

Instituto Schneider Electric de Formación

Centros de transformación MT/BT

PT-004



La **Biblioteca Técnica** constituye una colección de títulos que recogen las novedades en automatismos industriales y electrotécnica. Tienen origen en el Centro de Formación para cubrir un amplio abanico de necesidades pedagógicas y están destinados a Ingenieros y Técnicos que precisen una información específica, que complemente la de los catálogos, guías de producto o noticias técnicas.

Estos documentos ayudan a conocer mejor los fenómenos que se presentan en las instalaciones, los sistemas y equipos eléctricos. Cada Publicación Técnica recopila conocimientos sobre un tema concreto del campo de las redes eléctricas, protecciones, control y mando y de los automatismos industriales.

Puede accederse a estas publicaciones en Internet: <http://www.schneiderelectric.es>.

Igualmente pueden solicitarse ejemplares en cualquier delegación comercial de **Schneider Electric España S.A.**, o bien dirigirse a:

Centro de Formación Schneider
C/ Miquel i Badia, 8 bajos
08024 Barcelona

Tel. (93) 285 35 80
Fax: (93) 219 64 40
e-mail: formacion@schneiderelectric.es

La colección de **Publicaciones Técnicas**, junto con los Cuadernos Técnicos (ver CT-0), forma parte de la «Biblioteca Técnica» del **Grupo Schneider**.

Advertencia

Los autores declinan toda responsabilidad derivada de la utilización de las informaciones y esquemas reproducidos en la presente obra y no serán responsables de eventuales errores u omisiones, ni de las consecuencias de la aplicación de las informaciones o esquemas contenidos en la presente edición.

La reproducción total o parcial de esta Publicación Técnica está autorizada haciendo la mención obligatoria: «Reproducción de la Publicación Técnica nº 004: Centros de Transformación MT/BT de Schneider Electric».

PT-004

Centros de Transformación MT/BT



Robert Capella

Ingeniero Técnico Eléctrico con actividad simultánea en los ámbitos industrial y docente. Profesor de máquinas eléctricas y de teoría de circuitos para Ingenieros Técnicos. Profesor de laboratorio para Ingenieros Industriales.

En el ámbito industrial, se ha ocupado en etapas sucesivas de: hornos de arco, motores y accionamientos, transformadores y estaciones de transformación, aparata de MT y AT y equipos blindados en SF-6, turboalternadores industriales, transformadores de medida y relés de protección. Con especial dedicación al proyecto y construcción de cabinas prefabricadas de MT hasta 36 kV.

En la actualidad, colaborador en el laboratorio de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Superior de Ingeniería Industrial de Barcelona y en el Centro de Formación de Schneider Electric.

Índice

Terminología		p. 8
Normativa		p. 8
1	Ámbito y función de la MT. Tensiones de trabajo	p. 9
	1.1 Introducción	p. 9
	1.2 Tensiones	p. 9
2	Centros de transformación MT	p. 10
	2.1 Clasificación de los CT MT/BT	p. 11
	2.2 Alimentación de los CT de MT	p. 11
	2.3 CT «de red pública» y CT «de abonado»	p. 13
3	Componentes básicos de un CT	p. 14
	3.1 Componentes básicos	p. 14
	3.2 Equipo MT	p. 14
	3.3 Características comunes	p. 16
	3.4 Valores normalizados	p. 16
	3.5 Condiciones de elección	p. 18
	3.6 Comportamiento frente a las corrientes de cortocircuito	p. 19
	3.7 Conjuntos prefabricados	p. 19
4	Transformador de potencia MT/BT	p. 29
	4.1 Potencias	p. 29
	4.2 Tensión secundaria	p. 29
	4.3 Grupo de conexión	p. 30
	4.4 Tensión de cortocircuito	p. 30
	4.5 Cambiador de tensiones	p. 32
	4.6 Tipos constructivos	p. 32
	4.7 Comparación entre ambos tipos constructivos	p. 33
	4.8 Protección de los transformadores contra sobretemperaturas	p. 35
	4.9 Equipo de BT	p. 38
	4.10 El esquema eléctrico MT del CT	p. 39
	4.11 Protecciones	p. 40
5	Instalaciones de puesta a tierra	p. 42
	5.1 La circulación de la corriente eléctrica por el suelo	p. 44
	5.2 Paso de la corriente por el terreno	p. 44
	5.3 Diseño de la instalación de puesta a tierra de un CT MT/BT	p. 49
	5.4 Corriente máxima de cortocircuito unipolar fase-tierra, en la parte de MT del CT	p. 53
	5.5 Sobretensiones admisibles en la parte de BT de los CT	p. 54
	5.6 Aspectos a tener en cuenta en el diseño de los electrodos de puesta a tierra	p. 54
	5.7 Parámetros característicos de las configuraciones tipo	p. 55
	5.8 Procedimiento de cálculo	p. 56
	5.9 Orden de los cálculos	p. 56
	5.10 Separación de los sistemas de puesta a tierra de protección (masas) y de servicio (neutro)	p. 65

6 Ventilación de los CT	6.1	Calentamiento	p. 68
	6.2	Objeto de la ventilación	p. 68
	6.3	Aberturas de ventilación	p. 70
	6.4	Observaciones complementarias	p. 73
7 Protección contra sobretensiones	7.1	Sobretensiones. Aislamiento	p. 75
	7.2	Descripción de los pararrayos de protección	p. 77
	7.3	Instalación de pararrayos en los CT	p. 79
8 Protección contra incendios de los CT	8.1	Sistema «pasivo»	p. 80
	8.2	Sistema «activo»	p. 82
9 Disposición interior de los CT			p. 83
10 Determinación de la potencia de los CT	10.1	Determinación de la potencia de los CT	p. 88
	10.2	Determinación de la carga	p. 89
	10.3	Determinación de la potencia de un CT para alimentación de un edificio de viviendas (con algunos locales u oficinas comerciales)	p. 93
11 Proyecto de un CT de abonado	11.1	El proyecto	p. 97
	11.2	Documentos que comprende el proyecto de un CT	p. 97
	11.3	Índice de apartados de un proyecto	p. 98
12 Alumbrado, señalización y material de seguridad	12.1	Alumbrado	p. 101
	12.2	Señalización y material de seguridad	p. 101
A1 Funciones y aplicaciones de los aparatos de maniobra MT	A1.1	Seccionador	p. 102
	A1.2	Interruptor-seccionador	p. 103
	A1.3	Fusibles MT	p. 107
A2 Interruptor automático ca MT	A2.1	Definición	p. 111
	A2.2	Principales aplicaciones	p. 111
	A2.3	Normativa	p. 111
	A2.4	Tipos constructivos actuales	p. 111
	A2.5	Tipos constructivos de fabricación actual, y/o vigentes en servicio	p. 114
	A2.6	Accesorios posibles	p. 116
	A2.7	Asociación con transformadores de intensidad	p. 116
	A2.8	Secuencias de maniobras	p. 117
	A2.9	Características nominales de los interruptores automáticos MT	p. 117
	A2.10	Coordinación de los valores nominales de los interruptores	p. 120
	A2.11	Placa de características	p. 121
A3 Medida y control de la intensidad y de la tensión. TC y TT	A3.1	Objeto	p. 122
	A3.2	Normativa	p. 122
	A3.3	Tipos y modelos constructivos actuales	p. 122
	A3.4	Conexión	p. 123
	A3.5	Errores	p. 126
	A3.6	Transformadores de tensión: características nominales y valores normalizados	p. 126
	A3.7	Transformadores de intensidad: características nominales y valores normalizados	p. 131
	A3.8	Marcado de la placa de características	p. 136

A4 Aparamenta MT bajo envolvente metálica	A4.1 Aparamenta bajo envolvente metálica	p. 138
	A4.2 Normativa	p. 138
	A4.3 Tipos constructivos	p. 138
	A4.4 Otros aspectos constructivos	p. 139
	A4.5 Características nominales (asignadas) de la aparamenta bajo envolvente metálica (cabinas)	p. 144
A5 Puesta a tierra del punto neutro en los sistemas MT	A5.1 Preámbulo	p. 144
	A5.2 Punto neutro	p. 150
	A5.3 Ejemplo de cálculo	p. 151
A6 Regímenes de neutro en BT	A6.1 Regímenes de neutro	p. 152
	A6.2 Características comparativas	p. 152
	A6.3 Resumen	p. 155
A7 Ejemplo de equipo de BT para CT de red pública, hasta 1000 kVA, según Recomendación UNESA RU-6302 B	A7.1 Descripción	p. 156
	A7.2 Unidad funcional de seccionamiento	p. 156
	A7.3 Unidad funcional de control	p. 157
	A7.4 Unidad funcional de embarrado y salidas	p. 157
	A7.5 Otros datos de interés	p. 158

Terminología

CT	Centro de Transformación
AT	Alta Tensión
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
NTE	Normas Tecnológicas de Edificación
RAT	Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación
MIE-RAT nº...	Instrucción Técnica Complementaria del RAT, número ...
RBT	Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
MIE-BT nº...	Instrucción Técnica Complementaria del RBT, número ...
CEI	Comisión Electrotécnica Internacional
UE	Unión Europea

Normativa

1.- Normativa básica para el proyecto y realización de un CT

- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación «RAT», y sus Instrucciones Técnicas Complementarias «MIE-RAT». Habitualmente se le denomina «Reglamento de Alta Tensión».
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión «RBT», y sus Instrucciones Técnicas Complementarias «MIE-BT».
- Normas Tecnológicas de Edificación «NTE», apartados «Instalaciones Eléctricas», «Centros de Transformación» y «Puesta a Tierra».
- Ordenanzas Municipales, correspondientes al lugar de ubicación del CT.

Nota: En los citados reglamentos RAT y RBT figuran sendas listas de las normas UNE declaradas de obligado cumplimiento.

2.- Normativa optativa

- Son particularmente aconsejables de tener en cuenta, las Recomendaciones UNESA «RU» que afectan a los CT, así como el Proyecto tipo UNESA de CT en edificios.

UNESA (Unidad Eléctrica, S.A.) es la asociación de las principales empresas eléctricas españolas, para las que publica unas recomendaciones técnicas «RU» a las que se atienen dichas empresas.

1 **Ámbito y función de la MT. Tensiones de trabajo**

1.1 **Introducción**

Los sistemas eléctricos de producción, transporte, distribución y alimentación a los receptores (consumidores) de energía eléctrica, funcionan prácticamente siempre en corriente alterna trifásica.

En Europa y otros países a 50 Hz y en Norteamérica y otros países de su ámbito tecnológico, a 60 Hz.

Estas son las que se denominan «frecuencia industrial». En lo sucesivo, en este texto, se considerará siempre corriente alterna trifásica de 50 Hz.

De la fórmula de la potencia en corriente alterna trifásica $S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$, se desprende

que para cualquier potencia que se considere, la intensidad y la tensión están en relación inversa.

En el aspecto técnico, existen límites en el valor de la corriente a circular por los conductores, a conectar y desconectar con los aparatos de maniobra a controlar por los transformadores de medida, etc. Por tanto a medida que entran en consideración potencias más elevadas, se hace necesario utilizar también tensiones cada vez mayores, a fin de poder mantener la corriente dentro de unos límites técnica y económicamente admisibles.

1.2 **Tensiones**

Las tensiones clasifican en:

– Baja Tensión (BT): hasta 1000 V valor eficaz en corriente alterna, y 1500 V en corriente continua.

– Alta Tensión (AT): a partir de 1001 V en corriente alterna.

Ahora bien, según la norma CEI-71 respectivamente el MIE RAT-12 las tensiones de AT, se clasifican a su vez en:

Gama A	1 kV	< U <	52 kV
Gama B	52 kV	≤ U <	300 kV
Gama C		U ≥	300 kV

Por otra parte, en la práctica usual de las empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica, se utilizan los términos siguientes:

Media Tensión (MT)	1 kV < U ≤	50 kV
Alta Tensión (AT)	50 kV < U ≤	300 kV
Muy Alta Tensión (MAT)	300 kV < U <	800 kV

Por tanto, la Media Tensión (MT) corresponde prácticamente a la Gama A de CEI-71 y MIE RAT-12.

La AT y MAT se utilizan para las grandes líneas de transporte, desde las centrales generadoras, hasta las zonas de consumo (ciudades y áreas industriales).

La Media Tensión (MT) se utiliza para las líneas de distribución y la Baja Tensión (BT) se utiliza para la alimentación de los receptores, con alguna excepción, por ejemplo motores de potencia elevada que se alimentan directamente en MT en su gama baja (1,5 kV a 11 kV, preferentemente 3-5-6 kV), siempre con el mismo objetivo de mantener el valor de la intensidad dentro de ciertos límites.

Por tanto, deben existir unos puntos donde se transforme la MT en BT.

Éstos se llaman Centros de Transformación, en adelante CT en este texto, y son el objeto de este estudio.

2 Centros de transformación MT

En la Instrucción Técnica MIE RAT 01 se define el CT como «la instalación provista de uno a varios transformadores reductores de Media a Baja Tensión, con sus aparatos y obra complementaria precisos».

Para el proyecto y realización de un CT, existe una normativa básica que se detalla al principio del libro, en el apartado «Normativa».

Por tanto, los CT son los «puntos de encuentro» o «puntos de frontera» de la MT con la BT. En ellos hay pues partes de MT y partes de BT.

2.1 Clasificación de los CT MT/BT

La clasificación de los CT puede hacerse desde varios puntos de vista.

2.1.1.- Por su ubicación

Atendiendo a su ubicación las NTE clasifican los CT en:

- interiores, cuando el recinto del CT está ubicado dentro de un edificio o nave, por ejemplo en su planta baja, sótano, etc.,
- exteriores, cuando el recinto que contiene el CT está fuera de un edificio, o sea no forma parte del mismo. En este caso, pueden ser:
 - de superficie, por ejemplo una caseta de obra civil o prefabricada, dedicada exclusivamente al CT, edificada sobre la superficie del terreno,
 - subterráneo, por ejemplo un recinto excavado debajo de una calle (habitualmente la acera),
 - semienterrado, situación intermedia, una parte que queda debajo de la cota cero del terreno y otra parte que queda por encima de dicha cota cero.

2.1.2.- Por la acometida

Atendiendo a la acometida de alimentación de la MT, pueden ser:

- alimentados por línea aérea. En este caso, el edificio del CT debe tener una altura

mínima superior a 6 m, de acuerdo con el artículo 25 del Reglamento de líneas eléctricas de Alta Tensión (acostumbra estar publicado formando parte del RAT),

- alimentados por cable subterráneo. Habitualmente éste entra en el recinto del CT por su parte inferior, por ejemplo por medio de una zanja, sótano o entreplanta.

2.1.3.- Por su emplazamiento

Según sea el emplazamiento de los aparatos que lo constituyen, los CT pueden clasificarse también en:

- interiores, cuando los aparatos (transformadores y equipos de MT y BT) están dentro de un recinto cerrado,
- intemperie cuando los aparatos quedan a la intemperie por ejemplo sobre postes o bien bajo envolventes prefabricadas, o sea transformadores y cabinas construidas para servicio intemperie.

Motivado por el creciente consumo de energía eléctrica (por m², por habitante, etc.), y por la creciente urbanización del territorio, el tipo de CT cada vez más frecuente, es el de recinto cerrado alimentado con cables subterráneos MT.

Se observa también una creciente utilización del tipo de CT exterior, de superficie, a base de caseta prefabricada de obra civil también con alimentación por cable subterráneo MT.

2.2 Alimentación de los CT de MT

La alimentación, vistas las cosas desde el propio CT puede ser:

- con un sola línea de llegada de alimentación,
- con dos líneas de llegada de alimentación, procedentes de la misma estación transformadora AT/MT.

Estas dos alternativas responden a la diferente configuración que puede tener la red de distribución en MT a la que se conecte el CT.

2.2.1.- Esquema radial, también denominado en antena

Su principio de funcionamiento es de una sola vía de alimentación. Esto significa que, cualquier punto de consumo en tal estructura, sólo puede ser alimentado por un único posible camino eléctrico. Es de tipo arborescente (**figura 1**).

Esta arborescencia se desarrolla a partir de los puntos de alimentación, que constituyen las subestaciones de distribución pública AT/MT o MT/MT.

Este esquema se utiliza en particular para la distribución de la MT en el medio rural. En efecto, permite fácilmente y con un coste menor acceder a puntos de consumo de baja densidad de carga (= 10 kVA) y ampliamente repartidos geográficamente (= 100 km²).

Un esquema radial suele estar relacionado con una distribución de tipo aéreo.

2.2.2.- Esquema de bucle abierto o en anillo

Está representado en la **figura 1** y, más específicamente en la **figura 2**.

La línea de distribución en MT que parte de la subestación receptora AT/MT o MT/MT) forma un anillo que va recorriendo los CT de manera que «entra y sale» de cada uno de ellos.

Normalmente, este anillo está abierto en un punto (de aquí su denominación de «bucle abierto»).

Por ejemplo en la **figura 2**, es el interruptor «A» del CT-4. En este caso, los CT-1 a CT-4 están alimentados «por la derecha» y los restantes CT-5 a CT-9 lo están «por la izquierda».

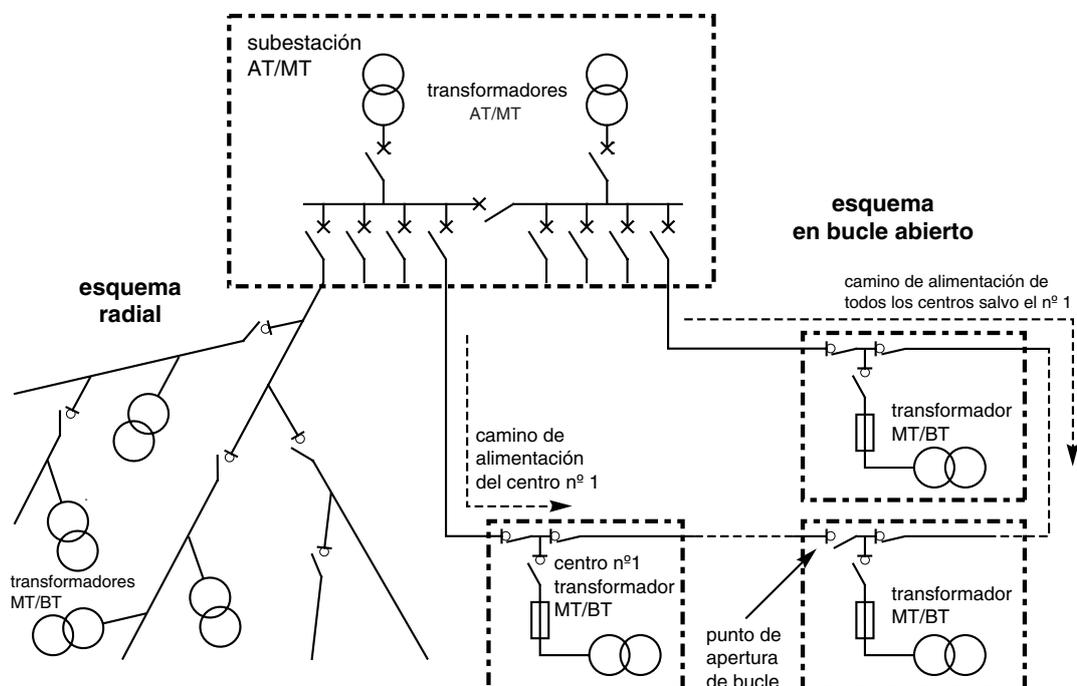


Fig.1: Los dos esquemas de base de una red de distribución de MT: radial (o en antena) y en bucle abierto (o en anillo).

Si, por ejemplo, debe quedar fuera de servicio el tramo de línea entre CT-6 y CT-7, sea por avería en dicho tramo, o por necesidades de explotación, se abren los interruptores en ambos extremos de este tramo en CT-6 y CT-7, y se cierra el interruptor «A» en CT-4. Ahora pues los CT-5 y CT-6 pasan a quedar alimentados «por la derecha» junto con CT-1 a CT-4, y los CT-7 a CT-9 continúan alimentados «por la izquierda».

Con ello, a pesar de la interrupción en la línea, todos los CT continúan alimentados y en servicio. Frente a la distribución radial (antena), la distribución en bucle o anillo garantiza una mayor continuidad en la alimentación, o sea, una mejor «calidad de servicio», si bien el coste de instalación es mayor.

La interrupción en el servicio es, en principio, sólo la del tiempo para la apertura y cierre de los interruptores, si bien en la práctica hay que añadir el tiempo para que el personal de explotación acuda a los correspondientes CT (en ciudades según congestión de tráfico).

Esta distribución en bucle o anillo se utiliza en zonas de mayor densidad de consumo,

por ejemplo zonas urbanas, polígonos industriales y/o sector terciario (servicio). Suele estar realizada mayoritariamente en cable subterráneo, en zonas urbanas casi exclusivamente.

2.2.3.- Con doble procedencia

Existe también una tercera alternativa, mucho menos frecuente, consistente en dos líneas de llegada de alimentación procedentes de dos estaciones transformadoras AT/MT diferentes. Se utiliza en aquellos casos en los que la continuidad de servicio es absolutamente primordial.

Para ser eficaz, esta alternativa precisa que los dos interruptores correspondientes a las dos líneas de llegada, estén equipados con un dispositivo de conmutación automática. Normalmente, el CT se alimenta por una de las dos líneas, por ejemplo la del circuito A de la **figura 3**. Caso de fallo de esta alimentación, al automatismo detecta la ausencia de tensión en dicha línea, verifica que hay tensión en la línea del circuito B, y entonces ordena la apertura del interruptor línea A, y el cierre del de línea B.

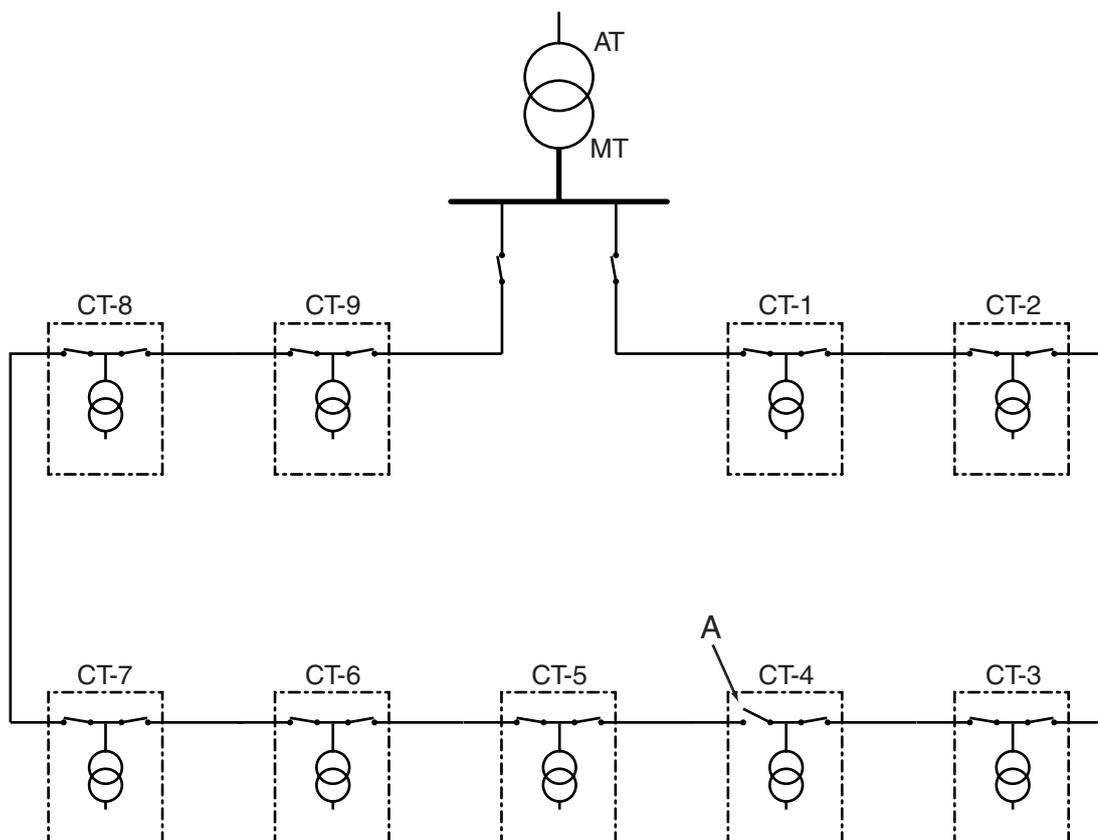


Fig. 2: Distribución en bucle abierto.

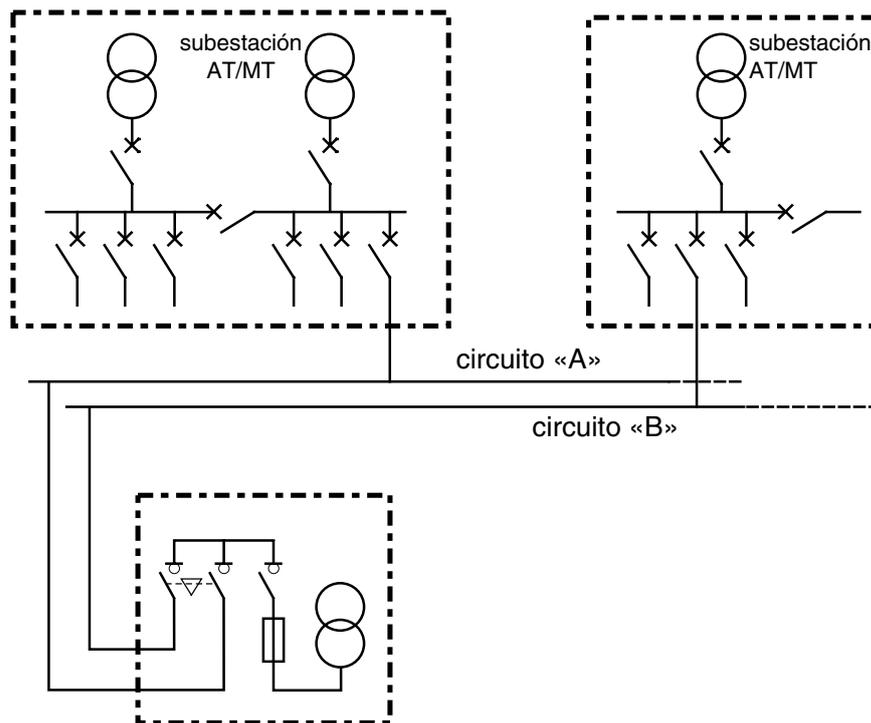


Fig. 3: Esquema de distribución en doble procedencia.

2.3 CT «de red pública» y CT «de abonado»

Cuando se trata de alimentar a diversos abonados en BT, la empresa distribuidora, instala un CT de potencia adecuada al consumo previsto del conjunto de abonados.

Por tanto, el CT es propiedad de la empresa suministradora de electricidad la cual efectúa su explotación y mantenimiento, y se responsabiliza de su funcionamiento. Por tanto, este CT forma parte de la red de distribución también denominada «red pública».

Ahora bien, a partir de determinada potencia y/o consumo, existe la opción de contratar el suministro de energía directamente en MT. En este caso, el abonado debe instalar su propio CT y realizar su explotación y mantenimiento. Se habla pues de un CT «de abonado».

Como sea que el precio de la energía en MT es más bajo que en BT, a partir de ciertas potencias (kVA) y/o consumos (kWh) resulta más favorable contratar el suministro en MT, aún teniendo en cuenta el coste del CT y su mantenimiento (ambos a cargo del abonado).

Esta opción de CT propio presenta otras ventajas adicionales:

- independización respecto de otros abonados de BT,
- poder elegir el «régimen de neutro» de BT (anexo A6) más conveniente, aspecto importante para ciertas industrias, por ejemplo las de proceso continuo, en las que la continuidad de servicio puede ser prioritaria,
- poder construir el CT, ya previsto para futuras ampliaciones.

Puede hablarse pues de «CT de red pública» y de «CT de abonado».

Existen diferencias entre ambos tipos, en cuanto a su esquema eléctrico, tipo de aparatos, forma de explotación, protección, etc.

Los CT de red pública son, en general, de concepción más simple que los CT de abonado, los cuales, en muchos casos son de potencia más elevada y con un esquema eléctrico más complejo, entre otros motivos por el hecho de tener el equipo de contaje en el propio CT y en el lado de MT.

En los siguientes capítulos, se irán poniendo de manifiesto las diferencias entre los «CT de red pública» y los «CT de abonado».

3 Componentes básicos de un CT

3.1 Componentes básicos

Cualquiera que sea el tipo de un CT en cuanto a su alimentación, tarificación, disposición interior, etc., sus componentes básicos son siempre:

- equipo de MT,
- el, o los, transformadores de MT/BT,
- equipo de BT.

3.2 Equipo MT

El equipo MT está compuesto de:

- seccionadores,
- seccionadores de puesta a tierra (Spt),
- interruptores automáticos,
- interruptores-seccionadores,
- interruptores-seccionadores con fusibles.

Estos aparatos tienen funciones y prestaciones diferentes, pero todos ellos están afectados por una problemática común que se explica a continuación.

En funcionamiento normal, circulan por la instalación las corrientes de servicio, incluidas eventuales sobrecargas, admisibles hasta cierto valor y/o duración.

Cuando se produce un defecto de aislamiento, circula una corriente de cortocircuito que puede llegar a ser muy superior a la de servicio normal.

El factor de potencia de las corrientes de cortocircuito es generalmente muy inferior al de servicio normal, del orden de 0,1 a 0,15.

El cortocircuito puede ser tripolar, bipolar o unipolar (fase-tierra). El cortocircuito tripolar es siempre superior al bipolar.

El más frecuente, del orden del 80% de los casos, es el cortocircuito unipolar fase-tierra. Por este motivo, los sistemas MT generalmente se configuran de forma que la corriente de cortocircuito fase-tierra quede limitada a un valor muy inferior a la del cortocircuito tripolar. En las redes públicas españolas y de otros países, se limita aproximadamente al 5% de la de cortocircuito tripolar.

Por tanto, aunque estadísticamente sea el menos frecuente, el cortocircuito tripolar es el de mayor intensidad. Su ámbito de valores en las redes públicas españolas está aprox. entre 8 kA y 25 kA (sólo es un orden de valores).

Sus efectos térmicos y mecánicos sobre la instalación pueden ser pues muy superiores a los de la corriente de servicio puesto que ambos efectos aumentan con el cuadrado de la intensidad. Esto exige que las corrientes de cortocircuito deban interrumpirse en el tiempo más corto posible.

Los efectos térmicos (efecto Joule $W = I_{ef}^2 \cdot R \cdot t$) son función del valor eficaz I_{ef} de la corriente. Normalmente los valores eficaces de la corriente y la tensión, se escriben simplemente I y U sin subíndices.

Los efectos mecánicos son función del valor de cresta \hat{I} de la corriente, que en ondas senoidales es $\hat{I} = \sqrt{2} \cdot I_{ef}$. Ahora bien en caso de cortocircuito asimétrico, la relación, en MT, pasa a ser $\hat{I} \approx 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ef}$. A los efectos de cálculo de los esfuerzos mecánicos se considera siempre $\hat{I} = 2,5 \cdot I_{ef}$ por ser el caso más desfavorable.

Todos los elementos de la instalación (transformadores, aparatos de maniobra, conductores, embarrados y conexiones, etc.) deben poder soportar, durante un cierto tiempo, las solicitaciones térmicas debidas a la mayor corriente de cortocircuito que pueda producirse en aquel circuito del cual forman parte.

A estos efectos, en la mayoría de normas se considera el tiempo de un segundo. Para otros valores de tiempo la intensidad térmicamente equivalente se calcula según la fórmula

$$I_t = I_{th} \sqrt{1/t}$$

siendo

I_{th} intensidad durante 1 segundo, e

I_t su equivalente a efectos térmicos durante el tiempo t .

Esta fórmula es válida solamente para tiempos $t \leq 5$ segundos.

Asimismo, todos los elementos de la instalación, deben poder soportar los efectos mecánicos de la mayor corriente de cortocircuito asimétrica que pueda producirse en dicha instalación.

Por otra parte, en los sistemas MT pueden aparecer incrementos de tensión respecto a la normal de servicio. Estas sobretensiones pueden ser:

- de origen interno,
- de origen externo.

Las **de origen interno** las origina el propio sistema por variaciones de la carga, maniobras de conexión y desconexión y/o por cortocircuitos fase-tierra.

Estas sobretensiones de origen interno, ΔU , son siempre porcentuales a la tensión de servicio o sea $\Delta U = K.U$ siendo en MT generalmente $K \leq 4$. Concretamente: sobretensiones debidas a un defecto fase - tierra $K \leq 1,73$, duración hasta 1 segundo; sobretensiones de maniobra $K \leq 4$, duración hasta 1 ms. Las tensiones U y ΔU se expresan siempre en valor simple (fase - neutro).

Todos los elementos del sistema (conductores, transformadores, aisladores, aparatos de maniobra, etc.) deben poder soportar las máximas sobretensiones de origen interno que puedan producirse en la instalación de la que forman parte.

Pueden aparecer también sobretensiones **de origen externo** al sistema, debidas a causas atmosféricas (cargas electrostáticas, rayos).

Esto afecta más a las líneas aéreas e instalaciones de intemperie. Las redes de cable subterráneo están menos expuestas pero las sobretensiones en las líneas aéreas pueden transmitirse en parte a los cables subterráneos, y por tanto a los elementos a ellos conectados. Por ejemplo en el punto de conexión de una línea aérea a un cable subterráneo.

A diferencia de los de origen interno, las sobretensiones de origen atmosférico no guardan relación de proporcionalidad con respecto a la tensión de servicio. Por tanto, en este aspecto pueden considerarse de valor «ilimitado».

Los aparatos, cables, aisladores y demás elementos eléctricos deben de poder soportar estas sobretensiones atmosféricas sólo hasta un determinado valor, función de su tensión máxima de servicio. Para sobretensiones más elevadas, deben quedar protegidos por dispositivos y/o aparatos limitadores de la sobretensión (explosores, pararrayos, descargadores de sobretensión).

Para verificar la aptitud de los aparatos de maniobra para soportar las sobretensiones **de origen interno y externo**, se someten a:

- Ensayo de tensión soportada de frecuencia industrial (50 Hz ó 60 Hz) durante un minuto, onda senoidal.
- Ensayo de tensión soportada a impulsos de tensión tipo rayo (onda 1,2/50 μ s).

Estos dos ensayos determinan el denominado «nivel de aislamiento» de aquel aparato.

Lo anteriormente expuesto, determina las condiciones básicas que deben de cumplir todos los aparatos de maniobra en cuanto a sus valores asignados (nominales) de corriente y tensión en relación con los de servicio normal, y los que puedan aparecer en situaciones de cortocircuito y/o sobretensión.

A tal efecto, se especifican a continuación unas estipulaciones comunes para los diversos aparatos de maniobra de MT, basadas en el contenido de la norma UNE.EN60 694 «Estipulaciones comunes para las normas de aparatos AT».

3.3 Características comunes

Características comunes de los aparatos de conexión (aparatos de maniobra):

- a) Tensión asignada,
- b) Nivel de aislamiento asignado (tensiones de ensayo soportadas),
- c) Frecuencia asignada,
- d) Intensidad asignada en servicio continuo,
- e) Intensidad admisible de corta duración asignada,
- f) Valor de cresta de la intensidad admisible asignada de corta duración,
- g) Duración admisible asignada de la intensidad de cortocircuito,
- h) Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de cierre y de apertura y de los circuitos auxiliares,

i) Frecuencia asignada de alimentación de los dispositivos de cierre y de apertura y de los circuitos auxiliares,

j) Presión asignada de alimentación de gas comprimido para la maniobra (accionamientos neumáticos).

Además de estas características comunes a todos los aparatos de conexión, pueden ser necesarias otras características específicas para alguno de ellos, las cuales se indican en el anexo A1 correspondiente a aquel aparato.

Nota: El término «asignado» utilizado actualmente en las normas UNE, viene a ser equivalente al término «nominal» utilizado anteriormente en dichas normas. Así, por ejemplo, «tensión asignada» e «intensidad asignada» son equivalentes respectivamente a «tensión nominal» e «intensidad nominal».

En lo sucesivo utilizaremos indistintamente ambos términos «asignado» y «nominal».

3.4 Valores normalizados

Valores normalizados de las características comunes antes indicadas.

3.4.1.- Tensión asignada

La tensión asignada indica el límite superior de la tensión más elevada de la red para la cual está prevista la aparata. A continuación se indican los valores normales de la tensión asignada (en kV):

3,6 7,2 12 17,5 24 36 52 72,5.

3.4.2.- Nivel de aislamiento asignado

El nivel de aislamiento asignado de un aparato de conexión se elegirá entre los valores indicados en la tabla de la **figura 4**. Los valores de la tensión soportada indicados en la tabla corresponden a las condiciones atmosféricas normales de referencia (temperatura, presión, humedad), especificadas en UNE 21-308.

La elección entre las listas 1 y 2 de la tabla deberá hacerse considerando el grado de exposición a las sobretensiones del rayo y de

maniobra, el tipo de puesta a tierra del neutro de la red, y en su caso, el tipo de aparato de protección contra sobretensiones (véase UNE 21-062. Coordinación de aislamiento).

Nota: Según se ha dicho antes, en las redes públicas españolas de MT, se acostumbra a limitar la corriente de cortocircuito fase-tierra a aprox. el 5% de la del cortocircuito tripolar.

En este caso, y según se explica en el anexo A5, cuando se produce un cortocircuito a tierra en una de las fases, la tensión entre fase y tierra en las otras dos fases aumenta hasta casi alcanzar el valor de la tensión entre fases. En consecuencia, todos los elementos de MT del CT (transformadores, aparata, cables, etc.) deben de elegirse con nivel de aislamiento según lista 2 de la tabla (**figura 4**), o sea con el nivel más elevado.

3.4.3.- Frecuencia asignada

El valor normal de la frecuencia asignada a los aparatos de conexión tripolares es 50 Hz.

3.4.4.- Intensidad asignada en servicio continuo

La corriente asignada en servicio continuo de un aparato de conexión es el valor eficaz de la corriente que es capaz de soportar indefinidamente en las condiciones prescritas de empleo y funcionamiento.

Valores normales (en A):

200	400	630	800	1250	1600
2000	2500	3150	4000	5000	6300

3.4.5.- Intensidad admisible asignada de corta duración

Es el valor eficaz de la corriente que puede soportar un aparato mecánico de conexión en posición de cierre, durante un corto periodo especificado y en las condiciones prescritas de empleo y funcionamiento.

Valores normales (en kA):

6.3	8	10	12.5	16
20	25	31.5	40	50
63	80	100		

Nota: El valor elegido de entre los anteriores, debe ser compatible con cualquier otra característica de cortocircuito asignada al aparato mecánico de conexión.

3.4.6.- Valor de cresta de la intensidad admisible asignada

Es el valor de cresta de la intensidad de la primera onda grande de la corriente de corta duración admisible que un aparato mecánico de conexión puede soportar en las condiciones prescritas de empleo y funcionamiento.

El valor normal de cresta de la intensidad admisible es igual a 2,5 veces el valor de la intensidad de corta duración admisible.

3.4.7.- Duración de cortocircuito asignada

Es el intervalo de tiempo durante el cual un aparato mecánico de conexión puede, en posición de cierre, soportar la intensidad asignada de corta duración admisible.

El valor normal de la duración de cortocircuito asignada es de 1 s.

Si es necesario un valor superior a 1 s, se recomienda el valor de 3 s.

Tensión asignada U (valor eficaz) (kV)	Tensión asignada soportada a impulsos tipo rayo (valor eficaz)				Tensión asignada a frecuencia industrial durante un minuto (valor eficaz)	
	Lista 1		Lista 2			
	A tierra, entre polos y entre bornes del aparato de conexión abierto (kV)	A la distancia de seccionamiento	A tierra, entre polos y entre bornes del aparato de conexión abierto (kV)	A la distancia de seccionamiento	A tierra, entre polos y entre bornes del aparato de conexión abierto (kV)	A la distancia de seccionamiento
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
3,6	20	23	40	46	10	12
7,2	40	46	60	70	20	23
12	60	70	75	85	28	32
17,5	75	85	95	110	38	45
24	95	110	125	145	50	60
36	145	165	170	195	70	80
52	-	-	250	290	95	110
72,5	-	-	325	375	140	160

Nota - Los valores de la tensión soportada a la distancia de seccionamiento de la tabla son válidos únicamente para los aparatos de conexión cuya distancia de aislamiento entre contactos abiertos esté prevista para satisfacer las prescripciones de seguridad especificadas para los seccionadores. Afecta pues a los seccionadores, a los seccionadores de puesta a tierra y a los interruptores-seccionadores.

Fig. 4: Tensiones asignadas.

3.4.8.- Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de cierre y apertura y de los circuitos auxiliares

Los valores inferiores de la primera columna de la tabla 2 de la **figura 5** son tensiones entre fase y neutro y los mayores son tensiones entre fases. El valor inferior de la segunda columna es la tensión entre fase y neutro, y el valor mayor es la tensión entre líneas.

Notas:

1.- El valor 230/400 V indicado en la tabla 2 será en el futuro, la única tensión normal de CEI y se recomienda su adopción en los nuevos sistemas.

2.- El dispositivo de maniobra debe ser capaz de cerrar y abrir el aparato de conexión para todo valor de la tensión de alimentación comprendida entre el 85 y 110% del valor asignado.

3.4.9.- Frecuencia asignada de alimentación de los dispositivos de cierre y apertura y de los circuitos auxiliares

El valor normal de la frecuencia asignada de alimentación es de 50 Hz.

3.4.10.- Presión asignada de alimentación de gas comprimido para la maniobra

Los valores normales de la presión asignada son (en N/cm²):

50 100 160 200 300 400

Tabla 1: Tensión en cc (V)
24
48
60
110 ó 125
220 ó 250

Tabla 2: Tensión en ca		
Redes trifásicas de tres o cuatro hilos (V)	Redes monofásicas de tres hilos (V)	Redes monofásicas de dos hilos (V)
-	120/240	110 ó 120
(220/380)	-	(220)
230/400	-	230
(240/415)	-	(240)
277/480	-	277

Fig. 5: Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de cierre y apertura y de los circuitos auxiliares.

El dispositivo de maniobra neumática debe ser capaz de abrir y de cerrar el aparato de conexión cuando la presión del gas comprimido esté comprendida entre el 85 y el 110% de la presión asignada de alimentación, salvo especificación en contra del fabricante.

3.5 Condiciones de elección

Las condiciones comunes para la correcta elección de las características de los aparatos de conexión (aparatos de maniobra) a conectar en un punto determinado de la instalación son:

- la tensión asignada debe ser igual o superior a la máxima de servicio prevista en aquel punto de la instalación,
- la intensidad asignada en servicio continuo, debe ser igual o superior a la máxima prevista para circular en permanencia por el aparato,

- la intensidad admisible de corta duración asignada debe ser superior a la mayor corriente de cortocircuito que pueda presentarse en aquel punto, y circular por el aparato,
- asimismo, el valor cresta de la intensidad asignada de corta duración, debe ser superior al mayor valor de cresta de la intensidad inicial de cortocircuito.

Nota: Esta corriente máxima de cortocircuito, y su mayor valor de cresta, pueden calcularse

a partir de los valores de impedancia del circuito (líneas, generadores, transformadores, etc.).

■ la duración admisible asignada de la intensidad de corta duración debe ser superior al tiempo transcurrido desde el inicio del cortocircuito hasta su interrupción (tiempo de actuación de las protecciones, tiempo de corte de los interruptores, tiempos de selectividad de actuación, etc.).

Los márgenes entre los valores asignados o nominales y los de servicio (tensión,

intensidad, cortocircuito) es recomendable que sean como mínimo de un 20%. Así por ejemplo:

■ tensión asignada $U_m \geq 1,2$ tensión de servicio U_s ,

■ intensidad asignada de corta duración $I_{th} \geq 1,2$ intensidad máxima de cortocircuito.

Además de estas condiciones comunes, en el anexo correspondiente a cada tipo de aparato, se indican las condiciones específicas para su correcta elección y aplicación.

3.6 Comportamiento frente a las corrientes de cortocircuito

Todos los aparatos de conexión deben de poder soportar los efectos térmicos y mecánicos de las corrientes de cortocircuito, durante un tiempo «t». Además algunos de

ellos deben poder conectar la corriente de cortocircuito, y otros conectarla e interrumpirla. En el cuadro de la **figura 6** se resumen estas prestaciones.

Aparato	Corriente de cortocircuito		
	soportarla durante un tiempo «t»	conectarla	interrumpirla
Seccionador	sí	no	no
Seccionador de puesta a tierra con accionamiento de cierre rápido	sí	sí	no
Interruptor-seccionador	sí	sí	no
Interruptor automático	sí	sí	sí
Fusible de alta capacidad de ruptura	no	no	sí
Transformador de intensidad	sí	no	no

Nota: Se incluyen en este cuadro los fusibles y los transformadores de intensidad, que, si bien no son aparatos de conexión, forman parte de la aparamenta de MT.

Fig. 6: Prestaciones de la aparamenta frente a las corrientes de cortocircuito.

3.7 Conjuntos prefabricados

Para equipar los CT, se encuentran en el mercado conjuntos de aparamenta de maniobra MT, incluidos los transformadores de medida, ya montados y conexionados entre si, dentro de recintos metálicos, hasta los bornes de conexión al exterior. Se denominan comúnmente «cabinas prefabricadas», o simplemente «cabinas» o «celdas» metálicas.

En las normas UNE se denominan «conjuntos de aparamenta MT bajo envoltente metálico».

En el anexo A4 «Aparamenta MT bajo envoltente metálica» se describen estos conjuntos, su clasificación, aspectos constructivos, características básicas, etc.

Por tanto, más que aparatos de maniobra sueltos (individuales), lo que se utiliza habitualmente para los CT, son estos conjuntos de aparata bajo envolvente metálica, que se suministran de fábrica ya montados, conexionados y probados.

En la actualidad, la confección de conjuntos de aparata MT bajo envolvente metálica, se realiza de forma modular a base de unidades individuales («cabinas» o «celdas») ensambladas mecánicamente entre sí, y conectadas asimismo eléctricamente, de manera que el conjunto constituya el esquema eléctrico proyectado.

Por tanto, hay diversos tipos de cabinas o celdas en cuanto a su esquema eléctrico individual, que corresponden a las distintas funciones o partes del esquema eléctrico general del conjunto.

Estos distintos módulos individuales, son mecánicamente ensamblables entre sí, y asimismo conectables eléctricamente unos con otros.

Así, por ejemplo, hay cabinas individuales para las funciones: entrada de alimentación, línea de salida, acoplamiento de barras, contaje, etc., o bien, en cuanto al tipo de sus aparatos de maniobra: celdas con interruptor automático, celdas con interruptor-seccionador,

celdas con interruptor-seccionador con fusibles, etc.

Como ejemplo en las **figuras 8 a 46** se representan hasta 39 módulos individuales diferentes, correspondientes a otras tantas funciones.

Por tanto, una vez confeccionado el esquema eléctrico del circuito de MT que se desea para aquel CT, es relativamente fácil diseñar el conjunto de cabinas de MT que responda a dicho esquema, a base del repertorio de módulos o funciones individuales de que se dispone. Es lo que se denomina comúnmente «juego de construcción» por analogía al juego infantil.

Es más, se han desarrollado también, conjuntos modulares con envolvente única que agrupan varias funciones individuales, que forman conjuntos de esquemas estandarizados. Por ejemplo: dos líneas de alimentación, y una de salida a transformador, o sea 3 funciones, o bien dos líneas de alimentación y dos salidas a transformadores, o sea 4 funciones, etc.

En la **figura 47** se representa también esta modalidad de conjuntos estándar de funciones, la cual es ampliamente utilizada para los CT de la red pública (distribuidores).

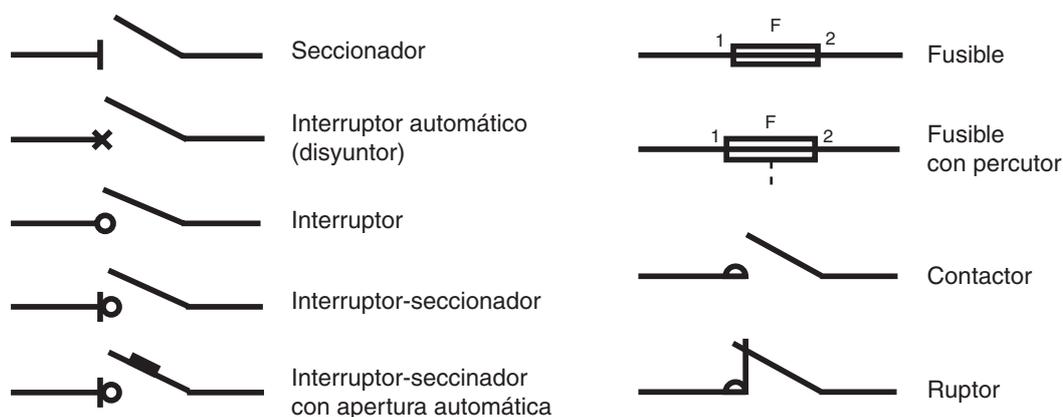


Fig. 7: Símbolos para esquemas, según norma EN-61 082.

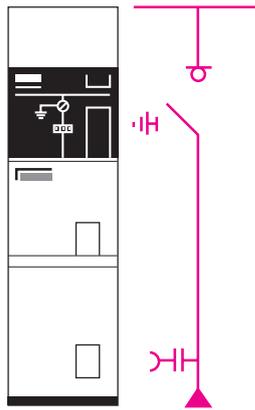


Fig. 8: Llegada o salida de línea (375 mm).

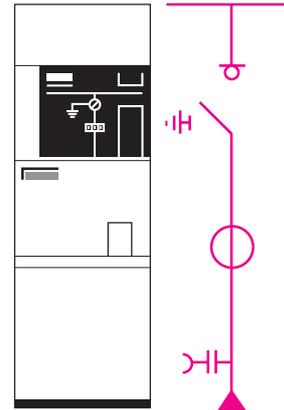


Fig. 9: Llegada o salida de línea con 1 ó 3 transformadores de intensidad (500 mm).

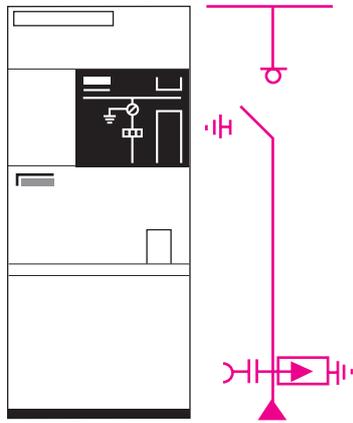


Fig. 10: Llegada o salida de línea con autoválvulas (750 mm).

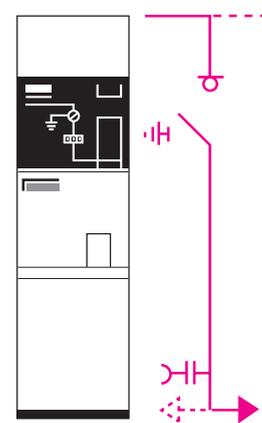


Fig. 11: Celda de interruptor con salida lateral inferior por barras a derecha o izquierda (375 mm).

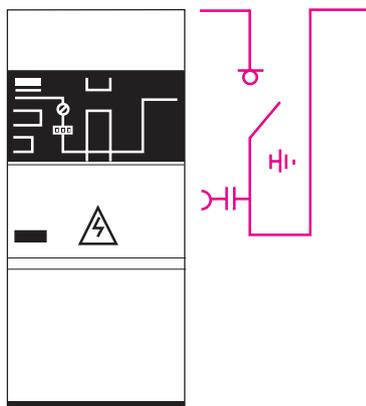


Fig. 12: Celda de interruptor con salida lateral superior derecha por barras (750 mm).

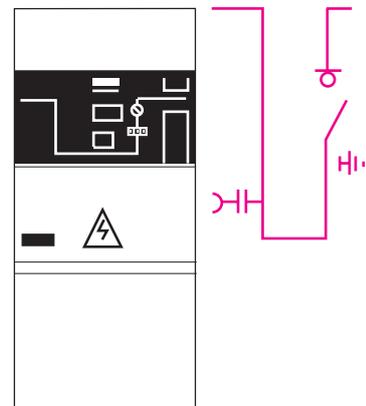


Fig. 13: Celda de interruptor con salida lateral superior izquierda por barras (750 mm).

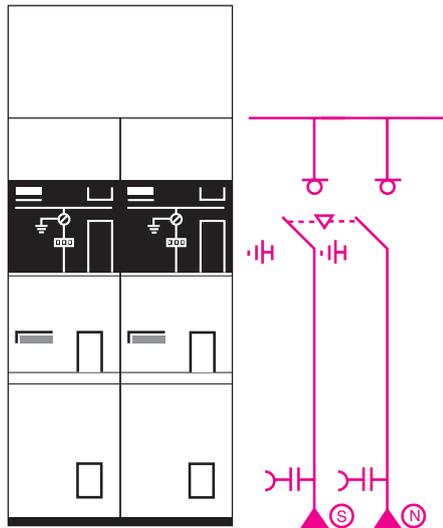


Fig. 14: Conmutación automática de red prioritaria (N) y socorro de una red pública (S) (750 mm).

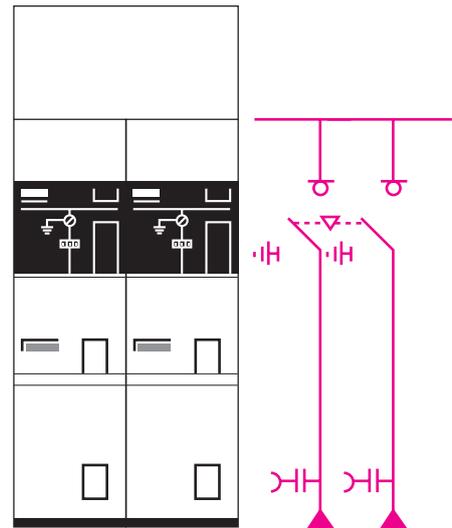


Fig. 15: Conmutación automática de red prioritaria y socorro de un grupo electrógeno (750 mm).

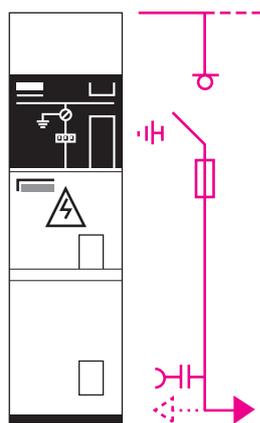


Fig. 16: Interruptor-fusibles asociados salida por barras a derecha o izquierda (375 mm).

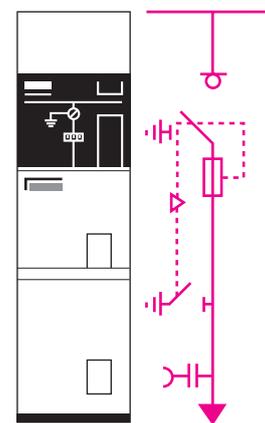


Fig. 17: Interruptor-fusibles combinados salida cable (375 mm).

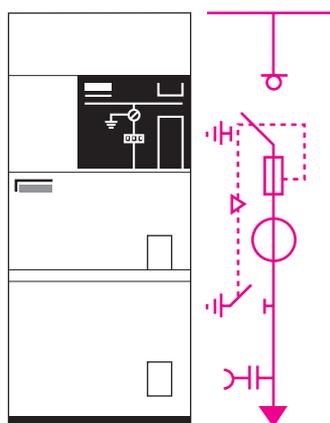


Fig. 18: Interruptor-fusibles combinados con 3 transformadores de intensidad salida cable (625 mm).

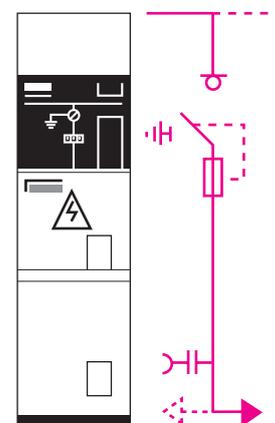


Fig. 19: Interruptor-fusibles combinados salida por barras a derecha o izquierda (375 mm).

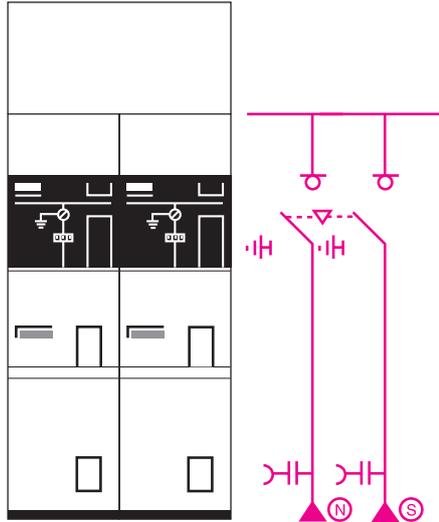


Fig. 20: Conmutación automática de dos llegadas de red pública (sin retorno a prioritaria) (750 mm).

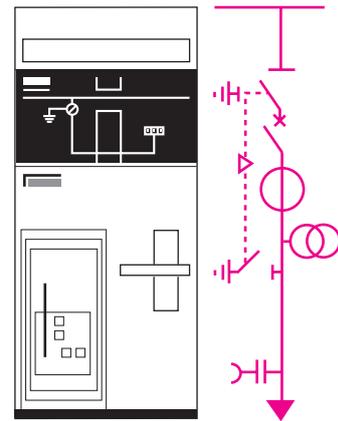


Fig. 21: Interruptor automático protección transformador o salida de línea con transformadores de tensión e intensidad (750 mm).

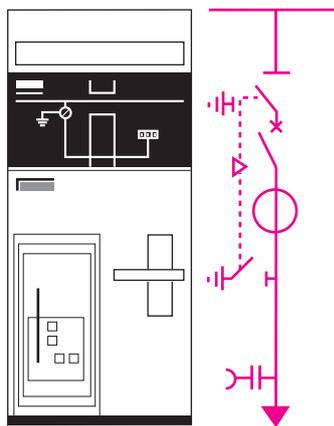


Fig. 22: Interruptor automático protección transformador o salida de línea (750 mm).

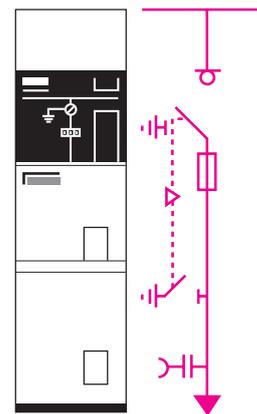


Fig. 23: Interruptor-fusibles asociados salida cable (375 mm).

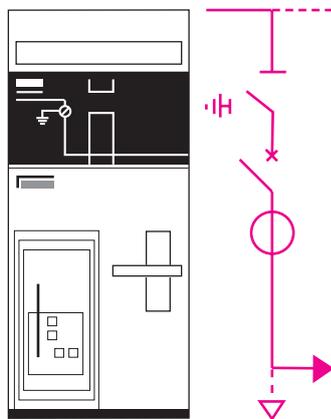


Fig. 24: Interruptor automático protección general salida cable o inferior derecha por barras (750 mm).

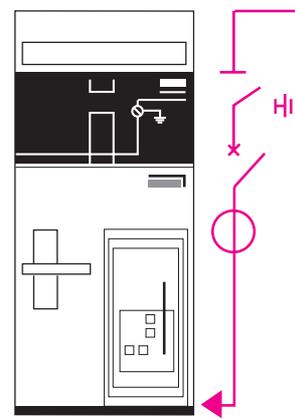


Fig. 25: Interruptor automático protección general salida inferior izquierda por barras (750 mm).

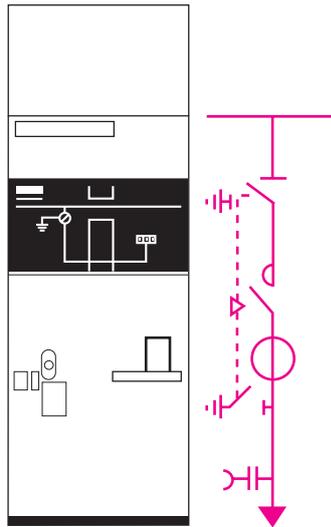


Fig. 26: Contactor (750 mm).

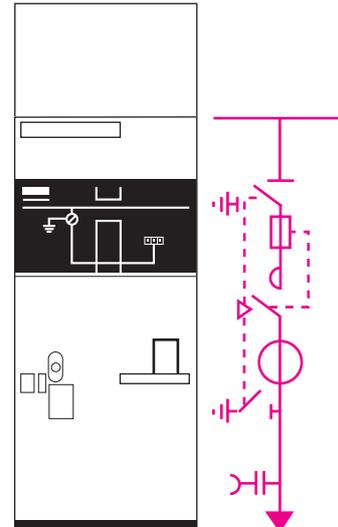


Fig. 27: Contactor-fusibles (750 mm).

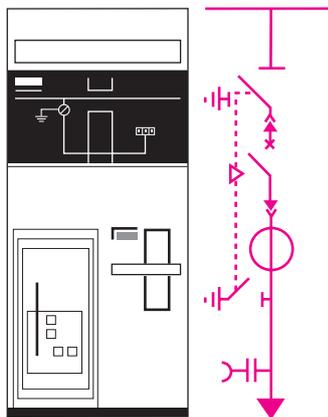


Fig. 28: Interruptor automático extraíble salida inferior por cable (750 mm).

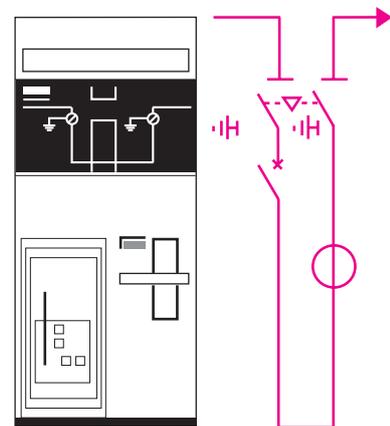


Fig. 29: Interruptor automático doble seccionamiento salida superior por barras (750 mm).

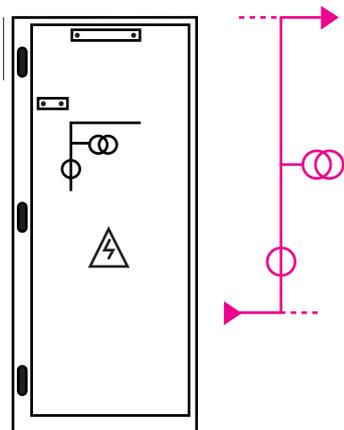


Fig. 30: Medida de tensión e intensidad con entrada inferior y salida superior laterales por barras (750 mm).

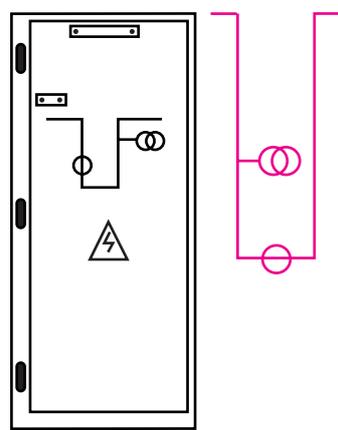


Fig. 31: Medida de tensión e intensidad con entrada y salida superior lateral por barras (750 mm).

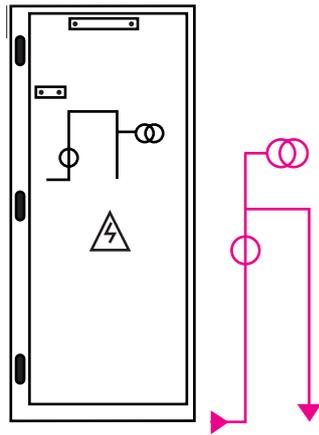


Fig. 32: Medida de tensión e intensidad salida inferior cable, entrada interior lateral por barras (750 mm).

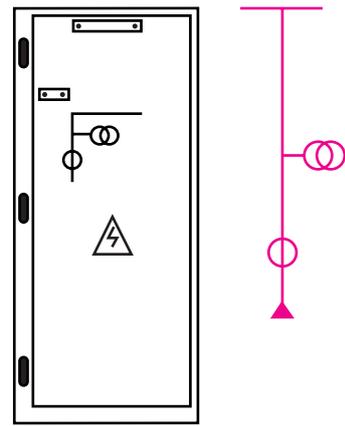


Fig. 33: Medida de tensión e intensidad con entrada inferior por cable y salida lateral superior por barras (750 mm).

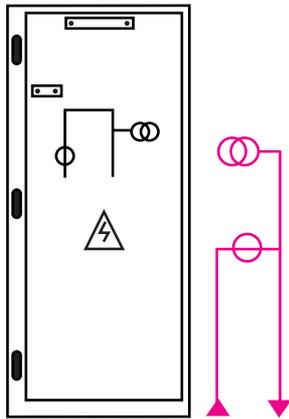


Fig. 34: Medida de tensión e intensidad salida y entrada inferiores por cable (750 mm).

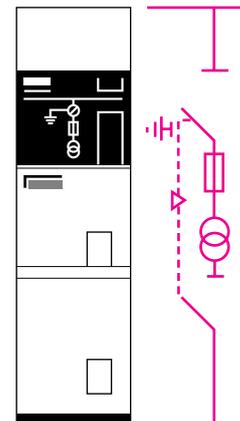


Fig. 35: Medida de tensión en barras 12 kV (750 mm).

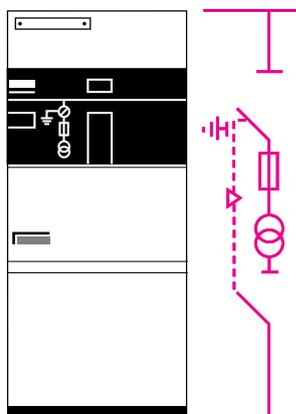


Fig. 36: Medida de tensión en barras 24 kV (750 mm).

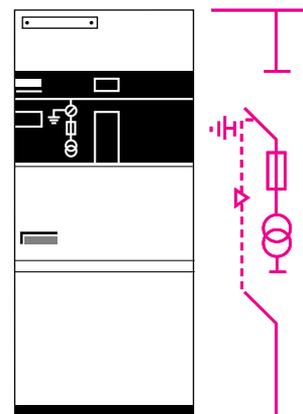


Fig. 37: Transformador MT/BT bipolar para servicios auxiliares (750 mm).

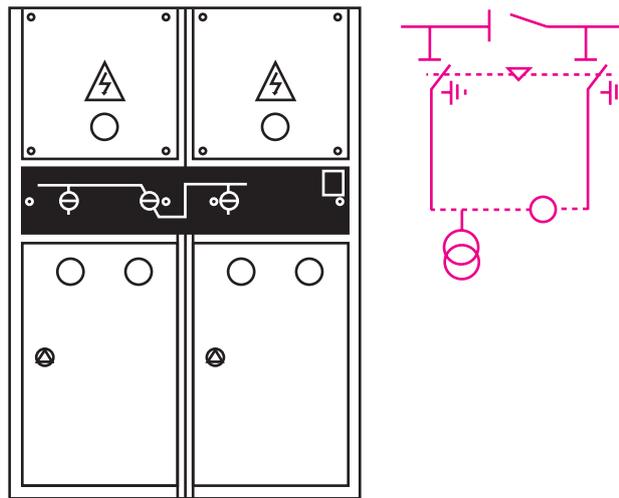


Fig. 38: Interruptor y medida de tensión e intensidad, salida izquierda (750 mm).

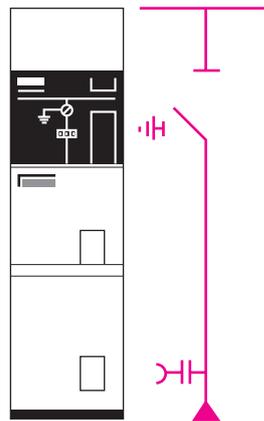


Fig. 39: Seccionamiento (375 mm).

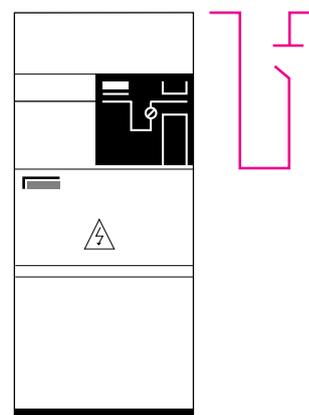


Fig. 40: Seccionamiento y remonte (625 mm).

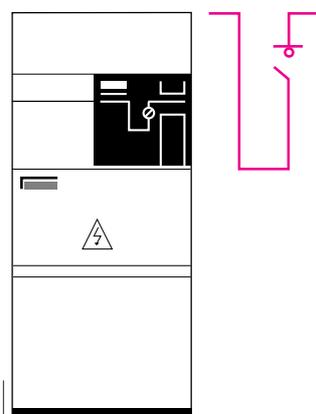


Fig. 41: Interruptor y remonte (625 mm).

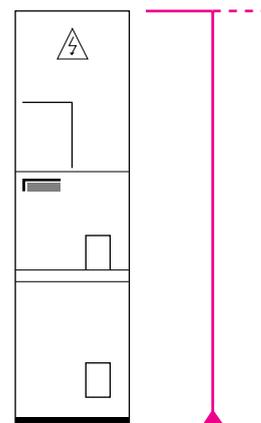


Fig. 42: Remonte de cables con conexión superior a derecha o izquierda por barras (375 mm).

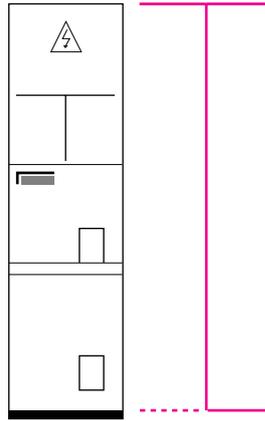


Fig. 43: Remonte de cables con conexión superior a derecha e izquierda por barras (375 mm).

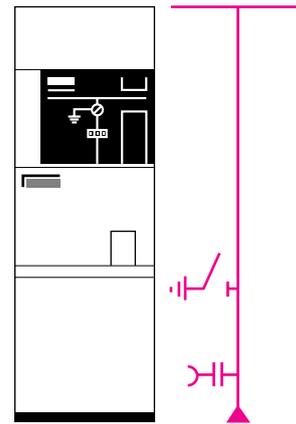


Fig. 44: Remonte de cables con seccionador de puesta a tierra (500 mm).

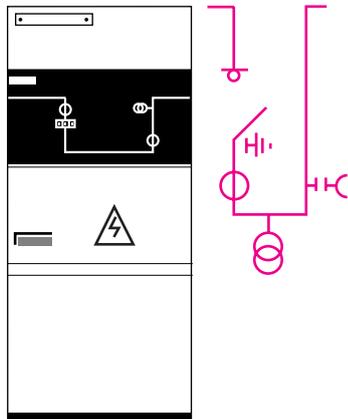


Fig. 45: Remonte de barras (375 mm).

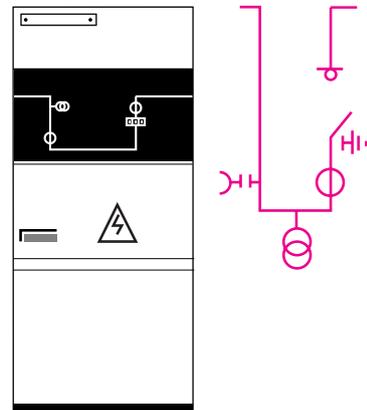


Fig. 46: Paso de barras (125 mm).

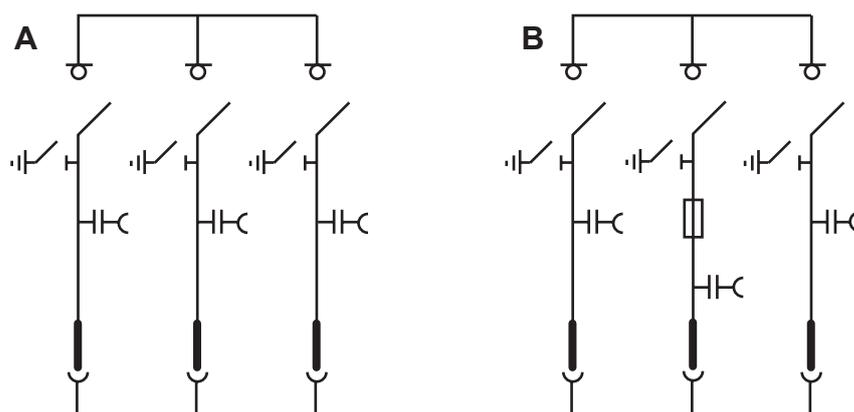
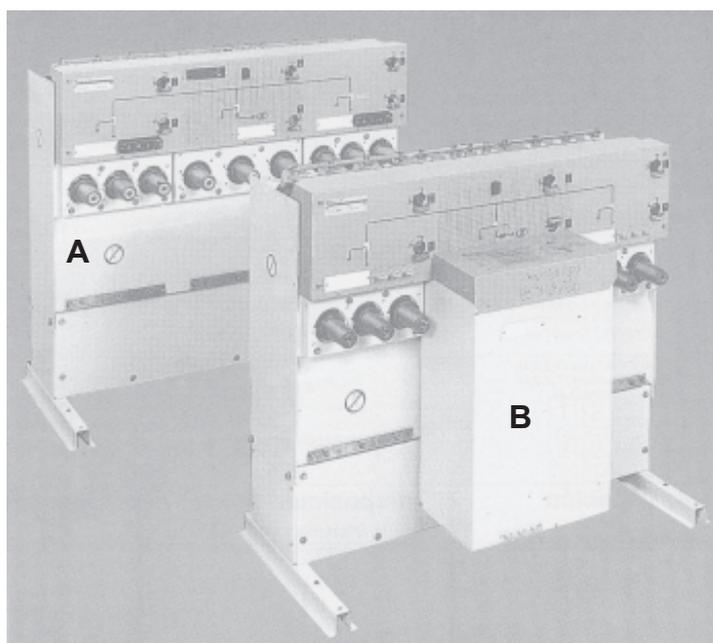


Fig. 47: Conjunto estándar de funciones individuales, con envoltente única, en atmósfera de SF₆.
 A: conjunto de 3 líneas de entrada-salida,
 B: conjunto de 2 líneas de entrada-salida y una salida a transformador.

4 Transformador de potencia MT/BT

Se supone conocido por el lector el principio de funcionamiento de los transformadores y sus características básicas. Por tanto, sólo se tratarán aquí algunos aspectos que tienen especial incidencia en el proyecto de un CT.

Los transformadores MT/BT para los centros de transformación se denominan «transformadores de distribución».

4.1 Potencias

Las potencias normalizadas por CEI y UNE, son (en kVA):

10	25	50	75	100
125	160	200	250	315
400	500	630	800	1 000
1 250	1 600	2 000	2 500	

Ahora bien, a fin de racionalizar y simplificar la gestión de los transformadores instalados en los miles de CT de las redes públicas, UNESA, en su recomendación RU-5201D, ha normalizado de entre la lista anterior las siguientes potencias (en kVA):

50	100	160	250	400	630	1 000
----	-----	-----	-----	-----	-----	-------

Hoy por hoy, en los CT de la red pública, la potencia máxima de los transformadores es de 1 000 kVA. En todo caso, si se necesita más potencia se instala más de un transformador.

Las empresas eléctricas de distribución constituyen, con mucho, la parte mayoritaria del mercado comprador de transformadores de distribución. Por este motivo, muchos fabricantes se atienen a esta recomendación y en sus catálogos sólo figuran estas potencias normalizadas por UNESA hasta 1 000 kVA. Desde luego figuran también la de 800 kVA y las superiores hasta 2 500 kVA, puesto que también se utilizan para los CT de abonado (contrato de suministro en MT). Por tanto, la lista de potencias que figura en los catálogos de los fabricantes es normalmente (en kVA):

50	100	160	250	400	630
800	1 000	1 250	1 600	2 000	2 500

4.2 Tensión secundaria

La normalizada por la Unión Europea (en adelante UE) es de 400 V entre fases y 230 V entre fase y neutro. Sustituye pues a la hasta ahora normalizada de 380/220 V.

Ahora bien, cuando se trata de alimentar receptores de potencia elevada, por ejemplo

motores grandes, la tensión secundaria sobrepasa los 1 000 V límite de la BT. Así pues, en ocasiones se construyen e instalan en CT de abonado transformadores reductores MT/MT por ejemplo 20/3 kV, 25/6 kV, etc.

4.3 Grupo de conexión

El normalizado es $\Delta Yn11$ o sea, primario MT en triángulo y secundario BT en estrella, con borne de neutro accesible a fin de poder alimentar los diferentes receptores o a tensión compuesta de 400 V o a tensión simple de 230 V; y también para poder conectar a tierra el punto neutro del secundario.

Desfasaje entre tensiones primaria y secundaria de 330° .

4.4 Tensión de cortocircuito

Es un concepto importante para el diseño de un CT.

Puede enunciarse así: Es la tensión que aplicada a uno cualquiera de los dos arrollamientos estando los bornes del otro arrollamiento cerrados en cortocircuito, hace circular por dichos arrollamientos su correspondiente intensidad nominal (**figura 48**).

La tensión de cortocircuito U_{cc} es, pues, $U_{cc} = I_n Z_{cc}$, siendo I_n la intensidad nominal o asignada (son términos análogos) del transformador correspondiente al arrollamiento alimentado por la tensión U_{cc} y Z_{cc} la impedancia interna del transformador, referida al arrollamiento alimentado por la tensión U_{cc} .

Por tanto, la tensión de cortocircuito U_{cc} depende por una parte de la intensidad nominal que se ha asignado a aquel transformador, y por otra parte, de la impedancia interna del transformador compuesta de la resistencia óhmica R_{cc} de sus arrollamientos y de la reactancia X_{cc} debida a los flujos magnéticos de dispersión de los arrollamientos primario y secundario.

Por tanto, $Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2}$.

Ahora bien, en los transformadores de potencia, X_{cc} es sensiblemente mayor que R_{cc} , de tal manera que a fin de simplificar los cálculos se acostumbra a prescindir de R_{cc} y considerar $Z_{cc} \approx X_{cc}$.

La reactancia X_{cc} depende básicamente de la separación entre los arrollamientos primario y

Algunos constructores utilizan para los transformadores hasta 100 kVA, la conexión también normalizada $YZn11$, o sea primario MT en estrella y secundario BT en conexión zig-zag, con borne neutro accesible por los mismos motivos anteriores.

secundario en el transformador. Aumenta al aumentar esta separación pues aumenta la cantidad de flujo de dispersión.

La impedancia Z_{cc} es pues un parámetro constructivo; para variarlo habría que modificar el transformador. Es pues independiente del valor de la intensidad nominal que se haya asignado a aquel transformador. Si se varía su potencia nominal, variará su tensión de cortocircuito U_{cc} en la misma proporción.

La tensión de cortocircuito es un dato que figura preceptivamente en la placa de características del transformador y se expresa en tanto por ciento de la tensión nominal U_n del arrollamiento alimentado por

la U_{cc} , o sea: $U_{cc} \% = \frac{U_{cc}}{U_n}$.

Este valor $U_{cc} \%$ es independiente de cual sea el arrollamiento cerrado en cortocircuito, y cual el alimentado por U_{cc} . Los valores de U_{cc} , I_n y U_n serán diferentes pero el de $U_{cc} \%$ será el mismo.

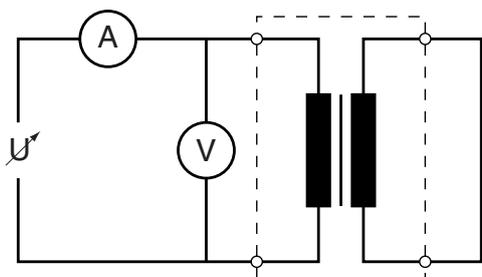


Fig. 48: Medida de la tensión de cortocircuito.

En caso de producirse un cortocircuito en los bornes secundarios del transformador estando su primario alimentado a su tensión nominal U_n , la corriente de cortocircuito que se producirá, estará solamente limitada por la impedancia interna Z_{cc} del transformador, por tanto:

$$I_{cc} = U_n / Z_{cc}$$

Ahora bien, según se ha definido antes,

$$Z_{cc} = U_{cc} / I_n. \text{ Resulta pues } I_{cc} = I_n \frac{U_n}{U_{cc}}$$

La corriente de cortocircuito I_{cc} será tantas veces mayor que la corriente nominal I_n como la relación entre U_n y U_{cc} .

Expresando U_{cc} en tanto por ciento de U_n , se tiene $I_{cc} = I_n \times 100 / U_{cc}$, fórmula que permite calcular directamente la corriente de cortocircuito I_{cc} en función de $U_{cc}\%$. Por ejemplo, si $U_{cc}\%$ vale 4%, $I_{cc} = 25 I_n$.

Se observa que cuanto mayor es $U_{cc}\%$ menor será la corriente de cortocircuito I_{cc} en relación a la nominal I_n .

En este aspecto es pues deseable una tensión de cortocircuito elevada, a fin de reducir la corriente de cortocircuito y sus peligrosos efectos térmicos y dinámicos. Ahora bien, hay que tener en cuenta que la impedancia Z_{cc} es también causa de la caída de la tensión interna ΔU en el transformador. En efecto, ΔU , a la intensidad nominal I_n , vale:

$$\Delta U = R_{cc} I_n \cos \varphi + X_{cc} I_n \sin \varphi$$

Si, según lo antes indicado, se prescinde de R_{cc} , la fórmula queda simplificada a:

$$\Delta U = X_{cc} I_n \sin \varphi$$

Además, como ahora $X_{cc} \approx Z_{cc}$, resulta $I_n X_{cc} = U_{cc}$, y, por tanto, $\Delta U\% = U_{cc}\% \sin \varphi$.

Se consideran aquí tensiones y corrientes senoidales por lo cual el $\cos \varphi$ es la expresión del factor de potencia de los receptores alimentados por el transformador.

La caída de tensión en el transformador depende pues, por una parte de su tensión de cortocircuito, y por la otra de la naturaleza de la carga (receptores).

Para los sistemas de BT, la norma UNE-20460 recomienda no sobrepasar las siguientes caídas de tensión hasta bornes de los receptores:

Alumbrado, 3%; otras utilidades, 5%.

Incluye pues la caída de tensión en el transformador, más las caídas de tensión en las líneas entre éste y los receptores. Esto limita pues el valor admisible de la tensión de cortocircuito del transformador.

En los transformadores de distribución MT/BT de los CT, las tensiones de cortocircuito recomendadas por UNESA, son:

Transformadores:

- hasta 630 kVA y hasta 24 kV: 4%,
- hasta 630 kVA y 36 kV: 4,5%,
- de 800 hasta 2 500 kVA y hasta 36 kV: 6%.

Estos valores son el resultado de un compromiso entre el interés en reducir en todo lo posible la corriente de cortocircuito y, por otra parte, la necesidad de limitar la caída de tensión en el transformador.

Los transformadores de distribución se construyen habitualmente con una tensión secundaria en vacío un 5% superior a la tensión nominal de servicio, a fin de tener un margen para la inevitable caída de tensión. Esta tensión de vacío es la que figura en la placa de características del transformador. Así, por ejemplo, para tensión de servicio 380 V, el transformador es de 400 V en vacío, y para tensión de servicio 400 V el transformador es de 420 V en vacío.

Al proyectar un CT, aunque sea de abonado, es aconsejable atenerse a los valores de $U_{cc}\%$ antes indicados, recomendados por UNESA. En efecto, son los valores que acostumbran a figurar en los catálogos de los fabricantes. Las normas de transformadores admiten una tolerancia constructiva para U_{cc} de $\pm 10\%$.

4.5 Cambiador de tensiones

Los transformadores de distribución acostumbran estar equipados con un conmutador o cambiador de la tensión primaria (MT), para poder ajustarla a la tensión real de alimentación en aquel punto de la red.

Estos conmutadores son para maniobrarlos sin tensión, tanto en MT como en BT, y acostumbran a ser de 5 posiciones: la nominal más 4 posiciones con una variación

máxima del 10% entre la de mínima y la de máxima tensión. Resultan pues, escalones del 2,5%. Ejemplos $\pm 2,5\%$, $\pm 5\%$, o bien: $\pm 2,5\%$, $+5\%$, $+7,5\%$, o también $+2,5\%$, $+5\%$, $+7,5\%$, $+10\%$, etc.

En la realidad, estos conmutadores se actúan en muy pocas ocasiones a lo largo de la vida del transformador. Pueden pasar bastantes años sin ser actuados.

4.6 Tipos constructivos

En la actualidad, los tipos constructivos de los transformadores de distribución para CT son prácticamente los dos siguientes:

- Transformadores en baño de aceite mineral,
- Transformadores de aislamiento sólido a base de resinas, denominados «transformadores secos».

Un tercer tipo, mucho menos frecuente, es el transformador en baño de silicona líquida en lugar de aceite mineral.

La construcción de transformadores en baño de líquidos denominados en España «Piraleno» o también «Askarel» está prohibida desde principios de la década 1980-1990, aunque siguen en servicio una cierta cantidad de ellos (cada vez menor).

La prohibición está motivada por los muy graves peligros de estos líquidos para el medio ambiente y para las personas.

En este texto, nos referiremos pues a los transformadores secos y a los en baño de aceite.

4.6.1.- Transformadores en baño de aceite mineral

Son los utilizados muy mayoritariamente por las compañías distribuidoras para los CT de las redes públicas.

El tipo actual es el denominado «hermético», o de «llenado integral», es decir, sin depósito conservador. En ellos, la dilatación del aceite por incremento de la temperatura, es compensada por la deformación elástica de las aletas de refrigeración de la cuba (**figura 49**). Respecto al tipo anterior con depósito conservador (denominado también

«depósito de expansión») presentan las siguientes ventajas:

- ausencia de contacto del aceite con el aire ambiente, con lo cual se evita que el aceite se humedezca, y que se acidifique por el oxígeno del aire. En consecuencia mantenimiento más reducido del aceite,
- la instalación y el conexionado a sus bornes, de MT y BT, son más fáciles por la ausencia del depósito,
- la altura total del transformador es más reducida.

Esta supresión del depósito conservador, ha sido posible gracias a haberse conseguido diseñar transformadores con cantidades de aceite notablemente inferiores a las de los tipos anteriores que precisaban depósito conservador.

Esta gran reducción en la cantidad de aceite, hace que en caso de incendio, las consecuencias y la peligrosidad del mismo sean menores por la menor cantidad de aceite combustible. Se trata de una ventaja muy importante, según se explicará más adelante.

4.6.2.- Transformadores secos

En ellos, sus arrollamientos están encapsulados dentro de resina del tipo termoendurecible (resina epoxy) mezclada con una llamada «carga activa» pulverulenta formada básicamente de sílice y alúmina hidratada y con aditivos endurecedor y flexibilizador (**figura 50**).

Este tipo es más utilizado en los CT de abonado que en los CT de red pública.

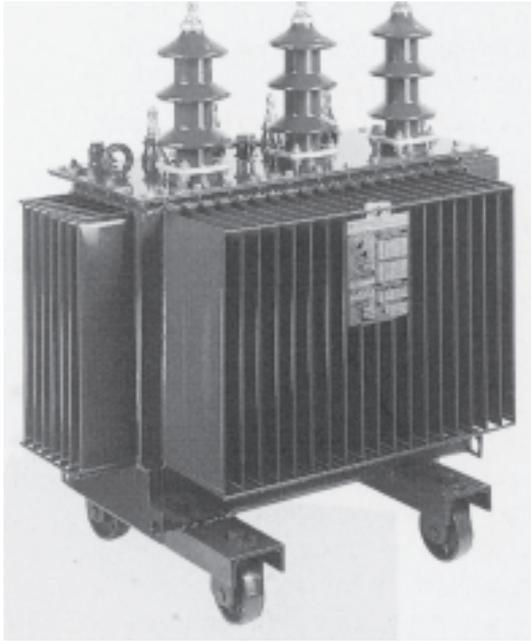


Fig. 49: Transformador en baño de aceite.

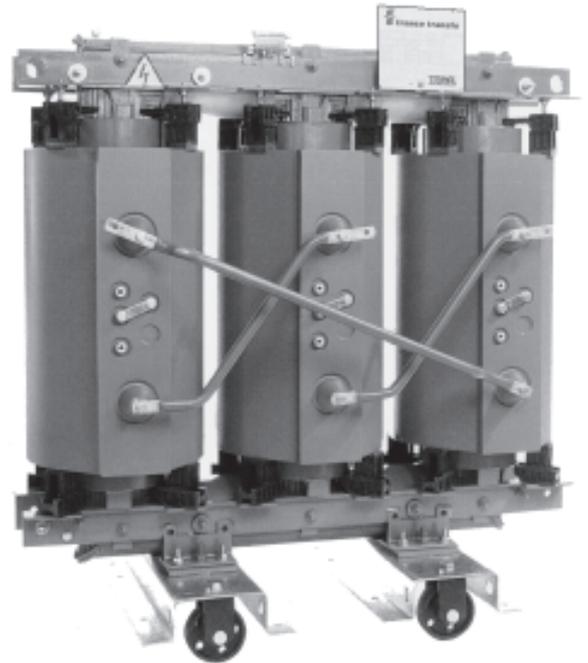


Fig. 50: Transformador seco.

4.7 Comparación entre ambos tipos constructivos

4.7.1.- Transformadores en baño de aceite: ventajas y desventajas

■ Ventajas frente a los transformadores secos:

- menor coste unitario. En la actualidad su precio es del orden de la mitad que el de uno seco de la misma potencia y tensión,
- menor nivel de ruido,
- menores pérdidas de vacío,
- mejor control de funcionamiento,
- pueden instalarse a la intemperie,
- buen funcionamiento en atmósferas contaminadas,
- mayor resistencia a las sobretensiones, y a las sobrecargas prolongadas.

Los transformadores en baño de aceite se construyen para todas las potencias y tensiones, pero para potencias y/o tensiones superiores a los de distribución MT/BT para CT, siguen siendo con depósito conservador.

■ Desventajas frente a los transformadores secos:

- La principal desventaja, es la relativamente baja temperatura de inflamación del aceite, y por tanto el riesgo de incendio con desprendimiento elevado de humos. Según la norma UNE, el valor mínimo admisible de la temperatura de inflamación del aceite para transformadores, es de 140 °C.

Por este motivo (también por razones medioambientales), debajo de cada transformador, debe disponerse un pozo o depósito colector, de capacidad suficiente para la totalidad del aceite del transformador, a fin de que, en caso de fuga de aceite, por ejemplo, por fisuras o rotura en la caja del transformador, el aceite se colecte y se recoja en dicho depósito.

En la embocadura de este depósito colector acostumbra a situarse un dispositivo apagallamas para el caso de aceite inflamado, que consiste en unas rejillas metálicas cortafuegos, las cuales producen la

autoextinción del aceite, al pasar por las mismas, o, como mínimo, impiden que la llama llegue a la caja del transformador y le afecte (efecto cortafuegos).

En muchas ocasiones, estas rejillas metálicas «cortafuegos» o «apagallamas» se sustituyen por una capa de piedras por entre las cuales pasa el aceite hacia el depósito colector. Actúan pues como apagallamas o cortafuegos en forma similar a las mencionadas rejillas metálicas.

Este depósito colector representa un incremento significativo en el coste de la obra civil del CT, y en ocasiones, cuando la haya, una cierta invalidación de la planta inferior a la del CT.

El riesgo de incendio obliga también a que las paredes y techo de la obra civil del CT sean resistentes al fuego.

– Debe efectuarse un control del aceite, pues está sujeto a un inevitable proceso de envejecimiento que se acelera con el incremento de la temperatura.

Asimismo, aunque se trate de transformadores herméticos, sin contacto con el aire, puede producirse un incremento en su contenido de humedad, debido al envejecimiento del aislamiento de los arrollamientos, ya que la degeneración de la celulosa, desprende agua que va al aceite.

En efecto, en los transformadores en baño de aceite, los aislantes de los arrollamientos acostumbran a ser de sustancias orgánicas tales como algodón, seda, papel y análogos, que en la clasificación de los aislantes para transformadores figuran comprendidos en la «clase A».

Esto obliga a una labor de mantenimiento con controles periódicos del aceite, como mínimo de su rigidez dieléctrica, pues ésta disminuye mucho con el contenido de agua (humedad), y de su acidez (índice de neutralización), ya que los ácidos orgánicos, que por oxidación aparecen en el aceite, favorecen activamente el deterioro de los aislantes sólidos de los arrollamientos.

4.7.2.- Transformadores secos: ventajas y desventajas

■ Ventajas frente a los transformadores en baño de aceite:

– menor coste de instalación al no necesitar el depósito colector en la obra civil, antes mencionado,

– mucho menor riesgo de incendio. Es su principal ventaja frente a los transformadores en baño de aceite. Los materiales empleados en su construcción (resina epoxy, polvo de cuarzo y de alúmina) son autoextinguibles, y no producen gases tóxicos o venenosos. Se descomponen a partir de 300 °C y los humos que producen son muy tenues y no corrosivos.

En caso de fuego externo (en el entorno), cuando la resina alcanza los 350 °C arde con llama muy débil y al cesar el foco de calor se autoextingue aproximadamente a los 12 segundos.

Puede decirse que este menor riesgo de incendio fue la principal razón y objetivo que motivó su desarrollo.

■ Desventajas frente a los transformadores en aceite:

– mayor coste, en la actualidad del orden del doble,

– mayor nivel de ruido,

– menor resistencia a las sobretensiones,

– mayores pérdidas en vacío,

– no son adecuados para instalación en intemperie, ni para ambientes contaminados.

En la actualidad, disponibles sólo hasta 36 kV y hasta 15 MVA.

Atención: Estando el transformador seco en tensión, no deben tocarse sus superficies exteriores de resina que encapsulan los arrollamientos de Media Tensión. En este aspecto, presentan menos seguridad frente a contactos indirectos que los transformadores en aceite dentro de caja metálica conectada a tierra.

4.7.3.- Conclusión

De la comparación entre ambos tipos, se desprende que cada uno presenta ventajas e inconvenientes. No puede decirse pues, que uno sea en todo superior al otro.

En consecuencia, el proyectista del CT debe establecer previamente unas prioridades, y a partir de ellas efectuar la elección del tipo de transformador.

4.8 Protección de los transformadores contra sobretemperaturas

En todo transformador en servicio, hay dos focos principales de calor. Uno está en el núcleo magnético debido a las pérdidas por histéresis y por corrientes de Foucauld, en conjunto denominadas pérdidas magnéticas, y el otro, en los arrollamientos, debido a las pérdidas por efecto Joule ($I^2 R$).

Para una frecuencia determinada, por ejemplo 50 Hz, las pérdidas magnéticas son proporcionales al cuadrado de la tensión de alimentación ($P_F = K U^2$) y son independientes del valor de la intensidad que circula por los arrollamientos.

Estas pérdidas magnéticas junto con las pequeñas pérdidas por efecto Joule en el arrollamiento primario debido a la corriente de vacío, constituyen las llamadas pérdidas en vacío del transformador, que figuran en los catálogos.

Por el contrario, las pérdidas en los arrollamientos por efecto Joule $P_c = I^2 R$ son proporcionales al cuadrado de la intensidad, e independientemente del valor de la tensión de alimentación.

La tensión MT de alimentación a los CT, suele tener poca variación, por tanto, las pérdidas magnéticas pueden considerarse

aproximadamente constantes. En cambio, las pérdidas en los arrollamientos varían ampliamente (cuadráticamente) con las variaciones en la carga (intensidad) de los transformadores.

Las variaciones de carga se traducen pues en variaciones de temperatura en el transformador. Por tanto las sobrecargas (sobreintensidades) originan sobretemperaturas más o menos elevadas según la magnitud y/o duración de la sobrecarga.

Por otra parte, aún con una carga constante, pueden producirse variaciones de temperatura en el transformador, si se modifican las condiciones de ventilación en el CT.

En definitiva, sea cual sea la causa (sobrecarga o mala ventilación), lo que debe evitarse, es que la temperatura en el transformador sobrepase los límites admisibles. La protección contra sobretemperaturas es pues básica en todos los transformadores de los CT.

En los transformadores en baño de aceite, la protección se efectúa mediante un termómetro con contactos eléctricos ajustables, o un

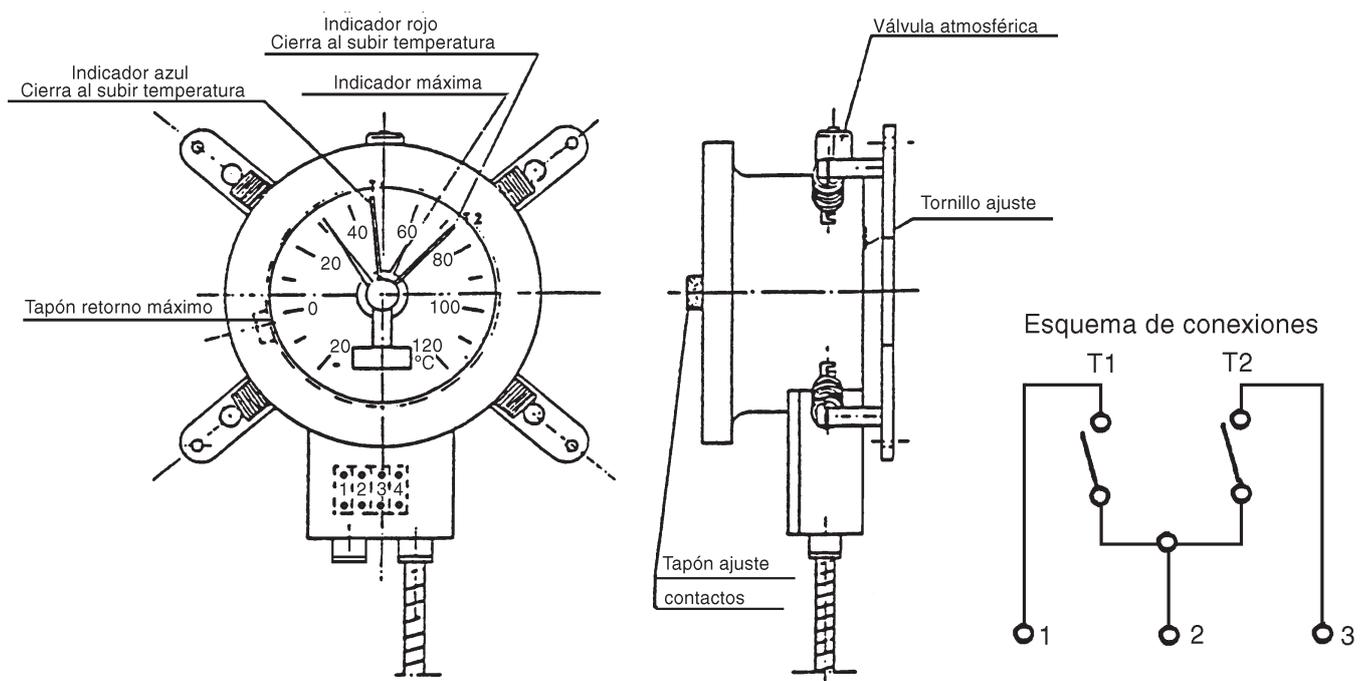


Fig. 51: Termómetro.

termostato, que vigilan la temperatura del aceite en la capa superior del mismo (la más caliente debido a la convección) y actúan al sobrepasar el valor de ajuste.

Los termómetros (más usados que los termostatos) suelen tener dos escalones de actuación, ambos regulables. Uno para dar señal de aviso (alarma) y otro, regulado a una temperatura más elevada, para provocar la apertura del interruptor de alimentación.

La **figura 51** corresponde a un tipo muy utilizado en la actualidad.

En los transformadores en baño de aceite de construcción actual, la diferencia o gradiente de temperatura entre los arrollamientos y el aceite es del orden de 5 °C. Por tanto, controlando la temperatura del aceite, se está controlando también la de los arrollamientos, que habitualmente son de aislamiento clase A.

Aunque el termómetro mide la temperatura del aceite en su zona más caliente (capa superior) esta temperatura no deja de ser el valor medio de aquella parte del transformador. Puede haber puntos concretos en cualquier parte del transformador cuya temperatura sea superior debido a una incidencia de funcionamiento por ejemplo un cortocircuito

entre espiras, un mal contacto en el conmutador de tensiones, un calentamiento en alguna parte férrea motivado por un campo magnético de dispersión, etc.

Esto no puede ser captado por el termómetro o termostato. No obstante, es importante poder detectar la existencia de este «punto caliente» puesto que su persistencia puede ser la causa de una avería más o menos grave.

La forma de detectarse se basa en lo siguiente:

Aún a temperaturas admisibles de funcionamiento se producen gases en el aceite debido a su envejecimiento normal, los cuales quedan disueltos en la masa del mismo. Ahora bien, esta formación de gases se incrementa mucho con el aumento de la temperatura sobre todo, si por defecto de aislamiento se producen chispas o arco eléctrico en el seno del aceite. Esta importante formación anormal de gases puede ser detectada por un aparato (relé de gases).

En los transformadores con depósito conservador este aparato queda intercalado en el tubo de conducción entre el depósito y la cuba del transformador. Es el denominado relé Buchholz (**figura 52**).

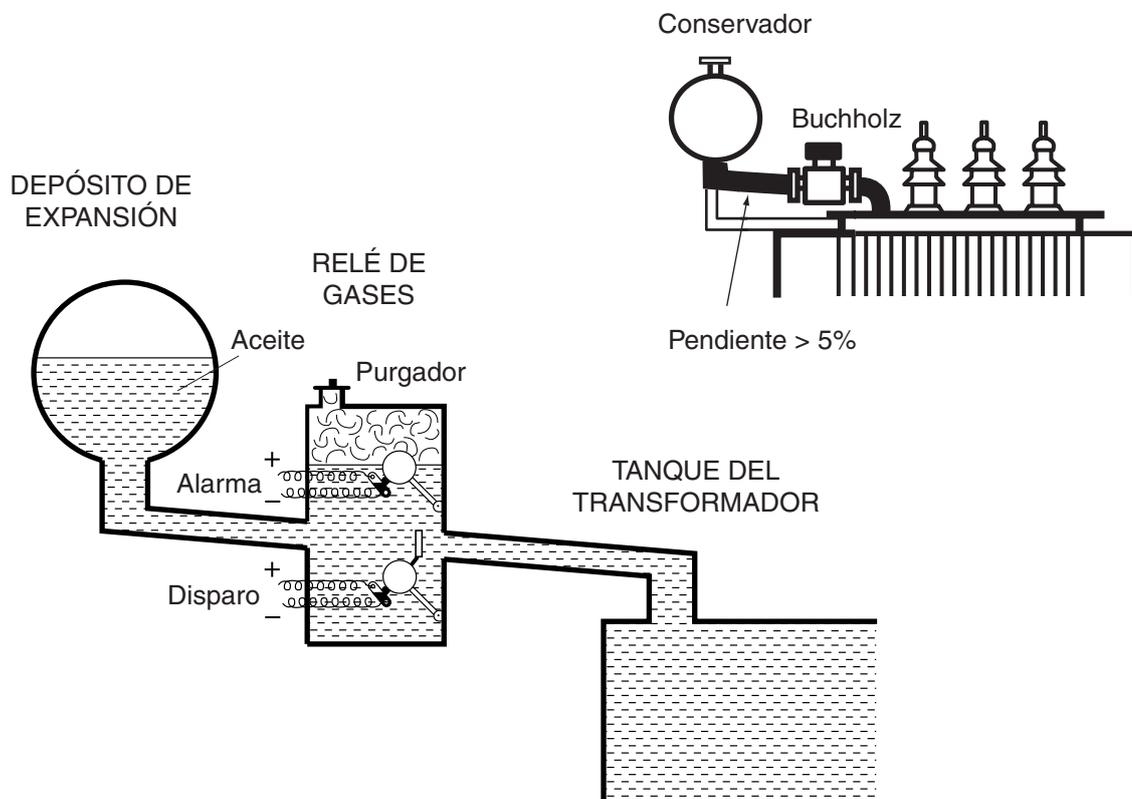


Fig. 52: Relé Buchholz y detalle de funcionamiento.

Se trata de un aparato de concepción sencilla, pero no obstante de una gran sensibilidad. Es una protección notablemente eficaz pues por su gran sensibilidad detecta las averías en estado naciente.

En los transformadores de distribución MT/BT de llenado integral, sin depósito conservador, el relé de detección de gases está situado en la tapa superior del transformador. Se denomina «Detector de Presión de Gas (DPG)».

Algunos modelos de DGP llevan incorporado un termómetro con contactos eléctricos, formando así, un dispositivo de protección integrada contra sobretemperaturas y gases. Se les denomina DGPT. (Figura 53).

Ambos aparatos, Buchholz y DGP, tienen en común: dos niveles de actuación, según la intensidad de la formación de gas:

- nivel de alarma para formación lenta de gases (avería pequeña) y
- nivel de disparo (apertura del interruptor de alimentación) para formación brusca de gases (avería más importante).

Acoplándoles un elemento accesorio, existe la posibilidad de recoger en el mismo los gases formados que se han acumulado en el Buchholz o en el DGP.

El análisis de estos gases proporciona una importante información sobre la causa y/o naturaleza de la avería en el transformador.



Fig. 53: DGTP (Merlin Gerin).

Por ejemplo, si en el gas hay CO y/o CO₂, esto indica que la avería ha afectado a los aislantes sólidos (papel, cartón, madera).

Los defectos tipo térmico dan lugar a una proporción mayor de hidrocarburos saturados (CH₄, C₂H₆, C₃H₈) mientras que en los de tipo eléctrico (arco o chispa eléctricos) predominan los insaturados (C₂H₄, C₂H₂, C₃H₄, C₃H₆).

En los transformadores secos, el control y vigilancia de la temperatura se efectúa mediante sondas PTC (termistores) situados sobre la parte activa del transformador, dos en cada fase (columna), en alojamientos para ello, que permiten una posible sustitución. Están colocados en la parte superior de las columnas, que es la más caliente.

En cada fase están ajustados, una sonda a 150 °C (primer nivel de alarma), y la otra a 160 °C (segundo nivel de alarma, o nivel de disparo del interruptor de alimentación). Estas temperaturas, son para arrollamientos con aislamiento clase F, que es la habitual en los transformadores secos. Las sondas vienen ajustadas de fábrica y no son regulables.

Estas sondas transmiten la señal a un convertidor electrónico, situado exterior al transformador en su eventual envolvente metálica. Puede situarse por ejemplo en el cuadro o armario de BT.

Este convertidor, necesita una alimentación auxiliar, por ejemplo del secundario del propio transformador (normal 230 V), o bien de un transformador de tensión, si lo hay. Está equipado con relés de salida que activan los circuitos de alarma y/o de disparo.

Concerniente a los transformadores en baño de aceite, hay que hacer el siguiente distinguo entre la protección contra sobretemperaturas, y la protección contra averías internas por detección de formación anormal de gases.

Para la protección contra sobretemperaturas, en ambos tipos de transformadores (secos y en aceite), el elemento de interrupción de la alimentación puede ser un interruptor-seccionador, ya que la intensidad a cortar es la corriente de consumo de los receptores (corriente de carga o de sobrecarga), normalmente de $\cos \varphi \geq 0,7$ inductivo, que es lo que pueden cortar los interruptores-seccionadores (ver apéndice A1 sobre aparata de MT).

En cambio, en caso de avería interna detectada por un relé de gases, ésta puede ser muy importante, y dar lugar a una corriente de cortocircuito de valor y naturaleza (desfasaje) superior al poder de corte de un interruptor-seccionador. Se requiere pues un interruptor automático.

Los CT de la red pública, están equipados habitualmente, tan sólo con interruptores-seccionadores. Por este motivo, los transformadores en baño de aceite para estos CT no llevan relé de detección de gases, sólo protección contra sobretemperaturas.

La protección contra averías internas en el transformador y/o cortocircuitos en sus bornes de salida, la efectúan los fusibles MT con que está equipado el interruptor-seccionador.

En cambio, en los CT de abonado, debe haber preceptivamente, por lo menos un interruptor automático general de entrada, con poder de corte adecuado para la corriente de cortocircuito máxima que pueda producirse en aquel punto de la red. Por tanto, los transformadores en baño de aceite para estos CT, pueden estar equipados además con relé de detección de gases para protección contra averías internas, lo cual es especialmente recomendable.

4.9 Equipo de BT

Respecto al equipo de BT, hay una diferencia entre los CT de la red pública y los CT de abonado.

4.9.1.- CT de red pública

El equipo de BT es de una concepción particularmente sencilla. Consiste básicamente en un cuadro o armario con los 4 terminales (3 fases y neutro) donde conectan los conductores de enlace procedentes del transformador, y un cierto número de salidas de BT hacia los abonados, o conjuntos de abonados, protegidas sólo con fusibles seccionadores.

El control de la corriente se efectúa mediante transformador de intensidad y amperímetro, muchas veces en una sola fase.

En muchas ocasiones este amperímetro no está graduado en amperios, sino en tanto por ciento de la intensidad nominal del transformador: (10-20-30 ...100%). Este amperímetro suele ser maxímetro (amperímetro térmico) que permite conocer el valor máximo alcanzado por la carga del transformador.

Este cuadro tiene además dos salidas de servicios auxiliares para el propio CT, una para el circuito de protección contra sobretemperaturas del transformador (termómetro de contactos eléctricos o termostato) y la otra para el alumbrado del CT

y un punto de toma de corriente para uso general (lámpara portátil, herramienta eléctrica, etc.).

Como ejemplo, en el Anexo A7 se describe un equipo de BT de este tipo, según Recomendación UNESA RU 6 302B.

4.9.2.- CT de abonado

Normalmente, el equipo de BT consiste básicamente en:

- un interruptor automático a la salida de cada uno de los transformadores,
- un juego de barras generales (3 fases y neutro) conjunto para los varios transformadores, o bien juegos de barras separados para cada transformador,
- cierto número de salidas, equipadas cada una con los elementos de maniobra y protección tales como interruptor automático, interruptor con fusibles, interruptor magnetotérmico, interruptor diferencial, etc. Estas salidas pueden ser trifásicas (con o sin neutro) o bipolares (2 fases o fase y neutro),
- elementos de medida: voltímetros y amperímetros (con sus transformadores de intensidad) en las entradas, y amperímetros con sus transformadores de intensidad en cada salida (habitualmente en una sola fase). En ocasiones, también contadores de activa o activa y reactiva.

Este conjunto constituye pues el «Cuadro General de BT», del CT. Ahora bien, normalmente, este cuadro no está ubicado dentro del recinto del CT, sino que, aunque cercano, es exterior al mismo.

Por tanto, propiamente no forma parte del CT. De los bornes secundarios del o de los transformadores, salen del CT los cables que van a conectar a los interruptores de entrada del cuadro de BT.

Esto permite mantener el CT normalmente cerrado, sin que sea necesario acceder a su interior para la maniobra y operación del cuadro general de BT, que tiene también la función de cuadro de distribución principal.

Ello es importante a efectos de la seguridad del personal, que se mantiene así, alejado de la MT.

Hasta cierto punto, puede considerarse pues que este cuadro de BT no forma parte del proyecto del CT.

4.10 El esquema eléctrico MT del CT

Hay también diferencia entre los CT de red pública y los CT de abonado.

4.10.1.- CT de red pública

Son esquemas relativamente sencillos, a base de seccionadores y de interruptores-seccionadores, con o sin fusibles.

En estos CT casi nunca se utilizan interruptores automáticos.

En las **figuras 54 y 55** están representados dos esquemas-tipo para CT con entrada y salida de línea, o sea, correspondientes a redes de distribución en bucle abierto.

Son para uno o dos transformadores, y para cabinas con aislamiento de aire o con aislamiento de gas SF₆.

En el esquema de la **figura 55**, además de las celdas para entrada y salida de línea correspondientes al bucle de alimentación, hay una tercera celda para salida a otro CT, que queda así alimentado en antena, con línea única.

En ocasiones, se adopta este esquema, en previsión de tener que alimentar un CT cuya ubicación queda alejada del trayecto del bucle de distribución, o bien se trata de un CT provisional, por ejemplo para unas obras de construcción.

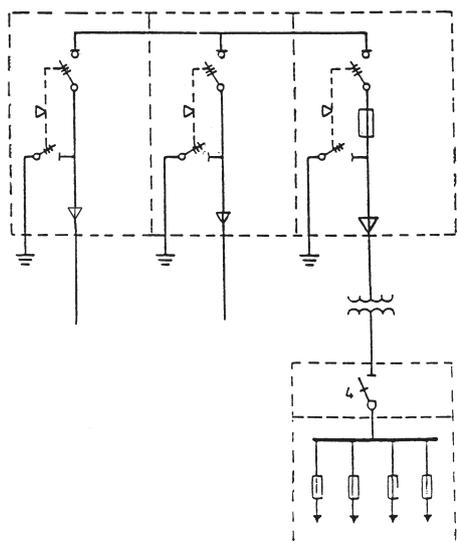


Fig. 54: Esquema-tipo CT de red pública, con entrada y salida de línea y un transformador.

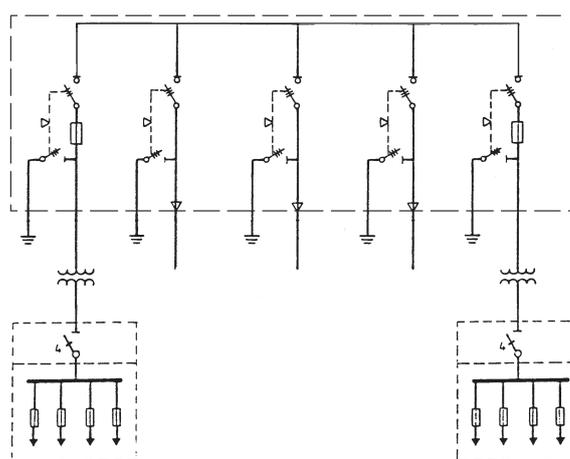


Fig. 55: Esquema-tipo CT de red pública, con dos transformadores, entrada y salida de línea y, una línea de salida en antena.

4.10.2.- CT de abonado

El esquema es más complejo, ya que tiene el equipo de transformadores de medida para el contaje de energía en MT, y porque la mayoría de empresas distribuidoras prescriben que haya un interruptor automático general de entrada.

En la **figura 56** se presentan dos esquemas-tipo, con entrada y salida de línea, o sea, para redes de distribución en bucle abierto.

Pueden ser con uno o varios transformadores, protegidos o bien con interruptor automático o bien con interruptor-seccionador equipado con fusibles.

En estos esquemas, la parte de entrada y salida de línea, de contaje y de protección (interruptor automático general de entrada) quedan bajo control de la empresa suministradora de energía. El resto, en manos del abonado, es decir, a partir del equipo de contaje.

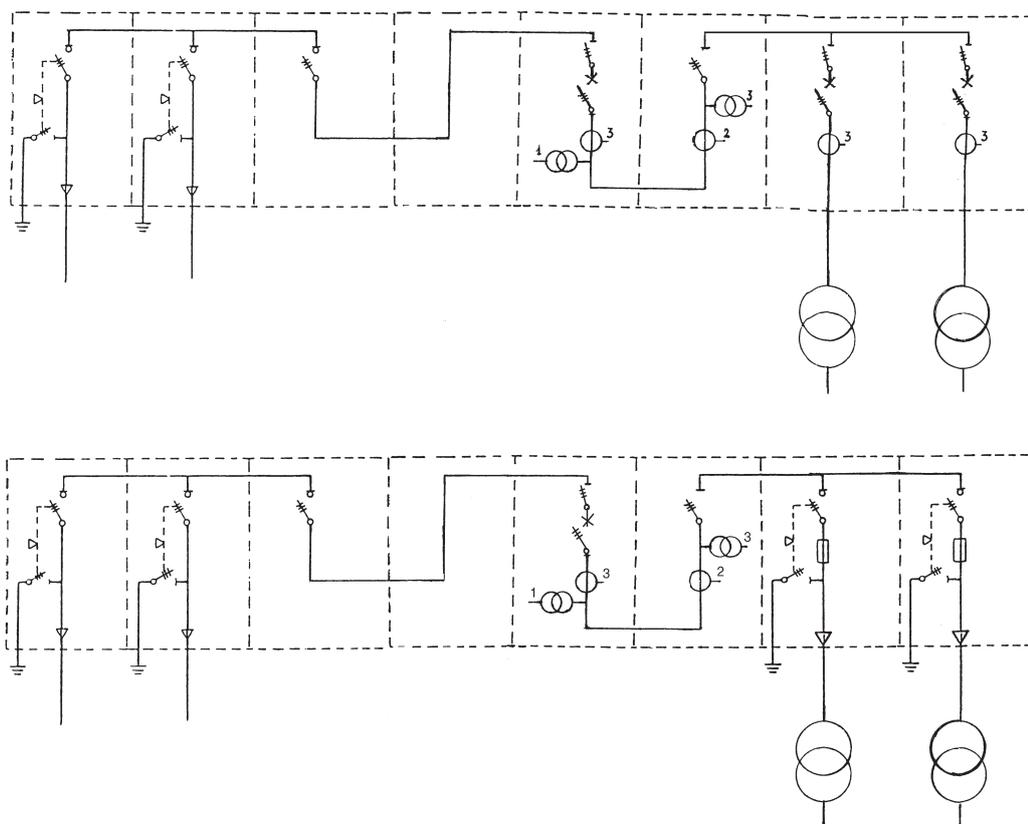


Fig. 56: Dos esquemas-tipo de CT de abonado.

4.11

Protecciones

4.11.1.- CT de red pública

La protección contra sobrecargas (sobreintensidades) la efectúa la propia protección contra sobretensiones en el transformador antes explicado.

La protección contra cortocircuitos la realizan los fusibles MT asociados al interruptor-seccionador para maniobra del transformador.

Las líneas de salida en BT están protegidas cada una por sus correspondientes fusibles seccionadores.

4.11.2.- CT de abonado

Protección contra sobretensiones en cada transformador.

Si los transformadores son en baño de aceite, protección con detector de gases (Buchholz o DPG) que actúan sobre el disparador del interruptor automático propio (si lo hay), o bien sobre el interruptor automático general de entrada.

Asimismo, a cada interruptor automático está asociado un relé de sobrecorriente (tiempo inverso), cortocircuito, y corrientes de defecto a tierra, conectado a tres transformadores de intensidad MT.

En la **figura 57** está representado el esquema-tipo para el conexionado del relé a los transformadores de intensidad.

La protección contra sobrecorrientes y cortocircuitos en y entre fases la efectúan los elementos «F» del relé. La protección contra corrientes de defecto a tierra la realiza el elemento «N» del relé.

De este esquema se desprende que aún en el caso de corrientes desequilibradas, por el elemento «N» no circulará intensidad. Ésta circulará solamente cuando haya una corriente fase y tierra. Es pues una protección de tipo diferencial.

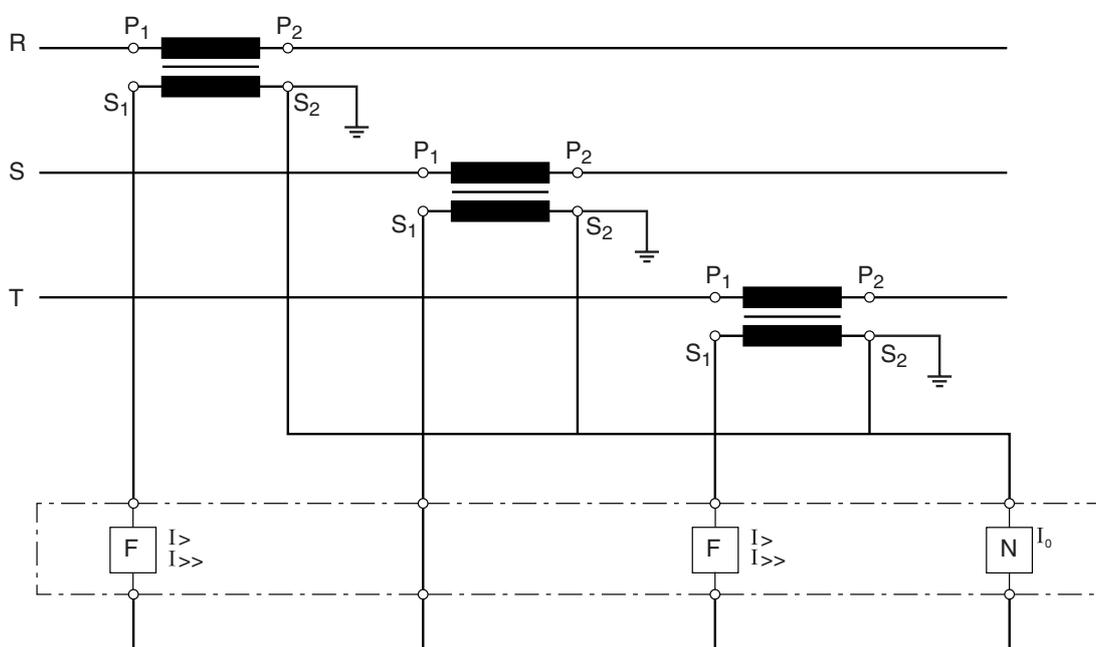


Fig. 57: Esquema-tipo de conexionado del relé de sobrecorriente con sus transformadores.

5 Instalaciones de puesta a tierra

5.1 La circulación de la corriente eléctrica por el suelo

Los terrenos tienen diferente resistividad eléctrica ρ según su naturaleza y contenido de humedad. Esta resistividad varía entre amplios márgenes y es mucho más elevada que la de los metales y el carbono. En este sentido puede decirse que la tierra es, en general, un mal conductor eléctrico.

Ahora bien, cuando una corriente circula por el terreno, la sección de paso S puede ser tan grande, que a pesar de que su resistividad (resistencia específica) ρ sea elevada, la resistencia $R = \rho \ell/S$ puede llegar a ser despreciable.

La resistividad ρ de los terrenos, se expresa en Ohms por m^2 de sección y metro de longitud, por tanto en $\Omega \cdot m^2/m = \Omega \cdot m$ («Ohms metro»). En efecto la sección de paso de la corriente puede ser del orden de m^2 .

La resistividad así expresada corresponde a la resistencia entre dos caras opuestas de un cubo de un metro de arista (figura 58).

Si bien, cuando la corriente ha penetrado en el terreno éste presenta una resistencia R despreciable debido a la gran sección de paso, no sucede lo mismo en el punto de paso de la corriente del electrodo al terreno, pues aquí la superficie de contacto entre ambos está limitada según la forma configuración y dimensiones del electrodo.

En la tabla figura 59 se indican las resistencias R de los varios tipos de electrodos más usuales, en función de sus dimensiones y de la resistividad ρ_t del terreno.

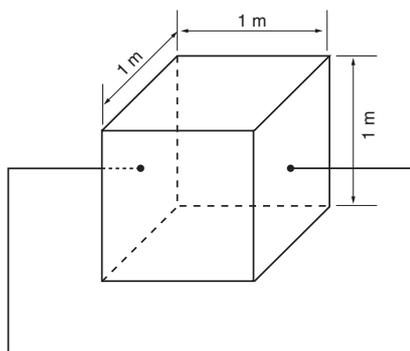


Fig. 58: Resistividad en $\Omega \cdot m$.

Asimismo en la tabla figura 60 están indicados los valores medios de la resistividad de diversos tipos de terreno.

Tipo de electrodo	Resistencia(Ω)
Placa enterrada profunda	$R = 0,8 \frac{\rho_t}{P}$
Placa enterrada vertical	$R = 1,6 \frac{\rho_t}{P}$
Pica vertical	$R = \frac{\rho_t}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = \frac{2 \rho_t}{L}$
Malla de tierra	$R = \frac{\rho_t}{4r} + \frac{\rho_t}{L}$

en donde:

- R: resistencia de tierra del electrodo (Ω),
- ρ_t : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$),
- P: perímetro de la placa (m),
- L: longitud de la pica o del conductor y, en la malla, la longitud total de los conductores enterrados (m),
- r: radio de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla (m).

Fig. 59: Cálculo de la resistencia de los electrodos.

Naturaleza del terreno	Valor medio resistividad en $\Omega \cdot m$
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos.	50
Terraplenes cultivables poco fértiles; terraplenes.	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables.	3000

Fig. 60: Valor medio de la resistividad.

En los reglamentos de AT (MIE-RAT) y de BT (MIE-RBT) figura una tabla de resistividades de terrenos más pormenorizada que la anterior.

En la realidad práctica estas tablas son poco útiles para el cálculo de los sistemas de toma de tierra de los CT puesto que:

- para cada tipo de terreno de los especificados, el margen de valores es muy amplio (1 a 2, 1 a 5, 1 a 10), de tal manera que aún tomando un valor medio el margen posible de incertidumbre en más o en menos es excesivo,

- en estas tablas no figuran los terrenos formados por materiales procedentes de derribos, tierras mezcladas y/o sobrepuestas, tierras de relleno, antiguos vertederos recubiertos, tierras procedentes de obras de excavación, etc. Estos casos son cada vez más frecuentes.

Cuando se trata de CT MT/BT de hasta 30 kV y corriente de cortocircuito hasta 16 kA, el MIE-RAT 13 no exige determinación previa de la resistividad del terreno y admite que se haga solamente por examen visual del mismo y aplicación de las citadas tablas.

No obstante siguiendo la razonable recomendación de UNESA, cuando ha de proyectarse un CT es aconsejable efectuar una medición previa de la resistividad del terreno. Es una medición relativamente fácil; (existen en el mercado aparatos para ello); y de coste pequeño en relación con el coste total del CT.

Con esta determinación previa de la resistividad del terreno, se reduce mucho la eventualidad de tener que introducir a posteriori modificaciones siempre incómodas y de coste imprevisible.

Para esta medición de ρ el procedimiento más utilizado y recomendado es el método de

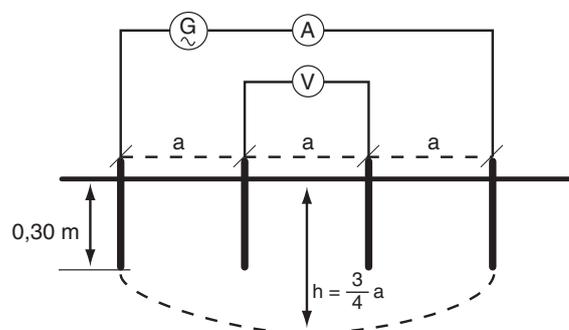


Fig. 61: Disposición de las sondas para la medida de ρ .

Wenner. Se dispondrán cuatro sondas alineadas a intervalos iguales, simétricas respecto al punto en donde se desea medir la resistividad del terreno. La profundidad de estas sondas no es preciso que sobrepase los 30 cm. La separación entre las sondas (a) permite conocer la resistividad media del terreno entre su superficie y una profundidad h , aproximadamente igual a la profundidad máxima a la que se instalará el electrodo (**figura 61**).

Siendo:

$$a = \frac{4}{3} h,$$

$$\rho_h = \frac{2\pi a V}{I}, \quad r = \frac{V}{I};$$

$$\rho_h = 2\pi a r \quad (\Omega.m).$$

En la tabla de la **figura 62** se recogen los valores del coeficiente $K = 2\pi a$, que junto con la lectura del aparato (r) determina la resistividad media ρ_h del terreno en la franja comprendida entre la superficie y la

profundidad $h = \frac{3}{4} a$.

Distancia entre sondas (m)	Profundidad h (m)	Coeficiente $K = 2\pi a$ (A)	Lectura del aparato (r) (B)	Resistividad del terreno ($\Omega.m$) (A x B)
(a)	(3/4 a)	(A)	(B)	(A x B)
2	1,5	12,57		
4	3,0	25,13		
6	4,5	37,70		
8	6,0	50,27		
10	7,5	62,83		
12	9,0	75,40		
14	10,5	87,96		
16	12,0	100,53		
18	13,5	113,10		
20	15,0	125,66		
22	16,5	138,23		
24	18,0	150,80		
26	19,5	163,36		
28	21,0	175,93		
30	22,5	188,50		
32	24,0	201,06		
34	25,5	213,63		
36	27,0	226,20		
38	28,5	238,76		
40	30,0	251,33		
42	31,5	263,89		
44	33,0	276,46		
46	34,5	289,03		
48	36,0	301,59		
50	37,5	314,16		

Fig. 62: Cálculo de la resistividad media del terreno.

5.2 Paso de la corriente por el terreno

La corriente pasa al terreno repartiéndose por todos los puntos de la superficie del electrodo en contacto con la tierra, por tanto, en todas las direcciones a partir del mismo.

En la **figura 63** se representa este paso, en el caso de una pica vertical. Una vez ya en el terreno, la corriente se va difundiendo por el mismo. Con terrenos de resistividad ρ_t homogénea puede idealizarse este paso suponiendo el terreno formado por capas concéntricas alrededor del electrodo, todas del mismo espesor L .

La corriente va pasando sucesivamente de una capa a la siguiente. Véase que cada vez

la superficie de paso es mayor, y por tanto la resistencia R de cada capa va siendo cada vez menor, hasta llegar a ser despreciable.

La resistencia de cada capa es $R = \rho / S$. Estas resistencias se suman, pues están en serie:

$$\rho_t (L/S_1 + L/S_2 + L/S_3 + \dots + L/S_n).$$

Si se multiplican estas resistencia por el valor I de la corriente se tendrá la caída de tensión $U = IR$ en cada una de las sucesivas capas concéntricas. Al ser la resistencia R cada vez menor, también lo será la caída de tensión hasta hacerse despreciable.

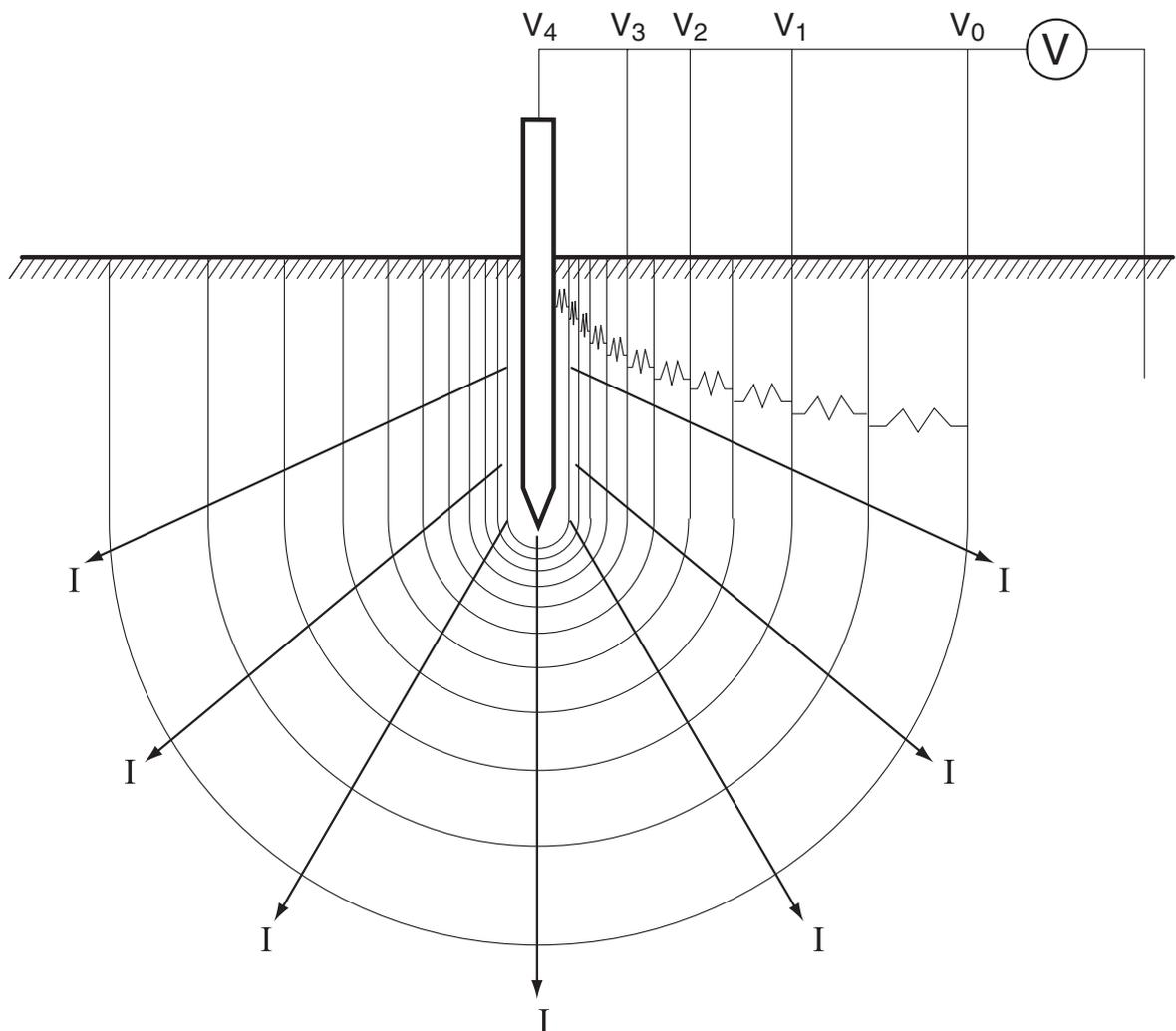


Fig. 63: Paso de la corriente al terreno.

En consecuencia, el valor de la tensión U en cada punto del terreno, en función de su distancia del electrodo, será según la curva representada en la **figura 64**.

Esta curva es válida para todas las direcciones con origen en el electrodo. Geométricamente se trata del corte de una figura de revolución cuyo eje es el electrodo.

En los sistemas de MT esta tensión U suele hacerse prácticamente cero a una distancia del electrodo de unos 20 a 30 m.

Entre dos puntos de la superficie del terreno, habrá pues una diferencia de tensión función de la distancia entre ellos y al electrodo. Véase que para una misma distancia entre estos dos puntos la diferencia de tensión será máxima cuando ambos puntos estén en un mismo «radio» o sea semirrecta con origen en el electrodo. A efectos de seguridad, se considera siempre este caso que da el valor máximo.

Esta diferencia de tensión entre dos puntos de la superficie del terreno, se denomina

«tensión de paso» pues es la que puede quedar aplicada entre los dos pies separados de una persona que en aquel momento se encuentre pisando el terreno. La tensión de paso se expresa para una separación de 1 m entre los dos pies, y puede llegar a ser peligrosa, por lo cual, en el MIE-RAT 13, se indica el valor máximo admisible, en función del tiempo de aplicación.

Este tiempo es el que transcurre entre la aparición de la corriente a tierra, y su interrupción por un elemento de corte (interruptor, fusible, etc.). En las redes públicas españolas de MT este tiempo es habitualmente indicado por la compañía suministradora. Éstas acostumbran a dar valores del orden de 1 segundo, incluyendo un cierto margen de seguridad.

Cuando hay una circulación de corriente del electrodo al terreno circundante, además de la «tensión de paso» explicada, aparece también una denominada «tensión de contacto», U_c , que es la diferencia de tensión que puede resultar aplicada entre los dos

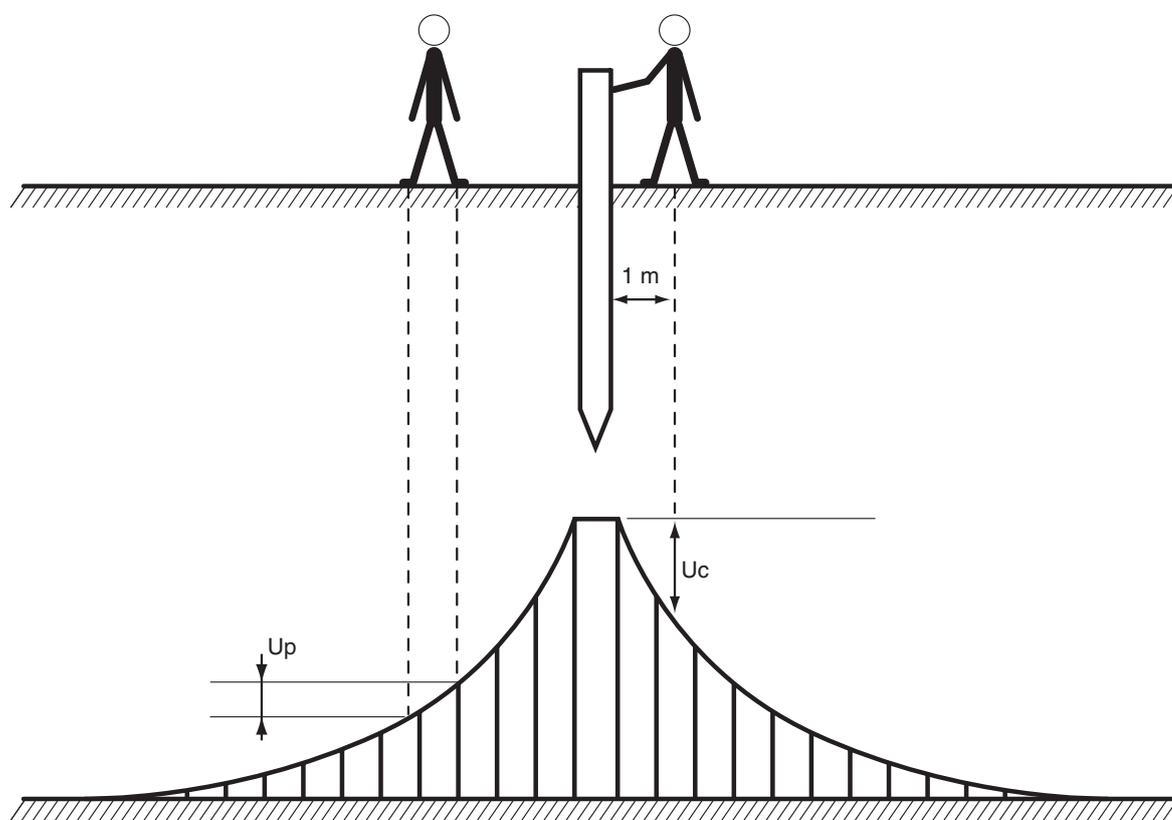


Fig. 64: Tensión de contacto (U_c) y tensión de paso (U_p).

pies juntos sobre el terreno, y otro punto del cuerpo humano (en la práctica lo más probable es que sea una mano). En la **figura 65** se representa esta posibilidad.

La peligrosidad de la tensión de contacto es superior a la de la tensión de paso, pues si bien ambas pueden producir un paso de corriente por la persona, el debido a la tensión de contacto tiene un recorrido por el organismo que puede afectar órganos más vitales. Por ejemplo, un recorrido mano-pies puede afectar al corazón, pulmones, extensa parte del tejido nervioso, etc.

Por este motivo las tensiones de contacto máximas admisibles en función del tiempo, son según el MIE-RAT 13, diez veces inferiores que las de paso (**figura 66**).

Tensiones máximas aplicables al cuerpo humano según MIE-RAT 13:

– Tensión de contacto: $V_{ca} = \frac{K}{t^n}$,

– Tensión de paso: $V_{pa} = 10 \frac{K}{t^n}$.

Siendo:

V_{ca} y V_{pa} : tensión en V,

t: tiempo en s,

K y n: constantes función del tiempo:

$$\begin{aligned} 0,9 \geq t > 0,1s &\Rightarrow K = 72 & n = 1 \\ 3 \geq t > 0,9s &\Rightarrow K = 78,5 & n = 0,18 \\ 5 \geq t > 3s &\Rightarrow V_{ca} = 64 \text{ V} & V_{pa} = 640 \text{ V} \\ t > 5s &\Rightarrow V_{ca} = 50 \text{ V} & V_{pa} = 500 \text{ V} \end{aligned}$$

Hay que distinguir entre estos valores máximos aplicables al cuerpo humano V_{ca} y V_{pa} y las tensiones de contacto V_c de paso V_p que puede aparecer en el terreno.

Las tensiones V_{ca} y V_{pa} , son la parte de V_c y V_p que resultan aplicadas al cuerpo humano y que no deben sobrepasar los valores máximos antes indicados.

Estas tensiones V_c y V_p se calculan con las fórmulas siguientes:

$$\text{Tensión de paso: } V_p = \frac{10K}{t^n} \left(1 + \frac{6\rho_s}{1000} \right) \quad (1)$$

$$\text{Tensión de contacto: } V_c = \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{1,5\rho_s}{1000} \right) \quad (2)$$

Siendo ρ_s la resistividad superficial del terreno expresada en $\Omega.m$, y V_p y V_c en voltios.

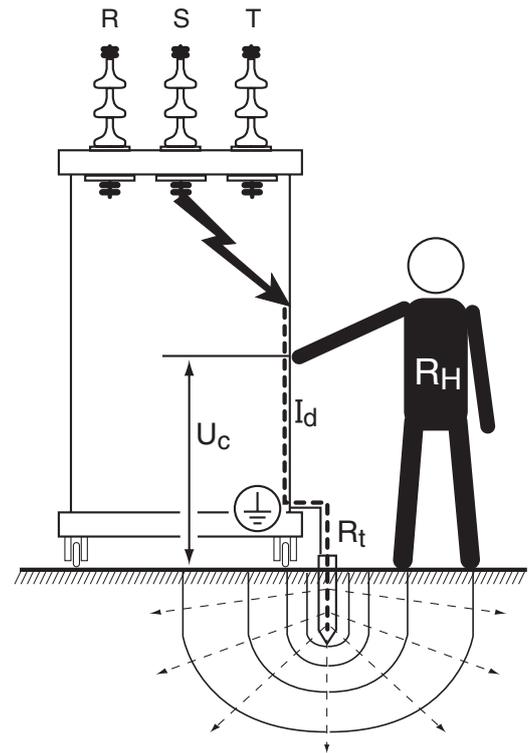


Fig. 65: Tensión de contacto, debido al paso de la corriente.

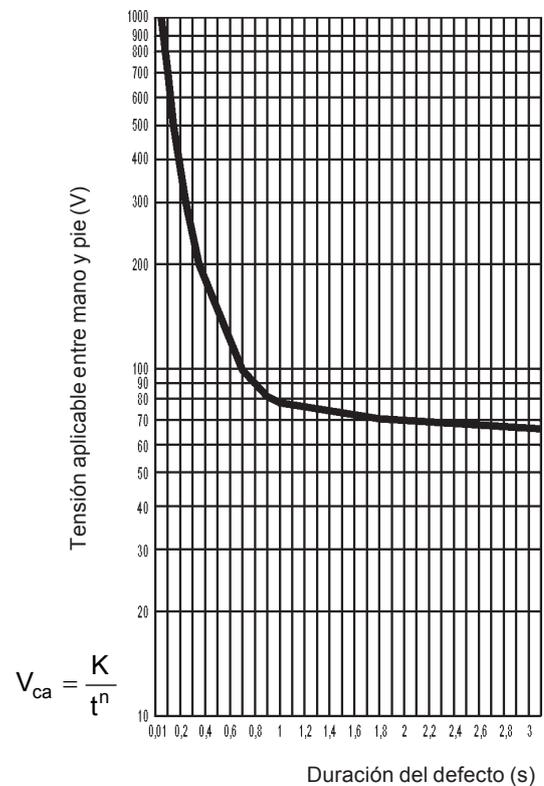


Fig. 66: Tensión aplicable entre mano y pies, V_{ca} , en función de la duración del defecto.

En la **figura 67** están representados los circuitos equivalentes, y la deducción de las fórmulas anteriores a partir de los mismos. Ambos responden a las siguientes simplificaciones:

Resistencia del cuerpo humano
 $R_H = 1000 \Omega$, se desprecia la resistencia del calzado.

Cada pie humano se ha asimilado a un electrodo en forma de placa metálica de 200 cm^2 , que ejerce sobre el terreno una fuerza mínima de 250 N , lo que representa una resistencia de contacto con el suelo evaluada en $3\rho_s$, o sea $R_s = 3\rho_s$ (R_s en Ω).

Para la resistividad superficial ρ_s puede tomarse el valor ρ_H , obtenido en la medición efectuada por el método de Wenner antes explicado.

En el caso de la tensión de paso, puede suceder que la resistividad superficial sea diferente para cada pie.

Esto es habitual en el acceso a un CT cuando un pie está en el pavimento del umbral y el otro en el terreno sin edificar. En este caso, la fórmula de la tensión de paso es:

$$V_p = \frac{10K}{t^n} \left(1 + \frac{3\rho_s + 3\rho'_s}{1000} \right) \quad (3)$$

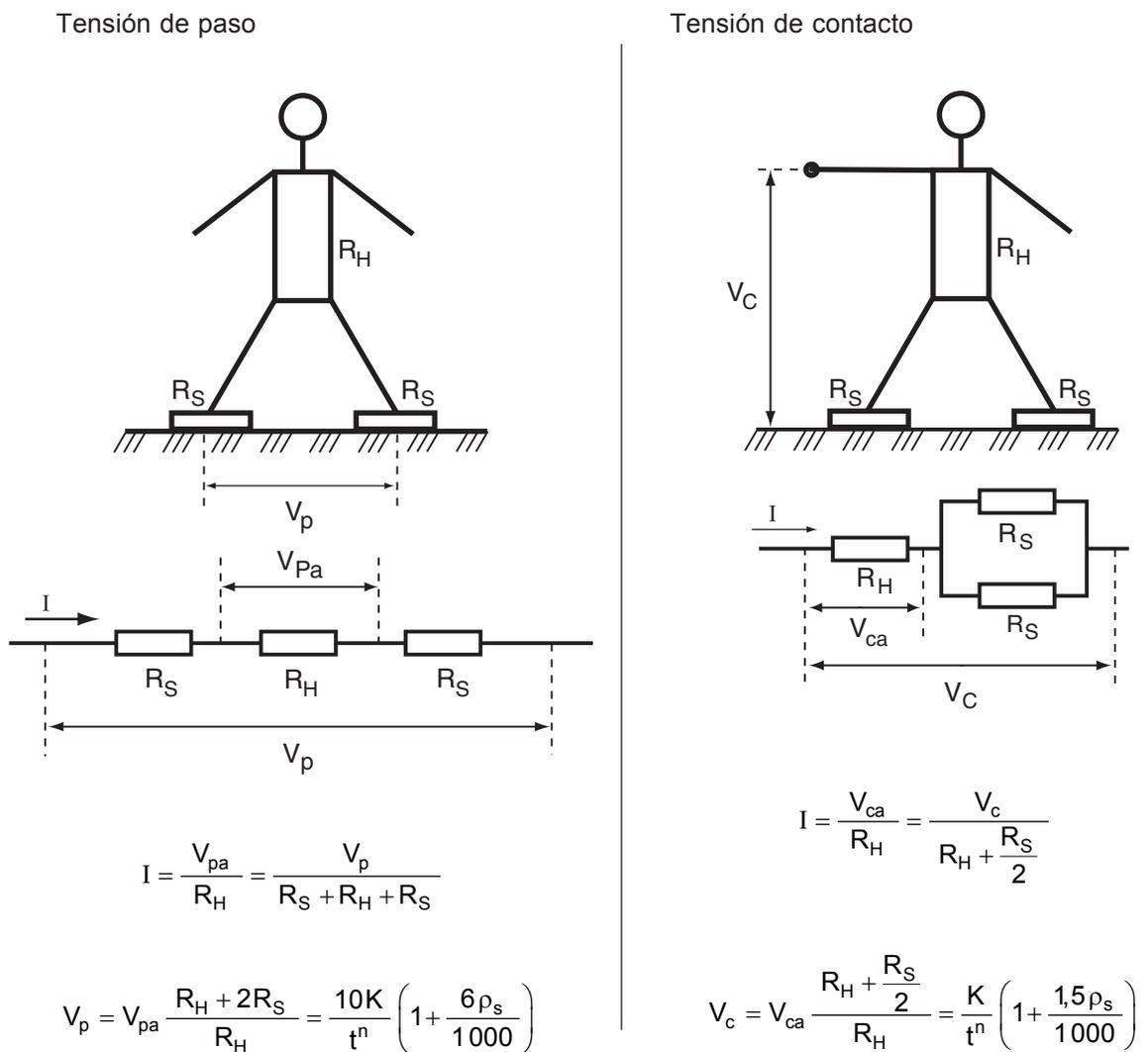


Fig. 67: Tensión de paso y de contacto.

en la que ρ_s y ρ'_s son las resistividades superficiales del terreno sobre el que se apoya cada pie.

Para el pavimento de cemento, hormigón o similar puede tomarse una resistividad $\rho_s = 3000 \Omega.m$.

A esta tensión se la denomina «tensión de paso de acceso».

Se denomina «tensión de defecto» U_d a la tensión que parece entre el electrodo de puesta a tierra y un punto del terreno a potencial cero, cuando hay un paso de corriente de defecto I_d por el electrodo a tierra.

Cuando en la parte de Media Tensión del CT se produce un cortocircuito unipolar fase-

tierra el circuito de la corriente de defecto I_d , es el representado en la **figura 68**. Por tanto la tensión de defecto es $U_d = I_d.R_t$ que se mantiene en tanto circule la corriente I_d .

Nota: Según se explica en el anexo «La puesta a tierra del neutro de MT», el secundario MT de los transformadores AT/MT de las estaciones receptoras que alimentan los CT MT/BT, acostumbra a estar conectado en triángulo, por lo cual, hay instalada una bobina para la formación del punto neutro. Ahora bien, para simplificar la representación del circuito de esta corriente de defecto y facilitar al lector su entendimiento, en esta **figura 68** se ha representado el secundario MT conectado en estrella.

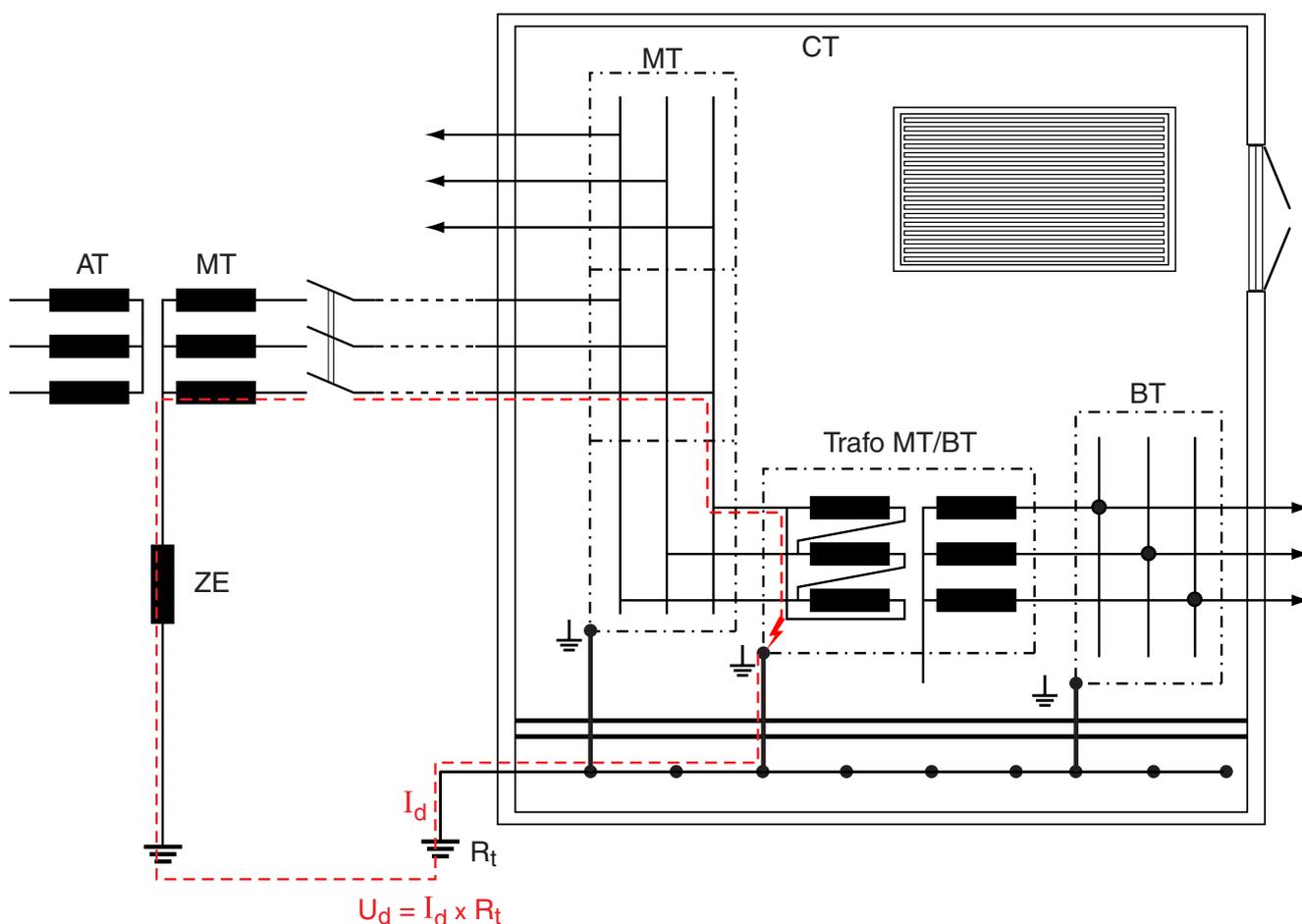


Fig. 68: Corriente de defecto en un cortocircuito fase-tierra.

5.3

Diseño de la instalación de puesta a tierra de un CT MT/BT

5.3.1.- Procedimiento UNESA

El procedimiento recomendado, es el propuesto por UNESA en su publicación:

«Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centro de transformación de tercera categoría».

Este procedimiento, refrendado por el Ministerio de Industria y Energía, se basa en el método de Howe.

Consiste en elegir para el, o los, electrodos de puesta a tierra una de las «configuraciones tipo» que figuran en la mencionada publicación.

Para cada una de estas configuraciones tipo, se indican unos factores llamados «valores unitarios», en base a los cuales, a la resistividad ρ del terreno y a la corriente de defecto fase-tierra I_d , se puede calcular la resistencia R_t del electrodo de puesta a tierra y las tensiones de paso y contacto.

Para el proyecto de un CT de MT/BT, es aconsejable disponer de esta publicación. Por otra parte, existen programas de cálculo por ordenador basados en este procedimiento, del cual, se hace a continuación una exposición resumida.

5.3.2.- Sistemas de puesta a tierra

Según MIE-RAT 13, en principio, hay que considerar dos sistemas de puesta a tierra diferentes:

5.3.2.1.- Puesta a tierra de protección

Se conectan a esta toma de tierra las partes metálicas interiores del CT que normalmente están sin tensión, pero que pueden estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. Por tanto:

- las carcasas de los transformadores,
- los chasis y bastidores de los aparatos de maniobra,
- las envolventes y armazones de los conjuntos de aparatación MT (cabinas, celdas),
- los armarios y cofrets con aparatos y elementos de BT,
- las pantallas y/o blindajes de los cables MT.

En general pues, todos aquellos elementos metálicos que contengan y/o soporten partes en tensión, las cuales, por un fallo o contorneo de su aislamiento, a masa, puedan transmitirles tensión.

En este método UNESA, se exceptúan de conectar a esta toma de tierra de protección, los elementos metálicos del CT accesibles desde el exterior, y que no contienen ni soportan partes en tensión. Por tanto, las puertas y sus marcos, las persianas con sus rejillas, para la entrada y la salida del aire de ventilación, etc.

5.3.2.2.- Puesta a tierra de servicio

Se conectan a esta puesta a tierra, puntos o elementos que forman parte de los circuitos eléctricos de MT y de BT. Concretamente:

- en los transformadores, el punto neutro del secundario BT, cuando esto proceda, o sea, directamente cuando se trata de distribuciones con régimen de neutro TN o TT, o a través de una impedancia cuando son con régimen IT. (Ver anexo A6 «Regímenes de neutro»),
- en los transformadores de intensidad y de tensión, uno de los bornes de cada uno de los secundarios,
- en los seccionadores de puesta a tierra, el punto de cierre en cortocircuito de las tres fases y desconexión a tierra.

Más adelante, se expondrán los criterios y/o las condiciones para disponer dos redes de puesta a tierra separadas; cada una con su electrodo; una para las tomas de tierra de protección, y otra para las de servicio, o bien para reunir las en un solo sistema y electrodo comunes, constituyendo una instalación de tierra general.

5.3.3.- Configuración de los electrodos de conexión a tierra

En este procedimiento UNESA las configuraciones consideradas son:

- cuadrados y rectángulos de cable enterrado horizontalmente, sin picas,
- cuadrados y rectángulos de cable enterrado como las anteriores pero con 4 u 8 picas verticales,

– configuraciones longitudinales, o sea, línea recta de cable enterrado horizontalmente, con 2, 3, 4, 6 u 8 picas verticales alineadas.

Para cada una de estas configuraciones, se consideran dos profundidades de enterramiento, de 0,5 y de 0,8 m, y, para las picas, longitudes de las mismas de 2, 4, 6 u 8 m.

En la **figura 69** se relaciona el índice general de estas configuraciones tipo.

Nota: Se entiende por electrodo de puesta a tierra, el conjunto formado por los conductores horizontales y las picas verticales (si las hay), todo ello enterrado.

Los valores que se indican en las tablas corresponden a electrodos con picas de 14 mm de diámetro y conductor de cobre desnudo de 50 mm² de sección. Para otros diámetros de pica y otras secciones de conductor, de los empleados en la práctica, pueden utilizarse igualmente estas tablas, ya que estas magnitudes no afectan prácticamente al comportamiento del electrodo.

Las dimensiones seleccionadas corresponden a los tipos más usuales de locales para CT, considerando la posibilidad de aprovechar la excavación necesaria para la cimentación del local, para instalar un conductor en el fondo de la zanja de cimentación, siguiendo por tanto el perímetro del CT. Este conductor al que, en caso necesario, se conectarán picas, constituye el electrodo. En casos en que sea problemático realizar este tipo de electrodo (subsuelo ocupado) puede recurrirse a la colocación de un electrodo longitudinal con picas exteriores en hilera.

No resulta problemático el caso de que se quiera construir un electrodo cuya geometría no coincida exactamente con la de ninguno de los electrodos tipo de las tablas. Basta con seleccionar el electrodo tipo de medidas inmediatamente inferiores, con la seguridad de que si la resistencia de puesta a tierra y las tensiones de paso y contacto de este último cumplen las condiciones establecidas en la MIE-RAT 13, con mayor razón las cumplirá el electrodo real a construir, pues al ser de mayores dimensiones, presentará una menor resistencia de puesta a tierra y una mejor disipación de las corrientes de defecto.

Cuando se trata de CT exteriores, o sea en edificio (caseta) exclusivo para el CT, las configuraciones cuadradas o rectangulares es decir perimetrales, son muy adecuadas.

Figura	Lados en mm		
Cuadrado	de	2,0	x 2,0
Rectángulo	de	2,0	x 2,5
Rectángulo	de	2,0	x 3,0
Cuadrado	de	2,5	x 2,5
Rectángulo	de	3,0	x 2,5
Cuadrado	de	3,0	x 3,0
Rectángulo	de	3,0	x 3,5
Rectángulo	de	4,0	x 2,5
Rectángulo	de	4,0	x 3,0
Rectángulo	de	4,0	x 3,5
Cuadrado	de	4,0	x 4,0
Rectángulo	de	5,0	x 2,5
Rectángulo	de	5,0	x 3,0
Rectángulo	de	5,0	x 3,5
Rectángulo	de	5,0	x 4,0
Cuadrado	de	5,0	x 5,0
Rectángulo	de	6,0	x 2,5
Rectángulo	de	6,0	x 3,0
Rectángulo	de	6,0	x 3,5
Rectángulo	de	6,0	x 4,0
Cuadrado	de	6,0	x 6,0
Rectángulo	de	7,0	x 2,5
Rectángulo	de	7,0	x 3,0
Rectángulo	de	7,0	x 3,5
Rectángulo	de	7,0	x 4,0
Rectángulo	de	8,0	x 2,5
Rectángulo	de	8,0	x 3,0
Rectángulo	de	8,0	x 3,5
Rectángulo	de	8,0	x 4,0
Electrodo longitudinal con picas de		2 m	
Electrodo longitudinal con picas de		4 m	
Electrodo longitudinal con picas de		6 m	
Electrodo longitudinal con picas de		8 m	

Fig. 69: Configuraciones tipo.

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

5.3.4.- Mallado interior

En el suelo del CT, se instalará un mallado electrosoldado, con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,3 x 0,3 m, embebido en el suelo de hormigón del Centro de Transformación a una profundidad de 0,10 m. Este mallado se conectará como mínimo en dos puntos, preferentemente opuestos, al electrodo de puesta a tierra de protección del Centro de Transformación (**figura 70**).

Todas las partes metálicas interiores del CT que deben conectarse a la puesta a tierra de protección (cajas de los transformadores, cabinas, armarios, soportes, bastidores, carcasas, pantallas de los cables, etc.), se conectarán a este mallado.

Las puertas y rejillas metálicas que den al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar sometidas a tensión debido a defectos o averías. Por tanto, no se conectarán a este mallado interior.

Con esta disposición de mallado interior, se obtiene una equipotencialidad entre todas las partes metálicas susceptibles de adquirir

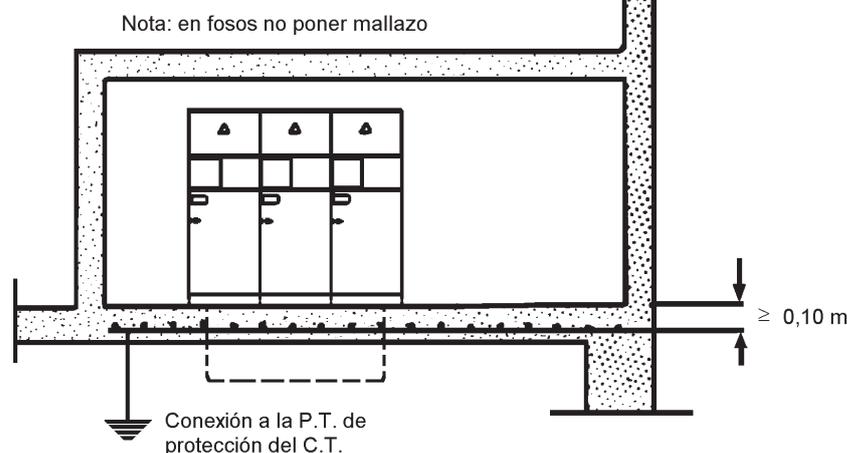
tensión, por avería o defecto de aislamiento, entre sí y con el suelo.

Por tanto, no pueden aparecer tensiones de paso ni de contacto en el interior del CT.

Para los centros de transformación sobre poste, se aplica una solución análoga.

Para controlar la tensión de contacto se colocará una losa de hormigón de espesor no inferior a 20 cm que cubra, como mínimo, hasta 1,20 m de las aristas exteriores de la cimentación de los apoyos. Dentro de la losa y hasta 1 m de las aristas exteriores de la cimentación del apoyo, se dispondrá un mallazo electrosoldado de construcción con

ALZADO - SECCIÓN



PLANTA

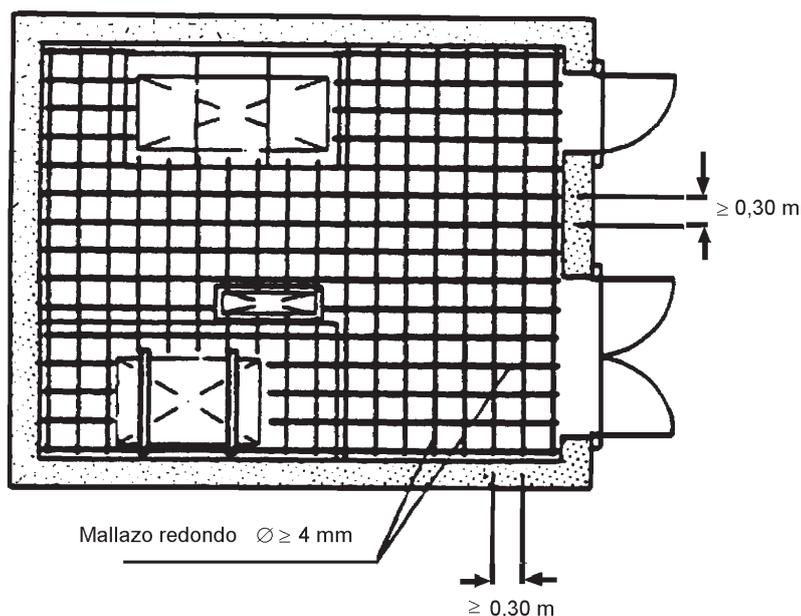


Fig. 70: Mallado de un centro de transformación en edificio.

redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,30 x 0,30 m. Este mallazo se conectará a la puesta a tierra de protección del centro al menos en 2 puntos preferentemente opuestos, y quedará recubierto por un espesor de hormigón no inferior a 10 cm (figura 71). El poste, la caja del transformador, los soportes, etc., se conectarán a este mallazo.

Con esta medida se consigue que la persona que deba acceder a una parte que, de forma eventual, pueda ponerse en tensión, esté situada sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo inherente a la tensión de contacto y de paso interior.

El proyectista podrá justificar otras medidas equivalentes.

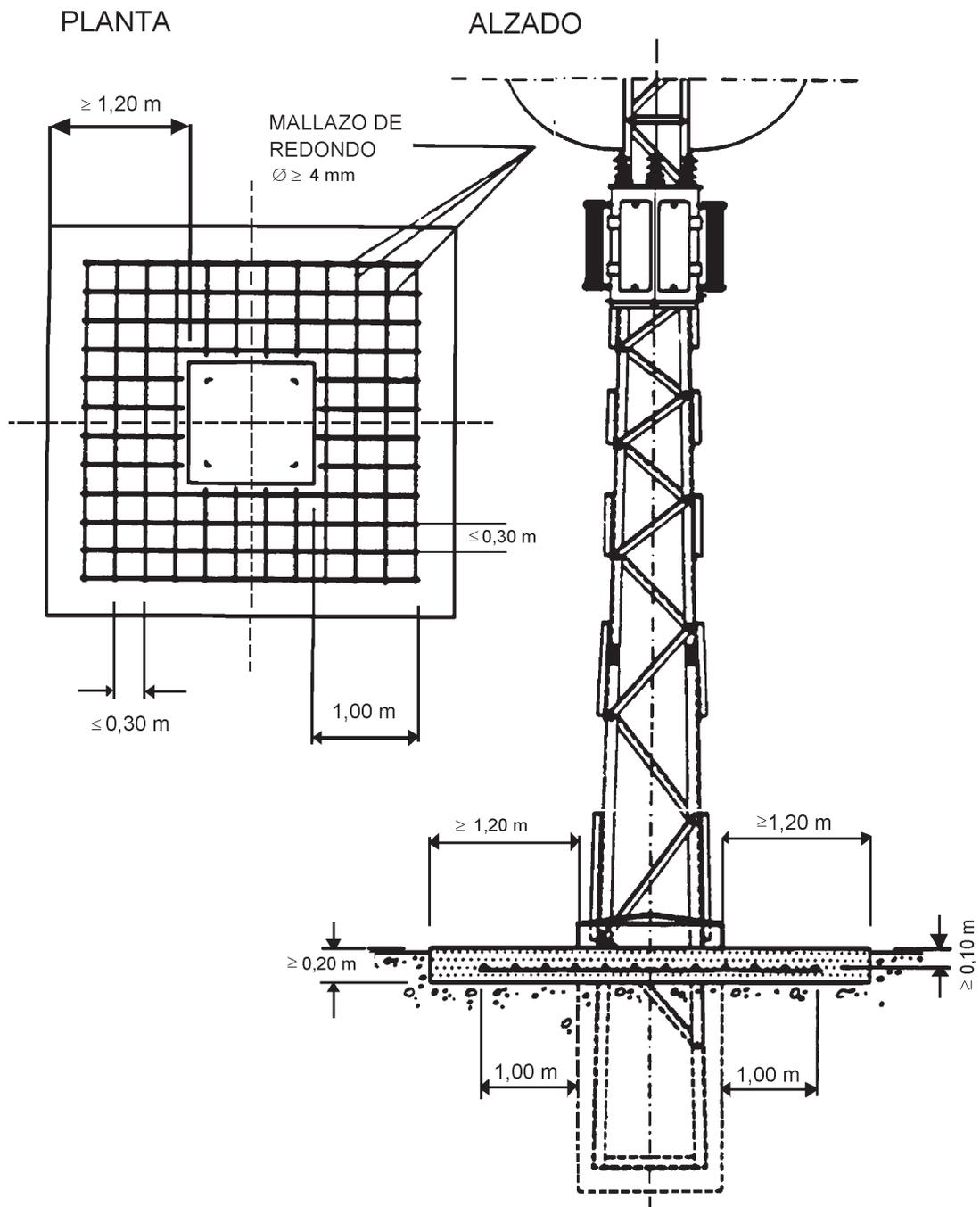


Fig. 71: Mallado de un centro de transformación en poste.

5.4

Corriente máxima de cortocircuito unipolar fase-tierra, en la parte de MT del CT

En redes de MT con el neutro aislado, la intensidad de defecto a tierra es la corriente capacitiva de la red respecto a tierra, directamente proporcional a la longitud de la red.

Para el cálculo de la corriente máxima a tierra, en una red con neutro aislado, se aplicará la fórmula:

$$I_d = \frac{\sqrt{3}U(\omega C_a L_a + \omega C_c L_c)}{\sqrt{1 + (\omega C_c L_a + \omega C_c L_c)^2 (3R_t)^2}} \quad (4)$$

siendo:

I_d : corriente de defecto máxima (A),

U: tensión compuesta de la red (V),

C_a : capacidad homopolar de la línea aérea (F/km),

L_a : longitud total de las líneas aéreas de MT subsidiarias de la misma transformación AT/MT (km),

C_c : capacidad homopolar de los cables MT subterráneos (F/km),

L_c : longitud total de los cables subterráneos de MT subsidiarios de la misma transformación AT/MT (km),

R_t : resistencia de la puesta a tierra de protección del centro de transformación (Ω),

ω : pulsación de la corriente ($2\pi f$).

Salvo que el proyectista justifique otros valores, se considerará para las capacidades de la red aérea y subterránea, respectivamente, los siguientes valores:

C_a : 0,006 $\mu\text{F/km}$,

C_c : 0,25 $\mu\text{F/km}$,

los cuales corresponden a los conductores de las secciones más utilizadas normalmente, con tensiones nominales de 20 kV.

En redes de MT con el neutro conectado a tierra a través de una impedancia, la intensidad de defecto a tierra, es

inversamente proporcional a la impedancia del circuito que debe recorrer. Como caso más desfavorable, y para simplificar los cálculos (salvo que el proyectista justifique otros aspectos) sólo se considerará la impedancia de la puesta a tierra Z_E (figura 68) del neutro MT, y la resistencia R_t del electrodo de puesta a tierra en el CT.

Esto supone estimar nula la impedancia homopolar de las líneas aéreas y los cables subterráneos. Con ello, los valores de I_d calculados resultan algo superiores a los reales, lo cual es admisible por cuanto representa un cierto margen de seguridad.

Para el cálculo, se utilizará, salvo justificación, la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} \quad (5)$$

Siendo:

I_d : Intensidad máxima de defecto a tierra, en el centro considerado, en A,

U: Tensión compuesta de servicio de la red, en V,

R_n : Resistencia de la puesta a tierra del neutro de la red MT, en Ω ,

R_t : Resistencia de la puesta a tierra de protección del CT, en Ω ,

X_n : Reactancia de la puesta a tierra del neutro de red MT, en Ω .

Los valores de R_n y X_n son característicos de cada red y son valores que debe dar la empresa suministradora de energía.

Nota: En algunas compañías distribuidoras, se sigue el criterio de hacer la resistencia R_n de valor despreciable frente a la reactancia X_n , o sea $Z_E \approx X_n$.

Puede suceder que la compañía suministradora, en lugar de X_n y R_n indique solamente el valor máximo de la corriente de cortocircuito unipolar fase-tierra en el origen de la línea MT que alimenta el CT.

En este caso, cabe considerar que la impedancia Z_E es prácticamente sólo reactiva ($Z_E \approx X_n$ y $R_n \approx 0$) y calcular su valor mediante la fórmula:

$$X_n = \frac{U_n / \sqrt{3}}{I_{dm}} \quad (6)$$

Siendo:

U_n : la tensión de alimentación MT, valor eficaz entre fases, en V,

I_{dm} : la intensidad de defecto máxima en el origen de la línea MT, en A.

Una vez obtenido, el valor de X_n se incorpora en la fórmula (5) para el cálculo de I_d , considerando $R_n \approx 0$.

5.5 Sobretensiones admisibles en la parte de BT de los CT

Al producirse un defecto de aislamiento en la parte de MT del CT, la tensión de defecto $U_d = I_d R_t$ que aparece, resulta aplicada también a las envolventes y soportes de los elementos de BT, puesto que también están conectados a la puesta a tierra de protección.

Por tanto, durante el paso de la corriente de defecto I_d , aparece una sobretensión U_d entre dichas envolventes y soportes y los elementos de BT que contienen o soportan.

Básicamente son:

- entre caja del transformador y el secundario BT del mismo,
- entre armario de BT y los aparatos y conexiones que haya en su interior.

Por tanto los elementos de BT del CT deben poder soportar esta tensión de defecto $U_d = I_d R_t$ sin deteriorarse. Debe de cumplirse pues la condición:

$$U_{BT} > U_d$$

siendo:

U_{BT} : la tensión en V entre fases y masa soportada (tensión de ensayo) por los elementos de BT del CT. Se trata de un tensión de frecuencia industrial (50 Hz) aplicada durante 1 minuto,

U_d : tensión de defecto, en V,

R_t : resistencia del electrodo, de puesta a tierra, en Ω ,

I_d : intensidad de defecto, en A.

Para las partes de BT de los CT, las tensiones de ensayo U_{BT} entre fases y masa, a 50 Hz, 1 minuto, normalizadas, son de 4 000, 6 000, 8 000 y 10 000 V.

La recomendada por UNESA, es de 10 000 V.

Ver ejemplo numérico al final.

5.6 Aspectos a tener en cuenta en el diseño de los electrodos de puesta a tierra

A.- Seguridad de las personas en lo concerniente a las tensiones de paso y contacto

Según antes explicado, con la instalación del mallado equipotencial en el suelo del CT, no pueden aparecer tensiones de paso y contacto en el interior del mismo.

Queda pues a considerar solamente las tensiones de paso y contacto exteriores. Para ellas, en este método UNESA se indica lo siguiente:

- con el mencionado mallado equipotencial conectado al electrodo de tierra, la tensión de

paso de acceso es equivalente al valor de la tensión de contacto exterior máxima,

- para el caso de electrodos longitudinales con picas exteriores, colocados frente a los accesos al CT paralelos a su fachada, no debe considerarse la tensión de paso de acceso y contacto exterior.

Por el contrario si el electrodo se ubica lejos de los accesos al CT, deberá considerarse como tensión de paso de acceso y contacto exterior, la tensión de defecto $U_d = I_d R_t$.

La condición es que las tensiones máximas calculadas para el electrodo elegido, deben

ser iguales o inferiores a las máximas admisibles en la instalación, tal como se detalla en la tabla de la **figura 72**.

B.- Protección del material

La condición es que el nivel de aislamiento del equipo de BT del CT, sea igual o superior a la tensión de defecto, o sea:

$$U_{BT} \geq I_d R_t$$

C.- Valor de la intensidad de defecto I_d suficiente para hacer actuar los relés de protección y asegurar la eliminación de la falta

En la práctica, este aspecto es a definir por la Compañía Suministradora, pues concierne al ajuste y sensibilidad de los relés de protección instalados en la cabecera de las líneas de distribución en MT que salen de sus estaciones receptoras AT/MT.

En configuración cuadradas o rectangulares:

$$\text{Tensión calculada de paso exterior} \leq \text{Tensión de paso, según fórmula (1)}$$

$$\text{Tensión calculada de paso de acceso y contacto exterior} \leq \text{Tensión de paso de acceso, según fórmula (3)}$$

En configuración longitudinales colocadas frente a los accesos a CT:

$$\text{Tensión calculada de paso exterior} \leq \text{Tensión de paso, según fórmula (1)}$$

En electrodos alejados del CT:

$$\text{Tensión calculada de paso exterior} \leq \text{Tensión de paso, según fórmula (1)}$$

$$\text{Tensión calculada de paso de acceso y contacto exterior} \leq \text{Tensión de defecto } U_d = I_d R_t$$

Fig. 72: Condiciones de la tensión de paso.

5.7

Parámetros característicos de las configuraciones tipo

Son los denominados «valores unitarios».

■ En las configuraciones cuadradas o rectangulares son:

- Para el cálculo de la resistencia R_t del electrodo de tierra K_r
- Para el cálculo de la tensión de paso exterior máxima K_p
- Para el cálculo de tensión de acceso y contacto exterior máximas $K_c = K_{p(acc)}$

■ En las configuraciones longitudinales son:

- Para el cálculo de la resistencia R_t del electrodo de tierra K_r
- Para el cálculo de la tensión de paso exterior máxima K_p

5.8 Procedimiento de cálculo

Regímenes de neutro usuales en Media Tensión:

- Neutro aislado.
- Neutro conectado a tierra a través de una impedancia Z_E (Ver anexo A-5). Este régimen denominado también de «neutro impedante» puede tener las tres siguientes modalidades:

Cuando el secundario de MT del transformador AT/MT de la subestación está conectado en estrella con borne neutro accesible, se conecta una resistencia óhmica R_n entre este borne y tierra. Se trata de pues de una impedancia resistiva.

Cuando el secundario MT del transformador AT/MT de la subestación está conectado en triángulo, debe instalarse una bobina trifásica de formación de punto neutro (Ver anexo A-5).

En España es usual una bobina en conexión autozig-zag.

El punto neutro de esta bobina se conecta a tierra, o bien directamente (**figura 72-A**), o bien a través de una resistencia óhmica R_n (**figura 72-B**).

Si la conexión es directa, la impedancia es la de la bobina de formación de neutro, prácticamente reactancia. Se admite $Z_E \approx X_n$ pues la resistencia de la bobina es despreciable frente a su reactancia.

Si la conexión a tierra es a través de una resistencia R_n , la impedancia es evidentemente

$$Z_E = \sqrt{X_n^2 + R_n^2} .$$

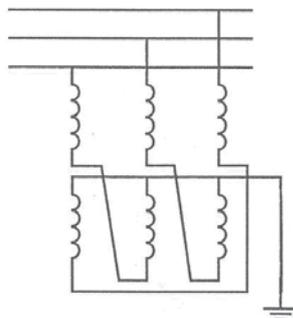


Fig. 72-A.

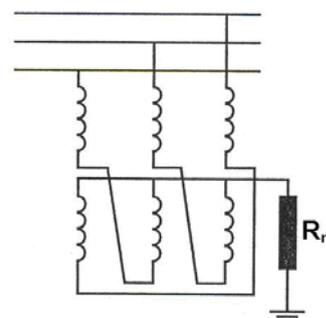


Fig. 72-B.

5.9 Orden de cálculos

5.9.1.- Modalidad de neutro aislado

En este caso, la corriente de defecto a tierra (I_d) de una fase, cierra circuito a través de las capacidades C a tierra de las otras fases (fases "sanas"), pero no solo de la propia línea, sino también las de todas las demás líneas que salen del mismo secundario MT del transformador AT/MT de la subestación.

Así por ejemplo si se trata de ocho líneas y en la fase T de una de ellas se produce un defecto a tierra, la corriente de defecto I_d cerrará circuito a través de las capacidades a tierra de las fases "sanas" R y S de la propia línea y de las otras siete. (**Figura 73-1**).

Se trata pues de corrientes de naturaleza capacitiva.

La tensión fase-tierra de las fases «sanas», será prácticamente la tensión compuesta U de servicio, puesto que en el caso de defecto franco (es el caso que debe considerarse) la tierra adquiere el potencial de la fase en defecto (fase T en el ejemplo anterior) con respecto a las fases sanas.

Ver **figura 73-2** con el esquema, diagrama vectorial y fórmulas de cálculo de la corriente de defecto I_d .

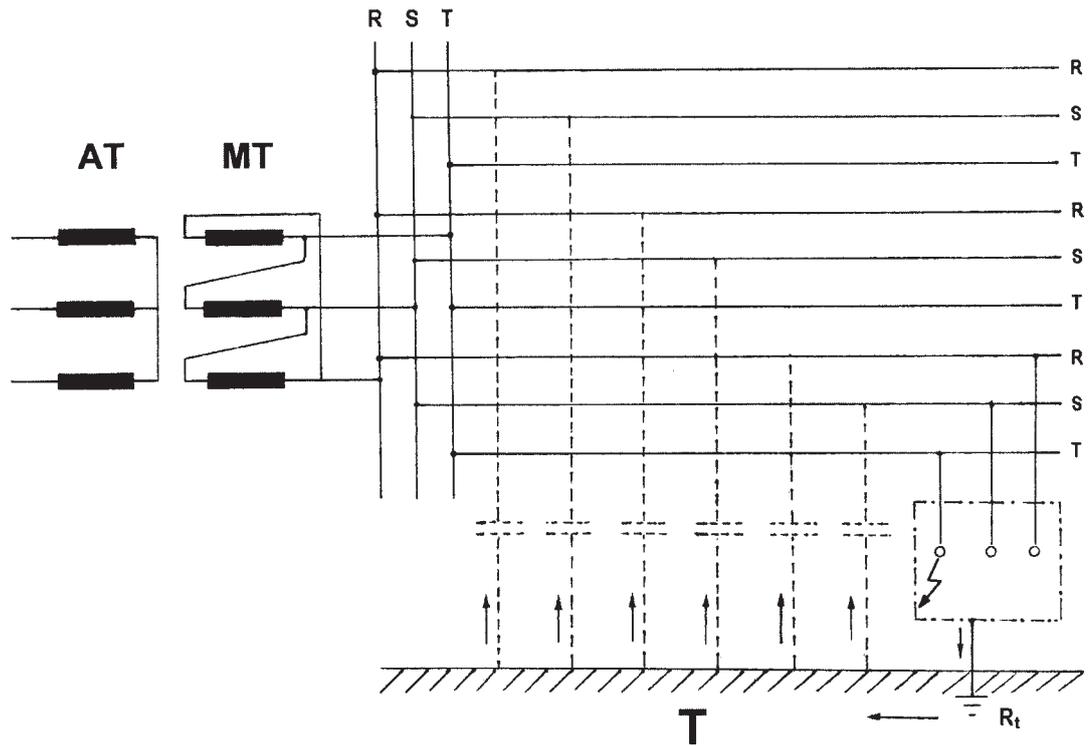


Fig. 73-1.

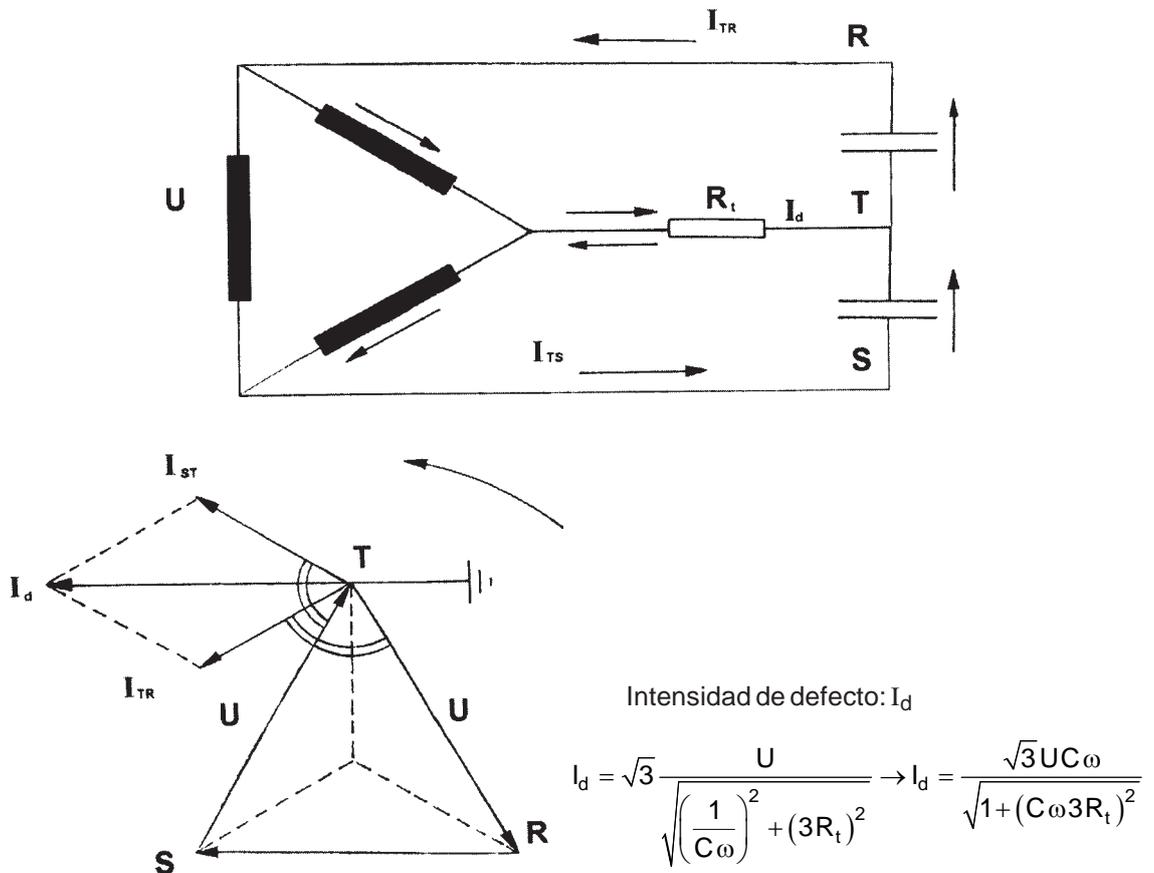


Fig. 73-2.

Datos de partida

- Tensión de servicio U .
- La compañía suministradora debe facilitar, o bien la máxima corriente de defecto fase-tierra que tiene calculada, o bien las longitudes de las líneas que salen del secundario MT del transformador AT/MT de la subestación, a partir de las cuales se puede calcular la capacidad total de las mismas.

Según UNESA (página 25), para los cables subterráneos puede tomarse una capacidad $C_c = 0,25 \mu\text{F}/\text{km}$. Ahora bien, en los catálogos de los fabricantes, figura la capacidad de los cables para cada sección y rango de tensión.

- Duración de la corriente de defecto hasta su eliminación por acción de las protecciones. Habitualmente, las Compañías suministradoras indican tiempos del orden de 1 segundo.
- Nivel de aislamiento (tensión de prueba) del secundario BT del transformador MT/BT y de los elementos de BT, si los hay, en el Centro de Transformación, por ejemplo, cuadro de salida en BT.

Según recomendaciones de UNESA, para el secundario BT de los transformadores de MT/BT es habitual la tensión de ensayo de 10.000V, 50Hz, durante 1 minuto, entre fases y a masa. Es dato que figura en la placa de características del transformador.

Para los cuadros BT modelo normalizado UNESA, para los CT de red pública es también de 10.000 V, 50Hz, 1 minuto.

- Resistencia específica (resistividad) del terreno « ρ » en Ωm . Salvo que sea valor ya conocido, lo más recomendable, es efectuar la medición «in situ» en el emplazamiento donde está instalado o va a instalarse el C.T.

Planteo de cálculo

U Tensión de alimentación (valor compuesto)

U_0 Tensión simple fase-neutro ($U_0 = U/\sqrt{3}$)

U_{BT} Tensión de ensayo del secundario BT del transformador MT/BT

I_d Intensidad de defecto unipolar fase-tierra

ρ Resistencia específica (resistividad) del terreno

R_t Resistencia del electrodo de puesta a tierra del C.T.

Es el valor a calcular

U_d Tensión de defecto: $U_d = I_d \times R_t$

Es el valor a elegir por el proyectista, con la condición de que sea inferior a U_{BT} ($U_d < U_{BT}$) a fin de tener un margen de seguridad en el aislamiento.

C Capacidad total de las líneas (aéreas y cables subterráneos).

ω $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$. Para 50 Hz, $\omega = 314$

Del sistema de ecuaciones:

$$\begin{cases} I_d = \frac{\sqrt{3}UC\omega}{\sqrt{1+(C\omega 3R_t)^2}} \\ U_d = I_d R_t \end{cases} \quad (7)$$

se obtiene:

$$R_t = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{3U^2}{U_d^2} - 9\right)(C\omega)^2}}$$

Esta es la resistencia máxima admisible para el valor de U_d elegido: $R_t = K_r \times \rho$.

Condición: Elegir una configuración del electrodo de puesta a tierra que tenga un valor unitario K_r inferior al resultado de R_t/ρ .

Cálculo de comprobación

Nuevo valor de R_t : $R_t = K_r \times \rho$

Valor I_d según la fórmula (7), con el valor de R_t ahora obtenido.

- Tensión de paso exterior:
 - Valor máximo admisible, según fórmula (1)
 - Valor obtenido: $K_p \times \rho \times I_d$ que debe ser inferior al anterior.
- Tensión de paso de acceso y de contacto exterior:
 - Valor máximo admisible, según fórmula (3)
 - Para configuraciones cuadradas o rectangulares:
Valor obtenido $K_{p(acc)} \times \rho \times I_d$ que deberá ser inferior al anterior
 - Para el caso de electrodos alejados del CT, la tensión de paso de acceso y contacto exterior es igual a la tensión de defecto $U_d = R_t \times I_d$ que deberá ser en este caso también inferior a la que resulte de la fórmula (3).

En el caso que no se cumplan alguna de estas condiciones deberá elegirse otra configuración más dimensionada (más picas, picas más largas, mayor profundidad de soterramiento) que tenga valores de K_r , K_p y $K_{p(acc)}$ más bajos.

Si la Compañía suministradora facilita directamente la corriente de defecto, el cálculo se simplifica, pues se obtiene directamente el valor R_t , a partir de este valor I_d y de la tensión de defecto U_d elegida ($R_t = U_d/I_d$).

Comprobación que $U_d = I_d \times R_t$ es inferior a U_{BT} .

Ejemplo nº 1

Centro de transformación, en caseta prefabricada de 6 x 3,5 m.

Se elige electrodo de configuración rectangular de 7 x 4 m.

Datos Compañía suministradora:

- Tensión 15 kV, 50 Hz con neutro aislado
- Duración previsible de la corriente de defecto: 1 segundo
- Salidas 15 kV en línea aérea, total 90 km
- Salidas 15 kV en cable subterráneo, total 60 km
- Medición de la resistividad del terreno: 400 Ω m
- Capacidad líneas aéreas (UNESA): 0,006 μ F/km

- Capacidad cables 12-20 kV, 240 mm² Al (catálogo del fabricante): 0,294 μF/km
Capacidad total: 0,006 x 90 + 0,294 x 60 = 18,18 μF
- $C \times \omega$: 18,18 x 10⁻⁶ x 314 = 5.708,52 x 10⁻⁶
- Valor máximo de U_d elegido: 8.000 V (U_{BT}: 10.000 V)

$$R_t = \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{3 \times 15^2}{8^2} - 9\right) \left(5708,52 \times 10^{-6}\right)^2}} = 141,16 \Omega$$

$$K_r = \frac{R_t}{\rho} = \frac{141,16}{400} = 0,353$$

Configuración elegida: Código 70-40/5/00

- Cinturón sin picas en zanja profundidad: 50 cm
 $K_r = 0,094$ $K_p = 0,0184$ $K_{p(acc)} = 0,0553$
- Tensiones máximas aplicables a las personas durante 1 segundo:
Contacto: 78,5/1^{0,18} = 78,5 V Paso = 785 V
- Resistencia R_t = 0,094 x 400 = 37,6 Ω
- Intensidad de defecto

$$I_d = \frac{\sqrt{3} \times 15 \times 10^3 \times 5708,52 \times 10^{-6}}{\sqrt{1 + (5708,52 \times 3 \times 37,6)^2}} = 124,55 \text{ A}$$

- Tensiones máximas admisibles en el terreno:
 - Paso exterior = 785 x (1 + 6 x 400/1000) = 2.669 V
 - Paso de acceso = 785 x [1+(3 x 400 + 3 x 3.000)/1000] = 8.792 V
 - Tensión de paso exterior = K_p x ρ x I_d = 0,0184 x 400 x 124,55 = 916,69 V < 2.669 V
 - Tensión de paso de acceso = K_{p(acc)} x ρ x I_d = 0,0553 x 400 x 124,55 = 2.755 V < 8.792 V
 - Tensión de defecto = U_d = I_d x R_t = 124,55 x 37,6 = 4.683,1 V < 8.000 V

5.9.2.- Modalidades de neutro impedante

En estos casos, la corriente de defecto cierra circuito en su mayor parte por la impedancia Z_E entre el punto neutro y tierra, de tal manera que en los cálculos se desprecia la pequeña parte que se cierra a través de las capacidades C a tierra de las fases sanas.

- Tensión de servicio U
- La Compañía suministradora debe facilitar el valor de la impedancia Z_E entre neutro y tierra y si es óhmica (R_n) reactiva (X_n) o compuesta (X_n y R_n).

Como dato alternativo al anterior, en ocasiones indica la intensidad máxima de cortocircuito unipolar fase-tierra en el origen (salida de la subestación AT/MT) de la línea de MT que alimenta el CT, pero entonces debe indicar también cuál de las tres modalidades.

- A) Resistencia óhmica R_n entre punto neutro y tierra (usual en caso de secundario MT del transformador AT/MT conectado en estrella)

- B) Reactancia X_n en el caso de bobina de formación de neutro (caso de secundario MT conectado en triángulo)
- C) Para el caso de bobina de formación de neutro (X_n) y resistencia óhmica entre bobina y tierra, basta indique también el valor de esta resistencia R_n .

Recordando U_0 : Tensión simple fase-neutro $U_0 = U/\sqrt{3}$

$$A) \quad R_n = \frac{U_0}{I_d}$$

$$B) \quad X_n = \frac{U_0}{I_d}$$

$$C) \quad Z_E = \frac{U_0}{I_d} \quad \text{y} \quad X = \sqrt{Z_E^2 - R_n^2}$$

Además, y al igual que para el caso de neutro aislado:

- Duración de la corriente de defecto (dato Compañía suministradora)
- Nivel de aislamiento (tensión de prueba U_{BT}) del secundario BT del transformador y elementos BT del CT (datos de placa de características y/o de catálogo)
- Resistividad ρ del terreno.

Planteo del cálculo

Recordando U_d : tensión máxima de defecto, valor elegido por el proyectista bajo condición

Modalidad A

$$\text{De } I_d = \frac{U_0}{R_n + R_t} \quad \text{y} \quad U_d = I_d R_t, \text{ se obtiene:}$$

$$R_t = \frac{U_d R_n}{U_0 - U_d}$$

Modalidad B

$$\text{De } U_d = I_d R_t \quad \text{y} \quad I_d = \frac{U_0}{\sqrt{X_n^2 + R_t^2}}, \text{ se obtiene:}$$

$$R_t = U_d \sqrt{\frac{X_n^2}{U_0^2 - U_d^2}}$$

Modalidad C

$$\text{De } U_d = I_d R_t \quad \text{y} \quad I_d = \frac{U_0}{\sqrt{X_n^2 + (R_n + R_t)^2}}, \text{ se obtiene:}$$

$$R_t = \left[U_d \sqrt{\frac{X_n^2}{U_0^2 - U_d^2}} \right] - R_n$$

Una vez obtenido el valor de R_t en función del valor elegido de U_d , se tiene $R_t = K_r \times \rho$.

A partir de aquí, el proceso es igual al especificado para el caso de neutro aislado, o sea:

Elección de una configuración del electrodo de puesta a tierra que tenga un valor unitario K_r inferior al que resulta de R_t/ρ .

Cálculo de la corriente de defecto I_d , según la fórmula (7) con el valor $R_t = K_r \times \rho$ ahora obtenido.

Cálculo y comprobación de las tensiones de paso exterior y de paso de acceso y contacto exterior según antes explicado para el caso de neutro aislado.

Comprobación de $U_d < U_{BT}$

Ejemplo nº 2

Centro de transformación, caseta prefabricada de 5 x 3,2 m.

Se elige electrodo de configuración rectangular de 6 x 4 m.

Datos de la compañía suministradora:

- Tensión $U = 13.200$ V, 50 Hz. $U_0 = 13.200 / 1,73 = 7.621$ V
- Valor máximo U_d elegido: 9.000 V (U_{RT} : 10.000 V)
- Corriente máxima de defecto a tierra: 500 A
- Duración previsible del defecto a tierra: 1 seg
- Neutro impedante, bobina de formación de neutro conectada directamente a tierra, sin resistencia (**figura 72-A**).
- Resistividad del terreno: $\rho = 300 \Omega\text{m}$
- Impedancia de la puesta a tierra del neutro en la estación receptora de la Compañía suministradora

$$Z_E = \frac{7621}{500} = 15,26 \Omega$$

Se considera $Z_E \approx X_n$

- Intensidad de defecto a tierra en el centro de transformación a instalar

$$I_d = \frac{7621}{\sqrt{15,26^2 + R_t^2}}$$

- Tensión de defecto

$$U_d = I_d R_t$$

$$U_d = \frac{7621 R_t}{\sqrt{15,26^2 + R_t^2}}$$

$$R_t = 9000 \sqrt{\frac{15,26}{7621^2 - 9000^2}} = 28,69 \Omega$$

Condición $K_r < 28,69/300 = 0,0956$

Configuración elegida: Código 60-40/5/42

- Cinturón con 4 picas de 2 m en zanja profundidad 50 cm
 $K_r = 0,080$ $K_p = 0,0177$ $K_{p(acc)} = 0,0389$
- Tensiones máximas aplicables a las personas durante 1 segundo:
Contacto: $U_{ca} = 78,5/1^{0,18} = 78,5$ V Paso = 785 V
- Tensiones máximas admisibles en el terreno:
 - Paso exterior = $785 \times (1 + 6 \times 300/1000) = 2.198$ V
 - Paso de acceso = $785 \times [1 + (3 \times 300 + 3 \times 3.000)/1000] = 8.556$ V
(hormigón $\rho = 3.000 \Omega m$)
 - Resistencia $R_t = 0,08 \times 300 = 24 \Omega$
 - Intensidad de defecto
 $I_d = 7621 / \sqrt{15,26^2 + 24^2} = 267,96$ A
 - Tensión de paso exterior = $K_p \times \rho \times I_d$
 $0,0177 \times 3400 \times 267,96 = 1.423$ V < 2.198 V
 - Tensión de paso de acceso = $K_{p(acc)} \times \rho \times I_d$
 $0,0389 \times 300 \times 267,96 = 3.127$ V < 8.556 V
 - Tensión de defecto = $U_d = I_d \times R_t$
 $267,96 \times 24 = 6.431$ V < 9.000 V

Ejemplo nº 3

Caso de Centro de transformación interior.

Como en el ejemplo nº 2, pero electrodo de picas en hilera paralela al frente de acceso.

Configuración elegida: Código 5/34

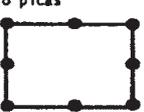
- hilera de 3 picas de 4 m
 $K_r = 0,075$ $K_p = 0,0128$
 - Resistencia $R_t = 0,075 \times 300 = 22,5 \Omega$
 - Intensidad de defecto
$$I_d = \frac{7621}{\sqrt{15,28^2 + 22,5^2}} = 280,3$$
 A
 - Tensión de paso exterior = $K_p \times \rho \times I_d$
 $0,0128 \times 300 \times 280,3 = 1.077$ V < 2.198 V
 - Tensión de defecto = $U_d = I_d \times R_t$
 $280,3 \times 22,5 = 6.307$ V < 9.000 V

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

Rectángulo de 6,0 m x 4,0 m.

Sección conductor = 50 mm²; diámetro picas = 14 mm; LP = longitud de la pica en m;
Kr: en Ω/Ω.m; Kp, Kc = Kp(acc): en V/(Ω.m)(A)

Profundidad = 0,5 m.

CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA K _r	TENSION DE PASO K _p	TENSION DE CONTACTO EXT K _c = K _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.102	0.0203	0.0605	60-40/5/00
4 picas 	2	0.080	0.0177	0.0389	60-40/5/42
	4	0.067	0.0143	0.0287	60-40/5/44
	6	0.058	0.0119	0.0226	60-40/5/46
	8	0.051	0.0102	0.0185	60-40/5/48
8 picas 	2	0.072	0.0154	0.0321	60-40/5/82
	4	0.057	0.0115	0.0211	60-40/5/84
	6	0.048	0.0091	0.0154	60-40/5/86
	8	0.042	0.0075	0.0119	60-40/5/88

Profundidad = 0,8 m.

CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA K _r	TENSION DE PASO K _p	TENSION DE CONTACTO EXT K _c = K _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.098	0.0142	0.0577	60-40/8/00
4 picas 	2	0.078	0.0122	0.0379	60-40/8/42
	4	0.065	0.0099	0.0282	60-40/8/44
	6	0.056	0.0083	0.0223	60-40/8/46
	8	0.049	0.0071	0.0183	60-40/8/48
8 picas 	2	0.069	0.0109	0.0312	60-40/8/82
	4	0.055	0.0083	0.0208	60-40/8/84
	6	0.047	0.0067	0.0153	60-40/8/86
	8	0.041	0.0055	0.0119	60-40/8/88

Rectángulo de 7,0 m x 4,0 m.

Sección conductor = 50 mm²; diámetro picas = 14 mm; LP = longitud de la pica en m;
Kr: en Ω/Ω.m; Kp, Kc = Kp(acc): en V/(Ω.m)(A)

	Configuración	LP (m)	Resistencia K _r	Tensión de paso K _p	Tensión de contacto ext. K _c = K _p (acc)	Código de la configuración	
	Profundidad = 0,5 m	Sin picas	-	0,094	0,0184	0,0553	70-40/5/00
4 picas 		2	0,076	0,0165	0,0362	70-40/5/42	
		4	0,064	0,0134	0,0271	70-40/5/44	
		6	0,056	0,0113	0,0215	70-40/5/46	
		8	0,049	0,0097	0,0177	70-40/5/48	
8 picas 		2	0,068	0,0143	0,0302	70-40/5/82	
		4	0,055	0,0108	0,0201	70-40/5/84	
		6	0,046	0,0087	0,0148	70-40/5/86	
		8	0,040	0,0072	0,0115	70-40/5/88	
Profundidad = 0,8 m		Sin picas	-	0,091	0,0129	0,0528	70-40/8/00
		4 picas 	2	0,073	0,0113	0,0353	70-40/8/42
			4	0,062	0,0093	0,0266	70-40/8/44
	6		0,054	0,0079	0,0212	70-40/8/46	
	8		0,048	0,0068	0,0175	70-40/8/48	
	8 picas 	2	0,066	0,0101	0,0294	70-40/8/82	
		4	0,053	0,0078	0,0198	70-40/8/84	
		6	0,045	0,0063	0,0147	70-40/8/86	
		8	0,039	0,0053	0,0115	70-40/8/88	

Placas en hilera, unidas por un conductor horizontal

Separación entre picas = 6 m; Longitud de la pica = 4 m; Sección conductor = 50 mm²; diámetro picas = 14 mm; K_r : en $\Omega/\Omega.m$; K_p : en $V/(\Omega.m)(A)$

	Número de picas	Resistencia K_r	Tensión K_p	Código de la configuración
Profundidad: 0,5 m	2	0.113	0.0208	5/24
	3	0.075	0.0128	5/34
	4	0.0572	0.00919	5/44
	6	0.0399	0.00588	5/64
	8	0.0311	0.00432	5/84
Profundidad: 0,8 m	2	0.110	0.0139	8/24
	3	0.073	0.0087	8/34
	4	0.0558	0.00633	8/44
	6	0.0390	0.00408	8/64
	8	0.0305	0.00301	8/84

Fig. 75: Parámetros característicos de electrodos de puesta a tierra: picas en hilera.

5.11 Separación de los sistemas de puesta a tierra de protección (masas) y de servicio (neutro)

En la figura 76 se representan dos electrodos A y B de puesta a tierra, esquematizados en una sola pica cada uno.

Se representa la «zona de influencia» de cada uno, entendiéndose como tal, la zona alrededor del electrodo en la que, cuando hay una circulación de corriente a tierra aparecen unas diferencias de potencial (tensiones de paso) que se van reduciendo con la distancia hasta llegar prácticamente a cero, todo ello según antes explicado.

Si los dos electrodos están suficientemente separados, ambas zonas de influencia no se superponen. Se dice que son independientes (figura de la izquierda).

Ahora bien si los dos electrodos A y B están más cercanos, puede suceder que cuando en uno de ellos, por ejemplo el A hay una circulación de corriente a tierra, un cierto valor de las tensiones de paso que aparecen en el terreno se transfiere al otro electrodo B y por tanto a los elementos conectados al mismo.

En la parte de la derecha se representa esta situación.

5.11.1.- Sistema de tierras separadas

Si en el CT se opta por dos sistemas de puesta a tierra separados, uno de protección y otro de servicio, hay que tener presente lo siguiente:

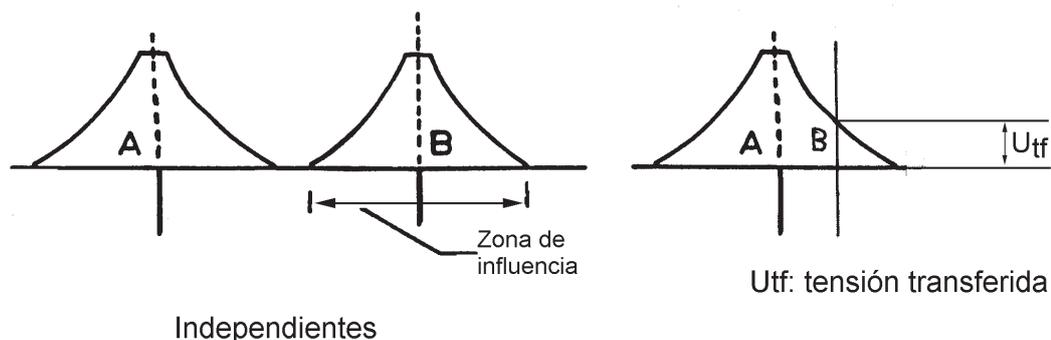


Fig. 76: Tierras independientes y con tensión transferida.

De los ejemplos numéricos anteriores, se desprende que las tensiones de defecto que aparecen en el electrodo de puesta a tierra de protección pueden alcanzar valores muy superiores a las tensiones de servicio de BT.

Por otra parte, en la puesta a tierra de servicio puede estar conectado (de hecho lo está en la mayoría de los casos) el neutro de BT de los transformadores.

Por tanto debe evitarse que la tensión de defecto en el electrodo de protección transmita al de puesta a tierra de servicio una tensión superior a 1 000 V.

Este valor se establece al tener presente lo indicado en la MI-BT 017 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, que fija como tensión de ensayo para las instalaciones interiores, durante 1 minuto, $2U + 1000$ V, siendo U la tensión máxima de servicio, con un mínimo de 1500 V. Este mismo valor de 1500 V aparece en la MI BT 031 como tensión de ensayo a 50 Hz a mantener durante 1 minuto,

en los receptores. Al tratarse de una instalación de BT que está en servicio y de acuerdo con el criterio que se suele aplicar en estos casos (tensión de ensayo no superior al 80% del valor máximo).

$$U = 0,8 \times 1500 = 1200 \text{ V.}$$

El valor de 1 000 V adoptado incluye, pues, un margen de garantía suficiente.

Al producirse un defecto a tierra y disiparse una corriente por el sistema de tierras de protección, la tensión inducida sobre el electrodo de puesta a tierra del neutro de BT no deberá superar, pues, los 1 000 V.

La distancia D mínima de separación entre ambos electrodos de protección y de servicio, para no sobrepasar los 1 000 V de tensión transferida puede calcularse mediante la fórmula:

$$D \geq \frac{\rho I_d}{2000 \pi}$$

		Intensidad de defecto (amperios)																						
		20	40	60	80	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000
Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)	20	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3
	40	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	6	6	6
	60	0	0	1	1	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	6	6	7	7	8	8	9	9	10
	80	0	1	1	1	1	2	3	3	4	4	5	6	6	7	8	8	9	10	10	11	11	12	13
	100	0	1	1	1	2	2	3	4	5	6	6	7	8	9	10	10	11	12	13	14	14	15	16
	150	0	1	1	2	2	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	16	17	18	19	20	21	23	24
	200	1	1	2	3	3	5	6	8	10	11	13	14	16	18	19	21	22	24	25	27	29	30	32
	250	1	2	2	3	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40
	300	1	2	3	4	5	7	10	12	14	17	19	21	24	26	29	31	33	36	38	41	43	45	48
	350	1	2	3	4	6	8	11	14	17	19	22	25	28	31	33	36	39	42	45	47	50	53	56
	400	1	3	4	5	6	10	13	16	19	22	25	29	32	35	38	41	45	48	51	54	57	60	64
	450	1	3	4	6	7	11	14	18	21	25	29	32	36	39	43	47	50	54	57	61	64	68	72
	500	2	3	5	6	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48	52	56	60	64	68	72	76	80
	550	2	4	5	7	9	13	18	22	26	31	35	39	44	48	53	57	61	66	70	74	79	83	88
	600	2	4	6	8	10	14	19	24	29	33	38	43	48	53	57	62	67	72	76	81	86	91	95
	650	2	4	6	2	10	16	21	26	31	36	41	47	52	57	62	67	72	78	83	88	93	98	103
	700	2	4	7	9	11	17	22	28	33	39	45	50	56	61	67	72	78	84	89	95	100	106	111
	750	2	5	7	10	12	18	24	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84	90	95	101	107	113	119
800	3	5	8	10	13	19	25	32	38	45	51	57	64	70	76	83	89	95	102	108	115	121	127	
850	3	5	8	11	14	20	27	34	41	47	54	61	68	74	81	88	95	101	108	115	122	129	135	
900	3	6	9	11	14	21	29	36	43	50	57	64	72	79	86	93	100	107	115	122	129	136	143	
950	3	6	9	12	15	23	30	38	45	53	60	68	76	83	91	98	106	113	121	129	136	144	151	
1000	3	6	10	13	16	24	32	40	48	56	64	72	80	88	95	103	111	119	127	135	143	151	159	
1200	4	8	11	15	19	29	38	48	57	67	76	86	95	105	115	124	134	143	153	162	172	181	191	
1400	4	9	13	18	22	33	45	56	67	78	89	100	111	123	134	145	156	167	178	189	201	212	223	
1600	5	10	15	20	25	38	51	64	76	89	102	115	127	140	153	166	178	191	204	216	229	242	255	
1800	6	11	17	23	29	43	57	72	86	100	115	129	143	158	172	186	201	215	229	244	258	272	286	
2000	6	13	19	25	32	48	64	80	95	111	127	143	159	175	191	207	223	239	255	271	286	302	318	
2200	7	14	21	28	35	53	70	88	105	123	140	158	175	193	210	228	245	263	280	298	315	333	350	
2400	8	15	23	31	38	57	76	95	115	134	153	172	191	210	229	248	267	286	306	325	344	363	382	
2600	8	17	25	33	41	62	83	103	124	145	166	186	207	228	248	269	290	310	331	352	372	393	414	
2800	9	18	27	36	45	67	89	111	134	156	178	201	223	245	267	290	312	334	357	379	401	423	446	
3000	10	19	29	38	48	72	95	119	143	167	191	215	239	263	286	310	334	358	382	406	430	454	477	

Fig. 77: Separación de los sistemas de puesta a tierra (en metros).

Siendo:

ρ : la resistividad del terreno (en $\Omega \cdot m$)

I_d : la corriente de defecto por el electrodo de protección (en A)

D: distancia (en m)

π : 3,1415...

En la tabla de la **figura 77** figuran calculadas estas distancias.

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0.6/1 kV, protegido con tubo de PVC, de grado de protección 7, como mínimo, contra daños mecánicos.

Una vez conectada la red de puesta a tierra de servicio al neutro de la red de BT, el valor de esta resistencia de puesta a tierra general deberá ser inferior a 37 Ω .

Con este criterio se consigue que un defecto a tierra en una instalación interior, protegida contra contactos indirectos por un interruptor diferencial de sensibilidad 650 mA, no ocasione en el electrodo de puesta a tierra de servicio una tensión superior a:
 $37 \times 0,650 = 24 \text{ V}$.

5.11.2.- Sistema de tierras reunidas

Si la opción es la de puestas a tierra reunidas en un sistema único de protección y de servicio, esto significa que el neutro de BT del transformador o transformadores queda conectado al electrodo de protección, lo cual exige que la tensión de defecto que pueda aparecer en el mismo no debe superar los 1 000 V antes explicados. O sea:

$$U_d = I_d R_t \leq 1000V$$

En la tabla de la **figura 78** se recogen, en función de las intensidades de defecto, los

valores de la resistencia que permiten la interconexión de los dos sistemas a una tierra única.

En principio, parece que los valores R_t tan bajos puedan ser difíciles de conseguir.

Ahora bien hay que tener en cuenta lo siguiente: los cables de MT que conectan al CT tienen sus pantallas conectadas al sistema de puesta a tierra del mismo, pero estos mismos cables en su otro extremo conectan a otro CT y allí tienen también sus pantallas conectadas a tierra.

Por tanto, a través de las pantallas de los cables, los electrodos de puesta a tierra de ambos CT quedan conectados en paralelo.

En consecuencia, si el CT está alimentado por cables subterráneos formando parte de una red general, a través de las pantallas de los cables quedan conectados en paralelo los electrodos de puesta a tierra de muchos CT, con lo cual no es difícil conseguir los valores de la tabla, aunque, individualmente la resistencia del electrodo en un CT sea mayor.

Id (A)	Rt (Ω)
50	20
100	10
150	6,5
200	5
300	3
500	2
1000	1

Fig. 78: Resistencia máxima del electrodo, para puesta a tierra única.

6 Ventilación de los CT

6.1 Calentamiento

Se entiende por calentamiento, el incremento de temperatura, $\Delta\theta$, sobre la temperatura ambiente θ_a . La temperatura total θ es pues la suma de la temperatura ambiente más el calentamiento $\theta = \theta_a + \Delta\theta$.

Las normas UNE de transformadores, indican los siguientes valores:

Temperaturas ambiente:

Máxima	40 °C
Media diaria (24 h) no superior a	30 °C
Media anual no superior a	20 °C

■ Los transformadores de distribución MT/BT en baño de aceite son, salvo excepciones, de circulación natural del aceite por convección y bobinados con aislamientos clase A.

Los calentamientos admisibles, $\Delta\theta$, son:

- Arrollamientos con aislamientos clase A y circulación natural del aceite: 65 °C
- Aceite en su capa superior, en transformadores con depósito conservador o bien de llenado integral (herméticos): 60 °C
- Los transformadores MT/BT secos son casi siempre de arrollamientos con aislamientos clase F.
- Calentamiento, $\Delta\theta$, máximo admisible: 100 °C

6.2 Objeto de la ventilación

El objeto de la ventilación de los CT es evacuar el calor producido en el transformador o transformadores debido a las pérdidas magnéticas (pérdidas en vacío) y las de los arrollamientos por efecto Joule (pérdidas en carga).

A título orientativo se especifican a continuación las pérdidas en transformadores de distribución MT/BT, en aceite (**figura 79**) y secos (**figura 80**), tomados de un catálogo actual.

Potencia asignada (kVA)		25	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Tensión primaria asignada		de 6 kV hasta el límite máximo de 24 kV incluida regulación												
Tensión secundaria	B1	231 ó 242 V												
	B2	400 ó 420 V												
Pérdidas (W)	en vacío	115	190	320	460	650	930	1300	1550	1700	2130	2600	3100	3800
	con carga a 75 °C	700	1100	1750	2350	3250	4600	6500	8100	10500	13500	17000	20200	26500
Tensión de cortocircuito (%)		4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6

Potencia asignada (kVA)		25	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Tensión primaria asignada		de 24 kV hasta el límite máximo de 36 kV incluida regulación												
Tensión secundaria	B1	231 ó 242 V												
	B2	400 ó 420 V												
Pérdidas (W)	en vacío	160	230	380	520	780	1120	1450	1700	2000	2360	2800	3300	4100
	con carga a 75 °C	800	1250	1950	2550	3500	4900	6650	8500	10500	13500	17000	20200	26500
Tensión de cortocircuito (%)		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	6	6	6	6	6	6	6

Fig. 79: Pérdidas en los transformadores en baño de aceite de llenado integral, de hasta 24 kV y de hasta 36 kV.

Potencia asignada (kVA)	100	160	250	400	500	630	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Tensión primaria asignada	de 6 a 11 kV												
Tensión secundaria de vacío	entre fases 400 V												
	entre fase y neutro 231 V												
Pérdidas (W)	en vacío 440 610 820 1150 1300 1500 1370 1620 2000 2400 2800 4800 5500												
	a 75 °C 1700 2300 3100 4300 5200 6400 6650 7700 8800 10600 12300 18330 21830												
	a 120 °C 2000 2700 3500 4900 5900 7300 7600 8800 10000 12000 14000 21000 25000												
Tensión de cortocircuito (%)	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6,5	7

Potencia asignada (kVA)	100	160	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Tensión primaria asignada	de 12 a 22 kV y doble tensión 15/20 kV											
Tensión secundaria en vacío	entre fases 400 V											
	entre fase y neutro 231 V											
Pérdidas (W)	en vacío 430 650 880 1200 1400 1650 1970 2300 2650 3100 4800 5500											
	a 75 °C 1700 2300 3400 4800 5700 6800 8200 9600 11500 13900 18330 21830											
	a 120 °C 1900 2700 3800 5500 6500 7800 9400 11000 13100 16000 21000 25000											
Tensión de cortocircuito (%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6,5	7

Potencia asignada (kVA)	100	160	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Tensión primaria asignada	25 kV											
Nivel de aislamiento	36 kV											
Tensión secundaria en vacío	entre fases 420 V											
	entre fase y neutro 242 V											
Pérdidas (W)	en vacío 660 960 1280 1650 1900 2200 2650 3100 3600 4200 5000 5800											
	a 75 °C 1900 2500 3500 5000 6100 7000 8500 10000 12100 14900 18300 21800											
Tensión de cortocircuito (%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

Fig. 80: Pérdidas en los transformadores secos: de 6 a 11 kV, de 12 a 22 kV y de 25 kV.

6.2.1.- La renovación de aire

La renovación del aire puede hacerse por:

- ventilación natural por convección, preferible siempre que sea posible, basada en la reducción del peso específico del aire al aumentar su temperatura.

Disponiendo unas aberturas para la entrada de aire en la parte inferior del local donde está ubicado el CT y otras aberturas en la parte superior del mismo para la salida del aire, se obtiene, por convección, una renovación permanente del aire.

- Ventilación forzada, con extractor, cuando la natural no sea posible por las características de ubicación del CT.

El volumen de aire a renovar es función de:

- las pérdidas totales del transformador o transformadores del CT,
- la diferencia de temperaturas del aire entre la entrada y la salida. La máxima admisible 20 °C 15 °C según recomendación UNESA),
- diferencia de alturas entre el plano medio de la abertura inferior o bien del plano medio del transformador y el plano medio de la abertura superior de salida.

6.2.2.- Características del aire

- Calor específico 0,24 kcal/kg/°C,
- Peso de 1 m³ de aire seco a 20 °C: 1,16 kg.

Recordando que 1 kcal = 4,187 kilojoule (kJ), se tiene que 1 m³ de aire absorbe por cada grado centígrado de aumento de temperatura:

$$0,24 \times 1,16 \times 4,187 = 1,16 \frac{\text{kJ}}{\text{m}^3 \text{ } ^\circ\text{C}}$$

Por lo tanto, el volumen de aire necesario por segundo para absorber las pérdidas del transformador, o los transformadores será:

$$V_a = \frac{p_t}{1,16 \cdot \theta_a} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right],$$

siendo: p_t las pérdidas totales del, o de los transformadores en kW, y θ_a el aumento de temperatura admitido en el aire (máximo 20 °C: pero UNESA recomienda no sobrepasar los 15 °C).

6.3 Aberturas de ventilación

La determinación de la superficie de las aberturas de entrada y salida del aire, en función de la diferencia de altura entre ambas y del aumento de temperatura del aire, puede realizarse mediante el nomograma de las **figuras 81a y 81b**.

Este ábaco puede utilizarse de distintas formas, ya que, conociendo tres de las cinco magnitudes, quedan determinadas las otras dos.

Habitualmente se tienen las pérdidas totales (columna W), la altura H disponible o posible y la elevación de temperatura admitida ($t_2 - t_1$), y debe determinarse la superficie de la abertura de salida q_2 y/o el caudal de aire Q para el caso de ventilación forzada.

Se anexan (**figuras 82 y 83**) dos ejemplos de utilización de este nomograma.

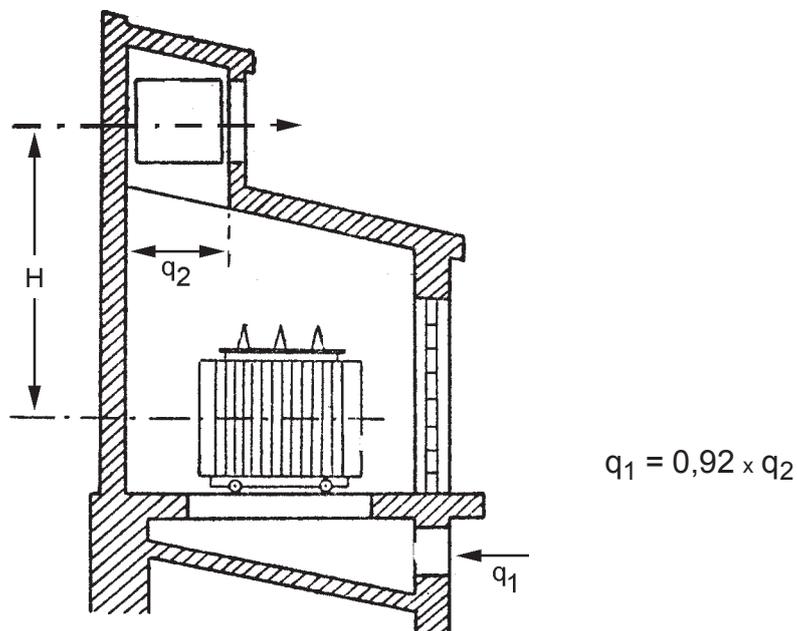


Fig. 81a: Plano apoyo para el uso del nomograma de la página siguiente.

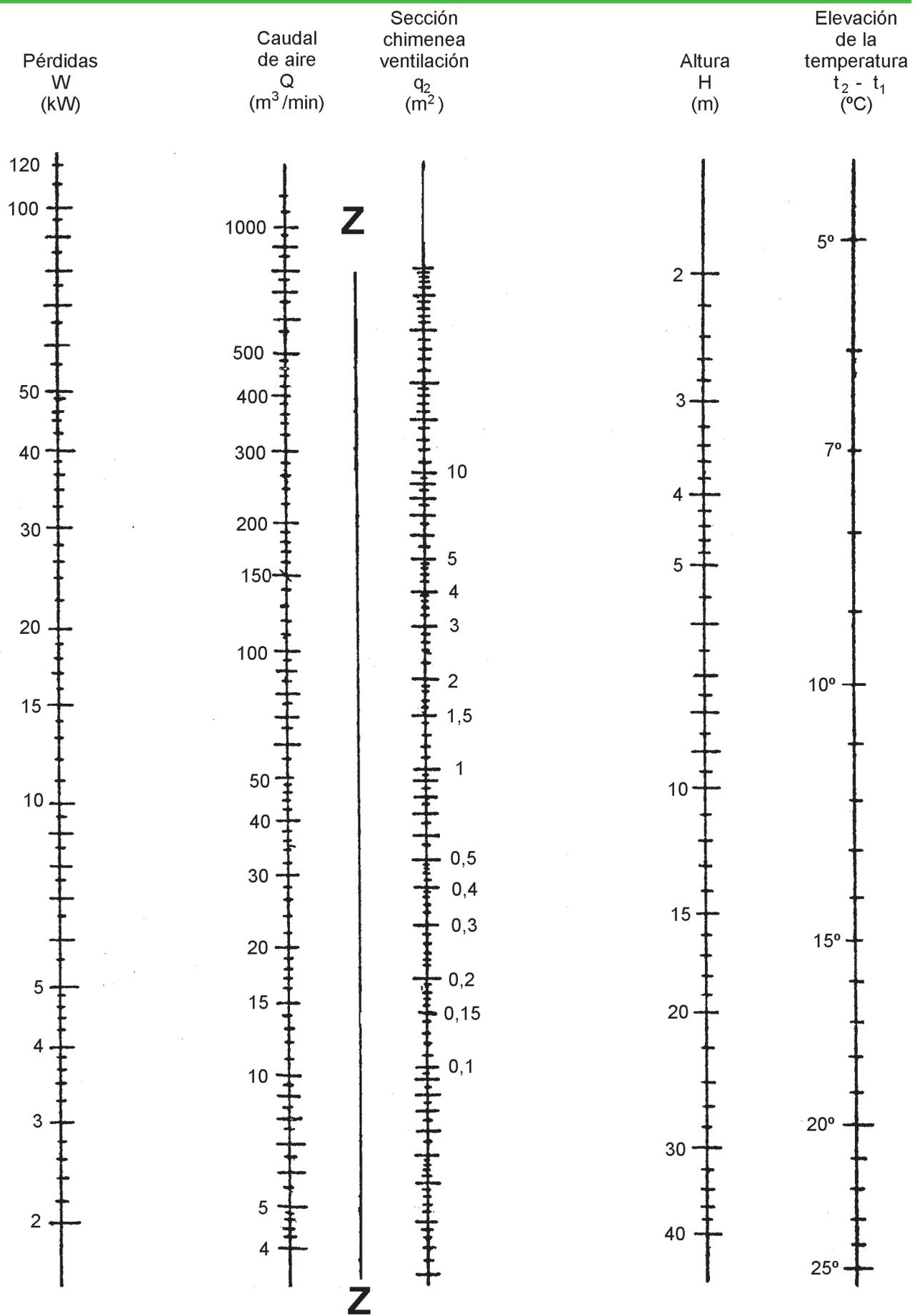
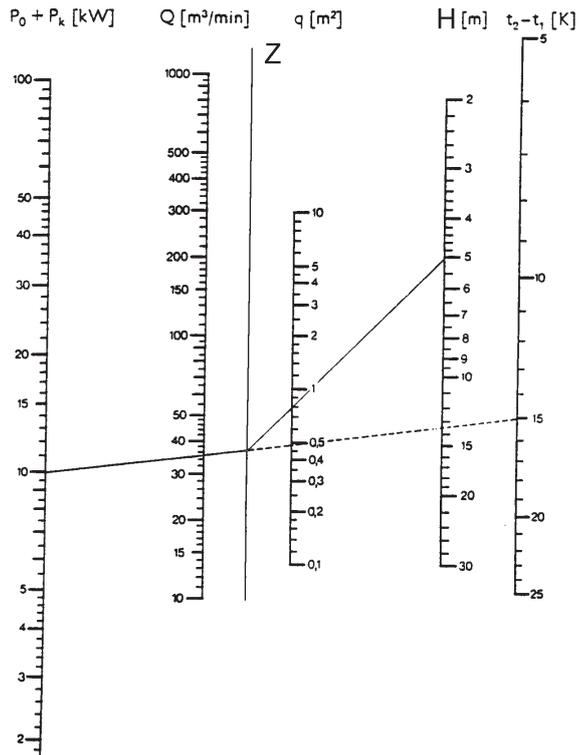


Fig. 81b: Nomograma de cálculo (ver en la página anterior el plano de alzado para los cálculos).



Se dan:

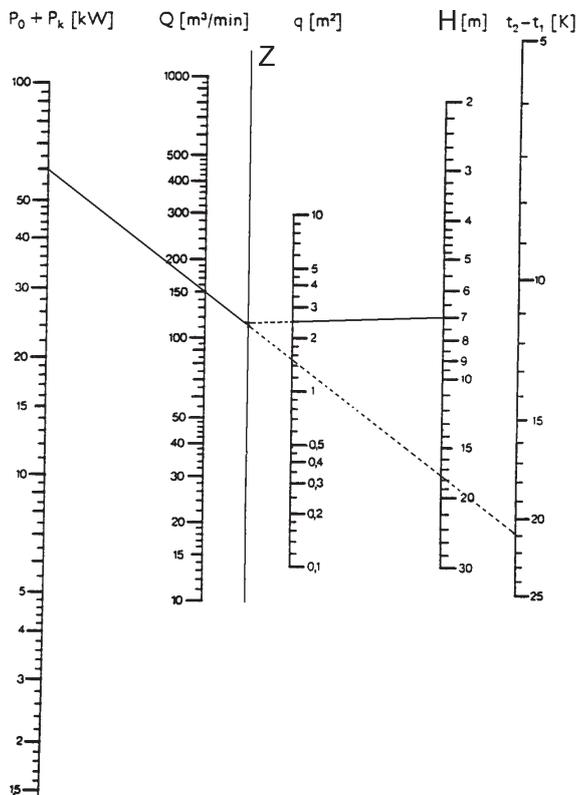
$W = 10 \text{ kW}$,
 $H = 5 \text{ m}$,
 $t_2 - t_1 = 15 \text{ }^\circ\text{C}$.

Solución:

Se enlaza $W = 10$ con $t_2 - t_1 = 15$:
punto de intersección $Q = 35$;

$H = 5$ enlazando con el punto de
intersección en la línea de toma (Z), da
un valor $q_2 = 0,78 \text{ m}^2$.

Fig. 82: Ejemplo.



En una instalación debe de sustituirse un
transformador de
 $S = 2,5 \text{ MVA}$, $P = 37 \text{ kW}$ por otro de
 $S = 5 \text{ MVA}$ y $P = 60 \text{ kW}$, que cabe
todavía en la cámara.

Se dan:

$W = 60 \text{ kW}$; $H = 7 \text{ m}$; $q_2 = 2,4 \text{ m}^2$.
Se busca: $t_2 - t_1$.

Solución:

Se enlaza $H = 7$ con $q_2 = 2,4$ y se
prolonga hasta Z; el punto de intersección
en la línea de toma, unido a $W = 60$,
prolongado hacia atrás,
da el valor de $t_2 - t_1 = 21 \text{ }^\circ\text{C}$.

Fig. 83: Ejemplo.

6.4 Observaciones complementarias

■ 1

La superficie q_2 de la ventana de salida debe ser mayor que la superficie q_1 de la abertura de entrada, ya que con el aumento de la temperatura, el volumen del aire de salida es mayor. Se admite una relación $q_1 = 0,92 q_2$.

■ 2

Según el Reglamento de Alta Tensión (instrucción MIE-RAT 14), las ventanas destinadas a la ventilación deben de estar protegidas de forma que impidan el paso de pequeños animales y cuerpos sólidos de más de 12 mm de \varnothing y estarán dispuestas de forma que, en caso de ser directamente accesibles desde el exterior, no puedan dar lugar a contactos inadvertidos con partes en tensión al introducir por ellas objetos metálicos de más de 2,5 mm de diámetro. Además existirá una disposición laberíntica, y dispondrán de protecciones para impedir la entrada de agua. Debe pues disponerse en ellas unas persianas con láminas tipo Λ (figura 84).

Como sea que con el nomograma se obtienen las superficies netas q_2 y q_1 de salida y de entrada, la sección bruta (total) de las ventanas deberá aumentarse para mantener su valor dado por el nomograma.

La superficie total (bruta) q_t puede calcularse

con la fórmula $q_t = \frac{q_n}{1-k} \text{ [m}^2\text{]}$, siendo q_n el

valor neto de q_2 o q_1 y k el coeficiente de ocupación de la persiana (del orden de 0,2 a 0,35). Para las persianas con láminas de forma Λ normales de mercado, puede tomarse $k = 0,3$.

■ 3

La potencia de los transformadores MT/BT de los CT acostumbra a elegirse de forma que éstos funcionen por debajo de su plena carga (potencia nominal). Es habitual que su régimen normal sea del orden del 65% al 70% de su plena carga (véase el anexo «previsión de cargas»). Cuando se trate de transformadores que deberán funcionar permanentemente a su plena carga, los valores obtenidos del nomograma para Q (caudal) y para q_2 ,

respectivamente q_1 , conviene aumentarlos prudentemente en un 25% para asegurarse contra la posibilidad de calentamientos excesivos.

■ 4

En cuanto a la situación de las ventanas de entrada y salida, las normas dicen que estarán a una altura mínima sobre el suelo de 0,3 y 2,3 m respectivamente, con una separación vertical mínima de 1,3 m.

En los CT de tipo semienterrado y subterráneo se dispondrá una entrada de aire fresco exterior, por medio de un patinillo adyacente a la zona donde se sitúa el transformador, o transformadores, de anchura mínima 60 cm, con rejilla horizontal, sistema de recogida de aguas y aberturas inferiores junto al foso o por pocetes y conductos de hormigón en forma de S de diámetro adecuado.

Los huecos para la salida del aire caliente se realizarán en la parte superior de la fachada en el caso de ser semienterrado o mediante huecos horizontales en la cubierta, protegidos con rejillas y con sistema de recogida de agua conectada al saneamiento.

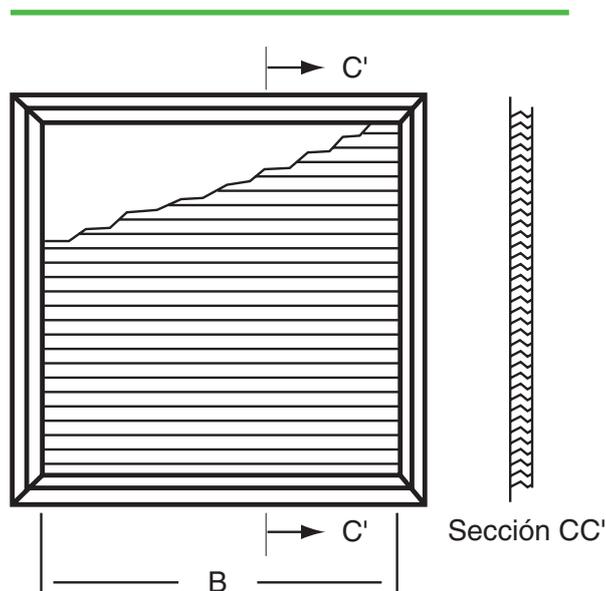


Fig. 84: Persiana.

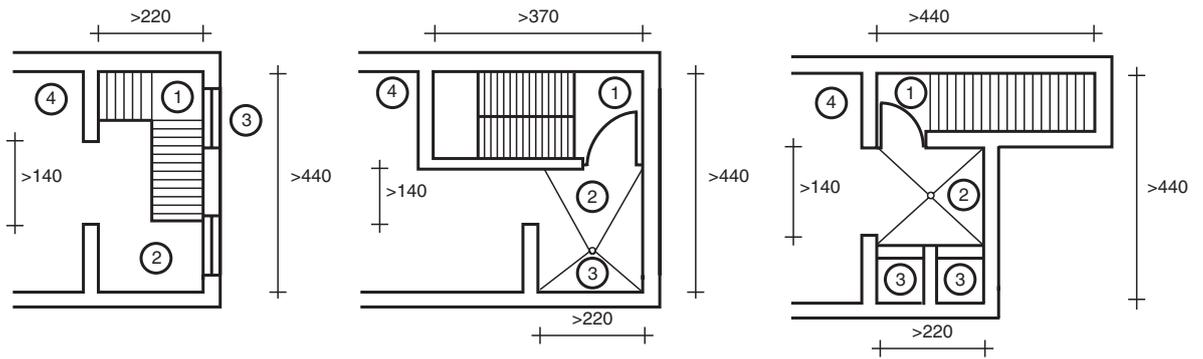


Fig. 85: Espacios para accesos y ventilación en locales subterráneos o semienterrados.

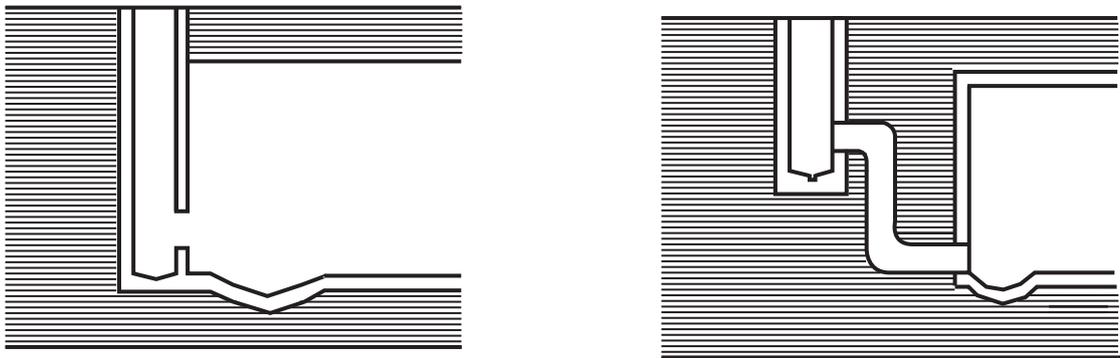


Fig. 86: Toma de aire por patinillo y con pozo.

Las figuras 85 y 86 muestran ejemplos constructivos de disposición de las tomas de aire y de accesos a CT subterráneos.

■ 5

Siempre que sea posible, conviene colocar las aberturas de entrada y salida del aire en paredes opuestas, pues así el aire frotará mejor las paredes del transformador, y, por tanto, la superficie de sus arrollamientos capsulados, si se trata de transformadores secos (figura 87).

■ 6

En el caso que la entrada de aire sea horizontal, conviene que esta entrada en el suelo de debajo del transformador sea ajustada en lo posible al perímetro inferior del transformador, para que el aire frote más eficazmente sus superficies verticales (aletas y radiadores en los transformadores en aceite, superficies de los arrollamientos capsulados en los secos).

■ 7

Cuando se trata de CT con más de un transformador, conviene, en lo posible, disponer circuitos de aire de ventilación (entrada y salida) independientes y separados para cada transformador.

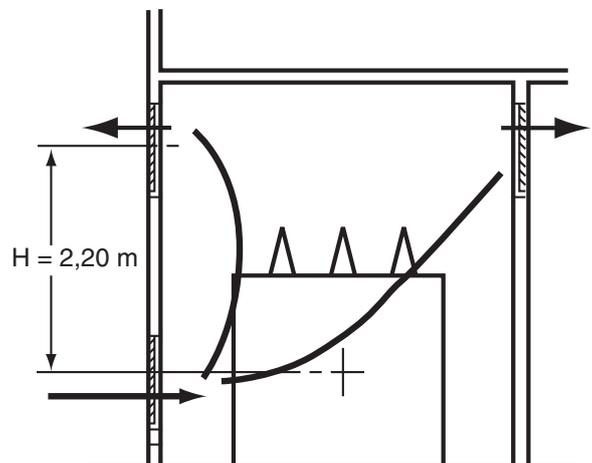


Fig. 87: Circuito de ventilación.

7 Protección contra sobretensiones

7.1 Sobretensiones. Aislamiento

7.1.1.- Tipos de sobretensiones

Las sobretensiones que pueden producirse en un sistema de AT o de MT pueden ser:

- De origen interno en el propio sistema, debido a la maniobra de interruptores y/o cortocircuitos fase-tierra, éstos en redes con el neutro aislado o conectado a tierra a través de una impedancia («neutro impedante»).
- De origen externo al sistema, debidas a causas atmosféricas, sobretensiones electrostáticas y rayos.

Por su naturaleza, las sobretensiones de origen interno guardan una relación de proporcionalidad con la tensión de servicio de la línea o instalación donde se producen. Responden pues a la fórmula general

$\Delta U = kU_s$, siendo ΔU la sobretensión, U_s la tensión de servicio y k el coeficiente de sobretensión.

Por el contrario, el valor de las sobretensiones de origen externo (sobretensiones atmosféricas) no guarda ninguna relación con la tensión de servicio. Por su naturaleza, su valor es aleatorio y puede llegar a ser muy elevado respecto al de la tensión de servicio.

En el cuadro de la **figura 88** se resumen los tipos de sobretensiones, su valor, duración, etc.

Se denomina «Nivel de Aislamiento» (NA) de un elemento eléctrico, a su aptitud para soportar una sobretensión, sin deteriorarse.

7.1.2.- Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento de un elemento, queda definido por las tensiones de prueba que pueden soportar sin averiarse. Para los elementos y aparatos de MT, estas tensiones de prueba son:

- Tensión a frecuencia industrial (50 Hz) aplicada durante 60 segundos.
- Impulsos de tensión tipo rayo, onda de forma según **figura 89** (simplificada). Se denomina onda 1,2/50 μs .

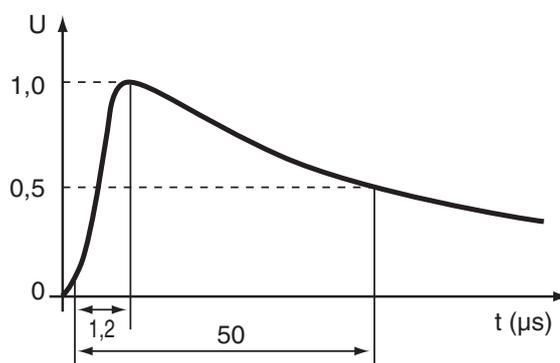


Fig. 89: Impulso de tensión tipo rayo.

Tipo de sobretensión (causa)	Coefficiente de sobretensión MT - AT «k»	Duración	Pendiente del frente frecuencia	Amortiguamiento
a frecuencia industrial (defecto de aislamiento)	$\leq \sqrt{3}$	larga > 1 s	frecuencia industrial	débil
de maniobra (interrupción de cortocircuito)	2 a 4	corta 1 ms	media 1 a 200 kHz	medio
atmosférica (caída directa de rayo)	> 4	muy corta 1 a 10 μs	muy elevada 1000 kV/ μs	fuerte

Fig. 88: Características de los tipos de sobretensiones.

7.1.3.- Coordinación de aislamiento

Se denomina «Coordinación de aislamiento», a la evaluación de las sobretensiones que pueden presentarse en aquella instalación, y a partir de ello, elegir el nivel de aislamiento de los elementos de la misma, de forma que puedan soportar dichas sobretensiones, sin deteriorarse.

En general, cualquier aislante puede soportar tanta más tensión, cuanto menor sea el tiempo de duración de la misma, y viceversa. Es pues una relación tensión-duración de característica inversa.

La coordinación de aislamiento se basa en las siguientes premisas:

- La tensión de prueba a frecuencia industrial (50 Hz) durante 60 segundos, debe ser superior a la máxima sobretensión de origen interno que pueda producirse, y por tanto pueda ser soportada por los elementos de la instalación.

- En cuanto a las sobretensiones de origen atmosférico, los aparatos y otros elementos, están probados con una tensión de impulso 1,2/50 μ s de un valor ampliamente superior al de la tensión de servicio. Ahora bien, las sobretensiones de origen atmosférico, por su carácter aleatorio, pueden llegar a ser superiores a la tensión de ensayo, o sea superar el nivel de aislamiento de aquel aparato, por lo cual no podría soportarlas.

Por este motivo, los aparatos y elementos de la instalación deben de estar protegidos por unos aparatos denominados «pararrayos» o «descargadores de sobretensión» que se conectan entre la línea y tierra (en un sistema trifásico, uno para cada fase), los cuales, a partir de un cierto valor de sobretensión, inferior a la tensión de prueba a impulso 1,2/50 μ s, derivan a tierra la sobretensión. A continuación se expone, de forma gráfica, un ejemplo de coordinación de aislamiento correspondiente a una instalación de 20 kV (figura 90).

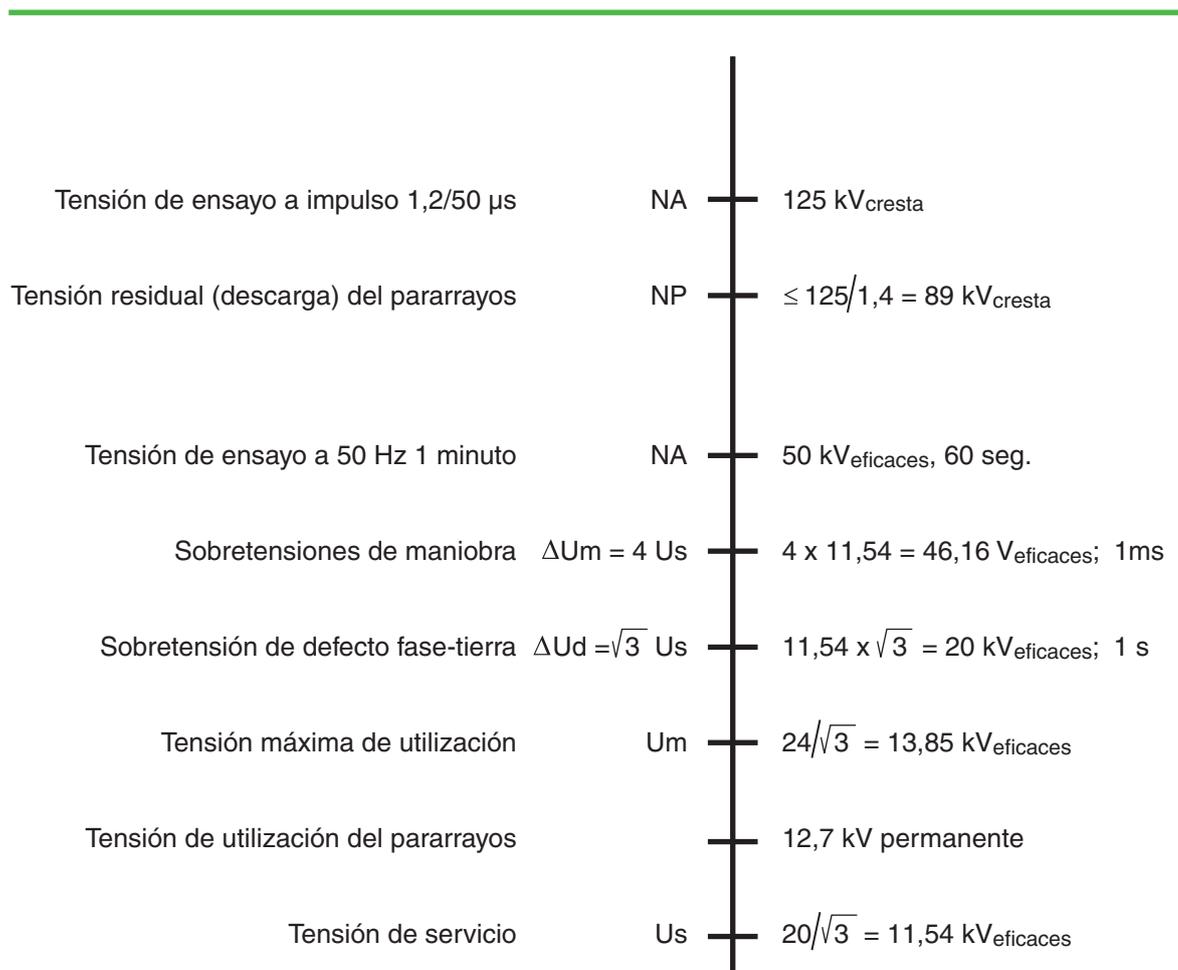


Fig. 90: Gráfica de coordinación de aislamiento correspondiente a una instalación de 20 kV.

Las sobretensiones atmosféricas, las de origen interno por defecto fase-tierra y muchas de las sobretensiones de maniobra, resultan aplicadas al aislamiento entre fase y masa (tierra).

También, las tensiones de ensayo a 50 Hz y a impulso onda 1,2/50 μ s se aplican entre fases y masa (tierra). Por ello en esta gráfica las tensiones están expresadas en valor simple fase-neutro U_0 , o sea $U_0 = U/\sqrt{3}$.

7.2 Descripción de los pararrayos de protección

El tipo actual es el de Óxido de Zinc (OZn) según la **figura 91**.

Se trata de una serie de discos de Óxido de Zinc apilados en el interior de un cuerpo cilíndrico de material aislante, por ejemplo un aislador de porcelana. Estos discos, cada uno en contacto con su superior y su inferior, están eléctricamente conectados en serie. El conjunto se conecta entre la línea y tierra, tiene pues un borne superior conectado a la línea y un borne inferior conectado a tierra.

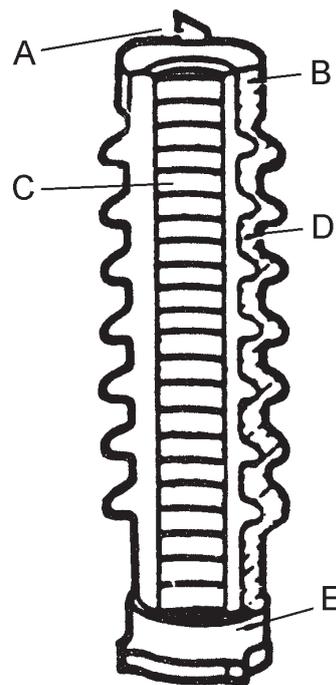
Estos elementos de OZn presentan una resistencia variable con la tensión, de forma que a la tensión de servicio su resistencia es del orden de millones de Ohm ($M\Omega$) por lo cual la corriente a tierra que circula por ellos en una línea de MT es del orden de miliamperio (mA) o sea, despreciable.

Ahora bien, al llegar a un determinado valor de sobretensión, su resistencia baja bruscamente a valores del orden de unos pocos ohmios (10 a 20 Ω), con lo cual se produce una corriente de descarga a tierra, normalmente del orden de algunos kA, que amortigua la sobretensión por disipación de su energía. Se trata de un impulso de corriente en forma de onda de frente brusco de breve duración (unos pocos microsegundos). Una vez desaparecida la sobretensión el pararrayos recupera su resistencia inicial del orden de $M\Omega$.

En la **figura 92** se representa (simplificada) la forma de la onda de corriente de descarga que se utiliza para el ensayo de pararrayos. Se denomina onda 8/20 μ s.

Durante el paso de la corriente de descarga por el pararrayos, se genera en su interior una energía calorífica por efecto Joule ($W = I^2Rt$) que el pararrayos debe poder soportar sin deteriorarse. Esto determina su límite de utilización.

Estos pararrayos se fabrican para corrientes de descarga de 5 kA, 10 kA y 20 kA. Para los CT de MT/BT normalmente se utilizan los de



- A Conexión de línea
- B Protección superior
- C Bloques de resistencias variables al óxido de zinc
- D Porcelana electroquímica
- E Base soporte y conexión a tierra

Fig. 91: Pararrayos tipo ZnO.

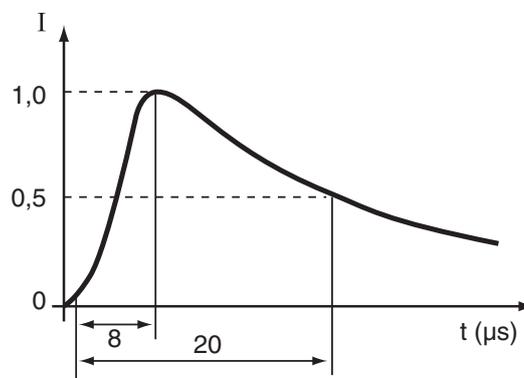


Fig. 92: Forma de onda de corriente de descarga para pararrayos.

5 kA, salvo en zonas de gran intensidad de tormentas y rayos, en donde se utilizan los de 10 kA.

Asimismo, durante el paso de la corriente por el pararrayos, aparece entre sus bornes una diferencia de tensión $U_r = I_d R$, siendo R la resistencia que presenta el pararrayos en el momento de la corriente de descarga I_d . Esta diferencia de tensión U_r se denomina tensión residual y es del orden de kV, puesto que R es del orden de ohmios e I_d del orden de kA.

Como sea que el pararrayos, tiene sus bornes conectados a la línea y a tierra esta tensión residual aparece entre estos puntos y queda aplicada al aislamiento entre fase y tierra (masa) de todos los aparatos conectados a la línea donde está conectado este pararrayos. Ver **figura 93**, esquemática

Esta tensión residual constituye el denominado «Nivel de protección» (NP) que proporciona el pararrayos a los aparatos que protege, pues es la máxima tensión que puede quedar aplicada al aislamiento a masa de los mismos.

Esta tensión residual o nivel de protección NP, debe ser inferior a la tensión de prueba a impulso tipo rayo, 1,2/50 μ s del aparato protegido, que define su nivel de aislamiento (NA).

La diferencia entre los dos niveles NA-NP es pues el margen de seguridad del aparato o la instalación.

En la tabla de la **figura 94** se indica el valor mínimo admisible para la relación NA/NP en función de la tensión nominal del aparato o la instalación.

En el ejemplo anterior de coordinación de aislamiento:

Tensión nominal 24 kV, tensión de ensayo a impulso 1,2/50 μ s, 125 kV. El valor de la

Tensión nominal de la instalación	Relación NA/NP mínima
12	1,7
17,5	1,4
24	1,4
36	1,3

Fig. 94: Valor mínimo admisible para la relación NA/NP.

tensión residual del pararrayos (NP) máximo admisible sería $125/1,4 = 89$ kV.

Las características básicas que definen un pararrayos de OZn son, pues:

- intensidad nominal de descarga, onda 8/20 μ s (kA),
- tensión residual (kV),
- tensión de servicio de la instalación donde se conecta (kV).

Como ejemplo, se especifican, en la **figura 95**, las características de un pararrayos para redes de 20 kV.

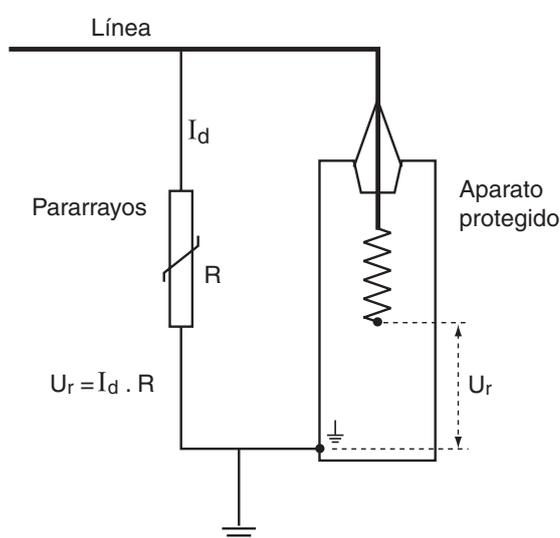


Fig. 93: Tensión residual, U_r .

■ tensión máxima permanente	12,7 kV
■ tensión asignada	24 kV
■ tensión residual bajo la corriente nominal de descarga	< 75 kV
■ corriente nominal de descarga (onda 8/20 μ s)	5 kA
■ poder de soportar una corriente de choque (onda 4/10 μ s)	65 kA

Fig. 95: Ejemplo de las características de un pararrayos ZnO que responde a la especificación EDF HN 65S20.

7.3 Instalación de pararrayos en los CT

Cabe distinguir tres casos:

■ CT alimentados por una red de cables subterráneos, por ejemplo una red urbana.

En este caso no precisa instalar pararrayos, pues por su naturaleza en este tipo de red no pueden aparecer sobretensiones de tipo atmosférico.

■ CT alimentados directamente por línea aérea.

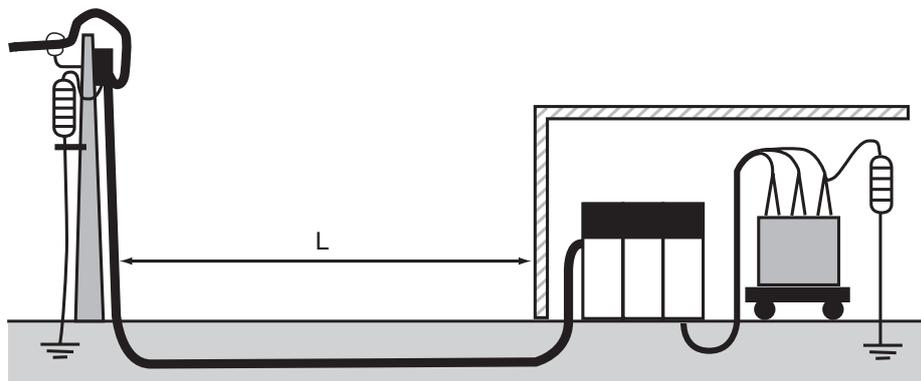
Deben instalarse pararrayos en el punto de acometida de la línea aérea al CT. Habitualmente se colocan en la cara exterior de la pared por donde entra la línea, para que la eventual explosión de un pararrayos, no afecte a los aparatos o elementos instalados en el interior del CT.

■ CT alimentados por un corto tramo de cable subterráneo conectado por su otro extremo a una línea aérea.

Las sobretensiones atmosféricas que llegan al cable por la línea aérea, penetran en el mismo en aproximadamente un 20% de su valor y llegan hasta el CT.

Por tanto, deben colocarse pararrayos en el punto de conexión del cable subterráneo a la línea aérea, físicamente en el poste donde se efectúa la conexión.

Estos pararrayos protegen en primer lugar el tramo de cable subterráneo pero protegen también los elementos del CT (equipo de MT y transformadores), cuando la distancia entre pararrayos y el CT es inferior a 25 m aprox. Para distancias superiores debe instalarse otro juego de pararrayos en el propio CT (**figura 96**).



si $L < 25$ m: es suficiente un limitador de sobretensión situado sobre el poste
si $L \geq 25$ m: es necesario un segundo limitador en bornes del transformador

Fig. 96: Distancias de protección.

8 Protección contra incendios de los CT

En los CT con uno o varios transformadores en baño de aceite, dado que se trata de un líquido inflamable, debe preverse una protección contra incendios y su posible propagación a locales colindantes si los hay. Esta protección huelga cuando los transformadores son del tipo seco aislados con resinas incombustibles.

Entran en consideración dos sistemas o niveles de protección contra incendios:

- Un primer nivel denominado «pasivo», de aplicación general en todos los casos.
- Un segundo nivel denominado «activo», que refuerza y complementa el anterior, de aplicación obligatoria a partir de ciertas cantidades de aceite.

8.1 Sistema «pasivo»

El sistema o nivel de protección «pasivo» consiste en:

- Pozo colector para recogida de aceite, con dispositivo apagallamas, uno por cada transformador.
- Obra civil resistente al fuego (techo y paredes).
- Puertas y sus marcos, aberturas de ventilación con sus marcos y persianas, ventanas, etc., todas de material metálico (normalmente acero). Esta precaución se adopta también habitualmente en los CT con transformadores secos.
- También es conveniente disponer tabiques metálicos o de obra civil resistente al fuego entre el transformador y el resto del CT, que actúen como separadores cortafuegos.

Los pozos colectores de recogida de aceite deben de tener capacidad para la totalidad del aceite del transformador. La entrada (embocadura) al pozo colector debe de quedar debajo del transformador, y estar equipada con un dispositivo cortafuegos (apagallamas), cuyas dos ejecuciones más frecuentes son:

- Soporte horizontal metálico de chapa ranurada o de reja, que cubre la superficie de la embocadura colectora. Encima del mismo una capa de piedras de tamaño parecido al de las utilizadas para las vías de ferrocarril.

Esta capa de piedras actúa como laberinto apagallamas al paso del aceite ardiendo, además de enfriarlo enérgicamente, al absorber las piedras junto con su soporte metálico el calor del aceite inflamado.

- La otra ejecución consiste en dos rejillas metálicas cortafuegos también horizontales que cubren la superficie de la embocadura colectora, situadas una encima de la otra separadas aprox. 25 mm colocadas de manera que los huecos de las rejillas no coincidan en línea recta a fin de aumentar el recorrido del aceite.

Dichas rejillas metálicas construidas con pletina de acero formando un entramado con huecos de 10 mm de luz y altura de 25 mm.

Estas rejillas actúan como eficaces apagallamas cortafuegos. En efecto, como es sabido, al intercalar una rejilla metálica en una llama, ésta queda cortada no propagándose al otro lado, gracias a la elevada conductividad calorífica del metal que constituye la rejilla (normalmente acero).

En las **figuras 97 y 98** se representa una disposición tipo del pozo colector de aceite, con las rejillas cortafuegos o bien la capa de piedras.

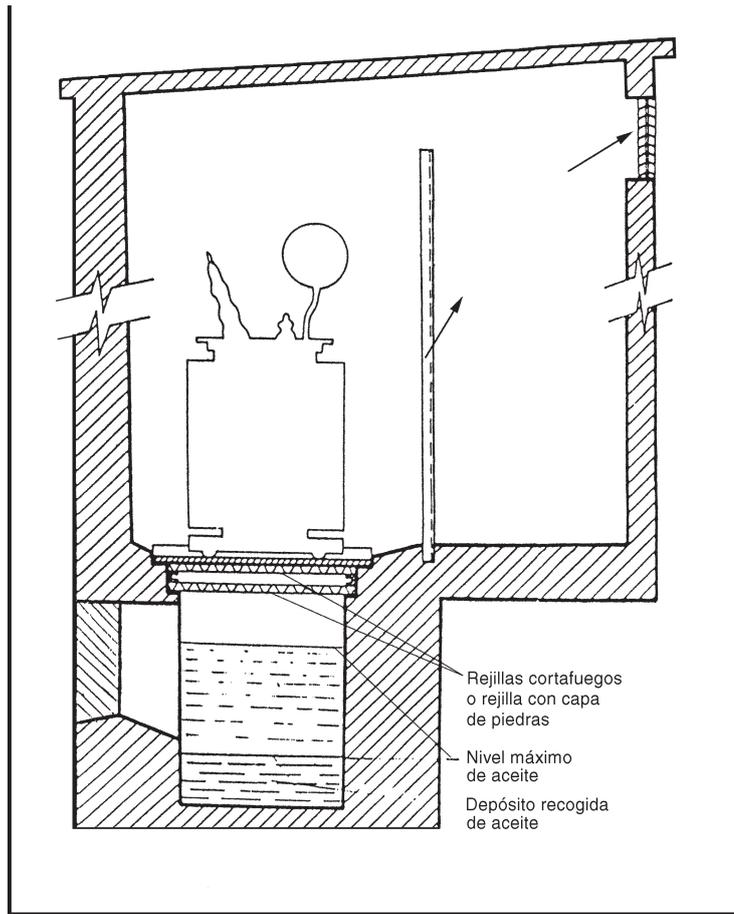


Fig. 97: Alzado del pozo de extinción.

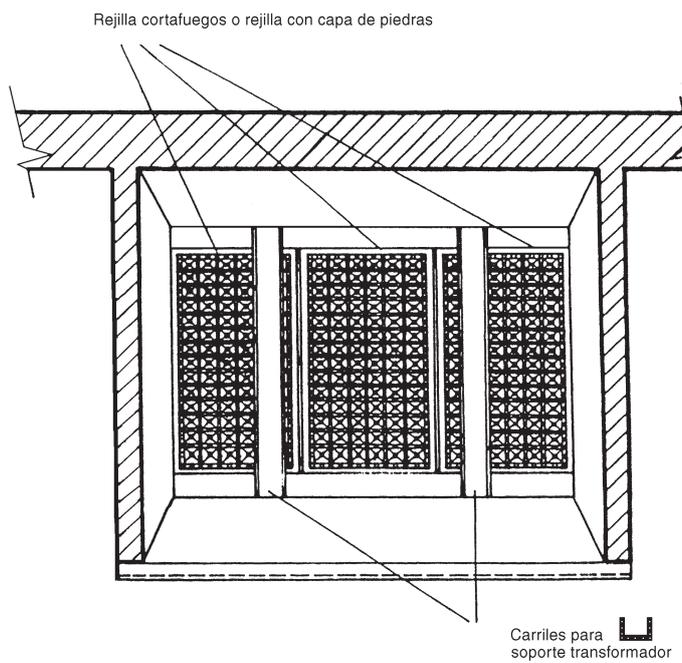


Fig. 98: Planta del hueco de extinción.

8.2 Sistema «activo»

El sistema o nivel de protección «activo», debe de aplicarse como complemento del sistema o nivel pasivo, cuando en el CT se sobrepasan las siguientes cantidades de aceite:

- 600 litros por transformador individual del CT,
- 2400 litros, para el total de los transformadores instalados en el CT.
- Si se trata de CT ubicados en locales de pública concurrencia, los anteriores valores se reducen a 400 litros por transformador individual, y 1 500 litros para el total de los transformadores del CT.

Este sistema de protección activa consiste en:

- Equipo de extinción de fuego de funcionamiento automático, activado por los adecuados sensores y/o detectores,
- Instalación de compuertas de cierre automático de las aberturas de ventilación (entradas y salidas del aire) en caso de incendio,

- Separación de la celda del transformador del resto de la instalación del CT.

Por tanto, al proyectar la instalación interior de un CT que tenga que estar dotado de sistema de protección activa contra incendios, deberán tenerse en cuenta estas separaciones interiores entre el o los transformadores y el resto del CT, y asimismo prever los espacios necesarios para el equipo de extinción, en especial los recipientes del agente extintor.

El equipo automático de extinción de incendios, deberá responder a los tipos especificados en las Normas Básicas de Edificios NBE-CPI-82.

En la tabla de la **figura 99** se especifican los tipos de agente extintor que pueden entrar en consideración para el caso de CT MT/BT.

Agente extintor	Clase de fuego			Fuego con riesgo eléctrico
	A (sólidos)	B (líquidos)	C (gases)	
Agua pulverizada	+++	+		
Agua a chorro	++			
Polvo B, C (convencional)		+++	++	Sí
Polvo A, B, C (polivalente)	++	++	++	Sí (sólo hasta 1000 V)
Espuma física	++	++		
Anhídrido carbónico (CO ₂)	+	+		Sí (con difusor no metálico)
Hidrocarburos halogenados (*)	+	++	+	Sí

Notas:

- +++ : muy adecuado
- ++ : adecuado
- + : aceptable

(*): con reservas por consideraciones medioambientales, que deben de tenerse en cuenta.

Fig. 99: Agentes extintores.

9 Disposición interior de los CT

Forma parte del proyecto, el diseño de la disposición (situación física) en el interior del CT, de los componentes del mismo: transformador (uno o varios) equipos de MT y BT, equipo automático de extinción de incendios si lo hay, etc. En esta cuestión hay diversidad de soluciones y libertad de opciones por parte del proyectista.

Tan sólo se indican a continuación unos aspectos, recomendaciones y/o prescripciones generales a tener en cuenta para el diseño de la disposición interior del CT.

- La disposición interior debe permitir extraer o introducir un componente de CT (transformador, equipo de MT o de BT, etc.) sin tener que mover los restantes elementos del mismo.
- Es aconsejable disponer tabiques de separación entre los transformadores y entre éstos y el resto del CT. En el caso de CT con sistema «activo» de protección contra incendios esto es obligatorio (ver capítulo Protección contra incendios de los CT).
- En los CT interiores (ubicados en un edificio), la puerta o puertas de acceso estarán situadas preferentemente en la línea de fachada a una vía pública, que permita el transporte hasta el local del CT de los diversos elementos del mismo.
- En el caso de CT subterráneos, el nivel freático más alto, deberá quedar como mínimo a 0,3 m por debajo del nivel inferior de la solera más profunda del CT o bien ésta deberá impermeabilizarse.
- Los cables de MT que alimentan el CT y los que efectúan el conexionado interior acostumbran a ser monofásicos. Para los cambios de dirección en su trazado (tendido), los fabricantes prescriben un radio de curvatura

mínimo admisible de entre 10 y 12 veces el diámetro exterior total del cable.

Así, por ejemplo, un cable de diámetro exterior de 40 mm permite un radio de curvatura mínimo de entre 400 y 480 mm.

La necesidad de respetar este radio de curvatura mínimo en los cables de MT influye en la elección de su trazado por el interior del CT, en las distancias y posición relativa entre el equipo MT y el o los transformadores. Influye pues en el proyecto de disposición interior del CT.

Determina también, si la hay, la profundidad de la entreplanta debajo del suelo del CT para el paso de los cables por el interior del mismo. En la práctica son habituales profundidades del orden de 600 mm. Cuando hay esta entreplanta, debe de haber en el suelo del CT una trampilla para acceso de personas a la misma.

Se anexan varias figuras de disposición interior de CT prefabricados, con uno o dos transformadores, que pueden servir de orientación para el proyectista (**figuras 100, 101 y 102**). Se trata de CT para red pública, con equipo de MT a base de interruptores-seccionadores, más simple que los CT de abonado, con uno o varios interruptores automáticos, equipo de contaje en MT, etc.

Cuando el número de cabinas MT y/o celdas de los transformadores forma una fila relativamente larga, es aconsejable prever dos puertas, una en cada extremo del pasillo frente a la fila de cabinas y/o celdas, a fin de que si se produce un incendio que interrumpa en un punto la circulación por el pasillo, las personas que se puedan encontrar a ambos lados de dicho punto, puedan salir del CT. Se evita así el efecto «ratonera» (**figura 103**).

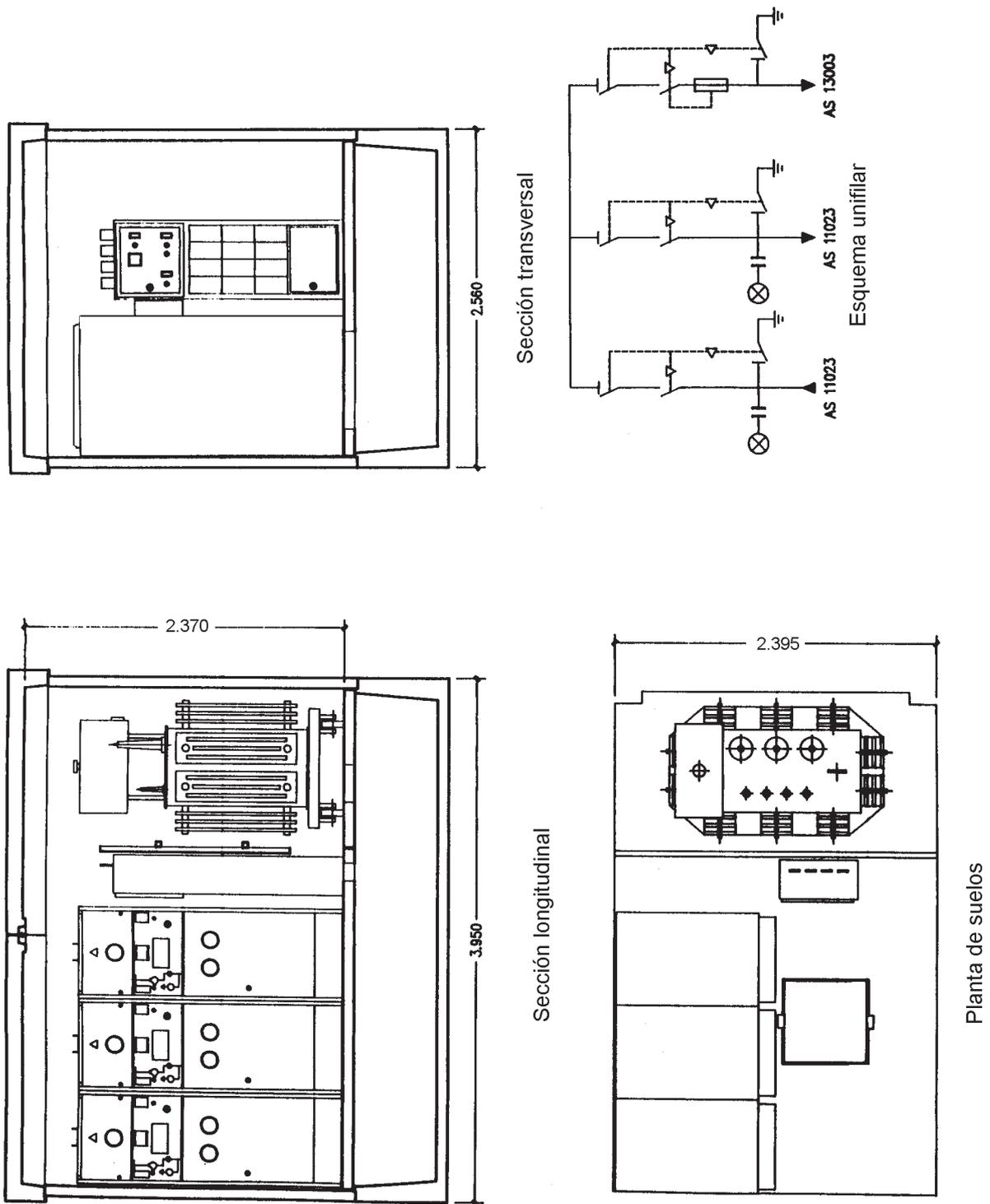
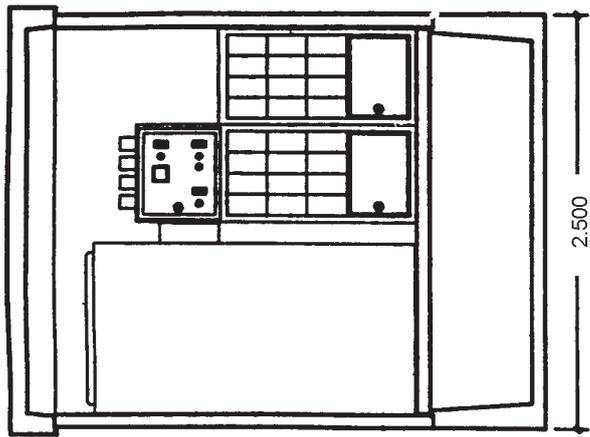
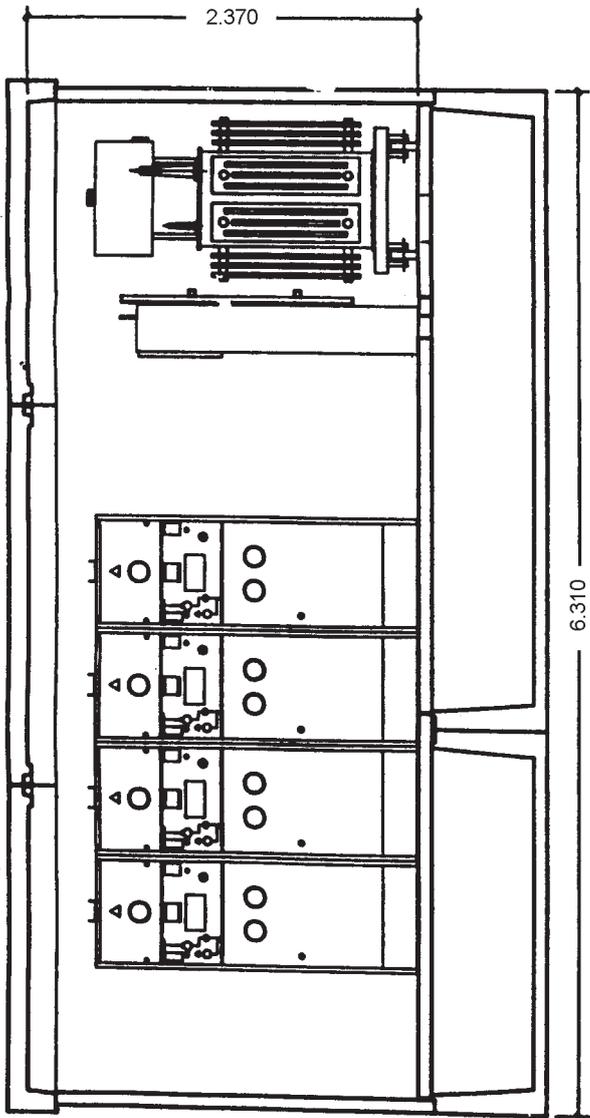


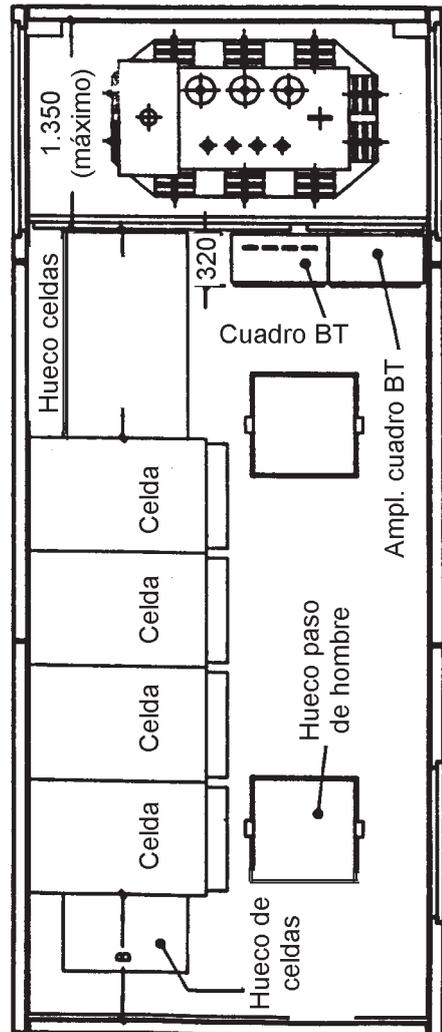
Fig. 100: CT de abonado, con 1 transformador (Merlin Gerin).



Sección transversal



Sección longitudinal



Planta

Fig. 101: CT con 1 transformador (Merlin Gerin).

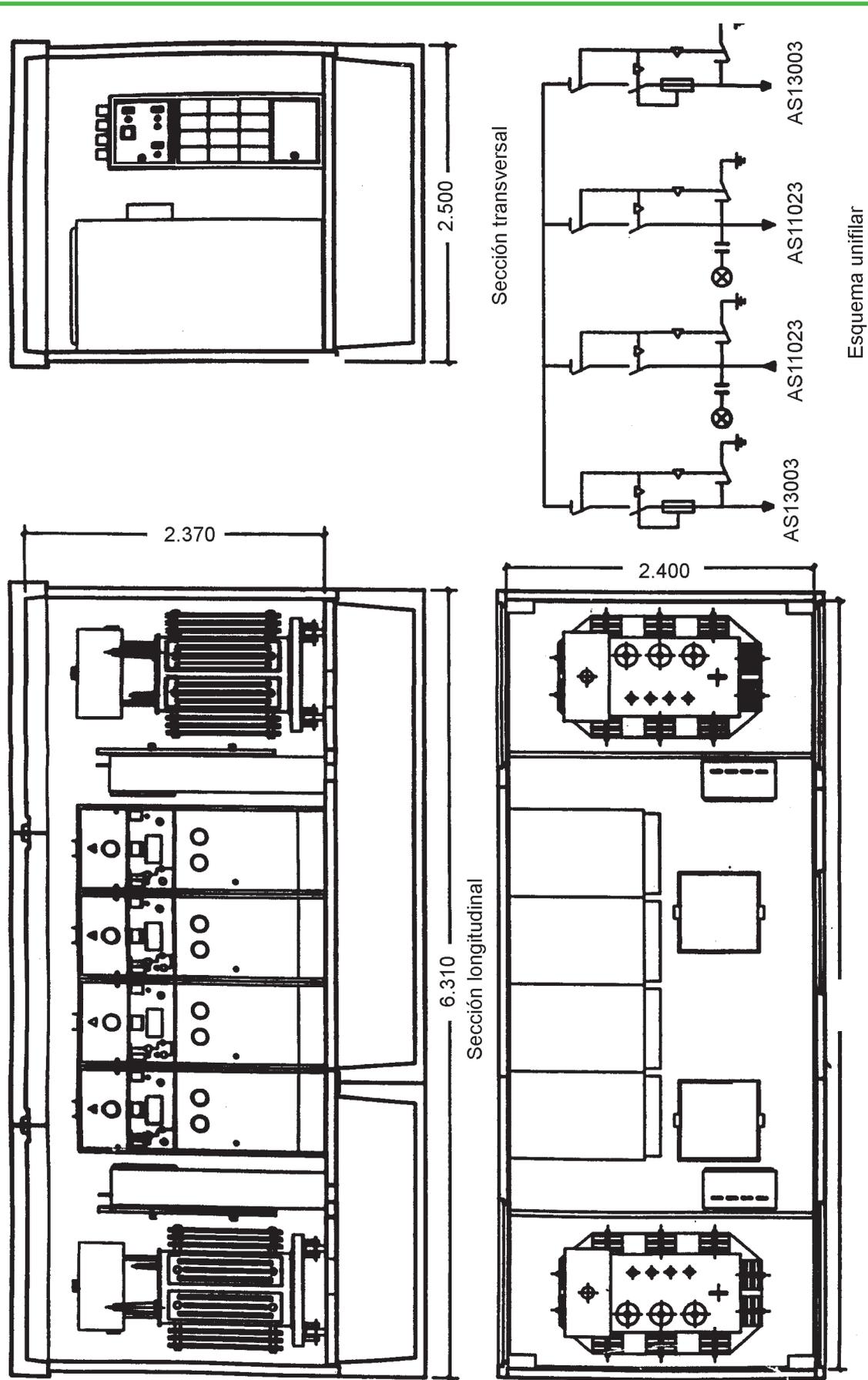


Fig. 102: CT con 2 transformadores (Merlin Gerin).

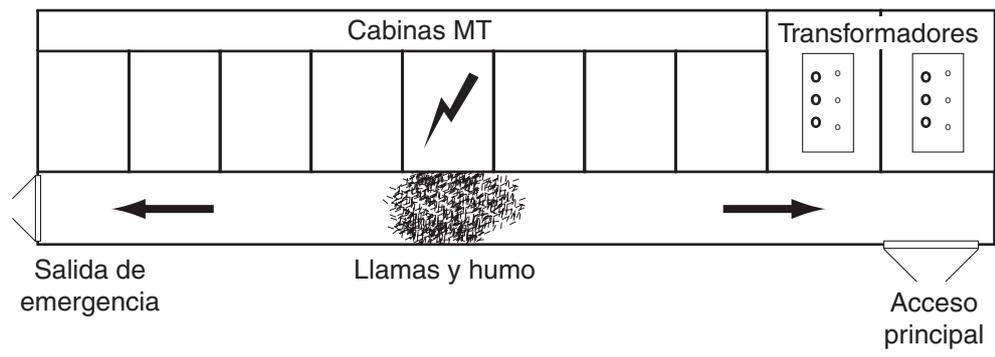


Fig. 103: Doble acceso para seguridad.

10 Determinación de la potencia de los CT

10.1 Determinación de la potencia de los CT

La potencia de un CT es la de su transformador o bien la suma de las potencias si tiene varios transformadores.

Se expresa pues en potencia aparente «S» (kVA o MVA).

Puede suceder que la potencia consumida por la instalación a alimentar por el CT, (expresada en potencia aparente kVA) le venga ya dada al proyectista del CT. En este caso, le corresponde elegir entre asignar toda la potencia a un solo transformador o bien repartirla entre varios y a continuación determinar la potencia nominal «Sn» del o de los transformadores. Para ello se hacen a continuación algunas recomendaciones.

Conviene elegir la potencia del o los transformadores de forma que éstos funcionen normalmente a un régimen de carga del orden del 65% al 75% de su potencia nominal Sn, es decir, siendo Sc la potencia de la carga a alimentar, que sea
 $S_n = S_c / 0,65$ a $S_n = S_c / 0,75$.

Con ello, por una parte, las pérdidas en carga del transformador se reducen notablemente (entre un 58% y un 44%) con lo cual, su régimen de temperatura es más bajo, especialmente favorable para la vida del transformador, y por otra representa un margen de reserva ante eventuales aumentos de carga más o menos duraderos.

Según sea la naturaleza, condiciones de explotación y/o exigencias de continuidad de servicio de la instalación a alimentar, puede ser conveniente repartir la carga total entre dos o más transformadores que no trabajen acoplados en paralelo, sino que cada uno alimente independientemente una parte de la instalación.

Ventajas:

Corriente de cortocircuito en las salidas en BT, más reducidas y por tanto, menores efectos térmicos y dinámicos del cortocircuito, pues disminuyen cuadráticamente con la corriente. A partir de cierta potencia este aspecto puede ser por sí mismo, determinante para repartir la potencia entre dos o más transformadores.

Mayor seguridad de servicio. En efecto, si hay un solo transformador, en caso de indisponibilidad del mismo (por ejemplo avería) el CT queda totalmente fuera de servicio.

Si por ejemplo la carga está repartida entre dos o tres transformadores, en caso de indisponibilidad de uno de ellos, el CT, aunque en régimen reducido, mantiene el servicio con el otro o los otros dos transformadores.

Si además se ha previsto que los transformadores trabajen normalmente con carga inferior a su potencia nominal, según antes recomendado, este margen de potencia disponible puede aprovecharse para alimentar una parte de la carga correspondiente al transformador fuera de servicio, por ejemplo los receptores más prioritarios.

Desde luego, el esquema del cuadro general de BT debe estar diseñado para permitir este traspaso de cargos. Véase el ejemplo de la **figura 104**.

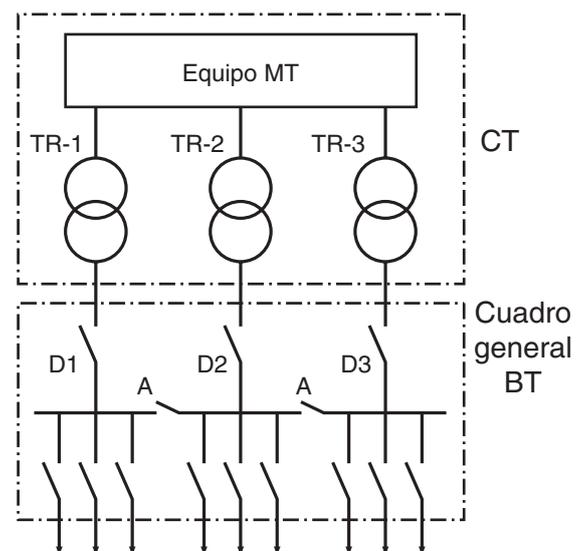


Fig. 104: Cuadro BT preparado para traspaso de carga.

En régimen normal los interruptores «A» están abiertos. En caso de indisponibilidad por ejemplo del transformador TR-3, se abre su interruptor de BT (D3) y se cierran los dos interruptores A, con lo cual toda o parte de la carga del TR-3 pasa a ser alimentada por los transformadores TR-1 y TR-2 aprovechando el margen de potencia disponible entre su carga y su potencia nominal. Las barras generales del cuadro deben estar adecuadamente dimensionadas para las corrientes de traspaso de carga.

Véase que en esta circunstancia, los transformadores TR-1 y TR-2 quedan acoplados en paralelo.

Si bien no conviene que los transformadores del CT funcionen acoplados en paralelo por el incremento de la corriente de cortocircuito que esto representa, son inevitables situaciones como la anterior y también otras circunstancias puntuales que requieren la marcha momentánea

en paralelo, por ejemplo para el arranque directo de un motor de potencia elevada. En este caso, una vez realizado el arranque, se abren los interruptores de acoplamiento y se retorna al régimen normal de transformadores separados.

En consecuencia los transformadores de un CT deben poder acoplarse en paralelo. Los requisitos son:

Tener igual tensión secundaria.

Ser del mismo grupo de conexión.

Además para un correcto reparto de la carga entre los transformadores, se requiere que tengan la misma tensión de cortocircuito.

Para asegurar más el correcto reparto de la carga, es muy recomendable que los transformadores del CT sean de la misma potencia nominal.

10.2 Determinación de la carga

En muchas ocasiones, la determinación de la carga a alimentar forma parte del proyecto del CT, y por tanto debe ser evaluada previamente.

Dada la diversidad de casos y circunstancias, tipos de receptores, modalidades de servicio, ciclos de consumo, etc., no se pueden dar reglas o métodos precisos de cálculo aplicables a todos los casos.

No obstante, se dan a continuación unos conceptos, pautas y tablas de valores, que pueden ayudar a estimar la potencia a alimentar, con una aproximación razonablemente suficiente.

10.2.1.- Conceptos de partida

La potencia consumida por un receptor es siempre mayor que su potencia útil, ya que todo receptor tiene unas pérdidas propias, por lo cual, su rendimiento es menor que uno.

Por tanto, a los efectos de la determinación de la carga, lo que interesa es la potencia consumida.

Además esta potencia consumida debe estar expresada como potencia aparente «S» puesto que es ésta la que determina el dimensionado de los elementos de la instalación, conductores, transformadores, aparatos de

maniobra, etc. Por este motivo, la potencia de los transformadores se expresa en potencia aparente (kVA).

La potencia aparente consumida por un receptor se calcula:

Receptor monofásico $S = UI$

Receptor trifásico $S = \sqrt{3} UI$

S: potencia aparente en VA

U: tensión de alimentación en voltios

I: corriente consumida por el receptor en amperios, cuando funciona a su potencia nominal (plena carga).

El valor de la tensión U y de la corriente consumida I, figuran siempre en la placa de características de los receptores, así como en los correspondientes catálogos técnicos.

Potencia instalada, es la suma de las potencias consumidas a plena carga por los receptores de la instalación (en kVA o MVA).

Potencia de utilización, es la potencia que realmente consumirá el conjunto de los receptores instalados, la cual será inferior a la potencia instalada, por dos motivos:

– Porque los receptores (por ejemplo los motores) no acostumbran a trabajar a su plena potencia.

– Porque los receptores no funcionan casi nunca todos a la vez.

Esto da lugar a definir dos factores de cálculo de valor igual o inferior a uno:

– Factor de utilización (k_u)

Tiene en cuenta el hecho de que el régimen de funcionamiento de un receptor por lo general es inferior a la potencia nominal del mismo.

– Factor de simultaneidad (k_s)

Tiene en cuenta que el conjunto de los receptores instalados no funcionan casi nunca simultáneamente, (por ejemplo: alumbrado, calefacción, motores, etc.).

En principio, el procedimiento consiste en atribuir a cada receptor, grupo o tipo de receptores, un cierto factor de utilización k_u , y después, aplicar factores de simultaneidad k_s por grupos de receptores, según sus características y/o su función así como por niveles en la instalación de distribución.

La evaluación de estos factores requiere tener un conocimiento lo más detallado posible de la naturaleza y forma de funcionamiento de la instalación y sus condiciones de explotación, a partir de lo cual deberán ser estimados por el proyectista, con ayuda de su experiencia y profesionalidad.

10.2.2.- Tablas

A continuación algunas tablas útiles:

Tabla (figura 105) para la estimación de potencias instaladas en función de la superficie.

Tabla (figura 106) tomada de la norma francesa UTE 63-140 con los factores de simultaneidad k_s aplicables a los armarios de distribución industrial.

Tipo de explotación	Potencia estimada VA/m ²	Alumbrado medio lux = Lm/m ²
Vías de circulación Áreas de almacenamiento sin trabajo continuo	7	150
Trabajos vastos: fabricación y montaje de piezas grandes	14	300
Trabajos ordinarios: trabajos de despacho	24	500
Trabajos finos: delineación montaje de precisión	41	800

Fuerza motriz	Potencia estimada VA/m ²
Compresores y bombas	de 3 a 6
Ventilación locales	23
Despachos	25
Talleres de expedición	50
Talleres de montaje	70
Talleres de mecanizado	300
Talleres de pintura	350
Talleres de tratamiento térmico	700

Fig. 105: Estimación de potencias instaladas en función de la superficie.

Número de circuitos	Factor de simultaneidad k_s
2 a 3	0,9
4 a 5	0,8
5 a 9	0,7
10 ó más	0,6

Fig. 106: Factores de simultaneidad k_s aplicables a los armarios de distribución industrial.

Tabla (figura 107) factores de simultaneidad aplicables a usos industriales o de servicios.

Se reproduce también un ejemplo de aplicación de los factores de simultaneidad k_s sucesivos, a los tres niveles de la distribución eléctrica en una fábrica con tres talleres (figura 108). Este ejemplo es válido solamente en lo que concierne a la forma de aplicación de dichos factores de simultaneidad. El hecho de estar las potencias expresadas en kW (potencia activa) lo invalida para determinar la potencia del transformador, si se desconocen los factores de potencia.

Nota: En lo concerniente a la evaluación del factor de utilización k_u hay que observar que en los motores y también en otros receptores, no existe una completa proporcionalidad entre la potencia desarrollada y la corriente consumida. En general al disminuir la potencia, la corriente disminuye en menor proporción. Por ejemplo, a media carga la corriente es superior a la mitad de la nominal en plena carga.

Ahora bien si se considera la potencia consumida proporcional a la desarrollada el error que representa es, en general, poco relevante.

UTILIZACIÓN	FACTOR DE SIMULTANEIDAD k_s
Alumbrado, refrigeración	1
Calefacción eléctrica, calentadores de agua	1
Tomas de corriente (N número de tomas de corriente alimentadas por el mismo circuito)	$0,1 \frac{0,9}{N}$
Cocinas eléctricas	0,7
Ascensores	
Montacargas	
- motor más potente	1
- motor inmediado de inferior potencia	0,75
- restantes motores	0,6

Fig. 107: Factores de simultaneidad aplicables a usos industriales o de servicios.

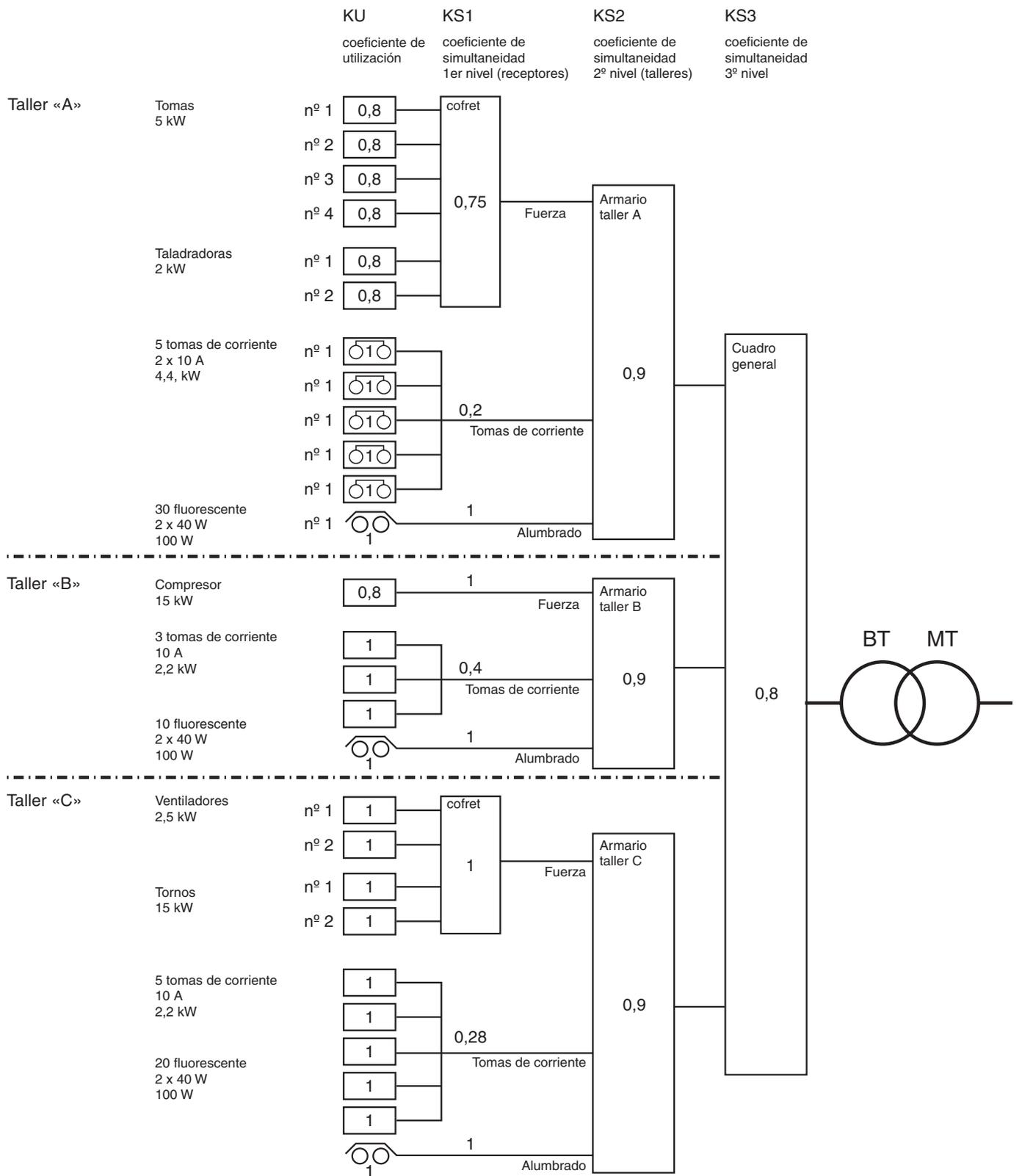


Fig. 108: Factores de simultaneidad sucesivos.

10.3 Determinación de la potencia de un CT para la alimentación de un edificio destinado preferentemente a viviendas

Se transcribe a continuación la instrucción Técnica Complementaria ITC-BT 10 "Previsión de cargas para suministros en baja tensión"

del actual Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión", y a continuación un ejemplo de aplicación.

ITC-BT-10

1. CLASIFICACIÓN DE LOS LUGARES DE CONSUMO

Se establece la siguiente clasificación de los lugares de consumo:

- Edificios destinados principalmente a viviendas
- Edificios comerciales o de oficinas.
- Edificios destinados a una industria específica
- Edificios destinados a una concentración de industrias.

2. GRADO DE ELECTRIFICACIÓN Y PREVISIÓN DE LA POTENCIA EN LAS VIVIENDAS

La carga máxima por vivienda depende del grado de utilización que se desee alcanzar. Se establecen los siguientes grados de electrificación.

2.1 Grado de electrificación

2.1.1 Electrificación básica

Es la necesaria para la cobertura de las posibles necesidades de utilización primarias sin necesidad de obras posteriores de adecuación.

Debe permitir la utilización de los aparatos eléctricos de uso común en una vivienda.

2.1.2 Electrificación elevada

Es la correspondiente a viviendas con una previsión de utilización de aparatos electrodomésticos superior a la electrificación básica o con previsión de utilización de sistemas de calefacción eléctrica o de acondicionamiento de aire o con superficies útiles de la vivienda superiores a 160 m², o con cualquier combinación de los casos anteriores.

2.2 Previsión de la potencia

El promotor, propietario o usuario del edificio fijará de acuerdo con la Empresa Suministradora la potencia a prever, la cual, para nuevas construcciones, no será inferior a 5 750 W a 230 V, en cada vivienda, independientemente de la potencia a contratar por cada usuario, que dependerá de la utilización que éste haga de la instalación eléctrica.

En las viviendas con grado de electrificación elevada, la potencia a prever no será inferior a 9 200 W.

En todos los casos, la potencia a prever se corresponderá con la capacidad máxima de la

instalación, definida ésta por la intensidad asignada del interruptor general automático, según se indica en la ITC-BT-25.

3. CARGA TOTAL CORRESPONDIENTE A UN EDIFICIO DESTINADO PREFERENTEMENTE A VIVIENDAS

La carga total correspondiente a un edificio destinado principalmente a viviendas resulta de la suma de la carga correspondiente al conjunto de viviendas, de los servicios generales del edificio, de la correspondiente a los locales comerciales y de los garajes que forman parte del mismo.

La carga total correspondiente a varias viviendas o servicios se calculará de acuerdo con los siguientes apartados:

3.1 Carga correspondiente a un conjunto de viviendas

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas.

Nº Viviendas (n)	Coefficiente de simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n > 21	15,3 + (n - 21)·0,5

Tabla 1. Coeficiente de simultaneidad, según el número de viviendas

Para edificios cuya instalación esté prevista para la aplicación de la tarifa nocturna, la simultaneidad será 1 (Coeficiente de simultaneidad = nº de viviendas)

3.2 Carga correspondiente a los servicios generales

Será la suma de la potencia prevista en ascensores, aparatos elevadores, centrales de calor y frío, grupos de presión, alumbrado de portal, caja de escalera y espacios comunes y en todo el servicio eléctrico general del edificio sin aplicar ningún factor de reducción por simultaneidad (factor de simultaneidad = 1).

3.3 Carga correspondiente a los locales comerciales y oficinas

Se calculará considerando un mínimo de 100 W por metro cuadrado y planta, con un mínimo por local de 3450 W a 230 V y coeficiente de simultaneidad 1.

3.4 Carga correspondiente a los garajes

Se calculará considerando un mínimo de 10 W por metro cuadrado y planta para garajes de ventilación natural y de 20 W para los de ventilación forzada, con un mínimo de 3450W a 230 V y coeficiente de simultaneidad 1.

Cuando en aplicación de la NBE-CPI-96 sea necesario un sistema de ventilación forzada para la evacuación de humos de incendio, se estudiará de forma específica la previsión de cargas de los garajes.

4. CARGA TOTAL CORRESPONDIENTE A EDIFICIOS COMERCIALES, DE OFICINAS O DESTINADOS A UNA O VARIAS INDUSTRIAS

En general, la demanda de potencia determinará la carga a prever en estos casos que no podrá ser nunca inferior a los siguientes valores.

4.1 Edificios comerciales o de oficinas

Se calculará considerando un mínimo de 100 W por metro cuadrado y planta, con un mínimo por local de 3450 W a 230 V y coeficiente de simultaneidad 1.

4.2 Edificios destinados a concentración de industrias

Se calculará considerando un mínimo de 125 W por metro cuadrado y planta, con un mínimo por local de 10350 W a 230 V y coeficiente de simultaneidad 1.

5. PREVISIÓN DE CARGAS

La previsión de los consumos y cargas se hará de acuerdo con lo dispuesto en la presente instrucción. La carga total prevista en los capítulos 2, 3 y 4, será la que hay que considerar en el cálculo de los conductores de las acometidas y en el cálculo de las instalaciones de enlace.

6. SUMINISTROS MONOFÁSICOS

Las empresas distribuidoras estarán obligadas, siempre que lo solicite el cliente, a efectuar el suministro de forma que permita el funcionamiento de cualquier receptor monofásico de potencia menor o igual a 5750 W a 230 V, hasta un suministro de potencia máxima de 14490 W a 230V.

Ejemplo de aplicación

Edificio de:

36 viviendas de 120 m² con grado de electrificación básico.

Tres locales comerciales con un total de 440 m².

Dos ascensores de 400 kg de carga, velocidad media.

Espacios comunes (escalera, portal, rellanos, etc.) en total 320 m².

Garage de 500 m², con ventilación natural, destinado sólo a aparcamiento.

Tensión de alimentación 230 V 50 H fase-neutro (400 V entre fases).

Cálculo de valores mínimos de previsión de consumos, según ITC-BT-10.

A) 36 viviendas electrificación básica.

Potencia mínima unitaria: 5,75 kW

Factor de simultaneidad: $15,3 + (36 - 21) \times 0,5 = 22,8$

Potencia: $5,75 \times 22,8 = 131$ kW

B) Locales comerciales: $440 \text{ m}^2 \times 0,1 = 44$ kW

C) Garage ventilación natural: $500 \text{ m}^2 \times 0,01 = 5$ kW

D) Dos ascensores 400 kg

Según tabla anexa para velocidad 1m/s, se prevé $2 \times 7,5 = 15$ kW

Ascensores

Carga en kg	Nº personas	Velocidad m/s	Potencia kW
400	5	0,63	4,5
400	5	1,00	7,5
630	8	1,00	11,5
630	8	1,60	18,5

Usos generales

Alumbrado zonas comunes (portal, etc.)	Incandescencia	15 W/m ²
	Fluorescencia	4 W/m ²

E) Espacios comunes (escalera, portal, rellanos): Se considera 80% con alumbrado fluorescente y el otro 20% con alumbrado incandescente.

Por tanto, y según tabla anterior

$$\begin{array}{rcl} 320 \text{ m}^2 \times 0,8 \times 4 \text{ W/m}^2 & = & 1024 \text{ W} \\ 320 \text{ m}^2 \times 0,2 \times 15 \text{ W/m}^2 & = & 960 \text{ W} \\ \hline & & 1984 \text{ W} \approx \underline{\underline{2 \text{ kW}}} \end{array}$$

Resumen

A) Viviendas	131 kW
B) Locales comerciales	44 kW
C) Garaje	5 kW
D) Ascensores	15 kW
E) Espacios comunes (usos generales)	2 kW
	<u>197 kW</u>

Factor de potencia y potencia aparente (kVA)

Dada la naturaleza de los receptores en un edificio preferentemente de viviendas (alumbrado, electrodomésticos) es habitual considerar un factor de potencia de 0,85.

Por tanto la potencia aparente resulta:

$$197/0,85 = 231,76 \text{ kVA.}$$

Potencia del transformador

La potencia anterior resulta de un cálculo de valores mínimos. Por tanto en previsión de incrementos de consumo, es conveniente, según antes recomendado, considerar este valor sólo como el 65% aprox. de la potencia del transformador.

$$\text{Se tiene pues } 231,76/0,65 = 356,55 \text{ kVA.}$$

Se elige pues un transformador de 400 kVA que es la potencia más próxima normalizada.

A primera vista, puede parecer que resulta un margen algo excesivo entre el consumo previsto y la potencia del transformador, pero la experiencia indica que no es así. En efecto:

- La tendencia es, hoy por hoy, de incremento de consumo y no al contrario.

Las pérdidas por efecto Joule en los arrollamientos del transformador, varían con el cuadrado de la potencia. Por tanto, en este caso se reducen a $(231,76/400)^2 = 0,335$ son pues sólo un tercio de las correspondientes a su potencia nominal, lo cual representa un ahorro significativo.

Además el régimen de temperatura del transformador es más bajo lo cual es beneficioso para la vida y la seguridad del mismo.

A tener en cuenta que la operación de cambio del transformador en un CT por otro de mayor potencia tiene un coste elevado en relación con el precio del transformador, sobre todo si hay que tomar disposiciones para mantener el servicio durante el cambio (grupo electrógeno provisional).

11 Proyecto de un CT de abonado

11.1 El proyecto

1.- Datos de partida a facilitar por la compañía suministradora:

- Tensión de alimentación (kV).
- Potencia o intensidad de cortocircuito en el punto de la red de distribución donde se conectará el CT (MVA o kA).
- Intensidad máxima de cortocircuito unipolar fase-tierra, y duración máxima del mismo.
- Forma de acometida al CT: línea aérea, o cable subterráneo.
- Forma de alimentación de CT: línea única (distribución radial en antena) o dos líneas (distribución en anillo).

2.- Datos de proyecto

Potencia a suministrar por el CT (kW) y factor de potencia, o sea, «previsión de cargas».

Tensión de salida del CT en BT (lo más frecuente 400 V entre fases, 230 V entre fase y neutro).

3.- Pasos del proyecto

- Determinación del número y potencia (kVA) de los transformadores, a partir de la previsión de cargas y naturaleza de las mismas.
- Elección del tipo constructivo del CT: Interior o exterior, de superficie o subterráneo etc.
- Elección del régimen de neutro (TN, TT, IT) de la salida en BT.
- Elaboración del esquema eléctrico del CT (circuito principal MT, circuitos auxiliares de mando control y protección, salidas BT).
- Elección de las características y tipos de los componentes del CT (transformadores, aparataje y equipos MT y BT, cables, etc.).
- Diseño de la disposición interior del CT: Distribución de aparatos y elementos dentro del CT. Situación de puertas y accesos, entradas y salidas de ventilación, tabiquería interior, entrada de cables MT o línea aérea, salida de cables BT, etc.
- Complementos: Alumbrado, señalización, disposiciones seguridad, etc.

11.2 Documentos que comprende el proyecto de un CT

El proyecto de un CT como todos los proyectos de ejecución, contendrá todos los datos necesarios para que la instalación quede definida técnica y económicamente.

A este propósito constará de los documentos siguientes:

- Memoria.
- Pliego de condiciones técnicas.
- Presupuesto.
- Planos.

En la memoria se indicará el emplazamiento de CT, la potencia del CT, se describirán los elementos componentes y sus características

incluyendo los cálculos justificativos, y que se cumplan las normativas de los Centros de Transformación.

El «Pliego de Condiciones Técnicas» contendrá la información necesaria para definir los materiales, aparatos y equipos y su correcto montaje, así como las instrucciones que puede dictar la Dirección Facultativa, en la realización del proyecto, ante cualquier eventualidad que pueda surgir en los trabajos, o en los elementos, como por ejemplo:

- Ensayo de materiales.
- Plazos de garantía.

- Obligaciones y responsabilidad del contratista.
- Recepción provisional y definitiva del CT.

El «Presupuesto» deberá constar de:

- a) Mediciones.
- b) Presupuestos parciales de los diversos componentes de CT a ejecutar.
- c) Presupuesto general del mismo y resumen del conjunto de presupuestos parciales.

Por último, el documento «Planos» deberá incluir:

- a) Plano de situación, incluyendo los accesos al CT.
- b) Esquema unifilar del CT indicando las características principales de los elementos fundamentales que lo integran.
- c) Planos, en planta y alzado, suficientemente amplios a escalas convenientes y con indicación de las cotas esenciales, poniendo de manifiesto el emplazamiento de los elementos fundamentales y conexiones principales.

d) En el caso de preverse futuras ampliaciones deben dibujarse los esquemas y planos correspondientes encerrando esta parte del CT en un recuadro de trazos.

A título de ejemplo, se anexa a continuación el índice de apartados del proyecto de un CT en sus cinco capítulos: Memoria, Cálculos justificativos, Pliego de condiciones, Presupuesto, y Planos.

Se trata de un índice «in extenso». En algunos casos pueden omitirse ciertos apartados del capítulo Cálculos justificativos. Por ejemplo, con el mallazo equipotencial en el suelo del CT según el método UNESA antes explicado en el capítulo 5 no ha lugar al apartado 2.8.5. Tampoco ha lugar en muchos casos al apartado 2.8.9.

En cuanto al apartado 2.4 puede omitirse cuando se trata de cabinas MT prefabricadas para las cuales el fabricante en su documentación técnica (catálogos, protocolos de ensayo, etc.) indica y garantiza los valores de corriente de servicio y de cortocircuito que las cabinas pueden soportar a los efectos térmicos y dinámicos.

11.3 Índice de apartados de un proyecto

El presente proyecto está elaborado conforme al siguiente índice de apartados, en aquéllos que le afectan.

- 1 MEMORIA.
 - 1.1 OBJETO DEL PROYECTO.
 - 1.1.1. Reglamentación y disposiciones oficiales.
 - 1.2 TITULAR.
 - 1.3 EMPLAZAMIENTO.
 - 1.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
 - 1.5 PROGRAMA DE NECESIDADES Y POTENCIA INSTALADA EN KVA.
 - 1.6 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.
 - 1.6.1 Obra Civil.
 - 1.6.1.1 Local.
 - 1.6.1.2 Características de la Red de Alimentación.
 - 1.6.2.2 Características de la aparamenta de Alta Tensión.
 - 1.6.2.3 Características material vario de Alta Tensión.
 - 1.6.2.4 Características de la aparamenta de Baja Tensión.
 - 1.6.3 Medida de la Energía Eléctrica.

- 1.6.4 Puesta a Tierra.
 - 1.6.4.1 Tierra de Protección.
 - 1.6.4.2 Tierra de Servicio.
 - 1.6.4.3 Tierras interiores.
- 1.6.5. Instalaciones Secundarias.
 - 1.6.5.1 Alumbrado.
 - 1.6.5.2 Baterías de Condensadores.
 - 1.6.5.3 Protección contra Incendios.
 - 1.6.5.4 Ventilación.
 - 1.6.5.5 Medidas de Seguridad.
- 2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.
 - 2.1 INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN.
 - 2.2 INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN.
 - 2.3 CORTOCIRCUITOS.
 - 2.3.1 Observaciones.
 - 2.3.2 Cálculo de Corrientes de Cortocircuito.
 - 2.3.3 Cortocircuito en el lado de AT.
 - 2.3.4 Cortocircuito en el lado de BT.
 - 2.4 DIMENSIONADO DEL EMBARRADO.
 - 2.4.1 Comprobación por densidad de corriente.
 - 2.4.2 Comprobación por sollicitación electrodinámica.
 - 2.4.3 Comprobación por sollicitación térmica.
 - 2.5 SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES DE ALTA Y BAJA TENSIÓN.
 - 2.6 DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL CT.
 - 2.7 DIMENSIONES DEL POZO APAGAFUEGOS.
 - 2.8 CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA.
 - 2.8.1 Investigación de las características del suelo.
 - 2.8.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra, y del tiempo máximo de eliminación del defecto.
 - 2.8.3 Diseño preliminar de la instalación de tierra.
 - 2.8.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierra.
 - 2.8.5 Cálculo de las tensiones de paso interior de la instalación.
 - 2.8.6 Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación.
 - 2.8.7 Cálculo de las tensiones aplicadas.
 - 2.8.8 Investigación de las tensiones transferibles al exterior.
 - 2.8.9 Corrección y ajuste del diseño inicial, estableciendo el definitivo.
- 3 PLIEGOS DE CONDICIONES.
 - 3.1 CALIDAD DE LOS MATERIALES.
 - 3.1.1 Obra Civil.
 - 3.1.2 Aparata de Alta Tensión.
 - 3.1.3 Transformadores.
 - 3.1.4 Equipos de Medida.

- 3.2 NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES.
- 3.3 PRUEBAS REGLAMENTARIAS.
- 3.4 CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD.
- 3.5 CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN.
- 3.6 LIBRO DE ÓRDENES.
- 4 PRESUPUESTO
 - 4.1 OBRA CIVIL.
 - 4.2 APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN.
 - 4.3 TRANSFORMADORES.
 - 4.4 EQUIPOS DE BAJA TENSIÓN.
 - 4.5 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.
 - 4.6 VARIOS.
 - 4.7 PRESUPUESTO TOTAL.
- 5 PLANOS.
 - 5.1 SITUACIÓN.
 - 5.2 ESQUEMA UNIFILAR.
 - 5.3 PLANTA Y ALZADO.
 - 5.4 TOMAS DE TIERRA.

12 Alumbrado, señalización y material de seguridad

12.1 Alumbrado

En el interior del CT se instalarán las fuentes de luz necesarias para conseguir, cuanto menos, un nivel medio de iluminación de 150 lux existiendo por lo menos dos puntos de luz.

Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de tal forma que se mantenga la máxima uniformidad posible en la iluminación. Se deberá poder efectuar la sustitución de las lámparas sin necesidad de desconectar la alimentación.

Los interruptores de alumbrado estarán situados en la proximidad de las puertas de acceso, pudiendo instalarse con conmutadores o telerruptores.

Independientemente de este alumbrado, podrá existir un alumbrado de emergencia con generación autónoma, el cual entrará en funcionamiento automáticamente ante un corte del servicio eléctrico. Tendrá una autonomía mínima de 2 horas, con nivel luminoso no inferior a 5 lux.

12.2 Señalización y material de seguridad

Los CT deberán cumplir las siguientes prescripciones:

Las puertas de acceso al CT y las puertas y pantallas de protección de las celdas, llevarán el cartel de riesgo eléctrico, según dimensiones y colores que especifica la Recomendación AMYS 1.4.10, modelo AE-10.

En un lugar bien visible del interior del CT se situará un cartel con las instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente de una persona. Su contenido se referirá a la forma de aplicar la respiración boca a boca y el masaje cardíaco.

Aquellos CT en los que sea necesario realizar maniobras con pértiga estarán equipados con un taburete de aislamiento sobre el que se colocará el operario al utilizar la pértiga.

La instalación eléctrica de BT para el servicio propio del CT llevará en su origen un interruptor diferencial de alta sensibilidad (10 mA o 30 mA).

Es también recomendable que haya en el CT, un par de guantes aislantes de MT guardados en un pequeño armario o cofret, acondicionados con polvo de talco.

A1.1 Seccionador

A1.1.1.- El seccionador

En posición abierto asegura una distancia de seccionamiento (separación). Esta función es necesaria para cumplir con la primera de las llamadas «reglas de oro» de la seguridad, para realizar trabajos o intervenciones en las instalaciones de MT.

Puede abrir o cerrar un circuito interrumpiendo o estableciendo, según corresponda, el paso de una corriente siempre que ésta sea de valor despreciable ($\leq 0,5 A$).

Puede también abrir o cerrar un circuito, interrumpiendo respectivamente, estableciendo el paso de una corriente de valor determinado, no despreciable, siempre y cuando no se produzca por ello, ningún cambio notable de tensión en los bornes de cada uno de sus polos.

En el esquema **figura A1.1** se puede ver un ejemplo de esta aplicación.

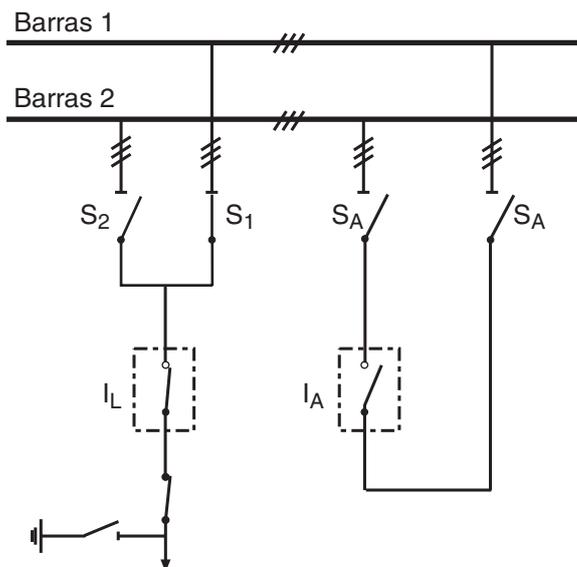
En los CT, su aplicación más habitual es la de establecer una distancia de seccionamiento.

Las características nominales de un seccionador, son las indicadas en el capítulo 3, apartados 3.3 y siguientes, como comunes a los aparatos de maniobra MT, «a» a «g» y «h», «i», «j» si procede, según tipo de accionamiento.

A1.1.2.- Seccionador de puesta a tierra (Spt)

Aparato mecánico de conexión utilizado para poner a tierra una parte de un circuito, capaz de soportar durante un tiempo especificado corrientes en condiciones anormales como las de cortocircuito, pero no previsto para soportar la corriente en las condiciones normales del circuito.

Secuencia de maniobras para el cambio de barras (de «1» a «2») en la alimentación de una línea de salida, sin interrupción de servicio



■ Acoplamiento de barras:

- Cierre seccionadores S_A
- Cierre interruptor I_A
- ⇒ Ahora los seccionadores S_1 y S_2 están a la misma tensión en su entrada y salida.

■ Cambio de barras:

- Cierre del seccionador S_2 : la corriente se reparte entre S_1 y S_2
- Apertura del seccionador S_1 : la corriente pasa toda por S_2
- ⇒ Efectuado el cambio de barras.

■ Desacoplamiento de barras (finalmente y si procede):

- Apertura del interruptor de acoplamiento I_A
- Apertura de los seccionadores S_A .
- ⇒ Barras separadas.

Fig. A1.1: Ejemplo de utilización de un seccionador MT.

Funciones:

- Conexión a tierra de una parte de un circuito.
- Además, en los seccionadores de puesta a tierra tripolares, cierre en cortocircuito de las tres fases de un sistema trifásico.

La 4ª de las reglas para la realización de trabajos sin tensión en instalaciones MT y AT prescribe la puesta a tierra y en cortocircuito en los puntos que delimitan las llamadas zona protegida y zona de trabajo. Con esta puesta en cortocircuito se asegura la eliminación de las tensiones estáticas debidas a las capacidades de los cables aislados, condensadores, etc.

En muchos casos, los Spt están asociados con seccionadores, formando un solo aparato combinado, que asume las funciones del seccionador y del Spt.

En este aparato combinado hay siempre un enclavamiento mecánico que impide que el seccionador y el Spt estén cerrados simultáneamente.

El poder de cierre en cortocircuito del Spt debe ser igual o superior al mayor valor de cresta de la corriente de cortocircuito que pueda presentarse en el punto del circuito donde esté conectado el Spt.

Con este objeto los Spt actuales están equipados con mecanismo de cierre rápido, independiente de la acción del operador, que asegura que pueda conectar (establecer) una corriente de cortocircuito en caso de eventual falsa maniobra.

Las características nominales de un Spt son pues las indicadas en el capítulo 3, apartado 3.3 y siguientes, como comunes para los aparatos de maniobra MT, excepto la «d» (corriente nominal en servicio continuo).

Además, tiene como característica específica: Intensidad nominal de conexión (poder de cierre en cortocircuito). Expresada en valor cresta, es igual a 2,5 veces el valor eficaz de la intensidad admisible de corta duración asignada, por tanto, igual al valor «f» de las características comunes.

A1.2 Interruptor-seccionador

A1.2.1.- Generalidades

Aparato mecánico de conexión capaz de establecer, soportar e interrumpir intensidades en condiciones normales del circuito, comprendiendo eventualmente condiciones especificadas de sobrecarga en servicio, así como soportar durante un tiempo especificado intensidades en condiciones anormales del circuito tales como de cortocircuito. Pueden también establecer pero no interrumpir intensidades de cortocircuito.

El interruptor-seccionador en la posición de abierto establece una distancia visible de seccionamiento que satisface las exigencias de seguridad especificadas para un seccionador.

■ Principales aplicaciones:

- Maniobra de redes de distribución radiales y en anillo (líneas y cables),
- Maniobra de baterías únicas de condensadores.
- Asociados con fusibles, maniobra y protección de transformadores de distribución MT/BT.

En el esquema de la **figura A1.2** se pueden ver ejemplos de la aplicación en redes y en CT.

Los interruptores-seccionadores tipo G para uso general tienen también un poder de corte especificado de transformadores en vacío y de líneas y cables en vacío. Por otra parte, los modelos actuales del mercado, tipo G, para uso general, tienen también muchos de ellos un poder de corte especificado de baterías únicas de condensadores, generalmente inferior a la intensidad nominal del aparato pero suficiente en muchos casos.

Prácticamente todos los tipos actuales de mercado son tripolares, para líneas trifásicas sin neutro.

■ Las características nominales de los interruptores-seccionadores tipo G para uso general, son las indicadas en el capítulo 3, apartado 3.3 y siguientes, como comunes a la apartada de maniobra MT «a» a «g» y «h», «i», «j» si procede, según tipo de accionamiento.

Además tienen las siguientes características nominales específicas:

- Poder de cierre nominal en cortocircuito, I_{ma} . Debe de ser igual o superior al valor de cresta de la intensidad asignada de corta duración, y por tanto igual o superior al mayor valor de cresta de la intensidad inicial de cortocircuito que pueda presentarse en aquel punto del circuito y circular por el aparato.
- Poder de corte nominal de carga principalmente activa (factor de potencia $\geq 0,7$ inductivo), I_1 . Debe de ser igual al valor de la intensidad nominal en servicio continuo del aparato.

- Poder de corte nominal de carga en bucle, I_2 . Es el poder de corte de una carga de factor de potencia 0,3 inductivo, en circuito de bucle cerrado, es decir, un circuito en el cual ambos lados del interruptor-seccionador permanecen bajo tensión después de la ruptura y en el que la tensión que aparece entre los bornes es notablemente menor que la tensión de la red, concretamente inferior o igual a 0,25 veces la tensión nominal del aparato.

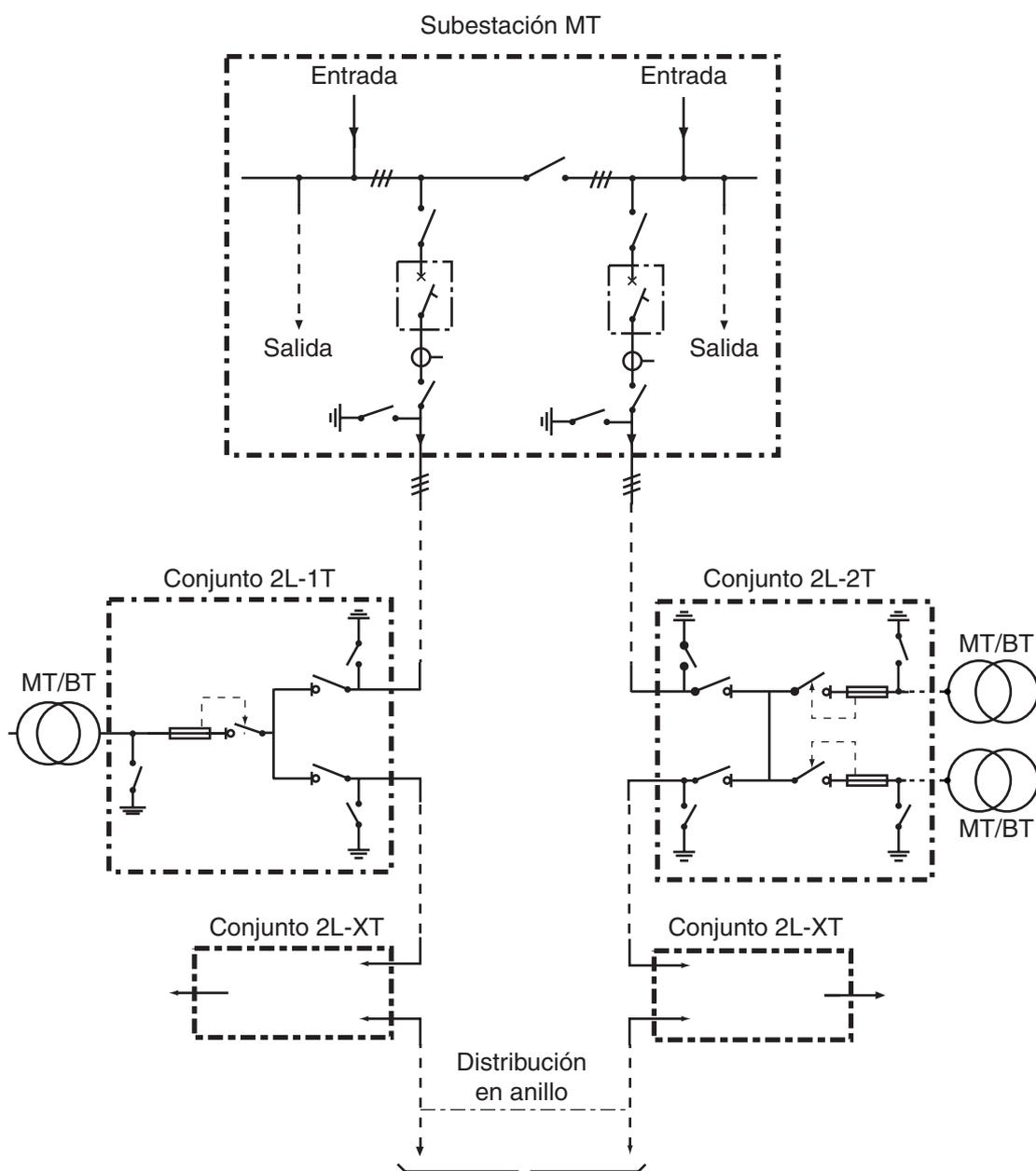


Fig. A1.2: Ejemplo de aplicación de seccionadores en redes de distribución en anillo.

El poder de corte nominal de carga en bucle, debe ser también igual a la intensidad nominal en servicio continuo del aparato.

- Poder de corte asignado de transformadores en vacío, I_3 .
- Poder de corte asignado de baterías únicas de condensadores, I_4 .
- Poder de corte asignado de líneas en vacío, I_5 .
- Poder de corte asignado de cables en vacío, I_6 .

Las intensidades I_5 e I_6 de líneas y cables en vacío son capacitivas como I_4 .

En los interruptores-seccionadores para uso general (tipo G), los poderes de corte I_3 , I_4 , I_5 e I_6 acostumbran a ser de valor muy inferior al de la corriente nominal en servicio continuo del aparato.

Prácticamente todos los interruptores-seccionadores del mercado, son de intensidad nominal en servicio continuo («d») 400 A, valor suficiente para la aplicación de estos aparatos a la maniobra de líneas así como para la maniobra y protección de transformadores MT/BT en los CT.

A1.2.2.- Mecanismos de accionamiento

Para que un interruptor-seccionador pueda tener un determinado poder de cierre en cortocircuito, su maniobra de cierre debe realizarse a una velocidad determinada.

Asimismo, para tener unos determinados poderes de corte I_1 a I_6 , la maniobra de apertura debe realizarse también a una velocidad determinada.

Para ello, el interruptor-seccionador debe estar equipado con un dispositivo que asegure la fuerza y las velocidades de cierre y de apertura, independientemente de la acción del operador.

Este dispositivo acostumbra a ser un mecanismo de acumulación de energía de resortes (muelles). Los tipos básicos de este mecanismo son:

A) Mecanismo sin elemento de retención.

El resorte acumula la energía aplicada al mismo (manual, eléctrica, neumática, etc.) hasta llegar a un punto de tensado y/o posición en el que libera automáticamente

dicha energía produciéndose el cierre o la apertura con la fuerza y velocidad previstas.

Puede ser de resorte único o de dos resortes, uno para el cierre y otro para la apertura.

B) Mecanismo con elemento de retención.

El resorte acumula la energía aplicada al mismo, hasta llegar a su posición final de tensado, quedando retenido en esta posición. El cierre o la apertura se produce al liberarse el resorte por la acción de un mecanismo de disparo («disparador»), que puede ser actuado manualmente o bien eléctricamente (por ejemplo con un electroimán).

Este tipo permite:

– Una vez tensado el resorte y acumulada la energía, diferir el cierre o la apertura en tanto no se actúe sobre el mecanismo de disparo.

– Orden de cierre o apertura a distancia por actuación eléctrica del disparador.

– En los interruptores-seccionadores equipados con fusibles, apertura automática por fusión de uno de ellos. Al fundirse, su percutor actúa mecánicamente sobre el disparador.

– Apertura automática por actuación de relés de sobrecarga directos, montados en el interruptor-seccionador.

– Apertura automática por actuación de relés de sobrecarga indirectos, mediante orden eléctrica (electroimán) al disparador.

Puede ser también de resorte único o bien de dos resortes independientes uno para cierre y otro para apertura.

A1.2.3.- Asociación con seccionador de puesta a tierra (Spt)

Los interruptores-seccionadores pueden llevar asociado un seccionador de puesta a tierra (Spt) formando así un aparato combinado.

El Spt puede quedar situado indistintamente a uno u otro lado del interruptor-seccionador.

Además en los interruptores-seccionadores con bastidor de fusibles, el Spt puede situarse también en dicho bastidor en el lado conexión de los cables o pletinas.

Debe haber un enclavamiento mecánico entre el Spt y el interruptor-seccionador que impida que los dos puedan estar simultáneamente cerrados.

El Spt debe tener dispositivo de cierre rápido independientemente de la acción del operador, que asegure un poder de cierre en cortocircuito.

El poder de cierre en cortocircuito del Spt, debe ser igual al del interruptor-seccionador.

A1.2.4.- Asociación con fusibles

Los interruptores-seccionadores pueden estar equipados con un bastidor de fusibles de alta capacidad de ruptura con percutor.

Este bastidor puede situarse indistintamente a ambos lados del interruptor-seccionador.

Forman pues un aparato combinado.

Eléctricamente los fusibles y el interruptor-seccionador quedan conectados en serie.

Los interruptores-seccionadores con fusibles, tienen mecanismo de accionamiento del tipo B, o sea con elemento de retención del resorte de apertura y dispositivo de disparo el cual es actuando mecánicamente por el percutor del fusible cuando éste funde produciéndose así la apertura automática del interruptor-seccionador.

El interruptor-seccionador tiene poder de cierre en cortocircuito, pero no tiene poder de corte de la corriente de cortocircuito. En este aparato combinado la interrupción de la corriente de cortocircuito la efectúan casi instantáneamente los fusibles al fundirse.

Este aparato combinado cubre pues las dos prestaciones de cierre y corte de la corriente de cortocircuito.

Además, el fusible al actuar tan rápidamente, limita el valor de la corriente de cortocircuito de forma que no llega a alcanzar el valor pleno que tendría sin los fusibles. Efectúa pues, un apreciable efecto limitador de la corriente de cortocircuito, beneficioso para la instalación.

A1.2.5.- Aplicaciones

Las aplicaciones más frecuentes de los interruptores seccionadores son:

– Para maniobra de redes de distribución MT, radiales o en anillo (ver esquema de la **figura A1.2**). Son interruptores-seccionadores tipo G para uso general, sin fusibles y con Spt. Mayoritariamente con mecanismo de accionamiento del tipo A (sin retención).

– Para maniobra y protección de transformadores de distribución MT/BT (ver el mismo esquema ya citado). Son interruptores-seccionadores tipo G para uso general equipados con bastidor de fusibles y Spt.

Con mecanismo de accionamiento tipo B o sea, con retención del resorte de apertura. Con este aparato combinado, el transformador queda protegido de la corriente de cortocircuito por los fusibles y la protección contra sobrecargas la efectúa el interruptor-seccionador.

La utilización de los interruptores-seccionadores con fusibles para la protección de transformadores, viene limitada en cuanto a la potencia de los mismos, por el calibre máximo de los fusibles MT que en el estado actual de la técnica, se encuentran en el mercado. Ver en este aspecto el apartado siguiente A1.3 «fusibles MT». Es previsible que en el futuro, estos límites puedan variar debido al avance de la tecnología.

Un interruptor-seccionador, con o sin fusibles, y con Spt asume pues las funciones de interruptor, en los términos y valores antes especificados, de seccionador (función «seccionamiento»), y de conexión a tierra y en cortocircuito.

Según la primera de las llamadas «Reglas de oro de la seguridad», deben establecerse distancias de separación (seccionamiento) visibles.

Ahora bien, con el avance de la tecnología, se han desarrollado tipos de interruptores-seccionadores con Spt en los que las tres funciones de conexión-desconexión, seccionamiento y puesta a tierra y en cortocircuito, quedan constructivamente integradas en un único elemento móvil, con tres posiciones: cerrado, abierto con distancia de seccionamiento, y conectado a tierra. En la **figura A1.3** se representan dos ejemplos de lo indicado, uno a base de movimiento lineal, y el otro a base de movimiento giratorio (circular).

En ambos casos, por tratarse de aparatos con los contactos dentro de gas dieléctrico SF₆, la distancia de seccionamiento no es directamente visible pero es no obstante verificable por lo siguiente:

En el caso de movimiento lineal, la posición conectado a tierra es directamente visible pues el contacto fijo de conexión a tierra está dentro de una campana de cristal.

Resulta evidente que para llegar a esta posición conectado a tierra, el contacto móvil ha tenido que pasar primero a la posición abierto con distancia de seccionamiento.

Análogamente, en el caso de movimiento giratorio, el contacto móvil para llegar a la posición conectado a tierra ha tenido que pasar primero por la posición de interruptor abierto con distancia de seccionamiento.

Por este motivo se ha establecido el concepto de «corte efectivo» como alternativa equivalente a la de corte visible.

El corte efectivo puede definirse en los términos siguientes: apertura de un circuito eléctrico que no permite comprobación visual

y su posición de ABIERTO es señalada por un medio seguro. Este tipo de interruptores-seccionadores presenta las características de aislamiento exigidas a los seccionadores.

Se considera pues el corte efectivo equivalente al corte visible a los efectos de seguridad de operación (trabajos, intervenciones, etc.).

Recuérdese por otra parte, que la «3ª regla de oro de la seguridad» indica que hay que verificar la ausencia de tensión en todas las posibles fuentes de tensión, o sea, en todos los puntos donde se haya efectuado un corte visible o efectivo.

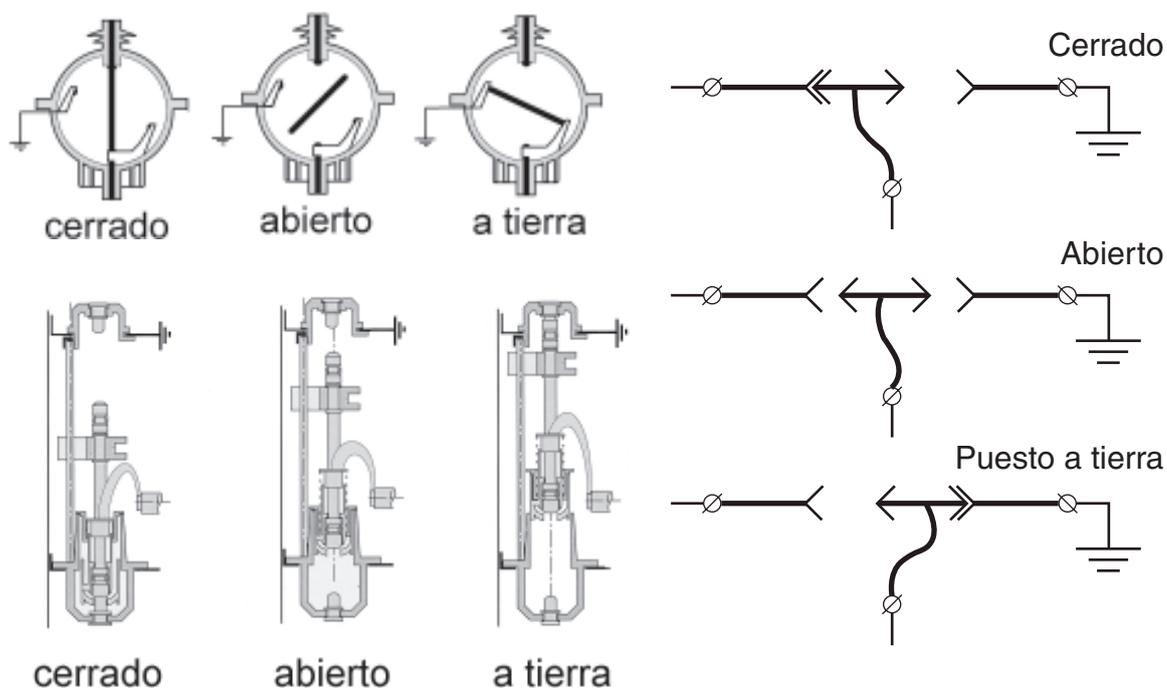


Fig. A1.3: Rotación o desplazamiento de la parte móvil en los interruptores-seccionadores MT.

A1.3 Fusibles MT

A1.3.1.- Generalidades

Los fusibles de MT son los únicos elementos de la apartamentada de MT, que además de poder cortar corrientes de cortocircuito, son capaces de limitarlas en su valor, debido a que pueden interrumpir la corriente en tiempos inferiores a un cuarto de periodo (5 ms a 50 Hz), y por tanto la corriente no llega a su valor cresta (valor «presunto» según denominación de las normas UNE).

A1.3.2.- Características

Características nominales o asignadas que definen las prestaciones de un fusible MT, y, por tanto, su elección y/o aplicación.

■ Tensión nominal U_n .

Valores normalizados

3,6 - 7,2 - 12 - 17,5 - 25 - 36 kV

Criterio básico de elección:
Tensión de servicio < Tensión nominal ($U_s < U_n$)

■ Intensidad nominal («calibre») I_n .

Valores normalizados:

6,3 - 10 - 16 - 20 - 25 - 31,5 - 40 - 50 - 63
80 - 100 - 125 - 160 y 200 A

El valor de la intensidad nominal I_n , viene determinado por el constructor por consideraciones térmicas, en el sentido de que, circulando en permanencia por el fusible, éste no sobrepase los calentamientos admisibles indicados en las normas.

Hay que tener en cuenta que para un determinado valor de intensidad, el calentamiento puede variar según la forma de instalación del fusible, y, por tanto, sus condiciones de refrigeración.

Esta intensidad asignada I_n es pues una característica que por si misma no permite prever con precisión el campo de utilización del fusible, en nuestro caso para protección de transformadores de distribución.

■ Poder de corte máximo I_1 (kA): es el valor más elevado de la corriente de cortocircuito presunta, que el fusible es capaz de cortar. Este valor debe ser pues superior al de la máxima corriente de cortocircuito que pueda presentarse en el punto donde está instalado el fusible. El criterio de elección es pues $I_1 > I_{cc}$.

■ Corriente mínima de corte I_3 (A): Para valores inferiores a I_3 el fusible funde pero no corta totalmente la corriente, el arco se mantiene en su interior hasta que una actuación externa interrumpe la corriente, entretanto hay peligro de que el fusible estalle.

Por tanto, es totalmente imperativo evitar a toda costa la instalación de un fusible para que actúe a una intensidad comprendida entre I_n e I_3 . Los valores usuales de I_3 están comprendidos entre $2I_n$ y $6I_n$.

A1.3.3.- Elección de los fusibles para protección de transformadores de distribución MT/BT

En los catálogos de los fabricantes figura la tabla de elección de la intensidad nominal I_n del fusible, en función de la potencia y la tensión MT del transformador.

A título de ejemplo, se reproducen las tablas correspondientes a los fusibles tipo Fusarc CF (figuras A1.4 y A1.5).

Estas tablas están confeccionadas a partir de las tres condiciones siguientes:

A.- Soportar sin fundir intempestivamente la punta de corriente de conexión que puede producirse en una fase del transformador.

B.- Soportar la corriente de servicio permanente y las eventuales sobrecargas de servicio, sin calentarse en exceso.

Tipo de fusibles	Tensión servicio kVA	Potencia del transformador (kVA)																Tensión asignada kV
		50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	
Fusarc CF	6	16	20	25	25	31.5	40	50	50	63	80	100	125					12
	10	10	10	16	20	25	25	31.5	40	50	50	63	80	100	125			12
	11	10	10	16	20	20	25	25	40	40	50	50	63	80	100	125		12
	12	10	10	16	20	20	25	25	40	40	50	50	63	80	100	125		12
	13.2	10	10	10	16	16	20	25	31.5	40	40	50	50	63	100			24
	15	10	10	10	10	16	20	25	31.5	31.5	40	50	50	63	80	100		24
	16	10	10	10	10	16	20	25	31.5	31.5	40	50	50	63	80	100		24
	20	10	10	10	10	16	16	20	25	25	31.5	40	40	63	63	80	100	24
	22	10	10	10	10	10	16	16	20	25	31.5	40	40	50	63	80	100	24

Fig. A1.4: Tabla de elección de fusibles FUSARC de 6 a 24 kV (calibre en A; utilización sin sobrecarga: $25^\circ < \theta < 40^\circ\text{C}$).

Tensión de servicio kV	Potencia del transformador kVA														
	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
25	6,3	10	10	16	20	20	25	31,5	40	50	50	63	63	63	
30	6,3	6,3	10	10	16	20	20	25	31,5	40	50	50	63	63	63

Fig. A1.5: Tabla de elección de fusibles FUSARC-CF 36 kV para protección de transformador (calibre en A; utilización sin sobrecarga: $5^\circ < \theta < 40^\circ \text{C}$).

C.- Cortar las corrientes de cortocircuito que puedan producirse por un defecto en los bornes secundarios del transformador.

A1.3.3.1.- En relación con la condición A:

Puntas de conexión

La conexión de un transformador se debe considerar siempre como el paso por un régimen transitorio que será más o menos importante según sea el instante de aplicación de la tensión y el valor de la inducción remanente del circuito magnético.

La asimetría y el valor de cresta de la corriente son máximos cuando la conexión se efectúa en el instante coincidente con un cero de tensión y cuando la inducción remanente en la misma fase es también la máxima.

En la **figura A1.6** se representa la curva de variación en el tiempo de una corriente de conexión:

– I_e es el valor máximo (valor inicial) de la corriente de conexión. En la figura está

expresada en veces la corriente nominal del transformador I_e/I_n ,

– Se denomina constante de tiempo de amortiguamiento « τ_e » al tiempo en segundos que la corriente de conexión ha tardado en reducirse al 37% de su valor inicial,

– t es el tiempo en segundos al final del cual se estima que la corriente de conexión ha alcanzado su valor final. Generalmente se considera $t = 3\tau_e$.

La tabla de la **figura A1.7** da los valores indicativos de I_e/I_n y de τ_e en función de la potencia de los transformadores normalizados.

Una regla práctica simple y experimentada largamente que tiene en cuenta las sobrecargas mencionadas y evita el envejecimiento del fusible por repetición de estas sobrecargas es verificar que la corriente de fusión del fusible en 0,1 segundos sea siempre superior o igual a 14 veces la corriente nominal I_n del transformador.

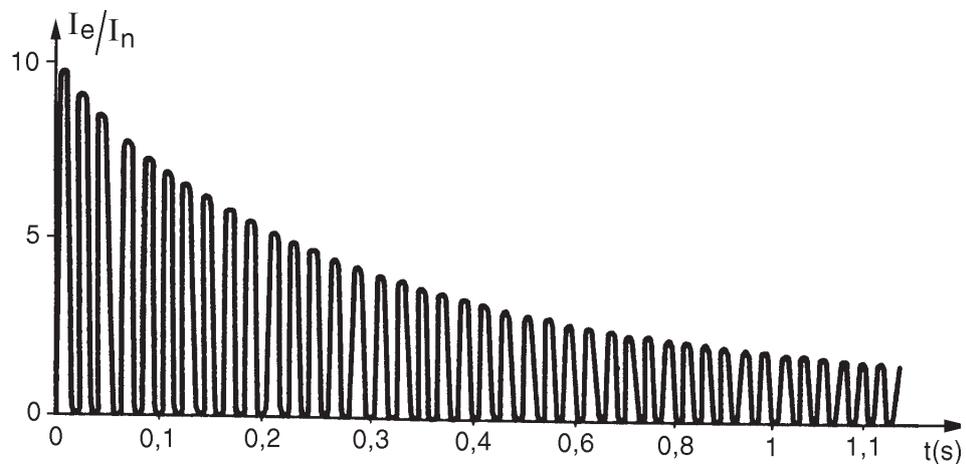


Fig. A1.6: Corriente de conexión de un transformador de 100 kVA.

A1.3.4.2.- En relación con la condición B:

Régimen permanente y de sobrecarga

Para no provocar un rápido envejecimiento de los elementos fusibles y para tener en cuenta su instalación en celdas cerradas (temperatura ambiente muy elevada) el calibre mínimo nominal del cartucho fusible ha de ser superior o igual a 1,3 veces la intensidad nominal del transformador (I_n).

Esto es válido para las condiciones normales de temperatura definidas por las recomendaciones CEI es decir: temperatura de aire ambiente sin rebasar los $+40\text{ }^\circ\text{C}$ con una media, medida sobre un periodo de 24 horas, de $+35\text{ }^\circ\text{C}$ como máximo.

Si se prevé que el transformador pueda funcionar con una sobrecarga permanente, se ha de tener en cuenta para el cálculo del calibre de protección. Tomaremos como calibre:

$$1,3 I_{\text{sobrecarga}} \leq \text{calibre cartucho.}$$

A1.3.4.3.- En relación con la condición C:

Corriente de defecto sobre el secundario del transformador

En el caso de que algún equipo de relés de protección del lado MT no esté previsto para detectar un cortocircuito sobre el secundario (lado BT) del transformador protegido, corresponderá al fusible la misión de eliminar los efectos del defecto.

La regla a verificar en este caso será sobre todo el asegurar que la corriente a interrumpir sea superior o igual a I_3 , corriente mínima de corte del fusible.

Del concepto de corriente mínima de corte I_3 , que debe de ser de 2 a $6I_n$ y de la condición B, intensidad nominal («calibre») del fusible $I_n \geq 1,3$ veces la intensidad nominal del transformador, se desprende que la misión del fusible MT es la de proteger contra corrientes de cortocircuito, pero no de las sobrecargas más o menos duraderas.

La protección contra estas sobrecargas debe de ser efectuada o bien mediante el control de temperatura del transformador o bien mediante relés de sobreintensidad que actúen sobre un interruptor.

S kVA	I_e / I_n	τ_e s
50	15	0,10
100	14	0,15
160	12	0,20
400	12	0,25
630	11	0,30
800	10	0,30
1000	10	0,35
1250	9	0,35
1600	9	0,40
2000	8	0,45

Fig. A1.7: Valores indicativos de I_e/I_n y de τ_e .

A2 Interruptor automático de corriente alterna MT

A2.1 Definición

Aparato mecánico de conexión, capaz de establecer soportar, e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas del circuito tales como las de cortocircuito.

Notas:

– Para denominar un interruptor automático, se utiliza también en algunos textos el término «disyuntor». Se trata de un galicismo. En francés es «disjonteur».

En inglés se denomina «circuit-breaker» y en alemán «Strömungsschalter».

– Un interruptor automático está previsto generalmente para actuar con poca frecuencia, si bien ciertos tipos son capaces de maniobras frecuentes.

– Los tipos actuales de interruptores automáticos tienen mayoritariamente los contactos dentro de cámaras cerradas, de forma que la posición abierto o cerrado de los mismos no es directamente visible.

Por tanto estos interruptores automáticos en posición abierto no establecen una distancia visible de seccionamiento a efectos del cumplimiento de las condiciones reglamentarias de seguridad.

Por este motivo, en el punto del circuito donde está instalado un interruptor automático, hay siempre conectado en serie con el mismo un seccionador a uno u otro lado del interruptor automático, o bien dos seccionadores, uno en cada lado.

– En adelante, en este texto, para abreviar, se empleará el término «interruptor» para designar los interruptores automáticos.

A2.2 Principales aplicaciones

Maniobra y protección de líneas aéreas, cables transformadores de potencia, generadores, motores MT, y baterías únicas de condensadores.

También, bajo ciertas condiciones, maniobra y protección de baterías de condensadores de varios escalones.

A2.3 Normativa

– Reglamento de Alta Tensión MIE.RAT - Instrucciones Técnicas Complementarias 01 y 06.

– Norma UNE 21-081 (concordante con CEI 56) «Interruptores automáticos de corriente alterna para Alta Tensión».

– Norma UNE-EN 60 694 (concordante con CEI 694:1 996). «Estipulaciones comunes para las normas de apartamento de alta tensión».

A2.4 Tipos constructivos actuales

Mayoritariamente interruptores tripolares para redes trifásicas (sin conductor neutro), con mecanismo de accionamiento común (único) para los tres polos.

En menor cuantía interruptores unipolares para líneas o circuitos monofásicos.

A2.4.1.- Mecanismos de accionamiento

El mecanismo de accionamiento es para maniobras de cierre o apertura con acumulación de energía, en la que ésta es liberada en una única operación continua, de forma que la velocidad y la fuerza de maniobra son independientes de la acción del operador.

Esto es necesario para poder garantizar unos poderes nominales de cierre y de corte de las corrientes en condiciones normales de servicio y/o anormales tales como las de cortocircuito.

En la mayoría de los tipos actuales de interruptores, la acumulación de energía para el cierre y/o la apertura es en forma mecánica, por ejemplo en resortes (muelles).

Según los tipos, la energía acumulada puede ser aportada:

- Sólo manualmente (palanca, manivela, etc.).
- Eléctricamente, por ejemplo motor eléctrico, y también manualmente, en caso de fallo de la alimentación eléctrica.
- También, aunque menos frecuente en forma neumática (aire a presión) u oleohidráulica.

En estos tipos suele haber también posibilidad de aportación manual para caso de fallo de la alimentación neumática u oleohidráulica.

Se denominan «disparadores» a los dispositivos que liberan los órganos de retención de la energía acumulada, permitiendo así el cierre o la apertura del interruptor.

Estos «disparadores» pueden ser mecánicos actuados manualmente, o bien electromecánicos, por ejemplo electroimanes actuados eléctricamente por pulsadores, conmutadores, etc.

Habitualmente los interruptores están equipados con ambos tipos de disparadores, o sea con mando mecánico en el propio interruptor y mando eléctrico que puede ser actuado a distancia por ejemplo desde el cuadro o punto de control y mando de la instalación.

También, aunque menos frecuente, los disparadores pueden ser neumáticos, electroneumáticos u oleohidráulicos.

Los mecanismos de maniobra con acumulación de la energía en forma mecánica

(los más frecuentes) suelen estar concebidos como sigue: a partir del interruptor en posición abierto, el mecanismo acumula la energía aportada en forma manual o eléctrica.

Al actuar el disparador de cierre, el mecanismo emplea sólo una parte de la energía acumulada en efectuar el cierre del interruptor. La otra parte se mantiene acumulada en el mecanismo, para poder efectuar con ella la apertura cuando el disparador de apertura la libere.

Esto es necesario para garantizar la apertura automática del interruptor por actuación de los disparadores de protección contra sobrecorrientes y/o cortocircuitos, así como contra corrientes anormales por su naturaleza, independientemente de su valor (por ejemplo corrientes de defecto a tierra, corrientes diferenciales, etc.).

El diseño más habitual del mecanismo, es a base de dos muelles (o juegos de muelles). Uno acumula la energía para el cierre (conexión). Cuando el disparador libera su energía, emplea una parte de la misma para acelerar y cerrar los contactos, y la otra parte para tensar el muelle o muelles de apertura (desconexión), o sea les «traspasa» parte de su energía. Por este motivo, los muelles de conexión son más dimensionados que los de desconexión.

El objetivo es pues que por el mismo acto de cerrar, el interruptor quede automáticamente preparado con la energía necesaria para abrir con la fuerza y velocidad que garanticen su poder de corte asignado.

Con este mismo objetivo los interruptores con accionamiento neumático están equipados con un calderín de aire a presión que asegura la energía suficiente para una maniobra de apertura aún en el caso de fallo en la alimentación de aire comprimido.

En lo demás, los mecanismos de los interruptores son habitualmente del tipo denominado de disparo libre.

En este tipo de mecanismo, si una vez iniciada la maniobra de cierre se da orden de apertura, los contactos móviles vuelven a su posición de apertura y se mantienen en ella aunque se mantenga la orden de cierre. Es decir, la orden de apertura predomina sobre la de cierre. Esto es por motivos de seguridad.

A2.4.2.- Contactos

Los contactos, fijos y móviles están dentro de cámaras cerradas, una para cada polo o fase.

Los interruptores tripolares tienen pues tres cámaras separadas. Dentro de estas cámaras tienen lugar pues, los fenómenos eléctricos y físicos (arco eléctrico, calentamientos sobrepresiones, etc.) debidos a los procesos de conexión y desconexión de corrientes eléctricas bajo condiciones determinadas de tensión, frecuencia, forma de onda, etc.

Se denomina polo al conjunto formado por los contactos fijo y móvil con la cámara que los contiene y los bornes de conexión (entrada y salida) al circuito.

Se denomina «biela» a la palanca aislante que enlaza el mecanismo de accionamiento con un polo, transmitiendo a los contactos el movimiento del mecanismo.

A2.4.3.- Visión simplificada del proceso de interrupción de una corriente

Al iniciarse la separación entre contactos fijo y móvil, se establece entre ellos un arco eléctrico a través del cual continúa circulando la corriente.

La diferencia de tensión entre contactos fijo y móvil es muy pequeña respecto a la tensión de servicio, pues es sólo la caída de tensión en el arco.

Por tratarse de una corriente alterna, su intensidad pasa por cero cada medio periodo. Por tanto, a cada paso por cero, el arco se apaga.

El objetivo del interruptor es impedir que vuelva a restablecerse («reencendido»).

Por otra parte, al apagarse el arco y por tanto quedar abierto el circuito, la tensión entre contactos fijo y móvil crece rápidamente con intención de alcanzar el valor de la tensión de servicio.

Por otra parte, al extinguirse el arco, el espacio entre contactos fijo y móvil se enfría y por tanto se desioniza por lo cual aumenta también rápidamente la rigidez dieléctrica del medio aislante entre contactos (aire, aceite, gas aislante, vacío, etc.).

Se produce pues como una «carrera» entre el aumento de la tensión entre contactos y el aumento de la rigidez dieléctrica entre los mismos.

Si la rigidez dieléctrica aumenta más rápidamente y alcanza un valor superior al de la tensión entre contactos, no se produce reencendido del arco, y la corriente queda definitivamente interrumpida.

Si, por el contrario, la tensión entre contactos crece más rápidamente y alcanza un valor superior al de la rigidez dieléctrica en el espacio entre contacto se produce una perforación dieléctrica de dicho espacio con el consiguiente reencendido del arco entre contactos, el cual se mantendrá hasta el nuevo paso por cero de la corriente (a 50 Hz al cabo de 10 ms), momento en que volverá a repetirse la «carrera» explicada.

En realidad, el proceso de interrupción es un fenómeno más complejo. Lo explicado es una visión simplificada del mismo.

El objetivo del interruptor a cada paso por cero de la corriente con el consiguiente apagado del arco, es pues favorecer el más rápido crecimiento de la rigidez dieléctrica en el espacio entre contactos fijo y móvil. Los recursos para conseguirlo son básicamente:

- Rápido aumento de la separación entre contactos, o sea, velocidad de apertura lo más elevada posible.

- Rápida y enérgica desionización del espacio entre contactos. Esto se consigue:

Enfriando enérgicamente dicho espacio entre contactos. En efecto, el grado de ionización aumenta con la temperatura.

Desionizando directamente por captación de electrones libres.

- Llenado de la cámara con un fluido aislante, líquido o gaseoso, de elevada rigidez dieléctrica y buenas características como refrigerante (calor específico, conductividad térmica, entalpía). Se les denomina comúnmente «fluido extintor».

- Diseño interior de la cámara que favorece e incrementa la acción refrigerante del fluido extintor, a base de inyectar cantidades frescas del mismo a la zona del arco entre contactos.

En los diseños actuales, la fuerza para esta inyección la proporciona la sobrepresión que produce el arco eléctrico dentro de la cámara de corte, haciéndola actuar sobre los dispositivos de inyección. Se aprovecha pues así, la propia energía que desarrolla el arco. Esto tiene además la siguiente ventaja:

Si la intensidad a cortar es elevada, también lo será la energía del arco y por tanto la sobrepresión que produce será mayor, con lo cual la inyección del fluido extintor más fuerte.

En cambio, para intensidades pequeñas y por tanto arcos de menor energía, la inducción del fluido extintor es más suave evitándose así el peligro de cortar la corriente antes de su paso natural por cero, lo cual provocaría una peligrosa sobretensión, según se explica más adelante.

– Otro recurso, consiste en practicar en las cámaras un elevado vacío, con lo cual se obtiene una muy elevada rigidez dieléctrica en el espacio entre contactos. Es el sistema de los denominados «interruptores de vacío».

Nota: El interruptor debe interrumpir la corriente solamente cuando ésta pasa por su valor cero, y por tanto el arco eléctrico está apagado, a base de impedir que vuelva a encenderse, según antes explicado.

No debe nunca apagar el arco antes de que se extinga por sí mismo pues esto sería interrumpir bruscamente el paso de la

corriente, lo cual produciría una elevada sobretensión entre contactos, peligrosa para el propio interruptor y para los otros aparatos y elementos del circuito. Los interruptores deben estar debidamente diseñados para evitar esta eventualidad.

Definición de algunos términos:

– Tensión de restablecimiento (TR): Es la tensión que aparece entre los bornes de un polo de un interruptor después de la interrupción de la corriente. En su régimen final, después de un periodo transitorio, la TR es una tensión a la frecuencia de servicio de la red.

– Tensión transitoria de restablecimiento (TTR): Oscilación inicial de carácter transitorio de la tensión de restablecimiento, que acostumbra a presentar un valor cresta superior al de la TR a la frecuencia de servicio. La TTR representa pues una cierta sobretensión pasajera. Los interruptores deben estar diseñados para poder soportar esta sobretensión, y a la vez para limitarla a valores no peligrosos indicados en las normas.

A2.5 Tipos constructivos de fabricación actual, y/o vigentes en servicio

No se consideran aquí los tipos muy antiguos, de los que si bien siguen algunas unidades en servicio, pueden considerarse tipos obsoletos, superados por los de posteriores tecnologías.

A2.5.1.- Interruptores de pequeño volumen de aceite

El fluido extintor es aceite mineral del mismo tipo que el de los transformadores de potencia.

En el proceso de desconexión el calor del arco eléctrico descompone el aceite que hay a su alrededor en sus componentes carbono e hidrógeno. Este último es un gas muy ligero de notables propiedades refrigerantes que se disuelve bien en la restante masa de aceite no descompuesto, evacuando así eficazmente el calor generado por el arco eléctrico.

El aceite mineral para transformadores e interruptores, tiene una elevada rigidez dieléctrica.

Cronológicamente el interruptor de pequeño volumen de aceite es el más antiguo de los tipos actualmente en servicio. En los últimos

años su fabricación ha ido siendo sustituida por la de los tipos más modernos de SF₆ y de vacío. No obstante hay aún en servicio muchos miles de interruptores de pequeño volumen de aceite con resultado satisfactorio.

A2.5.2.- Interruptores de gas hexafluoruro de azufre (SF₆)

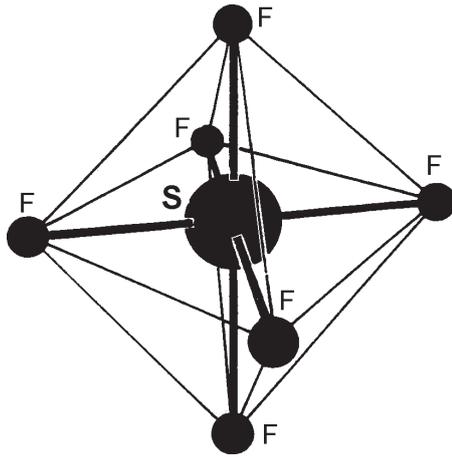
En estos interruptores, el fluido extintor es el gas hexafluoruro de azufre (SF₆).

Su estructura molecular es según la **figura A2.1**.

Es unas 5 veces más denso que el aire.

A temperatura ambiente se le puede licuar por compresión. Normalmente se transporta en estado líquido en botellas.

El SF₆ en estado puro es incoloro, inodoro, no tóxico e ininflamable. Cualquier modificación de estas propiedades se debe a las impurezas que existen en el SF₆ comercial. Las normas prescriben las cantidades máximas admisibles de estas impurezas.



La molécula de SF₆ es perfectamente simétrica. Está formada por un átomo de azufre cuyos 6 enlaces libres están utilizados por 6 átomos de flúor que completan su cubierta electrónica periférica, quedando dispuestos de forma que ocupan los vértices de un octaedro regular.

Esta estructura, en la que todos los enlaces químicos están saturados, se preseta como químicamente estable.

Fig. A2.1: La molécula de SF₆.

La rigidez dieléctrica y las propiedades refrigerantes del SF₆ aumentan con la presión.

En relación con el aire o el nitrógeno (N₂) su rigidez dieléctrica es:

A una atmósfera 3 veces superior.

A 2,5 atmósferas 9 veces superior, y aproximadamente igual a la del aceite.

A 4 atmósferas 12 veces superior a la del aire o N₂.

En los interruptores de MT, el SF₆ está habitualmente a una presión moderadamente superior a la atmosférica.

En su utilización para interruptores destacan los siguientes aspectos:

Alrededor de los 2000 K el SF₆ empieza a disociarse en sus componentes azufre y flúor. A los 2000 K está ya disociado en un 50% aprox. y este porcentaje aumenta con la temperatura.

El flúor es muy electronegativo y capta pues los electrones libres del espacio ionizado por el arco, con lo cual, junto con su acción de enfriamiento, contribuye eficazmente a la disionización de dicho espacio, y por tanto al incremento de su rigidez dieléctrica.

Esta disociación de la molécula de SF₆ es reversible, de forma que una vez apagado definitivamente el arco, al descender la temperatura por debajo de los 2000 K se produce la recombinación casi total del gas SF₆. No hay pues consumo apreciable del mismo debido a las maniobras de desconexión, aparte claro está de eventuales fugas.

La duración de la vida eléctrica de los polos de estos interruptores de SF₆ es muy superior a la de los polos de los interruptores de pequeño volumen de aceite, y su mantenimiento mucho menor.

A2.5.3.- Interruptores de vacío

Las cámaras del interruptor tienen un vacío elevado, la presión es sólo del orden de 10⁻⁴ Pa. La rigidez dieléctrica entre contactos es pues muy elevada, de entre 150 a 200 kV para separaciones de 15 mm.

El arco eléctrico entre contactos se establece en un plasma formado por la vaporización superficial de los contactos metálicos. Se trata pues de electrones e iones metálicos.

En la técnica actual, los contactos son de una combinación de cobre y cromo.

Al apagarse el arco en el paso por cero de la corriente, los vapores metálicos se enfrían y se condensan sobre la superficie de los contactos y en las paredes circundantes de la cámara, impidiendo así un nuevo encendido del arco. La presión ejercida por los vapores metálicos durante el arco, desaparece y la cámara vuelve al estado de alto vacío.

Se trata de cámaras cerradas absolutamente estancas («sellado por vida»), con una duración de vida eléctrica sumamente elevada superior a las de las otras técnicas de corte. El mantenimiento es también mucho menor que el de los interruptores de pequeño volumen de aceite.

A2.6 Accesorios posibles

- Dispositivos de contactos auxiliares montado en el recinto del mecanismo de accionamiento y enlazado mecánicamente al mismo. Con disparadores eléctricos de cierre y/o de apertura, el dispositivo de contactos auxiliares es necesario.
- Bastidor de soporte del interruptor, con ruedas («carro móvil»).
- Brazos enchufables (**figuras A2.2 y A2.3**: conjuntos de aparamenta MT dentro de envoltente).



Fig. A2.2: Interruptor extraíble MT. FLUAIR (Merlin Gerin).

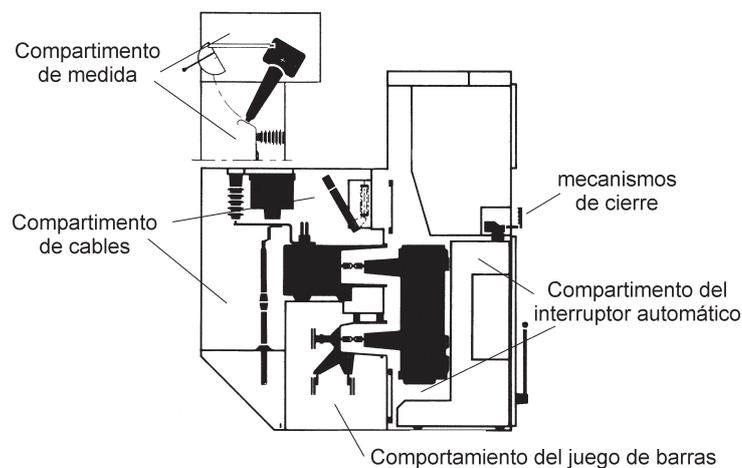


Fig. A2.3: Compartimientos del interruptor extraíble MT. FLUAIR (Merlin Gerin).

A2.7 Asociación con transformadores de intensidad

Los interruptores pueden llevar montados transformadores de intensidad toroidales colocados en uno de los bornes de conexión de los polos, formando así un aparato combinado. (**Figura A2.4**). Ver el anexo: Transformadores de Intensidad.

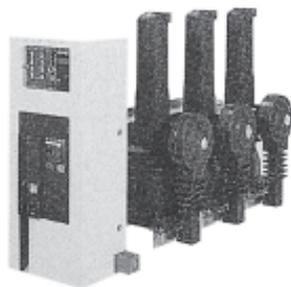


Fig. A2.4a: Interruptor con transformadores toroidales asociados.

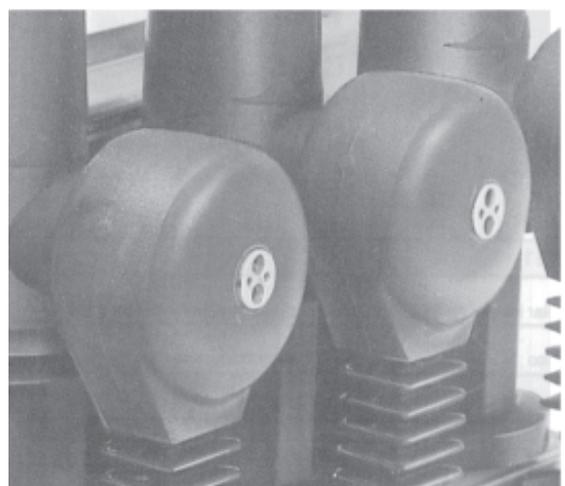


Fig. A2.4b: Detalle de interruptor con TC asociado.

A2.8 Secuencias de maniobras

O representa una maniobra de apertura («open»).

C representa una maniobra de cierre («closing»).

CO representa una maniobra de cierre seguida inmediatamente (es decir sin retraso intencional) de una maniobra de apertura.

t, t', t" intervalos de tiempo entre dos maniobras sucesivas.

Reenganche rápido: secuencia de maniobras por la que, a continuación de una apertura se cierra automáticamente el interruptor, después de un tiempo prefijado, que normalmente es de 0,3 segundos.

Nota: Estadísticamente, en las líneas aéreas, aprox. el 80% de los cortocircuitos que provocan la apertura del interruptor, son pasajeros (no permanentes), por ejemplo, el contacto de una rama de árbol o entre conductores de dos fases por efecto del viento, descarga superficial («contorneo») en un aislador etc.

El reenganche rápido es pues necesario para evitar las interrupciones prolongadas de servicio de la línea, por una causa que en el 80% de los casos es de muy corta duración (casi instantánea). Sólo si el cortocircuito se mantiene el interruptor vuelve a abrir.

Secuencias de maniobra normalizadas (nominales).

A2.8.1.- Interruptores previstos para reenganche automático rápido

O - 0.3 s - CO - 3 min - CO.

Nota: Muchos tipos actuales de interruptores, permiten para el segundo intervalo de tiempo valores menores de 3 minutos por ejemplo 40 ó 50 segundos.

A2.8.2.- Interruptores no previstos para reenganche rápido

O - 3 min - CO - 3 min - CO

y también

O - 15 s - CO.

Nota: Los interruptores previstos para reenganche rápido deben cumplir las condiciones siguientes:

– Sus polos deben estar dimensionados para poder cortar dos veces seguidas (intervalo de 0,4 s aprox.) su corriente nominal de desconexión (poder de corte nominal en cortocircuito).

– Su mecanismo de accionamiento debe estar motorizado y diseñado para la secuencia de operación siguiente a partir de la posición abierto del interruptor:

- Acumulación de energía (tensado de los muelles de conexión).

- A la orden del disparador: cierre de contactos y tensado de los muelles de apertura.

- Después de la operación de cierre, y de forma automática (sin intervención del operador), nuevo tensado de los muelles de conexión.

Por tanto, el interruptor en posición cerrado tiene los muelles de apertura y los de cierre ambos tensados, o sea con energía acumulada para la apertura y para un nuevo cierre a los 0,3 seg. aproximadamente.

A2.9 Características nominales de los interruptores automáticos MT

A2.9.1.- Características comunes «a» a «j»

Detalladas en el apartado 3.3 «Aparatación MT hasta 72,5 kV».

A2.9.2.- Características específicas

«k») Poder de corte nominal en cortocircuito. Es la mayor intensidad de cortocircuito que el interruptor debe ser capaz de interrumpir en un circuito en el que la tensión de

restablecimiento a frecuencia industrial corresponde a la tensión nominal del interruptor, y en el que la tensión transitoria de restablecimiento (TTR) es igual al valor especificado en la tabla de la **figura A2.5**.

El poder de corte nominal en cortocircuito, se caracteriza por los dos valores correspondientes a las dos componentes que puede tener la corriente de cortocircuito:

- Valor eficaz de la componente periódica
- Porcentaje de la corriente aperiódica.

Ambas componentes se determinan según la **figura A2.6**.

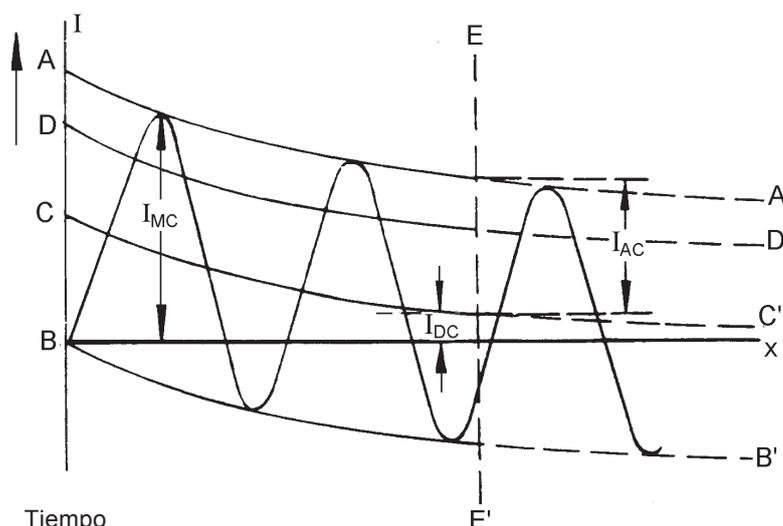
Los valores normalizados de la componente periódica son los mismos que los indicados para la intensidad admisible de corta duración, en el apartado «Apararmento MT hasta 72,5 kV».

En un interruptor, la intensidad admisible de corta duración asignada, en valor eficaz, debe ser igual al valor eficaz de la componente periódica de su poder de corte nominal en cortocircuito.

Asimismo, el valor cresta de la intensidad de corta duración asignada debe ser igual al valor de cresta inicial de su poder de corte nominal en cortocircuito (I_{MC} de la **figura A2.6**).

Tensión nominal	Valor de cresta de la TTR
U kV	Uc kV
3,6	6,2
7,2	12,4
12	20,6
17,5	30
24	41
36	62
52	89
72,5	124

Fig. A2.5: Tensión transitoria de restablecimiento (TTR).



- X = Tiempo
- AA', BB' = Envolvente de la onda de corriente
- BX' = Línea de cero
- CC' = Desplazamiento de la línea de cero de la onda de corriente en cada instante
- DD' = Valor eficaz de la componente periódica de la corriente en cada instante, medida a partir de CC'
- EE' = Instante de la separación de los contactos (cebado del arco)
- I_{MC} = Intensidad establecida
- I_{AC} = Valor de cresta de la componente periódica de la corriente en el instante EE'
- $\frac{I_{AC}}{\sqrt{2}}$ = Valor eficaz de la componente periódica de la corriente en el instante EE'
- I_{DC} = Componente aperiódica de la corriente en el instante EE'
- $\frac{I_{DC} \times 100}{I_{AC}}$ = Porcentaje de la componente aperiódica

Fig. A2.6: Determinación de la intensidad establecida y cortada y del porcentaje de la componente aperiódica.

Salvo casos de aplicaciones especiales del interruptor, el porcentaje de la componente aperiódica, puede evaluarse según la **figura A2.7**.

L) Tensión transitoria de restablecimiento nominal (TTR) para cortocircuitos en bornes de salida del interruptor. Los valores nominales son los de la **figura A2.5**.

M) Poder de cierre nominal en cortocircuito. Es igual a 2,5 veces el valor eficaz de la componente periódica de su poder de corte nominal en cortocircuito.

N) Secuencia de maniobras nominal (apartado A2.8).

A2.9.3.- Características nominales a precisar en algunos casos específicos

– Duración admisible de la intensidad de cortocircuito. Valor nominal 1 segundo. Si se precisa un valor superior, se tomará el de 3 segundos.

– Poder de corte nominal de cable en vacío.

Los valores normalizados son los indicados en la tabla de la **figura A2-8**.

Tensión nominal kV	Poder de corte nominal de cables en vacío kA
3,6	10
7,2	10
12	25
17,5	31,5
24	31,5
36	50
52	80
72,5	125

Fig. A2.8: Poder de corte nominal de cables en vacío.

– Poder de corte nominal de baterías de condensadores (batería única).

– Poder de corte nominal de pequeñas corrientes inductivas.

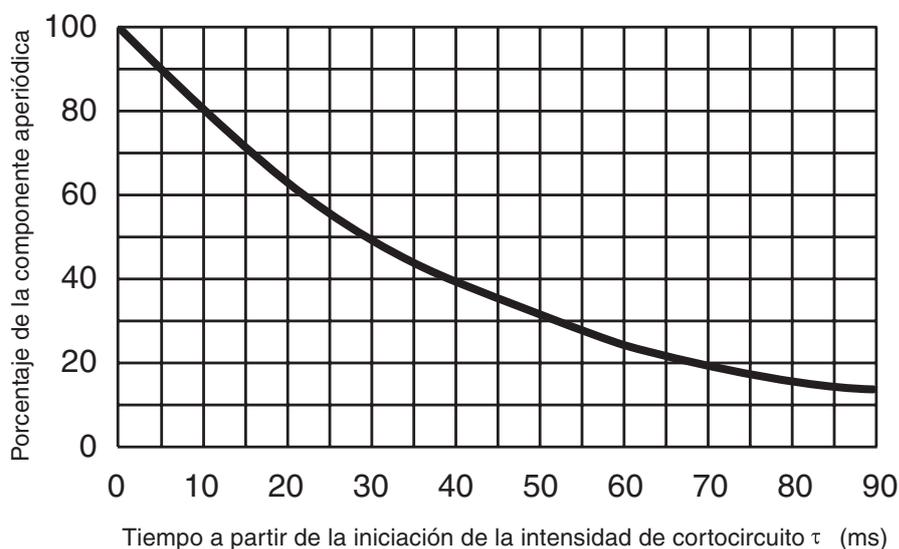


Fig. A2.7: Porcentaje de la componente aperiódica en función del tiempo τ .

A2.10 Coordinación de los valores nominales de los interruptores

Se especifican en la siguiente tabla. Esta tabla de coordinación no es obligatoria, sino sólo una guía de elección. Pueden por tanto, combinarse en un interruptor valores nominales diferentes. (Figura A2.9).

Tensión nominal kV	Poder de corte nominal en cortocircuito kA	Intensidad nominal en servicio continuo A					
3,6 16 25 40	10	400					
		630		1250			
				1250	1600	2500	
				1250	1600	2500	4000
7,2	8	400					
	12,5	400	630	1250			
	16		630	1250	1600		
	25		630	1250	1600	2500	
	40			1250	1600	2500	4000
12	8	400					
	12,5	400	630	1250			
	16		630	1250	1600		
	25		630	1250	1600	2500	
	40			1250	1600	2500	4000
	50			1250	1600	2500	4000
17,5	8	400	630	1250			
	12,5		630	1250			
	16		630	1250			
	25			1250			
	40			1250	1600	2500	
24	8	400	630	1250			
	12,5		630	1250			
	16		630	1250			
	25			1250	1600	2500	
	40				1600	2500	4000
36	8		630				
	12,5		630	1250			
	16		630	1250	1600		
	25			1250	1600	2500	
	40				1600	2500	4000
52	8			800			
	12,5			1250			
	20			1250	1600	2000	
72,5	12,5			800	1250		
	16			800	1250		
	20				1250	1600	2000
	31,5				1250	1600	2000

Fig. A2.9: Tabla de coordinación de los valores nominales de los interruptores.

A2.11 Placa de características

A2.11.1.- Datos que se han de dar para todos los interruptores

- a) Nombre del fabricante o marca registrada por la cual pueda fácilmente ser identificado.
- b) Número de serie o designación del tipo que haga posible conseguir toda la información correspondiente del fabricante.
- c) Tensión nominal.
- d) Nivel de aislamiento nominal (tensión de ensayo).
- e) Frecuencia nominal.
- f) Intensidad nominal en servicio continuo.
- g) Poder de corte nominal en cortocircuito.
- h) La masa (incluyendo el aceite en los que tengan).

A2.11.2.- Datos a proporcionar para ciertos interruptores

Duración nominal admisible de la intensidad de cortocircuito, si fuese distinta de un segundo.

Tensión nominal de alimentación de los dispositivos de apertura y cierre.

Frecuencia nominal de alimentación de los dispositivos de apertura y cierre.

Presión nominal de alimentación del aire comprimido para maniobras e interrupción.

Poder de corte nominal en discordancia de fases, si hay un valor asignado.

Tensión nominal de alimentación de los circuitos auxiliares.

A3 Medida y control de la intensidad y de la tensión. TC y TT

A3.1 Objeto

En los sistemas eléctricos es necesario poder medir el valor de la corriente y de la tensión, bien sea para tener control de las mismas (aparatos de medida), bien para vigilar que dichos valores están dentro de los límites admisibles (relés de protección).

Hasta ciertos niveles de corriente y/o de tensión, es posible la conexión de los aparatos de medida, contaje o protección directamente a la línea. Ahora bien, a partir de ciertos valores, esto no es posible, tanto por razones constructivas de los aparatos y de las instalaciones, como por razones de seguridad.

Por tanto, deben conectarse por medio de transformadores de tensión o de corriente, según corresponda, que se denominan genéricamente «transformadores de medida y protección».

En MT y AT, para medida y control de tensiones, es siempre necesario instalar transformadores de tensión. Asimismo, por razones de aislamiento, se necesitan siempre transformadores de corriente, sea cual sea el valor de la intensidad.

En lo que sigue, para abreviar, a los transformadores de tensión se les denominará «TT», y a los de corriente «TC».

El objeto de los transformadores de medida (de tensión o de intensidad), es pues el poder alimentar los aparatos de medida, contaje y protección a unas tensiones respectivamente corrientes suficientemente pequeñas para poder ser aplicadas a dichos aparatos y con un potencial a masa o entre fases de valor no peligroso para el aislamiento de los aparatos, y para las personas.

A3.2 Normativa

Norma UNE 21 088 Transformadores de medida y protección.

Es norma de obligado cumplimiento desde Junio 1 994 según el Reglamento de Alta Tensión (MIE-RAT).

■ Parte 1: Transformadores de intensidad (concordante con CEI-185 y con el Documento de Armonización HD 553S2).

■ Parte 2: Transformadores de tensión (concordante con CEI-186 y con el Documento de Armonización HD-554S1).

A3.3 Tipos y modelos constructivos actuales

En su gran mayoría, estos transformadores son del tipo electromagnético, o sea, constituidos en su versión más simple, por un núcleo magnético con un arrollamiento primario conectado a la línea, y un arrollamiento secundario al que se conectan los aparatos (**figuras A3.1, A3.2 y A3.3**). Análogos pues a los transformadores de potencia.

Aunque se utilicen en líneas o circuitos trifásicos, los modelos actuales de TT y TC son casi todos monofásicos.

Los modelos actuales de MT para instalación interior, son de aislamiento sólido de resina epoxy, termoendurecible. Forman un cuerpo moldeado de dicha resina que contiene en su interior el núcleo magnético y los arrollamientos primario y secundario.

Los modelos para instalación intemperie pueden ser de aislamiento en baño de aceite y aisladores de porcelana, o bien de aislamiento sólido de resina epoxy como los de interior, pero con envolvente (caja) metálica para intemperie y los aisladores con envolvente exterior de porcelana.

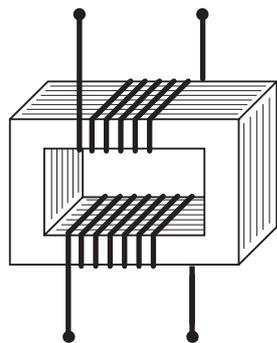


Fig. A3.1: TC.

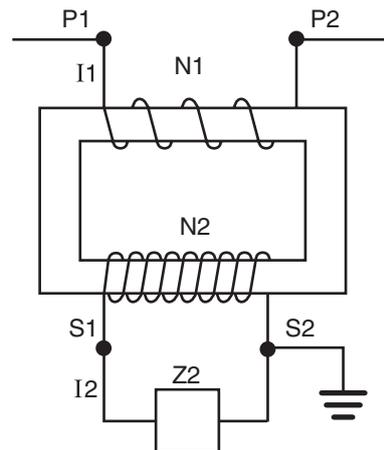


Fig. A3.2: TC.

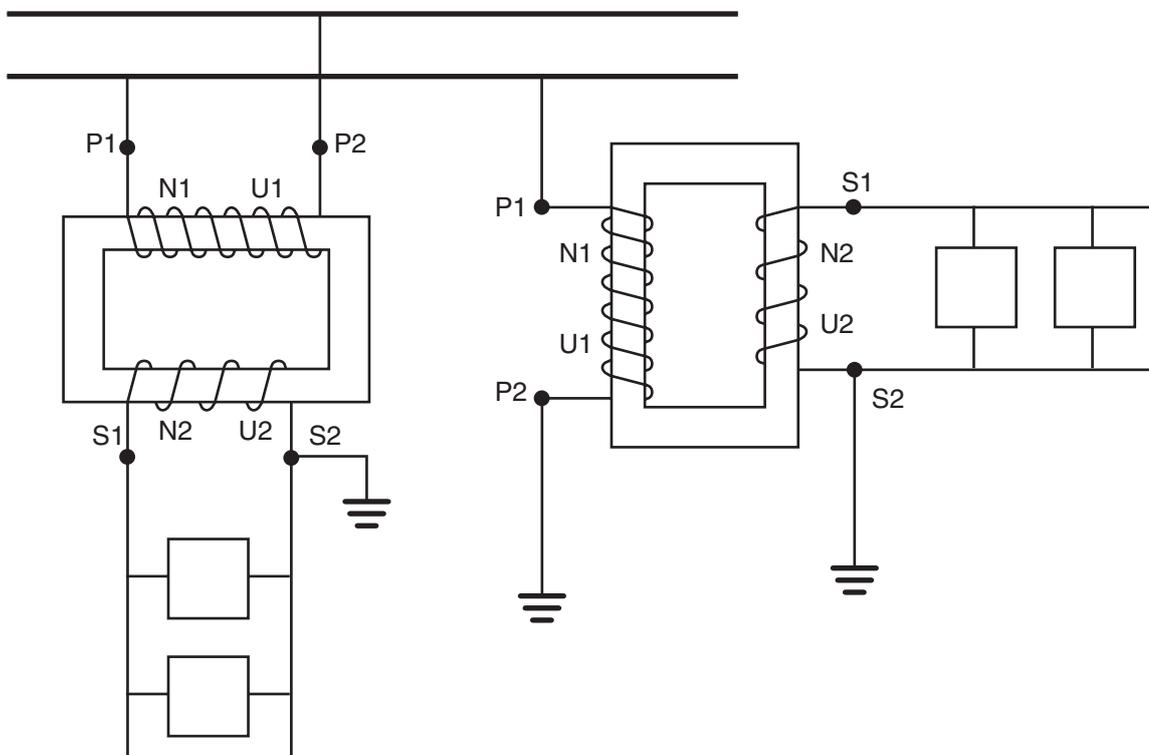


Fig. A3.3: TT (dos conexiones diferentes).

A3.4 Conexión

A3.4.1.- Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión se conectan a la línea en derivación (como un transformador de potencia). Su primario está sometido pues a la plena tensión de la línea.

Los TT para conexión entre fases tienen dos bornes (polos) primarios aislados. Los previstos para conexión entre fase y masa (tierra), tienen un solo borne primario aislado. El otro borne no precisa estar aislado ya que es el que se conecta a tierra.

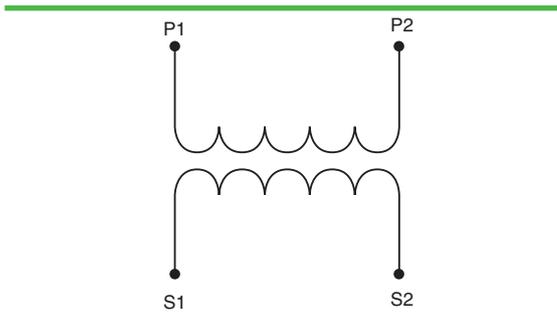


Fig. A3.4: Transformador monofásico con bornes primarios totalmente aislados y un solo arrollamiento secundario.

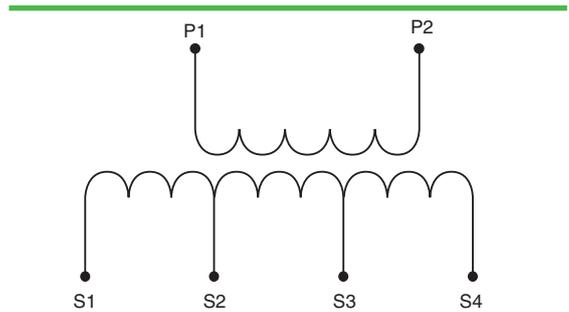


Fig. A3.8: Transformador monofásico con un arrollamiento secundario de tomas múltiples.

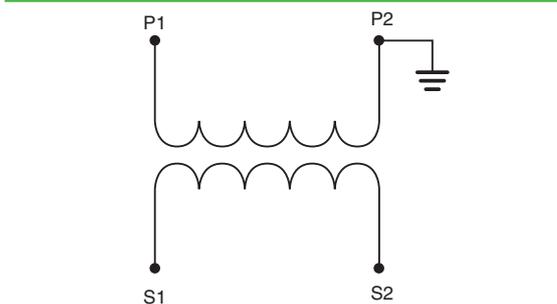


Fig. A3.5: Transformador monofásico con un borne primario de bajo aislamiento y un solo arrollamiento secundario.

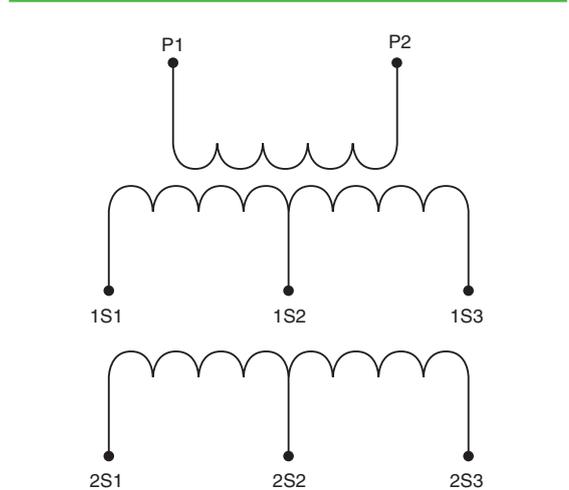


Fig. A3.9: Transformador monofásico con dos arrollamientos secundarios de tomas múltiples.

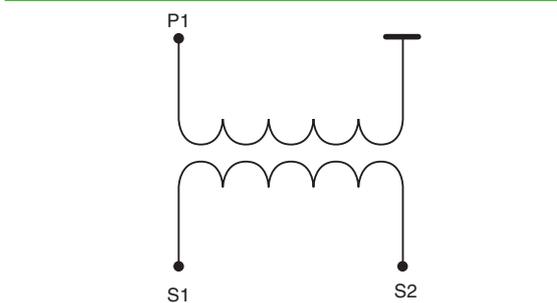


Fig. A3.6: Transformador monofásico con un extremo del arrollamiento conectado directamente a masa.

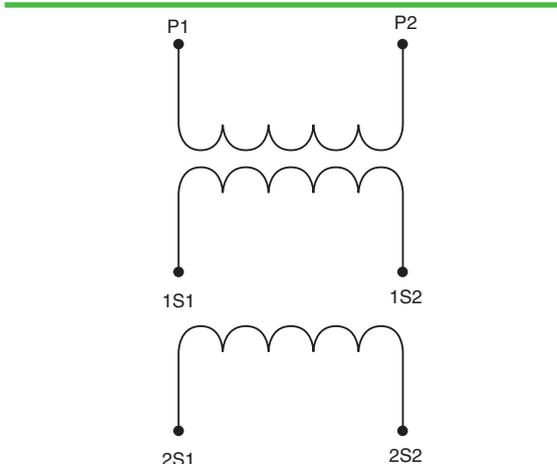


Fig. A3.7: Transformador monofásico con dos arrollamientos secundarios.

Por razones de seguridad se conecta a tierra uno de los bornes de cada secundario, por ejemplo el S1 o bien el 1S1 y el 2S1 si son dos secundarios.

Esquemas posibles y denominación (marcado) de los bornes:

Las marcas P1 y P2 designan los bornes del arrollamiento primario. Las marcas «S» (S1, S2, S3, 2S1, 2S2, etc.) designan los bornes de los arrollamientos secundarios.

Los bornes con las marcas P1 y S1 son de la misma polaridad (**figuras A3.4 a la A3.9**).

A3.4.2.- Transformadores de intensidad

Los transformadores de intensidad se conectan con su primario intercalado en la línea, o sea, «en serie» con la misma. Dicho primario queda recorrido pues por la plena intensidad de la línea.

Las marcas de los bornes identifican:

- los arrollamientos primario y secundario;
- las secciones de cada arrollamiento, cuando estén divididos en secciones;
- las polaridades relativas de los arrollamientos y de las secciones de los arrollamientos;
- las tomas intermedias, si existen.

Por razones de seguridad, se conecta siempre a tierra uno de los bornes de cada uno de los secundarios, por ejemplo: S1 si hay un solo secundario o bien el 1S1 y el 2S1 si hay dos secundarios.

Las marcas de los bornes de los transformadores de intensidad están indicadas en la **figura A3.10**.

Los bornes marcados P1, S1, C1 tienen en todo momento la misma polaridad.

A3.4.3.- Las diferentes formas de conexión a la línea

Las diferentes formas de conexión a la línea del primario del TT (en derivación) y del TC (en serie), determinan una forma de

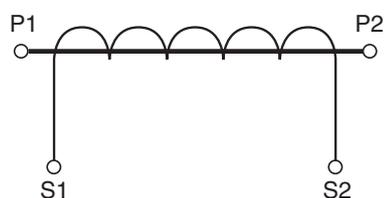
funcionamiento básicamente diferente entre los TT y los TC. No obstante, ambos tienen unos ciertos aspectos y requerimientos comunes.

En los TT, el valor de la tensión secundaria tiene que ser prácticamente proporcional a la tensión aplicada al primario, y desfasada con relación a ésta un ángulo lo más próximo posible a cero (para un adecuado sentido de las conexiones).

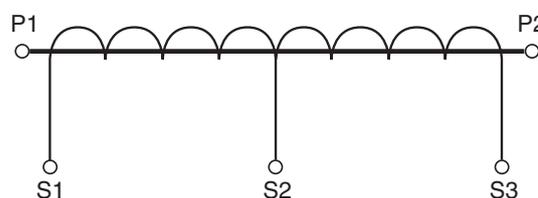
Análogamente, en los TC, el valor de la corriente secundaria debe ser prácticamente proporcional a la corriente que circula por el primario, y desfasada con relación a ésta un ángulo lo más próximo posible a cero (para un sentido apropiado de las conexiones).

A esta proporcionalidad del valor secundario respecto del primario, se le denomina «relación de transformación» del transformador.

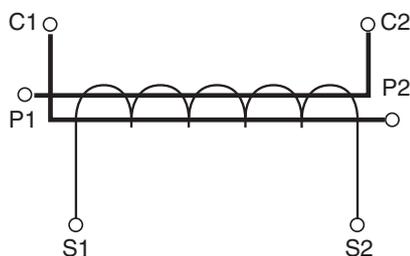
El grado de exactitud de esta proporcionalidad de valores, respectivamente de la proximidad a cero del ángulo de desfase entre ambos, da la medida de la precisión del transformador.



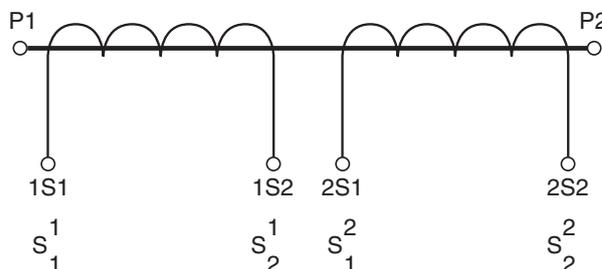
Transformador con una sola relación de transformación



Transformador con una salida intermedia en el secundario



Transformador con dos secciones en el arrollamiento primario para conexión serie-paralelo



Transformador con dos arrollamientos secundarios, cada uno sobre núcleo magnético propio (dos variantes para los bornes secundarios)

Fig. A3.10: Marcado de bornes de los TC.

En la realidad constructiva y asimismo por el propio principio de funcionamiento de los transformadores de medida electromagnéticos, esta proporcionalidad no es matemáticamente exacta, ni tampoco el

ángulo de defasaje es exactamente cero. Existe pues siempre un cierto grado de error en el valor real que aparece en el secundario, tanto en su magnitud como en su fase.

A3.5 Errores

A3.5.1.- Error de intensidad y error de tensión

Se denomina «error de intensidad» en los TC, y respectivamente «error de tensión» en los TT, al error de magnitud debido a que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación teórica (nominal). Este error se denomina también, genéricamente «error de relación».

Expresado en porcentaje es:

■ para los TC:

$$\text{Error de intensidad (\%)} = \frac{K_n I_s - I_p}{I_p} \times 100$$

■ para los TT:

$$\text{Error de tensión (\%)} = \frac{K_n U_s - U_p}{U_p} \times 100$$

en las que:

K_n = Relación de transformación nominal o teórica,

U_p = Tensión primaria real en el TT,

I_p = Intensidad primaria real en el TC,

U_s = Tensión secundaria real en el TT correspondiente a la U_p ,

I_s = Intensidad secundaria real en el TC correspondiente a la I_p .

A3.5.2.- Error de fase

Se denomina «error de fase» al defasaje en el tiempo entre los valores primario y secundario de las tensiones (U_p y U_s) en los TT, y respectivamente de las intensidades (I_p e I_s) en los TC.

Esta definición es rigurosa solamente en el caso de tensiones o intensidades senoidales,

en que los valores pueden ser representados por vectores giratorios. La diferencia de fase, o sea, el ángulo entre los vectores primario y secundario, es el «error de fase».

El error de relación (de tensión o de intensidad) afecta a todos los aparatos conectados al secundario del TT o del TC. En cambio el error de fase afecta sólo a una parte de ellos.

Así por ejemplo, a un voltímetro o a un amperímetro les puede afectar el error de relación del transformador pero no el de fase, puesto que su misión es sólo medir una tensión o una intensidad, sin tener en cuenta su fase en el tiempo.

En cambio, el error de fase puede afectar por ejemplo a un vatímetro o a un contador de energía, ya que estos aparatos miden el producto de una tensión por una intensidad por el coseno del ángulo de defasaje entre ambos.

Así pues, el error de fase puede afectar solamente a aquellos aparatos de medida o de protección (por ejemplo: relés), que miden o controlan no sólo la magnitud de la tensión y/o la intensidad sino también su fase en el tiempo. Otros ejemplos pueden ser los aparatos o equipos para sincronización de alternadores, los relés direccionales de energía, etc.

A3.5.3.- Clases de precisión

Las normas definen unas llamadas «clases de precisión» cada una de las cuales tiene asignadas unos límites admisibles en los errores de relación y de fase. Así, a cada transformador se le atribuye una determinada clase de precisión, a tenor de los errores de relación y de ángulo (fase) que presenta, los cuales deben quedar dentro de los límites correspondientes a aquella clase de precisión.

Los errores de relación (de tensión o de intensidad) se expresan en tanto por ciento, y los de fase en el valor del ángulo, en minutos o en centirradiaes.

A3.5.4.- Condicionantes de los errores

Los errores de relación y de fase que presenta un transformador no son constantes, dependen básicamente de las dos siguientes condiciones de empleo:

■ Por una parte, en los TT, de la tensión aplicada al primario, y en los TC del valor de la corriente que circula por el primario. Estos valores determinan los correspondientes valores secundarios de tensión en los TT, y de intensidad en los TC.

Las tensiones e intensidades en las líneas, varían en el tiempo, según el consumo de los receptores y en general según diversas circunstancias del servicio, por lo cual también varían las tensiones o intensidades secundarias de los TT y TC.

■ Por otra parte, de la cantidad y la impedancia de los aparatos conectados al secundario, las cuales pueden ser diferentes en cada caso.

A3.5.5.- «Carga» de un TT o un TC

Con el término «carga», las normas denominan:

■ En los TT a la admitancia o impedancia del circuito secundario. Este circuito está constituido por el conjunto de aparatos conectados en paralelo a dicho secundario, cada uno de los cuales absorbe una cierta corriente según sea su impedancia.

Obsérvese que los distintos aparatos se conectan en paralelo para que a cada uno le resulte aplicada la plena tensión secundaria.

La «carga» se expresa habitualmente como el producto de la tensión secundaria nominal, por la intensidad secundaria absorbida, o sea, como una potencia aparente en voltio-amperios (VA).

Por tanto, para una impedancia secundaria Z_2 determinada, la carga expresada como potencia aparente es

$$S = U_2 \cdot I_2 = \frac{U_2^2}{Z_2},$$

siendo U_2 la tensión secundaria.

Para una determinada impedancia secundaria Z_2 , la carga del transformador en VA varía pues cuadráticamente con la tensión secundaria y por tanto con la tensión primaria, en virtud de la relación entre ambas.

■ En los TC, se denomina «carga» a la impedancia del circuito secundario. Este circuito está constituido por el conjunto de aparatos conectados unos con otros en serie, a los bornes de dicho secundario.

Obsérvese que los distintos aparatos se conectan en serie a fin de que todos ellos estén recorridos por la totalidad de la corriente secundaria.

La «carga» se expresa habitualmente en voltio-amperios como una potencia aparente $S = I_2^2 \cdot Z_2$,

siendo I_2 la intensidad secundaria y Z_2 la impedancia total del circuito secundario, incluida la del propio arrollamiento secundario.

La tensión en bornes secundarios es pues $U_2 = I_2 \cdot Z_2$. Véase que, para una determinada impedancia secundaria Z_2 la carga del transformador expresada como potencia aparente (VA) varía cuadráticamente con la intensidad secundaria, y por tanto con la corriente primaria. Asimismo, para un valor determinado de Z_2 la tensión en los bornes secundarios es proporcional a la intensidad secundaria.

A3.5.6.- Conclusión

Los errores de relación y de fase varían pues con la carga del transformador, la cual a su vez, según explicado, es función, por una parte de la impedancia del circuito secundario (número y tipo de aparatos conectados) y por otra parte, en los TT de la tensión primaria y en los TC, de la corriente primaria, o sea de los valores de la línea, los cuales pueden variar en más o en menos durante el servicio.

También puede influir en los errores de precisión y/o fase, el factor de potencia de la carga.

En consecuencia, la clase de precisión atribuida a un TC o TT, debe estar referida a un determinado valor de la carga del mismo. Por ello, se define con el término «carga de precisión» al valor de la carga (en ohm o en siemens), a la que está referida la clase de precisión asignada.

Es más habitual utilizar el término «potencia de precisión» que es el valor de la carga, expresada como potencia aparente (VA) según antes explicado, a la que está referida la clase de precisión que le corresponde.

Según la teoría general de los transformadores, las fuerzas contraelectromotriz primaria y electromotriz secundaria, responden a las fórmulas:

$$U_1 \approx -E_1 = 4,44 \hat{\beta} N_1 f$$

$$E_2 = 4,44 \hat{\beta} S N_2 f \approx U_2$$

En las que:

U_1 = tensión aplicada al primario,

E_1 = fuerza contraelectromotriz primaria, opuesta a U_1 y aproximadamente de igual valor (prescindiendo de las caídas de tensión en el arrollamiento). Valor eficaz en V,

E_2 = fuerza electromotriz secundaria, aproximadamente igual a la tensión secundaria (prescindiendo de las

caídas de tensión en el arrollamiento). Valor eficaz en V,

$\hat{\beta}$ = valor cresta de la inducción magnética en el núcleo del transformador. En Tesla,

S = sección del núcleo, perpendicular a la dirección del flujo magnético. En m^2 ,

f = frecuencia de la tensión de la línea, aplicada al primario. En Hz,

N_1 = número de espiras de arrollamiento primario,

N_2 = número de espiras de arrollamiento secundario.

La inducción magnética, magnitud que determina el comportamiento del circuito magnético resulta inversamente proporcional a la frecuencia impuesta por la línea al transformador, y por tanto es función de la misma.

La frecuencia es pues una de las magnitudes que determinan las condiciones de funcionamiento del transformador.

A3.6 Transformadores de tensión: características nominales y valores normalizados

Según sea su aplicación, los TT se clasifican en:

■ transformadores de tensión para medida. Son los destinados a alimentar instrumentos de medida (voltímetros, vatímetros, etc.), contadores de energía activa y reactiva y aparatos análogos,

■ transformadores de tensión para protección. Son los destinados a alimentar relés de protección.

Además de las características comunes, ambos tienen también unas características específicas.

A3.6.1.- Características comunes

– Tensión primaria nominal asignada al transformador, de acuerdo con la cual se determinan sus condiciones de funcionamiento.

Valores normalizados para conexión entre fases (kV): 2,2 - 3,3 - 5,5 - 6,6 - 11 - 13,2 - 16,5 - 22 - 27,5 - 33 - 44 - 55 y 66.

Para conexión entre fase y tierra: los mismos valores anteriores pero divididos por $\sqrt{3}$.

– Tensión secundaria nominal.

Valores normalizados: TT para conexión entre fases 100 V y 110 V

TT para conexión entre fase y tierra: $100/\sqrt{3}$ y $110/\sqrt{3}$.

– Relación de transformación nominal, de acuerdo con los dos valores anteriores.

– Frecuencia nominal.

– Factor de tensión nominal.

En redes con el neutro aislado o puesto a tierra a través de una impedancia elevada, en los casos de cortocircuito de una fase a tierra, se producen sobretensiones en las otras dos fases que pueden llegar a ser 1,73 veces la tensión simple fase-tierra. Esto afecta a los TT conectados entre fase y tierra. Cuando el punto neutro está conectado directamente a tierra o a través de una impedancia de reducido valor, en caso de

cortocircuito a masa, no se produce esta sobretensión.

Por otra parte, en el servicio normal de las líneas y redes, pueden producirse elevaciones de tensión por encima de la nominal, permanentes o de larga duración, motivadas por los avatares del propio servicio, por ejemplo, desconexión de una carga importante, efecto de cargas capacitativas, actuación del regulador en un transformador de potencia, etc.

Los TT deben poder soportar en permanencia una tensión aplicada a su primario de hasta 1,2 veces la tensión nominal y sin sobrepasar el calentamiento admisible, ni los límites de error correspondientes a su clase de precisión.

Además, los TT conectados entre fase y tierra en redes con el neutro aislado o puesto a tierra a través de una elevada impedancia, deben poder soportar una sobretensión de hasta 1,9 veces la tensión nominal primaria sin sobrepasar el calentamiento admisible ni los límites de error correspondientes a su clase de precisión.

Se denomina «factor de tensión nominal», el factor por el que hay que multiplicar la tensión primaria nominal para determinar la tensión máxima que el TT puede soportar durante un tiempo determinado sin sobrepasar el calentamiento admisible ni los límites de error correspondientes a su clase de precisión.

Valores normalizados del factor de tensión nominal:

- 1,2 en permanencia,
- 1,5 durante 30 segundos,
- 1,9 durante 30 segundos,
- 1,9 durante 8 horas.

– Nivel de aislamiento nominal

Valores de la tensión de ensayo («tensión soportada») normalizados (tabla de la **figura A3.11**).

Nota: La tensión nominal primaria de un TT debe ser igual o superior a la tensión más elevada de la red asignada a dicho transformador.

– Potencia de precisión

Valores normalizados, expresados en voltio-amperios (VA) para un factor de potencia de 0,8 inductivo: 10, 15, 25, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500.

A3.6.2.- Características específicas de los transformadores de tensión para medida

Clase de precisión (también denominada «Índice de clase»).

Valores normalizados: 0,1 - 0,2 - 0,5 - 1,0 - 3,0.

Nota: En la tabla de la **figura A3.12** se indican los límites del error de tensión y del error de fase para tensión entre el 80% y el 120% de la tensión nominal, y para carga entre el 25% y el 100% de la potencia (carga) de precisión, con un factor de potencia 0,8 inductivo.

Tensión más elevada de la red kV (valor eficaz)	Tensión soportada durante 1 min a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada al choque onda 1,2/50µs kV (valor cresta)
0,72	3	
1,2	6	
3,6	10	40
7,2	20	60
12	28	75
17,5	38	95
24	50	125
36	70	170
52	95	250
72,5	140	325

Fig. A3.11: Nivel de aislamiento nominal.

Clase de precisión	Error de tensión en % (±)	Error de fase ±	
		minutos	centirradines
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	-	-

Fig. A3.12.

A3.6.3.- Características específicas de los transformadores de tensión para protección

Clase de precisión (Índice de clase).

Los TT para protección tienen las mismas clases de precisión que los TT para medida y con los mismos límites de error según especificado en el apartado anterior, pero además, para los márgenes de tensión entre el 5% y el 80% de la tensión nominal U_n , y entre $1,2 U_n$ y el valor de la tensión nominal multiplicado por el factor de tensión nominal (por ejemplo $1,9 U_n$), tienen asignada otra clase de precisión, cuyos valores normalizados son: 3P y 6P.

Así por ejemplo, un TT con factor de tensión nominal $1,9$ y clase de precisión $0,5$ más 3P: Entre $0,8$ y $1,2 U_n$ es de precisión clase $0,5$ y entre $0,05$ y $0,8 U_n$ y de $1,2$ a $1,9 U_n$ tiene precisión clase 3P.

En la tabla de la **figura A3.13** se indican los límites de error de tensión y de fase de las clases 3P y 6P para cargas comprendidas entre el 25% y el 100% de la potencia (carga) de precisión, y con factor de potencia $0,8$ inductivo.

Para tensión $0,02 U_n$ los límites de error admisibles, son el doble que los de la tabla.

Muchos TT para protección tienen dos secundarios, el segundo de los cuales se denomina «arrollamiento de tensión residual».

Cuando se trata de tres TT monofásicos para un circuito trifásico, estos segundos secundarios de los tres TT, se conectan entre sí, formando un triángulo abierto. En el caso de una falta a tierra, entre los bornes del triángulo abierto, puede medirse la tensión residual entre neutro y tierra que aparece debido a la falta.

Tensiones nominales normalizadas para estos segundos secundarios destinados a ser conectados formando un triángulo abierto: $110 V$, $110/\sqrt{3} V$ y $110/3 V$.

Clase de precisión	Error de tensión en % (\pm)	Error de fase \pm	
		minutos	centirradines
3P	3,0	120	3,5
6P	6,0	240	7,0

Fig. A3.13.

Las clases de precisión de estos segundos secundarios son sólo 3P ó 6P para todo el margen de tensiones entre $0,05 U_n$ y $1,2 U_n$, $1,5 U_n$ o $1,9 U_n$, según sea el factor de tensión nominal.

A3.6.4.- Principio de funcionamiento de los transformadores de tensión

El funcionamiento del TT es análogo al de un transformador de potencia, por tanto, su diagrama vectorial de tensiones y caídas de tensión, intensidades y flujo, es como el de los transformadores de potencia.

Los errores de relación y de fase, son pues debidos a las caídas de tensión óhmica e inductiva en los arrollamientos primario y secundario. Por tanto, varían con el valor y el desfase de la intensidad secundaria que a su vez es función de la carga conectada al secundario.

Se denomina «potencia límite de calentamiento», a la potencia que puede suministrar el transformador sin sobrepasar el calentamiento admisible, prescindiendo del aspecto precisión, o sea, como si se tratara de un transformador de potencia.

Al estar conectados en derivación en la línea (entre fases o entre fase y tierra), los TT no quedan recorridos por las eventuales corrientes de cortocircuito y por tanto, no quedan afectados por las mismas. En cambio, quedan afectados por las sobretensiones que puedan aparecer en el circuito.

A3.6.5.- Ferorresonancia

En los circuitos de MT con el neutro aislado o conectado a tierra por medio de una impedancia de valor elevado, si se produce un cortocircuito a tierra en una de las fases, la tensión respecto a tierra de las otras dos fases, aumenta pudiendo llegar a ser de valor próximo al de la tensión entre fases, es decir, $1,73 U_0$ (U_0 = tensión simple fase-neutro).

Si en el circuito hay transformadores de tensión conectados entre fase y tierra, pueden producirse por esta causa (cortocircuito a tierra) unas importantes sobretensiones en dichos TT, debidas a un fenómeno de resonancia entre la inductancia L del TT y la capacidad C de los conductores (cables y/o líneas aéreas) respecto a tierra. Dicha inductancia L y capacidad C están en paralelo. Este fenómeno se denomina «ferorresonancia» y puede provocar una muy grave avería en los TT.

Para evitarlo es usual la siguiente solución, posible cuando hay tres TT con los segundos secundarios («arrollamientos de tensión residual») conectados entre sí formando un triángulo abierto (ver apartado anterior A3.6.3).

Se conecta una resistencia óhmica entre los bornes de dicho triángulo abierto. En situación normal (sin defecto a tierra) no hay tensión entre los bornes del triángulo abierto y por

tanto no circula corriente por la resistencia. Ahora bien, en caso de defecto a tierra de una de las fases, aparece una tensión entre los bornes del triángulo abierto y la consiguiente corriente por la resistencia. Esta corriente produce un efecto amortiguador de la ferorrresonancia. El valor de esta resistencia acostumbra a ser de 20 a 50 Ohm.

A3.7 Transformadores de intensidad: características nominales y valores normalizados

Según sea su aplicación los TC se clasifican en:

■ Transformadores de corriente para medida. Son los destinados a alimentar aparatos de medida, contadores de energía activa y reactiva, y aparatos análogos.

■ Transformadores de corriente para protección. Son los destinados a alimentar relés de protección.

Además de las características comunes, ambos tienen también unas características específicas.

A3.7.1.- Características comunes

– Intensidad primaria nominal asignada I_n

Valores normalizados (A): 10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 y sus múltiplos o submúltiplos decimales.

– Intensidad secundaria nominal asignada

Valores normalizados: 1A, 2A y 5A siendo este último valor el preferente y, con mucho, el más frecuente.

– Relación de transformación nominal, de acuerdo con los dos valores anteriores.

– Frecuencia nominal

– Potencia de precisión

Valores normalizados: 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30 VA

– Intensidades de cortocircuito asignadas

Los transformadores de intensidad se conectan intercalados («en serie») en la línea. Por tanto, en caso de fuerte sobreintensidad, por ejemplo cortocircuito, su arrollamiento primario es recorrido por una corriente muy superior a la nominal.

El TC debe estar previsto para poder soportar sin deteriorarse los efectos térmicos y mecánicos de la corriente más elevada que pueda presentarse en la línea o circuito donde está conectado. Esta corriente es, en general, la de cortocircuito.

Esto afecta básicamente al arrollamiento primario, pero en los TC destinados a alimentar relés de protección, afecta también al núcleo magnético y al circuito secundario.

Se define como «Intensidad térmica nominal de cortocircuito» (I_{th}) el valor eficaz de la corriente primaria que el transformador puede soportar durante 1s, con el arrollamiento secundario en cortocircuito, (o sea, sin carga), sin sufrir efectos perjudiciales.

Se considera que el tiempo de 1s (1000 ms) es suficiente para que las protecciones del circuito actúen y los interruptores desconecten. Esta intensidad térmica admisible se acostumbra a expresar como un múltiplo de la intensidad nominal primaria I_n , por ejemplo $150 I_n$.

Se define como «Intensidad dinámica nominal» (I_{din}), el valor de cresta de la intensidad primaria que el transformador puede soportar, con el arrollamiento secundario en cortocircuito (o sea sin carga), sin ser dañado eléctrica o mecánicamente por las fuerzas electromagnéticas resultantes.

Como sea que la corriente de cortocircuito puede tener una componente de corriente continua (cortocircuito asimétrico), esta «Intensidad dinámica nominal» debe ser como mínimo $I_{din} = 1,8 \times \sqrt{2} I_{th}$, o sea, aproximadamente 2,5 veces la «Intensidad térmica nominal» para que ambos valores estén mutuamente coordinados. Las normas indican como valor normal $I_{din} = 2,5 I_{th}$.

Hay que prever también la posibilidad de que por circunstancias de servicio, la corriente que circula por el primario sea, en tiempos largos, o permanentemente, superior a la nominal. para ello, se define como «Intensidad térmica permanente nominal» al valor de la corriente que puede circular en permanencia por el arrollamiento primario con el arrollamiento secundario conectado a la carga nominal de precisión, sin que el calentamiento del transformador exceda de los límites admisibles según las normas.

Esta «Intensidad térmica permanente», acostumbra a ser de 1,2 veces la corriente nominal I_n . Según las normas, con esta corriente $1,2 I_n$ el transformador debe mantenerse aún dentro de su clase de precisión.

– Nivel de aislamiento

Los transformadores de corriente como elementos que son de un circuito eléctrico, están sometidos a una tensión y por tanto deben cumplir con unos requisitos de aislamiento análogamente a los demás aparatos y elementos que componen el sistema.

Se define como «nivel de aislamiento nominal» de un TC, a la combinación de valores de las tensiones que puede soportar el transformador, a frecuencia industrial y con onda de choque, las cuales caracterizan su aptitud para soportar las sollicitaciones dieléctricas normales o anormales que puedan presentarse durante el servicio. Estas tensiones son las denominadas «tensiones de ensayo».

El nivel de aislamiento determina la tensión máxima de la red a la que puede conectarse el transformador, o, a la inversa, para cada tensión máxima de servicio de un TC le corresponde unas determinadas tensiones de ensayo a frecuencia industrial y con onda de choque, establecidas por las normas (tabla de la **figura A3.14**).

Para las tensiones U_m 3,6 a 36 kV hay dos valores alternativos de la tensión de ensayo a impulso tipo rayo, según sea el régimen de conexión a tierra del neutro de la red. El valor más elevado es, para los TC, instalados en circuitos con el neutro aislado o bien conectado a tierra a través de una impedancia («neutro impedante»).

Tensión más elevada para el material U_m (valor eficaz) kV	Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo 1,2/50 μ s (valor eficaz) kV	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial (valor cresta) kV
0,72		3
1,2		6
3,6	20 40	10 10
7,2	40 60	20 20
12	60 75	28 28
17,5	75 95	38 38
24	95 125	50 50
36	145 170	70 70
52	250	95
72,5	325	140

Fig. A3.14: Valores de la tensión de ensayo «tensión soportada» normalizada.

Dado que el TC está conectado «en serie» en la línea, la tensión aplicada no influye en el valor de la inducción magnética en el núcleo, y por tanto las sobretensiones no producen efectos tales como incremento de la inducción y/o saturación del núcleo magnético.

A3.7.2.- Principio de funcionamiento de los transformadores de intensidad

Supongamos el TC intercalado en la línea y con el secundario cerrado en cortocircuito, o sea, sin carga.

Al circular una corriente alterna por el primario, la fuerza magnetomotriz $I_1 N_1$ crea en el núcleo magnético un flujo también alterno $\theta = \beta \cdot S$ que induce una fuerza electromotriz E_2 en el secundario cerrado en cortocircuito. Ésta hace circular pues una corriente I_2 por dicho arrollamiento y por tanto hay ahora una fuerza magnetomotriz secundaria $I_2 N_2$, contraria (ley de Lenz) a la primaria.

En el caso ideal de que el arrollamiento secundario tuviera una impedancia nula, la fuerza electromotriz E_2 necesaria para hacer circular la intensidad secundaria I_2 sería cero, por lo cual el flujo θ en el núcleo debería ser también nulo. Esto significa que la fuerza magnetomotriz secundaria sería de igual valor que la primaria, o sea:

$$I_2 \cdot N_2 = I_1 \cdot N_1$$

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = k$$

y por tanto:

$$I_2 = I_1 \frac{N_1}{N_2} = I_1 \cdot k$$

La proporcionalidad (relación de transformación nominal) se cumpliría exactamente, el error sería cero.

En la realidad no es así, pues el arrollamiento secundario, aunque pequeña, tiene siempre una cierta impedancia Z_S , por lo cual, para hacer circular la corriente I_2 se requiere una fuerza electromotriz $E_2 = I_2 \cdot Z_S$.

La inducción magnética β en el núcleo, ya no puede ser cero, sino que debe tener el valor necesario para inducir dicha fuerza electromotriz, según la fórmula antes indicada

$$E_2 = 4,44 \beta S N_2 f$$

En consecuencia, la fuerza magnetomotriz secundaria no puede ser ya igual a la primaria, sino algo menor. La diferencia $N_1 I_1 - N_2 I_2$ es la fuerza magnetomotriz resultante requerida. La corriente I_2 es pues algo menor que en el caso ideal anterior.

Las cosas suceden como si por el arrollamiento secundario circulara una corriente igual a la diferencia entre el valor de la corriente secundaria en dicho caso ideal de impedancia cero, y el valor en el caso real.

Aunque esta intensidad denominada «corriente de excitación secundaria» es un ente solamente conceptual, a los efectos de cálculo y de comprensión del fenómeno es como si fuera real.

Se tiene pues:

$$N_1 I_1 - N_2 I_2 = I_e N_2,$$

y por tanto:

$$I_2 = I_1 \frac{N_1}{N_2} - I_e$$

Esta corriente I_e es pues la que motiva el error de relación, pues impide que se cumpla exactamente la proporción

$$I_2 = I_1 \frac{N_1}{N_2}.$$

Si ahora se conectan aparatos al secundario, su impedancia se sumará a la propia del arrollamiento constituyendo en conjunto la carga de impedancia Z_2 . La fuerza electromotriz $E_2 = I_2 \cdot Z_2$ deberá ser mayor y por tanto también la fuerza magnetomotriz $N_2 \cdot I_e$ o sea, la corriente I_e .

Se deduce pues que aún con corriente primaria constante, el error aumenta al incrementarse la carga en el secundario, por ejemplo por conexión de más aparatos.

Por otra parte, si varía la intensidad primaria (es la intensidad en la línea donde está conectado el TC), variarán también en la misma proporción, la intensidad secundaria y la fuerza electromotriz $E_2 = I_2 \cdot Z_2$. Variará también la fuerza magnetomotriz $N_2 \cdot I_e$ necesaria, o sea, la corriente de excitación I_e . Se desprende pues, que aún con una carga Z_2 constante, el error varía según sea la corriente primaria.

Esta «corriente de excitación» I_e es también la causa del error de fase pues forma un cierto ángulo con la corriente I_2 , dado que la posición de I_e en el diagrama vectorial de corrientes está determinado por el vector de flujo $\Theta = \beta \cdot S$ y por las pérdidas magnéticas. Este ángulo con la corriente I_2 varía según el valor de I_e . De todas formas es muy pequeño (valores límite 30, 60, 90 minutos según clase de precisión).

Obsérvese que si el secundario queda en circuito abierto, esto equivale a haber conectado una impedancia Z_2 muy elevada, casi infinita. Por tanto la tensión E_2 aumentará al máximo, para intentar llegar a $E_2 = I_2 \cdot Z_2$. La inducción β en el circuito magnético crecerá hasta llegar a la saturación del mismo. Todo ello pone en peligro el aislamiento del arrollamiento secundario, produce un fuerte calentamiento en el núcleo, debido a las pérdidas magnéticas y hace que aparezca una sobretensión peligrosa en los bornes del secundario.

Por tanto, cuando no se conecte ningún aparato, el secundario tiene que cerrarse en cortocircuito mediante un puente de conexión entre los dos bornes S1 y S2.

A3.7.3.- Características específicas

Exposición previa

Los diversos tipos de aparatos que usualmente se conectan a los transformadores de corriente, aunque puedan representar unas cargas en ohm y factor de potencia del mismo orden de magnitud pueden requerir del transformador un comportamiento diferente, incluso opuesto, cuando aparecen en el primario intensidades varias veces superiores a la nominal.

Desde este punto de vista, los aparatos a conectar a los TC, son:

- En transformadores de corriente para medida: aparatos de medida, de contaje y aparatos análogos, por ejemplo, amperímetros, elementos amperimétricos de vatímetros, varímetros, contadores de energía activa y reactiva, etc.

Estos aparatos se limitan a «medir» el valor de la corriente en magnitud y ángulo, sin que ante valores anormales de la misma den ellos ninguna reacción o respuesta correctora.

- En transformadores de corriente para protección: relés de vigilancia y protección del valor de la corriente y de su ángulo, por ejemplo, relés de protección contra sobreintensidades. Estos aparatos, ante valores anormales de la intensidad sea por exceso o por sentido (ángulo), etc. dan una respuesta de aviso o de corrección (por ejemplo, provocando una interrupción en el circuito primario).

Por su naturaleza los aparatos de medida y contaje no pueden soportar sobreintensidades elevadas, por ejemplo, las que aparecen en caso de cortocircuito, que pueden llegar a ser varios centenares de veces mayores que la nominal. Por otra parte, no tienen necesidad de medir estos valores anormales.

Para evitar que circulen estas elevadas intensidades por los aparatos de medida, interesa que a partir de un cierto valor de la sobreintensidad, el secundario del TC, deje de reflejar la sobreintensidad primaria, o sea «se desacople» del primario. Esto se consigue diseñando el TC, de forma que el error de relación aumente rápidamente al aumentar la intensidad primaria. Recuérdese que dicho error es siempre por defecto o sea, la intensidad real secundaria es menor que la teórica según la relación de transformación K por el valor de la corriente de excitación secundaria I_e .

Siendo la intensidad de excitación $I_e = F(\hat{\beta})$,

según la característica magnética del núcleo del transformador, es evidente que, con una carga Z_2 determinada (la nominal u otra cualquiera) al aumentar la intensidad primaria I_1 aumenta la secundaria I_2 y, por tanto, E_2 e I_e . Aumenta pues el error de intensidad por defecto.

Si se diseña el circuito magnético de forma que rápidamente llegue a la saturación, a partir de un cierto valor de sobreintensidad primaria, la corriente de excitación I_e crecerá mucho en detrimento de la I_2 que pasa por

los aparatos $\left(I_2 = I_1 \frac{N_1}{N_2} - I_e \right)$ hasta llegar a

un punto a partir del cual la intensidad I_2 no crece más, aunque siga aumentando I_1 . Esto es lo que se trataba de conseguir.

Por el contrario, en el caso de TC destinados a alimentar relés de protección, lo que interesa es que, al aparecer elevadas sobreintensidades como son las de cortocircuito, el secundario siga reflejando lo que sucede en el primario, aunque sea con errores mayores, pues en definitiva los relés no necesitan tanta precisión (no son aparatos de medida).

En efecto, por la misión que tienen encomendada, los relés de protección, deben seguir «viendo» las sobreintensidades aún en sus valores más elevados, a fin de dar la respuesta adecuada.

Por tanto, contrariamente al caso anterior, interesa diseñar el TC de forma que no alcance la saturación hasta valores elevados de sobreintensidad primaria, o sea, que el crecimiento de I_e sea lento.

Esta diferente problemática en la alimentación de aparatos de medida y de relés de protección hace aconsejable no mezclar en un mismo circuito secundario de un TC, aparatos de medida y relés. Lo correcto es destinar un TC (o bien un núcleo de un TC de doble núcleo) a alimentar aparatos de medida, y otro TC (o el otro núcleo de un TC de doble núcleo), para los relés de protección. Desde luego, cada núcleo con las características adecuadas, a los aparatos que debe alimentar.

Obsérvese que se indica doble núcleo, no simplemente doble arrollamiento secundario, pues las condiciones de saturación que son las determinantes del distinto comportamiento frente a las sobreintensidades, residen básicamente en la característica del circuito magnético.

A3.7.3.1 Características específicas de los TC para medida

Concepto simplificado del error compuesto:

Cuando se trata de intensidades senoidales que admiten una representación vectorial, el error compuesto puede definirse como la suma geométrica a 90° del error de intensidad y del error de fase, formando un triángulo rectángulo, en el cual, la hipotenusa es el error compuesto y los catetos son respectivamente el error de intensidad y el error de fase. El error compuesto es pues igual a la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados del error de intensidad y del error

de fase, expresado éste en centirradiares. De ello resulta que el error compuesto es siempre el límite superior tanto del error de intensidad como del de fase.

– Intensidad primaria límite asignada (I_{PL})

Es la intensidad primaria mínima para la que el error compuesto es igual o superior del 10% con la carga secundaria igual a la carga de precisión del TC.

– Factor de seguridad (FS) es la relación entre la intensidad primaria límite asignada (I_{PL}) y la intensidad nominal primaria.

Nota: En caso de cortocircuito en la línea en la que está intercalado el arrollamiento primario del TC, la seguridad de los aparatos alimentados por el secundario del TC es tanto mayor cuanto menor es el factor de seguridad FS.

En los TC para alimentación de contadores, el factor de seguridad acostumbra a ser igual o inferior a 5 ($FS \leq 5$).

– Clase de precisión (también denominada «Índice de clase»).

Valores normalizados: 0,1 - 0,2 - 0,5 - 1 - 3 - 5.

Los valores de la tabla de la **figura A3.15** son para:

TC para aplicaciones normales (no especiales)

Carga entre el 25% y el 100% de la carga de precisión

Factor de potencia de la carga:

1 para carga inferior a 5 VA

0,8 inductivo para carga igual o superior a 5 VA.

Frecuencia nominal del TC.

Para las clases 3 y 5 no se especifica límite alguno en el desfase (error de fase).

Los valores de la tabla de la **figura A3.16** son para:

Carga entre el 50% y el 100% de la carga de precisión,

Frecuencia nominal.

Factor de potencia de la carga:

1 para carga inferior a 5 VA

0,8 inductivo para carga igual o superior a 5 VA.

Clase de precisión	Error de intensidad en % \pm , para valores de intensidad expresados en % de la intensidad asignada	
	50	120
3	3	3
5	5	5

Fig. A3.16: Límite de error de intensidad.

A3.7.3.2.- Características específicas de los TC para protección

– Intensidad límite de precisión asignada.

Es el valor más elevado de la intensidad primaria para la cual el TC no sobrepasa el límite del error compuesto que le ha sido asignado.

– Factor límite de precisión

Es la relación entre la intensidad límite de precisión asignada, y la intensidad nominal primaria.

Valores normales del factor límite de precisión:

5 - 10 - 15 - 20 - 30.

– Clase de precisión (índice de clase)

Clases de precisión normales: 5P y 10P.

Los límites de error están indicados en la tabla de la **figura A3.17**.

Los valores de esta tabla son para:

Frecuencia nominal

Carga de precisión

Factor de potencia de la carga:

1 para carga inferior a 5 VA,

0,8 para carga igual o superior a 5 VA.

Clase de precisión	Error de intensidad \pm (%) para los valores de I expresados en % de la I asignada				Desfasaje (error de fase) \pm para valores de intensidad expresados en % de la intensidad asignada							
					minutos				centirradiares			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Fig. A3.15: Límite de error de intensidad y de fase.

Clase de precisión	Error de intensidad para intensidad primaria asignada en %	Desfasaje para la intensidad primaria asignada		Error compuesto para la intensidad primaria límite de precisión en %
		minutos	centirradiares	
5P	± 1	± 60	$\pm 1,8$	5
10P	± 3	-	-	10

Fig. A3.17: Límite de los errores.

A3.8 Marcado de la placa de características

A3.8.1.- Transformadores de intensidad

Todos los transformadores de intensidad deben llevar, como mínimo, las indicaciones siguientes:

a) el nombre del fabricante o una indicación que permita identificarlo fácilmente;

b) el número de serie y la designación del tipo;

c) la relación de transformación asignada de la siguiente manera:

$$K_N = I_{PN} / I_{SN} \text{ A (Ejemplo } K_N = 100/5 \text{ A);}$$

d) la frecuencia asignada (Ejemplo: 50 Hz);

e) la potencia de precisión y la clase de precisión correspondiente, eventualmente combinadas con informaciones complementarias.

Nota: si se presenta el caso, se indicarán las referencias de los circuitos secundarios (Ejemplo: 1S, 15 VA, clase 0,5; 2S, 30 VA, clase 1);

f) la tensión más elevada para el material (Ejemplo: 24KV).

g) el nivel de aislamiento asignado (Ejemplo: 50/125 kV).

Notas:

1 Las indicaciones de los puntos f) y g) pueden combinarse en una sola (Ejemplo: 24/50/125 kV).

2 Un guión indica la ausencia de nivel de tensión de impulso.

Además, cuando se disponga de espacio suficiente:

h) la intensidad térmica de cortocircuito asignada (I_{th}).

Notas: en los TC para medida debe figurar también el factor de seguridad, FS, a continuación de los datos de la potencia y la clase de precisión (por ejemplo, 15VA clase 0,5 FS 5).

En los TC para protección debe figurar el factor límite de precisión asignado, a continuación de la potencia y la clase de precisión (por ejemplo, 30 VA clase 5P 10).

A3.8.2.- Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión deben llevar como mínimo las indicaciones siguientes:

a) El nombre del constructor o cualquier otra marca que permita su fácil identificación.

b) El número de serie y la designación del tipo.

c) Las tensiones nominales primaria y secundaria (por ejemplo, 22 000/110 V).

d) La frecuencia nominal (por ejemplo, 50 Hz).

e) La potencia de precisión y la clase de precisión correspondiente.

Ejemplo:

50 VA clase 1,0

100 VA clase 1 y 3P.

Nota: Cuando existan dos arrollamientos secundarios separados, las indicaciones deben incluir la gama de potencias de precisión de cada arrollamiento secundario en voltioamperios, así como la clase de precisión correspondiente y la tensión nominal de cada arrollamiento.

f) La tensión más elevada de la red (por ejemplo, 24 kV).

g) El nivel de aislamiento nominal (por ejemplo, 50/125 kV).

Nota: los dos párrafos f) y g) pueden combinarse en una indicación única (por ejemplo 24/50/125 kV).

Además, cuando se disponga de espacio suficiente:

h) El factor de tensión nominal y duración nominal correspondiente.

A4 Aparamenta MT bajo envolvente metálica

A4.1 Aparamenta bajo envolvente metálica

Conjunto de aparamenta de maniobra ubicado dentro de una envolvente metálica, destinada a ser conectada a tierra, completamente ensamblada, con excepción de las conexiones exteriores.

El conjunto puede estar formado por varios aparatos, conectados entre si y hasta los bornes de conexión al exterior de la envolvente. Se incluyen los transformadores de medida (tensión y corriente).

A estos conjuntos de aparamenta con dicha envolvente metálica se les denomina

comúnmente «celdas» o «cabinas» o también celdas, o cabinas prefabricadas.

En lo sucesivo, para abreviar, en este texto se utilizará el término «conjunto de cabinas metálicas» o simplemente «conjunto de cabinas» para denominar estos conjuntos de aparamenta bajo envolvente metálica.

También se utilizará el término «cabina» o «celda» para denominar las diferentes unidades individuales del conjunto en cuanto a su función.

A4.2 Normativa

– Norma UNE-EN 60 298 «Aparamenta bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV».

Esta norma es la versión en español de la Norma Europea EN 60 298.

– Norma UNE-EN 60 694 «Estipulaciones comunes para las normas de aparamenta de alta tensión».

– Recomendación UNESA 6 404A «Celdas prefabricadas monobloque para centros de transformación, maniobra y protección hasta 36 kV».

– Recomendación UNESA 6 407A «Aparamenta de alta tensión bajo envolvente metálica hasta 36 kV, prefabricada, con dieléctrico de hexafluoruro de azufre (SF₆), para centros de transformación».

A4.3 Tipos constructivos

A4.3.1.- Cabinas con aislamiento de aire

A4.3.1.1.- Aparamenta compartimentada

La cabina está compartimentada interiormente mediante tabiques y/o particiones. Los varios elementos (aparatos, conexiones) que forman el conjunto de aparamenta, están ubicados dentro de los distintos compartimentos así formados.

Estos tabiques pueden ser metálicos o no metálicos (por ejemplo de material aislante).

En el caso de que sean todos metálicos y previstos para ser conectados a tierra, entonces esta modalidad constructiva se denomina «aparamenta blindada». En los otros casos se le denomina con el término general de «aparamenta compartimentada».

Existen otras modalidades constructivas.

A4.3.1.2.- Aparamenta bloque

Las cabinas de este tipo, o no tienen ninguna compartimentación interior o tienen un

número de compartimentos inferior al que tendría una cabina compartimentada o blindada para ubicar el mismo conjunto de aparata.

A4.3.1.3.- Aparata capsulada

En las cabinas de este tipo, todos los elementos del conjunto de aparata que forman el circuito principal de MT, o sea aparatos, barras generales y/o conexiones, están individualmente recubiertos de material aislante sólido («capsulados»). Este tipo puede considerarse una variante del tipo compartimentado, con tal que cumpla también con las condiciones de la norma CEI 466 «Aparata de alta tensión bajo envolvente aislante».

Se entiende por circuito principal, el conjunto de partes conductoras de la cabina metálica que forman parte del circuito destinado al transporte de la energía eléctrica.

Se entiende por circuito auxiliar todas aquellas partes conductoras de la cabina, comprendidas en un circuito (distinto del principal) para el mando, medida, control y señalización.

A4.3.2.- Las cabinas de tipo compartimentado tienen comúnmente cuatro compartimentos básicos

– Compartimento de barras generales. En las cabinas con doble juego de barras generales, cada uno está ubicado en un compartimento separado.

– Compartimento del aparato de conexión, que mayoritariamente es un interruptor automático, pero que también puede ser un interruptor-seccionador o un contactor.

– Compartimento con los terminales para conexión de los cables procedentes del exterior, seccionador de puesta a tierra (si lo hay) y transformadores de medida (si los hay).

– Compartimento denominado de «baja tensión» con los elementos y aparatos de los circuitos auxiliares de mando, control, medida y protección.

A4.3.3.- Cabinas con aislamiento de gas diferente del aire

En estas cabinas se ha sustituido el aire por un gas dieléctrico a una presión algo superior a la atmosférica (1,1 a 1,5 bar absolutos según tipos y marcas).

Esta sustitución puede ser en la totalidad de la cabina o bien en parte de ella, por ejemplo, en el compartimento del interruptor y del seccionador, en el de barras generales (si las hay), etc.

Por tanto, la cabina en la parte con el gas dieléctrico es de construcción estanca.

En la actualidad, el gas dieléctrico mayormente utilizado para estos fines, es el hexafluoruro de azufre (SF₆).

Las cabinas con aislamiento de gas dieléctrico a presión, en especial SF₆ tienen la ventaja de ser de dimensiones notablemente más reducidas que las de aislamiento de aire, ya que la mayor rigidez dieléctrica de este gas respecto al aire, permite reducir distancias entre partes en tensión dentro de la cabina.

Por otra parte, son especialmente adecuadas para casos de atmósferas contaminadas, salinas o corrosivas, de ambientes explosivos, etc., ya que sus partes activas principales al estar dentro del gas dieléctrico en recinto estanco no están en contacto con dichas atmósferas adversas.

A4.4 Otros aspectos constructivos

A4.4.1.- Interruptor automático enchufable

Se trata de un interruptor equipado con unos brazos conductores de longitud adecuada según el tipo de cabina, montados y conectados a los bornes de los polos, y terminados con unos contactos enchufables.

El interruptor está montado en un bastidor de rodaje («carro móvil») que rueda sobre unas guías o carriles que hay en la cabina.

En la cabina están los contactos fijos («contracontactos») a los que se enchufan los citados brazos del interruptor. Para un interruptor tripolar hay pues 6 parejas de contacto fijo y brazo enchufable (contacto móvil).

Esto permite poder desenchufar el interruptor y establecer una distancia de separación entre los contactos fijos en la cabina y los contactos enchufables del interruptor.

Por tanto, en las cabinas con interruptor enchufable no hay seccionadores en ninguno de los dos lados del mismo (salvo cabinas con doble juego de barras generales) puesto que la función de dichos seccionadores la realiza el propio interruptor al enchufarse o desenchufarse. Esto permite una notable reducción en el tamaño de la cabina y una simplificación en el conexionado del circuito principal.

La maniobra de enchufar o desenchufar el interruptor, equivale pues a la de cerrar o abrir dos seccionadores (uno a cada lado del interruptor). El interruptor en posición desenchufado corresponde a los dos seccionadores en posición abierto.

En los tipos de construcción actual, estos movimientos de enchufar y desenchufar se realizan mediante un mecanismo maniobrado por palanca, manivela o similar situado en la parte fija (cabina) o en la móvil (carro enchufable). Este mecanismo, de tipo irreversible, asegura que el interruptor se mantenga en sus posiciones final desenchufado («seccionadores abiertos») y final enchufado («seccionadores cerrados»), y que en esta última posición no pueda desenchufarse intempestivamente por la acción de las fuerzas mecánicas que pueden producirse en caso de cortocircuito.

Este mecanismo puede estar motorizado para ser actuado a distancia (es relativamente poco frecuente).

Además, es posible extraer totalmente el interruptor de la cabina, para su revisión o sustitución. Esto facilita la labor de mantenimiento. Si todos o una parte de los interruptores del conjunto tienen las mismas características e igual ejecución enchufable, se obtiene con ello una intercambiabilidad muy ventajosa para el servicio de la instalación.

Las cabinas con interruptor enchufable están constituidas pues por una parte fija, la cabina en sí, y una parte móvil, el interruptor enchufable.

En algunos modelos, los transformadores de corriente y/o los de tensión están también en la parte móvil con el interruptor.

Las cabinas con interruptor enchufable sólo pueden ser con aislamiento de aire. En las de gas dieléctrico esta ejecución no es posible por razones obvias de mantenimiento de la estanqueidad.

Los interruptores-seccionadores pueden ser también en ejecución enchufable pero ello es menos frecuente, pues al ser seccionadores también la ventaja que les reporta al ser enchufables es mucho menor. Además, en el tipo y destino de las cabinas con interruptor-seccionador, esta ejecución enchufable representaría un sobrecoste difícilmente admisible en la mayoría de casos.

A4.4.2.- El arco eléctrico

Tanto en las cabinas con aislamiento de aire como en las de aislamiento con gas dieléctrico puede producirse un arco eléctrico en un interior, debido a un defecto de aislamiento, a una falsa maniobra, o a una circunstancia de servicio excepcional. La posibilidad de un arco interno es pequeña, especialmente en las cabinas de aislamiento con gas SF₆, pero no puede ser totalmente descartada.

El arco eléctrico provoca en el interior de la cabina una peligrosa sobrepresión del aire o del gas. Por ello las cabinas cerradas con aislamiento de aire acostumbran a tener unas trampillas de escape de gases, cerradas en servicio normal, pero que se abren en caso de sobrepresión por el propio efecto de la misma, limitando así su valor.

Estas trampillas están dispuestas de forma que los gases o vapores bajo presión que salgan por las mismas, no incidan sobre las personas que se encuentren cerca de las cabinas, por ejemplo en el frente de las mismas.

En las cabinas con aislamiento de gas SF₆, a presión superior a la atmosférica, los requerimientos de estanqueidad no permiten la existencia de tales trampillas.

Tienen en cambio en una de sus paredes exteriores una placa más débil que el resto de la envolvente de modo que en caso de sobrepresión, se rompe dando salida a los gases interiores. Esta «placa de rotura» está situada en un lugar adecuado de la envolvente, de manera que los gases de salida no puedan incidir sobre las personas.

A4.4.3.- Disposiciones de seguridad contra actuaciones o situaciones peligrosas para el personal

– En principio, para las cabinas de ejecución compartimentada o blindada, las cubiertas y puertas no podrán ser abiertas a menos que

la parte del circuito principal contenido en el compartimento que se ha hecho accesible con esta apertura, esté sin tensión.

– Cualquier maniobra normal de apertura o cierre de los aparatos incluidos en la cabina en montaje fijo, deberá poderse realizar desde el exterior de la misma y con la puerta y/o otros accesos, cerrados.

En las cabinas con interruptor enchufable esta prescripción se matizará en el siguiente apartado A4.4.4.

– En las mirillas de material transparente para poder observar el interior de la cabina, pueden formarse cargas electrostática peligrosas. Las disposiciones para evitarlo pueden ser:

Adecuada distancia de aislamiento entre la mirilla y las partes en tensión.

Blindaje electrostático, por ejemplo una rejilla metálica conectada a tierra, aplicada sobre la cara inferior de la mirilla.

– Los aparatos de los circuitos principales cuya maniobra incorrecta pueda causar daños, o que sirven para asegurar una distancia de aislamiento (seccionamiento) durante los trabajos de mantenimiento, estarán provistos de dispositivos que permitan su inmovilización (por ejemplo, posibilidad de colocar candados). Afecta pues a seccionadores, seccionadores de puesta a tierra e interruptores-seccionadores.

A4.4.4.- Enclavamientos contra falsas maniobras

Enclavamientos básicos, de aplicación general.

– Entre seccionador e interruptor automático conectados en serie: Con el interruptor cerrado (conectado) no puede cerrarse o abrirse el seccionador.

Nota: Caso particular de cabinas con doble juego de barras generales.

Si los dos juegos de barras están conectados el uno con el otro (acoplados) y uno de los dos seccionadores está cerrado, el otro seccionador podrá abrirse o cerrarse aunque el interruptor en serie con ellos esté cerrado.

Ver en anexo A1, la **figura A1.1** correspondiente a un esquema de maniobra de transferencia de barras sin interrupción de servicio.

– Entre el seccionador de puesta a tierra (en adelante Spt) si lo hay y cualesquiera de los aparatos de corte: seccionador, interruptor automático, interruptor-seccionador, o contactor: no pueden estar cerrados simultáneamente el Spt y el aparato de corte. Por tanto, si el Spt está cerrado, no puede cerrarse el aparato de corte, y, viceversa, si el aparato de corte está cerrado, no puede cerrarse el Spt.

– Cabinas con interruptor automático en ejecución enchufable.

Si el interruptor está cerrado, no puede enchufarse ni desenchufarse, pues equivaldría a una maniobra de seccionadores con interruptor cerrado.

Recíprocamente, no puede cerrarse el interruptor cuando no está correctamente en sus posiciones final enchufado o final desenchufado pues una posición intermedia equivale a la de un seccionador con insuficiente distancia de seccionamiento.

El Spt, si lo hay, sólo puede cerrarse si el interruptor está en posición desenchufado (o extraído) pues equivale a seccionador abierto. Recíprocamente el interruptor no se puede enchufar si el Spt está cerrado.

El interruptor no puede cerrarse si no está conectado al circuito auxiliar de mando y control. Recíprocamente, con el interruptor en posición cerrado, no es posible desconectarlo de dicho circuito auxiliar de mando y control.

Habitualmente, la conexión del interruptor al circuito de mando y control, es mediante un conector múltiple, base y clavija (los hay de hasta 48 contactos). En la práctica, la condición anterior se concreta en: el interruptor no puede enchufarse si este conector no está enchufado, y recíprocamente, con el interruptor en posición enchufado, dicho conector no puede desenchufarse.

Existen dos tipos constructivos de cabinas con interruptor enchufable:

A) Cabinas en la que el interruptor en posición desenchufado queda aún contenido dentro de la cabina y por tanto la puerta puede estar cerrada.

B) Cabinas en las que el interruptor en posición desenchufado sobresale del frente de la misma. Este tipo de cabinas no tiene puerta delantera. El cierre lo efectúa el propio frente del interruptor cuando está en posición enchufado.

En el tipo A, para las maniobras de enchufar-desenchufar el interruptor y abrirlo-cerrarlo con el mando manual directo (en el propio interruptor) hay que abrir la puerta. Ahora bien, la disposición interior de la cabina debe ser tal, que el frente del interruptor impida poder acceder a cualquier parte en tensión tanto si está enchufado como si está desenchufado.

Análogamente, en las del tipo B, el diseño debe ser tal que el frente y los laterales del

interruptor impidan el acceso a las partes en tensión, tanto si está en posición enchufado como desenchufado.

A4.4.5.- Cabinas con interruptor-seccionador (con o sin fusibles) y Spt

Son ampliamente utilizadas para los centros de transformación de media a baja tensión (MT/BT) en las redes públicas de distribución (figura A4.1).

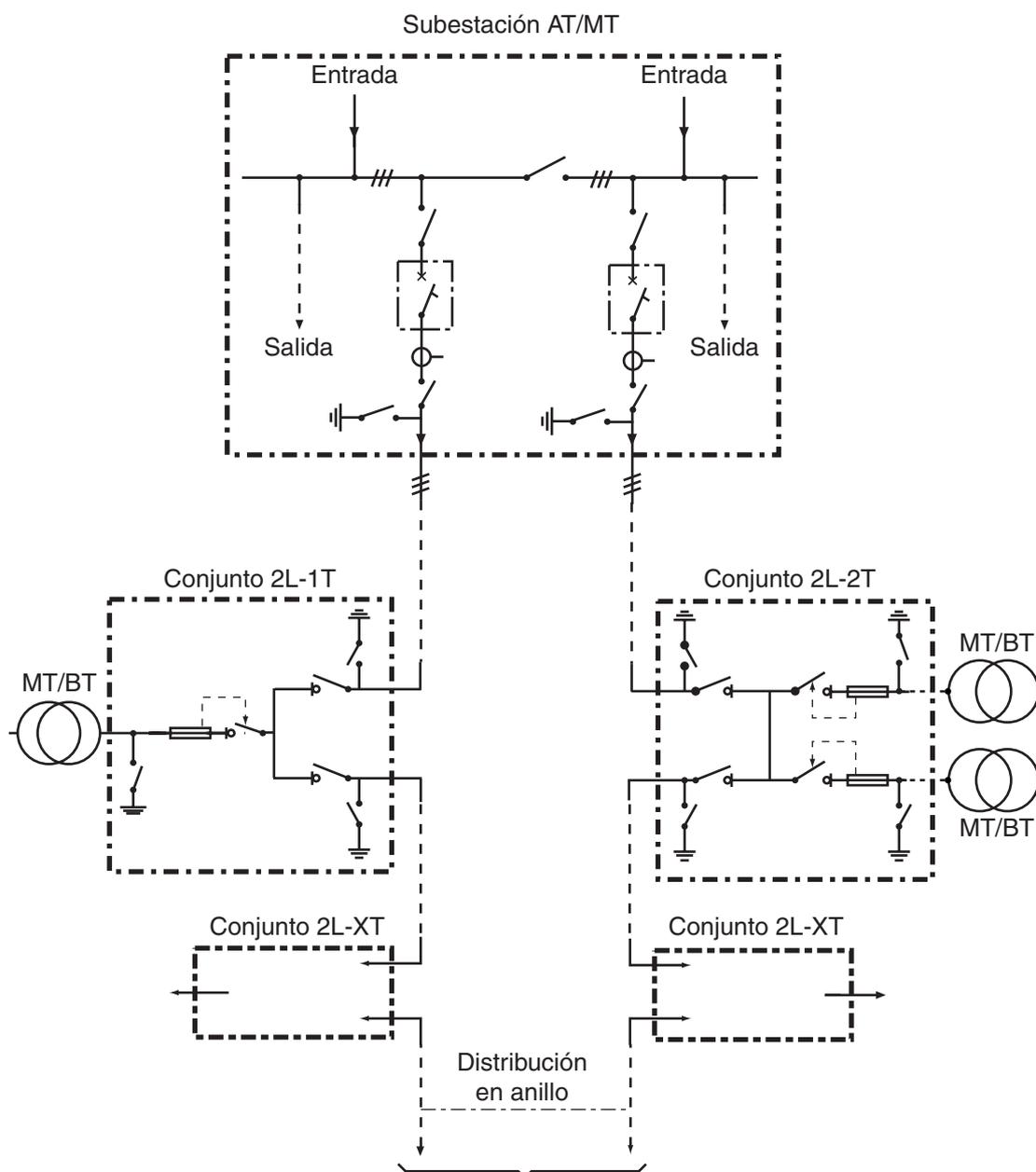


Fig. A4.1: Utilización de interruptores-seccionadores en los CT de la red pública (distribución en bucle o anillo).

Para el buche de entrada-salida de la línea de alimentación, los interruptores-seccionadores son sin fusibles, y para la maniobra y protección de los transformadores son con fusibles.

Las cabinas de este modelo funcional, con aislamiento de aire acostumbran a ser no compartimentadas o poco compartimentadas (tipo «bloque»). Ahora bien según la recomendación UNESA 6404A estas cabinas deben estar previstas para colocar o llevar incorporada una pantalla que proporcione una separación entre las partes que, después de la apertura del interruptor-seccionador, queden aún en tensión, (por ejemplo los contactos lado barras) y el resto de la cabina, cuando se tenga que entrar en su interior para efectuar trabajos.

Esta pantalla puede ser metálica o aislante. Si es aislante puede ser:

- Incorporada como parte constructiva de la cabina, y de posición fija dentro de la misma.
- Incorporada como parte constructiva pero móvil dentro de la cabina. Por ejemplo con el interruptor-seccionador abierto queda situada entre los contactos fijos y móviles del mismo y con el interruptor-seccionador cerrado queda retirada a una posición que no impida el cierre del aparato. El paso de una posición a otra se efectúa desde el exterior de la cabina mediante una adecuada transmisión.
- Pantalla móvil que se introduce desde el exterior de la cabina, para lo cual ésta tiene las adecuadas guías. Es pues una pantalla extraíble.

La aplicación de los enclavamientos y disposiciones de seguridad reseñados en 4.4 y 4.3 establece en este tipo de cabinas la siguiente secuencia obligada de maniobras para poder acceder a su interior:

- Abrir el interruptor-seccionador.
- Cerrar el Spt.
- Colocar la pantalla separadora entre los contactos del interruptor-seccionador, si se trata de pantalla móvil o extraíble.
- Abrir la puerta de la cabina.

Viceversa, para reponer el servicio:

- Cerrar la puerta,
- Abrir el Spt.
- Retirar la pantalla separadora de su posición entre contactos del interruptor-

seccionador, respectivamente, extraerla de la cabina, según proceda.

- Cerrar el interruptor-seccionador.

Por tanto, en los casos de pantalla móvil o de pantalla extraíble, debe haber un enclavamiento que impida abrir la puerta si la pantalla no está en su posición separadora entre partes con y sin tensión, y asimismo que impida cerrar el interruptor-seccionador, cuando la pantalla está en dicha posición entre contactos del aparato.

A4.4.6.- Cabinas con interruptor-seccionador, con y sin fusibles y Spt como las anteriores y para la misma aplicación en las redes de distribución, pero con aislamiento de gas SF₆

Los fusibles están situados fuera del recinto con SF₆, a fin de poderlos recambiar sin problemas de pérdida de estanqueidad del SF₆.

Debe haber un enclavamiento que impide el acceso al compartimento de fusibles y/o de los terminales de los cables, mientras no estén cerrados los Spt, y viceversa, no pueden abrirse estos Spt si no está cerrado el compartimento de los fusibles y/o terminales de los cables.

A4.4.7.- Criterios generales para enclavamientos contra falsas maniobras y/o actuaciones incorrectas

- El enclavamiento debe impedir la falsa maniobra, pero sin provocar por ello la apertura del aparato de corte (interruptor automático, interruptor-seccionador, contactor) y con ello un paro intempestivo del servicio.
- En lo posible, se dará preferencia a los enclavamientos de tipo mecánico.
- Dentro de los enclavamientos mecánicos se preferirán los denominados «pasivos» o «de obstrucción». Son aquéllos que no permiten ni iniciar la falsa maniobra, de forma que el enclavamiento no tiene ni que actuar y por tanto no queda sometido a ningún esfuerzo mecánico.

Ejemplos:

Manivela o palanca extraíbles para accionar un Spt. Si el interruptor automático o interruptor-seccionador está cerrado, el orificio o la ranura para la introducción de la manivela está obturado, de forma que dicha manivela o palanca no se puede ni introducir.

Manivela o palanca extraíbles para accionar el Spt en una cabina con interruptor enchufable.

El frente del interruptor, cuando éste está en posición enchufado, tapa (cubre) el orificio o ranura para la introducción de la manivela o palanca, de forma que no es accesible.

A4.4.8.- Puesta a tierra

Debe de preverse un conductor de puesta a tierra dispuesto a todo lo largo de la fila de cabinas y conectado a la estructura de las mismas. Este conductor tendrá la sección necesaria para soportar la corriente nominal de cortocircuito asignada a aquellas cabinas, sin sobrepasar la densidad de 200 A/mm², si es de cobre, durante el tiempo de duración asignado (valor normal 1 segundo).

No obstante, la sección de este conductor será como mínimo de 30 mm² cobre, o su equivalente en aluminio o acero.

La conexión de los aparatos y otros elementos de la cabina, a dicho conductor general de puesta a tierra se hará directamente o a través de la propia estructura metálica de la cabina.

La conexión a tierra de los interruptores enchufables, debe mantenerse aunque estén en posición desenchufado o en posición intermedia. Sólo puede quedar interrumpida cuando se extrae el interruptor de la cabina.

La conexión a tierra de las puertas u otros elementos giratorios se hace con conexiones flexibles de sección adecuada, entre la puerta o elemento giratorio (lado bisagras) y la estructura de la cabina.

A4.5 Características nominales (asignadas) de la aparamenta bajo envolvente metálica (cabinas)

- a) Tensión asignada y número de fases.
 - b) Nivel de aislamiento (tensiones de ensayo).
 - c) Frecuencia.
 - d) Intensidad en servicio continuo (para el circuito principal).
 - e) Intensidad de corta duración admisible para los circuitos principal y de puesta a tierra).
 - f) Valor de cresta de la corriente de corta duración admisible (circuitos principal y de puesta a tierra).
 - g) Duración asignada del cortocircuito.
 - h) Valores nominales (asignados) de los aparatos que forman parte de la cabina (interruptor, seccionador, Spt, transformadores de medida, etc.) incluyendo su equipo auxiliar y dispositivos de maniobra.
- Estos valores deben ser congruentes y coordinados con los de las características a) a g) de la cabina como conjunto.



Fig. A4.2: Ejemplo de cabina con interruptor enchufable.



Fig. A4.3: Ejemplo de cabinas con interruptor-seccionador.

A5 Puesta a tierra del punto neutro en los sistemas MT

A5.1 Preámbulo

En la **figura A5.1** se representan los diversos tipos de cortocircuito y las trayectorias de las corrientes de cortocircuito.

Todos los elementos de una instalación (transformadores, conductores, aparatos de maniobra, aisladores, etc.) deben de poder

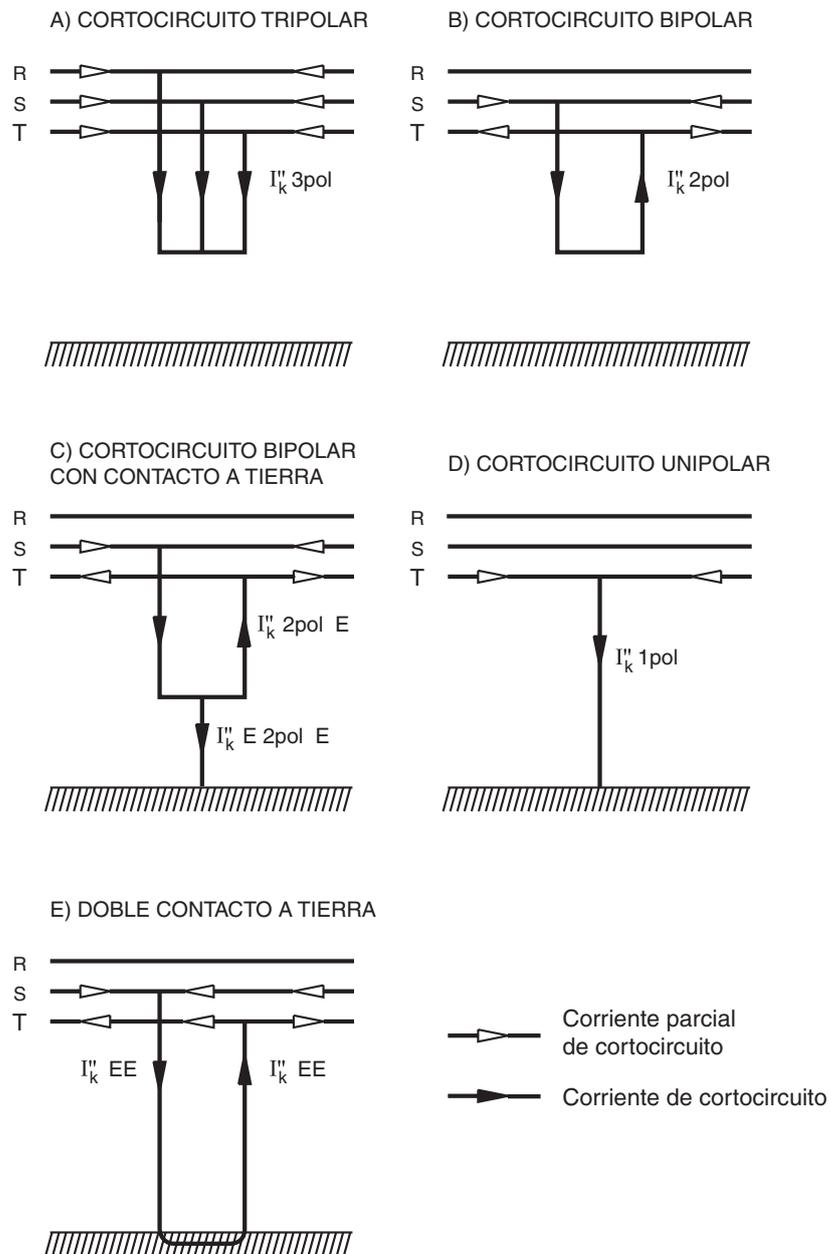


Fig. A5.1: Diversos tipos de cortocircuitos y trayectorias de las corrientes de cortocircuito.

soportar la máxima corriente de cortocircuito que pueda producirse en el punto del circuito donde están conectados o situados.

Para cualquier tipo de cortocircuito, (tripolar, bipolar o unipolar) el valor máximo corresponde al caso de defecto franco, o sea, cuando no hay impedancia apreciable en el punto de defecto (punto del cortocircuito).

El valor máximo del cortocircuito bipolar es menor que el del cortocircuito tripolar, concretamente es el 86,6%.

El valor máximo del cortocircuito unipolar fase-tierra, es en la mayoría de los casos también inferior al del cortocircuito trifásico pero en algunas ocasiones puede llegar a ser mayor, por ejemplo, cuando se trata de alternadores con el punto neutro conectado directamente a tierra.

En los circuitos AT y MT la reactancia inductiva es mucho mayor que la resistencia óhmica. En orden de valores $X_L / R \geq 10$. Por tanto, en el cálculo de las corrientes de cortocircuito en MT, se suele despreciar el valor de R e igualar la impedancia a la reactancia, haciendo $Z \approx X_L$.

En todo elemento eléctrico con varias vías de corriente (línea aérea o subterránea, transformador, etc.) cada una de las vías tiene una cierta autoinductancia L (L_1, L_2, \dots, L_n) y hay además unas ciertas inductancias mutuas M entre las diversas vías ($M_{1-2}, M_{1-3}, M_{2-3}$, etc.). Ambas, L y M, son características constructivas de cada elemento.

Al circular unas corrientes alternas por estas vías, aparece en cada vía una reactancia X debida a su autoinductancia L y a las inductancias mutuas M con las otras vías.

Aplicando esto al caso de un elemento de 3 vías destinadas a ser recorridas por un sistema trifásico de corrientes, cada vía presentará una reactancia X debida a su propia autoinductancia L, y a las dos inductancias mutuas con las otras dos vías (M_{1-2} y M_{1-3}).

Si las tres vías son constructivamente iguales, su autoinductancia L será igual y si las distancias entre ellas es casi igual, también lo serán las inductancias mutuas M. En este caso la reactancia X será igual en las tres vías. En las líneas trifásicas valdrá $X = (L-M) 2\pi f$.

Esta reactancia será pues la que presentará aquel elemento (línea, transformador, etc.) en caso de cortocircuito tripolar. Se la denomina reactancia directa X_1 .

Para determinar su valor puede hacerse el ensayo representado en la **figura A5.2**, o sea, cerrar en cortocircuito las tres vías y aplicarle una tensión trifásica. La intensidad por cada vía será

$$I''_{k3p} = \frac{U/\sqrt{3}}{X_1},$$

siendo U la tensión entre fases (tensión compuesta).

En este caso de X_1 igual en las tres vías, la corriente I_E a tierra y por la reactancia X_E entre el punto neutro y tierra, será nula.

Ahora bien, si se aplica una tensión monofásica U_0 a las tres vías de este elemento, conectadas en paralelo según el esquema **figura A5.3**, éstas presentarán una reactancia X_0 denominada reactancia homopolar, en general de valor diferente al de la reactancia X_1 . En las líneas $X_0 = (L + 2M) 2\pi f$.

El motivo de esta diferencia reside en el distinto efecto de las inductancias mutuas M.

En el caso de alimentación trifásica, las corrientes en las tres vías están desfasadas entre sí uno o dos tercios de período (120° ó 240° en la representación vectorial) y el efecto de las inductancias mutuas es sustractivo respecto a la autoinductancia L.

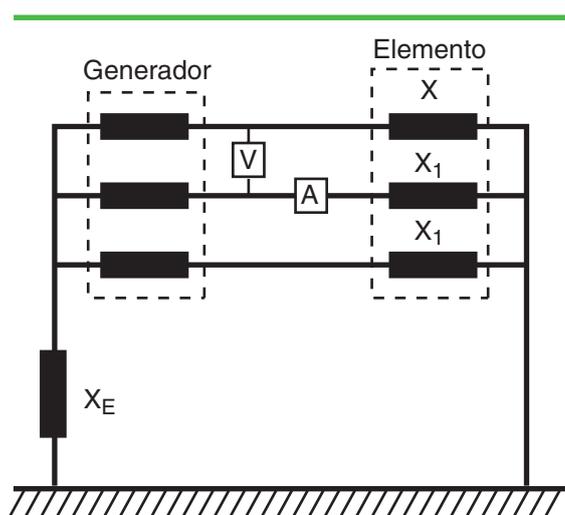


Fig. A5.2: Medición reactancia de cortocircuito.

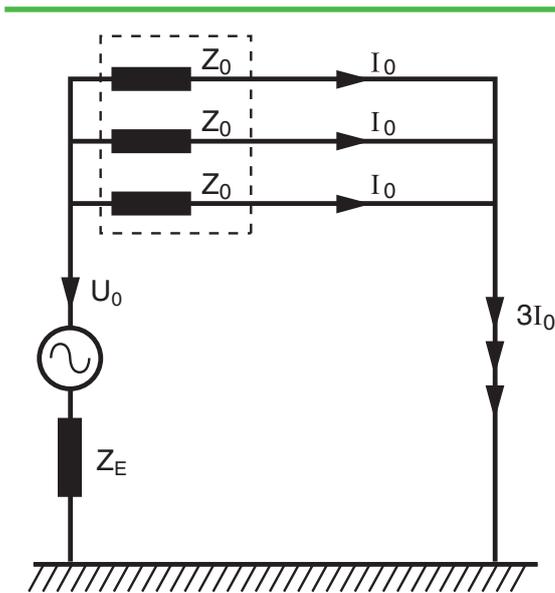


Fig. A5.3: Sistema homopolar.

En cambio, en el caso de alimentación monofásica, las corrientes I_0 que circulan por las tres vías en paralelo; denominadas corriente homopolar; están en fase (0° en la representación vectorial) y el efecto de las inductancias mutuas M es aditivo respecto a la autoinductancia L (figura A5.4).

La corriente que circula por tierra y por la reactancia X_E es pues la suma de las que circulan por las vías en paralelo o sea, $3I_0$. En consecuencia, la reactancia homopolar

conjunta X_{0C} del circuito, es $X_{0C} = (X_0/3) + X_E$.

En los sistemas de MT, la reactancia X_E entre punto neutro y tierra es habitualmente mucho mayor que $X_0/3$, de tal manera que en los cálculos se suele considerar solamente el valor de X_E .

En un circuito trifásico, cuando se produce un defecto unipolar fase-tierra, la corriente de cortocircuito I''_{k1p} vale:

$$I''_{k1p} = \frac{U\sqrt{3}}{2X_1 + X_0},$$

siendo U la tensión entre fases (tensión compuesta).

Relacionando esta fórmula con la de la corriente de cortocircuito tripolar I''_{k3p} antes expresada, se tiene

$$I''_{k1p} = I''_{k3p} \frac{3}{2 + \frac{X_0}{X_1}}.$$

Por tanto, según sea X_0/X_1 , mayor o menor que 1 la corriente de cortocircuito unipolar fase-tierra, será respectivamente menor o mayor que la de cortocircuito tripolar.

Estadísticamente, el cortocircuito unipolar fase-tierra, es con mucho el más frecuente, del orden del 80% de los casos. Por tanto en los sistemas de Media Tensión interesa

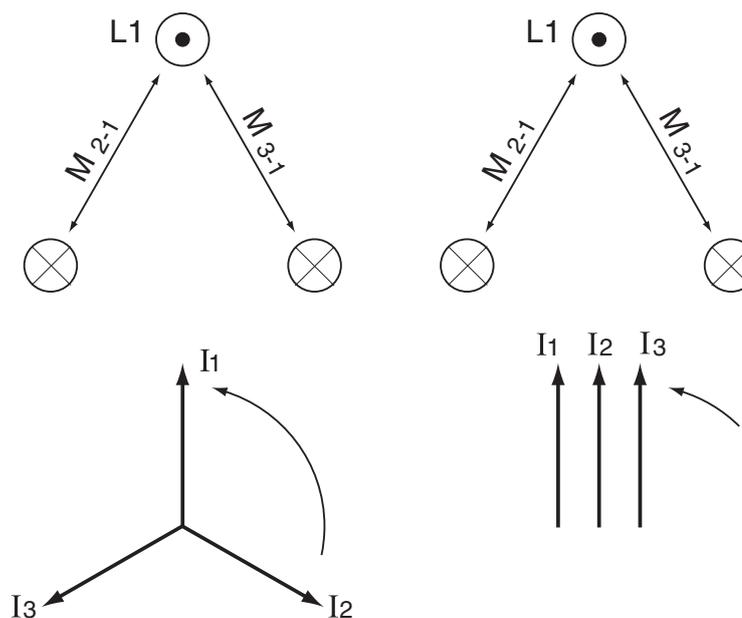


Fig. A5.4: Inductancia directa y homopolar.

reducir su valor a fin de minimizar sus efectos térmicos y dinámicos y el eventual arco eléctrico en el punto de defecto.

Esta reducción puede conseguirse aumentando el valor de la reactancia X_E entre el punto neutro y tierra.

En las redes de MT españolas y de otros países, esta reactancia se dimensiona de forma que la corriente de cortocircuito unipolar fase-tierra sea como máximo del orden del 5% de la corriente de cortocircuito tripolar. En este caso, la relación X_0/X_1 resulta, según la fórmula anterior, del orden de 58.

Recordando que los efectos térmicos y mecánicos así como los del eventual arco eléctrico en el punto de defecto, varían según el cuadrado de la intensidad, al reducir la corriente a un valor 20 veces menor que la del cortocircuito tripolar, estos efectos dañinos se reducen a $(1/20)^2 = 1/400$ o sea, son 400 veces menores que los del cortocircuito tripolar.

Esta solución ventajosa en lo que concierne a la corriente y sus efectos, presenta una contrapartida en el aspecto sobretensión. En efecto, consideremos el caso de neutro totalmente aislado de tierra, o sea, X_E quasi infinito (figura A5.5). En caso de defecto de una fase a tierra, la corriente de cortocircuito será solamente la debida a la capacidad de los aislamientos a tierra de las otras dos fases (cables, arrollamientos de transformadores, líneas aéreas, etc.). Se trata de corrientes muy pequeñas que en primera aproximación pueden despreciarse.

Véase pues que la fase con defecto a tierra, (en la figura es la fase T), comunica a la tierra su potencial respecto a las otras dos fases.

Por tanto, ahora el aislamiento a tierra de estas fases sanas queda sometido a la tensión compuesta (tensión entre fases) en lugar de la tensión simple fase-neutro, o sea, a un valor 1,73 veces mayor.

Esta sobretensión se mantendrá hasta que las protecciones actúen y se corte la alimentación.

En los sistemas de MT, el tiempo puede llegar a ser del orden de 0,1 segundo. A efectos de margen de seguridad, se consideran tiempos de 0,9 ó 1 segundo.

Se tiene pues la máxima reducción de la corriente de cortocircuito, pero a costa de una sobretensión.

La otra situación extrema es la del punto neutro conectado directamente a tierra sin reactancia intercalada, o sea, $X_E \approx 0$.

En este caso, la corriente de cortocircuito unipolar fase-tierra alcanzará su valor máximo que puede llegar a ser cercano al de la corriente de cortocircuito tripolar, incluso mayor si se trata de alternadores con el neutro conectado directamente a tierra (en realidad caso este muy poco frecuente). Ahora bien, no se produce ninguna sobretensión significativa entre las fases sanas y tierra.

En los sistemas de AT ($U > 52$ kV), preocupa más la sobretensión que la corriente de cortocircuito fase-tierra, por lo cual, en las centrales generadores se suele conectar directamente a tierra el punto neutro de los transformadores de salida a la red.

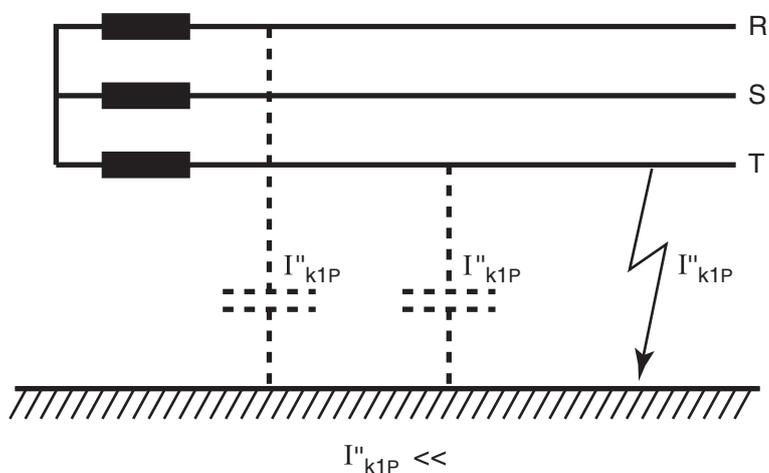


Fig. A5.5: Sistema de neutro aislado.

Por el contrario, en MT preocupan más los efectos de la corriente de cortocircuito, por lo cual, en las estaciones transformadoras AT/MT el punto neutro de MT acostumbra a conectarse a tierra a través de una reactancia X_E para reducir la intensidad (figura A5.6).

La reducción antes indicada al 5% aprox. del cortocircuito tripolar, es el resultado de un compromiso entre reducir al máximo los efectos dañinos de la corriente de cortocircuito y/o el eventual arco eléctrico, pero dejando circular una corriente de valor detectable por los relés y demás elementos de protección.

En efecto, con el neutro totalmente aislado de tierra, la corriente de defecto fase-tierra sería muy pequeña (sólo la capacitiva antes explicada) más difícilmente detectable. El defecto podría quedar latente el tiempo suficiente para que se produjera un segundo defecto en otra fase, lo cual daría lugar a un

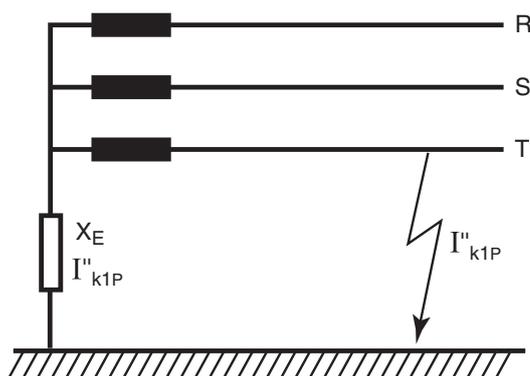


Fig. A5.6: Sistema con neutro conectado a tierra a través de impedancia.

cortocircuito bipolar a través del doble defecto a tierra según «e» de la figura A5.1.

A esta solución de puesta a tierra a través de una reactancia se le denomina también de «neutro impedante».

Según la figura A5.7 se tiene: $U_m/\sqrt{3}$ tensión entre fases, U_F tensión entre fase y tierra, y U_F tensión entre fase y tierra en régimen de falta.

En esta situación el valor de U_F es

$$U_F = \delta_{1p} \frac{U_m}{\sqrt{3}},$$

δ_{1p} se denomina «coeficiente de defecto a tierra» y su valor para defecto unipolar fase-tierra es para las fases sanas

$$\delta_{1p} = \sqrt{3} \frac{\sqrt{1 + \frac{X_0}{X_1} + \left(\frac{X_0}{X_1}\right)^2}}{2 + \frac{X_0}{X_1}}.$$

Según lo antes calculado, para corriente de cortocircuito unipolar fase-tierra reducida al 5% de la del cortocircuito tripolar, la relación X_0/X_1 , vale del orden de 58.

Poniendo este valor en la fórmula anterior, el coeficiente δ_{1p} es 1,69, valor cercano a 1,73.

En consecuencia la reducción de la corriente de cortocircuito unipolar fase-tierra representa sobretensiones prácticamente iguales a las de neutro totalmente aislado, lo cual debe tenerse en cuenta al elegir el nivel de aislamiento de los conductores, aparatos y demás elementos de la instalación.

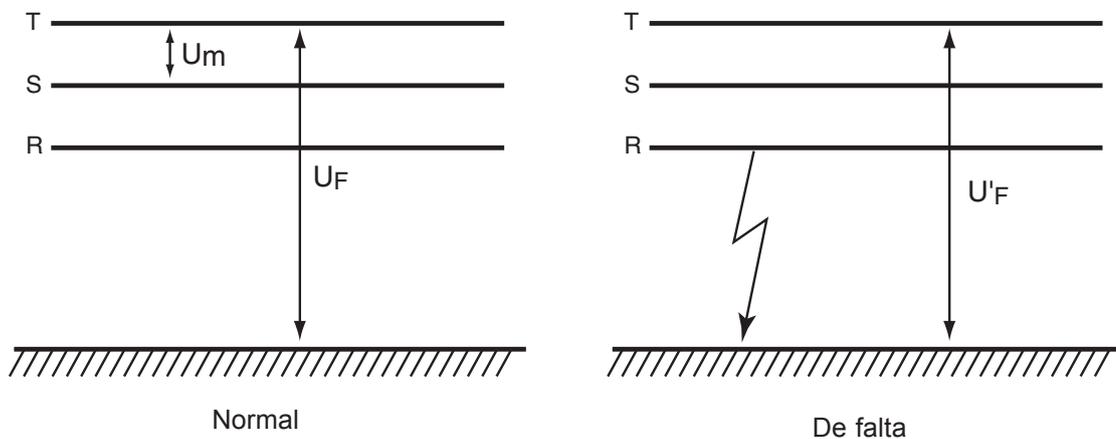


Fig. A5.7: Regímenes.

A5.2 Punto neutro

Prácticamente, todos los alternadores trifásicos tienen sus arrollamientos conectados en estrella, y con el punto neutro (centro de estrella) accesible, de forma que puede conectarse a tierra bien sea directamente o a través de una impedancia (resistencia, o reactancia) que es lo más usual.

En cambio los transformadores de alta a media tensión (AT/MT) por ejemplo 132/24 kV, 110/27 kV, etc. acostumbran a tener el secundario MT conectado en triángulo. Habitualmente, su grupo de conexión es Yd11. El secundario MT no tiene pues punto neutro.

Para que el sistema de MT alimentado por estos transformadores tenga punto neutro para poder ser conectado a tierra, es preciso instalar una denominada «bobina de formación de neutro» o también «compensador de neutro».

Constructivamente, estas bobinas de formación de neutro, acostumbran a ser análogas a un transformador trifásico (figura A5.8). Su parte activa está constituida por un núcleo magnético y unos arrollamientos análogos a los de un transformador. Dicha parte activa se pone dentro de aceite en caja con aletas de refrigeración, etc. Su aspecto exterior es pues como el de un transformador en aceite. Por este motivo se las denomina también «transformadores de puesta a tierra».

El punto neutro que así se obtiene se puede conectar directamente a tierra, o bien se puede intercalar una resistencia, R , entre dicho punto neutro y tierra.

La función de estos «transformadores de puesta a tierra» es sólo la de llevar corrientes a tierra durante una falta (defecto) a tierra del sistema. En régimen normal (sin falta) por su arrollamiento primario circula solamente la pequeña corriente de excitación, como la corriente de vacío de un transformador.

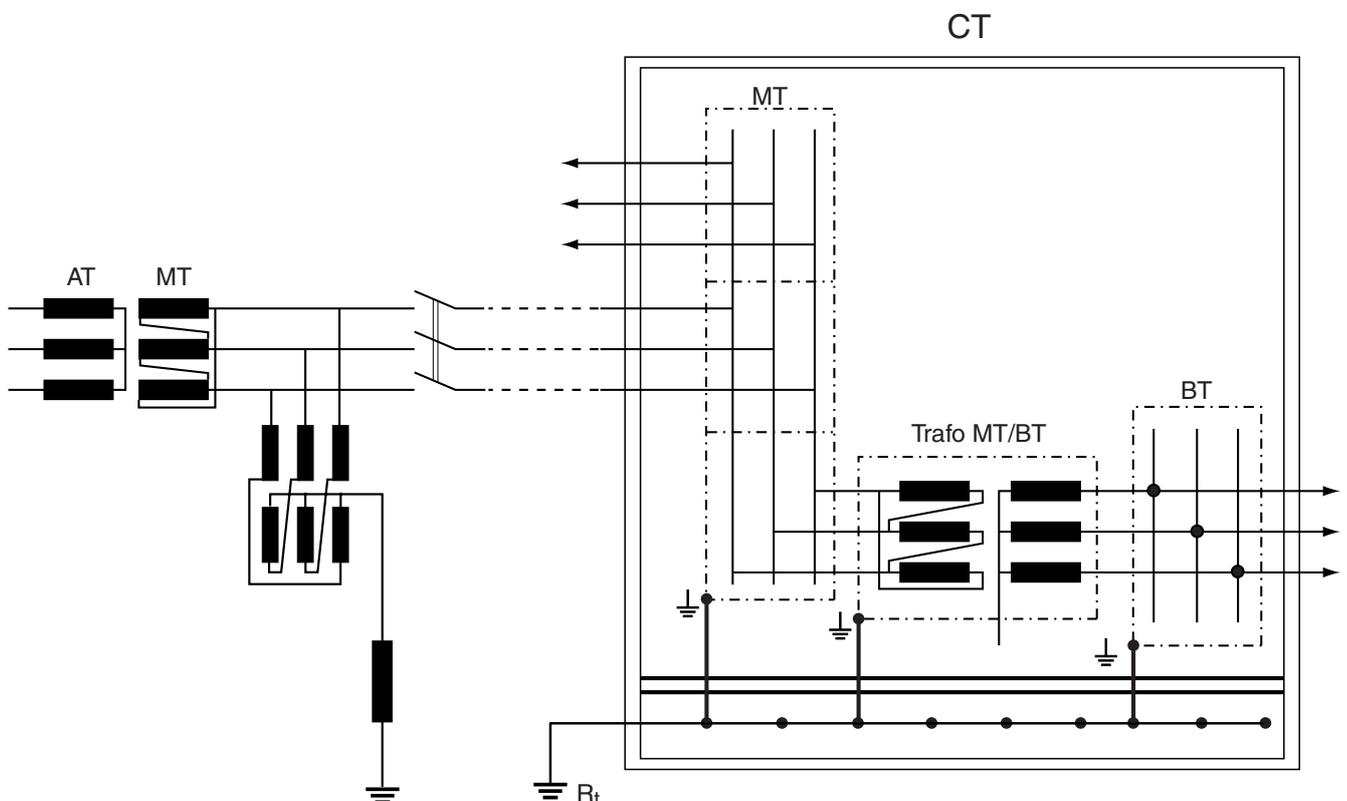


Fig. A5.8: Neutro puesto a tierra mediante bobina de formación de neutro y resistencia.

El tipo más usual de transformador de puesta a tierra es un transformador con un solo arrollamiento en conexión zig-zag, con borne neutro para ser conectado a tierra, directamente o a través de una resistencia. Se le denomina también transformador o bobina «auto zig-zag».

Este tipo de autozig-zag es, con mucho, el más utilizado por su menor tamaño y coste.

En efecto, en las redes públicas españolas se utiliza casi exclusivamente este tipo auto zig-zag.

Como un transformador de puesta a tierra verdaderamente no trabaja más que durante una falta de línea a tierra, su régimen es de corto tiempo, normalmente de 10 a 60 segundos.

Los valores que le definen básicamente son:

- 1º.- Tensión entre fases.
- 2º.- Intensidad de corriente en el neutro (defecto a tierra).
- 3º.- El tiempo que dura esta intensidad.
- 4º.- Impedancia por fase (prácticamente reactancia).
- 5º.- Corriente permanente admisible.

A5.3 Ejemplo de cálculo

Cálculo de la reactancia homopolar y resistencia óhmica de un compensador de neutro, respectivamente de la resistencia adicional entre neutro y tierra (**figura A5.9**).

Datos de partida.

- tensión compuesta (entre fases): 20 kV,
- intensidad de defecto a tierra, limitada a 500 A,
- representa, pues, intensidad por fase del compensador: $500/3 = 166,6$ A,
- impedancia homopolar total compensador (3 fases en paralelo) más resistencia adicional (R_a):

$$\frac{20.000}{\sqrt{3} \times 500} = 23,1 \Omega .$$

Esta impedancia debe de repartirse entre el compensador y la resistencia adicional R_a .

Por motivos de optimización constructiva del compensador (precio) se ha previsto para el mismo una impedancia homopolar por fase de 30Ω .

Como la componente de resistencia es muy pequeña frente a la reactancia, se considera que la impedancia homopolar es prácticamente igual a la reactancia homopolar. Por tanto, la resistencia adicional R_a deberá ser de:

$$R_a = \sqrt{23,1^2 - \left(\frac{30}{3}\right)^2} = 20,8 \Omega .$$

Al lector interesado en las cuestiones expuestas en este anexo, se le propone la lectura de la Publicación Técnica 059, Curso de Media Tensión - Conceptos introductorios, capítulos 1 a 7.

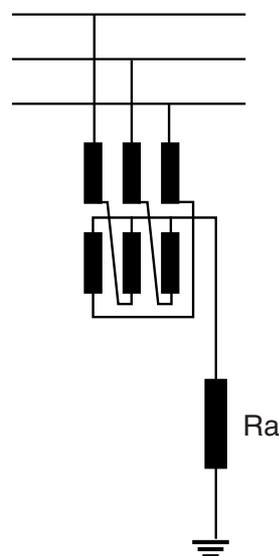


Fig. A5.9: Reactancia homopolar y resistencia adicional.

A6 Regímenes de neutro en BT

A6.1 Regímenes de neutro

Las diferentes combinaciones de conexión a tierra del neutro y de las masas (armarios, aparatos, carcasas, bastidores, etc.) se designan con dos letras:

Primera letra:

Neutro conectado a tierra	T
Neutro aislado de tierra	I

Segunda letra:

Masas conectadas a la misma toma de tierra del neutro en el CT	N
Masas conectadas a tierra con una toma independiente de la del neutro	T

Se tienen pues tres combinaciones («regímenes de neutro») básicos: TN, TT e IT.

En el régimen TN se puede añadir una tercera letra:

Si para la conexión de las masas a la toma de tierra del neutro se utiliza el conductor de neutro, se denomina	TN-C
--	------

El conductor cumple la doble función de neutro y de conductor de puesta a tierra (PE). Se denomina pues PEN.

Si para la conexión de las masas a la toma de tierra del neutro se utiliza un conductor específicamente para ello, diferente del conductor de neutro, se denomina TN-S, y a dicho conductor se le denomina PE (cubierta de color amarillo-verde).

En general es más recomendable el sistema TN-S. Hay casos en que el sistema TN-C no es posible, incluso en algunos casos está prohibido.

En España el régimen establecido para las redes públicas es, en principio, el TT.

Si el centro de transformación es del abonado (contrato de suministro en Media Tensión), el régimen de neutro en BT puede ser el que elija el abonado (TN, TT o IT).

En una misma instalación pueden haber partes con régimen TT, otras con régimen IT y otras con régimen TN-C y/o TN-S.

Además de estos tres regímenes de neutro básicos (TN, TT, IT) pueden haber regímenes mixtos por ejemplo mezcla de TN y de TT. Se trata de una cuestión que ha ido evolucionando con el tiempo y sigue aún en evolución.

A6.2 Características comparativas

A6.2.1.- Régimen TN

(Figuras A6.1 y A6.2)

La corriente de defecto es elevada, puede llegar a ser de miles de amper, ya que sólo está limitada por la impedancia de los conductores que generalmente es sólo del orden de miliohm.

La corriente de defecto no pasa por la toma de tierra del neutro (ver esquemas anexos), por tanto, su valor no está sujeto a la mayor o menor resistencia de dicha toma de tierra.

La corriente de defecto ha de ser detectada y cortada por los interruptores automáticos, los interruptores magnetotérmicos o los fusibles.

A6.2.1.1.- Régimen TN-C

Distribución a 4 conductores (3 fases y neutro). No hay conductor amarillo-verde.

Las masas de la instalación (armarios, cofrets, cuadros, carcasas de motores, envolventes de aparatos, etc.) están conectados al conductor neutro.

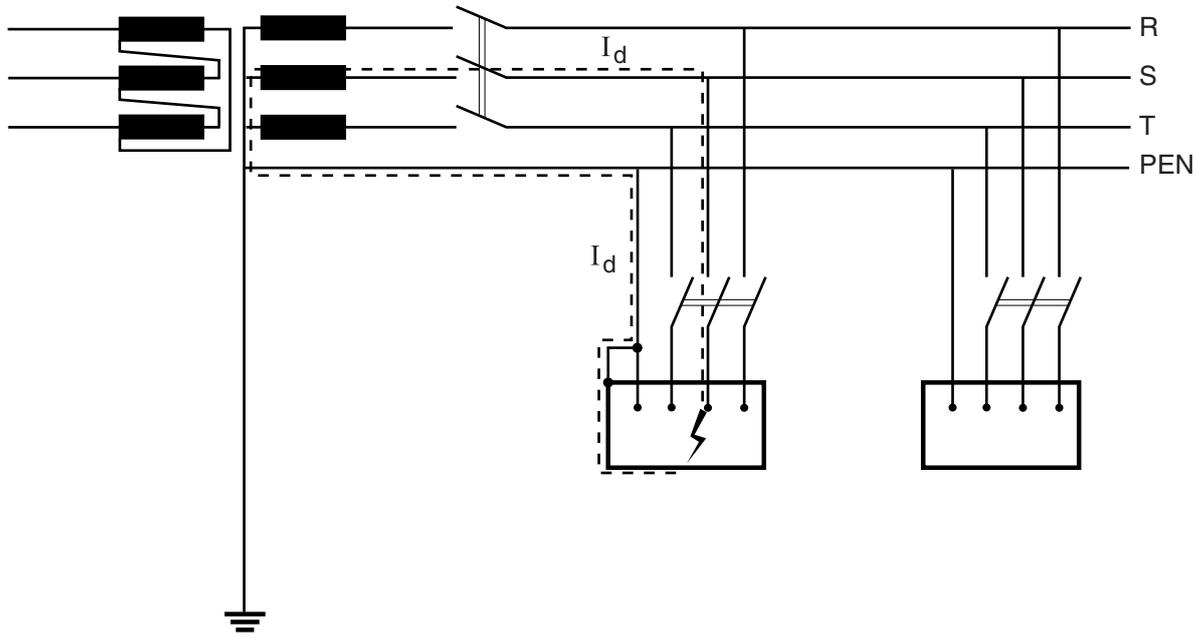


Fig. A6.1: Esquema de conexión a tierra (régimen) TN-C. I_d : corriente de defecto.

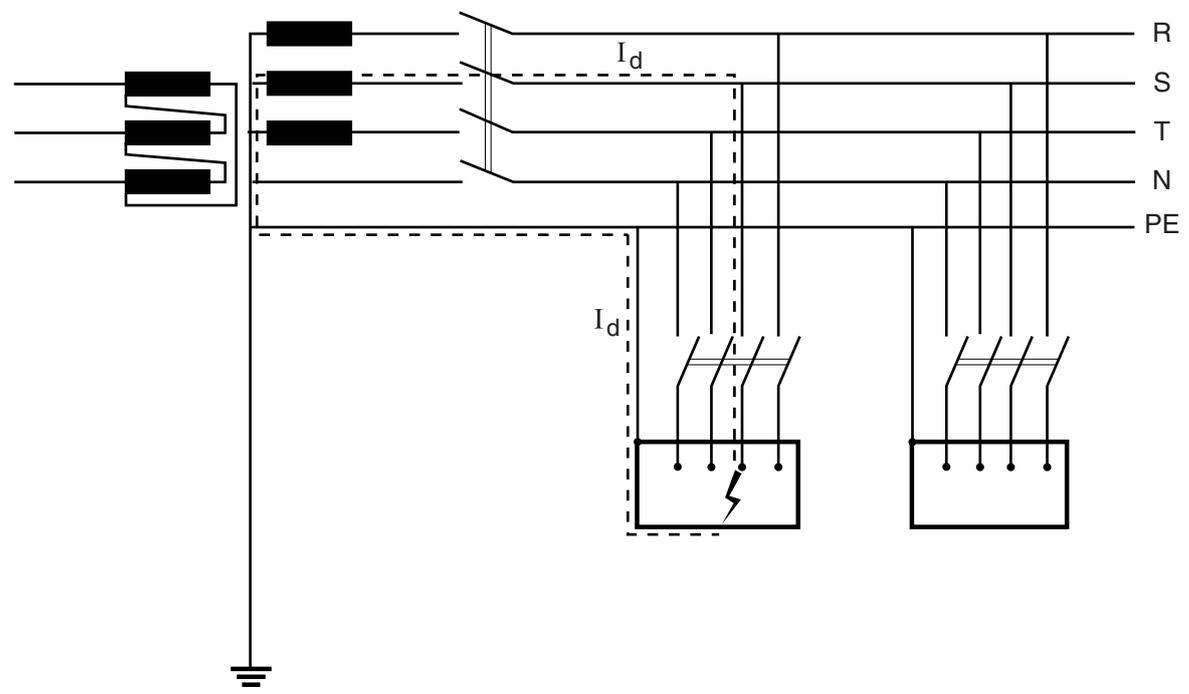


Fig. A6.2: Esquema de conexión a tierra (régimen) TN-S. I_d : corriente de defecto.

A6.2.1.2.- Régimen TN-S

Hay conductor amarillo-verde. Las masas están conectadas a este conductor (no al neutro). El conductor amarillo-verde (PE) está conectado al borne de neutro del transformador (centro de transformación).

Distribución a 3 fases más conductor PE amarillo-verde, o bien a 3 fases y neutro más conductor PE.

A6.2.2.- Régimen TT

(Figura A6.3)

La corriente de defecto pasa por la toma de tierra de las masas, y la toma de tierra del neutro (ver esquemas). Por tanto, queda limitada por el valor de la resistencia de dichas tomas de tierra. Como ésta acostumbra a ser del orden de Ohm, la corriente es en general del orden de amper.

La corriente de defecto ha de ser detectada por las protecciones diferenciales, que pueden ser interruptores diferenciales, interruptores automáticos diferenciales, combinación de protección diferencial e

interruptor magnetotérmico, «toroidales» que actúan dando orden de desconexión a un interruptor o a un contactor, etc.

Es el más habitual en España. El reglamento de Baja Tensión lo establece para las redes públicas (Compañías suministradoras).

Las masas están conectadas al conductor PE amarillo-verde. Este conductor no está conectado al borne neutro del transformador.

La instalación tiene un sistema propio de puesta a tierra, con sus electrodos de toma de tierra, etc., al cual está conectado el conductor PE amarillo-verde.

Se observa que hay instaladas protecciones diferenciales (interruptores diferenciales, anillos toroidales en las líneas, combinados magnetotérmico con elemento diferencial, etc.).

Nota.- Ésta es una condición necesaria en el régimen TT pero no exclusiva, ya que en ocasiones también hay protecciones diferenciales en el régimen TN-S como protección contra incendios, o cuando se trata de líneas de mucha longitud. También puede haberlos en regímenes de neutro «mixtos».

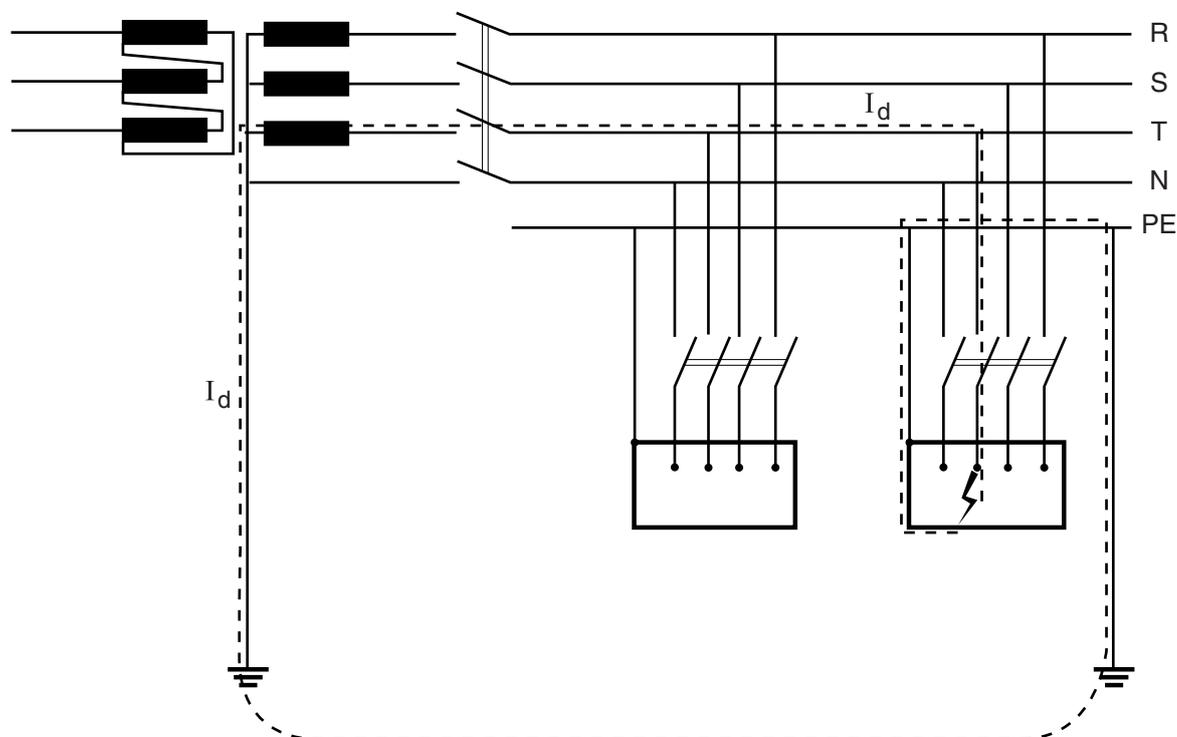


Fig. A6.3: Esquema de conexión a tierra (régimen) TT. I_d : corriente de defecto.

A6.2.5.- Régimen IT

(Figura A6.4)

En el caso de un primer defecto, la corriente de defecto acostumbra a ser muy pequeña, y la tensión de defecto a que da lugar es generalmente inferior a 24 V por tanto no peligrosa para las personas. No es necesario pues interrumpir el circuito. Debe pero localizarse el defecto y repararlo, antes que se produzca un segundo defecto porque entonces la corriente podría ser elevada como en el régimen TN, o bien de valor como el caso de régimen TT. En ambos casos la tensión de defecto podría ser peligrosa para las personas.

Es poco frecuente. No existe en las redes públicas. Sólo puede haberlo en instalaciones alimentadas por un Centro de Transformación de abonado (suministro y contaje en MT).

El neutro del lado de baja tensión del transformador no está conectado a tierra, o si lo está, es a través de una resistencia de valor elevado (1500 - 2000 Ohm), y/o un aparato «Controlador permanente de aislamiento» (CPA), que tiene una impedancia también elevada.

Cuando se produce un defecto de aislamiento a masa (tierra) este aparato CPA lo detecta, avisa de su existencia, y ayuda a su localización. Es pues un «vigilante» del primer defecto. Es aparato preceptivo en las instalaciones en régimen IT.

El conductor PE amarillo-verde de la instalación no está conectado al borne neutro del transformador, sino que está conectado a un sistema de puesta a tierra propio de la instalación, al igual que en el régimen TT.

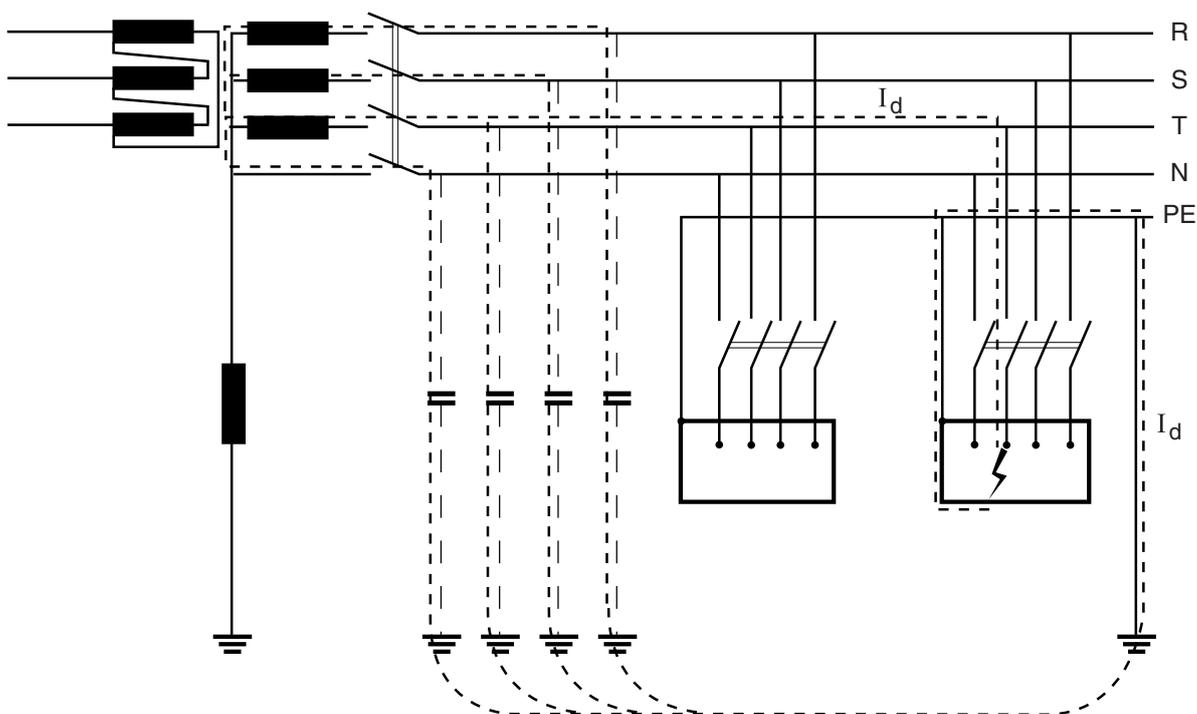


Fig. A6.4: Esquema de conexión a tierra (régimen) IT. I_d : corriente de defecto.

A6.3

Resumen

Obsérvese que en el CT debe preverse siempre una toma de tierra para el neutro BT del transformador, no solo en el caso de regímenes de neutro TT y TN, sino también para régimen IT, puesto que entre neutro y

tierra debe conectarse preceptivamente el aparato controlador de aislamiento CPA valor así como un descargador de sobretensión de BT. (También preceptivamente en ciertos casos).

A7 Ejemplo de equipo de BT para CT de red pública, hasta 1000 kVA, según Recomendación UNESA RU-6 302 B

A7.1 Descripción

Armazón o chasis metálico con envolvente de chapa metálica de espesor 2 mm, o bien de material aislante categoría de ininflamabilidad, FVI (UNE-53 315). Grado de

protección IP-217. Con rejillas de ventilación en las paredes laterales. Disposición interior (figuras A7.2 y 3).

Elementos	Posición
3 Amperímetros-maxímetros (dos de ellos a instalar según necesidades, en 2ª etapa)	1
1 Relé auxiliar	2
1 Toma de corriente bipolar 10 A para clavija redonda	3
2 Bases portafusibles con un fusible de 40 A, a conectar en la fase y puente de neutro seccionables	4
1 Interruptor magnetotérmico curva «C» de 10A, para protección del circuito de disparo del interruptor-seccionador MT que alimenta el transformador, por actuación de la protección contra sobretensión (termómetro de contacto o termostado)	5
Este interruptor magnetotérmico instalado en el interior de la puerta de forma que con la puerta cerrada, no sea accesible desde el exterior. Con un contacto auxiliar para alimentar la lámpara neón posición 9 que señala el disparo del interruptor magnetotérmico	
1 Interruptor magnetotérmico curva «C» de 10 A para protección del circuito de alumbrado y de la toma de corriente posición 3. Montado de forma que con la puerta cerrada, sea accesible desde el exterior	6
Regleta con 14 bornes de conexión	7
Perfil de sujeción de aparatos («carril DIN») 35 x 7,5 mm	8
Lámpara neón color rojo para señalización del disparo del interruptor magnetotérmico de la posición 5. Señalización «Protección desconectada»	9
Canal practicable para los cables	10
Tubo flexible	11

Fig. A7.1: Aparatos y elementos de la unidad funcional de control (posición en figura A7-3).

A7.2 Unidad funcional de seccionamiento

Constituida por 4 puentes de pletina de cobre (3 fases y neutro) que pueden ser maniobradas fácil e independientemente con una única herramienta aislada.

Con espacio suficiente para colocar transformadores de corriente en la parte superior entre los citados puentes de conexión y las palas (bornes) de conexión para los cables de alimentación. (Figura A7.2 parte izquierda).

La longitud de estos puentes de conexión, será suficiente para que, al desmontarlos, dejen un espacio que permita extraer por allí los transformadores de intensidad.

Puede instalarse un solo transformador de intensidad por ejemplo en la fase central, o bien, según necesidades, tres, uno en cada fase.

A7.3 Unidad funcional de control

En la puerta delantera que cierra esta parte correspondiente a la unidad funcional de seccionamiento, hay montado el equipo de aparatos y elementos que constituyen la unidad funcional de control. En la **figura A7.3** está representada esta puerta en posición abierta. Es vista pues por su cara interior.

Esta puerta es de material aislante que garantiza a los aparatos montados en la misma, un nivel de aislamiento respecto a las partes metálicas (armazón, envolventes) de 10 kV 50 Hz 1 minuto, y 20 kV a impulso 1,2/50 μ s.

El equipo de aparatos y elementos que constituyen esta unidad funcional de control son los indicados en la tabla de la **figura A7.1**.

A7.4 Unidad funcional de embarrado y salidas

Constituida por 4 pletinas horizontales, de cobre, (3 fases y neutro), de las que parten las líneas de salida hacia los abonados, o grupos de abonados alimentados por el CT. En la **figura A7.2** están representadas 4 salidas pero pueden ser bastantes más.

Cada salida está protegida con fusibles-seccionadores o sea, con bases portafusibles desconectables (abribles). Se trata pues de una protección de los cables de salida exclusivamente.

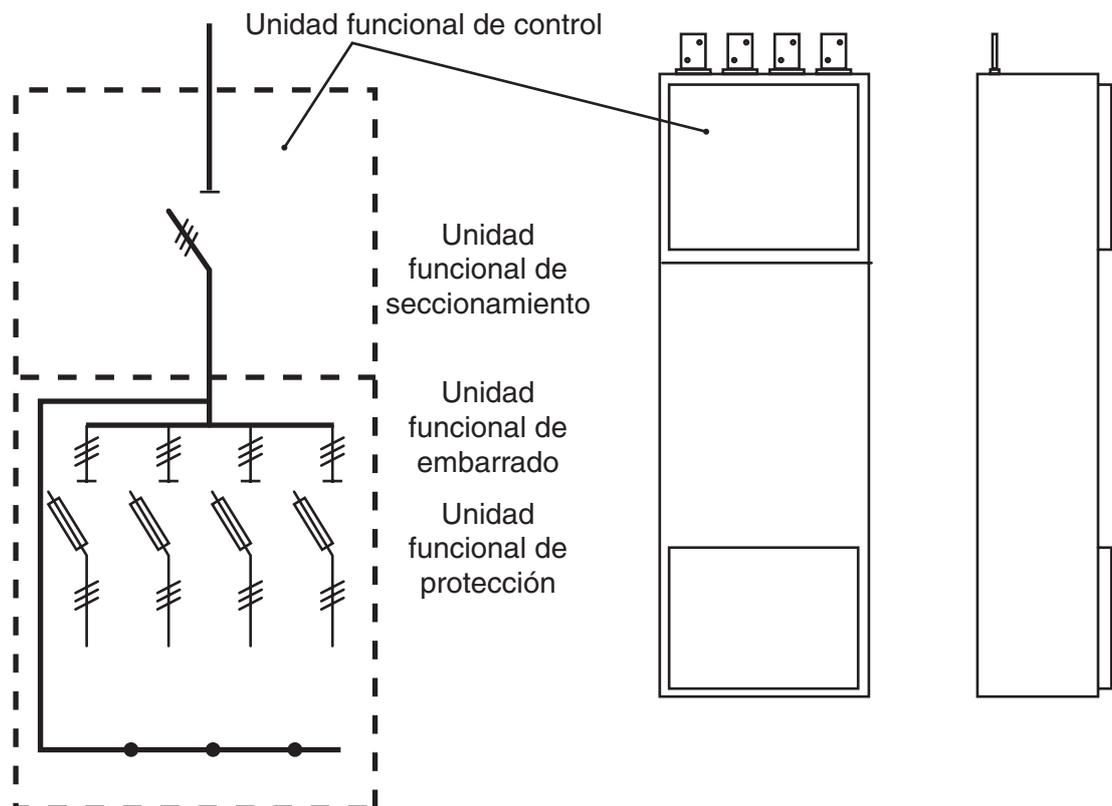


Fig. A7.2: Esquema unifilar de cuadro BT y dimensiones exteriores.

A7.5 Otros datos de interés

■ El nivel de aislamiento a masa (tierra), del circuito principal y del circuito auxiliar de protección y control, de este equipo de BT, es de 10 kV 50 Hz 1 minuto.

■ En el embarrado, la pletina de neutro está aislada del bastidor (masa) igual que las pletinas de las fases, pero dispone de una trenza flexible de cobre de 50 mm² de sección a fin de poder conectar, si precisa, esta pletina de neutro a la masa metálica del bastidor o armazón.

■ En muchos casos, la escala de los amperímetros-maxímetros (posición 1) no está graduada en amperios, sino en tantos por ciento (%) de la intensidad nominal del transformador, por ejemplo: 10% - 20% - ... - 70% - 80% - ... - 100% - ... - 120%. Resulta más práctico y directo para el control del estado de carga del transformador.

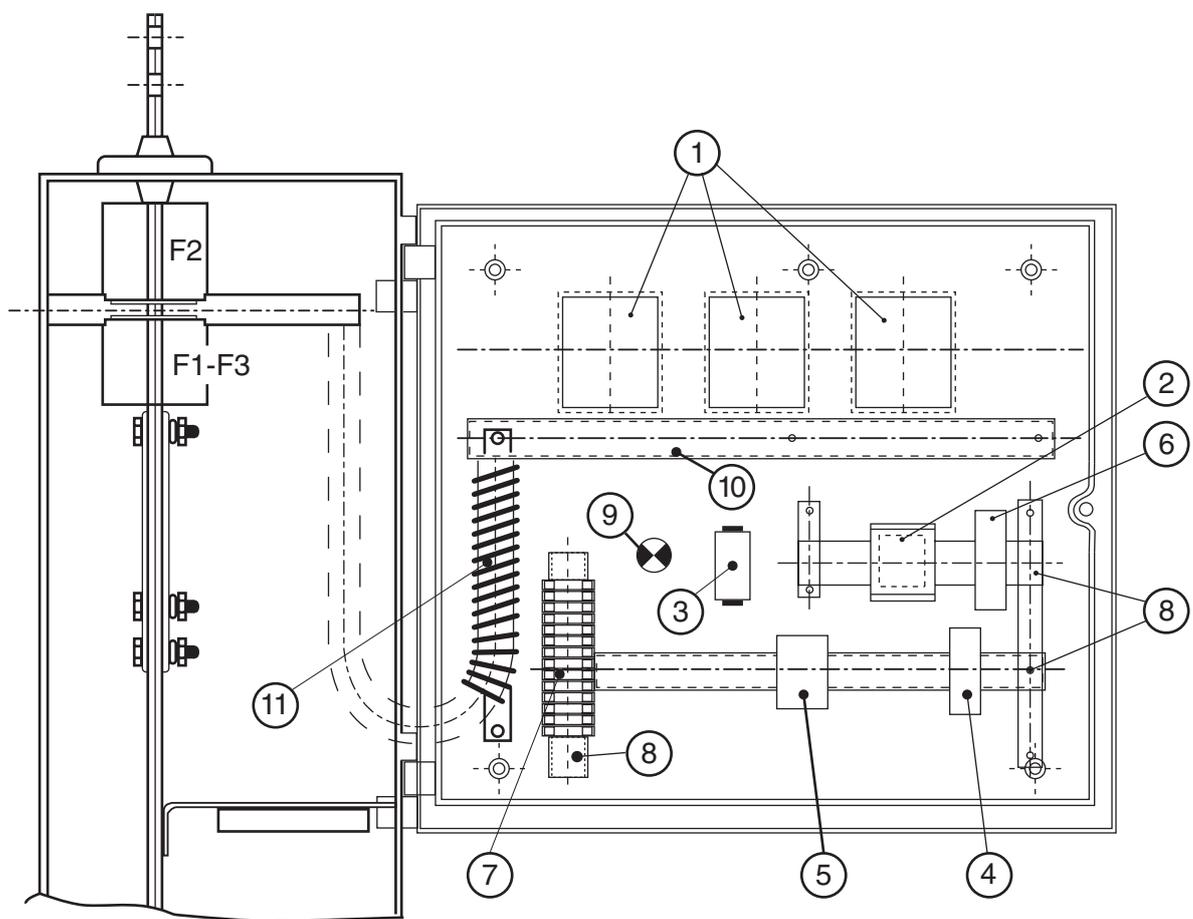


Fig. A7.3: Vista lateral y elementos de la unidad funcional de control.

DIRECCION REGIONAL NORDESTE

Delegación BARCELONA
Sicilia, 91-97, 6.º · Tel.: 93 484 31 01 · Fax: 93 484 31 57
08013 BARCELONA · del.barcelona@es.schneider-electric.com

> Delegaciones:

BALEARES
Gremi de Teixidors, 35, 2.º · Tel.: 971 43 68 92 · Fax: 971 43 14 43
07009 PALMA DE MALLORCA

GIRONA
Pl. Josep Pla, 4, 1.ª · Tel.: 972 22 70 65 · Fax: 972 22 69 15
17001 GIRONA

LLEIDA
Prat de la Riba, 18 · Tel.: 973 22 14 72 · Fax: 973 23 50 46
25004 LLEIDA

TARRAGONA
Carles Riba, 4 · Tel.: 977 29 15 45 · Fax: 977 19 53 05
43007 TARRAGONA

DIRECCION REGIONAL NOROESTE

Delegación A CORUÑA
Pol. Ind. Pocomaco, parcela D, 33 A · Tel.: 981 17 52 20 · Fax: 981 28 02 42
15190 A CORUÑA · del.coruna@es.schneider-electric.com

> Delegaciones:

ASTURIAS
Parque Tecnológico de Asturias · Edif. Centro Elena, parcela 46, oficina 1.º F
Tel.: 98 526 90 30 · Fax: 98 526 75 23 · 33428 LLANERA (Asturias)
del.oviedo@es.schneider-electric.com

GALICIA SUR-VIGO
Ctra. Vella de Madrid, 33, bajos · Tel.: 986 27 10 17 · Fax: 986 27 70 64
36214 VIGO · del.vigo@es.schneider-electric.com

LEON
Moisés de León, bloque 43, bajos · Tel.: 987 21 88 61 · Fax: 987 21 88 49
24006 LEON · del.leon@es.schneider-electric.com

DIRECCION REGIONAL NORTE

Delegación VIZCAYA
Estartetxe, 5, 4.º · Tel.: 94 480 46 85 · Fax: 94 480 29 90
48940 LEIOA (Vizcaya) · del.bilbao@es.schneider-electric.com

> Delegaciones:

ALAVA
Portal de Gamarra, 1.º · Edificio Deba, oficina 210
Tel.: 945 12 37 58 · Fax: 945 25 70 39 · 01013 VITORIA-GASTEIZ

CANTABRIA
Sainz y Trevilla, 62, bajos
Tel.: 942 54 60 68 · Fax: 942 54 60 46 · 39611 GUARNIZO (Santander)

GUIPUZCOA
Parque Empresarial Zuatzu · Edificio Urumea, planta baja, local 5
Tel.: 943 31 39 90 · Fax: 943 21 78 19 · 20018 DONOSTIA-SANSEBASTIAN
del.donosti@es.schneider-electric.com

NAVARRA
Parque Empresarial La Muga, 9, planta 4, oficina 1
Tel.: 948 29 96 20 · Fax: 948 29 96 25 · 31160 ORCOYEN (Navarra)

DIRECCION REGIONAL CASTILLA-ARAGON-RIOJA

Delegación CASTILLA-BURGOS
Pol. Ind. Gamonal Villimar · 30 de Enero de 1964, s/n, 2.º
Tel.: 947 47 44 25 · Fax: 947 47 09 72
09007 BURGOS · del.burgos@es.schneider-electric.com

> Delegaciones:

ARAGON-ZARAGOZA
Pol. Ind. Argualas, nave 34 · Tel.: 976 35 76 61 · Fax: 976 56 77 02
50012 ZARAGOZA · del.zaragoza@es.schneider-electric.com

CENTRO/NORTE-VALLADOLID
Topacio, 60, 2.º · Pol. Ind. San Cristóbal
Tel.: 983 21 46 46 · Fax: 983 21 46 75
47012 VALLADOLID · del.valladolid@es.schneider-electric.com

LA RIOJA
Avda. Pío XII, 14, 11.º F · Tel.: 941 25 70 19 · Fax: 941 27 09 38
26003 LOGROÑO

DIRECCION REGIONAL CENTRO

Delegación MADRID
Ctra. de Andalucía km 13 · Pol. Ind. Los Angeles
Tel.: 91 624 55 00 · Fax: 91 682 40 48 · 28906 GETAFE (Madrid)
del.madrid@es.schneider-electric.com

> Delegaciones:

GUADALAJARA-CUENCA
Tel.: 91 624 55 00 · Fax: 91 682 40 47

TOLEDO
Tel.: 91 624 55 00 · Fax: 91 682 40 47

DIRECCION REGIONAL LEVANTE

Delegación VALENCIA
Calle General Urrutia nº75 4ºB Tel.: 963 39 18 00 · Fax: 963 62 56 98
46013 VALENCIA · del.valencia@es.schneider-electric.com

> Delegaciones:

ALBACETE
Paseo de la Cuba, 21, 1.º A · Tel.: 967 24 05 95 · Fax: 967 24 06 49
02005 ALBACETE

ALICANTE
Monegros, s/n · Edificio A-7, 1.º, locales 1-7 · Tel.: 965 10 83 35
Fax: 965 11 15 41 · 03006 ALICANTE · del.alicante@es.schneider-electric.com

CASTELLON
República Argentina, 12, bajos · Tel.: 964 24 30 15 · Fax: 964 24 26 17
12006 CASTELLON

MURCIA
Senda de Enmedio, 12, bajos · Tel.: 968 28 14 61 · Fax: 968 28 14 80
30009 MURCIA · del.murcia@es.schneider-electric.com

DIRECCION REGIONAL SUR

Delegación SEVILLA
Avda. de la Innovación, s/n · Edificio Arena 2, 2.º · Tel.: 95 499 92 10
Fax: 95 425 45 20 · 41020 SEVILLA · del.sevilla@es.schneider-electric.com

> Delegaciones:

ALMERÍA
Calle Lentiscos/n · Edif. Celulosa III, oficina 6, local 1 · Pol. Ind. La Celulosa
Tel.: 950 15 18 56 · Fax: 950 15 18 52 · 04007 ALMERIA

CADIZ
Polar, 1, 4.º E · Tel.: 956 31 77 68 · Fax: 956 30 02 29
11405 JEREZ DE LA FRONTERA (Cádiz)

CORDOBA
Arfe, 16, bajos · Tel.: 957 23 20 56 · Fax: 957 45 67 57
14011 CORDOBA

GRANADA
Baza, s/n · Edificio ICR · Pol. Ind. Juncaril
Tel.: 958 46 76 99 · Fax: 958 46 84 36 · 18220 ALBOLOTE (Granada)

HUELVA
Tel.: 954 99 92 10 · Fax: 959 15 17 57

JAEN
Paseo de la Estación, 60 · Edificio Europa, 1.º A
Tel.: 953 25 55 68 · Fax: 953 26 45 75 · 23007 JAEN

MALAGA
Parque Industrial Trevenez · Escritora Carmen Martín Gaité, 2, 1.º, local 4
Tel.: 95 217 92 00 · Fax: 95 217 84 77 · 29196 MALAGA

EXTREMADURA-BADAJOS
Avda. Luis Movilla, 2, local B
Tel.: 924 22 45 13 · Fax: 924 22 47 98 · 06011 BADAJOZ

EXTREMADURA-CACERES
Avda. de Alemania · Edificio Descubrimiento, local TL 2
Tel.: 927 21 33 13 · Fax: 927 21 33 13 · 10001 CACERES

CANARIAS-LAS PALMAS
Ctra. del Cardón, 95-97, locales 2 y 3 · Edificio Jardines de Galicia
Tel.: 928 47 26 80 · Fax: 928 47 26 91 · 35010 LAS PALMAS DE G.C.
del.canarias@es.schneider-electric.com

CANARIAS-TENERIFE
Custodios, 6, 2.º · El Cardonal · Tel.: 922 62 50 50 · Fax: 922 62 50 60
38108 LA LAGUNA (Tenerife)

Make the most of your energy

www.schneiderelectric.es

Soporte y Servicio Técnico a clientes

es-sat@es.schneider-electric.com



902 10 18 13

Instituto Schneider Electric de Formación

93 433 70 03



www.iseonline.es