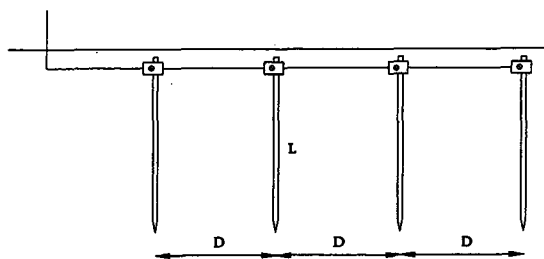


Figura 6.51. Separación entre picas.

Cuando se conectan varias picas entre sí separadas una distancia suficiente para que no se interfieran, constituyen una asociación eléctrica en paralelo y la resistencia de tierra que presenta el conjunto se obtiene mediante la expresión [6.12]:

$$R_{TP} = \frac{R_p}{n} \quad [6.12]$$

Donde:

R_{TP} es la resistencia de la puesta a tierra de las picas, en ohmios (Ω);

R_p es la resistencia de una pica, en ohmios (Ω); y

n es el número de picas interconectadas.

Condiciones exigibles a la toma de tierra

Una vez determinado el tipo o los tipos de electrodos, el siguiente paso consiste en decidir el número y la disposición que van a adoptar. Para tomar esta decisión, se exige que la resistencia final del sistema de puesta cumpla unas determinadas condiciones:

- **Primera condición:** que asegure la actuación de las protecciones.

Según la ITC-BT-24 el corte automático de la alimentación después de la aparición de un fallo está destinado a impedir que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que puede dar como resultado un riesgo. Así, para garantizar la actuación de los interruptores diferenciales en un esquema de distribución TT, se deberá cumplir la siguiente condición [6.13].

$$R_A \times I_A < U \quad [6.13]$$

Donde:

R_A es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección en ohmios (Ω);

I_A es la corriente (A) que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando se trate de un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial-residual asignada; y

U es la tensión de contacto límite convencional en voltios (V). Su valor es de 24 V en locales especiales y 50 V en locales secos.

Por tanto, el valor máximo de R_A depende de la sensibilidad del interruptor diferencial y aparece en la tabla 6.26.

Local	I_{DN} de los DDR				
	0,01	0,03	0,3	0,5	0,65
Húmedo	2.400	800	80	48	37
Seco	5.000	1.666	166	100	77

Tabla 6.26. Resistencia de tierra mínima en función de la sensibilidad del diferencial.

- **Segunda condición:** que cumpla con los valores mínimos establecidos.

Existe una norma denominada NTE-IEP: puesta a Tierra que fija unos valores máximos de resistencia de tierra para algunos tipos de instalación. Por otro lado, también hay una serie de valores prácticos que se usan en el diseño. Ambos se exponen en la tabla 6.27.

Tipo de instalación	Resistencia de Tierra
Edificios con pararrayos	15 Ω
Instalaciones de obras	80 Ω
Edificios de viviendas	80 Ω
Instalaciones de máxima seguridad	2÷5 Ω

Tipo de instalación	Resistencia de Tierra
Instalaciones de ordenadores	1÷2 Ω

Tabla 6.27. Resistencia de tierra mínima en distintas instalaciones.

Procedimiento de cálculo

A continuación se proponen los pasos a seguir en el cálculo y diseño de la puesta a tierra, depreciando las resistencias de los conductores de protección.

- Se determina el valor máximo admisible de la resistencia de tierra. Se aplican las dos condiciones expuestas y se toma el valor menor de los dos obtenidos como el máximo de la resistencia de tierra.
- Se evalúa la resistividad del terreno, o bien a través de las tablas de la ICT-BT-18, o bien mediante mediciones directas.
- Se calcula el perímetro de la cimentación, ya que corresponde a la longitud de la zanja del electrodo enterrado.
- Se calcula la resistencia de tierra que habría si se utilizase como electrodo el conductor enterrado en horizontal y se compara con el valor determinado en el primer apartado. Si fuese superior al deseado, existen dos posibilidades:
 - Aumentar la longitud de cable enterrado ondeándolo dentro de la zanja. Esto sería válido si la resistencia de tierra obtenida es ligeramente superior a la deseada.
 - Añadir picas verticales hasta conseguir la resistencia de tierra deseada. Deberá preverse el número, su longitud y su disposición espacial para que no haya interferencias entre ellas.
- Si no puede emplearse conductor horizontal (por ejemplo, en el caso de reformas de edificios ya existentes), el cálculo anterior se realiza para picas verticales.

Ejemplo 6.13

Se tiene un edificio con un sistema de puesta a tierra constituido por un electrodo horizontal enterrado a lo largo de todo el perímetro del edificio y 4 picas verticales de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro colocadas en las esquinas de la planta rectangular. Las dimensiones del rectángulo son 30 x 15 m. Calcula la resistencia de tierra si el terreno es de calizas agrietadas.

Solución

Como es necesario para cálculos posteriores, se determina el perímetro del edificio:

$$\text{Perímetro} = 2 \times 30 + 2 \times 15 = 90 \text{ m}$$

Si se consulta la tabla 6.24, para un terreno de calizas agrietadas la resistividad estará comprendida entre 500 y 1.000 Ω·m. Como no se tiene la medida exacta de la resistividad y la tabla da un intervalo, a efectos de diseño del sistema de puesta a tierra y la protección contra contactos indirectos conviene ser conservador y ponerse en el caso más desfavorable, que es suponer una resistividad del terreno de 1.000 Ω·m.

Se calcula la resistencia de tierra debida al cable horizontal enterrado, R_c .

$$R_c = 2 \left(\frac{\rho}{L} \right) = 2 \left(\frac{1.000}{90} \right) = 22,2 \Omega$$

Se calcula la resistencia de cada una de las picas:

$$R_p = \frac{\rho}{L} = \frac{1.000}{2} = 500 \Omega$$

Se calcula la resistencia de las 4 picas juntas. Como la separación entre ellas es de 15 m, supera el doble de su longitud y se puede aplicar la fórmula 6.12:

$$R_{Tp} = \frac{R_p}{n} = \frac{500}{4} = 125 \Omega$$

La combinación del cable horizontal con las picas es la asociación en paralelo de sus resistencias. La resistencia de tierra será la resistencia equivalente de dicha asociación:

$$R_T = \frac{R_{Tp} \times R_c}{R_{Tp} + R_c} = \frac{125 \times 22,2}{125 + 22,2} = 18,85 \Omega$$

Ejemplo 6.14

Se ha de instalar un sistema de puesta a tierra de máxima seguridad en un edificio cuyo perímetro de cimentación es de 215 m. Las medidas experimentales de la resistividad del terreno dan un valor de $100 \Omega \cdot \text{m}$. Determina la configuración de tierra necesaria para que la resistencia de tierra no supere el valor de 5Ω .

Solución

El objetivo es encontrar una configuración tal del sistema de puesta a tierra que garantice una resistencia de tierra $R_T \leq 5 \Omega$. Primero se comprueba si con el electrodo de cable enterrado es suficiente para cumplir esta condición:

$$R_C = 2 \left(\frac{\rho}{L} \right) = 2 \left(\frac{100}{215} \right) = 0,93 \Omega$$

Como la resistencia de tierra obtenida es inferior a 5Ω , es suficiente con el electrodo de cable enterrado.

Ejemplo 6.15

Replantea el problema anterior para un edificio con perímetro es de 120 m y la resistividad del terreno de $410 \Omega \cdot \text{m}$. En caso de ser necesario instalar picas, el modelo será 4 m de longitud y 14 mm de diámetro.

Solución

Se calcula la resistencia de tierra proporcionada por un electrodo horizontal enterrado que interese a todo el perímetro del edificio:

$$R_C = 2 \left(\frac{\rho}{L} \right) = 2 \left(\frac{410}{120} \right) = 6,83 \Omega > 5 \Omega$$

Como la resistencia de tierra con este electrodo es superior a 5Ω , no es suficiente con la configuración propuesta y hay que adoptar otras medidas. Existen dos posibilidades:

Aumentar la longitud del electrodo horizontal enterrado

La longitud que debería tener el cable para que la resistencia de tierra fuera de 5Ω , se calcula despejando de la expresión 6.9:

$$L = 2 \left(\frac{\rho}{R} \right) = 2 \left(\frac{410}{5} \right) = 164 \text{ m}$$

Esto significaría aumentar la longitud casi un 40 %. Habría que analizar si esta solución es técnicamente viable.

Añadir picas verticales

La resistencia de las picas actuaría como una resistencia en paralelo con la resistencia del cable enterrado. Debemos imponer como condición que la resistencia equivalente de la asociación fuera igual al valor de resistencia de tierra deseado. Debería verificarse:

$$\left(\frac{1}{6,83} \right) + \left(\frac{1}{R_{TP}} \right) = \frac{1}{5}$$

Despejando, el valor de R_{TP} es $18,7 \Omega$.

Cada pica tiene una resistencia de:

$$R_P = \frac{\rho}{L} = \frac{410}{4} = 102,5 \Omega$$

Suponiendo que las picas se dispusieran separadas más del doble de su longitud, el número de picas necesario para conseguir una resistencia de $102,5 \Omega$ será:

$$n = \frac{R_P}{R_{TP}} = \frac{102,5}{18,7} = 5,48 \approx 6$$

Se redondea a 6 picas.

Se comprueba que la separación entre picas garantiza la no interferencia entre sus resistencias. Como deben repartirse entre 120 m de perímetro, la separación será:

$$D = \frac{120}{6} = 20 \text{ m} > 8 \text{ m}$$

Con lo que se cumple el supuesto hecho en el cálculo.

La resistencia real del sistema de puesta a tierra del conductor enterrado con las 6 picas será de 4,88 Ω .

Ejercicios

87. Verdadero o falso: "La conexión de picas verticales con cable horizontal enterrado constituye una asociación de resistencias eléctricas en serie". Justifica la respuesta.
88. ¿Qué datos son necesarios para realizar el diseño de puesta a tierra de un edificio?
89. Explica de qué manera se puede obtener la resistividad del terreno.
90. ¿Cuál es la máxima tensión de contacto a la que puede estar sometida una persona en condiciones de seguridad en una instalación protegida por interruptores diferenciales?
91. ¿Qué pasaría si ponemos picas verticales de 2 m de longitud separadas entre sí 3 m?
92. Calcula la resistencia de tierra de un edificio de perímetro 140 m ubicado en un suelo pedregoso cubierto de césped cuyo sistema de puesta a tierra está constituido por un electrodo de conductor enterrado horizontalmente todo el perímetro del edificio y 6 picas verticales de 3 m de longitud cada una.
93. Determina el sistema de puesta a tierra de un edificio destinado principalmente a viviendas sin instalación de pararrayos cuyo perímetro de cimentación es de 165 m en un terreno cultivable poco fértil, de forma que la resistencia de tierra sea suficiente para emplear interruptores diferenciales de 500 mA de sensibilidad.
94. En un edificio con pararrayos no es posible clavar picas. Determina la longitud mínima del cable enterrado necesario como sistema de puesta a tierra si está en un terreno de calizas blandas.
95. Se desea diseñar un sistema de puesta a tierra para una instalación con gran número de ordenadores (2 Ω) en un edificio de planta rectangular de 25 x 50 m. Se ha medido una resistividad del terreno de 210 $\Omega \cdot \text{m}$. Determina la configuración de tierra necesaria. Las picas disponibles son de 4 m de longitud.

6.11 Montaje de instalaciones de enlace

6.11.1 Operaciones de montaje

Antes de iniciar el montaje se realiza el replanteo de la instalación de enlace y la confirmación de que los huecos para la CGP, LGA, centralización de contadores, derivaciones individuales y el cuadro general de la instalación interior están reservados en los lugares adecuados, con espacio suficiente y accesos correctos, además de ser conformes a la documentación técnica del diseño de la instalación.

Es en este momento es cuando se toman las medidas de longitudes, por si hubiera que realizar un cálculo definitivo de caídas de tensión y secciones de los conductores, así como de las dimensiones de las canalizaciones, ya que en las obras civiles son frecuentes las modificaciones respecto al proyecto.

Recuerda...

Como regla general, se pondrá especial atención en la ejecución de las conexiones de los cables a los distintos elementos, realizando los aprietes según las especificaciones de los fabricantes, ya que son los puntos más débiles de la instalación y una posible causa de averías posteriores.

El montaje de una instalación de enlace engloba gran número de operaciones que dependerán del esquema y de los sistemas de instalación escogidos tanto para la LGA como para las derivaciones individuales. Sin pretender hacer una descripción exhaustiva, a continuación se enumeran las principales operaciones de montaje en una instalación genérica.

Montaje de la CGP

Comprende las siguientes tareas:

- Instalación de la CGP en el nicho o en montaje superficial, según proceda.
- Conexión de la LGA a la CGP.

Instalación de la LGA

Se desglosa en:

- Realización de las regatas de la LGA si no existen huecos de la construcción previstos para esta parte de la instalación. Esta operación depende del sistema de instalación y en este caso se está suponiendo tubo empotrado en obra. En el caso de instalación bajo tubo enterrado, se procedería a la apertura de las zanjas.
- Colocación de tubos realizando las uniones conforme al REBT.
- Instalación de los conductores.
- Conexión al IGM y a la CGP.

Montaje de la centralización de contadores

Puede estructurarse en:

- Instalación de los módulos. Los módulos para las diferentes unidades funcionales deben fijarse a la pared mediante tirafondos y tacos de resistencia mecánica suficiente. Tras marcar los puntos, se taladra hasta conseguir orificios de dimensiones adecuadas. Después se colocan los paneles comprobando la resistencia mecánica de la sujeción.
- Instalación de las bases portafusibles y los correspondientes fusibles en el módulo reservado para ello.
- Instalación de los tubos para el cableado de la centralización.
- Cableado de la centralización de contadores. Comprende tanto la conexión del embarrado general entre paneles de distintas columnas, la instalación de bornas sobre las pletinas de dicho embarrado para dar origen a las derivaciones individuales, su unión con las bases portafusibles y de ésta a los módulos de contadores. También se colocarán las bornas de salida debidamente identificadas y se llevarán los cables hasta el módulo de contadores.
- Instalación de la línea principal de tierra.

Derivaciones Individuales

Son tareas típicas:

- Como normalmente se instalan en huecos de la construcción, se empieza por la instalación de tubos sujetándolos a la pared mediante bridas u otros soportes adecuados.
- Tendido de los conductores a través de los tubos.
- Conexión de los conductores por ambos extremos.

Cuadro general

Comprende las siguientes operaciones:

- Realización del hueco en la pared.
- Fijación del carril DIN.
- Colocación de los DGM en el carril.
- Cableado del cuadro conforme al esquema eléctrico.
- Colocación de la envolvente para que el cableado no esté accesible.

Conexión a la red eléctrica

Esta tarea la realiza exclusivamente la compañía eléctrica. Cabe distinguir entre dos posibilidades:

- **Sin tensión.** Es la situación normal en un edificio de nueva construcción. Se conecta la acometida con los cartuchos fusibles retirados de la CGP. Después se instalan los fusibles y la conexión amovible del neutro y, por último, se da tensión a la nueva instalación.
- **Con tensión.** El procedimiento es análogo al anterior, a excepción de que ha de tomarse la precaución de conectar antes la base amovible del neutro que los cartuchos fusibles. Esta tarea requiere las precauciones y medidas de seguridad propia de los trabajos en tensión.

6.11.2 Identificación de riesgos y medidas preventivas

A continuación se enumeran los riesgos más destacables que se producen durante el montaje de una instalación de enlace y se proponen una serie de medidas preventivas. En ellos se está presuponiendo que se trabaja sin tensión. No obstante, es necesaria una evaluación de riesgos en cada caso particular.

Riesgo	Causa	Medidas preventivas
Caída de personas al mismo nivel	Puede producirse por la presencia de obstáculos o sustancias que pueden ocasionar tropiezo o resbalón.	- Orden y limpieza en la ejecución de trabajos. - Utilización de calzado adecuado.
Caída de personas a distinto nivel	Se da este riesgo cuando se realizan trabajos en zonas elevadas, en sus accesos y en los huecos existentes entre pisos. Pueden producirse caídas por huecos, caídas desde escaleras fijas /o portátiles.	- Para evitar la caída por huecos, deben utilizarse barreras y colocar señalizaciones. - Las escaleras portátiles empleadas deberán ser adecuadas.
Caída de objetos	Se producen por la manipulación manual de objetos y herramientas durante las operaciones de montaje.	- Los trabajadores disponen y usan los equipos de protección individual como calzado, casco y guantes. - Además, se utilizan bolsas o cajas para el transporte de herramientas y se controlan los movimientos de las cargas.
Choques y golpes	Existe la posibilidad de que los trabajadores se lesionen por choques o golpes con elementos presentes en el edificio o que forman parte de la instalación.	- Utilización de guantes y herramientas adecuadas que deberán ser revisados por los trabajadores antes de emplearse. - Equipos de protección individual como cascos.



Figura 6.52. Cinturón portaherramientas.

Ejercicios

96. Antes de iniciar el montaje de una instalación eléctrica de enlace, ¿qué comprobaciones deben realizarse?
97. ¿Por qué deben medirse las distancias entre los distintos elementos antes de pasar los cables correspondientes?
98. Describe brevemente las operaciones de montaje que afectan a la centralización de contadores.
99. Explica las distintas posibilidades de ejecutar la conexión de la instalación de enlace a la red eléctrica.
100. Enumera los principales riesgos del montaje de una instalación de enlace.

6.12 Mantenimiento de instalaciones de enlace

Por sus características, las instalaciones eléctricas de enlace no requieren un mantenimiento frecuente ya que, a excepción de los equipos de medida, se trata de elementos estáticos.

La principal operación de mantenimiento a realizar es la recepción de la instalación y su puesta en servicio.

6.12.1 Recepción de la instalación

Comprende dos tareas básicas:

- **Comprobación de la adecuación de la instalación ejecutada al documento técnico de diseño.** Se verifica que tanto la ubicación como las características de los distintos elementos de la instalación se ajustan a lo proyectado. En este punto se contrastan todas las intensidades y tensiones nominales, valores de secciones y tipo de conductores empleados.
- **Comprobación de la ejecución.** Se revisan todas las conexiones, comprobando que se han realizado y que la ejecución es correcta.

6.12.2 Puesta en servicio de la instalación

Una vez la compañía eléctrica ha realizado la conexión de la acometida y se ha aplicado tensión a la instalación, con todos los cartuchos fusibles desconectados e interruptores abiertos, se comprueba la tensión en bornes de la CGP, tanto entre fases como entre fase y neutro. A continuación se procede a dar tensión a la LGA, conectando los fusibles en la CGP.

Seguidamente se cierra el IGM con lo que el embarrado general de la centralización de contadores entrará en tensión; con ayuda de un voltímetro se mide su valor y se registra. La siguiente operación es el cierre del

conjunto bases portafusibles y fusibles de las derivaciones individuales y la medida de tensión en las bornas de salida de cada una de ellas.

Además de las medidas anteriores, en la centralización de contadores debe comprobarse que la tensión entre tierra y neutro es aproximadamente cero. La presencia de tensión entre estos dos puntos indica la existencia de una derivación a tierra en la instalación de enlace, la cual debería ser localizada y subsanada antes de la puesta en servicio de las instalaciones interiores.

Para terminar, en cada instalación interior se comprueba la tensión cerrando tanto el interruptor general como el diferencial.

Recuerda...

Todas estas operaciones de conexión y desconexión deben realizarse sin carga, es decir, con los receptores desconectados.

6.12.3 Operaciones de mantenimiento

Las operaciones de mantenimiento periódico de la instalación son, fundamentalmente, revisiones visuales de su estado general y medición de algunas magnitudes eléctricas para comprobar que sus valores se encuentran dentro de límites. En este último punto se comprueba la resistencia de tierra y la carga de la LGA.

También debe vigilarse que no se producen condensaciones en los paneles de la centralización de contadores ya que la humedad podría ocasionar averías de los equipos de medida.

6.12.4 Averías tipo de las instalaciones de enlace

La mayoría de las averías de una instalación eléctrica proceden de las instalaciones interiores, que es donde se conectan los receptores. Asimismo, la red eléctrica también puede ser una causa de fallo en las instalaciones receptoras. A continuación se analiza por separado cada una de ellas.

Sobreintensidades provocadas por los usuarios

Bien sean por sobrecargas, bien por cortocircuitos en la instalación receptora, las sobreintensidades dan lugar a:

- Calentamientos en los conductores y sobre todo en las conexiones, que pueden degenerar en averías.
- Fusión de los fusibles de las DI o la LGA, o modificación de sus características provocando su funcionamiento intempestivo.

Derivaciones a tierra

La instalación de enlace se halla fuera del campo de actuación de los diferenciales, por lo que las derivaciones a tierra supondrán una fuga continua de corriente desde los conductores polares al terreno y la ocasional entrada en tensión de alguna masa que podría dar lugar a la producción de contactos eléctricos. Esta falta puede deberse a dos causas diferentes:

- **Fortuitas:** debido a un fallo del aislamiento o a una conexión deficiente, un conductor activo entra en contacto con muros, suelos u otros elementos conductores de la edificación que conducen la corriente hasta tierra. Esto puede verse favorecido por la presencia de humedades.
- **Voluntarias:** son actuaciones fraudulentas que consisten en conectar un receptor entre fase y tierra fuera del campo de actuación del diferencial y del registro del consumo eléctrico.

Averías procedentes de la red pública de BT

Cuando por las razones que fuera se produce un corte del neutro de la red pública y no existe conexión a tierra en el tramo que alimenta al edificio, podría suceder que la tensión simple entre fase y tierra, normalmente 230 V, pasase a tensión compuesta de 400 V. Tendría lugar cuando se conectara un receptor monofásico, que haría que el neutro entrara en contacto con una fase.

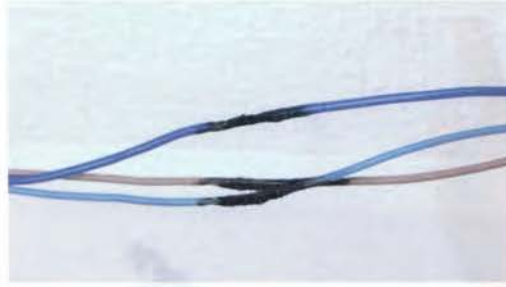


Figura 6.53. Cortocircuito producido por la degradación del aislamiento.

Si simultáneamente se conectara otro receptor monofásico alimentado desde otra fase, este quedaría sometido a la tensión entre las dos fases. Esto se traduce en una sobretensión en las instalaciones interiores y de enlace, con los consiguientes daños a los receptores. De hecho, este tipo de avería es una de las causas más frecuentes de reclamaciones a las que se enfrentan las compañías eléctricas.

Identificación de riesgos y medidas preventivas

Las operaciones de recepción y mantenimiento implican los mismos riesgos que las de montaje. Además, hay que diferenciar entre dos posibles situaciones:

- **Trabajos que puedan realizarse sin tensión.** En el caso de poder desconectarse la instalación de la red eléctrica, los riesgos de estas operaciones serán de tipo mecánico. Como primera medida de seguridad se deberá ejecutar la desconexión de la red eléctrica de forma adecuada, aplicando rigurosamente las reglas de oro vistas en el capítulo 2.
- **Trabajos que deben realizarse en tensión.** Estas operaciones son especialmente peligrosas y deben realizarse por profesionales especialmente cualificados y entrenados para ello. Existen distintos métodos de trabajos en tensión. Para el caso de baja tensión se emplea el denominado “método de contacto” que consiste en que los operarios tocan las partes sometidas a tensión eléctrica empleando protecciones adecuadas que les garanticen el aislamiento eléctrico, como por ejemplo unos guantes especiales.

Cuando se opera en tensión, además de los riesgos de tipo mecánico que aparecían en el montaje, hay que añadir los siguientes:

Riesgo	Causa	Medidas preventivas
Contactos eléctricos	Existe la posibilidad de que los operarios sufran lesiones producidas por el paso de corriente a través del organismo, ya sea debido a contactos eléctricos directos, indirectos o por descargas. Hay que tener precauciones especiales con los fusibles ya que aún desconectada la red, pueden quedar cargados.	Utilización de guantes aislantes adecuados para el nivel de tensión, así como herramientas debidamente aisladas.
Arco eléctrico	Si se ceba el arco eléctrico, pueden producirse lesiones y quemaduras. Por ejemplo, es posible la formación de arco cuando se desconecta la instalación a través de los fusibles, que no están preparados para realizar esta operación salvo que sean los de la CGP y dispongan de bases unipolares cerradas. En este caso, la formación del arco no solamente conlleva un riesgo, sino que también produce el deterioro de las bases potafusibles por los efectos del calentamiento y la posibilidad de formación de carbonilla.	Además de las detalladas en el caso anterior, hay que hacer hincapié en la formación de los trabajadores. También deben utilizarse pantallas oculares protectoras e, incluso, guantes ignífugos encima de los guantes aislantes.



Figura 6.54. A la izquierda, guantes dieléctricos para trabajos en tensión (Fuente: cortesía de MAFEPE, S.L.); a la derecha pantalla de protección ocular contra arcos eléctricos (Fuente: Catálogo de 3M).

Ejercicios

- 101.** Cuando se trata de una obra nueva, ¿qué operaciones de mantenimiento deben realizarse? ¿en qué consiste cada una de ellas?
- 102.** ¿Cuáles son las operaciones de mantenimiento periódico de una instalación de enlace?
- 103.** Explica en qué consiste la avería de derivación a tierra de una instalación de enlace y analiza sus posibles causas.
- 104.** ¿Qué puede suceder en una instalación interior cuando se produce un corte fortuito del neutro de la red de distribución?
- 105.** ¿Qué método se utiliza en baja tensión para trabajar sin interrupción del suministro eléctrico? ¿En qué consiste?
- 106.** Explica las medidas preventivas que deben adoptarse frente al riesgo de aparición del arco eléctrico.

Resumen

La instalación eléctrica de enlace a la parte de la instalación comprendida entre la caja general de protección y los dispositivos generales de mando y protección de los circuitos interiores.

De manera genérica, la instalación eléctrica de enlace puede estar formada por la caja general de protección o la caja de protección y medida, la línea general de alimentación, la centralización de contadores y las derivaciones individuales.

Existen diferentes esquemas de instalación eléctrica de enlace en función del número de usuarios a los que da servicio: para un solo usuario, para dos usuarios alimentados desde el mismo lugar, para un edificio con una sola centralización de contadores y para un edificio con más de una centralización de contadores.

La caja general de protección alberga los fusibles que protegen a la línea general de alimentación. Estos deben ser seleccionados de acuerdo con una serie de condiciones impuestas a los parámetros que los caracterizan.

La caja de protección y medida comprende los fusibles de protección de la derivación individual y los contadores de energía eléctrica.

La línea general de alimentación es un conductor común a todos o una parte de los usuarios de un edificio que discurre entre la caja general de protección y la centralización de contadores.

La centralización de contadores es el lugar donde se instalan los dispositivos que registran, con fines de facturación, el consumo de energía eléctrica correspondiente a los diferentes abonados de un mismo edificio.

La derivación individual es la parte de la instalación que, partiendo de la línea general de alimentación, suministra energía eléctrica a un consumidor final. Comprende los fusibles de seguridad, el contador de energía eléctrica, los conductores y los dispositivos generales de mando y protección.

Los dispositivos generales de mando y protección pueden ser: el interruptor general automático, el diferencial general y el limitador de sobretensión.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

La ejecución de una instalación eléctrica de enlace comprende el montaje de la caja general de protección, la línea general de alimentación, la centralización de contadores y el cuadro general de la vivienda. Seguidamente debe realizarse la conexión a la red eléctrica de dos formas diferentes: en tensión o sin tensión.

En el montaje existen riesgos de tipo mecánico para los trabajadores como pueden ser: caer al mismo o a distinto nivel, caídas de objetos o choques y golpes. Hay que valorar todos ellos y adoptar las correspondientes medidas preventivas.

Para las operaciones de mantenimiento y reparación de averías hay que tener en cuenta los riesgos derivados de la existencia de tensión como es la aparición de arco eléctrico o la producción de contactos eléctricos. Igualmente hay que adoptar medidas preventivas.

Test de evaluación

1. Una instalación eléctrica de enlace:
 - a) Se inicia en la acometida de la red de distribución.
 - b) Tiene propiedad compartida entre los usuarios y la empresa suministradora de energía.
 - c) Puede presentar distintos esquemas que dependen del número de usuarios.
 - d) Tiene distintos esquemas que dependen del tipo de red de distribución.
2. Las cajas generales de protección (CGP):
 - a) Pueden instalarse en la centralización de contadores.
 - b) Contienen los fusibles de protección de la LGA y el contador de registro del consumo eléctrico.
 - c) Siempre es trifásica.
 - d) Se procura instalar en un lugar próximo a la red de distribución o al centro de transformación.
3. El poder de corte de un fusible:
 - a) Debe ser superior a la máxima intensidad de cortocircuito previsible en su punto de instalación.
 - b) Es el valor de la corriente eléctrica que soporta en régimen permanente.
 - c) Debe ser superior a la intensidad previsible de circulación por la instalación a la que protege.
 - d) Es la máxima intensidad de cortocircuito que puede soportar sin que se produzca su fusión.
4. Las cajas de protección y medida (CPM):
 - a) Se instalan en armario o en un cuarto destinado a este efecto.
 - b) Albergan los contadores, los fusibles y el embarrado de protección de la derivación individual.
 - c) Pueden ser de interior, de exterior y ambivalentes.
 - d) Se instalan para que el área de lectura del contador quede entre 0,7 y 1,8 m de altura.
5. La línea general de alimentación (LGA):
 - a) No puede ejecutarse en instalación enterrada.
 - b) Puede emplear conductores multipolares siempre que su tensión de aislamiento sea como mínimo 0,6/1 kV.
 - c) Puede ejecutarse con conductores de cobre o de aluminio.
 - d) Incluye siempre el conductor de protección.
6. Los contadores de energía eléctrica:
 - a) Pueden ser de inducción mecánica o de autoinducción electrónica.
 - b) Los hay de energía activa y aparente.
 - c) Si son electrónicos permiten la telegestión de los consumos.
 - d) Se colocan en el interior de cada una de las viviendas o locales cuyo consumo registran.
7. La centralización de contadores se estructura en las siguientes unidades funcionales:
 - a) Interruptor general de maniobra, embarrado general y fusibles de seguridad, de medida, de mando, embarrado de protección y bornes de salida, de telecomunicaciones.
 - b) Interruptor general de maniobra, embarrado de protección y fusibles de seguridad, de medida, de mando, embarrado general y bornes de salida, de telecomunicaciones.
 - c) Interruptor general de maniobra, embarrado de protección y fusibles de seguridad, de medida, de mando, embarrado general y bornes de salida, de telegestión.
 - d) Interruptor general de maniobra, embarrado general y fusibles de seguridad, de medida, de mando, embarrado de protección y bornes de salida, de telegestión.

8. Las derivaciones individuales:

- a) Se inician en las bornas de salida de la centralización de contadores.
- b) En los tramos de escalera, discurren siempre por huecos de escalera.
- c) Están sujetas a operaciones de inspección periódica.
- d) Incluyen fusibles de tipo gG o aG.

9. De los siguientes dispositivos, indica cuál no es una protección eléctrica:

- a) El interruptor general automático.
- b) El interruptor diferencial.
- c) El interruptor de control de potencia.
- d) El limitador de sobretensión.

10. La puesta a tierra de una instalación:

- a) Comprende electrodos enterrados en el suelo.
- b) Conecta las masas de los receptores a la tierra a través de un interruptor diferencial.
- c) Se establece para limitar la corriente que puedan aparecer en las masas.
- d) Es un sistema de protección frente a cortocircuitos.

11. En las operaciones de montaje de una instalación de enlace:

- a) Hay que poner especial atención en la ejecución de las conexiones.
- b) Hay que utilizar EPI específicos para trabajos en tensión.
- c) Únicamente deben ejecutarse las conexiones eléctricas y el tendido de cables.
- d) No es necesario adoptar medidas de seguridad por tratarse de un trabajo sin tensión eléctrica.

12. Sobre las averías típicas de una instalación eléctrica de enlace, hay que tener en cuenta que:

- a) Su subsanación es responsabilidad exclusiva de la empresa de distribución ya que dejan sin servicio a todos los usuarios del edificio.
- b) En ocasiones responden a actuaciones fraudulentas de los usuarios.
- c) Siempre son provocadas por los usuarios.
- d) Su reparación debe realizarse siempre sin tensión para reducir los riesgos de los operarios.

Actividades

1. Busca en Internet las especificaciones técnicas para las instalaciones de enlace de una compañía eléctrica que opere en tu zona y confecciona una tabla resumiendo los principales requisitos.
2. Busca catálogos de material empleado en instalaciones de enlace. Debes encontrar CGP, CPM, fusibles de cuchillas, neozed y cilíndricos y módulos para la centralización de contadores, magnetotérmicos, ICP y diferenciales como mínimo.
3. Con la información recopilada en los puntos anteriores elabora un pequeño proyecto de la instalación de enlace del edificio donde vives. Empieza por la previsión de cargas y termina con la selección de los dispositivos generales de mando y protección para las viviendas, después de haber dimensionado todos y cada uno de los elementos intermedios. Debes realizar al menos un plano de planta en el que aparezca la CGP, la LGA y la centralización de contadores, un plano de alzado para la configuración de la centralización de contadores y los esquemas unifilares de toda la instalación.
4. Haz una evaluación de los riesgos que comportaría el montaje de esa instalación de enlace y propón una serie de medidas preventivas.
5. Realiza fotografías de las instalaciones eléctricas de enlace del edificio en el que vives y analiza si son conformes a la normativa actual.
6. Recopila información sobre las tarifas eléctricas vigentes y analizad en clase los complementos y bonificaciones que existen.

Unidad 7

Documentación técnica de las instalaciones



En esta unidad veremos:

- 7.1. Procedimiento para una instalación eléctrica
- 7.2. Documentación técnica
- 7.3. Ejecución y tramitación de instalaciones eléctricas
- 7.4. Puesta en servicio y verificaciones
- 7.5. Inspecciones
- 7.6. Reglamentación básica

7.1 Procedimiento para una instalación eléctrica

Una instalación eléctrica en BT es el resultado de un largo proceso en el que intervienen multitud de agentes externos y en donde se deben llevar a cabo diferentes procedimientos.

El proceso se inicia por parte del usuario o promotor que tiene la idea o necesidad de su existencia, continúa con su posterior concepción y diseño por parte del proyectista o instalador en BT (dependiendo de su grado de complejidad), sigue mediante su ejecución material por parte de una empresa instaladora (y, si es un Proyecto, cumpliendo las directrices de una Dirección de Obra) y finaliza por su legalización ante la Administración competente.

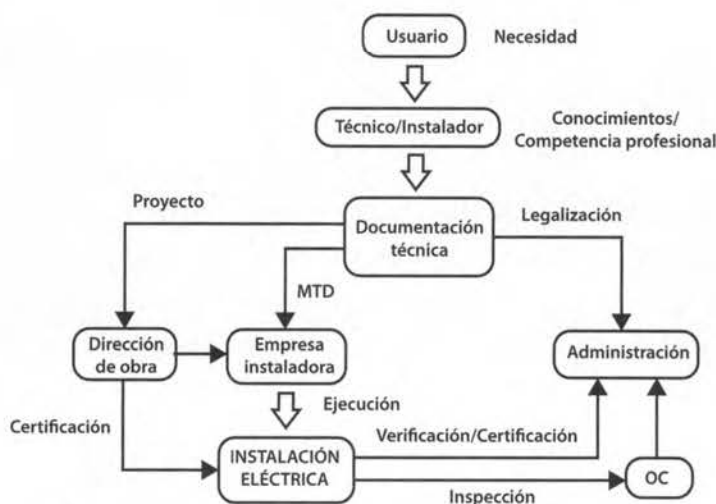


Figura 7.1. Agentes externos y procedimientos en una instalación eléctrica.

No obstante, el proceso no acaba ahí, pues la instalación eléctrica requiere de una verificación y una certificación previas a su puesta en servicio para asegurar el cumplimiento de la norma técnica, que en el caso de España viene dada por el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT-2002).

Por último, en determinadas instalaciones de especial relevancia se deben llevar a cabo inspecciones iniciales y periódicas por parte de organismos de control (OC).

7.2 Documentación técnica

El REBT-2002 regula cuál es la documentación técnica que deben tener las instalaciones eléctricas para ser legalmente puestas en servicio, así como qué documentación se requiere para su tramitación ante el Órgano competente de la Administración (en general, las Consejerías de Comunidades Autónomas con competencias en materia de Industria y Energía).

El documento más importante, que resume el proceso de desarrollo de la idea y el diseño de la instalación eléctrica, es el proyecto técnico o la memoria técnica de diseño.

La necesidad de un documento u otro debe establecerse en función de la dificultad de la instalación eléctrica que desee ejecutarse.

Recuerda...

En general, el REBT establece una distinción clara entre una instalación eléctrica con una peligrosidad o impacto elevado sobre el resto de los usuarios de la energía eléctrica (cuya documentación técnica constituye el proyecto técnico) y una instalación eléctrica con una peligrosidad o impacto medio-bajo (cuya documentación técnica, más simplificada, constituye la memoria técnica de diseño).

7.2.1 El proyecto técnico

El proyecto y sus documentos

El proyecto técnico se debe entender como un “conjunto de documentos que definen una obra, de tal manera que un facultativo distinto pueda dirigir, con arreglo a los mismos, las obras o trabajos correspondientes”. El REBT-2002 regula cuál es la documentación técnica que deben tener las instalaciones.

El proyecto debe estar formado por cinco documentos, que son:

- La memoria descriptiva.
- Los cálculos.
- Los planos.
- El pliego de condiciones técnicas y facultativas.
- El presupuesto.

El proyecto debe ser claro y estar debidamente estructurado para cumplir con sus objetivos, que son:

- Suministrar toda la información técnica, económica y legal al promotor.
- Proporcionar los datos técnicos, detalles constructivos y condiciones en que debe ejecutarse el proyecto.
- Servir como documento de gestión válido para la petición de permisos en organismos oficiales.

Como indica la instrucción ITC-BT-04, la memoria del proyecto debe contener, como mínimo:

- Datos del propietario o promotor (sea una persona física o jurídica).
- Emplazamiento, características básicas y uso de la instalación.
- Características y secciones de los conductores a emplear.
- Características y diámetros de los tubos para canalizaciones.
- Relación nominal de los receptores que se vayan a instalar y su potencia, sistemas o dispositivos de seguridad adoptados con objeto de cumplir el REBT-2002.
- Esquema unifilar de la instalación y características de los dispositivos de corte y protección adoptados, puntos de utilización y secciones de los conductores.
- Croquis del trazado de la instalación eléctrica.
- Cálculos justificativos del diseño que pueden constituir un documento aparte.

Su redacción se debe encargar a un técnico titulado competente –un graduado en ingeniería o arquitecto– que deberá firmarlo haciéndose responsable con su firma de cumplir lo indicado en las disposiciones reglamentarias.

Instalaciones que precisan proyecto

La instrucción ITC-BT-04 clasifica las instalaciones eléctricas en 15 grupos (desde el “a” hasta el “o”) con objeto de distinguir entre instalaciones que requieren de proyecto o memoria técnica de diseño, en función de la potencia P prevista en la instalación.

Recuerda...

Los casos más representativos de instalaciones que requieren proyecto, independientemente de su potencia, son las instalaciones eléctricas situadas en locales de pública concurrencia, las correspondientes a locales con riesgo de incendio o explosión, las redes aéreas o subterráneas de distribución, los quirófanos o salas de intervención, las destinadas a rótulos luminosos, los garajes con ventilación forzada y los garajes con ventilación natural de más de 5 plazas requieren proyecto.

Grupo	Tipo de instalación	Límites
a	Las correspondientes a industrias, en general	$P > 20 \text{ kW}$
b	Las correspondientes a: • Locales húmedos, polvorientos o con riesgo de corrosión • Bombas de extracción o elevación de agua, sean industriales o no	$P > 10 \text{ kW}$
c	Las correspondientes a: • Locales mojados • Generadores y convertidores • Conductores aislados para caldeo, excluyendo viviendas	$P > 10 \text{ kW}$
d	De carácter temporal para alimentación de maquinaria de obras en construcción De carácter temporal en locales o emplazamientos abiertos	$P > 50 \text{ kW}$
e	Las de edificios destinados principalmente a viviendas, locales comerciales y oficinas, que no tengan la consideración de locales de pública concurrencia, en edificación vertical u horizontal	$P > 100 \text{ kW}$ por caja general de protección
f	Las correspondientes a viviendas unifamiliares	$P > 50 \text{ kW}$
g	Las de garajes que requieren ventilación forzada	Cualquiera que sea su ocupación
h	Las de garajes que disponen de ventilación natural	De más de 5 plazas
i	Las correspondientes a locales de pública concurrencia	Sin límite
j	Las correspondientes a: • Líneas de baja tensión con apoyos comunes con las de alta tensión • Máquinas de elevación y transporte • Las que utilicen tensiones especiales • Las destinadas a rótulos luminosos salvo que se consideren según ITC-BT-44 • Cercas eléctricas • Redes aéreas o subterráneas de distribución	Sin límite de potencia
k	Instalaciones de alumbrado exterior	$P > 5 \text{ kW}$
l	Las correspondientes a locales con riesgo de incendio o explosión, excepto garajes	Sin límite
m	Las de quirófanos y salas de intervención	Sin límite
n	Las correspondientes a piscinas y fuentes	$P > 5 \text{ kW}$
o	Todas aquellas que, no estando comprendidas en los grupos anteriores, determine el Ministerio mediante la oportuna Disposición	Según corresponda

Tabla 7.1. Instalaciones eléctricas que precisan Proyecto o Memoria Técnica de Diseño.

En la clasificación anterior se citan diferentes instalaciones eléctricas con fines especiales y aquellas que deben tener la catalogación de locales de pública concurrencia.

Los locales de pública concurrencia (ITC BT-28) son aquellos locales de espectáculos y actividades recreativas o locales de reunión, trabajo y usos sanitarios en los que puede existir una gran concentración de personas o usuarios, lo que implica un mayor grado de exigencia por seguridad en el diseño y ejecución de la instalación eléctrica (materiales, etc.).

Tipos de local		Ejemplos	Será local de pública concurrencia
1. Espectáculos y actividades recreativas		Cines, teatros, auditorios, estadios, pabellones de deportes, plazas de toros, hipódromos, parques de atracciones, ferias, salas de fiestas, discotecas, salas de juegos de azar	Siempre
2. Locales de reunión, trabajo y usos sanitarios	2.1. Locales de reunión	Templos, salas de conferencias y congresos, bares, cafeterías, restaurantes, museos, casinos, hoteles, hostales, zonas comunes de centros comerciales, aeropuertos, estaciones de viajeros, parking de uso público cerrado de más de 5 vehículos, asilos, guarderías	Siempre
		Centros de enseñanza, bibliotecas, establecimientos comerciales, residencias de estudiantes, gimnasios, salas de exposiciones, centros culturales, clubes sociales y deportivos	Ocupación > 50 personas ajenas al local
	2.2. Locales de trabajo	Oficinas con presencia de público	Ocupación > 50 personas ajenas al local
	2.3. Locales de uso sanitario	Hospitales, ambulatorios, sanatorios	Siempre
		Consultorios médicos, clínicas	Ocupación > 50 personas ajenas al local
3. Según dificultad de evacuación de cualquier local	3.1. BD2 (Baja densidad de ocupación, difícil evacuación)	Edificios de gran altura, sótanos	Siempre
	3.2. BD3 (Alta densidad de ocupación, fácil evacuación)	Locales abiertos al público: grandes almacenes	
	3.3. BD4 (Alta densidad de ocupación, difícil evacuación)	Edificios de gran altura abiertos al público Locales en sótanos, abiertos al público	
4. Otros locales		Cualquier local no incluido en los otros epígrafes con capacidad superior a 100 personas ajenas al local	Siempre

Tabla 7.2. Clasificación de locales de pública concurrencia.

Se consideran como locales con riesgo de incendio o explosión (de clase I según ITC-BT-29) a aquellos emplazamientos en los que hay o puede haber gases, vapores o nieblas en cantidad suficiente para producir atmósferas explosivas o inflamables; también hay que incluir en esta clase los lugares en los que hay o puede haber líquidos inflamables (ITC-BT-29). Como ejemplos, se pueden citar secaderos de material con disolventes inflamables, lavanderías y tintorerías en las que se empleen líquidos inflamables, cabinas de pintura, etc.

Se consideran como locales mojados (ITC-BT-30) a aquellos en los que los suelos, techos y paredes están o pueden estar impregnados de humedad y donde pueden aparecer, aunque solo sea temporalmente, lodo o gotas gruesas de agua, debido a la condensación o bien estén cubiertos con vaho durante largos periodos. Como ejemplos se pueden citar lavaderos públicos, fábricas de apresto, tintorerías, etc., así como las instalaciones a la intemperie.

7.2.2 La memoria técnica de diseño

En todas aquellas instalaciones eléctricas en donde no se superen los límites de potencia definidos en la tabla 7.1, bastará realizar una memoria técnica de diseño (MTD) según el modelo determinado por el órgano competente de la Comunidad Autónoma.

La memoria técnica de diseño sirve para proporcionar los principales datos y características de las instalaciones. Está formada por 11 apartados, que son los siguientes:

- Datos del titular de la instalación.
- Emplazamiento y uso a que se destina.
- Memoria descriptiva.
- Relación de los receptores y su potencia.
- Cálculos justificativos de las características de las líneas y circuitos.
- Esquema unifilar de la instalación.
- Croquis de su trazado.
- Plano de emplazamiento y croquis del acceso.
- Identificación y competencia de la persona que firma la MTD.
- Categoría y especialidad del instalador.
- Presupuesto total.

Cuando la instalación eléctrica requiera MTD, el instalador autorizado para la categoría de la instalación correspondiente o el técnico titulado competente que firmen dicha memoria van a ser los responsables del cumplimiento de las disposiciones reglamentarias (REBT-2002 y otras).

Recuerda...

Como casos más representativos, las instalaciones eléctricas correspondientes a industrias de menos de 20 kW, las correspondientes a edificios destinados principalmente a viviendas, locales comerciales y oficinas que no sean locales de pública concurrencia con menos de 100 kW por caja general de protección (CGP), las correspondientes a viviendas unifamiliares con menos de 50 kW, las correspondientes a alumbrado exterior de menos de 5 kW y los garajes con ventilación natural de menos de 5 plazas solo requieren memoria técnica de diseño.

Ejemplo 7.1

Clasifica las siguientes instalaciones eléctricas entre aquellas que requieren elaborar un proyecto o una memoria técnica de diseño, MTD.

Solución

	Memoria Técnica MTD	Proyecto
a) Industria agroalimentaria de 60 kW		X
b) Taller de carpintería de madera de 30 kW		X
c) Restaurante de 25 kW		X
d) Red subterránea de distribución de 100 kW		X
e) Viviendas unifamiliares de 70 kW		X
f) Taller de confección textil de 20 kW		X
g) Bombas de extracción de agua de 15 kW		X
h) Alumbrado público urbano de 9 kW		X
i) Sala de intervención de 20 kW		X

Ejemplo 7.2

Clasifica las siguientes instalaciones eléctricas entre aquellas que requieren elaborar un proyecto o una memoria técnica de diseño, MTD.

Solución

	Memoria Técnica MTD	Proyecto
a) Garaje de 3 plazas (ventilación natural)	X	
b) Edificio de oficinas de 80 kW	X	
c) Alumbrado público urbano de 3 kW	X	
d) Vivienda unifamiliar de 10 kW	X	
e) Edificio de viviendas de 95 kW	X	
f) Bombas de elevación de agua de 5 CV	X	
g) Piscina municipal de 4 kW	X	
h) Instalación temporal de obra de 25 kW	X	

Ejercicios

1. Clasifica las siguientes instalaciones eléctricas entre aquellas que requieren elaborar un proyecto o una memoria técnica de diseño, MTD.

	Memoria Técnica MTD	Proyecto
a) Garaje de 10 plazas (ventilación forzada)		
b) Edificio de viviendas de 190 kW		
c) Alumbrado público urbano de 6 kW		
d) Vivienda unifamiliar de 18 kW		
e) Edificio de oficinas de 62 kW		
f) Bombas de elevación de agua de 7 CV		
g) Piscina municipal de 6,5 kW		
h) Museo de 30 kW		
i) Red aérea de distribución de 125 kW		
j) Alumbrado de un campo de fútbol de 8 kW		
k) Cerca eléctrica de 10 kW		
l) Instalación generadora de BT de 4 kW		
m) Quirófano de 3 kW en un hospital		
n) Tintorería de 25 kW		

2. Responde a las cuestiones siguientes:

- ¿Cuál es el contenido mínimo de la memoria de un proyecto?
- ¿Cuáles son los diferentes apartados de una memoria técnica de diseño?
- Cita, al menos, tres ejemplos de locales de pública concurrencia.

7.3 Ejecución y tramitación de instalaciones eléctricas

7.3.1 La ejecución de la instalación

Una vez se dispone del correspondiente proyecto o memoria técnica de diseño, se debe proceder a la ejecución de la instalación. Para ello, el promotor deberá contratar a una empresa instaladora en BT, que serán aquellas personas físicas o jurídicas que por cumplir una serie de requisitos establecidos, hayan presentado la declaración responsable de inicio de actividad (RD 560/2010, de 7 de mayo). Esta declaración habilita a la empresa por tiempo indefinido en todo el territorio español.

Además, en el caso de que se precise proyecto, la ejecución requiere de la dirección de obra de un técnico titulado competente –graduado en ingeniería o arquitecto– que, en general, no tiene por qué ser el mismo técnico titulado que ha llevado a cabo la redacción del proyecto.

Recuerda...

Durante la ejecución, el instalador en BT está obligado a comunicar por escrito al autor del proyecto o memoria técnica de diseño y a la propiedad cualquier anomalía en una parte de la instalación que no se ajuste, a criterio del Instalador, a lo establecido en el REBT-2002.

En caso de que exista discrepancia entre las partes, la cuestión se debe someter al arbitraje del órgano competente de la Comunidad Autónoma, para que proceda a resolver en el más breve plazo posible.

¿Quiénes son los instaladores en BT?

En una empresa instaladora de BT, es necesaria la presencia de al menos un instalador en BT, por categoría, que es la persona física que tiene conocimientos para desempeñar alguna de las actividades de las diferentes categorías indicadas en la ITC-BT-03:

- **Categoría básica (IBTB).** Esta categoría permite al instalador realizar, mantener y reparar las instalaciones eléctricas de BT en edificios, industrias, infraestructuras y todas aquellas que no se reserven a la categoría especialista (IBTE).
- **Categoría especialista (IBTE).** Los instaladores y empresas instaladoras pueden realizar, mantener y reparar las instalaciones eléctricas de la categoría básica y, además:
 - IBTE-1: Sistemas de automatización, gestión técnica de la energía y seguridad para viviendas y edificios.
 - IBTE-2: Sistemas de control distribuido.
 - IBTE-3: Sistemas de supervisión, control y adquisición de datos.
 - IBTE-4: Control de procesos.
 - IBTE-5: Líneas aéreas o subterráneas para distribución de energía.
 - IBTE-6: Locales con riesgo de incendio o explosión.
 - IBTE-7: Quirófanos y salas de intervención.
 - IBTE-8: Lámparas de descarga en alta tensión, rótulos luminosos y similares.
 - IBTE-9: Instalaciones generadoras en baja tensión.

El instalador en BT debe disponer de un título universitario que cubra las materias del REBT o un título de formación profesional cuyo ámbito competencial coincida con las materias del REBT.

Además, es válido un certificado de profesionalidad incluido en el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales o tener reconocida la competencia profesional adquirida por experiencia laboral.

Para poder ejercer/operar como empresa instaladora, se deben acreditar ante la Comunidad Autónoma donde radiquen los interesados una serie de requisitos:

- Contar con los medios técnicos y humanos mínimos recogidos en el apéndice de la instrucción ITC-BT-03 en cada categoría.
- Tener suscrito un seguro de responsabilidad civil que cubra los riesgos que puedan derivarse de sus actuaciones.
- Que la empresa instaladora esté constituida legalmente y que hayan presentado ante el órgano competente una declaración responsable de inicio de actividad (RD 560/2010, de 7 de mayo).

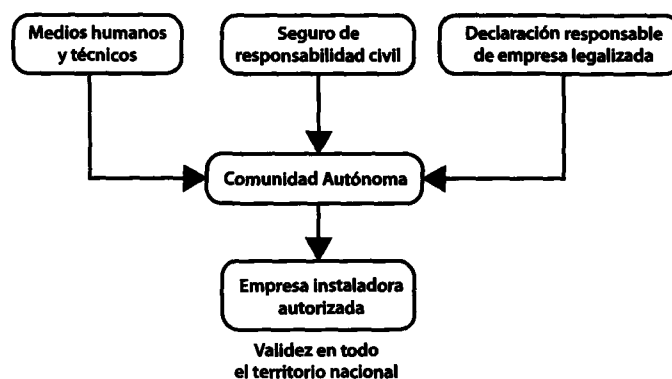


Figura7.2. Proceso de constitución como empresa instaladora en BT.

Cuando se cumplan los requisitos anteriores, el órgano competente de la administración expedirá el correspondiente certificado de empresa instaladora en BT.

Recuerda...

Según el RD 560/2010, cualquier empresa instaladora en BT de otro Estado miembro de la Unión Europea deberá presentar, previo al inicio de su actividad, una declaración responsable ante el órgano competente de la Comunidad Autónoma.

La declaración responsable se debe realizar siempre al inicio de la actividad, cuando cese la actividad o cuando se modifiquen los datos de la declaración anterior.

Emisión del certificado de instalación

Una vez finalizada la ejecución de la instalación, el instalador en BT realizará las verificaciones que sean oportunas y, además, todas aquellas que solicite la dirección de obra.

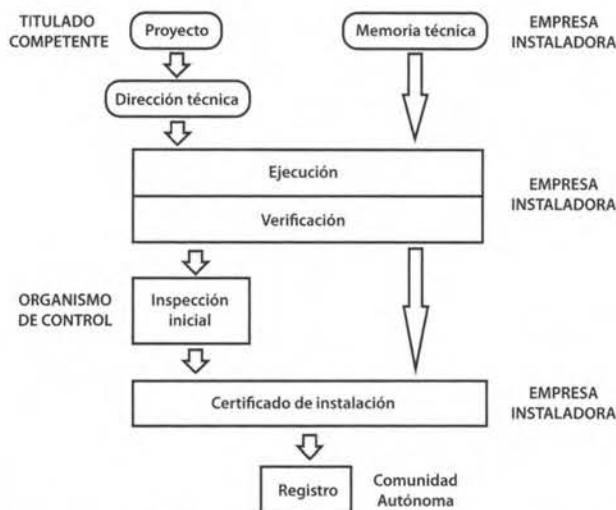


Figura 7.3. Esquema del proceso de realización de una instalación eléctrica.

Además, las instalaciones eléctricas especificadas en la instrucción ITC-BT-05 requieren la correspondiente inspección inicial realizada por un Organismo de Control (OC).

Cumplidos estos requisitos, la empresa instaladora deberá emitir un **certificado de instalación** y presentarlo al registro.

[illegible]

Figura 7.4. Modelo de certificado de instalación eléctrica en BT. (Fuente: Generalitat Valenciana).

7.3.2 Tramitación de la documentación

Antes de la puesta en servicio de la instalación ejecutada, el instalador en BT deberá presentar por registro en el órgano competente de la administración, por quintuplicado, el certificado de instalación con su anexo de información.

Dicho certificado se acompañará del proyecto o memoria técnica de diseño, del certificado de dirección de obra firmado y, si procede, del certificado de inspección Inicial realizada por el organismo de control con la calificación de favorable.

El órgano competente de la Comunidad Autónoma deberá diligenciar las 5 copias presentadas del certificado de instalación, devolviendo cuatro al instalador autorizado. Dos copias quedarán en poder del instalador, y las otras dos copias serán para la propiedad, que se quedará con un ejemplar y entregará el otro a la empresa suministradora, al objeto de solicitar el suministro de energía para la instalación eléctrica.

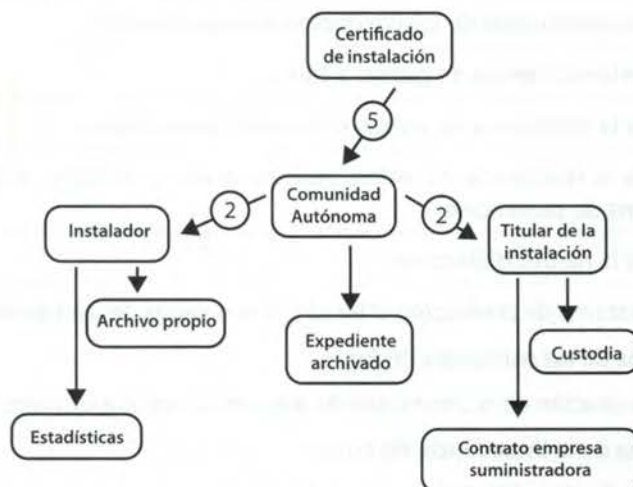


Figura 7.5. Tramitación de la documentación en una instalación eléctrica.

Ejercicios

- ¿Quiénes pueden ser los Instaladores en BT, categoría básica? ¿Y en categoría especialista?
- ¿Cuál es la obligación del instalador en BT durante la ejecución de una instalación?
- ¿Qué documentos debe presentar por quintuplicado el instalador en BT durante la tramitación de una instalación?
- Rellena el Certificado de una instalación eléctrica para una instalación de enlace de un edificio de viviendas. Busca documentación de ejemplo en Internet.
- Busca en Internet el RD 560/2010. ¿Qué compromisos implica firmar una declaración responsable ante una Administración?

7.4 Puesta en servicio y verificaciones

La puesta en servicio de la instalación eléctrica requiere de la solicitud, por parte del titular de la instalación, del suministro de energía eléctrica a la empresa distribuidora; para ello necesitará presentar el correspondiente ejemplar del certificado de instalación.

La empresa distribuidora podrá realizar, a su cargo, las verificaciones que considere oportunas al objeto de cumplir las prescripciones del REBT. Como indica la instrucción ITC-BT-05, toda nueva instalación eléctrica debe ser objeto de una verificación previa a su puesta en servicio.

La verificación previa debe realizarse por parte de las empresas instaladoras que se han encargado de su ejecución, de forma que el instalador en BT (con la supervisión en su caso del director de obra) se hace responsable de la seguridad y correcta ejecución de la instalación.

Además, si son necesarias modificaciones en la instalación, el titular de la instalación deberá contratar a un instalador en BT para su ejecución, de forma que éste realice la correspondiente verificación del trabajo realizado.

Verificaciones mediante medidas o ensayos

La tabla 7.3 recoge un resumen de las verificaciones que deben realizarse mediante medidas o ensayos.

VERIFICACIONES MEDIANTE MEDIDAS O ENSAYOS (Equipo comprobador de instalaciones o similar)
Medida de continuidad de los conductores de protección.
Medida de la resistencia de puesta a tierra.
Medida de la resistencia de aislamiento entre conductores.
Medida de la resistencia de aislamiento de suelos y paredes, si se utiliza este sistema de protección.
Medida de la rigidez dieléctrica.
Según el sistema de protección utilizado, una o varias de las siguientes: • Medida de las corrientes de fugas • Comprobación de la intensidad de disparo de los diferenciales • Medida de la impedancia de bucle • Comprobación de la secuencia de fases

Tabla 7.3.



Figura 7.6. Medida de resistencia en conductores de protección.

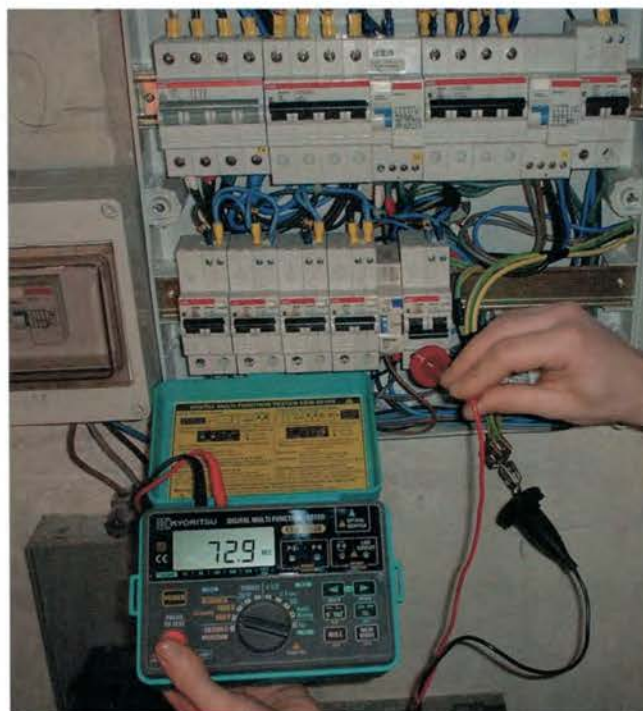


Figura 7.7. Medida de resistencia de aislamiento.

Verificaciones mediante examen

La tabla 7.4 resume las verificaciones que deben realizarse mediante examen.

VERIFICACIONES POR EXAMEN	
Se efectúan para el conjunto de la instalación estando sin tensión.	
Comprobar si el material eléctrico es conforme (cumple normas UNE), ha sido elegido e instalado correctamente y no presenta ningún daño visible.	
Verificar la existencia de medidas de protección por contacto directo (p.e. aislamiento adecuado de las partes activas, empleo de envolventes para evitar el contacto de las partes activas, la existencia de barreras u obstáculos que impidan tocar partes en tensión).	
Verificar la existencia de medidas de protección por contacto indirecto (p.e. interruptores diferenciales en cada agrupación de circuitos, equipos y materiales de clase II si no hay interruptores diferenciales, la existencia de paredes y techos aislantes que se utilizan como medidas de protección, conexiones equipotenciales en locales donde no se utilice conductor de protección, etc.).	
Verificar la existencia y el calibrado de los dispositivos de protección y señalización mediante un equipo comprobador de instalaciones o similar.	
Verificar la existencia de barreras cortafuegos en la instalación para evitar la propagación de un incendio.	
Utilizar materiales y medidas de protección adecuadas a las influencias externas.	
Verificar la existencia y disponibilidad de esquemas unifilares, advertencias e informaciones similares con las que el técnico se pueda hacer una idea clara de cómo es la instalación eléctrica.	
Identificar adecuadamente circuitos, fusibles, interruptores, bornes, etc. para poder situarlos en el esquema unifilar de la instalación.	
Ejecutar correctamente las conexiones de los conductores mediante los dispositivos adecuados.	
Adecuada accesibilidad para el mantenimiento y el funcionamiento de la instalación.	

Tabla 7.4.



Figura 7.8. Identificación de circuitos en un cuadro eléctrico de BT.

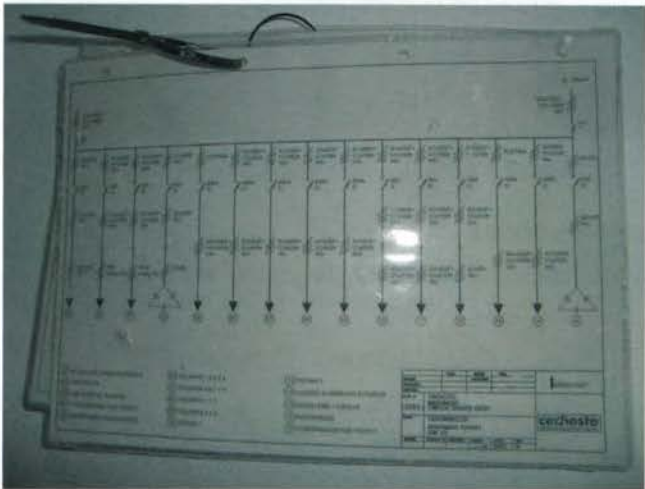


Figura 7.9. Esquema unifilar disponible en la instalación.

Verificación de la resistencia de aislamiento y corrientes de fuga

Las empresas eléctricas no podrán conectar a sus redes instalaciones cuando los resultados de la verificación no sean acordes con los valores establecidos en la ITC-BT-19 (resistencia de aislamiento y corrientes de fuga).

En estos casos, la empresa suministradora deberá extender un acta, firmada igualmente por el titular de la instalación. Esta acta, en el plazo más breve posible, se trasladará al órgano competente de la Comunidad Autónoma para que determine lo que procede.

La tabla 7.5 fija los límites mínimos para la resistencia de aislamiento R_{ISO} en función de la tensión nominal de la instalación. Para instalaciones con tensión de línea 400 V, la medida de la R_{ISO} requiere de una tensión de ensayo de 500 VDC y un valor mínimo de 0,5 MΩ.

Tensión nominal de la instalación	Tensión de ensayo en corriente continua (V)	Resistencia de aislamiento (MΩ)
Muy Baja Tensión de Seguridad (MBTS) Muy Baja Tensión de Protección (MBTP)	250	≥ 0,25
Inferior o igual a 500 V, excepto caso anterior	500	≥ 0,5
Superior a 500 V	1000	≥ 1

Tabla 7.5. Valores mínimos de R_{ISO} .

El aislamiento se debe medir con relación a tierra y entre conductores mediante un generador de continua capaz de suministrar las tensiones de ensayo con una corriente de 1 mA para una carga igual a la mínima resistencia de aislamiento especificada para cada tensión.

Las corrientes de fuga no deben ser superiores, para el conjunto de la instalación o para cada uno de los circuitos en que se divida a efectos de protección, a la sensibilidad de los interruptores diferenciales instalados como protección contra contactos indirectos. No obstante, como los diferenciales pueden desconectar a partir del 50 % de la sensibilidad, las corrientes de fuga se deben limitar muy por debajo de ese valor.

El comprobador de instalaciones

Las verificaciones mediante medidas o ensayos se suelen realizar con un equipo compacto llamado comprobador de instalaciones.

Este equipo permite medir una gran cantidad de magnitudes de la instalación, mediante:

- Los adaptadores que se pueden conectar, como el adaptador bipolar (12), la clavija (13), el enchufe de prueba (14), las pinzas de cocodrilo (15) y las puntas de prueba (16).
- Los diferentes esquemas de conexión que indica el fabricante.
- La selección de la magnitud a medir mediante el selector de funciones (9) y el uso de las teclas (17 y 18).

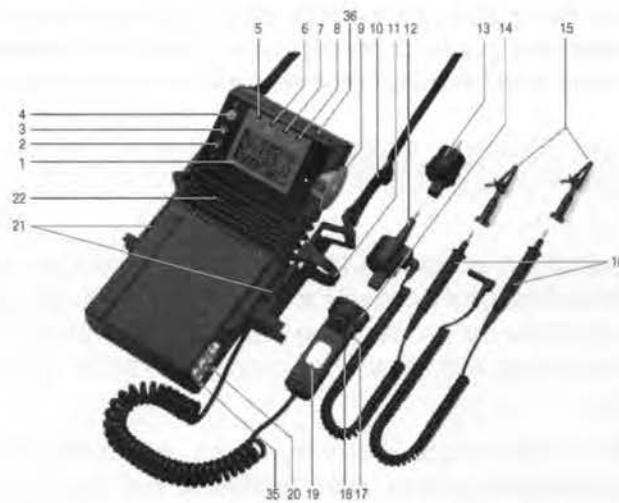


Figura 7.10. Equipo comprobador de instalaciones. (Fuente: PROFITEST, GOSSEN METRAWATT).

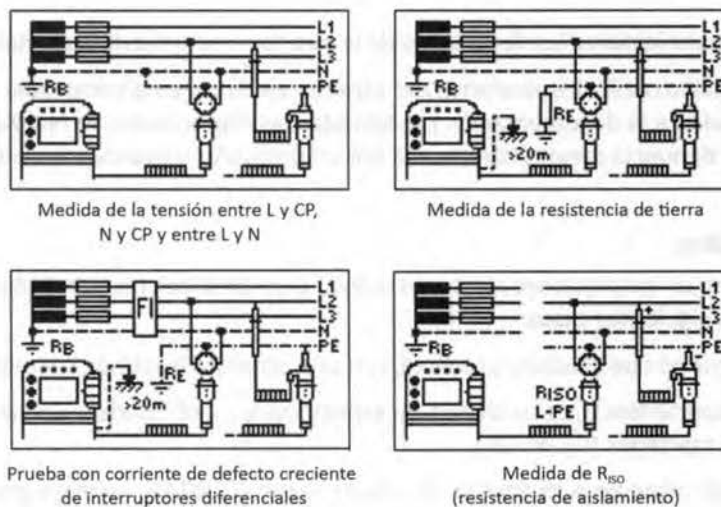


Figura 7.11. Conexiones del comprobador de instalaciones. (Fuente: PROFITEST, GOSSEN METRAWATT).

Ejercicios

8. Cita 3 ejemplos de verificaciones por examen que se pueden realizar en una instalación eléctrica.
9. Cita 3 ejemplos de verificaciones por medida o ensayo que se pueden realizar en una instalación eléctrica.
10. ¿Cuál sería el esquema de conexión de un equipo comprobador de instalaciones para medir la resistencia de tierra de BT?
11. ¿Cuál sería el esquema de conexión de un equipo comprobador de instalaciones para medir la R_{iso} ? Indica el valor de tensión de ensayo y su valor mínimo medido.

7.5 Inspecciones

7.5.1 ¿Quién realiza las inspecciones?

Las inspecciones, en determinadas instalaciones eléctricas de BT de especial relevancia citadas en la ITC-BT-05, las deben efectuar bien directamente las propias administraciones públicas competentes (en general, mediante los servicios de Industria) o, como es el caso más frecuente, mediante organismos de control (OC).

Recuerda...

Los organismos de control son entidades públicas o privadas, con personalidad jurídica, que se constituyen con la finalidad de verificar el cumplimiento de carácter obligatorio de las condiciones de seguridad de productos e instalaciones industriales, establecidas por los Reglamentos de Seguridad Industrial, mediante actividades de certificación, ensayo, inspección o auditoría.

Deben disponer de los medios materiales y humanos, así como de la solvencia técnica y financiera e imparcialidad necesarias para realizar su cometido. La valoración técnica del cumplimiento de los aspectos mencionados anteriormente se realiza por parte de la ENAC (Entidad Nacional de Acreditación).

Las inspecciones pueden ser iniciales (es decir, antes de la puesta en servicio de las instalaciones) y periódicas.

En general, la administración realiza inspecciones con carácter aleatorio para comprobar el cumplimiento de la normativa y la conformidad a la documentación presentada. Las inspecciones se realizan también motivadas por la existencia de una denuncia previa (interpuesta por un particular o debida a la emisión de un certificado negativo de un OC).

Inspecciones iniciales

Las inspecciones iniciales, en instalaciones eléctricas nuevas o en ampliaciones o modificaciones de importancia, son obligadas en los siguientes casos:

- Instalaciones industriales que precisen proyecto, con una potencia instalada superior a 100 kW.
- Locales de pública concurrencia, sean locales de espectáculos y actividades recreativas o locales de reunión, trabajo y usos sanitarios (ITC-BT-28).
- Locales con riesgo de incendio o explosión, de clase I según ITC-BT-29, excepto garajes de menos de 25 plazas.
- Locales mojados con potencia instalada superior a 25 kW (ITC-BT-30).

- Piscinas con potencia instalada superior a 10 kW (ITC-BT-31).
- Quirófanos y salas de intervención (ITC-BT-38).
- Instalaciones de alumbrado exterior con potencia instalada superior a 5 kW (ITC-BT-09).

Inspecciones periódicas

Las inspecciones periódicas se realizan cada 5 años para todas aquellas instalaciones eléctrica de BT que precisan inspección inicial y, cada 10 años, para las comunes de los edificios de viviendas de potencia total instalada superior a 100 kW.

7.5.2 Procedimiento y resultado de las inspecciones

Los organismos de control realizan la inspección de las instalaciones eléctricas según lo establecido en el REBT-2002 y, en su caso, en lo indicado en la documentación técnica. Si lo estima conveniente, la empresa instaladora puede asistir a la realización de las inspecciones.

Tras la inspección, el organismo de control debe emitir un **certificado de inspección**, en el que se indicará la relación de defectos y la calificación de la instalación.

Clasificación de los defectos

Los defectos en las instalaciones se clasifican en leves, graves y muy graves:

- Un **defecto leve** es el que no supone peligro para las personas o los bienes, aquel que no perturba el funcionamiento de la instalación y aquellos donde la desviación con lo reglamentado no tiene un valor significativo para el funcionamiento de la instalación.
- Un **defecto grave** es el que no supone un peligro inmediato para la seguridad de las personas o los bienes, pero que puede serlo si se produce un fallo en la instalación. También se debe considerar como grave aquel defecto que pueda reducir de modo sustancial la capacidad de utilización de la instalación eléctrica. Algunos ejemplos son la falta de conexiones equipotenciales cuando sean necesarias, la inexistencia de medidas de seguridad contra contactos indirectos, la falta de aislamiento, la falta de continuidad en los conductores de protección, resistencias de tierra elevadas, sección insuficiente de los conductores de protección, falta de sección en fase para las caídas de tensión existentes, etc., así como la reiteración o acumulación de defectos leves.
- Un **defecto muy grave** es el que constituye un peligro inmediato para la seguridad de las personas o los bienes. Se deben considerar todos los incumplimientos que afecten a las medidas de seguridad existentes de la instalación para evitar peligros derivados de:
 - a. Contactos directos, en cualquier tipo de instalación.
 - b. Locales de pública concurrencia.
 - c. Locales con riesgo de incendio o explosión.
 - d. Locales de características especiales.
 - e. Instalaciones con fines especiales.
 - f. Quirófanos y salas de intervención.

Calificación de la instalación

En función de los efectos detectados, se dará una calificación favorable, condicionada o negativa.

- **Calificación favorable.** Cuando no existe ningún defecto grave o muy grave. Se deben anotar los posibles defectos leves para constancia del titular, que debe subsanarlos antes de la próxima inspección. La instalación puede seguir funcionando si ya está en servicio o entrar en servicio si no lo está.
- **Calificación condicionada.** Cuando existe, al menos, un defecto grave o un defecto leve procedente de otra inspección anterior que no se haya corregido.
 - En instalaciones nuevas: no pueden recibir suministro de energía eléctrica hasta que no se hayan corregido los defectos y la calificación sea favorable.
 - En instalaciones en servicio: máximo de 6 meses para corregir los defectos. Pasado el plazo, si no se han subsanado, el organismo de control debe remitir el certificado con la calificación de negativa al órgano competente de la administración.

- **Calificación negativa.** Cuando existe, al menos, un defecto muy grave.
 - En instalaciones nuevas: no pueden recibir suministro de energía eléctrica hasta que no se hayan corregido los defectos y la calificación sea favorable.
 - En instalaciones en servicio: se emite la calificación de negativa, que se debe remitir inmediatamente al órgano competente de la administración. En este caso, el OC propone el aislamiento de la parte con defecto muy grave y en un plazo de 48 horas se presenta un inspector de industria a verificar y proponer el corte del suministro.

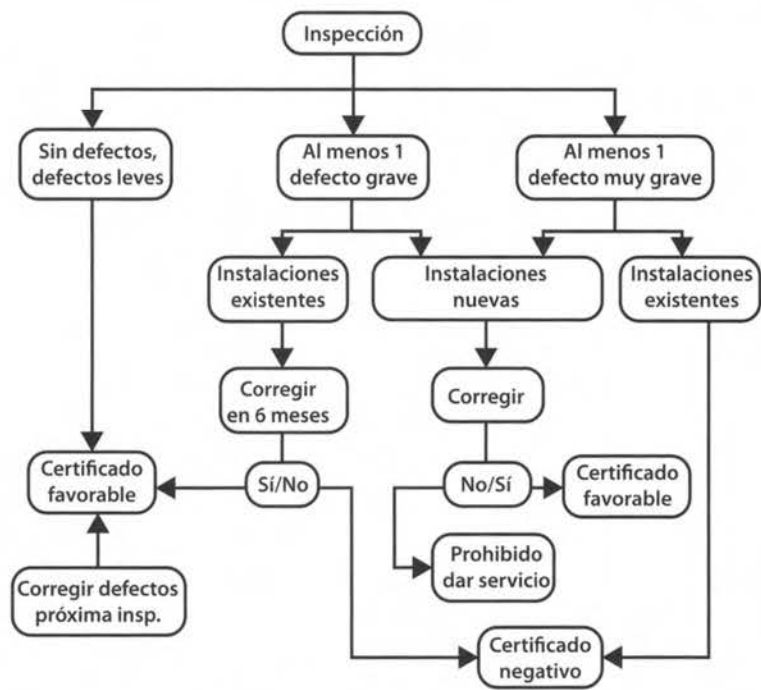


Figura 7.12. Metodología de la inspección.

Ejemplo 7.3

Clasifica las siguientes instalaciones eléctricas entre aquellas que requieren o no requieren pasar por una inspección inicial o periódica realizada por OC.

Solución

	Sí requiere	No requiere
a) Taller de reparación de vehículos de 50 kW	X	
b) Taller de carpintería de madera de 30 kW	X	
c) Bar de 45 kW	X	
d) Red aérea de distribución de 10 kW		X
e) Almacén de grano	X	
f) Taller de confección textil de 20 kW	X	
g) Piscina municipal de 8 kW		X
h) Alumbrado público urbano de 9 kW	X	
i) Quirófano de 5 kW en un hospital	X	

Ejemplo 7.4

Clasifica las siguientes instalaciones eléctricas entre aquellas que requieren o no requieren pasar por una inspección inicial o periódica realizada por OC.

Solución

	Sí requiere	No requiere
a) Garaje de 5 plazas (ventilación natural)		X
b) Edificio de viviendas de 75 kW		X
c) Secadero de jamones de 7 kW	X	
d) Alumbrado público urbano de 4 kW		X
e) Vivienda unifamiliar de 20 kW		X
f) Edificio de oficinas de 95 kW	X	
g) Bombas de elevación de agua de 5 CV	X	
h) Fuente municipal de 4 kW		X
i) Instalación temporal de obra de 30 kW		X

Ejemplo 7.5

Clasifica los siguientes defectos en las instalaciones eléctricas como leve, grave o muy grave.

Solución

	Leve	Grave	Muy grave
Defecto que constituya un peligro inmediato para la seguridad de las personas o los bienes			X
Instituto público de más de 800 alumnos de capacidad sin suministro de socorro instalado			X
Falta de conexiones equipotenciales cuando éstas son preceptivas		X	
Falta de continuidad en los conductores de protección		X	
Contacto directo al alcance de la mano			X
Incumplimiento de las prescripciones de seguridad en locales de riesgo de incendio o explosión			X
Inexistencia de medidas de seguridad contra contactos indirectos		X	
Inexistencia de alumbrado de emergencia en una discoteca			X
Falta de identificación de las protecciones del cuadro eléctrico	X		

Ejercicios

12. Entre las siguientes instalaciones eléctricas, señala cuáles necesitan pasar por una inspección inicial o periódica realizada por OC.

	Sí requiere	No requiere
a) Garaje de 15 plazas (ventilación forzada)		
b) Edificio de viviendas de 90 kW		
c) Secadero de jamones de 12 kW		
d) Alumbrado público urbano de 6 kW		
e) Vivienda unifamiliar de 18 kW		
f) Edificio de oficinas de 62 kW		
g) Bombas de elevación de agua de 7 CV		
h) Fuente municipal de 6,5 kW		
i) Instalación temporal de obra de 16 kW		
j) Museo de 30 kW		
k) Red subterránea de distribución de 160 kW		
l) Alumbrado de un campo de fútbol de 8 kW		
m) Cerca eléctrica de 10 kW		
n) Instalación generadora de BT de 4 kW		
ñ) Instalación generadora de BT de 15 kW		
o) Quirófano de 3 kW en un hospital		
p) Tintorería de 25 kW		

13. Clasifica los siguientes defectos en las instalaciones eléctricas como leve, grave o muy grave.

	Leve	Grave	Muy grave
Falta de tomas de corriente en los dormitorios			
Incumplimiento de las prescripciones de seguridad en locales de características especiales			
Inexistencia de alumbrado de señalización en un hotel			
Falta de sección en fase para las caídas de tensión existentes			
Falta de aislamiento en la instalación según ITC-BT-24			
Defecto que no constituya un peligro inmediato para la seguridad de las personas o los bienes			
Falta de conexiones equipotenciales en un quirófano			
Medidas elevadas de la resistencia de tierra			
No utilizar material eléctrico con grado de protección acorde a las características del local			

14. Responde a las cuestiones siguientes:

- a) ¿Qué instalaciones eléctricas requieren de inspección inicial?
- b) ¿Qué instalaciones eléctricas requieren de inspección periódica? ¿Cada cuánto tiempo?
- c) ¿Requieren inspección periódica las instalaciones comunes de los edificios de viviendas de potencia total instalada superior a 100 kW? ¿Cada cuánto tiempo?
- d) Explica qué es un defecto muy grave y pon dos ejemplos.
- e) Explica qué es un defecto grave y pon dos ejemplos.

7.6 Reglamentación básica

A continuación se citan las principales normas de obligado cumplimiento en el sector de la distribución eléctrica. En general, son leyes, Reales Decretos, Reglamentos y normas técnicas UNE-EN.

- Reglamento electrotécnico de baja tensión. Este reglamento fue publicado en el BOE de 18 de septiembre de 2002 en forma de Real Decreto (842/2002, de 2 de agosto). Dispone de 29 artículos y de 51 instrucciones técnicas complementarias ITC-BT, que son las que desarrollan los contenidos electrotécnicos.
- Guías técnicas de aplicación del REBT-2002, publicadas por el Ministerio competente.
- Normas UNE-EN de obligado cumplimiento, tanto las indicadas en el REBT (por ejemplo, la UNE-20460-5-523:2004, Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Selección e instalación de los materiales eléctricos. Sección 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables) como otras posteriores (por ejemplo, la UNE 211435:2011, Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior a o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución eléctrica).
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, publicado en el BOE de 19/3/2008, aprobó el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. Es el reglamento análogo al REBT, pero para las líneas eléctricas de alta tensión.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, publicado en el BOE de 19/11/2008, aprobó el reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000 y 1454/2005, que tienen por objeto establecer el régimen jurídico aplicable a las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro de energía eléctrica y a las relaciones entre los distintos sujetos que las desarrollan.
- El Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, publicado en el BOE de 21/6/2001, tiene por objeto definir cuáles son las disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- El código técnico de la edificación, actualizado a septiembre de 2009, y publicado en diversos Reales Decretos (RD 314/2006, de 17 de marzo y posteriores), establece el marco normativo por el que se regulan las exigencias básicas de calidad que deben cumplir los edificios, incluidas sus instalaciones, para satisfacer los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad.

Resumen

Una instalación eléctrica en BT es el resultado de un largo proceso en el que intervienen multitud de agentes externos (promotor, técnico, instalador...) y en donde se deben llevar a cabo diferentes procedimientos (redacción de proyecto, Memoria Técnica, verificaciones, inspecciones...).

El REBT-2002 regula cuál es la documentación técnica que deben tener las instalaciones eléctricas para ser legalmente puestas en servicio.

El proyecto técnico o la Memoria Técnica de diseño, según el grado de complejidad, resumen el proceso de desarrollo de la idea y el diseño de la instalación eléctrica.

El proyecto técnico debe estar formado por cinco documentos, que son la memoria descriptiva, los cálculos, los planos, el pliego de condiciones técnicas y facultativas y el presupuesto.

La instrucción ITC-BT-04 clasifica las instalaciones eléctricas en 15 grupos para poder distinguir entre aquellas que requieren de proyecto o Memoria Técnica, en función de la potencia P prevista en la instalación.

La Memoria Técnica de diseño sirve para proporcionar los principales datos y características de las instalaciones. La MTD está formada por 11 apartados.

La ejecución de la instalación requiere que el promotor contrate a una empresa instaladora en BT, que serán aquellas personas físicas o jurídicas que por cumplir una serie de requisitos establecidos, hayan presentado la declaración responsable de inicio de actividad (RD 560/2010, de 7 de mayo).

La categoría básica (IBTB) en un instalador le permite realizar, mantener y reparar las instalaciones eléctricas de BT en edificios, industrias, infraestructuras y todas aquellas que no se reserven a la categoría especialista (IBTE).

La categoría especialista (IBTE) en un instalador le permite, además, ejecutar:

- IBTE-1: Sistemas de automatización, gestión técnica de la energía y seguridad para viviendas y edificios.
- IBTE-2: Sistemas de control distribuido.
- IBTE-3: Sistemas de supervisión, control y adquisición de datos.
- IBTE-4: Control de procesos.
- IBTE-5: Líneas aéreas o subterráneas para distribución de energía.
- IBTE-6: Locales con riesgo de incendio o explosión.
- IBTE-7: Quirófanos y salas de intervención.
- IBTE-8: Lámparas de descarga en alta tensión, rótulos luminosos y similares.
- IBTE-9: Instalaciones generadoras en baja tensión.

Una vez finalizada la ejecución de la instalación, el instalador en BT realizará las verificaciones que sean oportunas (verificaciones **mediante medidas o ensayos** y verificaciones **mediante examen**) y, además, todas aquellas que solicite la dirección de obra. Emitirá un **certificado de instalación**.

Las verificaciones mediante medidas o ensayos se suelen realizar con un equipo compacto llamado comprobador de instalaciones.

Las inspecciones, en determinadas instalaciones eléctricas de BT de especial relevancia citadas en la ITC-BT-05, las deben efectuar bien directamente las propias administraciones públicas competentes (en general, mediante los servicios de Industria) o, como es el caso más frecuente, mediante organismos de control (OC).

Las inspecciones pueden ser iniciales o periódicas, según lo indicado en la normativa. Tras la inspección, el organismo de control debe emitir un **certificado de inspección**, en el que se indicará la relación de defectos y la calificación de la instalación.

Los defectos en las instalaciones se clasifican en leves, graves y muy graves. En función de los defectos detectados, se dará una calificación favorable, condicionada o negativa.

Test de evaluación

1. La calificación de una instalación eléctrica como condicionada, como resultado de una inspección, es cuando se detecta al menos un:
 - a) Defecto muy grave.
 - b) Defecto grave o leve de otra inspección anterior.
 - c) Defecto leve.
 - d) Ninguna de las anteriores es correcta.
2. Serán objeto de inspecciones periódicas:
 - a) Todas las instalaciones eléctricas cada 3 años.
 - b) Todas las instalaciones eléctricas cada 5 años.
 - c) Aquellas que precisaron inspección inicial, cada 3 años.
 - d) Aquellas que precisaron inspección inicial, cada 5 años.
3. En una instalación eléctrica, todo defecto que constituya un peligro inmediato para la seguridad de las personas o los bienes se clasifica como:
 - a) Defecto muy grave.
 - b) Defecto grave.
 - c) Defecto leve.
 - d) Según la calificación de la instalación.
4. En un colegio público de más de 400 alumnos de capacidad, la no instalación de suministro de socorro implica una clasificación del defecto como:
 - a) Defecto muy grave.
 - b) Defecto grave.
 - c) Defecto leve.
 - d) Según la calificación de la instalación.
5. Las empresas instaladoras eléctricas con la categoría de especialista:
 - a) Pueden obtener la categoría básica IBTB.
 - b) Deben poseer la categoría básica IBTB, anteriormente o simultáneamente.
 - c) No es necesario que obtengan la categoría básica IBTB, ya que al obtener la categoría especialista se halla incluida la categoría básica.
 - d) No es necesario que obtengan la categoría básica IBTB, ya que no pueden realizar más que las instalaciones eléctricas especiales de dicha categoría.
6. Si, en el curso de la ejecución de la instalación, el instalador de BT considerase que el proyecto o memoria no se ajusta a lo establecido en el REBT:
 - a) Deberá hablar con el autor para poner en conocimiento dicha situación.
 - b) Deberá hablar con el propietario para poner en conocimiento dicha situación.
 - c) Deberá hablar con el propietario y con el autor para poner en conocimiento dicha situación.
 - d) Ninguna de las anteriores es correcta.
7. Los documentos que integran un proyecto son:
 - a) Memoria, planos y pliego de condiciones técnicas y facultativas.
 - b) Memoria, presupuestos y pliego de condiciones técnicas y facultativas.

- c) Memoria, planos y presupuesto.
 - d) Ninguna de las anteriores es correcta.
- 8.** La categoría IBTB permite realizar:
- a) Instalaciones de sistemas de control distribuido.
 - b) Instalaciones de control de procesos.
 - c) Instalaciones de locales con riesgo de incendio o explosión.
 - d) Ninguna de ellas.
- 9.** La norma en la que se regulan las exigencias básicas de calidad que deben cumplir los edificios en materia de seguridad habitabilidad es:
- a) Las guías técnicas.
 - b) El código técnico de la edificación.
 - c) El Real Decreto 1890/2008.
 - d) Ninguno de ellos.
- 10.** ¿Qué norma tiene por objeto definir cuáles son las disposiciones mínimas para la protección?
- a) El Real Decreto 614/2001.
 - b) El Real Decreto 1955/2000.
 - c) El REBT.
 - d) El RCESCT-1984.

Actividades

1. Resume las diferentes etapas del proceso de tramitación de una instalación eléctrica.
2. Consulta en la web del Ministerio el listado de normas UNE recogidas en la instrucción ITC-BT-02 del REBT-2002.
3. Consulta en la web del Ministerio el anexo I de la Guía Técnica del REBT-2002 para saber cuál es el significado de los códigos IP e IK.
4. Consulta en Internet para saber cómo es un modelo de memoria técnica de diseño para aquellas instalaciones que deben cumplir el RD 1890/2008 de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior.

El libro *Instalaciones de distribución* constituye una valiosa herramienta (fruto de mejorar, actualizar normativamente y renovar los contenidos) para abordar el estudio y cálculo de las redes de distribución en BT desde centros de transformación y las correspondientes instalaciones de enlace.

El libro está formado por 7 unidades:

- 1. El sistema eléctrico de potencia: donde se da una visión general de la generación, el transporte y distribución de energía eléctrica.
- 2. Centros de transformación: dedicada a este elemento tan fundamental en la distribución eléctrica. Se abordan los distintos tipos, sus componentes, su mantenimiento y su puesta en servicio.
- 3. Redes aéreas para distribución en baja tensión: sus tipos, componentes, montaje, mantenimiento y cálculo de secciones de conductores.
- 4. Redes subterráneas para distribución en baja tensión: análogo al capítulo anterior pero para este tipo de instalación.
- 5. Conexión a la red de distribución de una instalación receptora: donde se analizan los procedimientos de previsión de cargas y se estudian las generalidades sobre acometidas eléctricas.
- 6. Configuración de las instalaciones eléctricas de enlace: destinado al estudio de cada uno de sus elementos: las cajas generales de protección, las cajas de protección y medida, la línea general de protección, la centralización de contadores, las derivaciones individuales y la puesta a tierra.
- 7. Documentación técnica de las instalaciones: donde se abordan los aspectos de legalización de instalaciones eléctricas y la normativa de aplicación.

El texto actual surge de la experiencia profesional de los autores en la enseñanza de los contenidos en formación profesional de grado medio y grado superior, y es una herramienta útil también para el autoaprendizaje y el reciclaje de profesionales y de estudiantes de ingenierías. El libro destaca por:

- Un texto enriquecido con gran cantidad de fotografías e imágenes que ilustran los contenidos y facilitan su comprensión.
- Toma de decisiones y procedimientos de cálculo expuestos de forma estructurada y detallada y avalados por numerosos ejemplos resueltos que resultan de utilidad para el autoestudio, además de una guía para el docente.
- Gran cantidad de ejercicios variados repartidos a lo largo de los capítulos suceden a la exposición de una materia, la refuerzan y permiten que el alumnado tenga una actitud más activa en el proceso de aprendizaje.
- Al final de cada unidad, se incluyen ejercicios de autoevaluación junto con actividades de profundización sustentados en diversas metodologías.