



MEMORIA

S.E.T. VALMADRID

AUTOR:

Paula Trinchán Garralda

DIRECTOR:

Ángel Santillán Lázaro

ESPECIALIDAD:

Electricidad

CONVOCATORIA:

Junio 2012

ÍNDICE

1	ANTECEDENTES	1
2	OBJETO DEL PROYECTO	1
3	COMPAÑÍA SUMINISTRADORA	2
4	CLASIFICACIÓN DEL LOCAL	2
5	REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES Y PARTICULARES	2
6	EMPLAZAMIENTO	4
7	DESCRIPCIÓN DE LA S.E.T. PROYECTADA	4
7.1	Transformadores de potencia.....	4
7.2	Embarrado simple	5
7.3	Interruptor automático de SF ₆	5
7.4	Servicios auxiliares	7
8	MATERIAL SUBESTACIÓN	9
8.1	Recuento material	9
8.1.1	Nivel 45 kV (Intemperie).....	9
8.1.1.1	Línea-Embarrado Simple	9
8.1.1.2	Embarrado Simple-Transformador	9
8.1.2	Nivel 15 kV (Intemperie).....	9
8.1.3	Nivel 15 kV (Interior).....	10
8.2	Datos de diseño	10
8.3	Características material.....	11
8.3.1	Nivel 45kV	11
8.3.1.1	Transformador de potencia 45kV/15kV	11
8.3.1.2	Pararrayos.....	21
8.3.1.3	Seccionador.....	23
8.3.1.4	Interruptor automático	26
8.3.1.5	Normas Endesa Distribución para elección de TT's y TI's	28
8.3.1.6	Transformador de tensión.....	33
8.3.1.7	Transformador de intensidad	35
8.3.2	Nivel 15kV	38
8.3.2.1	Pararrayos.....	38
8.3.2.2	Transformador de potencia de SS.AA. 15kV/400V	40
8.3.2.3	Fusible SSAA.....	56
8.3.2.4	Batería condensadores.	57
8.3.2.5	Celdas blindadas aisladas con aislamiento en SF6	72
8.3.2.6	Interruptor automático	78
8.3.2.7	Mando del interruptor automático.....	80
8.3.2.8	Seccionador.....	82
8.3.2.9	Normas ERZ Endesa para elección de TT's y TI's	86
8.3.2.10	Transformador de intensidad.....	89
8.3.2.11	Transformador de tensión	91
8.3.2.12	Embarrado general	92
8.3.2.13	Ampliación de celdas	92

8.3.3	Cables.....	93
8.3.3.1	Cables aéreos AT	93
8.3.3.2	Cables subterráneos MT	94
8.3.3.3	Cables subterráneos BT	99
8.3.4	Automatización de la subestación.	100
8.3.4.1	Sistema de mando, medida, protección y control	103
8.3.4.2	Protección, control y medida.	105
8.3.4.3	Protección y control de baterías de condensadores.	109
8.3.4.4	Unidad de central de subestación.	111
8.3.4.5	Equipos de medida.....	113
9	PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES EN LA INSTALACIÓN	
	ELECTRICA DEL EDIFICIO DE CELDAS DE M.T.....	122
9.1	Categorías de las sobretensiones.....	123
9.2	Medidas para el control de las sobretensiones.	124
9.3	Selección de los materiales de la instalación.	125
10	PROTECCION CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS EN LA	
	INSTALACIÓN ELECTRICA DEL EDIFICIO DE CELDAS DE M.T.....	126
10.1	Protección contra contactos directos.....	126
10.2	Protección contra contactos indirectos	127
11	PUESTAS A TIERRA EN LA INSTALACIÓN ELECTRICA DEL EDIFICIO DE	
	CELDAS DE MT.....	129
11.1	Uniones a tierra	130
11.2	Conductores de equipotencialidad	133
11.3	Resistencia de las tomas a tierra	133
11.4	Tomas de tierra independientes	134
11.5	Separación entre las tomas de tierra de las masas de las instalaciones de utilización y de las masas de un centro de transformación	134
11.6	Revisión de las tomas de tierra.....	135

1 ANTECEDENTES

Se redacta el presente proyecto de Subestación elevadora Valmadrid a petición de la E.U.I.T.I.Z., con C.I.F.: XXXXXXXX-X y domicilio social en C/ María de Luna, Edificio Betancourt, de Zaragoza, y a instancia de la Consejería de Trabajo e Industria, Delegación Provincial de Zaragoza y del Excmo. Ayuntamiento de Zaragoza.

2 OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es el de exponer ante los Organismos Competentes que la subestación que nos ocupa reúne las condiciones y garantías mínimas exigidas por la reglamentación vigente, con el fin de obtener la Autorización Administrativa y la de Ejecución de la subestación, así como servir de base a la hora de proceder a la ejecución de dicho proyecto.

Con el fin de dar servicio de energía eléctrica a los Centro de Transformación distribuidos por el polígono industrial, los cuales a su vez alimentaran a las naves que se encuentran en dicho polígono, con un consumo previsto de 18 MVA, localizado en el término municipal de Valmadrid (Zaragoza), por lo que se hace necesaria la construcción de una nueva subestación transformadora. A partir de las estimaciones de producción se ha establecido que la potencia de dicha subestación sea de 25 MVA.

El punto de conexión determinado por la compañía suministradora se encuentra en una línea aérea de 45kV, localizada en el término municipal de Valmadrid (Zaragoza).

El alcance de este proyecto queda limitado a la definición y justificación de las instalaciones necesarias para la construcción y correcto funcionamiento de la nueva subestación.

3 COMPAÑÍA SUMINISTRADORA

La compañía ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.L. es propietaria de la red a la que acometerá la instalación que se describe en el siguiente proyecto.

4 CLASIFICACIÓN DEL LOCAL

Según el reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, consideramos subestación de transformación como la destinada a la transformación de energía eléctrica mediante uno o más transformadores cuyos secundarios se emplean en la alimentación de otras subestaciones o centros de transformación.

5 REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES Y PARTICULARES

El presente proyecto recoge las características de los materiales, los cálculos que justifican su empleo y la forma de ejecución de las obras a realizar, dando con ello cumplimiento a las siguientes disposiciones:

Ley 7/1994, de 18 de mayo, de Protección Ambiental.

- Reglamento de Calificación Ambiental.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002).
- Guía Técnica de Aplicación del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, editada por el Ministerio de Ciencia y Tecnología.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, por el que se regulan las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica.
- NBE CPI-96 de Protección contra Incendios en los Edificios.
- NBE CA-88 de Condiciones Acústicas en los Edificios.
- NBE CT-79 de Condiciones Térmicas en los Edificios.

- Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.
- Normas Técnicas para la accesibilidad y la eliminación de barreras arquitectónicas, urbanísticas y en el transporte.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica R.D. 385/2002, así como instrucciones Técnicas Complementarias.
- Instrucciones y Normas compañía Suministradora-Distribuidora.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de transformación y sus Instrucciones complementarias MIE-RAT.
- Reglamento de líneas aéreas.
- Normas UNE-EN.

Aquellos aspectos no cubiertos por la Legislación Nacional, se les aplicarán las recomendaciones CEI, o la de los países de origen de los equipos en caso de ser importados, así como otros estándares internacionales de reconocido prestigio que les sean de aplicación.

6 EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento de la nueva S.E.T. Valmadrid se halla en el término municipal de Valmadrid (Zaragoza). El acceso a la subestación se realizará a través del desvío de la CV-624 (carretera de la Cartuja a Torrecilla) en el km 32, accediendo a una carretera sin asfaltar, la cual llega a dicho emplazamiento.

En el plano adjunto (Plano 1 - Hoja 2) puede verse la situación concreta de la subestación.

El terreno ocupado por la subestación tiene una superficie total de 450 m² que quedarán vallados en su totalidad.

7 DESCRIPCIÓN DE LA S.E.T. PROYECTADA

7.1 Transformadores de potencia

En la construcción de la subestación instalaremos dos transformadores de potencia de 45/15kV de 12,5MVA en paralelo, ya que la potencia prevista es de 18MVA. Preferimos esta configuración de dos transformadores de potencia en paralelo para que no trabajen en un régimen de carga muy elevado, debido a esto no hemos elegido un solo transformador.

Además instalaremos un transformador de potencia de 15kV/400V de 160 KVA para servicios auxiliares, dado que con las condiciones de diseño de la subestación cubrimos todas las necesidades.

Elegiremos el transformador de los servicios auxiliares en seco, para evitar un incendio o explosión dentro del edificio debido al sobrecalentamiento del aceite del transformador. Además de las ventajas económicas debidas a que no necesitaremos cuba y la celda en la que se encuentre será más pequeña.

7.2 Embarrado simple

Instalaremos un embarrado simple debido a que la subestación estará alentada en forma de anillo, para poder así abastecerla de energía eléctrica por cualquiera de los dos lados de la línea aérea de 45 kV. A este embarrado le conectaremos por su otro extremo, los dos transformadores de potencia en paralelo, con las correspondientes protecciones de línea y protecciones del transformador.

Por consiguiente, la instalación de un embarrado doble, encarecería el presupuesto y la complejidad del proyecto. Además, el usuario al cual tenemos que suministrarle energía eléctrica, no tiene la necesidad de tener dicho suministro continuo aunque se produjera un fallo o mantenimiento de la aparamenta.

7.3 Interruptor automático de SF₆

La decisión de instalar interruptores automáticos de SF₆ de tipo "Auto Puffer", viene dada por las siguientes características de dicho interruptor:

El hexafluoruro de azufre (SF₆) es un gas inerte artificial que tiene excelentes propiedades de aislamiento, así como una estabilidad térmica y química excepcionalmente altas. Estas características le han conferido un amplio uso en interruptores, tanto de A.T. como de M.T., mostrando en ambos casos un rendimiento y una fiabilidad muy elevados.

Las ventajas específicas del gas SF₆ en aplicaciones de ingeniería eléctrica han sido admitidas de modo general desde los comienzos de la década de 1930.

La primera generación de interruptores de SF₆ de M.T. utilizaba un sistema de gas a doble presión. Los diseños de segunda generación producían la diferencia de presión necesaria para producir el flujo del gas mediante un pistón accionado mecánicamente que comprimía un pequeño volumen de gas. Estos interruptores del tipo de "soplado mecánico" o "soplado simple" necesitaban un mecanismo relativamente potente. Los diseños de tercera generación producían el flujo del gas utilizando la energía contenida en el arco. Este diseño de interruptor, llamado de "auto-extinción" o de "soplado térmico", requería una cantidad de energía significativamente menor para funcionar.

La investigación de los interruptores de segunda y tercera generación han culminado hoy en un nuevo diseño muy eficiente. El interruptor de tipo "Auto Puffer" combina las ventajas de los dos diseños precedentes. Un interruptor "Auto Puffer" funciona como un dispositivo de soplado simple al interrumpir corrientes de hasta el 30% de la máxima capacidad de ruptura nominal, y como interruptor de tipo de auto-extinción en caso de corrientes superiores. El interruptor de tipo "Auto Puffer" necesita únicamente una cantidad mínima de energía del mecanismo de funcionamiento, si bien ofrece los altos niveles de rendimiento de los interruptores de auto-extinción. Una menor disipación de la energía en el arco, tanto a bajos como a altos niveles de corrientes de cortocircuito, garantiza una vida eléctrica más larga que cualquiera de los diseños anteriores. Estas excelentes prestaciones se obtienen sin comprometer la ausencia total de reencendidos, lo cual es una característica clave de la técnica de auto-extinción.

Los interruptores automáticos de SF₆ han venido siendo utilizados durante muchos años en los equipamientos de conmutación en M.T.: la experiencia ha mostrado que son fiables, que casi no necesitan mantenimiento y que su funcionamiento es seguro.

Los interruptores automáticos de SF₆ de tipo "Auto Puffer" precisan de muy poca energía de funcionamiento, esto es debido a un nuevo diseño del mecanismo magnético permanente, llamado actuador magnético permanente.

El actuador magnético permanente combina en su funcionamiento electroimanes con imanes permanentes para producir el movimiento de los contactores.

El mecanismo de funcionamiento resultante tiene una construcción considerablemente más sencilla que el sistema mecánico convencional. La drástica reducción del número de piezas disminuye inherentemente las posibilidades de fallo, reduciendo al mínimo el nivel de mantenimiento requerido.

La versatilidad de los interruptores automáticos de SF₆ de tipo "Auto Puffer" se ve en que puede ser intercambiado por un interruptores automáticos de vacío, como con diseños anteriores.

La sencillez es también una de las características del interruptor de SF₆ que utiliza una técnica del autotampón, especialmente idónea para las aplicaciones de M.T.

La rápida conmutación producida por la introducción del actuador magnético ha permitido acelerar el funcionamiento de un interruptor automático de M.T. hasta el mínimo absoluto, es decir, al puro tiempo de extinción del arco.

Los interruptores automáticos de SF₆ cumplen con los requisitos de clase B establecidos en la norma CEI 60056, la cual indica que: "Un interruptor automático de clase B (E2 en un futuro, según el borrador de la norma CEI) está diseñado para que las piezas interruptoras no necesiten mantenimiento durante la vida útil prevista para el mismo; únicamente el resto de las piezas necesitarán mantenimiento, que será mínimo".

La gran fiabilidad del medio dieléctrico, ya que el gas SF₆ permanecerá sellado permanentemente.

Toda sobretensión de conmutación generada por interruptores de SF₆ se mantiene dentro de unos límites que no suponen peligro alguno para los equipos o instalaciones conectados, ofreciendo dicho nivel de prestación sin necesidad de dispositivos adicionales.

7.4 Servicios auxiliares

Sistema de corriente alterna

400/230 Vca obtenidos en el secundario del transformador de servicios auxiliares alimentado desde el embarrado de 15 kV.

La corriente alterna se utiliza para alimentación de los siguientes sistemas:

- Alumbrado interior formado principalmente por luminarias fluorescentes montadas en el falso techo.
- Alumbrado exterior del parque constituido por parejas de proyectores de VSAP de 250 W montados sobre soportes metálicos.
- Tomas de corriente, distribuidas estratégicamente por las dependencias del edificio de control.
- Calefacciones de aparatos.
- Climatización del edificio de control.
- Rectificador y cargador de baterías.
- Alimentación de equipo de alimentación ininterrumpida.

Sistema de corriente continua

125 Vcc obtenidos de una batería de 100 Ah con rectificador instalada en el edificio y alimentada desde 230 Vca, la cual proporciona una fuente de energía en ausencia de tensión de red, permitiendo mantener el control de la instalación por un periodo de tiempo determinado sin corriente alterna.

La corriente continua se utiliza básicamente en:

- Alimentación motores de tensado de muelles de interruptores.
- Alimentación de equipos de protección.
- Alimentación de equipos de mando.
- Alimentación equipos de señalización y alarmas.

8 MATERIAL SUBESTACIÓN

8.1 Recuento material

8.1.1 Nivel 45 kV (Intemperie)

La instalación correspondiente al nivel de 45 kV tiene dos partes, la primera posee una configuración Línea-Embarrado Simple, y una segunda configuración Embarrado Simple-Transformador, de esta última conectaremos los dos transformadores de potencia. La cual contará con los siguientes componentes:

8.1.1.1 Línea-Embarrado Simple

- Dos juegos de aisladores soporte.
- Dos seccionadores de línea, con cuchillas de puesta a tierra.

8.1.1.2 Embarrado Simple-Transformador

- Dos juegos de pararrayos para protección de transformador.
- Dos seccionadores de barra, con cuchillas de puesta a tierra.
- Dos juegos de transformadores de tensión para medida y protección.
- Dos juegos de transformadores de intensidad para medida y protección.
- Dos interruptores automáticos tripolares SF₆.
- Dos transformadores de potencia de 45/15 kV de 16 MVA.

8.1.2 Nivel 15 kV (Intemperie)

En el transformador de potencia se instalará un juego de pararrayos de protección de transformador, así como un embarrado que permitirá conectar los cables de salida a bornes de 15 kV del transformador de potencia. Esta instalación contará con los siguientes componentes:

- Dos juegos de pararrayos para protección de transformador.
- Dos juegos de botellas terminales.

- Dos juegos de aisladores soporte.
- Dos celdas de alojamiento de batería de condensadores.

8.1.3 Nivel 15 kV (Interior)

Consiste en un conjunto de celdas de 24 kV de aislamiento, con las siguientes funciones:

- Dos celdas de protección para cada transformador de potencia en el lado de 15 kV.
- "número" celdas de salida para la llegada a los C.T.'s de suministro dispersos por el polígono.
- Una posición de medida de tensión en la barra de 15 kV.
- Una celda de alimentación y protección de transformador de servicios auxiliares.
- Una celda de alojamiento de transformador de servicios auxiliares.
- Una celda de alimentación a batería de condensadores.

8.2 Datos de diseño

Toda la aparamenta a instalar cumple con los siguientes valores mínimos:

<u>Nivel de tensión</u>	<u>15 kV</u>	<u>45 kV</u>
Tensión nominal (kV ef.)	15	45
Tensión más elevada para el material (kV ef.)	17.5	52
Frecuencia nominal (Hz)	50	50
Tensión soportada impulso tipo rayo (kV cresta)	125	250
Tensión soportada 1 min. 50 Hz	50	95
Intensidad de cortocircuito, 1 segundo (kA)	16	25

8.3 Características material

8.3.1 Nivel 45kV

8.3.1.1 Transformador de potencia 45kV/15kV

Elegiremos un transformador de media potencia del fabricante Alkargo, cuyas características serán descritas a continuación:

Características generales

Transformadores de media potencia trifásicos en baño de aceite, diseñados y construidos para ser instalados en intemperie. Estos transformadores son ensayados de acuerdo con las normas UNE 20101, CEI-76, BS 171, ANSI C 57 y/o con otras normas nacionales.

Potencia asignada

La potencia asignada que figura en la tabla es aquella que puede suministrar de modo continuo en todas y cada una de las posiciones de regulación.

Debido a las distintas temperaturas ambiente, así como a los diferentes ciclos de carga, los transformadores pueden ser sometidos a cargas superiores a su potencia asignada siempre que se cumpla lo indicado en la norma UNE 20110 y CEI 354 "Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceite".

Regulación de tensión

La regulación de tensión puede realizarse en el bobinado de Alta Tensión, en el de Baja Tensión, o bien mediante un conmutador en carga con mando manual o automático.

Cambios de tensión

Cuando en uno de los bobinados hay que realizar un cambio de tensión, con o sin cambio de conexión, éste puede ser realizado por medio de aisladores situados en la tapa o por un conmutador en vacío con mando sobre tapa. De este modo se hace innecesario el desencubado parcial o total del transformador.

Pérdidas

Las pérdidas indicadas en la tabla de características eléctricas son las consideradas estándar.

Nivel de ruido

El nivel de ruido medido de acuerdo con la norma UNE EN 60551 y CEI 551 es inferior a los valores señalados en las mismas, así como a los indicados en NEMA TR 1.

Refrigeración

El transformador está provisto de radiadores adosados a la cuba para una refrigeración natural (ONAN).

Descripción del transformador

I-Núcleo

Se realiza con chapa magnética de grano orientado de pérdidas específicas bajas. Este tipo de chapa está provisto de un aislamiento de tipo cerámico por ambos lados, que garantiza una larga vida de funcionamiento correcto del núcleo.

El sistema de fijación del núcleo y los bobinados es diseñado para soportar sin daño los esfuerzos mecánicos de cortocircuito.

Adicionalmente, las columnas y culatas son zunchadas con una cinta especial para reducir vibraciones y nivel de ruido.

En las potencias más grandes el núcleo está provisto de canales de refrigeración que facilitan la circulación de aceite por su interior.

II-Bobinados

Los bobinados están dispuestos concéntricamente, el de Baja Tensión situado junto al núcleo y el de Alta Tensión en el exterior.

El funcionamiento de los calores de tensión e intensidad, los bobinados se realizan por capas, en espiral o por discos. Los bobinados para altas intensidades se realizan con cable transpuesto o con varios conductores en paralelo a los que se les realizan varias transposiciones. La inclusión de canales axiales y/o radiales asegura una buena circulación de aceite así como una buena resistencia a los impulsos y voltajes inducidos.

Los conductores están contruidos de cobre electrolítico de alta pureza, aislados con varias capas de papel o esmaltados. Con anterioridad a su colocación en el núcleo, los bobinados son estabilizados mecánicamente.

III-Conmutador de tensión en vacío

Puede actuar sobre cualquiera de los bobinados, aunque lo más usual es que lo haga sobre el bobinado de Alta Tensión.

Es de construcción robusta y está dimensionado para una intensidad de 1,4 veces la nominal. El mando está situado sobre la tapa y actúa directamente sobre el mecanismo cambiador por medio de piñón y cremalleras. Bajo demanda puede situarse el mando en un lateral de la cuba.

IV-Conmutador de tensión en carga

En transformadores con regulación de tensión en carga, utilizamos conmutadores en carga de calidad y prestigio mundialmente reconocidos.

El control de los mismos puede ser manual o automático y en todos los casos el tiempo de cambio de toma es de corta duración. En caso de fallo del mecanismo de accionamiento, el conmutador siempre permanece en posición de servicio-

Su estudiada y simple construcción, hace posible una fácil y rápida revisión así como un elevado número de maniobras.

V- Cuba

Se construye con chapa de acero laminada en caliente, reforzada con perfiles.

Está diseñada y ensayada para soportar pleno vacío y una presión interna 1,5 veces superior a la máxima columna de aceite que puede obtenerse en servicio.

Bajo su base se sitúan los elementos de apoyo en los que se alojan las ruedas bidireccionales.

Dispone así mismo de los elementos necesarios para arrastre, izado y elevación mediante gatos.

VI-Deposito de expansión

Está dimensionado para absorber la dilatación térmica producida en el aceite entre las temperaturas más baja y más alta de funcionamiento.

Su construcción está diseñada para colocarse autoportable en la propia tapa del transformador.

Dispone en sus extremos de tapas desmontables para acceder a su interior en operaciones de mantenimiento.

VII-Radiadores

Construidos a base de elementos embutidos y soldados entre sí, están dimensionados para soportar pleno vacío así como una presión interna > 1 Kg/cm².

Se sitúan en general adosados a la cuba en las dos caras de mayor dimensión, para facilitar la instalación de una futura ventilación forzada.

VIII-Aisladores

Para tensiones más elevadas de 36 kV e inferiores, los aisladores son de porcelana según UNE EN 50180.

Para 72.5 kV son de tipo condensador, herméticos y conteniendo su propio aceite. En todos los casos pueden ser desmontados para mantenimiento o sustitución.

Bajo demanda, los transformadores pueden suministrarse con los aisladores protegidos con cajas de cables en aire o aceite, adecuadas para recibir uno o más cables por fase.

*IX-Tabla de características*Serie 52 kV

Potencia (MVA):	_____	12,5
Pérdidas en vacío (W ₀) kW:	_____	10
Intensidad en vacío (%):	_____	0,6
Pérdidas en carga (W _c) kW:	_____	82
Tensión de c.c (%):	_____	8,35
Grupo de conexión:	_____	Yzn11
Rendimiento con $\cos \varphi = 1$	(%):	
-Carga 100%:	_____	99,27
-Carga 75%:	_____	99,4
-Carga 50%:	_____	99,51
-Carga 25%:	_____	99,51

Rendimiento con $\cos \varphi = 0.8$ (%) :	
-Carga 100%:	99,09
-Carga 75%:	99,25
-Carga 50%:	99,39
-Carga 25%:	99,39

Caída de Tensión con $\varphi = 1$ (%) :	
-Carga 100%:	1,00
-Carga 75%:	0,75
-Carga 50%:	0,5
-Carga 25%:	0,25

Caída de Tensión con $\varphi = 0.8$ (%) :	
-Carga 100%:	5,71
-Carga 75%:	4,29
-Carga 50%:	2,86
-Carga 25%:	1,43

Longitud (mm):	3400
Anchura (mm):	3050
Altura (mm):	3650
Distancia e/e. de ruedas (mm):	1500

Peso de aceite (Kg):	3950
Peso a desencubar (kg):	12100
Peso total (Kg):	21100

Accesorios

I-Ruedas

Normalmente, estos transformadores se suministran con 4 ruedas bidireccionales, orientables en el sentido de los ejes principales.

Estas ruedas son planas

II-Conexiones para puesta a tierra

En la parte inferior derecha de cada una de las caras de mayor dimensión de la cuba, se dispone de una placa para la conexión a tierra de la cuba del transformador. Cada conexión, de material inoxidable, dispone de dos agujeros de 14 mm. de diámetro.

III-Apoyos para elevación mediante gatos

Para poder realizar el cambio de dirección de las ruedas, el transformador dispone de cuatro puntos para elevación mediante gatos, situados próximos a las cuatro esquinas de la cuba.

IV-Válvula de vacío

Está situada en una de las caras menores de la cuba, bajo el depósito de expansión, tan próxima al fondo como es posible para permitir el vaciado total.

V-Válvulas de filtrado y toma de muestra

Estas dos válvulas se encuentran diagonalmente opuestas en la cuba del transformador, la superior está situada bajo el depósito de expansión y la inferior en el lado opuesto. Esta última está dotada de un dispositivo para toma de muestra del líquido aislante.

VI-Orejas de arrastre

Dispuestas en los cuatro extremos de los bastidores que alijan las ruedas, sirven para desplazar el transformador por arrastre en cualquier dirección.

VII-Anillas para desencubado

Están situadas en la tapa del transformador, sobre el eje longitudinal del mismo y próximas al borde de la tapa.

VIII-Ganchos de elevación

Son cuatro y están situados dos en cada cara mayor de la cuba, apoyados en el marco de atornillamiento a la tapa.

IX-Dispositivos para alojamiento de sensores

En general se instalan dos alojamientos de sensor sobre la tapa del transformador, situados en los lugares donde el aceite alcanza su mayor temperatura. La rosca de acoplamiento es de 1" GAS.

X-Termómetro de 2 contactos

Sirve para medir la temperatura más elevada del aceite. Es del tipo de escala circular y está dotado de dos contactos regulables e independientes, uno para alarma y otro para disparo.

Dispone además de una aguja indicadora de máxima temperatura alcanzada. Su situación en el transformador permite la lectura directa a la altura de persona.

XI-Indicador de temperatura de bobinados (imagen térmica)

El transformador puede ser suministrado con un indicador de temperatura de bobinados que señala la temperatura del punto más caliente del arrollamiento. Este accesorio dispone de varios contactos regulables e independientes así como de conexión para indicación a distancia de la temperatura. Su situación sobre el transformador permite la observación directa sobre la escala de la temperatura a la altura de persona.

XII-Relé buchholz

El relé de gases "Buchholz" es un accesorio que protege al transformador frente a la emisión de gases o al flujo súbito de aceite a través de la tubería entre caja y depósito de expansión. Posee dos flotadores a distinto nivel que actúan sobre dos contactos independientes, uno de alarma y el otro de disparo. Sobre el cuerpo del relé existen dos ventanas con escala indicadora del

columen de gas acumulado, así como una válvula para purgado o toma de muestra de gas.

Entre el relé y el depósito de expansión se monta una válvula para operaciones de mantenimiento.

XIII-Dispositivo recogedor de gases

Puede instalarse un dispositivo recogedor de gases, conectado a la parte superior del cuerpo del relé mediante tubo de cobre y llaves que permiten el paso del gas acumulado en el relé al cuerpo del recogedor. El recogedor de gases puede retirarse del transformador fácilmente para el análisis posterior de los mismos.

XIV-Válvula de sobrepresión

Protege al transformador de sobrepresiones internas en la cuba y puede montarse sobre la tapa o en el extremo de una tubería. Dispone de un indicador mecánico de haber actuado, así como de un contacto eléctrico conmutado y libre de potencial.

XV-Indicador de nivel

Situado en una tapa desmontable del depósito de expansión, indica en cada momento el nivel que alcanza el aceite en el mismo. La transmisión del movimiento del flotador situado en el interior sobre el líquido a la esfera indicadora, es del tipo de acoplamiento magnético. Dispone de dos contactos normalmente abiertos y libres de potencial, uno correspondiente al nivel mínimo y otro al nivel máximo.

XVI-Desecador de aire

Para evitar la entrada de aire húmedo al depósito de expansión, el transformador dispone de un desecador de silicagel situado en el extremo inferior de una tubería de respiración que comunica el ambiente con la parte inferior más elevada del depósito de expansión.

XVII-Caja auxiliar de bornas

Todos los circuitos de protección, señalización y de servicios auxiliares son conducidos a una caja auxiliar de bornas. Este es el único punto al que debe accederse desde el exterior para tomar señales. Su situación en el transformador esta cercana a la placa de características y bajo el depósito de expansión.

8.3.1.2 Pararrayos

Elegiremos los pararrayos del fabricante INAEL, cuyas características son las siguientes:

PARARRAYOS DE SUBESTACIÓN POLIMÉRICOS:

Este tipo de pararrayos han sido diseñados para su montaje en todo tipo de subestaciones y su instalación puede hacerse directamente sobre el suelo o sobre una base aislante, ésta última es imprescindible cuando los pararrayos incorporan un contador de descargas. Ofrecen características de protección optimizadas, gran resistencia mecánica y elevada resistencia a la intemperie, con su envoltorio de silicona y un sistema de sellado de la parte activa que impide la penetración de humedad. El peso de estos pararrayos es considerablemente inferior al peso de sus equivalentes con envoltorio cerámico, lo que facilita su manejo e instalación. De igual forma, el riesgo de roturas es muy inferior al de los pararrayos con envoltorio cerámico. El diseño consta de un número de varistores de óxidos metálicos envueltos por un robusto arrollamiento en fibra de vidrio con poliéster, que se inserta en la envoltorio polimérica.

VENTAJAS:

- Niveles menores de tensión residual, optimizando la coordinación de aislamiento.
- Alta capacidad de absorción de energía adecuada para aplicaciones críticas.
- Estabilidad en sus características eléctricas.
- Alta resistencia a la intemperie, contaminación, corrosión, etc.
- Conjunto no fragmentable, la construcción de la parte activa sin espacios internos de aire evita la explosión de la envoltorio en caso de falta, y los daños que ésta podría causar.
- Elevada resistencia mecánica.

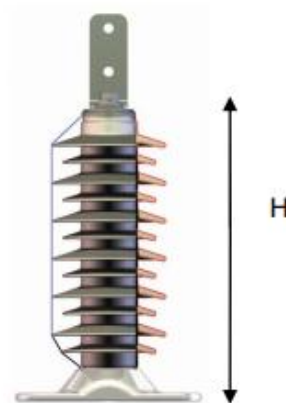
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

- Tensión Nominal U_r (kV): Entre 6 – 120
- Corriente nominal de descarga (kA): 10
- Clase de descarga de línea de transmisión (IEC 60099-4): 2
- Corriente soportada de impulso alta intensidad 4/10 μ s (kA): 100
- Corriente soportada de impulso baja intensidad 2000 μ s (kA): 550

- Capacidad de absorción de energía según ensayo del ciclo de la operación (con dos descargas de la línea de la transmisión) (kJ/kV de U_c): 5,5 kJ
- Clase de la corriente de cortocircuito (kA rms-s): 20 – 0,2
- Resistencia a la tracción / compresión (N): 1150
- Resistencia a la flexión (N): 350
- Resistencia a la torsión (N.m): 70
- Sobretensiones temporales, con aplicación previa de energía (según ensayo de ciclo de operación):
 - 1,32 p/u de U_c por 1s
 - 1,26 p/u de U_c por 10s
 - 1,19 p/u de U_c por 100s

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

- Modelo: INZSP 48/10/2
- Tensión nominal U_r (kV): 48
- Corriente nominal de descarga (kA): 10
- Clase de descarga de línea: 2
- Tensión de operación permanente MCOV U_c (kV): 39
- Tensión residual para corriente de descarga nominal 8/20 μ s: 116kV
- Tensión residual para impulso de corriente de maniobra (kV cresta): 94,8
- H (mm): 456
- Envoltente:
 - Distancia de arco (mm): 412
 - Línea de fuga (mm): 1135



8.3.1.3 Seccionador

Elegiremos un seccionador del fabricante MESA S.A.U., describimos sus cualidades a continuación:

Construcción

Los seccionadores de los modelos SG y SGP son de dos columnas, una fija y la otra giratoria, con bornas de conexión cilíndricas o rectangulares respectivamente y de apertura lateral sobre la columna fija.

Los seccionadores son suministrados para el montaje de los polos en paralelo y la apertura de la cuchilla hacia la derecha (visto desde la columna de accionamiento).

Partes conductoras

De cobre electrolítico, los contactos reciben el tratamiento superficial adecuado para cada intensidad.

El contacto es puntual con gran presión de conexión y efecto autolimpiante con las maniobras.

Las bornas giran de forma que permiten la maniobra de las cuchillas, siendo el par soportado por el conductor de la línea inferior a 1 kg m.

Aisladores

De porcelana, esmaltados en marrón, dimensionados según CEI-273 y líneas de fuga conforme a los niveles fijados en CEI-815.

Soporte giratorio

Debido a su robustez y perfecto ajuste, se pueden montar los seccionadores en posición apoyado (horizontal), vertical o invertido, sin que las columnas tengan movimientos axiales o laterales.

Los montajes en línea e invertidos son especiales, por lo que es necesario indicarlo en el momento de la consulta, pero en nuestro caso no haría falta, ya que se encontrarán en una posición horizontal.

Los topes limitadores de giro son regulables, y se envían previamente ajustados en fábrica.

Aunque el soporte está engrasado de por vida, existe la posibilidad de engrase.

Cuchillas de puesta a tierra

Los seccionadores se suministran con cuchillas de puesta a tierra, enclavadas mecánicamente con las principales.

Las cuchillas de fabricación normal, tienen la capacidad de cortocircuito de 25 kA 1s, siendo este nuestro caso.

Parte férricas

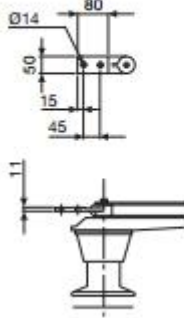
Las bases y el resto de las piezas férricas, tornillos, bulones, etc., son de acero inoxidable o están galvanizadas por inmersión en caliente según ISO 1461.

Características

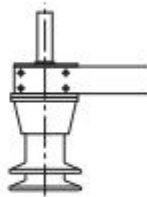
- Referencia: SGPT-52/1250.
- Tensión nominal: 52 kV.
- Intensidad nominal: 1250 A.
- Tensión de ensayo:
 - o A tierra y entre polos:
 - A frecuencia industrial bajo lluvia: 95 kV.
 - A impulso: 250 kV
 - o Sobre la distancia del seccionador:
 - A frecuencia industrial bajo lluvia: 110 kV.
 - A impulso: 290 kV.
- Intensidad corta duración: 31,5 kA.
- Valor cresta de la intensidad: 80 kA.
- Tipo aislador: C4-250.
- Peso: 264 kg.

Terminales de conexión / Terminals

Bornas planas
Flat terminals

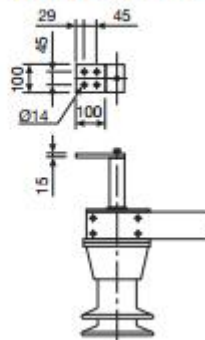


Bornas cilíndricas
Cylindrical terminals

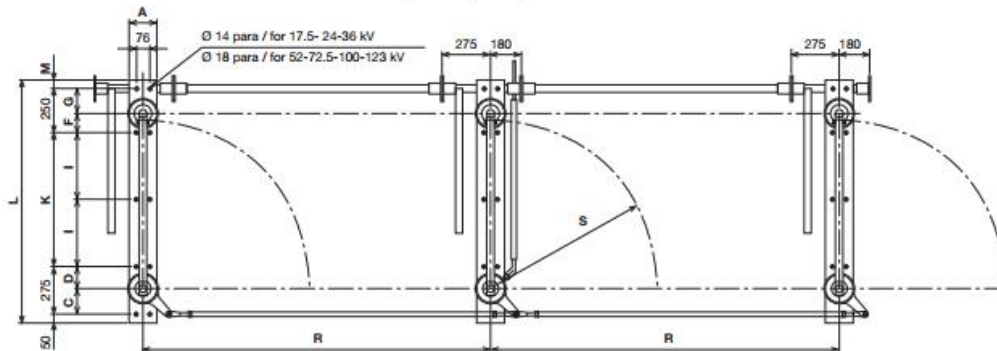


1250 A, 1600 A	2000 A, 2750 A
Ø40 x 125	Ø50 x 125

Bornas tipo NEMA
NEMA type terminals



SGP, SGPT, SG, SGT: $U_n \leq 72$ kV



Dimensiones

Dimensions

Seccionador Disconnector		Seccionador con puesta a tierra Disconnector with earthing switch		Dimensiones Dimensions mm																	
Referencia Reference	Peso Weight Kg	Referencia Reference	Peso Weight Kg	A	B	C	D	E	F	G	H	I		K	L	M	R		S		
												SG SGT	SGP SGPT								
1	SGP-24/1250	SG-24/1250	150	SGPT-24/1250	SGT-24/1250	203	140	60	153	122	520	97	153	648	510	-	301	926	50	1100	490
	SGP-36/1250	SG-36/1250	177	SGPT-36/1250	SGT-36/1250	231	140	60	153	122	660	97	153	788	650	-	441	1066	50	1400	630
	SGP-52/1250	SG-52/1250	210	SGPT-52/1250	SGT-52/1250	264	140	60	145	130	750	160	90	903	765	230	460	1140	105	1500	720
	SGP-72/1250	SG-72/1250	339	SGPT-72/1250	SGT-72/1250	400	160	65	145	130	1000	105	145	1118	980	382,5	765	1390	50	2000	970
3	SG-24/1600		165	SGT-24/1600		215								670							
	SG-24/2000		175	SGT-24/2000		220	140	60	153	122	660	97	153	690	-	-	441	1066	50	1400	626
	SG-24/2750		185	SGT-24/2750		230								710							
	SG-36/1600		197	SGT-36/1600		245								810							
	SG-36/2000		207	SGT-36/2000		250	140	60	153	122	660	97	153	830	-	-	441	1066	50	1400	626
	SG-36/2750		217	SGT-36/2750		260								850							
	SG-52/1600		230	SGT-52/1600		284								935							
	SG-52/2000		240	SGT-52/2000		299	140	60	145	130	750	160	90	955	-	230	460	1140	105	1500	716
	SG-52/2750		250	SGT-52/2750		314								965							
	SG-72/1600		364	SGT-72/1600		425								1120							
	SG-72/2000		374	SGT-72/2000		445	160	65	145	130	1000	105	145	1140	-	382	765	1390	50	2000	966
	SG-72/2750		384	SGT-72/2750		460								1150							

8.3.1.4 Interruptor automático

Elegiremos un interruptor automático en SF6 del fabricante ABB S.A., describimos sus cualidades a continuación:

El EDF SK es un interruptor automático SF6 de tanque vivo y autosoplado (Auto-Puffer), con un mecanismo de accionamiento por resorte tipo FSA. En caso de funcionamiento unipolar, cada polo dispone de su propio mecanismo de accionamiento.

Opciones

- Se puede equipar con controlador sinc. de interruptor (Switchsync) para eliminación de transitorios.
- Equipo para manipulación segura del gas SF6.
- Aisladores de material composite (resina epoxi) (intensidad nominal máxima 2000 A).
- Aisladores grises.
- Diseño extraíble.
- Discos de seguridad.
- Soportes para transformador de intensidad tipo IMB
-

Principales características y ventajas

El EDF SK ofrece las siguientes ventajas:

- Reencendido sin necesidad de un interruptor de corrientes capacitivas debido a la alta resistencia dieléctrica inherente del gas SF6 y el movimiento optimizado de contacto.
- Alta resistencia dieléctrica, incluso cuando el gas SF6 se encuentra a presión atmosférica debido a la apertura de los contactos del interruptor.
- Bajo nivel de fatiga mecánica.
- Fácil instalación y puesta en marcha. Cada interruptor es previamente probado su correcto funcionamiento.

Características

- Voltaje nominal: 52 kV.
- Corriente nominal: 1250 A.
- Tensión de ensayo:
 - o Bajo condiciones de lluvia a 1 min: 95 kV.
 - o Bajo condiciones de aire a 1 min: 95kV.
- Tensión de ensayo tipo rayo: 250 kV.
- Poder de corte nominal en cortocircuito: 12,5 kA.
- Intensidad nominal en cortocircuito a 50 Hz: 25 kA.
- Intensidad de corta duración admisible 3 s: 25 kA.
- Valor de cresta de la corriente admisible: 63 kA.
- Duración del cortocircuito: 3 sg.
- Tiempo de corte: 60 ms.
- Tiempo de apertura: 30 ms.
- Tiempo de cierre: 55 ms.
- Tiempo muerto: 300 ms.
- Secuencia de maniobra asignada: O-0,3 s-CO-3 min-CO.
- Peso: 1123 kg.

Programaremos el interruptor automático con un tiempo de corte de 0,4 segundos.

8.3.1.5 Normas Endesa Distribución para elección de TT's y TI's

La norma descrita por Endesa Distribución para la elección de aparatos de medida y protección, con título, "Equipos de medida en alta tensión", con el número de identificación GE NNE002, 2ª Edición.

Objeto y ámbito de aplicación

Esta Norma tiene por objeto establecer las características específicas, para la instalación de los equipos de medida indirecta y elementos asociados, para suministros en A.T., en las fronteras definidas por el RPM, en generadores en régimen especial y Clientes de mercado regulado.

Clase de precisión del equipo de medida

La clase de precisión de los elementos que integran el equipo de medida será mejor o igual a lo indicado en la tabla siguiente:

P (MW)	E (MWh)	Tipo	Clase de precisión			
			Contador Activa	Contador Reactiva	Trafos de Intensidad	Trafos de Tensión
$P \geq 10$	$E \geq 5000$	1	0,2S	0,5	0,2S	0,2
$10 > P \geq 1,5$	$5000 > E \geq 750$	2	0,5S	1	0,5S	0,5
$P < 1,5$	$E < 750$		1	2	0,5S	0,5

P: Potencia contratada.

E: Energía anual intercambiada en un año (suma de la energía activa que atraviesa una frontera en ambos sentidos).

Transformadores de intensidad

Los transformadores de intensidad para medida deben cumplir lo que especifica en la Norma UNE EN 60044, así como las Normas Endesa SNE002, SNE003, SNE004 y SNE025; y además deben ser de las siguientes características:

- Potencia (VA): 10 VA. La carga total a la que se somete el secundario de contaje no deberá exceder del 75% de la Potencia de precisión nominal (UNE-EN 60044-1).
- Intensidad secundaria (Is): 5 A

- Clase (Cl): según tabla
- Gama extendida: 150 % hasta 36 kV, y 120 % para Tensiones superiores.
- Factor de Seguridad (Fs): ≤ 5
- Intensidad térmica de cortocircuito (Iter):
 - o para $I_{pn} \leq 25$ A: $I_{ter} = 200 I_{pn}$
 - o para $I_{pn} > 25$ A: $I_{ter} = 80 I_{pn}$ (mínimo 5000 A)
- Intensidad dinámica de cortocircuito (I_{din}) hasta 36 kV: $2,5 I_{ter}$

Los valores de: Tensión más elevada para el material (U_m); Tensión soportada a frecuencia industrial (U_f) y Tensión soportada a impulsos tipo rayo (U_I), serán los indicados a continuación:

	Tensión nominal de la red (kV)					
	10 ... 20	25 ... 32	45	55 ... 66	110 ... 132	220
U_m (kV)	24	36	52	72,5	145	245
U_f (kV)	50	70	95	140	275	460
U_I (kV)	125	170	250	325	650	1050

Casos especiales para TI's

En algún caso puntual, los transformadores podrán tener más de un secundario independiente.

Uno será exclusivo para el contaje y el resto para otras funciones. El secundario de contaje cumplirá las características definidas en los apartados anteriores.

El secundario que no se utilice deberá quedar cortocircuitado y a tierra.

Transformadores de tensión

Si la suma de los consumos de las bobinas de tensión de los aparatos conectados, incluidos los consumos propios de los conductores de unión, sobrepasase las potencias de precisión adoptadas para los transformadores de tensión, se adoptaría el correspondiente valor superior normalizado.

Los transformadores de tensión deben ser antiexplosivos, según CEI 60044-2, y deben cumplir con los requisitos que se especifican en la Norma UNE 21088, siendo de las siguientes características:

- Características comunes:
 - o Potencia : 25 VA
 - o Tensión secundaria: $110 : \sqrt{3} V$
 - o Clase : según tabla

- Características dependientes de la tensión primaria nominal de transformadores de tensión

Los valores de: Tensión más elevada para el material (U_m); Tensión soportada a frecuencia industrial (U_f); Tensión soportada a impulsos tipo rayo (U_I), serán los indicados a continuación:

	Tensión primaria nominal de los T. T. (kV)					
	11 ... 22	27,5 ... 33	45	55 ... 66	110 ... 132	220
U_m (kV)	24	36	52	72,5	145	245
U_f (kV)	50	70	95	140	275	460
U_I (kV)	125	170	250	325	650	1050

En algún caso puntual, los transformadores podrán tener más de un secundario independiente.

Uno será exclusivo para el contaje y el resto para otras funciones. El secundario de contaje cumplirá las características definidas en el apartado 5.1. y 5.2.

Además, el conjunto de la carga simultánea sobre todos los secundarios debe aproximarse a la potencia nominal. En ningún caso estará por debajo del 50% de dicha potencia ni el factor de potencia ($\cos \varphi$) será inferior a 0.8, aunque para ello sea preciso intercalar cargas artificiales.

Precinto y placa de características de los transformadores de medida

El compartimento que contenga los bornes del secundario de contaje, tanto en los transformadores de intensidad como en los de tensión, deberá poderse cerrar y precintar.

Este precinto al igual que la placa de características de los transformadores de tensión e intensidad, estarán incorporados en el cuerpo del transformador y nunca en elementos separables como pueda ser la base.

La manipulación de los secundarios de otras funciones no debe suponer la rotura de los precintos de la tapa del compartimento de bornes del secundario de contaje.

Canalizaciones para los conductores

En las fronteras de Distribución, en Subestaciones, se podrán utilizar mangueras con pantalla (puestas a tierra en un extremo) independientes sin empotrar y debidamente protegidas en todo su recorrido.

En el resto de fronteras los conductores de los circuitos de contaje de tensión e intensidad deberán ir, desde los transformadores de medida hasta la regleta de verificación, por canalizaciones independientes y sin empotrar de tubo de PVC, rígido ó equivalente de grado 7 de resistencia al choque, de diámetro interior mínimo 21 mm.

Los conductores de otras funciones (correspondientes a otros secundarios) irán en otras canalizaciones ó mangueras independientes de las de contaje.

Conductores de unión

Los circuitos de tensión e intensidad se realizarán mediante conductores de cobre, unipolares, semiflexibles y tensión de aislamiento 750 V. La cubierta será de material termoestable o termoplástico, no propagador de la llama ni del incendio, de baja emisión de humos y libre de halógenos.

Los conductores de los circuitos de contaje irán desde los transformadores de medida directamente a la regleta de verificación y no tendrán ningún empalme ni derivación en todo su recorrido.

El conexionado se realizará con terminales preaislados apropiados a los bornes de los transformadores de medida (de anilla), regleta de verificación (de punta hueca corta) y contadores (de punta hueca larga, de manera que abarque a los dos tornillos de la caja de bornes).

Los colores de identificación serán:

- Negro: fase R
- Marrón: fase S
- Gris: fase T
- Azul Claro: Neutro
- Amarillo Verde: Tierra
- Rojo: Circuitos auxiliares

Los extremos de los conductores de unión entre los elementos de medida, serán identificados de forma indeleble, con la siguiente nomenclatura y codificación:

- Entrada de intensidad: R, S, T
- Salida de intensidad: RR, SS, TT
- Tensiones: 1, 2, 3, N

8.3.1.6 Transformador de tensión

Elegiremos el transformador de tensión del fabricante ARTECHE.

Los Transformadores de Medida con aislamiento seco están diseñados para reducir intensidades o tensiones a valores manejables y proporcionales a las primarias originales, separando del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relés,...

Ideal para ser instalados en puntos de medida por su muy alta clase de precisión.

Excelente respuesta frecuencial, apta para monitorización de la calidad de onda y medida de armónicos.

Transformadores con aislamiento externo de resina cicloalifática (VR, UR).

Moldeados con una envolvente de resina cicloalifática de muy alta resistencia a la contaminación y gran línea de fuga. Hasta 52 kV.

Ventajas

- Variedad de diseños para una mejor adaptación a las necesidades del cliente.
- Cumple todo tipo de requerimientos a nivel mundial:
- IEC, IEEE, UNE, BS, VDE, SS, CAN, AS, NBR, JIS, GOST, NF y otras.
- Moldeados en resina de alta rigidez dieléctrica.
- Disponibilidad de Laboratorio homologado oficialmente.
- Precisión exacta e invariable a lo largo de la vida del aparato, ofreciendo la máxima fiabilidad.
- Responde perfectamente a condiciones especiales como temperaturas de -55°C, altitudes superiores a 1000 m.s.n.m., ambientes salinos o contaminados, seísmos, etc.
- Muy alta precisión (hasta 0.1%).
- Fácil transporte gracias a dimensiones y pesos reducidos.
- No necesita recambios.
- Instalación tanto vertical como horizontal.
- Posibilidad de doble relación primaria.
- Posibilidad de aislador de silicona en algunos modelos.

Diseño y fabricación

Los transformadores de medida con aislamiento seco de Arteché están fundidos bajo vacío con resina epoxy y aislamiento externo de resina cicloalifática. Se utilizan anillos ó pantallas deflectoras para una distribución adecuada del campo eléctrico a lo largo de todo el aislador.

El aislamiento externo es de resina cicloalifática de gran línea de fuga y muy buena resistencia a la intemperie. El cuerpo del transformador es compacto, con dimensiones reducidas y manejables.

Los modelos U son para conexión fase-tierra llevando un solo polo aislado. Los modelos V son para conexión entre fases, llevando dos polos aislados.

Gama

Los transformadores de medida con aislamiento seco ARTECHE se denominan mediante tres letras y dos cifras que coinciden con el nivel de tensión máxima de servicio.

Los transformadores de tensión se denominan VR, VJ son para conexión fase-fase, y UR, UJ son para conexión fase-tierra. Los transformadores combinados se denominan con la letras KM. La tercera letra define el tamaño del transformador.

Características

- Modelo: URU-52
- Tensión máxima de servicio (kV): 52
- Tensiones de ensayo:
 - o Frecuencia Industrial (kV): 90
 - o Impulso (kVp): 250
- Línea de fuga estándar (mm): 1640
- Peso (kg): 152
- Potencia : 25 VA
- Tensión secundaria: 110 : $\sqrt{3}$ V
- Clase : 0,2

8.3.1.7 Transformador de intensidad

Elegiremos el transformador de intensidad del fabricante ARTECHE.

Los Transformadores de Medida con aislamiento seco están diseñados para reducir intensidades o tensiones a valores manejables y proporcionales a las primarias originales, separando del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relés,...

Ideal para ser instalados en puntos de medida por su muy alta clase de precisión.

Excelente respuesta frecuencial, apta para monitorización de la calidad de onda y medida de armónicos.

Tanto para aplicaciones de medida como de protección; garantizan la máxima precisión y fiabilidad

Transformadores con aislamiento externo de resina cicloalifática (CR, CE).

Moldeados con una envolvente de resina cicloalifática de muy alta resistencia a la contaminación y gran línea de fuga. Hasta 72,5 kV.

Ventajas

Variedad de diseños para una mejor adaptación a las necesidades del cliente.

Cumple todo tipo de requerimientos a nivel mundial:

IEC, IEEE, UNE, BS, VDE, SS, CAN, AS, NBR, JIS, GOST, NF y otras.

Moldeados en resina de alta rigidez dieléctrica.

Disponibilidad de Laboratorio homologado oficialmente.

Precisión exacta e invariable a lo largo de la vida del aparato, ofreciendo la máxima fiabilidad.

Responde perfectamente a condiciones especiales como temperaturas de -55°C, altitudes superiores a 1000 m.s.n.m., ambientes salinos o contaminados, seísmos, etc.

Muy alta precisión (hasta 0.1%).

Fácil transporte gracias a dimensiones y pesos reducidos.

No necesita recambios.

Instalación tanto vertical como horizontal.

Posibilidad de cambio de relación de transformación por el lado primario o secundario.

Todo tipo de núcleos de medida y protección: multiratio, lineales.

Amplia gama de corrientes primarias.

Bobinado primario con explosor para protección contra sobretensiones.
Modelo CX.

Diseño y fabricación

Los transformadores de medida con aislamiento seco de Arteché están fundidos bajo vacío con resina epoxy y aislamiento externo de resina cicloalifática. Se utilizan anillos ó pantallas deflectoras para una distribución adecuada del campo eléctrico a lo largo de todo el aislador.

El aislamiento externo de resina cicloalifática tiene una gran línea de fuga y muy buena resistencia a la intemperie. Se forma un cuerpo sólido de muy alta resistencia mecánica y excelente comportamiento térmico.

Para los modelos CE, las partes activas se sitúan en la parte superior del transformador; la superficie de la parte superior de transformador tiene un recubrimiento metálico para un mejor control del campo eléctrico. Para el caso de los modelos CX y CR las partes activas se sitúan aproximadamente en la parte central de cuerpo de resina. En todos los casos las salidas secundarias se encuentran en la parte inferior.

Gama

Los transformadores de medida con aislamiento seco ARTECHE se denominan mediante tres letras y dos cifras que coinciden con el nivel de tensión máxima de servicio.

Las dos primeras letras son de acuerdo con el tipo de transformador. Los transformadores de intensidad se denominan mediante las letras CR (aislamiento resina cicloalifática), y CE (aislamiento resina cicloalifática).

Características

- Modelo: CE-046-E2
- Tensión máxima de servicio (kV): 52
- Tensiones de ensayo:
 - o Frecuencia Industrial (kV): 90
 - o Impulso (kVp): 250
- Línea de fuga estándar (mm): 1840
- Peso (kg): 300
- Potencia (VA): 10 VA.
- Intensidad secundaria (Is): 5 A
- Clase (Cl): 0,2 S
- Gama extendida: 120 %

8.3.2 Nivel 15kV

8.3.2.1 Pararrayos

Elegiremos los pararrayos del fabricante INAEL, cuyas características son las siguientes:

PARARRAYOS DE SUBESTACIÓN POLIMÉRICOS:

Este tipo de pararrayos han sido diseñados para su montaje en todo tipo de subestaciones y su instalación puede hacerse directamente sobre el suelo o sobre una base aislante, ésta última es imprescindible cuando los pararrayos incorporan un contador de descargas. Ofrecen características de protección optimizadas, gran resistencia mecánica y elevada resistencia a la intemperie, con su envolvente de silicona y un sistema de sellado de la parte activa que impide la penetración de humedad. El peso de estos pararrayos es considerablemente inferior al peso de sus equivalentes con envolvente cerámica, lo que facilita su manejo e instalación. De igual forma, el riesgo de roturas es muy inferior al de los pararrayos con envolvente cerámica. El diseño consta de un número de varistores de óxidos metálicos envueltos por un robusto arrollamiento en fibra de vidrio con poliéster, que se inserta en la envolvente polimérica.

VENTAJAS:

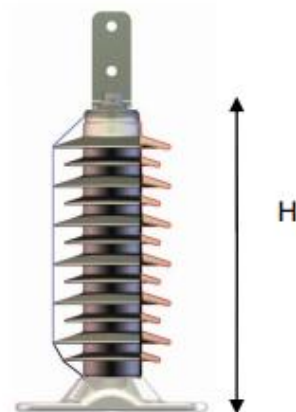
- Niveles menores de tensión residual, optimizando la coordinación de aislamiento.
- Alta capacidad de absorción de energía adecuada para aplicaciones críticas.
- Estabilidad en sus características eléctricas.
- Alta resistencia a la intemperie, contaminación, corrosión, etc.
- Conjunto no fragmentable, la construcción de la parte activa sin espacios internos de aire evita la explosión de la envolvente en caso de falta, y los daños que ésta podría causar.
- Elevada resistencia mecánica.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

- Tensión Nominal U_r (kV): Entre 6 – 120
- Corriente nominal de descarga (kA): 10
- Clase de descarga de línea de transmisión (IEC 60099-4): 2
- Corriente soportada de impulso alta intensidad 4/10 μ s (kA): 100
- Corriente soportada de impulso baja intensidad 2000 μ s (kA): 550
- Capacidad de absorción de energía según ensayo del ciclo de la operación (con dos descargas de la línea de la transmisión) (kJ/kV de U_c): 5,5 kJ
- Clase de la corriente de cortocircuito (kA rms-s): 20 – 0,2
- Resistencia a la tracción / compresión (N): 1150
- Resistencia a la flexión (N): 350
- Resistencia a la torsión (N.m): 70
- Sobretensiones temporales, con aplicación previa de energía (según ensayo de ciclo de operación):
 - 1,32 p/u de U_c por 1s
 - 1,26 p/u de U_c por 10s
 - 1,19 p/u de U_c por 100s

CARACTERÍSTICAS GENERALES

- Modelo: INZSP 18/10/2
- Tensión nominal U_r (kV): 18
- Corriente nominal de descarga (kA): 10
- Clase de descarga de línea: 2
- Tensión de operación permanente MCOV U_c (kV): 15,3
- Tensión residual para corriente de descarga nominal 8/20 μ s: 45,4kV
- Tensión residual para impulso de corriente de maniobra (kV cresta): 37,1
- H (mm): 249
- Envoltente:
 - Distancia de arco (mm): 217
 - Línea de fuga (mm): 603



8.3.2.2 Transformador de potencia de SS.AA. 15kV/400V

Elegiremos un transformador del fabricante Schneider Electric, siendo este un transformador seco de clase F gama Trihal, describimos sus cualidades y características a continuación:

Trihal es un transformador trifásico de tipo seco con bobinados de media tensión encapsulados y moldeados al vacío en una resina de epoxy que contiene una carga activa, siendo este transformador de tipo interior.

Esta carga activa, compuesta esencialmente de alúmina trihidratada $Al(OH)_3$.

Las normas que cumple dicho transformador son:

- UNE-En 60076-11.
- UNE-EN 60076-1 a 60076-5.
- UNE 20182.
- UNE 21538.
- Documentos europeos del CENELEC HD 538-2 S1 relativos a transformadores trifásicos de distribución de tipo seco.

El equipo del transformador presenta:

- 4 ruedas planas orientables.
- 4 cáncamos de elevación.
- Aberturas de arrastre sobre el chasis.
- 2 tomas de puesta a tierra.
- 1 placa de características (lado de MT).
- 2 señales de advertencia de "peligro eléctrico" (señal T10).
- Barritas de conmutación de las tomas de regulación, maniobrables con el transformador sin tensión. Las tomas actúan sobre la tensión más elevada para adaptar el transformador al valor real de la tensión de alimentación.
- Barras de acoplamiento de MT con terminales de conexión situados en la parte superior de las mismas.
- Juego de barras de BT para conexión situados en la parte superior de las mismas.
- Protocolo de ensayos individuales y manual de instrucciones de instalación, puesta en marcha y mantenimiento.
- 1 envolvente metálica de protección IP31, IK7 (excepto el fondo: IP21, IK7):

- Con protección estándar contra la corrosión.
- Cáncamos de elevación para el desplazamiento del transformador con su envolvente.
- Panel atornillados del lado de MT para acceder a los terminales de conexión de MT y a las tomas de regulación. Incorpora 2 maletas escamoteables, una señal de advertencia de "peligro eléctrico" (señal T10), la placa de características del transformador y una trenza visible para la puesta a tierra.
- Taladros tapados con obturadores, perforados en la parte izquierda del panel atornillado en el lado de MT.
- 2 placas aislantes sobre el techo de la envolvente para entrada por prensaestopas de los cables de MT y BT respectivamente.
- Trampilla situada en la parte inferior derecha, lado MT, previsto para la llegada eventual de cables de MT por parte inferior. La conexión sobre el transformador se sigue haciendo en este caso en la parte superior de las barras de acoplamiento.

Circuito magnético

El circuito magnético se realiza con chapa de acero al silicio de grano orientado aislado mediante óxidos minerales.

La elección de la calidad de las chapas y de las técnicas de corte y ensamblado garantiza un nivel de pérdidas, corrientes en vacío y de ruido muy reducidos.

La protección contra la corrosión, tras el ensamblado, queda garantizada por una resina alquida de clase F, secada al horno.

Bobinado de baja tensión

El bobinado de baja tensión se realiza en banda de 3 aluminio o cobre. Esta técnica permite obtener esfuerzos axiales nulos en cortocircuitos.

La banda está separada por una película aislante de clase F impregnada en resina epoxy reactivable en caliente.

El conjunto del bobinado se polimeriza en masa en el horno durante 2 horas a 130 °C, lo que garantiza:

- Gran resistencia a las agresiones de la atmósfera industrial.
- Excelente resistencia dieléctrica.
- Buena resistencia a los esfuerzos radiales del cortocircuito franco.

La salida de cada bobinado de BT se compone de terminales de conexión sin tener que recurrir a una interfase de contacto (grasa, bimetálica).

El montaje se realizará según las buenas prácticas, concretamente utilizando arandelas elásticas de presión bajo la cabeza del tornillo y la tuerca.

Bobinado de media tensión

El bobinado de media tensión se realiza por lo general en hilo de aluminio o de cobre aislado, según el método desarrollado: "bobinado continuo de gradiente lineal sin entrecapas". Para intensidades elevadas, el bobinado de media tensión se realiza con la tecnología de "bandas".

Estos procedimientos permiten obtener un gradiente de tensión entre espiras de clase muy débil y una capacidad en serie más uniforme en la bobina.

El bobinado es encapsulado y moldeado bajo vacío en una resina de clase F cargada e ignífuga.

Gracias a estas técnicas de bobinado y encapsulado en vacío, se consigue reforzar las características dieléctricas, el nivel de descarga parciales es particularmente bajo, lo cual representa un factor determinante en cuanto al aumento de la vida útil del transformador y una mayor resistencia a las ondas de choque.

Las salidas de conexión MT en las barras de acoplamiento de cobre permiten realizar cualquier conexión sin recurrir a una interfase de contacto (grasa, placa bimetálica).

El montaje se realiza según las buenas prácticas, concretamente utilizando arandelas elásticas de presión bajo la cabeza del tornillo y tuerca.

Sistema de encapsulado de media tensión

Se trata de un encapsulado por moldeo en vacío con una resina cargada e ignífuga.

El sistema de encapsulado de clase F se compone de:

- Resina epoxy a base de bisfenol A, cuya viscosidad está adaptada a una alta impregnación de los bobinados.
- Un endurecedor anhídrido modificado por un flexibilizador: este tipo de endurecedor garantiza una resistencia térmica y mecánica excelentes. El flexibilizador confiere al sistema de encapsulado la elasticidad necesaria para suprimir cualquier riesgo de fisura en la explotación.
- Una carga activa compuesta de sílice y básicamente de alúmina trihidratada, los cuales son mezclados íntimamente con la resina y el endurecedor.
- El sílice refuerza la calidad mecánica del encapsulado y participa eficazmente en la disipación calorífica. En caso de incendio, durante el proceso de calcinación del sistema de encapsulado, la alúmina trihidratada se descompone y produce 3 efectos antifuego:
 - 1er efecto antifuego:
 - o Formación de un escudo refractario de alúmina.
 - 2º efecto antifuego:
 - o Formación de una barrera de vapor de agua.
 - 3er efecto antifuego:
 - o Mantenimiento de la temperatura por debajo del umbral de inflamación.

La combinación de estos 3 efectos antifuego provoca la autoextinguibilidad inmediata del transformador cuando se extinguen las llamas exteriores.

Este sistema de encapsulado, junto con sus cualidades dieléctricas y su excelente comportamiento al fuego, confieren al transformador una excelente protección contra las agresiones de la atmósfera industrial.

Protección térmica Z

- 2 conjuntos de sondas PTC, termistancias con coeficiente de temperatura positivo, montadas en serie: el primer conjunto para la alarma 1 a 140 °C y el segundo para la larama 2 a 150 °C.

Estas sondas se instalan en la parte activa del transformador a razón de una sonda de alarma 1 y de una sonda de alarma 2 por fase.

Estas sondas van colocadas dentro de un tubo que permite su

eventual sustitución.

- 1 bornero de conexiones de las sondas PTC al convertidor electrónico. El bornero está equipado con un conector desenchufable. Las sondas PTC se suministran conectadas al bornero situado en la parte superior del transformador.
- 1 convertidor electrónico Z caracterizado por tres circuitos de medida independientes. Dos de estos circuitos controlan respectivamente la variación de la resistencia de los 2 conjuntos de sondas PTC. Cuando la temperatura alcanza 140 °C (o 150 °C), la información de la alarma 1 (o alarma 2) es detectada respectivamente por 2 relés de salidas independientes equipados con un contacto inversor; la posición de estos dos relés es señalizada mediante 2 diodos LED de color rojo. El tercer circuito de medida está shuntada por una resistencia R situada en el exterior del convertidor.

Un diodo LED de color verde con la indicación On señala la presencia de tensión en el convertidor.

Circuitos de medida:

- Tensión de alimentación : CA 230 V
- Tolerancia de la tensión: -15% a +10%
- Frecuencia: 48 a 62 Hz

Potencia absorbida: < 5 VA

Máxima resistencia acumulada de un circuito de sonda PTC con la que no se activa el convertidor: $\leq 1500\Omega$

Contacto de salida de alarma y disparo:

- Tensión máxima de conmutación: CA 415 V
- Intensidad máxima de conmutación: 5 A
- Poder de conmutación: CA 2000 VA (carga óhmica)
- Corriente nominal permanente: CA 2 A
- Corriente nominal de servicio: CA 2 A a 400 V
- Fusible aguas arriba recomendado: 4 A rápido
- Coeficiente de reducción de carga: 0.50 máx. con $\cos \varphi = 0.30$
- Vida útil:
 - o Mecánica: 3×10^7 conmutaciones
 - o Eléctrica (potencia máx.): 10^5 conmutaciones

Convertidor electrónico:

- Rango de temperaturas ambientales admisibles: 0 °C a +55 °C
- Dimensiones totales (Al x An x F): 90 x 105 x 60 mm
- Peso: 250 g
- Índice de protección:
 - o Bornero: IP20
 - o Caja: IP20
- Capacidad máxima de conexión en el borne: 1 x 2.5 mm rígido
- Fijación: En carril DIN 35 mm con 3 tornillos

Protección térmica T

Esta protección térmica permite visualizar digitalmente las temperaturas de los bobinados e incluye:

- Sonda PT100:
La característica principal de una sonda PT 100 es que proporciona la temperatura en tiempo real y gradualmente de 0 °C a 200 °C.

El control de la temperatura y su visualización se realizan a través de un termómetro digital.

Las 3 sondas, compuestas cada una por un conductor blanco y dos rojos, están instaladas dentro de la parte activa del transformador a razón de una fase.

Las sondas van ubicadas dentro de un tubo, lo que permite su eventual sustitución.

- 1 bornero de conexión se las sondas PT 100 al termómetro digital T.
- 1 termómetro digital T caracterizado por tres circuitos independientes.

Dos de los circuitos controlan la temperatura captadas por las sondas PT 100, uno para la alarma 1 y otro para la alarma 2 (cuando la temperatura alcanza 140 °C).

El tercer circuito controla el fallo de las sondas o el corte de la alimentación eléctrica.

Circuitos de medida:

- Tensión de alimentación : 24 V a 220 V CA/CC
- Potencia absorbida: 10 V CA/CC
- Frecuencia: 50-60 Hz CA/CC

Tensión máxima de conmutación: 250 V CA

Intensidad máxima de conmutación: 5 A (circuito resistivo)

Corriente nominal permanente: 2 A a 220 V CA/CC

Fusible aguas arriba recomendado: 3 A

Vida útil:

- Mecánica: 20000000 conmutaciones
- Eléctrica: 50000 h/85 °C

Coefficiente de reducción de carga: 0.50 máx. con $\cos \varphi = 0.30$

Termómetro digital T:

- Rango de temperaturas ambientales: -20 °C a 60 °C
- Humedad ambiente máx.: 90% RH (sin condensadores)
- Dimensiones totales (Al x An x F): 96 x 96 x 130 mm
- Peso: 520 g
- Índice de protección de la caja: IP54 autoextinguible
- Capacidad máxima de conexión en 1 borne: 25 mm²
- Fijación: orificio empotrable 92 x 92 mm, sujeción con dos agarraderas de presión posteriores suministradas

Termómetro de cuadrante

Este termómetro indica la temperatura del bobinado de baja tensión. El cuadrante de lectura del termómetro se instala bien en la brida superior del transformador con ayuda de un soporte incluido en el suministro, bien en la parte frontal de al envolvente de protección. El bulbo de la sonda capilar se inserta dentro de un tubo situado en la fase central del bobinado de BT del transformador. El termómetro está provisto de 2 contactos inversores que basculan en 2 umbrales de temperatura (alarma: 140 °C y disparo 150 °C).

Esta protección térmica no es adecuada para controlar ventiladores.

Generalidades sobre la instalación del transformador

Debido a la ausencia de dieléctrico líquido y al excelente comportamiento al fuego del transformador, no es necesario tomar ninguna precaución especial, concretamente contra incendios, aparte de las enumeradas en este capítulo:

- El transformador no debe instalarse en una zona inundable.
- La altitud no debe superar los 1000 metros.
- La temperatura ambiente en el interior del local, cuando el transformador está en tensión, debe respetar los siguientes límites:
 - o Temperatura mínima: -25 °C
 - o Temperatura máxima: +40 °C
 - o En fabricación estándar, los transformadores están dimensionados según la norma IEC 60076 para una temperatura ambiente:
 - Máxima: 40 °C
 - Media diaria: 30 °C
 - Media anual: 20 °C
 - o La ventilación del local deberá permitir disipar la totalidad de las pérdidas del transformador.

Ventilación del local

Determinación de la altura y las secciones de los orificios de ventilación.

Es el caso general de refrigeración natural (AN), la ventilación del local o del a envolvente tiene por objeto disipar por convección natural las calorías producidas por las pérdidas totales del transformador en funcionamiento.

Una correcta ventilación se consigue con un orificio de entrada de aire fresco y limpio de sección S en la parte inferior del local y de un orificio de aire S' situado en la parte superior, en la pared opuesta del local y a una altura H del orificio de entrada. Para garantizar una ventilación eficaz del transformador mediante una circulación de aire suficientemente, es obligatorio mantener una altura mínima de 150 mm bajo la parte inferior en tensión, colocando las ruedas del transformador o en su defecto una altura equivalente.

Debe observarse que una circulación de aire restringida conlleva una reducción de la potencia nominal del transformador.

Fórmula para el cálculo de la ventilación natural:

- $S = (0.18 * P) / \sqrt{H}$
- $S' = 1.10 * S$

P=suma de las pérdidas en vacío y las pérdidas debidas a la carga del transformador expresada en kW a 120 °C.

S=superficie del orificio de llegada de aire limpio (deduciendo las rejillas) expresada en m².

S'=superficie del orificio de salida de aire (deduciendo las rejillas) expresadas en m².

H= altura entre los dos orificios expresada en metros.

Esta fórmula es válida para una temperatura ambiente media de 20 °C y una altitud de 1000 m.

Conexiones

En el lado de MT, las conexiones se realizan con cables.

En el lado de BT, las conexiones se realizaran de forma convencional con cables, pero se ofrece una alternativa de "alta seguridad" con canalizaciones eléctricas prefabricadas (CEP).

En todos los casos, los cables o las CEP deben establecerse de forma que se eviten los esfuerzos mecánicos en los terminales de conexión o eventualmente en los conectores enchufables de MT del transformador.

Las conexiones de MT se realizaran necesariamente en la parte superior de las barras de acoplamiento.

Las conexiones de BT se realizaran en la parte superior del transformador.

Importante:

- La distancia entre los cables de MT, los cables o los juegos de barras de BT o cualquier otro elemento y la superficie del bobinado de MT debe ser, como mínimo, de 120 mm excepto en la cara plana del lado de MT en las conexiones en las que la distancia mínima es la fijada por los terminales de conexión MT.

También debe respetarse la distancia de 120 mm con respecto a la barra de conexión de MT más al exterior.

- La superficie de la resina, al igual que la presencia de las tomas enchufables, no garantiza la protección frente a contactos directos cuando el transformador está en tensión.
- El limitador de sobretensión (tipo CARDEW.C) no debe en ningún caso instalarse en el juego de barras BT del transformador: la temperatura de funcionamiento no debe superar 40 °C.

Conexiones MT y BT por cables.

- Las salidas (o llegadas) de los conductores BT se realizarán necesariamente por la parte superior bajo el techo de la envolvente. Los conductores de BT no deben en ningún caso descender entre las bobinas de MT y la envolvente.
- Las salidas (o llegadas) de los conductores de MT se realizarán por la parte superior o inferior.

Conexiones de MT por la parte inferior.

- Las salidas (o llegadas) de los conductores de MT pueden realizarse por la parte inferior directamente en los terminales de conexión. En tal caso, la llegada de los conductores se realiza por la plancha desmontable situada al fondo de la envolvente a la derecha, lado MT.
- Los cables de MT se deben fijar en el interior de la envolvente en la pared lateral en el que existen puntos de fijación previstos a tal efecto.

Se recomienda comprobar las posibilidades de este tipo de conexión en función de la sección, del radio de curvatura de los conductores y del espacio disponible en a envolvente.

- Conexiones de MT mediante conectores enchufables.
- Conexiones de BT mediante canalizaciones eléctricas prefabricadas.

Importante:

Es necesario controlar la conformidad del índice de protección IP31 después de perforar las placas aislantes previstas al efecto para las conexiones de MT, BT y otras.

Amortiguadores de vibración

- Cuña amortiguadora:

Este accesorio, colocado bajo las ruedas, evita la transformación de las vibraciones procedentes del transformador hacia su entorno.

- Silent-bloc:

Este dispositivo, instalado en el lugar de las ruedas, permite atenuar las transmisiones por vibración en el entorno del transformador, del orden del 95%.

Sobrecargas

Los transformadores se calcular para un funcionamiento a potencia nominal para una temporada ambiente normal definida por la norma IEC 60076-1:

- Máxima: 40 °C.
- Media diaria: 30 °C.
- Media anual: 20 °C.

Salvo especificación particular, la temperatura de referencia es la medida anual de 20 °C.

Se pueden admitir sobrecargas que no comprometan la vida útil del transformador a condición de que se compensen con una carga habitualmente inferior a la potencia nominal.

Se puede utilizar un transformador previsto para una temperatura ambiente media anual de 20 °C a temperaturas superiores reduciendo la potencia según la tabla siguiente:

<u>Temperatura ambiente media anual</u>	<u>Carga admisible</u>
20 °C _____	P
25 °C _____	0.97 x P
30 °C _____	0.94 x P
35 °C _____	0.90 x P

Mantenimiento

En condiciones normales de utilización y de entorno, proceder una vez al año a un control del apriete de las conexiones y las barritas de las tomas de regulación así como a la retirada de polvo del transformador mediante aspiración, terminando la limpieza soplando en los lugares menos accesibles con aire comprimido seco o con nitrógeno.

La frecuencia de retirada de polvo depende de las condiciones del entorno. Debe concretamente aumentarse en zonas muy contaminadas (aceite de mecanizado de metales, polvo conductor) a fin de evitar cebados entre partes en tensión y masa.

En caso de depósitos de polvo grasos, utilizar únicamente un desengrasante en frío para limpiar la resina (por ejemplo Dartoline SRB 71 a Acu SRB 71).

Precauciones de puesta en servicio

1ª precaución:

Evitar la presencia en la parte activa de:

- Partículas de metal (virutas de taladrado, mecanizado).
- Partículas conductoras.
- Cuerpos extraños (tuercas, arandelas, utillaje).
- Proyecciones de agua.

2ª precaución:

Dejar 120mm de distancia entre la superficie de resina o las conexiones de acoplamiento y:

- Todos los cables de alimentación.
- Los cables de puesta a tierra.
- Los circuitos de protección.
- Cualquier otra pieza (protocolo de ensayo, soporte).

3ª precaución:

Limitar obligatoriamente la corriente de conexión de las baterías de condensadores del lado de BT utilizando un dispositivo adecuado.

4ª precaución:

Garantizar una correcta ventilación del local mediante una entrada de aire en la parte inferior y una extracción en la parte superior.

5ª precaución:

Asegurarse de que la tensión de alimentación no sea superior a la tensión nominal.

6ª precaución:

Colocar transformadores con envolvente, una protección en el suelo bajo envolvente de al menos de 150 mm para permitir la ventilación.

7ª precaución:

Comprobar las posición de las barras de ajuste (3 fases idénticas) y respetar el par de apriete de las conexiones y de las barras (2 m/kg).

8ª precaución:

Conectar los circuitos de protección a los elementos de control.

Controlar la continuidad de las masas.

9ª precaución:

Garantizar el anclaje de los cables de MT y BT (efectos electrodinámicos en corrientes de defecto o de magnetización).

10ª precaución:

Realizar una limpieza regular de los transformadores instalados en entornos muy contaminados (aceite de corte o partículas conductoras).

Características eléctricas y dimensiones

Potencia asignada (kVA): _____ 160

Tensión primaria asignada (kV): _____ 15/20

Nivel de aislamiento asignado (kV): _____ 24

Tensión secundaria en vacío (V): _____ 420

Grupo de conexión: _____ Dyn 11

Pérdidas (W):

- En vacío: _____ 650

- A 75 °C: _____ 2350

- A 120 °C: _____ 2700

Tensión de cortocircuito (%): _____ 6

Corriente vacío (%): _____ 2,3

Corriente transitoria de conexión:

- I_e/I_n valor de cresta: _____ 10,5
- Constante de tiempo: _____ 0,13

Caída de tensión a plena carga (%):

- $\cos \varphi = 1$
 - o a 75 °C: _____ 1,64
 - o a 120 °C: _____ 1,85

- $\cos \varphi = 0.8$
 - o a 75 °C: _____ 4,74
 - o a 120 °C: _____ 4,87

Rendimiento (%):

-Carga 100%:

- o $\cos \varphi = 1$
 - a 75 °C: _____ 98,16
 - a 120 °C: _____ 97,95

- o $\cos \varphi = 0.8$
 - a 75 °C: _____ 97,71
 - a 120 °C: _____ 97,45

-Carga 75%:

- o $\cos \varphi = 1$
 - a 75 °C: _____ 98,38
 - a 120 °C: _____ 98,22

- o $\cos \varphi = 0.8$
 - a 75 °C: _____ 97,99
 - a 120 °C: _____ 97,79

Ruido (potencia acústica L_{wa}): _____ 62

dB (A) (presión acústica L_{pa} a 1 metro): _____ 50

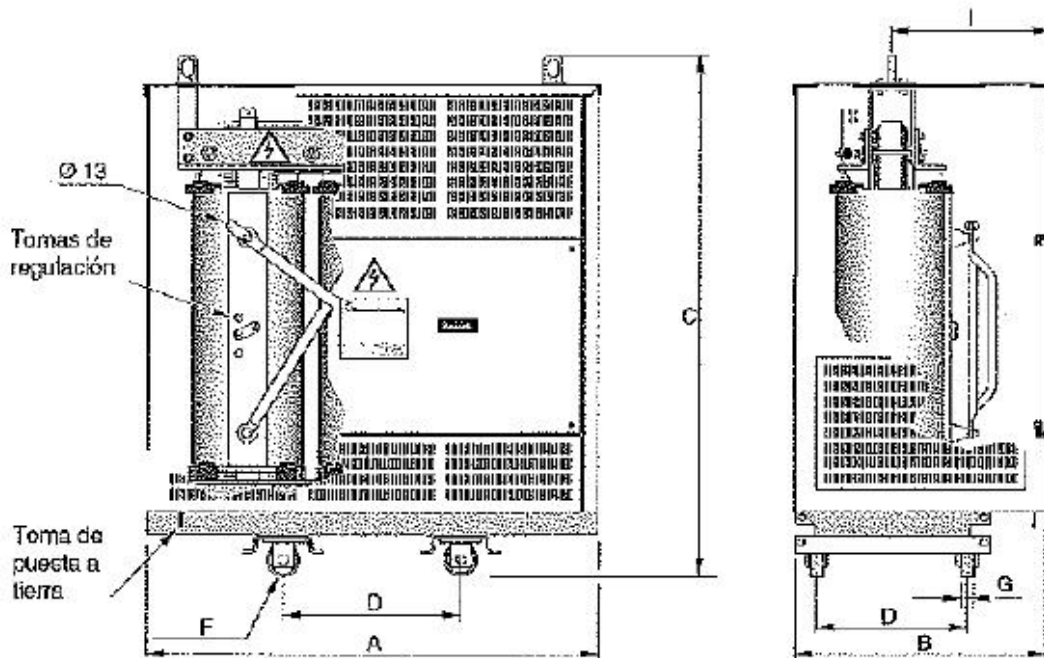
Tensión más elevada para el material (kV): _____ 17,5
 - kVef 50 Hz - 1 min: _____ 38
 - kV choque, 1.2/50 μ s: _____ 95

Dimensiones:

- Longitud (mm)-A: _____ 1800
- Anchura (mm)-B: _____ 1100
- Altura de conexiones de BT (mm)-C: _____ 2050
- Distancia entre ejes de ruedas (mm)-D: _____ 670
- Diámetros de ruedas (mm)-F: _____ 125
- Ancho de ruedas (mm)-G: _____ 40
- Cáncamo de elevación – Panel MT (mm)-I: _____ 593

Peso envolvente (kg): _____ 270

Peso total (kg): _____ 1475

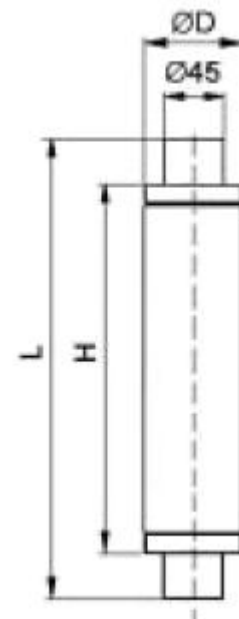


8.3.2.3 Fusible SSAA

Elegiremos un fusible de alto poder de ruptura del fabricante INAEL, describimos sus cualidades y características a continuación:

Características generales

- Fusibles limitadores de corriente para aplicación en subestaciones de distribución, para protección de transformadores, motores de media tensión y transformadores de potencia.
- Diseñados y fabricados en concordancia con las normas EN 60282-1, IEC 282-1, DIN 43.625 y NF-C 64-200.
- Señalización para identificación de los fusibles mediante dos técnicas, ambas indelebles:
 - o Grabado en uno de los contactos metálicos en el extremo del fusible, indicando, voltaje de operación, corriente nominal y fecha de fabricación.
 - o Etiqueta adhesiva adosada en la parte aislante del fusible, utilizando código de barras e indicando: marca registrada, tipo, estándares de fabricación, voltaje nominal, corriente nominal, y capacidad de ruptura.
- Dimensiones normalizadas según sistema DIN.
- Para ser utilizados en interiores o exteriores, gracias a su hermeticidad.



Especificaciones técnicas

Modelo: IBD1-10
Voltaje nominal: 17,5 kV
Corriente nominal: 10 A
Capacidad de ruptura: 50 kA
Peso: 2.3 kg
Dimensiones: 442(H) x 510(L) x 53(D)

8.3.2.4 Batería condensadores.

Elegiremos una batería de condensadores del fabricante Circutor, siendo esta batería, un conjunto de baterías monofásicas conectadas en una doble estrella asimétrica de 9 condensadores, describimos sus cualidades y características a continuación:

Compensación en media tensión

La compensación de potencia reactiva en MT está directamente relacionada con diferentes aspectos que ayudan a la gestión técnica de redes de transporte y distribución. Básicamente son:

- Calidad del suministro. Consiste en el aumento de los niveles de tensión en juegos de barras de estaciones transformadoras y en finales de línea.
- Optimización del coste de explotación de la instalación. Es decir, la disminución de la potencia reactiva, y por tanto, la reducción de potencia aparente comporta dos aspectos de fuerte relevancia técnica:
 - o Reducción de pérdidas.
 - o Aumento del rendimiento de transformadores e instalaciones.
- Reducción del coste económico de la energía. Cada uno de los puntos se detalla de una manera más exhaustiva en los siguientes apartados.

Calidad del suministro, nivel tensión

Existen 2 posibles casos: control de tensión en juegos de barras en estaciones transformadoras y en finales de línea en MT.

- Control de tensión en juegos de barras en estaciones transformadoras:

Unos de los puntos críticos en la distribución de energía eléctrica es mantener las tensiones en los finales de línea.

Un criterio muy habitual de las empresas distribuidoras es el mantenimiento de la tensión de MT por encima de su valor nominal.

Por todo ello se utilizan baterías de condensadores de MT. De hecho, la conexión de las baterías de condensadores lleva asociado el aumento de tensión en los puntos donde éstas se conectan.

La norma IEC 60871-1 facilita la expresión para el cálculo del incremento de tensión que supone la conexión de los condensadores (Ver tabla al pie de página), dependiendo de las características de la red donde la batería es conectada.

La potencia, tipo de equipo y nivel de fraccionamiento del mismo, depende de criterios propios de las Compañías distribuidoras. No obstante, el fraccionamiento de la potencia total en diferentes escalones, permite la mejora de los niveles de tensión a diferentes estados de carga de la estación transformadora, evitando un exceso de energía capacitiva en red.

- Control de tensión de finales de línea

Si las líneas de M.T. presentan una longitud importante, es muy posible que en nudos de distribución la tensión se vea disminuida por el propio efecto del cable conductor. Esto es especialmente importante en áreas con distribución aérea rural o con un gran nivel de dispersión de los consumidores.

La conexión de baterías en un final de línea permite la disminución de la caída de tensión a final de línea, así como también, la reducción del nivel de pérdidas en los cables.

Optimización del coste de explotación de la instalación

La generación, transporte y la distribución de energía, conlleva un nivel de pérdidas de energía importante.

Básicamente estas pérdidas se pueden dividir en:

- Pérdidas en generación y estaciones elevadoras.

- Pérdidas en red de transporte
- Pérdidas en transformadores de distribución
- Pérdidas en red de distribución.

A continuación se detallan de una forma más extensa, las pérdidas en la red de distribución en MT.

Reducción del nivel de pérdidas en líneas de MT.

Una forma de disminuir el nivel de pérdidas de una línea de distribución de MT, es la instalación de baterías de condensadores.

En efecto, la instalación de la batería supone una disminución directa de la potencia reactiva (Q red) y aparente solicitada al sistema.

Por tanto, dada la relación directa entre potencias de corriente, el valor de pérdidas por efecto Joule va a disminuir.

En la tabla siguiente se adjuntan las expresiones para el cálculo de las pérdidas por efecto Joule, el consumo de energía reactiva que presenta el cable y la disminución de pérdidas al conectar una batería de condensadores.

Aumento de tensión al conectar condensadores IEC 60871-1:

$$\Delta U(\%) = \frac{Q_{bat}}{S_{cc}} \cdot 100$$

Caídas de tensión en líneas:

$$U(\%) = \frac{P \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R_1 + X_1 \cdot \tan \varphi)$$

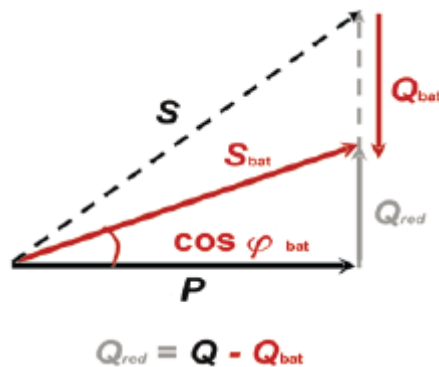
Optimización del coste de explotación de la instalación

La generación, transporte y la distribución de energía, conlleva un nivel de pérdidas de energía importante.

Básicamente estas pérdidas se pueden dividir en:

- Pérdidas en generación y estaciones elevadoras
- Pérdidas en red de transporte
- Pérdidas en transformadores de distribución
- Pérdidas en red de distribución.

A continuación se detallan de una forma más extensa, las pérdidas en la red de distribución en MT.



Reducción del nivel de pérdidas en líneas de MT

Una forma de disminuir el nivel de pérdidas de una línea de distribución de MT, es la instalación de baterías de condensadores.

En efecto, la instalación de la batería supone una disminución directa de la potencia reactiva (Q_{red}) y aparente solicitada al sistema.

Por tanto, dada la relación directa entre potencias e intensidades de corriente, el valor de pérdidas por efecto Joule va a disminuir.

En la tabla siguiente se adjuntan las expresiones para el cálculo de las pérdidas por efecto Joule, el consumo de energía reactiva que presenta el cable y la disminución de pérdidas al conectar una batería de condensadores.

Pérdidas por efecto Joule en una línea:

$$P(kW) = 3 \cdot R_1 \cdot I^2 \cdot L$$

Consumo reactiva en una línea:

$$Q(kVar) = 3 \cdot X_1 \cdot I^2 \cdot L$$

Disminución de pérdidas por la conexión de una batería de condensadores:

$$\Delta P = R_1 \cdot \frac{P^2 + (Q - Q_{bat})^2}{U^2} \cdot L$$

Unidades para entender las expresiones de cálculo:

P : potencia activa transportada por la línea en kW

Q: es la potencia reactiva absorbida sin baterías de condensadores

Q_{bat}: potencia de la batería de condensadores en MVA

I: corriente

U: tensión de red en kV

R₁: resistencia del cable en Ω/km

X₁: reactancia del cable en Ω/km

L: longitud de la línea en km

S_{cc}: potencia de cortocircuito en el punto de conexión en MVA

Este punto es muy importante a la hora de las valoraciones económicas del rendimiento de una instalación, ya que, al conocido pago por consumo de energía reactiva, se adjunta un coste oculto que representa la energía activa disipada en la distribución.

Descarga de líneas y cables

La disminución de potencias aparentes después de la conexión de una batería de condensadores, conlleva tres consecuencias inmediatas:

- Disminución de la carga a transportar en los cables.
- Aumento de la capacidad de suministro de los transformadores.
- Aumento de la tensión al final de la línea.

Conclusiones

Las baterías de condensadores son indispensables para una correcta gestión técnica y económica del sistema eléctrico optimizando su explotación.

- Optimización técnica
 - o Ayudan al control de la tensión a lo largo del sistema de transporte y distribución
 - o Descargan tanto las líneas como los Transformadores
 - o Reducen el nivel de pérdidas a lo largo de todo el sistema
- Optimización económica
 - o Reducen el coste de la energía mediante la disminución de energía reactiva consumida.
 - o Reduce el coste oculto que representan las pérdidas en líneas de transporte y distribución.
 - o Permite una mejor optimización de las instalaciones.

Configuración de los condensadores

- Monofásica:

Condensador con dos bornes. Montaje en configuraciones de batería en estrella o doble estrella.

Normalmente para redes mayores de 11 kV o para baterías con tensiones menores con altos niveles de potencia.

- Trifásica:

Condensador con tres bornes. Montaje en baterías de pequeña y mediana potencia de redes de hasta 11 kV.

Composición de los condensadores

Los condensadores de Media Tensión CHV, que son del tipo que vamos a instalar dentro de la gama que nos presenta este fabricante, están compuestos por diferentes elementos capacitivos básicos. Estas unidades básicas se conectan en grupos serie y paralelo con la finalidad de obtener la potencia y tensión necesarias.

Una vez realizado el paquete de elementos, se introduce el conjunto en una caja de acero inoxidable, se añaden los bornes de porcelana y se impregna en aceite (biodegradable), garantizando así el perfecto aislamiento y funcionamiento de la unidad.

Niveles de aislamiento (BIL)

Tensión máxima que tiene que soportar el material en dos casos posibles, según norma IEC:

- A frecuencia industrial durante 1 minuto.

Comprobación del aislamiento de la unidad simulando una elevada tensión de red (kV_{ef})

- A impulso, tipo rayo (onda de choque) de 1,2 / 50 μs .

Comprobación del aislamiento de la unidad simulando la descarga de un rayo (kV_{cresta}).

En los condensadores trifásicos, el nivel de aislamiento corresponde al inmediato superior a su tensión nominal.

En los condensadores monofásicos, que es nuestro caso, el criterio de elección varía respecto al trifásico.

Los niveles de aislamiento corresponden al mismo de la red a que se conecta la batería en equipos no aislados de tierra (IEC 60.671-1).

Líneas de fuga

Perímetro de contorno de los aisladores de los condensadores. Está directamente relacionado con los niveles de polución.

Nivel de aislamiento (kV)	Tensión a frecuencia industrial (kV _{ef})	Onda de choque (kV _{crest})	Líneas de fuga (mm)
17,5	38	95	300

Niveles de polución

Se entiende por nivel de polución la contaminación ambiental existente en el lugar donde se instalan los equipos. Por tanto, para evitar defectos de aislamiento como consecuencia de contorneos, a mayor nivel de suciedad ambiental existente, mayor línea de fuga de los aisladores.

Se expresa en mm / kV. Es decir la relación de línea de fuga del aislador y la tensión de red. Los niveles de polución definidos se muestran en la tabla adjunta:

Clasificación	Nivel de polución
Baja	16 mm/kV
Media	20 mm/kV
Alta	25 mm/kV
Muy alta	31 mm/kV

Protecciones de los condensadores mediante fusibles internos

El condensador, como todo elemento de una instalación eléctrica, tiene que ser capaz de eliminar los defectos que, en su interior, se pueden originar. Para ello, se protegen todas y cada uno de los elementos capacitivos básicos del condensador con un fusible interno.

En caso de defecto de un elemento capacitivo básico, se produce una descarga de los elementos sanos en paralelo sobre el averiado. Esta descarga provoca la fusión inmediata del fusible interno de la unidad dañada.

Este sistema presenta una serie de ventajas que se clasifican en dos grupos:

- Ventajas operativas:
 - o Desconexión inmediata del elemento dañado.
 - o Mínima generación de gases en el interior del condensador, por tanto efecto de sobrepresión interna despreciable.
 - o Continuidad de servicio. La eliminación de la unidad dañada permite la continuación del equipo conectado. Posibilidad de planificación del mantenimiento de la batería.
 - o Mantenimiento más sencillo.

- Ventajas de diseño:
 - o Mayor potencia de condensador.
 - o Utilización de menos condensadores por batería.
 - o Reducción del tamaño de bastidores o cabinas.
 - o Coste más económico de la batería

Baterías con condensadores monofásicos conectados en doble estrella

Es la configuración más utilizada en medianas y grandes potencias.

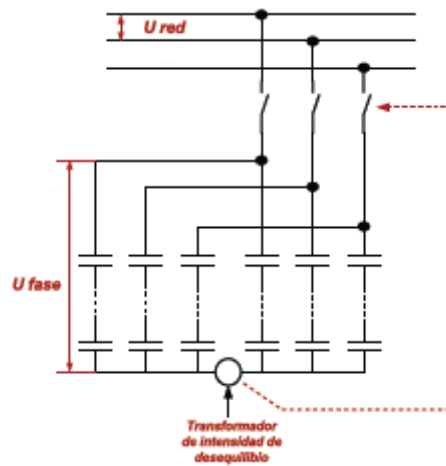
La doble estrella está formada por dos estrellas unidas por un neutro común.

En el neutro se conecta un transformador de corriente para la detección de corrientes de defecto de condensadores.

Esta disposición de los condensadores permite la realización del equipo sea cual sea el nivel de tensión y potencia necesaria, partiendo de condensadores estándar.

En efecto, tal como se observa en la figura, el condensador o grupo de condensadores de cada ramal, tendrá una tensión aplicada correspondiente a la tensión de fase.

Una vez definida la tensión de cada condensador, y por tanto, el número de unidades, se define la potencia de cada condensador.



$$Q_{\text{condensador}} = \frac{Q_{\text{batería}}}{N^{\circ} \text{ condensadores}}$$

Esta configuración se suele utilizar en:

- Redes con tensiones de servicio mayores de 11 kV.
- Redes con tensiones menores de 11 kV y potencias mayores de 1,6 Mvar.

Estas dos consideraciones, cumplen con nuestra instalación, por eso utilizaremos este tipo de configuración en nuestra batería de condensadores.

Protección de las baterías

De una manera general, las protecciones de las baterías se dividen en protecciones externas e internas.

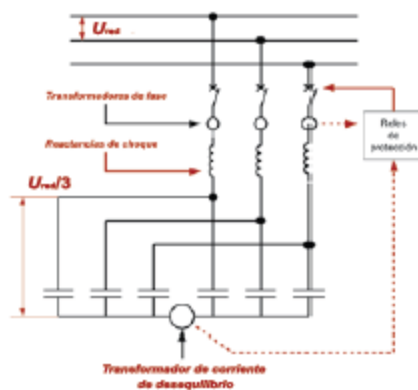
- *Protecciones internas*

Las protecciones internas protegen los equipos de los defectos que pueda haber en el interior de los condensadores.

Esta protección se garantiza por los fusibles internos. En baterías configuradas en doble estrella se combina mediante la protección de desequilibrio. Este sistema lo forman un transformador de corriente y un relé asociado.

En caso de defecto interno en uno de los condensadores circulará una corriente de desequilibrio.

Esta corriente es detectada por el transformador de corriente. El relé asociado dará la orden de desconexión al aparato de maniobra y/o protección.



- *Protecciones externas*

Las protecciones a utilizar en las baterías de condensadores dependen de la configuración de la batería y de su aplicación.

Criterios generales de diseño de componentes

De acuerdo a la norma IEC 60871-1, los condensadores están diseñados para soportar un 30 % de sobrecarga de corriente en permanencia.

Por esto, la norma aconseja que todos los componentes de una batería soporten como máximo 1,43 veces la corriente nominal.

Información general básica

- Instalación:
 - o Tensión de red: 15 kV.
 - o Frecuencia de red: 50 Hz.
 - o Potencia de cortocircuito: 100 MVA.
 - o Existencias de más baterías: no

- Batería:
 - o Potencia de la batería: 2 MVA.
 - o Tensión de la batería: 15 kV.
 - o Fija/Automática: Fijas.
 - o Tipo: estándar.
 - o Necesidad de Protección general: No.
 - o Ubicación: Interior.

- Definición de la batería:
 - o Configuración:
 - $U > 11.5$ kV
 - $Q > 1400$ kVA.
 - Conexión doble estrella.
 - Condensadores monofásicos.
 - o Diseño:
 - Fija montada en cabina tipo CMF24D:
Cabina CM24D/4000/15

- Condensadores:
 - o Configuración: Monofásica (CHV-M).
 - o Tensión nominal: 15 kV.
 - o Frecuencia: 50 Hz.
 - o Nivel de aislamiento: 17.5 kV, 38/95 kV.
 - o Potencia: Se calcula el número de condensadores del equipo a instalar.
Existen dos tipos de configuraciones para este fabricante, una configuración de 6 ó 9 condensadores.

En nuestro caso, para 6 condensadores, la potencia de cada condensador será:

$$Q_{condensador} = \frac{Q_{bateria}}{N^{\circ} condensadores} = \frac{2MVA_r}{6} = 334kVA_r$$

Y para 9 condensadores:

$$Q_{condensador} = \frac{Q_{bateria}}{N^{\circ} condensadores} = \frac{2MVA_r}{9} = 223kVA_r$$

Se elige la segunda opción con una potencia de condensador de 250 kVA_r. Por tanto, la configuración será una doble estrella asimétrica de 9 condensadores.

- Línea de fuga especial: Atmósfera limpia, clase 1, es decir 16 mm / kV.
- Aparamenta de maniobra:
Las baterías no incorporan aparamenta, pero se facilita la información necesaria para la correcta definición de la cabina de protección general:
 - Interruptor automatico: 400 A, Medio extinción SF6.
 - Potencia capacitiva a cortar: 4000 kVA_r.
 - Nivel de aislamiento: 17.5 kV.
 - Poder de corte del interruptor: 12.5 kA.

Descripción batería CHV-M

Condensador de Media Tensión CHV, formado por diferentes elementos capacitivos básicos.

Estas unidades básicas se conectan en grupos serie y paralelo con la finalidad de obtener la potencia a tensión necesaria.

Todos los elementos están protegidos por un fusible interno que en caso de defecto se desconectará, aislando únicamente la unidad básica dañada.

La protección por fusibles internos nos aporta mayor seguridad del sistema y continuidad de servicio.

Aplicación batería CHV-M

Los condensadores CHV-M son utilizados para la formación de baterías de MT, tanto fijas como automáticas.

Dependiendo de la potencia y tensión requeridas, variaremos el número de condensadores en paralelo y/o serie.

Su caja de acero inoxidable hace que el condensador CHV sea versátil tanto para uso interior como exterior.

Características batería CHV-M

- Tensión: 1 ... 20 kV
 - o Potencia nominal: 25 ... 600 kVAr
 - o Frecuencia: 50 ó 60 Hz
 - o Pérdidas dieléctricas: ≤ 0.2 W / kVAr
 - o Tolerancia capacidad: -5 ... +10 %

 - o Ubicación: Interior / Exterior
 - o Protección: Fusible interno

- Resistencia de descarga (según IEC 60871-1):
 - o Ubicación: Interior
 - o Tiempo de descarga: ≤ 10 minutos
 - o Tensión residual: 75 V

- Aisladores:
 - o Material: Porcelana
 - o Nivel de polución: 16 mm / kV.
 - o Nivel aislamiento: 12 – 17.5 – 24 – 36 kV

- Sobrecarga:
 - o En corriente: $1.3 I_n$ permanente.
 - o En tensión:
 - $1.1 U_n$ 12 h en 24 horas.
 - $1.15 U_n$ 30 min en 24 horas.
 - $1.2 U_n$ 5 min en 24 horas.
 - $1.3 U_n$ 1 min en 24 horas.

- Condiciones ambientales:
 - o Temperatura de uso: Categoría C (según IEC 60871-1)
 - o Temperatura máxima: 50 °C
 - o Valor máximo promedio durante 24 horas: 40 °C
 - o Valor máximo promedio durante un año: 30 °C

- Características constructivas:
 - o Dieléctrico: Film polipropileno rugoso
 - o Electrodo: hoja de aluminio
 - o Aceite impregnable: SAS-40E ó M/DBT(libre de PCB)
 - o Caja: Acero inoxidable pintada RAL 7035
Presenta 2 alas para fijar al bastidor y evitar esfuerzos mecánicos en los bornes de porcelana.
 - o Posición montaje: Horizontal o vertical

- Normas:
 - o IEC 60871-1
 - o IEC 60871-4

Referencias batería CHV-M

BIL: 38/95 kV – 9.1 kV (Red de 15 kV). 50 Hz

- kVAr: 250
- Peso (kg): 47
- Dimensiones (mm), ancho x alto x fondo: 350x850x160
- Tipo: CHV-M 250/9.1
- Código: R801DB

8.3.2.5 Celdas blindadas aisladas con aislamiento en SF6

Elegiremos unas celdas del fabricante MESA S.A.U., describimos sus cualidades y características a continuación:

Optimización del espacio necesario en comparación con celdas de aislamiento en aire

El diseño compacto de las celdas, junto con el aislamiento en SF6, permite unas dimensiones extremadamente reducidas en comparación con las soluciones con aislamiento en aire.

Ingeniería simplificada

Gracias a la experiencia ya acumulada en colaboración con las Compañías Eléctricas, ingenierías e instaladores, existe una gama completa de soluciones ya desarrolladas, lo cual simplifica de manera importante la ingeniería.

Gestión integral de redes

Para los clientes que quieran instalar un sistema completo de supervisión de sus redes, pudiendo así optimizar su suministro eléctrico, existe una gama completa de elementos de protección, control y monitorización adaptable a la gama de celdas CBGS-1.

Continuidad de servicio

La elección de las celdas CBGS-1 garantiza a sus usuarios el mayor grado de disponibilidad de sus equipos de MT, permitiendo así el suministro de la energía a los abonados finales con la máxima fiabilidad y calidad.

Calidad altamente contrastada

- Experiencia en el diseño y fabricación de celdas de distribución primaria con aislamiento en SF6.
- Utilización de técnicas de diseño en 3D y otras herramientas avanzadas.
- Equipos totalmente probados en fábrica.

Diseño robusto

- Las celdas CBGS-1 no se ven afectadas en su funcionamiento por la humedad o la suciedad, ni por ambientes de funcionamiento corrosivo o contaminado ya que todos los componentes en tensión se encuentran dentro de las cubas de SF₆, fabricadas en acero inoxidable.
- La hermeticidad de las cubas de acero inoxidable, garantiza la protección de la aparata contra la acción de agentes externos, tales como la suciedad, el polvo, los insectos, los roedores, etc.

Alto grado de reparabilidad y mantenibilidad

- El mecanismo de mando del interruptor automático es accesible desde el exterior de la cuba sellada de acero inoxidable.
- Los transformadores de tensión apantallados pueden ser enchufables e independientes de la cuba de acero inoxidable.
- Posibilidad de sustitución de elementos como placas pasabarras, juntas de estanqueidad, seccionadores etc. Sin desplazamiento de los cubículos afectados ni los contiguos.
- Posibilidad de sustitución de cubículos intermedios sin desplazamiento de los contiguos.

Bajo mantenimiento

El mantenimiento necesario para la explotación de un conjunto de celdas tipo CBGS-1, resulta prácticamente nulo, y dirigido casi exclusivamente a los mecanismos de mando.

Máxima seguridad de operación

La utilización de celdas CBGS-1 garantiza a sus usuarios, el mayor grado de seguridad de operación.

Alto grado de compartimentación

El diseño de las celdas CBGS-1 es tal que la aparata de la celda está distribuida en compartimentos claramente diferenciados e independientes, estancos y aislados, lo cual evita la propagación de fallos.

Otros

- Sistema fácilmente comprensible y completo de enclavamientos mecánicos y eléctricos que impiden falsas maniobras.
- Resistencia a los arcos internos, ensayado y certificado conforme a lo indicado en la norma CEI 60298, apéndice AA, criterios 1 a 6, clase de accesibilidad A o IEC-62271-200, IAC criterio 1 a 5.
- Todos los elementos en tensión se encuentran dentro de los compartimentos estancos en SF6.
- El acceso a los mandos y otros elementos auxiliares, puede ser realizado sin peligro al estar situados fuera de las cubas.
- Cada entrada / salida de fase, está provista de indicadores de presencia de tensión.
- Mínima contribución al fuego.

Características eléctricas generales

Las características generales de las cabinas son:

- Tensión nominal (kV): 24
- Nivel de aislamiento:
 - o A frecuencia industrial, a 50 Hz (kV eficaces): 50
 - o A onda de choque tipo rayo (kV cresta): 125
- Intensidad nominal (A):
 - o Embarrado general: Máx. 2500
 - o Derivaciones:
 - 630
 - 1250
 - 1600
 - 2000
- Intensidad nominal de corte de cortocircuito (kA): 16kA
- Capacidad de cierre en cortocircuito (kA cresta): 63
- Intensidad nominal de corta duración (kA/s): Max 25/3
- Resistencia frente a arcos internos (kA/1s): 25
- Presión nominal relativa de gas SF6 a 20 °C (bar): 0,30
- Grado de protección:
 - o Compartimentos de BT: IP-3X

Los valores indicados, corresponden a las condiciones normales de funcionamiento, según las normas CEI 60298 (62271-200) y 60694 (62271-1):

- Temperatura ambientales:
 - o No superior a +40 °C.
 - o No superior a +35 °C de media, durante un periodo de 24 horas.
 - o No inferior a -5 °C.
- Vibraciones:
 - o Ausencia de vibraciones por causas externas a la propia celda.
- Altitud:
 - o Inferior a 1.000 m sobre el nivel del mar.

Normas

Las normas que cumplen las celdas son las siguientes:

- CEI 60694 (62271-1)
- CEI 60056 (62271-100)
- CEI 60282
- CEI 60420 (62271-105)
- CEI 60298 (62271-200)
- CEI 60129 (62271-102)
- CEI 60265-1 (62271-103)

Descripción básica

Cada conjunto CBGS-1 está constituido por varias unidades funcionales (celdas) ensambladas entre sí.

Cada unidad funcional por su parte, contiene todos los elementos necesarios para cumplir su función.

La interconexión entre las diferentes celdas (unidades funcionales) se realiza por medio del embarrado el cual se encuentra dentro de una de las cubas de SF6.

La calidad de la puesta a tierra de todos los compartimientos metálicos de la celda, queda asegurada mediante la conexión de la barra de tierras de cada compartimiento, al embarrado general colector de tierras de la celda.

La celda

Cada celda esta compuesta exteriormente por un conjunto de paneles RAL 7032, chapas y bastidor metálico, todos ellos puestos a tierra.

Se compone de cuatro o cinco (simple barra, doble barra) compartimientos metálicos independientes y puestos a tierra. Se consigue así una gran segregación evitando la propagación de daños en caso de un eventual accidente.

El compartimiento (cajón) de Baja Tensión, separado de la zona de Media Tensión, está situado en la parte inferior de la celda y contiene opcionalmente los relés tipo Sepam (otros modelos consultar) y el resto de los elementos auxiliares de protección y control en Baja Tensión.

El embarrado principal (hasta 2500) está situado en la parte superior de la celda.

Este compartimiento utiliza gas SF₆ como medio de aislamiento y en su interior se encuentran los siguientes elementos:

- Embarrado general y conexiones.
- El seccionador y seccionador de puesta a tierra.

El compartimiento principal que utiliza gas SF₆ como medio de aislamiento y contiene el interruptor automático, está situado en la parte central de la celda y a él se conectan los cables de potencia y el embarrado general a través de pasatapas.

En 24 kV puede contener el interruptor seccionador combinado con fusibles para protección de transformadores de servicios auxiliares.

El compartimiento de conexión de cables de entrada/salida en Media Tensión, esta situado en la parte baja de la celda, con acceso desde la zona trasera.

Existen 2 configuraciones básicas:

- Para derivaciones ≤ 630 A se utilizaran conectores tipo T o L
- Para derivaciones > 630 A se utilizaran conectores rectos tipo Pfisterer tamaño 2 o 3.

Contiene:

- Zócalos adecuados para la conexión de los conectores de los cables de MT.
- Conectores adecuados a cada configuración (opcional).
- Bridas para sujeción individual de cada cable de potencia.
- Zócalo para prueba de aislamiento de cables MT, sencilla y segura o para transformadores de tensión enchufables (opcional).
- Transformadores toroidales de intensidad (opción).

Medio ambiente

Las celdas CBGS-1 han sido concebidas en el cuidado del medio ambiente: los materiales utilizados están identificados, siendo fácilmente separables y reciclables.

Además, el SF6 puede ser recuperado y, después de tratamiento adecuado, ser reutilizado.

El sistema de gestión medioambiental adoptado por MESA esta certificado conforme a los requerimientos establecidos en la norma ISO 14001.

8.3.2.6 Interruptor automático

El interruptor automático incorporado en las celdas CBGS-1 es del tipo de "soplado" y utiliza el gas SF₆ como medio de corte y aislamiento.

La carcasa de resina propia del interruptor, cumple con lo requerido en la norma CEI-60056 (62271-100) para los sistemas a presión sellados.

La presión relativa de llenado de SF₆ es muy baja, 0,25 Mpa (2,5 bar) o 0,38 Mpa (3,8 bar).

En el muy improbable caso de que la presión bajara del umbral de funcionamiento previsto, existen 2 alarmas que se disparan de forma automática.

Corte por soplado: principio de funcionamiento

Inicialmente, los contactos principales fijos y los móviles están cerrados.

- Precompresión:

Quando los contactos fijos y móviles empiezan a separarse, el pistón comprime ligeramente el gas SF₆ dentro de la cámara de presión.

- Fase de arco:

El arco salta entre los contactos mientras el pistón continua su movimiento.

Una pequeña cantidad de gas SF₆ pasa a través de la boquilla del interruptor, siendo inyectada hacia el arco.

Para el corte de las corrientes de baja intensidad, el arco es refrigerado mediante convección forzada.

Sin embargo, para las corrientes altas, la expansión térmica provoca que los gases calientes, se desplacen hacia las zonas más frías dentro del polo del interruptor.

A medida que los contactos se separan, la longitud del arco aumenta, de manera que gracias a las propiedades dieléctricas del

gas SF₆, cuando el contacto móvil llega al punto cero, el corte del arco queda asegurado.

- Barrido final:

Los componentes móviles terminan su desplazamiento y la inyección de gas frío continúa hasta que los contactos están totalmente abiertos.

Características generales

- Tensión nominal (kV): 24
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (kV eficaces): 50
- Nivel de aislamiento a onda de choque (kV cresta): 125
- Intensidad nominal(A): 1250
- Intensidad nominal de corte de cortocircuito (kA): 25
- Capacidad de cierre en cortocircuito (kA): 63
- Intensidad admisible de corta duración (3s) (kA): 25
- Capacidad de corte de la corriente capacitiva a la intensidad nominal (A): 875
- Secuencia nominal de operación: O-0,3s-CO-15s-CO
- Tiempo aproximado de operación (ms):
 - o Apertura: 50
 - o Corte: 65
 - o Cierre: 70

Programaremos el interruptor automático con un tiempo de corte de 0,4 segundos.

8.3.2.7 Mando del interruptor automático

La velocidad de apertura y cierre de los contactos de los interruptores automáticos utilizados en las celdas tipo CBGS-1 es independiente de la actuación del operario.

El mecanismo eléctrico de operación es siempre motorizado para su telemando y permite ciclos rápidos de reenganche.

En las celdas tipo CBGS-1, todos los mecanismos del mando están situados fuera de la cuba de SF6.

Por otro lado, el mantenimiento de este tipo de mandos es muy reducido, al utilizar componentes auto-lubricados.

Composición del mando

- Conjunto de muelles que almacenan la energía necesaria para las maniobras de apertura y cierre.
- Sistema manual de carga de muelles.
- Dispositivo eléctrico y motorizado de carga de muelles, que recarga los muelles de forma automática, en menos de 5 segundos tras el cierre de los contactos principales del interruptor.
- Pulsador de apertura con candado en el panel frontal (opcional).
- Pulsador de cierre, con candado en el panel frontal (opcional).
- Sistema eléctrico provisto de:
 - o Bobina de cierre.
 - o Relé de anti-bombeo.
 - o Bobina de disparo (simple o doble).
 - o Bobina de mínima tensión.

- Contador de maniobras.
- Contacto de señalización de carga de muelles.
- Contactos de señalización de finalización de carga de muelles.
- Indicador mecánico de posición de apertura o cierre.
- Indicador mecánico de señalización de la carga de los muelles.
- Cerradura (opcional) para enclavamiento en abierto del interruptor.

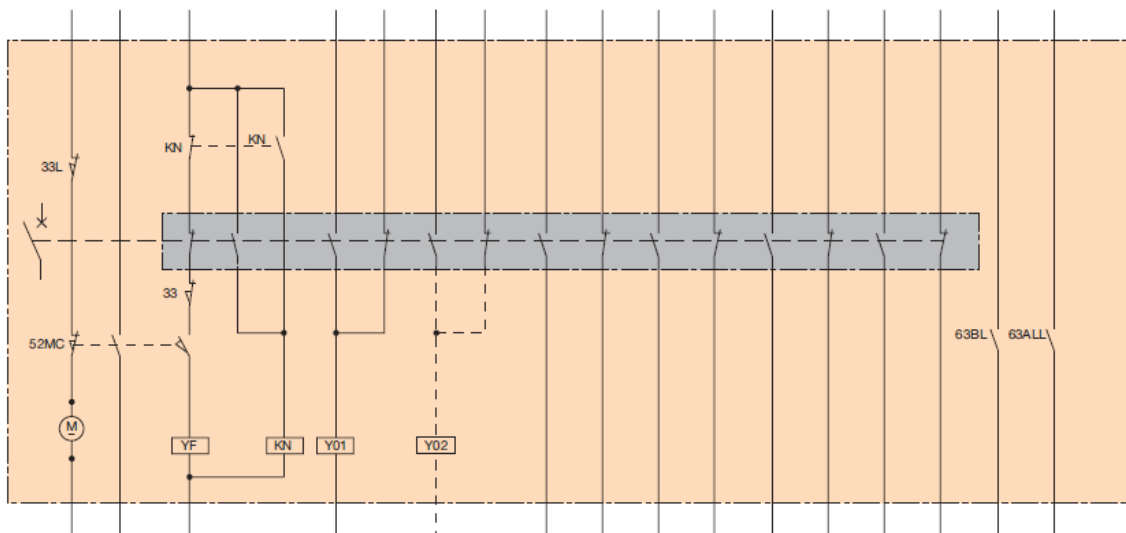
Contactos auxiliares

El mando está equipado con un bloque de 14 cc.aa. como mínimo. El número de contactos disponibles, depende de la composición del mecanismo de operación y de las opciones elegidas. En cualquier caso, siempre habrá al menos 3 contactos A/C en el bornero del cajón de BT de la celda, para la salida de las señales.

Características de contactos auxiliares

- Intensidad nominal: 10 A.
- Capacidad de corte:
 - o CA: 10 A con 220 Vca (factor de potencia $\geq 0,3$).
 - o CC: 1,5 A con 110 ó 220 Vcc ($L/R \leq 0.01$ s).

Diagrama auxiliar



M: Motor de carga de muelles.

YF: Bobina de cierre.

KN: Relé de anti-bombeo.

Y01: Bobina de disparo.

Y02: Segunda de disparo (opcional).

33: Contacto de permiso mecánico al cierre.

33L: Contacto bloqueo motor carga de muelles durante la carga manual.

52MC: Contacto final de carga de muelle.

63BL: Presostato de disparo.

63ALL: Presostato de alarma por baja presión.

8.3.2.8 Seccionador

La arquitectura de los interruptores-seccionadores utilizados en las celdas CBGS-1 es de tipo 3 posiciones, abierto/cerrado/puesto a tierra.

Características del seccionador de 3 posiciones

Cumple con los requerimientos de la norma CEI 60129 (62271-102) para los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.

Capacidad de cierre contra cortocircuito a través del interruptor automático (seccionador y seccionador de puesta a tierra).

Intensidades de paso:

630 / 1250 / 1600 / 2000 A

Siendo nuestra elección el seccionador de 630 A.

Existe la posibilidad de la colocación de un seccionador de cables en la parte trasera de la celda; solo para la opción de 630 A de derivación.

Diseño compacto y dimensiones muy reducidas. Señalización de posición fiable (sin varillas de reenvío).

Eje de giro-accionamiento único para el seccionador y seccionador de puesta a tierra.

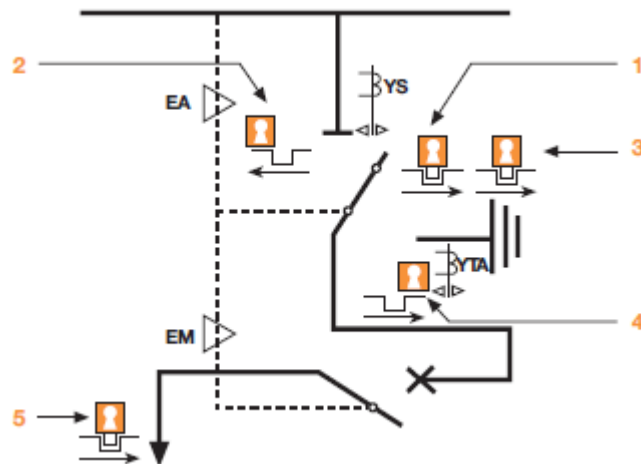
Para actuar sobre el seccionador de puesta a tierra seguido del seccionador se debe sacar la palanca y volverla a introducir. Son maniobras totalmente independientes. Como opción se puede incluir la motorización de los seccionadores (no aconsejable en la opción de simple barra).

Funcionamiento y enclavamientos

Operación manual mediante palanca de accionamiento o motorizada.

La palanca de accionamiento no puede ser extraída de la ranura, hasta que la maniobra no ha sido totalmente finalizada.

El interruptor automático no puede ser cerrado, hasta después de haber retirado la palanca de accionamiento (posiciones extremas del seccionador).



Cerraduras de bloqueo:

- 1: Seccionador en abierto.
- 2: Seccionador en cerrado.
- 3: Puesta a tierra en abierto.
- 4: Puesta a tierra en cerrado.
- 5: Tierra de cables.

Electroimanes de bloqueo:

- YS: Seccionador
YTA Puesta a tierra.

La arquitectura de los interruptores-seccionadores utilizados en las celdas CBGS-1 es de tipo 3 posiciones, abierto/cerrado/puesto a tierra, que por diseño elimina la posibilidad de realizar falsas maniobras.

La técnica de corte empleada es el soplado auto-neumático. Este soplado de gas SF₆ hacia la zona de separación de los contactos, se produce solamente como consecuencia, del movimiento horizontal a muy alta velocidad de la cámara del interruptor dentro de la cuba de gas, sin que exista aportación adicional de SF₆.

Cumple con los requerimientos de las normas CEI 60265-1 (62271-103) y CEI 60129 (62271-102) para los interruptores-seccionadores y seccionadores:

- Función interruptor:
 - o Capacidad de corte: ...400A (24kV)
 - o Capacidad de cierre contra cortocircuito: ...40kA

- Función seccionador de puesta a tierra:
 - o Capacidad de cierre contra cortocircuito: ...40kA

Características y alojamiento de los fusibles

En las celdas CBGS-1, los 3 porta fusibles individuales están situados fuera de la cuba de SF₆, en posición horizontal, todos a la misma altura.

Los fusibles a instalar deben cumplir con la norma CEI 60282-1.

Sustitución de los fusibles

Cuando la eliminación de un defecto se traduce en la fusión de uno (o dos) fusibles, a menudo las características de los fusibles que permanecen aparentemente intactos, están realmente debilitadas por la acción del cortocircuito. Un retorno al servicio en estas condiciones, entrañaría un alto riesgo de fusión intempestiva con sobreintensidades muy débiles. Por ello, se recomienda reemplazar los 3 fusibles, conforme a lo indicado en la norma CEI 60282-1.

Funcionamiento y enclavamientos

Todas las maniobras de apertura y cierre (tripolar en todos los casos), pueden ser realizadas mediante palanca, siendo siempre (a excepción de en la apertura del seccionador de puesta a tierra) la velocidad de actuación independiente del operario.

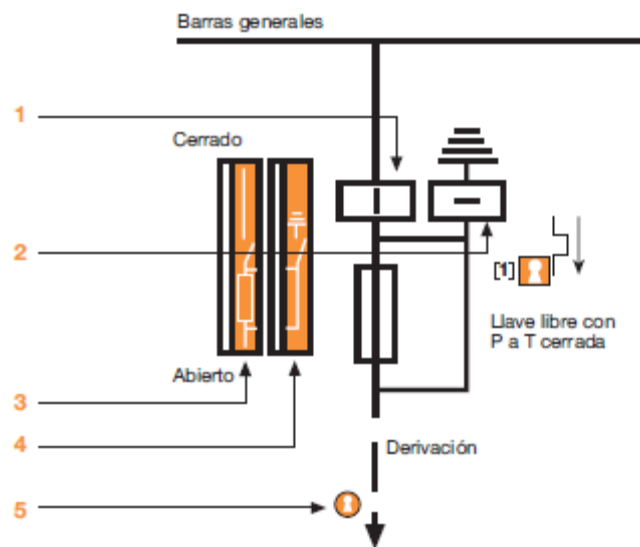
En las operaciones del interruptor-seccionador y seccionador de puesta a tierra, la palanca no puede ser extraída hasta la finalización de la maniobra.

La puesta a tierra del interruptor-seccionador, esta siempre enclavada con el acceso al compartimiento de cables y/o fusibles, de manera que la tapa de este compartimiento no puede ser abierta hasta que la puesta a tierra no esté cerrada. En esta situación, además, la llave de la cerradura de enclavamiento queda liberada.

Como medida adicional de seguridad, la puesta a tierra se realiza en los dos lados del fusible.

Opcionalmente está disponible la solución de fusibles combinados con interruptor.

Las celdas CBGS-1 provistas de interruptor-seccionador combinado con fusibles cumplen los requerimientos de la norma CEI 60420 (62271-105).



Indicadores de posición:

- 1: Seccionador
- 2: Seccionador puesta a tierra

Ranuras de accionamiento por palanca

- 3: Seccionador
- 4: Seccionador puesta a tierra

5: Enclavamiento por clavadura

8.3.2.9 Normas ERZ Endesa para elección de TT's y TI's

La norma descrita por ERZ Endesa para la elección de aparatos de medida y protección, con título, "Protección con relés indirectos de sobreintensidad en suministros a clientes en alta tensión con centro de transformación propio hasta 30 kV", con el número de identificación 600009.2 de Marzo de 97.

Objetivo

La presente norma tiene por objetivo establecer las características y condiciones de instalación de los elementos integrantes del sistema de protección contra sobrecargas, cortocircuitos y faltas a tierra, mediante relés indirectos, en suministros a clientes en alta tensión con centros de transformación propios, para tensiones nominales de red hasta 30 kV.

Criterios generales para la medida y protección

Para la medida y protección se instalaran en el centro de Transformación de cliente los siguientes elementos:

- Como transformadores de medida y protección:
 - o Tres transformadores de intensidad con su correspondiente caja de formación de intensidades (CFI) precintable.
 - o Tres transformadores de tensión con su correspondiente caja de formación de tensiones (CFT) precintable, con indicación exterior de disparo del interruptor magnetotérmico del triángulo abierto (98Z).
 - o Un transformador de intensidad toroidal abrible.
- Como protecciones:
 - o Un relé de sobreintensidad para faltas entre fases (2-3 fases) con elemento instantáneo.
 - o Un relé de sobre intensidad direccional para faltas a tierra.
- Se instalará igualmente un equipo de corriente continua (batería de corriente continua y rectificador), con el cual se alimentarán:
 - o Los relés de protección.
 - o Las bobinas del interruptor general de media tensión (conexión y disparo).

La tensión nominal del equipo de corriente continua, será la adecuada a la de los equipos de protección y bobinas de accionamiento del interruptor. La capacidad de la batería será tal, que en ausencia de corriente alterna, permita hacer frente al consumo permanente de los equipos alimentados y realizar tres ciclos de "disparo-cierre" del interruptor, separados por intervalos de un minuto.

Podrán instalarse protecciones que tomen la energía para su funcionamiento de los propios transformadores de medida y protección, siempre que se asegure el funcionamiento descrito en el párrafo anterior.

Características técnicas de los equipos

- Transformadores de intensidad:
 - o Intensidad primaria: según suministro
 - o Intensidad secundarias:
 - Devanado de medida: 5 A
 - Potencia de precisión: 15 VA
 - Clase: 0,5 S
 - Devanado de protección: 5 A
 - Potencia de precisión: 30 VA
 - Clase 5P10
- Transformadores de tensión:
 - o Para conexión en estrella con el neutro puesto a tierra
 - Tensión primaria: según suministro / $\sqrt{3}$ V
 - Tensión secundarias:
 - Devanado de medida: 110 / $\sqrt{3}$ V
 - Potencia de precisión: 50 VA
 - Clase: 0,5
 - Devanado de protección: 110 / $\sqrt{3}$ V
 - Potencia de precisión: 50 VA
 - Clase: 3P
- Transformador toroidal:
 - o Abrible, para detección de la corriente homopolar:
 - Intensidad primaria: 20 A
 - Intensidad secundaria: 1 A
 - Impedancia de carga nominal: 0,3 Ω

- Error para $0,1 I_n \div I_n$: $< 10\%$
 - Error para $0,05 I_n$: $< 15\%$
 - Error para $5 I_n$: $< 10\%$
 - Intensidad térmica nominal: 4,4 kA eff.
 - Intensidad dinámica nominal: 10 kA cresta
 - Tensión de servicio: 0,6 kV
 - Diámetro interior mínimos: 105 mm
- Relés de fase (50 - 51)
 - o Rangos:
 - Función 50: $5 \div 50$ A
 - Función 51: $1,5 \div 6$ A
 - o Curvas: Familia ANSI
 - Relé de neutro sensible direccional (67N)
 - o Rangos:
 - $5 \div 50$ mA
 - $6 \div 60$ V – 50 Hz
 - $0,05 \div 5$ s
 - o Tensión máxima de permanencia (triángulo abierto): 220V – 50Hz.

Condiciones de instalación

Los conductores procedentes de los transformadores de medida y protección, irán directamente a las correspondientes cajas de formación (CFI y CFT) que se colocarán lo más próximas posible de los citados transformadores.

De estas cajas, los cables irán al cuadro de control donde estén ubicados los relés de protección.

Las secciones de los conductores cumplirán con las normas ERZ-050008, y como mínimo tendrán las secciones indicadas en los esquemas adjuntos.

El tarado de los relés deberá ser supervisado por ERZ, que tras el estudio de selectividad con el resto de protecciones de la Compañía, autorizará su ajuste en los equipos, o bien dará nuevos valores.

8.3.2.10 Transformador de intensidad

Características generales

- Arquitectura
 - o Toroidal.
- En el tipo A: Sin piezas de resina colada sometidas a cargas dieléctricas.
- Según normas CEI 60185.

Tabla de características

- Tensión máxima de funcionamiento: 0.72 kW
- Tensión alterna nominal soportable: 3 kV / 1 min
- Frecuencia nominal de funcionamiento: 50 / 60 Hz

- Intensidades térmicas:
 - o Permanente (valor máximo): $1,2xI_n$
 - o Nominal de corta duración (3s): 25 kA
- Intensidades nominales:
 - o Dinámica: 25 x I. térmica
 - o Primario:
 - Celdas de protección transformador: 600-800 A
 - Resto de celdas: 200-400 A
 - o Secundario: 5 A
- Posibilidad de conmutación en el secundario:
 - o Desde: 100 – 200 A
 - o Hasta: 800 – 1600 A
- Datos del núcleo dependientes del primario: Máx. 3 núcleos
 - o Núcleo de medida:
 - Potencia: 15 VA
 - Clase: 0,5
 - Factor de sobreintensidad: FS5
 - o Núcleo de protección:
 - Potencia: 30 VA
 - Clase: 5
 - Factor de sobreintensidad: P10
- Dimensiones:
 - o Diámetros interior:
 - Min: 60 mm
 - Max: 205 mm

- Altura útil máxima:
 - Min: 130 mm
 - Max: 225 mm
- Temperatura ambiente de funcionamiento: -5 °C / + 40 °C
- Clase de aislamiento: E

Tabla de características para la protección neutro aislado

- Tensión máxima de funcionamiento: 0.72 kW
- Tensión alterna nominal soportable: 3 kV / 1 min
- Frecuencia nominal de funcionamiento: 50 / 60 Hz
- Intensidades térmicas:
 - Permanente (valor máximo): $1,2xI_n$
 - Nominal de corta duración (3s): 25 kA
- Intensidades nominales:
 - Dinámica: 25 x I. térmica
 - Primario: 200-400 A
 - Secundario: 1 A
- Posibilidad de conmutación en el secundario:
 - Desde: 100 – 200 A
 - Hasta: 800 – 1600 A
- Datos del núcleo dependientes del primario: Máx. 3 núcleos
 - Núcleo de medida:
 - Potencia: 15 VA
 - Clase: 0,5
 - Factor de sobreintensidad: FS5
 - Núcleo de protección:
 - Potencia: 30 VA
 - Clase: 5
 - Factor de sobreintensidad: P10
- Dimensiones:
 - Diámetros interior:
 - Min: 60 mm
 - Max: 205 mm
 - Altura útil máxima:
 - Min: 130 mm
 - Max: 225 mm
- Temperatura ambiente de funcionamiento: -5 °C / + 40 °C
- Clase de aislamiento: E

8.3.2.11 Transformador de tensión

Características generales

- Funcionamiento inductivo
- Arquitectura
 - o Embridada en cuba SF6
- Protección contra contactos involuntarios mediante blindaje metálico apantallado exteriormente.
- Aislamiento mediante resina colada.
- Según normas CEI 60186.

Tabla características

- Tensión nominal (U_n): $17,5 / \sqrt{3}$ kV
- Tensión alterna nominal soportable en el primario: $1,2 \times U_n$
- Factor nominal de tensión ($U_n / 8$ h): 2,5
- Tensión en el secundario: $110 / \sqrt{3}$ V
- Intensidad térmica límite (devanado de medición): 8 A
- Intensidad nominal de larga duración (8 h): 5 A
- Potencia: 50 VA
- Clase 0,5-3P

8.3.2.12 Embarrado general

Embarrado completamente segregado, consiguiéndose su continuidad a través de unas placas pasabarras.

Es posible retirar celdas intermedias de un conjunto, de manera que no sea necesario mover las contiguas.

Compartimiento de barras estanco, utilizando SF6 como elemento de aislamiento.

En el compartimiento de barras se encuentra el seccionador de 3 posiciones (cerrado/abierto/P. a T.).

Estándar 2 posiciones en celdas de acoplamiento y remonte.

El conjunto se compone de tres barras conductoras de cobre independientes.

8.3.2.13 Ampliación de celdas

La ampliación de un conjunto de celdas CBGS-1 se puede realizar de forma rápida y sencilla por ambos extremos del embarrado, existiendo la posibilidad de ampliación en tensión (caso de doble barra). Estas ampliaciones en tensión se llevaran a cabo en casos que sea estrictamente necesario y no exista otra opción.

Es posible retirar celdas intermedias de un conjunto, de manera que no sea necesario retirar las contiguas.

8.3.3 Cables

8.3.3.1 Cables aéreos AT

Los cables elegidos son del fabricante NEXANS, teniendo las siguientes características:

Cables de Aluminio Desnudo con Alma de Acero - CAA (Serie KCMIL)

- Conductor formado por un alma de acero y coronas de hilos de aluminio.
- Descripción: El uso de aluminio como material para conductores eléctricos tiene un gran desarrollo principalmente por sus propiedades eléctricas. No obstante, los conductores de aluminio para la mayoría de las líneas de transmisión con vanos largos, necesitan de un refuerzo mecánico adicional. Para reforzar el conductor, se usan hilos de acero galvanizado en el alma de los cables CAA.
- Aplicaciones: Se usa mucho en líneas de transmisión aéreas, así como en líneas de distribución primaria y secundaria.
- Construcción: El cable CAA es un conductor trenzado con céntricamente con una o más coronas de hilos de aluminio 1350-H19 sobre el alma de acero. El alma puede ser hilo sólido o trenzado dependiendo del diámetro. El hilo de acero está disponible en los tipos galvanizado A y B.

El cable CAA cumple los requisitos eléctricos y mecánicos de las líneas de transmisión o distribución, por ello puede proporcionar un proyecto apropiado que combine la cantidad de hilos de aluminio y de hilos de acero.

- Características:
 - o Características de la construcción:
 - Tipo del conductor: Circular, trenzado.
 - Material del conductor: Aluminio/Alma de acero

- Características mecánicas:
 - Dureza: 1350-H19

8.3.3.2 Cables subterráneos MT

Los cables elegidos son del fabricante PRYSMIAN, teniendo las siguientes características:

Cable AL VOLTALENE-H HYDROCATCHER 12/20 kV.

- Tipo: RHZ1-OL
- Tensión nominal: 12/20 kV
- Norma: UNE HD 620-5E
- Composición:
 - Conductor: Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio. Según la norma UNE EN 60228, clase 2.
 - Semiconductora interna: Capa extrusionada de material conductor.
 - Aislamiento: Polietileno reticulado, XLPE.
 - Semiconductora externa: Capa extrusionada de material conductor, separable en frío.
 - Pantalla metálica: Hilos de cobre en hélice. Sección total 16 mm².
 - Protección longitudinal al agua: Cordones hinchables.
 - Cubierta exterior: Poliolefina termoplástica, Z1 VEMEX, color rojo.
- Datos técnicos:
 - Tensión nominal simple, U₀: 12 kV.
 - Tensión nominal entre fases, U: 20 kV.
 - Tensión máxima entre fases, U_m: 24 kV.
 - Tensión a impulsos, U_p: 125 kVp.
 - Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente: 90 °C.
 - Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito: 250 °C.

Conductor

Los conductores de los cables están constituidos por cerdas redondas compactas de cobre recocido o de aluminio. La compactación se efectúa por un método patentado que permite obtener superficies más lisas y diámetros de cuerda menos que los de las cuerdas normales de igual sección.

Capa semiconductor interna

En estos cables el conductor va recubierto de una capa semiconductor, cuya función es doble:

- Impedir la ionización del aire que, en otro caso, se encontraría entre el conductor metálico y el material aislante (efecto corona). La capa semiconductor forma cuerpo único con el aislante y no se separa del mismo ni aún con las dobladuras a que el cable pueda someterse, constituyendo la verdadera superficie equipotencial del conductor. Los eventuales espacios de aire quedan bajo superficie y, por lo tanto, fuera de la acción eléctrico.
- Mejorar la distribución del campo eléctrico en la superficie del conductor. Dicha capa, gracias a su conductividad, convierte en cilíndrica y lisa la superficie del conductor, ya que puede concebirse como parte integrante del mismo, eliminando así los posibles focos de gran sollicitación eléctrica en el aislamiento.

Aislamiento

El aislamiento de los cables VOLTALENE está constituido por polietileno químicamente reticulado. Dicho aislante es un material termoestable que presenta buena rigidez dieléctrica, bajo factor de pérdidas y una excelente resistencia de aislamiento.

La excelente estabilidad térmica del polietileno reticulado le capacita para admitir en régimen permanente temperaturas de trabajo en el conductor de hasta 90 °C, tolerando temperaturas de cortocircuito de 250 °C. La marcada estabilidad al envejecimiento, la elevada resistencia a los agentes químicos y la tenacidad mecánica, son las propiedades más destacadas que hacen del polietileno químicamente reticulado un material apropiado para el aislante de cables.

El polietileno reticulado responde a todas las exigencias que se especifican en las principales Normas de uso, en particular, la Norma Internacional IEC 60502.

Pantalla sobre el aislamiento

Capa semiconductor externa

La pantalla está construida por una envolvente metálica (cintas de cobre, hilos de cobre, etc.) aplicada sobre una capa semiconductor externa, la cual, a su vez, se ha colocado previamente sobre el aislamiento con el mismo propósito con que se coloca la capa semiconductor interna sobre el conductor.

La capa semiconductor externa está formada por una mezcla extrusionada y reticulada de características químicas semejantes a la del aislamiento, pero de baja resistencia eléctrica.

Triple extrusión

Respecto al proceso de fabricación, cabe indicar que al aplicación de la capa semiconductor sobre el conductor, el aislamiento y la capa semiconductor sobre el aislamiento, se realiza en una sola operación. Dicho proceso de fabricación se denomina Triple Extrusión. Este procedimiento es el más adecuado ya que impide la incrustación de cuerpos extraños entre el aislamiento y capas conductoras, y dadas las características de los materiales utilizados en la confección de dichas mezclas, se suprime el riesgo de ionización en la interfase.

Pantalla metálica

Las pantallas desempeñan distintas misiones, entre las que destacan:

- Confinar el campo eléctrico en el interior del cable.
- Lograr una distribución simétrica y radial del esfuerzo eléctrico en el seno del aislamiento.
- Limitar la influencia mutua entre cables eléctricos.
- Evitar, o al menos reducir, el peligro de electrocuciones.

En los cables que vamos a instalar, tienen una protección contra la humedad, en la cual describimos a continuación:

En cables donde se desee evitar la penetración de humedad en el aislamiento, consiste en aplicar una cinta de cobre longitudinalmente, solapada y sellada. Esta cinta se adhiere fuertemente a la cubierta exterior. Si la sección de cobre proporciona esta cinta no es suficiente para transportar la intensidad de cortocircuito requerida, la cinta se coloca sobre una corona de hilos de cobre de sección adecuada.

Identificación de las almas

Para la identificación de las almas en los cables tripolares se utilizan tiras de distinto color (amarillo, verde y marrón) aplicadas en sentido longitudinal entre la capa conductora externa y la pantalla metálica.

Rellenos

En los cables tripolares, los conductores aislados y apantallados se cablean. Para dar forma cilíndrica al conjunto se aplica un relleno, y eventualmente una capa, extruidos, de un material apropiado que pueda ser fácilmente eliminado cuando hay que confeccionar empalmes o terminales.

Protecciones externas

De acuerdo con las prescripciones de la Norma IEC 60502, cuando la pantalla y la armadura están constituidas por materiales diferentes, deberán estar separadas por una cubierta estanca extruida. La calidad del material debe ser adecuada para la temperatura de trabajo del cable y sus características quedan definidas en la Norma citada.

Armadura

La armadura sume las diversas funciones entre las que cabe distinguir:

- Refuerzo mecánico, aconsejable según la forma de instalación y utilización.
- Pantalla eléctrica antiaccidentística.
- Barrera de protección contra roedores, insectos o larvas.

Los tipos de armadura son los siguientes:

Para cables tripolares:

- Dos flejes de hierro (tipo F).
- Una corona de alambres de acero (tipo M).

Para cables unipolares:

- Dos flejes de aluminio y sus aleaciones (tipo FA).
- Una corona de alambres de aluminio y sus aleaciones (tipo MA).

Cubierta exterior

Al ser las cubiertas una mezcla termoplástica, tienen a endurecerse a temperaturas inferiores a 0 °C, aun cuando conservan cierta flexibilidad a temperaturas hasta -30 °C para la cubierta AFUMEZ (cubierta con la que recubriremos los cables de las celdas de 15 kV) y la VEMEX (cubierta instalada en las zanjas de nuestra instalación). La única precaución a considerar es que las operaciones de tendido de los cables no deben realizarse a temperaturas inferiores a 0 °C. Si un cable está fijo y no está sometido a golpes y vibraciones puede soportar sin daño temperaturas de -50 °C.

Cubierta VEMEX:

- Mayor resistencia a la absorción del agua.
- Mayor resistencia al rozamiento y a la abrasión.
- Mayor resistencia a los golpes.
- Mayor resistencia al desgarro.
- Mayor facilidad de instalación en tramos tubulares.
- Mayor seguridad en el motaje.

Cubierta AFUMEZ:

- No propagadores de la llama, según UNE EN 50265-2-1.
- No propagadores del incendio, según UNE EN 50266-2-4.
- Baja emisión de humos opacos, según UNE EN 50268.
- Baja emisión de gases tóxicos, según NES 713 y NFC 20454.
- Libre de halógenos, según UNE EN 50267-2-1.
- Baja corrosividad de los humos, según UNE EN 50267-2-3.

8.3.3.3 Cables subterráneos BT

Los cables elegidos son del fabricante PRYSMIAN, teniendo las siguientes características:

Cable AL VOLTALENE FLAMEX (S)

- Designación: AL XZ1 (S)
- Tensión nominal: 0,6/1 kV
- Norma: UNE HD 603-5X-1
- Características del cable:
 - o No propagación de la llama.
 - o Baja emisión de humos opacos.
 - o Libre de halógenos.
 - o Nula emisión de gases corrosivos.
 - o Resistencia a la absorción de agua.
 - o Resistencia al frío.
 - o Resistencia a los rayos ultravioleta.
 - o Resistencia a los agentes químicos.
 - o Resistencia a las grasas y aceites.
 - o Resistencia a los golpes.
- Descripción:
 - o Conductor:
 - Metal: Aluminio
 - Flexibilidad: Rígido, clase 2, según UNE EN 60228.
 - Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio permanente, 250°C en cortocircuito.
 - o Aislamiento: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3, según HD 603-1.
 - o Cubierta:
 - Material: Mezcla especial cero halógenos, tipo Flamex DM01, según UNE HD 603-5.
 - Color: Negro.

8.3.4 Automatización de la subestación.

La Automatización de Subestaciones consiste básicamente en la aplicación de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) que, utilizando microprocesadores, permiten controlar, proteger y monitorizar el sistema eléctrico de potencia y sus subestaciones.

Su implantación se basa en sistemas de comunicaciones muy fiables que permiten operar el sistema de una manera totalmente nueva sobre la base de la información, facilitando respuestas en tiempo real a los eventos acaecidos en la red, y apoyando la planificación y la gestión de los activos.

Aplicando el principio general de que las funciones se asientan en el nivel en el que se dispone de la información suficiente para su ejecución y toma de decisiones, la Automatización de Subestaciones, desde un punto de vista lógico, divide los sistemas en tres niveles:

- Nivel de proceso: es el nivel más bajo, en el que se sitúan los sensores, transformadores de intensidad y de tensión principalmente, y los dispositivos de actuación (interruptores y seccionadores) necesarios para la monitorización y operación de la subestación.
- Nivel de posición: es el nivel intermedio, en el que se sitúan los equipos de protección y control. Estos equipos protegen y controlan la posición en la que están colocados y pueden, también, incluir funcionalidades relacionadas con la operación de otras posiciones (por ejemplo, interbloqueos). Además, disponen de enlaces de comunicación serie con los equipos del nivel de subestación.
- Nivel de subestación: es el nivel superior dentro de la subestación, donde se sitúan las consolas locales (HMI) y las unidades centrales de subestación (UCS/Gateway) que se conectan con los centros de control (SCADA).

Norma IEC 61850:

La norma IEC 61850 empezó su desarrollo con la intención de lograr una solución global y abierta para la Automatización de Subestaciones. Haciendo uso de la experiencia acumulada en normas internacionales ya existentes, teniendo en cuenta los requisitos de los usuarios y ocupándose también de la

ingeniería de los sistemas, se ha generado el nuevo estándar de comunicaciones.

Objetivos de la norma:

- *Permitir conectar dispositivos de diferentes fabricantes.*

Una de las mayores ventajas que tiene la utilización del IEC61850 es la interoperabilidad entre los dispositivos de diferentes fabricantes, entendiéndose ésta como la capacidad de dos o más IEDs de uno o varios fabricantes para intercambiar información y utilizarla para realizar sus funciones de forma cooperativa. Para ello se ha definido un dominio específico con modelos de datos y servicios normalizados, de forma que los IEDs son capaces de comprender la información procedente de otros equipos y de realizar funciones en común, aunque estén distribuidas en varios dispositivos físicos, mientras están conectados a una misma red con un mismo protocolo.

- *Validez para las instalaciones presentes y futuras.*

IEC61850 proporciona ventajas tanto a la hora de renovar o ampliar subestaciones como en las de nuevo diseño. Es sencillo añadir nuevas funcionalidades durante el proceso de renovación de una instalación haciendo uso de las nuevas herramientas disponibles. Mediante la utilización de "gateways" es posible que equipos "no IEC61850" puedan ser vistos por el sistema como IEDs "compatibles IEC61850".

- *Flexibilidad ante las diferentes arquitecturas de los Sistemas de Automatización.*

Permite la libre asignación de funciones a los dispositivos (IEDs) y, por tanto, soporta cualquier arquitectura de automatización de subestaciones ("centralizada" o "descentralizada", por ejemplo), así como diferentes enfoques de integración o distribución de funciones.

- *Capacidad de combinar las tecnologías de comunicaciones presentes y futuras con las aplicaciones existentes, garantizando su estabilidad a largo plazo.*

La norma IEC61850 separa las aplicaciones de las tecnologías de comunicaciones. Esto hace posible beneficiarse de las ventajas de la evolución

de dichas tecnologías, salvaguardando la información y las aplicaciones que ya satisfacen las necesidades del usuario y permitiendo evolucionar ante nuevos requisitos del sistema.

- *Reducción de plazos y costes del proceso de ingeniería y puesta en marcha de las subestaciones.*

La norma, en su parte 6, establece un lenguaje de descripción de configuración de subestaciones denominado SCL (Substation Configuration description Language) que incorpora descripciones formales de las capacidades de los IEDs, de la arquitectura de la subestación, de la estructura de comunicaciones y de la interacción con la aparamenta de la subestación. Facilita también un proceso de ingeniería estandarizado, proporcionando los medios para intercambiar datos de configuración entre herramientas de ingeniería. El proceso de ingeniería resulta más eficiente y se simplifica tanto el mantenimiento como la ampliación de los sistemas de automatización de subestaciones.

- *Ventajas y soluciones*

No cabe duda que la utilización del estándar IEC61850 presenta importantes ventajas frente a las soluciones convencionales:

Aumenta la eficiencia gracias a la interoperabilidad entre IEDs y a las herramientas basadas en SCL que ayudan a optimizar soluciones. Además, el intercambio de datos punto a punto que hace uso de los enlaces de comunicaciones estandarizados permite reducir el cableado al mínimo.

Proporciona una gran flexibilidad, dando soporte a cualquier arquitectura física o funcional así como a futuras ampliaciones. De nuevo, la interoperabilidad de los dispositivos, así como el modelo de datos orientado a objetos y la comunicación basada en Ethernet, conforma el soporte de dicha flexibilidad.

Constituye una inversión rentable y de futuro: los sistemas de Automatización de Subestaciones se podrán beneficiar de la evolución de las comunicaciones sin que ello suponga necesariamente cambios en la aplicación y en los datos, ya que el lenguaje SCL y las reglas para extender el sistema y la funcionalidad garantizan un fácil mantenimiento y la interoperabilidad a lo largo del tiempo.

8.3.4.1 Sistema de mando, medida, protección y control

Para la instalación proyectada, se plantea un sistema integrado de mando, medida, protección y control, constituido a base de UCP (unidades de control de posición) cuyas funciones de protección se completan con relés independientes.

La captación de señales de tensión e intensidad se realiza a través de las UCP, al igual que la señalización de aparamenta y alarmas asociadas.

Las UCP y el resto de protecciones asociadas al nivel de 45 kV, se instalan en los cuadros de control correspondientes. Las UCP y resto de protecciones asociadas al nivel de 15 kV se instalan en el cajón de control de las propias cabinas de 15 kV.

Los armarios son de apertura frontal a través de dos puertas superpuestas, la primera de metacrilato transparente y la segunda formada por un bastidor metálico móvil para alojar racks de 19". Esta última soporta los relés de protección y los equipos de mando integrado en los que aparece el sinóptico de cada posición alarmas y medidas de la misma. Así mismo aloja los interruptores magnetotérmicos correspondientes a cada posición.

El resto de equipos (relés auxiliares, bornas, etc...) irán montados en la placa de fondo de armario sobre perfiles normalizados.

El cableado de los armarios de protección y control se realiza mediante hilo flexible de cobre, no propagador de llama, de secciones 1,5 mm² y 2,5 mm².

Los cables discurren por el interior de canaletas, con aperturas laterales para salidas de cable y tapas extraíbles. Cada punta de cable tendrá el terminal correspondiente, debidamente rotulado.

Las interconexiones de los diferentes armarios con la aparamenta se realizan mediante bornas seccionables, instaladas en el fondo del armario correspondiente, debidamente rotuladas, a través cables multiconductores apantallados, de 0,6/1kV de aislamiento, no propagadores de llama y libres de halógenos.

Funciones de protección

Para cada una de las posiciones que componen la instalación, se enumeran a continuación las funciones de protección requeridas:

- LÍNEA 45 Kv:
 - Protección de máxima y mínima frecuencia (81m, 81M)
 - Protección de mínima/máxima tensión (27/59)
 - Protección de máxima tensión homopolar (64)
 - Protección de sobreintensidad direccional de fases y neutro (3x67+67N)
 - Protección de máxima potencia (32)
 - Imagen térmica de cable (49).
 - Supervisión de circuitos de disparo (3)

- TRANSFORMADOR 45/15 kV:
 - Lado AT:
 - Supervisión de circuitos de disparo (3)
 - Sobreintensidad de fases y neutro (3x50/51+50N/51N)

 - Lado MT:
 - Sobreintensidad de fases (50-51)
 - Supervisión de circuitos de disparo (3)
 - Protección diferencial (87T)
 - Protecciones de máquina
 - Buchholz
 - Temperatura
 - Sobrepresión
 - Imagen térmica de devanado

- BARRAS 15 kV:
 - Protección de máxima tensión homopolar. (64)

- LINEA 15 kV:
 - Sobreintensidad de fases (50-51)
 - Sobreintensidad direccional de neutro aislado (67Na)
 - Supervisión de circuitos de disparo (3)

8.3.4.2 Protección, control y medida.

Elegiremos una protección multifunción del fabricante ZIV APLICACIONES Y TECNOLOGÍA, S.L., describimos sus cualidades y características a continuación:

Elegimos la protección 7IRV, de dicho fabricante, la cual está conforme a la norma IEC 81650, utilizándose como terminal de protección para líneas eléctricas, transformadores, generadores y alimentadores en general que presenta la más avanzada tecnología y fiabilidad en funciones de protección, control, medida y automatización tanto para distribución eléctrica como para subtransmisión.

- *Funciones de protección:*
 - Sobreintensidad instantánea de fases (2 unidades) (50).
 - Sobreintensidad instantánea de secuencia inversa (2 unidades) (50Q).
 - Sobreintensidad instantánea de tierra (2 unidades) (50N).
 - Sobre intensidad instantánea de neutro sensible con entrada independiente (50Ns).
 - Sobre intensidad de tiempo (inverso/fijo) de fases (3 unidades) (51).
 - Sobreintensidad de tiempo (inverso/fijo) de tierra (3 unidades) (51N).
 - Sobreintensidad de tiempo (inverso/fijo) de neutro sensible, con entrada independiente. (51Ns).
 - Sobreintensidad con frenado de tensión (51V).
 - Direccional de fases (67).
 - Direccional de tierra (67N).
 - Direccional de neutro sensible (67Ns).
 - Direccional de neutro aislado (67Na).
 - Mínima intensidad temporizada de fase (tiempo fijo) (37).
 - Subtensión con medida Fase-Tierra/Fase-Fase, seleccionable (3 unidades) (27).
 - Sobretensión con medida Fase-Tierra/Fase-Fase, seleccionable (3 unidades) (59).
 - Sobretensión de neutro con medida calculada a partir de las tensiones de fase (2 unidades) (59N).
 - Sobretensión de neutro con canal de tensión dedicado (64).
 - Sobretensión de secuencia inversa (desequilibrio V) (47).
 - Sobrefrecuencia (4 unidades) (81M).
 - Subfrecuencia (4 unidades) (81m).

- Derivada de frecuencia (4 unidades) (81D).
 - Reenganchador (79).
 - Función de bloqueo (86).
 - Sincronismo con elementos de tensión, fase y deslizamiento (25).
 - Direccional de potencia activa/reactiva (32P/Q).
 - Unidad térmica (49).
 - Fallo de interruptor (50BF).
 - Secuencia inversa I2/I1 (desequilibrio I) (46).
 - Faltas a tierra restringidas (87N).
 - Salto de vector (78).
-
- *Funciones de control:*
 - Captura de entradas digitales y estados internos.
 - Mando local y remoto con actuaciones sobre el aparellaje por medio de contactos de salida:
 - MMI local por medio de pantalla de cristal líquido que permite la posición y pulsadores de órdenes asociados.
 - Lógicas de entradas / salidas, enclavamientos, jerarquías de mandos y automatismos programables.
 - Comunicaciones para conexión con la Unidad Central de la Subestación o directamente con el Despacho de Maniobras.
-
- *Funciones de medida:*
 - Magnitudes analógicas capturadas por sus entradas: tensiones e intensidades, simples y compuestas.
 - Contenido de armónicos de la intensidad y tensión de la fase A hasta el de 8º orden.
 - Magnitudes de secuencia directa, inversa y homopolar, tanto de tensiones como de intensidades.
 - Potencias calculadas a partir de las magnitudes anteriores: potencia activa, reactiva y aparente.
 - Coseno de φ .
 - Frecuencia.
 - Imagen térmica.
 - Contadores de energía: activa entrante y saliente y reactiva capacitiva e inductiva.

- *Funciones adicionales:*

- Unidad de arranque en frío 8Cold load pick-up).
- Localizador de faltas.
- Lógica de deslastre de cargas por frecuencia.
- Registro de sucesos y anotación programable de medidas.
- Informe de faltas.
- Registro oscilográfico (32m/c).
- Simulador integrado.
- Sincronización horaria.
- 4 tablas de ajustes seleccionables.
- Curvas de actuación seleccionables según normas IEC, IEEE(ANSI) y US.
- Indicadores ópticos programables.
- Estradas digitales configurables (8 a 82).
- Salidas auxiliares configurables (7 a 34).
- Salidas de disparo y cierre.
- Vigilancia de circuitos de disparo y cierre.
- Supervisión de interruptor (kA^2 y máximo número de disparos).
- Nuevo programa de comunicaciones.

- *Comunicaciones:*

De forma estándar, los equipos cuentan con tres protocolos de comunicación simultáneos: PROCOME, MOFBUS y DNP 3.0.

Incorpora un puerto 100 FX (Ethernet en fibra óptica) y uno RJ45, como soportes físicos del protocolo IEC 61850.

Este protocolo permite el intercambio de todo tipo de información tanto entre equipos y las jerarquías superiores. Además, se basa en estándares abiertos aceptados (Ethernet) y soporta la autodescripción.

Puertos:

- Delantero (COM1) com. local.
- Trasero P1 (COM2) com. remota.
- Trasero P2 (COM3) com. remota.

Protocolos:

- PROCOME
- MODBUS

- DNP 3.0
- IEC 61850

Interfaz físico:

- RS232
- USB
- F.O. cristal
- F.O. plástico
- RS232 Full Modem
- RS232-RS485
- 100 FX
- RJ45

Además constatar que el producto tiene una garantía de 10 años.

8.3.4.3 Protección y control de baterías de condensadores.

Elegiremos una protección multifunción del fabricante ZIV APLICACIONES Y TECNOLOGÍA, S.L., describimos sus cualidades y características a continuación:

Elegimos la protección BCV, modelo E, de dicho fabricante, la cual está conforme a la norma IEC 81650.

- *Funciones:*
 - Sobreintensidad de fases (50-51).
 - Sobreintensidad de neutro (50N-51N).
 - Sobreintensidad direccional de neutro aislado (67Na).
 - Sobreintensidad direccional de neutro compensado (67Nc).
 - Sobretensión neutro (64).
 - Sobreintensidad secuencia inversa desequilibrio intensidad (46).
 - Sobreintensidad secuencia inversa desequilibrio tensión (47).
 - Detección de fallo circuito de tensión (60).
 - Mínima tensión (27).
 - Máxima tensión (59).
 - Máxima tensión neutro (59N).
 - Fallo interruptor (50BF).
 - Automatismo con 1 escalón con calendario (I,V,FP,PyQ)
 - Función de bloqueo (86).
 - Detector de descondancia de polos (2).

- *Funciones adicionales:*
 - Vigilancia de los circuitos de maniobra.
 - Supervisión de interruptor (KA2) y excesivo número de disparos.
 - Selección de secuencia de fases.
 - Selección del número de transformadores de tensión.
 - Simulador integrado.
 - Cuatro tablas de ajuste.
 - Unidades de tiempo con curvas seleccionables (IEC y ANSI).
 - Control y monitorización:
 - Display alfanumérico (3/7/8BCV).
 - Dos pulsadores dedicados para Apertura y Cierre de interruptor (modelo 3/8BCV).

- Seis pulsadores configurables para operaciones y/o mando (modelo 3/8BCV).
- Display gráfico y pulsadores dedicados para control (modelo 7BCV).
- Lógica programable.
- Puertos y Protocolos de comunicaciones: ver p. 19.
- Señalizadores ópticos.
- Entradas digitales configurables (desde 8 hasta 44).
- Salidas digitales configurables (desde 6 hasta 24).
- Sincronización horaria (protocolo IRIG-B 003 y 123) o mediante comunicaciones.
- Registro de sucesos e históricos de medidas.
- Registro oscilográfico (Formato COMTRADE 99).
- Supervisión de la tensión de alimentación.
- Programa de comunicaciones.

8.3.4.4 Unidad de central de subestación.

Elegiremos una protección multifunción del fabricante ZIV APLICACIONES Y TECNOLOGÍA, S.L., describimos sus cualidades y características a continuación:

Elegimos la protección CPT, modelo A, de dicho fabricante, la cual está conforme a la norma IEC 81650.

Los equipos CPT están destinados a actuar como Unidades Centrales de Subestación y/o RTU, resolviendo las necesidades de comunicación y tratamiento de datos de los equipos de protección, control y medida que se encuentran en las subestaciones eléctricas.

Su diseño le permite actuar como "cliente", y también como "servidor", en instalaciones con arquitectura de comunicaciones basada en la norma IEC61850, en la cual los equipos de protección, control y medida se interconectan a través de una red Ethernet. El CPT facilita, por tanto, el proceso de migración hacia los más modernos sistemas de automatización de subestaciones, permitiendo la integración de los nuevos estándares de comunicaciones en las instalaciones existentes.

Su función consiste en una unidad central de subestación mas una consola web.

Con las siguientes características:

- Cliente IEC61850 de la subestación, gestionando las comunicaciones con los diferentes equipos de protección, control y medida distribuidos.
- Servidor IEC61850, con su correspondiente modelo de datos y servicios, entre los que se incluyen los GOOSEs.
- Módulo de ejecución de los automatismos y lógicas programables centrales del sistema.
- Gestión de la comunicación con niveles superiores (Telemando).
- Gestión de las comunicaciones locales y remotas con la Consola de Operación de ZIV.
- Generación de las bases de datos en tiempo real de todas las variables de la subestación: alarmas, medidas, estados, contadores, etc.

- Módulo de gestión de las configuraciones de la subestación, encargado de mantener actualizado el fichero SCD de la instalación en función de los ficheros CID de los IEDs a los que está asociado.
- Servidor de FTP.
- Servicio Cliente/Servidor del protocolo de sincronización horaria SNTP.
- Modos de operación redundante:
 - o Capacidad de funcionamiento sobre una red de comunicaciones redundante (topología en doble estrella y doble anillo).
 - o Capacidad de funcionamiento con una segunda Unidad Central de Reserva en modo Dual o en modo Hot-Stand-By.
- HMI (consola) local y remoto basados en un servidor web.
- Gateway entre sistemas convencionales y sistemas IEC61850.
- Simulador integrado de señales, medidas, contadores y órdenes de control.

8.3.4.5 Equipos de medida.

Elegiremos los equipos de medida del fabricante ZIV APLICACIONES Y TECNOLOGÍA, S.L., describimos sus cualidades y características a continuación:

Elegimos el equipo de medida 5CTE, la clase la definiremos según las características de la compañía suministradora, ERZ Endesa.

La clase de precisión de los elementos que integran el equipo de medida será mejor o igual a lo indicado en la tabla siguiente:

P (MW)	E (MWh)	Tipo	Clase de precisión			
			Contador Activa	Contador Reactiva	Trafos de Intensidad	Trafos de Tensión
$P \geq 10$	$E \geq 5000$	1	0,2S	0,5	0,2S	0,2
$10 > P \geq 1,5$	$5000 > E \geq 750$	2	0,5S	1	0,5S	0,5
$P < 1,5$	$E < 750$		1	2	0,5S	0,5

Descripción

La familia de contadores multienergía 5CTE integra equipos combinados de precisión para las funciones de medida, registro y tarificación de energía eléctrica. Todos ellos están dotados de un procesador digital de señales (DSP) para las funciones de medida y de un potente microprocesador para las funciones de integración de energía, tarificación. Interfaz con el usuario y comunicaciones (locales y remotas).

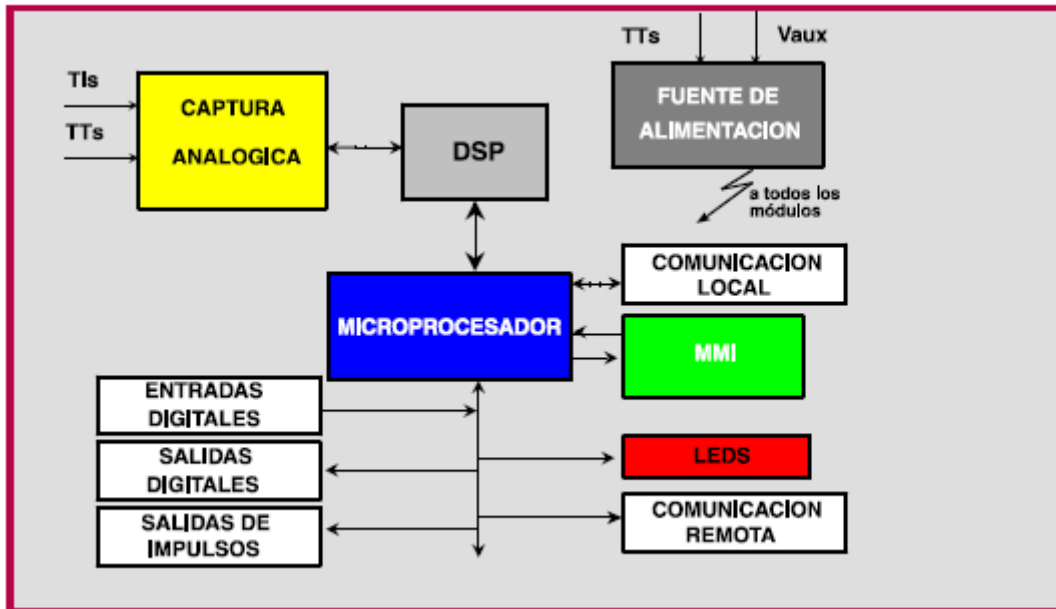
El principio de medida de los contadores 5CTE se basa en la digitalización de las señales de intensidad y tensión, mediante el muestreo de las mismas a una frecuencia de 48 muestras por ciclo, lo que supone 2400 Hz por fase (14400 en total) a 50 Hz. Las muestras se integran numéricamente en el DSP para obtener las medidas. Esta técnica garantiza una gran estabilidad de las medidas gracias a la inmunidad a las derivas en los componentes causadas por el envejecimiento o por cambios ambientales.

Precisión

Los contadores 5CTE pueden ofrecer las siguientes clases de precisión en las medidas:

- 0,2 S Activa (UNE-EN 600687)
- 0,5 Reactiva (UNE-EN 61268)

- 0,5 S Activa (UNE-EN 60687)
1 Reactiva (UNE-EN 61268)
- 1 S Activa (UNE-EN 61036)
2 Reactiva (UNE-EN 61268)



Aplicación

Los contadores multifunción 5CTE han sido especialmente diseñados para su instalación en puntos frontera en mercados liberalizados de energía.

En particular, el modelo 5CTE está destinado a puntos frontera entre generación y transporte, entre transporte y distribución, en las interconexiones entre empresas distribuidoras o en puntos frontera de cliente. Sus funciones de medida activa bidireccional y de reactiva en los cuatro cuadrantes hacen que el equipo sea de total aplicación en puntos de medida de autoprodutores.

Los contadores pueden ser utilizados tanto en sistemas a 3 como a 4 hilos y para redes de 50 ó 60 Hz.

Funciones de medida

- 3 medidas de intensidad (una por fase) de rango dinámico entre 0 y 200 % de I_n .

- 3 medidas de tensión (una por fase) dentro de un rango de 70 a 120% de U_n .
- Medidas de potencia activa bidireccionales y reactiva en cuatro cuadrantes (potencia totales).
- Medidas de potencia activa bidireccionales y reactiva en cuatro cuadrantes (energía totales).
- Factor de potencia ($\cos \varphi$)
- Frecuencia de la red en un rango de $\pm 5\%$ de la frecuencia nominal.

Interfaz hombre-máquina

La comunicación con los equipos 5CTE puede realizarse de dos modos diferentes:

- *Comunicación local con el contador a través del teclado y visualizador*

El interfaz hombre máquina está compuesto por un visualizador alfanumérico de cristal líquido de 4 líneas y 20 caracteres por línea, al que están asociados tres botones.

Existen dos niveles de acceso: uno libre, para lectura de la información proporcionada por el contador, al que se accede pulsando el botón INF, y otro restringido, a través de los pulsadores situados bajo la tapa precintada, para entrar en modo de verificación, activar el permiso de programación y efectuar cierres manuales.

- *Vía comunicaciones*

Tanto de forma local como remota, se puede establecer comunicación con el contador utilizando el programa informático.

Un puerto óptico en el frente del equipo posibilita la comunicación local; para comunicaciones remotas se localiza bajo la tapa de bornes un puerto RS232 (conector telefónico RJ11) o un conector RS 485.

Los protocolos utilizados para comunicación local son el UNE-En 61107 y el CEI 870-5-102; para comunicación remota el protocolo es el CEI 870-5-102 exclusivamente.

- *Construcción*

Los modelos 5CTE se presentan en envoltorio de material termoplástico de alta resistencia al impacto y el doble aislamiento para instalación en panel o cuadro eléctrico (montaje saliente). Se compone de zócalo, bloque de bornas, tapa de contador, tapa exterior basculante y tapa de recintos.

- *Características técnicas*

- Alimentación auxiliar
 - Rango seleccionable:
 - 24-48 Vcc ($\pm 20\%$).
 - 100-125 Vcc ($\pm 20\%$).
 - 220-250 Vcc ($\pm 20\%$).
- Carga
 - Máxima: 7W (14 VA).
- Entradas de intensidad
 - Intensidad de arranque: $< 0,001 I_n$.
 - Valores nominales:
 - $I_n = 5 A$.
 - $I_n = 1 A$.
 - $I_n = 10 A$ (conexión directa).
 - Capacidad de carga: 200%.
 - Carga circuitos intensidad:
 - $< 0,2 VA$ ($I_n = 5 A$).
 - $< 0,05 VA$ ($I_n = 1 A$).
 - Capacidad térmica: en permanencia durante 0,5 s:
 - $5 \times I_n$.
 - $20 \times I_n$.
- Entradas de Tensión:
 - Valores nominales:
 - $110/100 \times \sqrt{3} V$.
 - $120/120 \times \sqrt{3} V$.
 - 400/230 V (conexión semi-directa).
- Constantes:
 - Constantes de verificación: 40000 I_{pm}/kWh o I_{pm}/kvarh.

- Precisión cristal Oscilador: ± 5 ppm.
- Peso: 2,4 kg.
- Batería (Registrador y Reloj):
 - o Tensión: 3,6 V.
 - o Vida útil: 10 años (aproximadamente).
- Salida conmutada:
 - o Intensidad en permanencia: 3 A.
 - o Intensidad de corta duración: 8 A durante 4 s.
 - o Capacidad de conexión: 2000 W.
 - o Capacidad de corte (con carga resistiva): 75W/1000VA.
 - o Tensión de conexión: 250 Vcc/ca.
- Salidas de Estado Sólido (con negativo común):
 - o Máxima tensión de conexión: 400 Vcc.
 - o Intensidad en permanencia: 0,24 A.
 - o Potencia disipada: 600 mW.
 - o Resistencia en On: 16 Ω (max).
 - o Tensión de aislamiento: 3750 Vca.
- *Normas y ensayos tipo*
 - Aislamiento:
 - o CEI-255-5:
 - Entre circuitos y masa: 2 kV, 50 Hz, durante 1 min.
 - Entre circuitos independientes: 2 kV, 50 Hz, durante 1 min.
 - Impulso de tensión:
 - o CEI-255-5 (UNE 21-136-83/5).
 - o 5 kV, 1,2/50 μ s; 0,5 J.
 - Perturbaciones de 1 MHz
 - o CEI-255-22-1 Clase III (UNE 21-136-92/22-1).
 - Modo común: 2,5 kV.
 - Modo diferencial: 1,0 kV.

- Perturbaciones de transitorios rápidos:
 - o CEI-255-22-4 Clase IV (UNE 21-136-92/22-4) (CEI 1000-4-4):
4 kV \pm 10 %.

- Inmunidad a campos radiados:
 - o CEI 1000-4-3:
 - Modulada en amplitud (EN 50140): 10 V/m.
 - Modulada por pulsos (EN 50204): 10 V/m.

- Inmunidad a impulsos de sobretensión:
 - o CEI 1000-4-5 (Contadores conexión semi-indirecta):
 - 4 kV.

- Descarga Electrostáticas:
 - o CEI 255-22-2 Clase III (UNE 21-136-92/22-2) (CEI 1000-4-2)
 - 8 kV \pm 10 %.

- Emisiones electromagnéticas radiadas y conducidas:
 - o Modelo Clase precisión A y B: EN 55014.
 - o Modelos clase precisión C: EN 55022.

- Climático:
 - o CEI 68-2:
 - Frío: -20 °C (CEI 68-2-1).
 - Calor seco: 55 °C (CEI 68-2-2).
 - Ciclo de calor húmedo: 25 °C – 40 °C / 95 % (CEI 68-2-30).
 - Radiación solar: CEI 68-2-5.

- Mecánico:
 - o Choque: CEI 68-2-27.
 - o Vibraciones (sinusoidal): CEI 68-2-6.
 - o Resistencia al calor y fuego: 650 °C \pm 10 °C / 30s \pm 1s (CEI 695-2-1).
 - o Martillo resorte: 0,22 nm \pm 0,05 nm (CEI 817).

- Temperatura:
 - o Rango funcionamiento: de -10 °C a +55 °C.
 - o Rango de almacenaje: de -25 °C a +70 °C.
 - o Humedad: 95 % (sin condensación).

- Interferencias y rizado en la alimentación:
 - o CEI 255-11 / UNE 21-136-83 (11): < 20%.
- Grado de protección de la envolvente:
 - o IP 51 (CEI 259).
 - o Cumplen la normativa de compatibilidad electromagnética 89/336/CEE.
- *Selección del modelo*

Los equipos de medida en el lado de 45 kV y en las celdas de protección del transformador:

5CTE-E1A-211302UB.

Contador con función máxímetro y registrador; clase de precisión 0,2S (activa) y 0,5 (reactiva); tensión nominal de 110/110 $\sqrt{3}$; intensidad nominal 5 A; frecuencia 50 Hz; puerto remoto RS232 (conector telefónico RJ11); modo de conexión a 3 hilos.

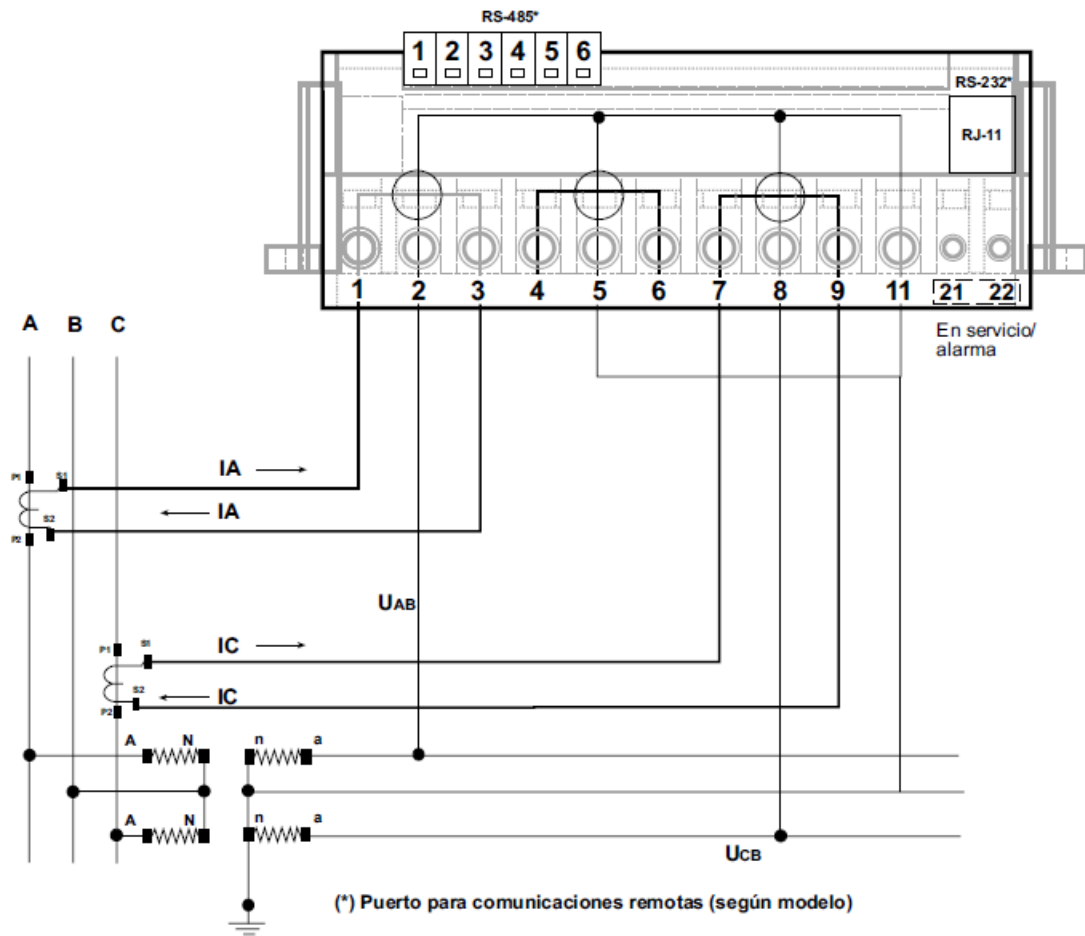
Los equipos de medida en las entradas/salidas de las celdas de línea y de la batería de condensadores:

5CTE-E1B-211302UB.

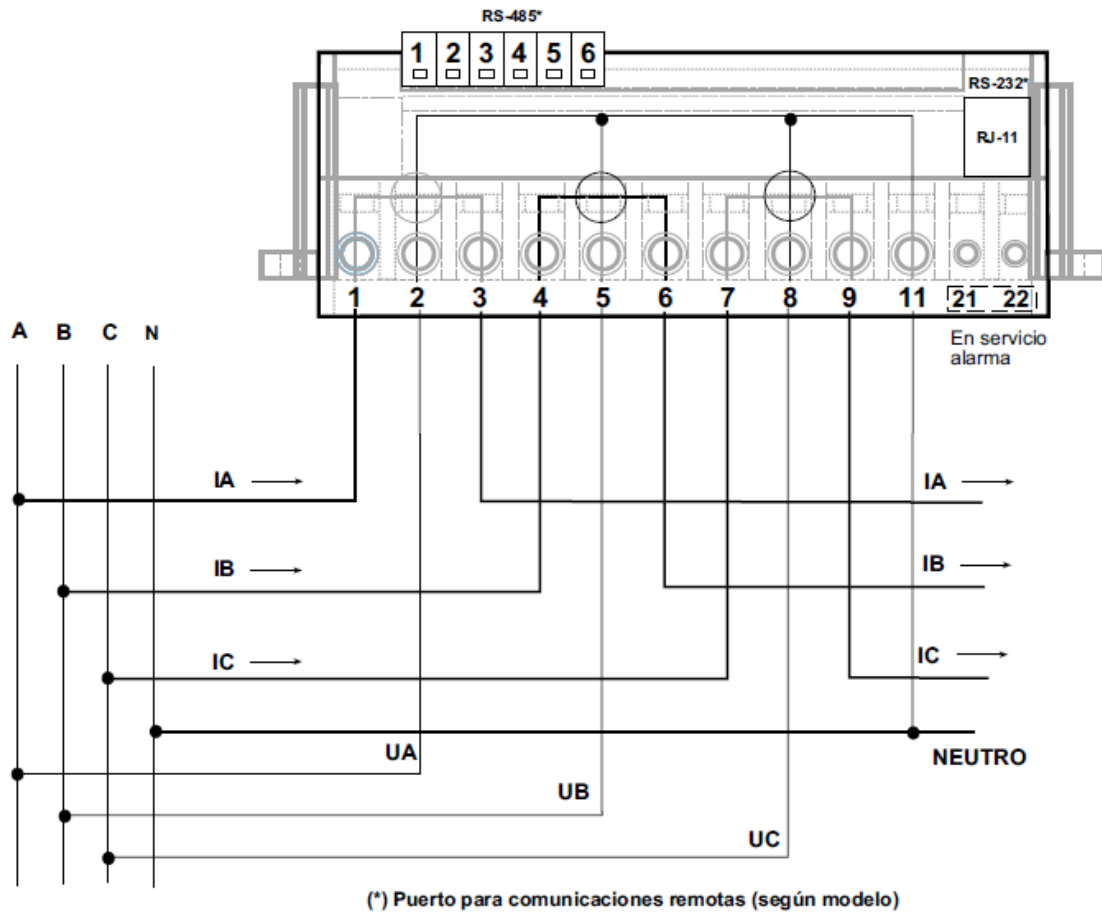
Contador con función máxímetro y registrador; clase de precisión 0,5S (activa) y 1 (reactiva); tensión nominal de 110/110 $\sqrt{3}$; intensidad nominal 5 A; frecuencia 50 Hz; puerto remoto RS232 (conector telefónico RJ11); modo de conexión a 3 hilos.

Esquemas de conexiones:

Conexión indirecta a 3 hilos



Conexión semi-indirecta a 3 hilos



9 PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES EN LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL EDIFICIO DE CELDAS DE M.T.

Todo circuito estará protegido contra los efectos de las sobreesntensidades que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreesntensidades previsibles.

Las sobreesntensidades pueden estar motivadas por:

- Sobrecargas debidas a los aparatos de utilización o defectos de aislamiento de gran impedancia.
- Cortocircuitos.
- Descargas eléctricas atmosféricas.

a) Protección contra sobrecargas. El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizada por el dispositivo de protección utilizado. El dispositivo de protección podrá estar constituido por un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o por cortocircuitos fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas.

b) Protección contra cortocircuitos. En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su conexión. Se admite, no obstante, que cuando se trate de circuitos derivados de uno principal, cada uno de estos circuitos derivados disponga de protección contra sobrecargas, mientras que un solo dispositivo general pueda asegurar la protección contra cortocircuitos para todos los circuitos derivados. Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas y los interruptores automáticos con sistema de corte omnipolar.

La norma UNE 20.460 -4-43 recoge todos los aspectos requeridos para los dispositivos de protección. La norma UNE 20.460 -4-473 define la aplicación de las medidas de protección expuestas en la norma UNE 20.460 -4-43 según

sea por causa de sobrecargas o cortocircuito, señalando en cada caso su emplazamiento u omisión.

9.1 Categorías de las sobretensiones.

Las categorías indican los valores de tensión soportada a la onda de choque de sobretensión que deben de tener los equipos, determinando, a su vez, el valor límite máximo de tensión residual que deben permitir los diferentes dispositivos de protección de cada zona para evitar el posible daño de dichos equipos.

Se distinguen 4 categorías diferentes, indicando en cada caso el nivel de tensión soportada a impulsos, en kV, según la tensión nominal de la instalación.

Categoría I

Se aplica a los equipos muy sensibles a las sobretensiones y que están destinados a ser conectados a la instalación eléctrica fija (ordenadores, equipos electrónicos muy sensibles, etc). En este caso, las medidas de protección se toman fuera de los equipos a proteger, ya sea en la instalación fija o entre la instalación fija y los equipos, con objeto de limitar las sobretensiones a un nivel específico.

Categoría II

Se aplica a los equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija (electrodomésticos, herramientas portátiles y otros equipos similares).

Categoría III

Se aplica a los equipos y materiales que forman parte de la instalación eléctrica fija y a otros equipos para los cuales se requiere un alto nivel de fiabilidad (armarios de distribución, embarrados, aparatos: interruptores, seccionadores, tomas de corriente, etc, canalizaciones y sus accesorios: cables, caja de derivación, etc, motores con conexión eléctrica fija: ascensores, máquinas industriales, etc.

Categoría IV

Se aplica a los equipos y materiales que se conectan en el origen o muy próximos al origen de la instalación, aguas arriba del cuadro de distribución (contadores de energía, aparatos de telemedida, equipos principales de protección contra sobretensiones, etc).

9.2 Medidas para el control de las sobretensiones.

Se pueden presentar dos situaciones diferentes:

- Situación natural: cuando no es preciso la protección contra las sobretensiones transitorias, pues se prevé un bajo riesgo de sobretensiones en la instalación (debido a que está alimentada por una red subterránea en su totalidad). En este caso se considera suficiente la resistencia a las sobretensiones de los equipos indicada en la tabla de categorías, y no se requiere ninguna protección suplementaria contra las sobretensiones transitorias.

- Situación controlada: cuando es preciso la protección contra las sobretensiones transitorias en el origen de la instalación, pues la instalación se alimenta por, o incluye, una línea aérea con conductores desnudos o aislados.

También se considera situación controlada aquella situación natural en que es conveniente incluir dispositivos de protección para una mayor seguridad (continuidad de servicio, valor económico de los equipos, pérdidas irreparables, etc.).

Los dispositivos de protección contra sobretensiones de origen atmosférico deben seleccionarse de forma que su nivel de protección sea inferior a la tensión soportada a impulso de la categoría de los equipos y materiales que se prevé que se vayan a instalar.

Los descargadores se conectarán entre cada uno de los conductores, incluyendo el neutro o compensador y la tierra de la instalación.

9.3 Selección de los materiales de la instalación.

Los equipos y materiales deben escogerse de manera que su tensión soportada a impulsos no sea inferior a la tensión soportada prescrita en la tabla anterior, según su categoría.

Los equipos y materiales que tengan una tensión soportada a impulsos inferior a la indicada en la tabla, se pueden utilizar, no obstante:

- en situación natural, cuando el riesgo sea aceptable.
- en situación controlada, si la protección contra las sobretensiones es adecuada.

10 PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS EN LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL EDIFICIO DE CELDAS DE M.T.

10.1 Protección contra contactos directos

Protección por aislamiento de las partes activas.

Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.

Protección por medio de barreras o envolventes.

Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo, el grado de protección IP XXB, según UNE20.324. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para el buen funcionamiento de los equipos, se adoptarán precauciones apropiadas para impedir que las personas o animales domésticos toquen las partes activas y se garantizará que las personas sean conscientes del hecho de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.

Las superficies superiores de las barreras o envolventes horizontales que son fácilmente accesibles, deben responder como mínimo al grado de protección IP4X o IP XXD.

Las barreras o envolventes deben fijarse de manera segura y ser de una robustez y durabilidad suficientes para mantener los grados de protección exigidos, con una separación suficiente de las partes activas en las condiciones normales de servicio, teniendo en cuenta las influencias externas.

Cuando sea necesario suprimir las barreras, abrir las envolventes o quitar partes de éstas, esto no debe ser posible más que:

- bien con la ayuda de una llave o de una herramienta;

- o bien, después de quitar la tensión de las partes activas protegidas por estas barreras o estas envolventes, no pudiendo ser restablecida la tensión hasta después de volver a colocar las barreras o las envolventes;
- o bien, si hay interpuesta una segunda barrera que posee como mínimo el grado de protección IP2X o IP XXB, que no pueda ser quitada más que con la ayuda de una llave o de una herramienta y que impida todo contacto con las partes activas.

Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual.

Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

El empleo de dispositivos de corriente diferencial-residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 30 mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

10.2 Protección contra contactos indirectos

La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante "corte automático de la alimentación". Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24 V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. El punto neutro de cada generador o transformador debe ponerse a tierra.

Se cumplirá la siguiente condición:

$$R_a \times I_a < U$$

donde:

R_a es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.

I_a es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial-residual asignada.

U es la tensión de contacto límite convencional (50 ó 24V).

11 PUESTAS A TIERRA EN LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL EDIFICIO DE CELDAS DE MT.

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

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tales que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de sollicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
- Contemplan los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

11.1 Uniones a tierra

Tomas de tierra.

Para la toma de tierra se pueden utilizar electrodos formados por:

- barras, tubos;
- pletinas, conductores desnudos;
- placas;
- anillos o mallas metálicas constituidos por los elementos anteriores o sus combinaciones;
- armaduras de hormigón enterradas; con excepción de las armaduras pretensadas;
- otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

Conductores de tierra.

La sección de los conductores de tierra, cuando estén enterrados, deberán estar de acuerdo con los valores indicados en la tabla siguiente. La sección no será inferior a la mínima exigida para los conductores de protección.

<u>Tipo</u>	<u>Protegido mecánicamente</u>	<u>No protegido mecánicamente</u>
Protegido contra la corrosión	Igual a conductores protección apdo. 7.7.1	16 mm ² Cu 16 mm ² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión	25 mm ² Cu 50 mm ² Hierro	25 mm ² Cu 50 mm ² Hierro

* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra debe extremarse el cuidado para que resulten eléctricamente correctas. Debe cuidarse, en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

Bornes de puesta a tierra.

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne principal de tierra, al cual deben unirse los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra.
- Los conductores de protección.
- Los conductores de unión equipotencial principal.
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

Debe preverse sobre los conductores de tierra y en lugar accesible, un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra

correspondiente. Este dispositivo puede estar combinado con el borne principal de tierra, debe ser desmontable necesariamente por medio de un útil, tiene que ser mecánicamente seguro y debe asegurar la continuidad eléctrica.

Conductores de protección.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

<u>Sección conductores fase (mm²)</u>	<u>Sección conductores protección (mm²)</u>
Sf < 16	Sf
16 < S f < 35	16
Sf > 35	Sf/2

En todos los casos, los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de:

- 2,5 mm², si los conductores de protección disponen de una protección mecánica.
- 4 mm², si los conductores de protección no disponen de una protección mecánica.

Como conductores de protección pueden utilizarse:

- conductores en los cables multiconductores, o
- conductores aislados o desnudos que posean una envolvente común con los conductores activos, o
- conductores separados desnudos o aislados.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección. Las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección.

11.2 Conductores de equipotencialidad

El conductor principal de equipotencialidad debe tener una sección no inferior a la mitad de la del conductor de protección de sección mayor de la instalación, con un mínimo de 6 mm². Sin embargo, su sección puede ser reducida a 2,5 mm² si es de cobre.

La unión de equipotencialidad suplementaria puede estar asegurada, bien por elementos conductores no desmontables, tales como estructuras metálicas no desmontables, bien por conductores suplementarios, o por combinación de los dos.

11.3 Resistencia de las tomas a tierra

El valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en local o emplazamiento conductor
- 50 V en los demás casos.

Si las condiciones de la instalación son tales que pueden dar lugar a tensiones de contacto superiores a los valores señalados anteriormente, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivos de corte adecuados a la corriente de servicio.

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, y varía también con la profundidad.

11.4 Tomas de tierra independientes

Se considerará independiente una toma de tierra respecto a otra, cuando una de las tomas de tierra, no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista.

11.5 Separación entre las tomas de tierra de las masas de las instalaciones de utilización y de las masas de un centro de transformación

Se verificará que las masas puestas a tierra en una instalación de utilización, así como los conductores de protección asociados a estas masas o a los relés de protección de masa, no están unidas a la toma de tierra de las masas de un centro de transformación, para evitar que durante la evacuación de un defecto a tierra en el centro de transformación, las masas de la instalación de utilización puedan quedar sometidas a tensiones de contacto peligrosas. Si no se hace el control de independencia indicando anteriormente (50 V), entre la puesta a tierra de las masas de las instalaciones de utilización respecto a la puesta a tierra de protección o masas del centro de transformación, se considerará que las tomas de tierra son eléctricamente independientes cuando se cumplan todas y cada una de las condiciones siguientes:

a) No exista canalización metálica conductora (cubierta metálica de cable no aislada especialmente, canalización de agua, gas, etc.) que una la zona de tierras del centro de transformación con la zona en donde se encuentran los aparatos de utilización.

b) La distancia entre las tomas de tierra del centro de transformación y las tomas de tierra u otros elementos conductores enterrados en los locales de utilización es al menos igual a 15 metros para terrenos cuya resistividad no sea elevada (<100 ohmios.m). Cuando el terreno sea muy mal conductor, la distancia deberá ser calculada.

c) El centro de transformación está situado en un recinto aislado de los locales de utilización o bien, si esta contiguo a los locales de utilización o en el interior de los mismos, está establecido de tal manera que sus elementos

metálicos no están unidos eléctricamente a los elementos metálicos constructivos de los locales de utilización.

Sólo se podrán unir la puesta a tierra de la instalación de utilización (edificio) y la puesta a tierra de protección (masas) del centro de transformación, si el valor de la resistencia de puesta a tierra única es lo suficientemente baja para que se cumpla que en el caso de evacuar el máximo valor previsto de la corriente de defecto a tierra (I_d) en el centro de transformación, el valor de la tensión de defecto ($V_d = I_d \times R_t$) sea menor que la tensión de contacto máxima aplicada.

11.6 Revisión de las tomas de tierra

Por la importancia que ofrece, desde el punto de vista de la seguridad cualquier instalación de toma de tierra, deberá ser obligatoriamente comprobada por el Director de la Obra o Instalador Autorizado en el momento de dar de alta la instalación para su puesta en marcha o en funcionamiento.

Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté más seco. Para ello, se medirá la resistencia de tierra, y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren.

En los lugares en que el terreno no sea favorable a la buena conservación de los electrodos, éstos y los conductores de enlace entre ellos hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen, al menos una vez cada cinco años.

CONCLUSIÓN

Con el presente documento se da respuesta al proyecto de Subestación Eléctrica Transformadora Valmadrid (Zaragoza), estando el citado documento y uno mismo a disposición del cliente para cualquier consulta o modificación que se crea pertinente.

Zaragoza a 14 de Mayo de 2012

Fdo.: Paula Trinchán Garralda



PLANOS

S.E.T VALMADRID

AUTOR:

Paula Trinchán Garralda

DIRECTOR:

Ángel Santillán Lázaro

ESPECIALIDAD:

Electricidad

CONVOCATORIA:

Junio 2012

ÍNDICE

PLANO 1

- **HOJA 1:** PLANO DE SITUACIÓN
- **HOJA 2:** PLANO DE EMPLAZAMIENTO

PLANO 2

- **HOJA 1:** ESQUEMA UNIFILAR
- **HOJA 2:** LEYENDA/CARACTERÍSTICAS LADO 45 KV
- **HOJA 3:** LEYENDA/CARACTERÍSTICAS LADO 15 KV

PLANO 3

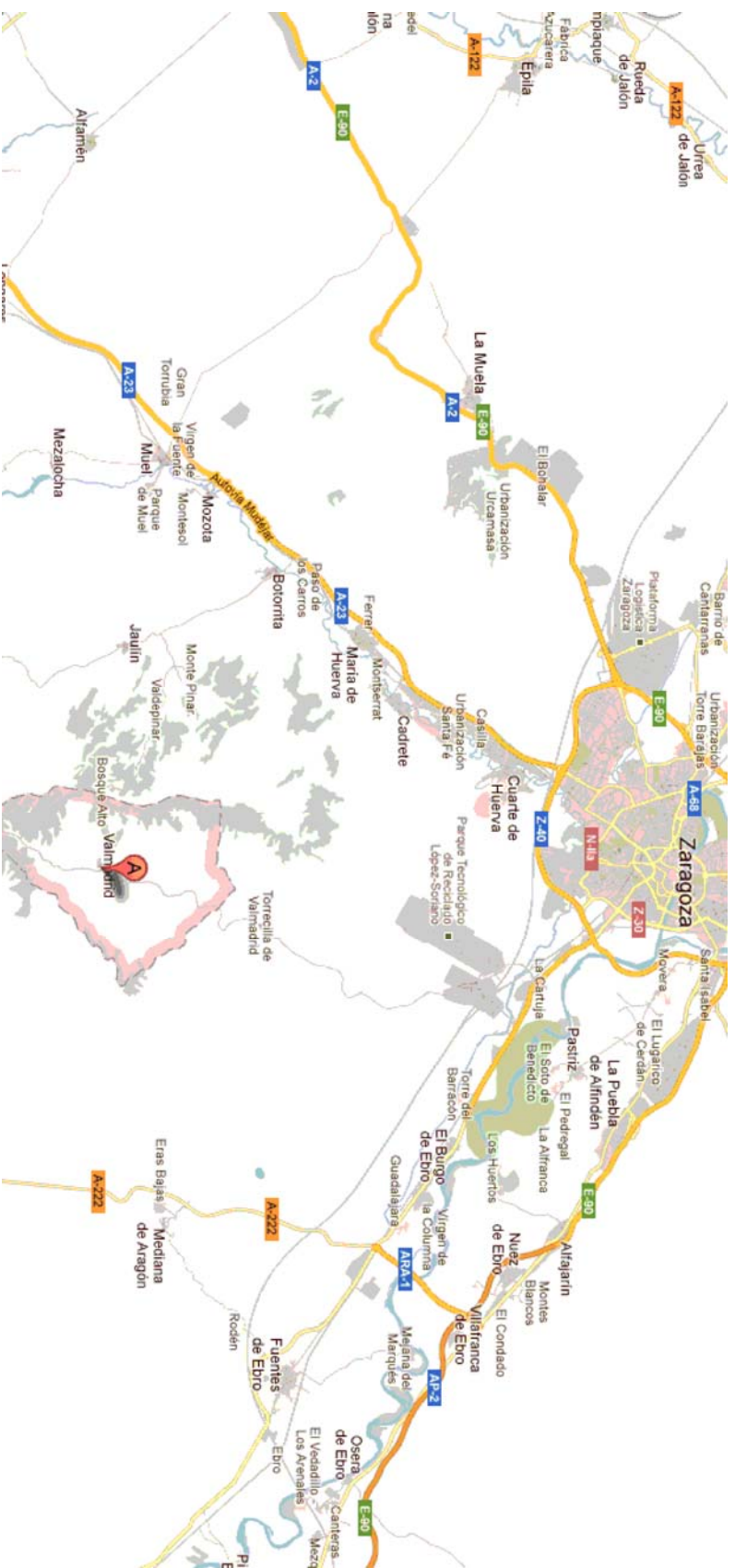
- **HOJA 1:** VISTA AÉREA
- **HOJA 2:** VISTA LATERAL

PLANO 4

- **HOJA 1:** PUESTA A TIERRA SUBESTACIÓN
- **HOJA 2:** PUESTA A TIERRA EDIFICIO

PLANO 5

- **HOJA 1:** ARMARIOS DE CONTROL LADO 45 KV
- **HOJA 2:** CELDAS 15 KV
- **HOJA 3:** CELDAS SS.AA.

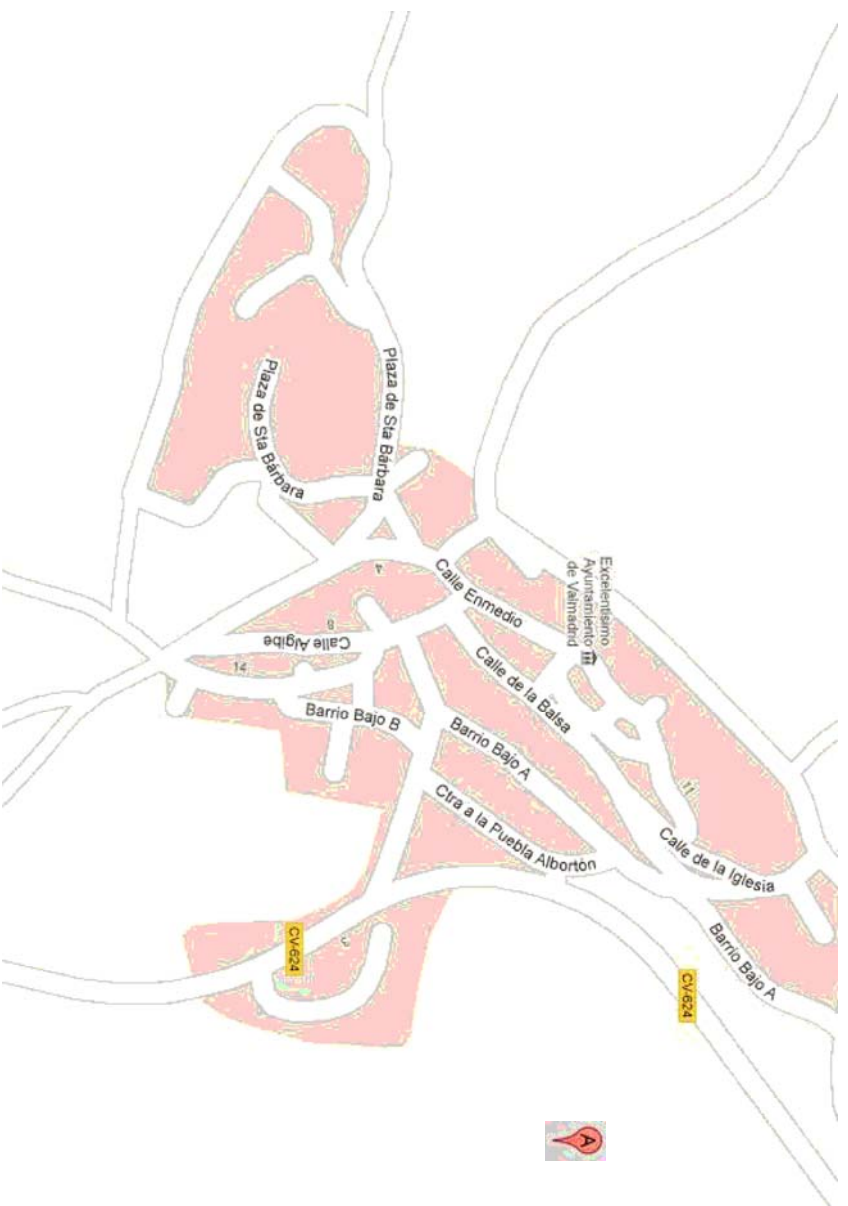


Escala plano:



Se puede acceder a Valmadríd a través e la CV-624 (carretera de la Cartuja a Torrecilla).

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TÉCNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	14/05/12	P. TRINCHAN		
Comprob.				
Escala:	S.E.T. VALMADRID			Plano: 1
	PLANO			Hoja: 1
	SITUACIÓN			Especialidad: ELECTRICIDAD



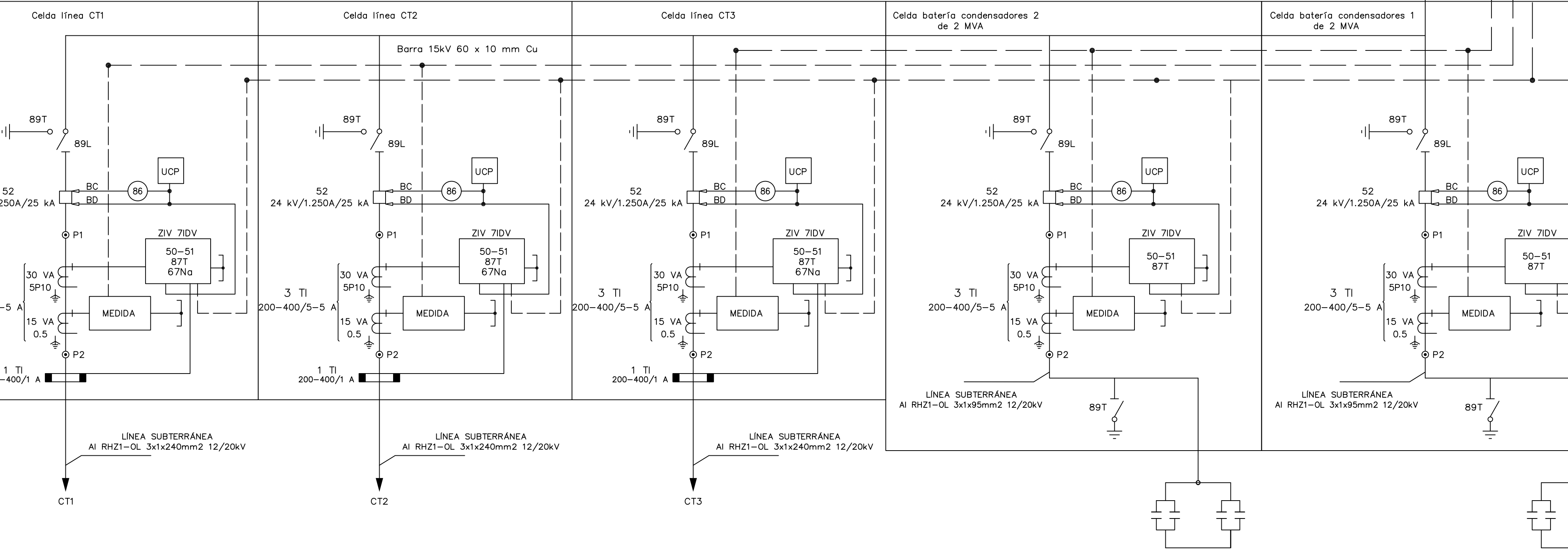
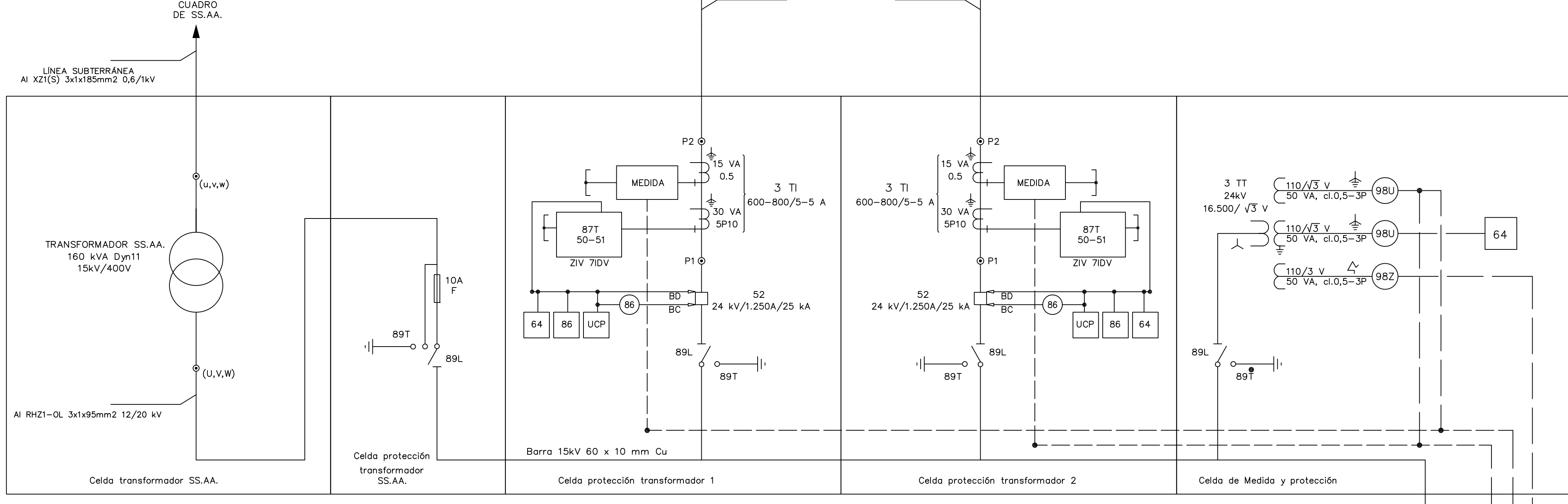
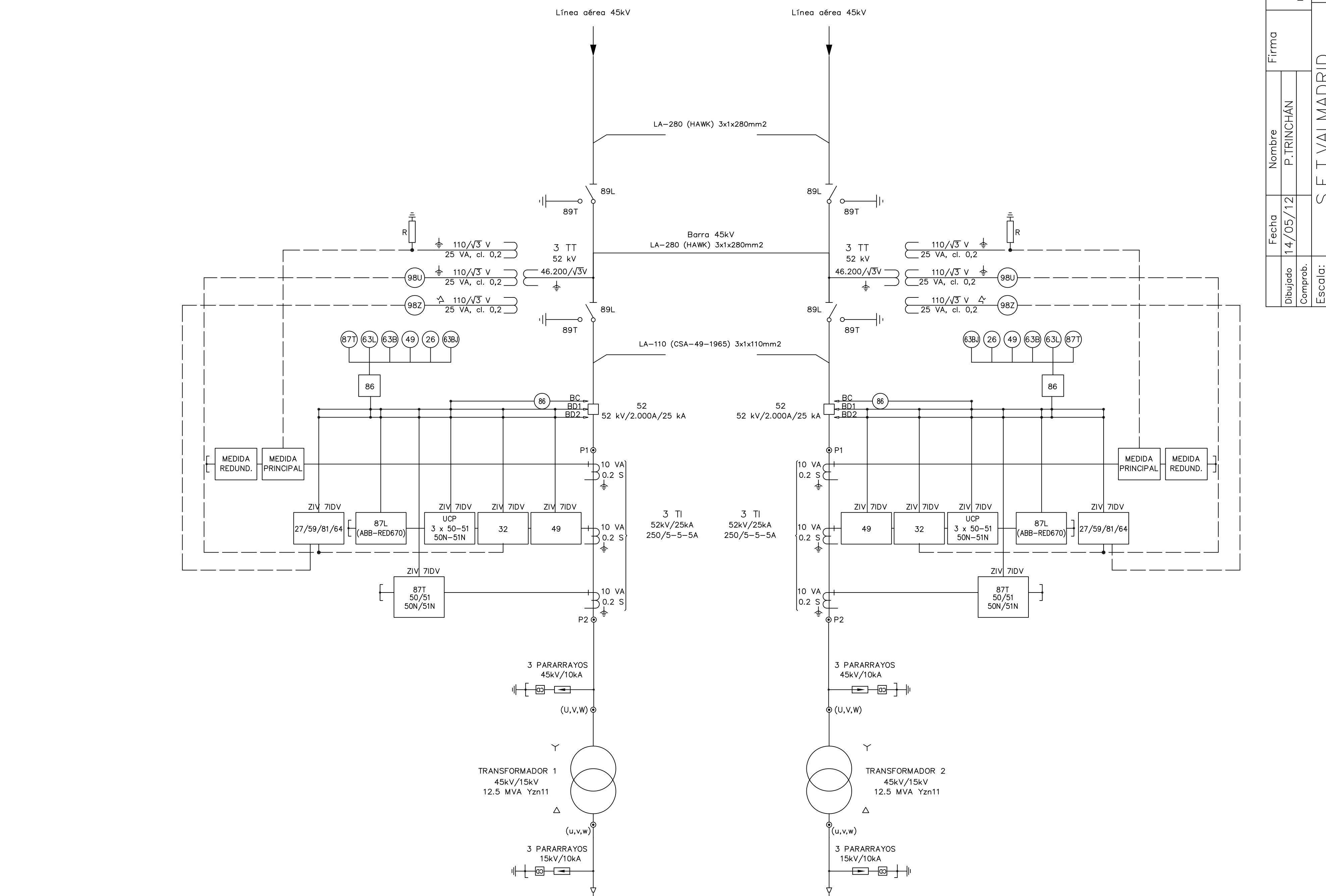
Escala plano:
 100 m
 200 pies

Situación subestación Valmadríd:

El acceso a la subestación se realizará a través del desvío de la CV-624 en el km 32, accediendo a una carretera sin asfaltar, la cual llega a dicho emplazamiento.

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TÉCNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	14/05/12	P. TRINCHAN		
Comprob.				
Escala:	S.E.T. VALMADRID PLANO			Plano: 1
	EMPLAZAMIENTO			Hoja: 2
				Especialidad: ELECTRICIDAD

ESUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA		Firma	
Plano: 2		Nombre P. TRINCHÁN	
Hoja: 1		Fecha 14/05/12	
Especialidad: ELECTRICIDAD		Comprob. Escala: S/E	
S.E.T. VALMADRID ESQUEMA UNIFILAR			



LEYENDA 45kV

52	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
89	SECCIONADOR
98	INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO
50/51	PROTECCIÓN DE SOBREENSIDAD INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA DE FASE
50N/51N	PROTECCIÓN DE SOBREENSIDAD INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA DE NEUTRO
32	PROTECCIÓN DE MÁXIMA POTENCIA
27	PROTECCIÓN DE MÍNIMA TENSIÓN
59	PROTECCIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN
81	PROTECCIÓN DE MÁXIMA / MÍNIMA FRECUENCIA
64	PROTECCIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN HOMOPOLAR
49	PROTECCIÓN DE IMAGEN TÉRMICA
86	RELÉ DE DISPAROS CON BLOQUEO Y REARME
87T	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRAFIO
87L	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE DISEÑO 45kV

- TENSIÓN DE SERVICIO	45 kV
- TENSION MÁXIMA EN SERVICIO	52 kV
- TENSION MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL	52 kV
- NIVEL BÁSICO DE IMPULSO	250 kV
- TENSION FREC. INDUSTRIAL 1 MINUTO	95 kV
- RÉGIMEN DE NEUTRO	RÍGIDAMENTE A TIERRA
- INTENSIDAD NOMINAL BARRAS	635 A
- INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO NOMINAL	25 kA
- DURACIÓN DE CORTOCIRCUITO	1 s
- TENSIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES	125 V c.c. ; 400/230 V c.a.

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	14/05/12	P.TRINCHÁN		
Comprob.				
Escala:	S.E.T.VALMADRID LEYENDA/CARACTERÍSTICAS LADO 45kV			Plano: 2
S/E				Hoja: 2
				Especialidad: ELECTRICIDAD

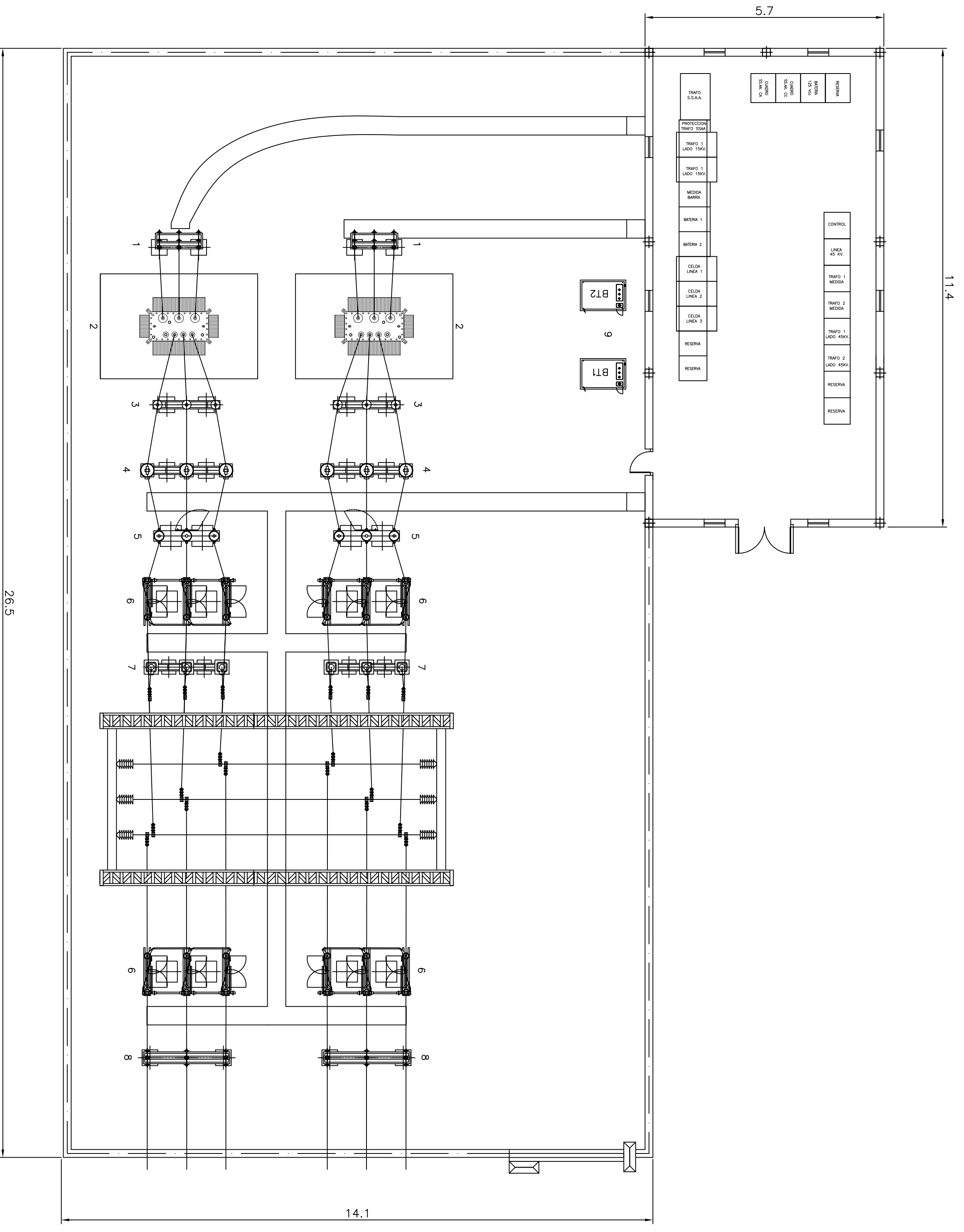
LEYENDA 15kV

89	SECCIONADOR
98	INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO
52	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
50-51	PROTECCIÓN DE SOBREENTENSIDAD DE FASES
64	PROTECCIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN HOMOPOLAR
87T	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR
86	RELÉ DE DISPAROS CON BLOQUEO Y REARME
90	REGULADOR DE TENSIÓN
52CM	CONMUTADOR DE MANDO DE INTERRUPTOR
81m/81M	RELÉ MÁXIMA Y MÍNIMA FRECUENCIA
59	RELÉ DE MÁXIMA TENSIÓN
27	RELÉ DE MÍNIMA TENSIÓN INSTANTÁNEO
67Na	PROTECCIÓN DE SOBREENTENSIDAD DIRECCIONAL DE NEUTRO AISLADO

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE DISEÑO 15kV

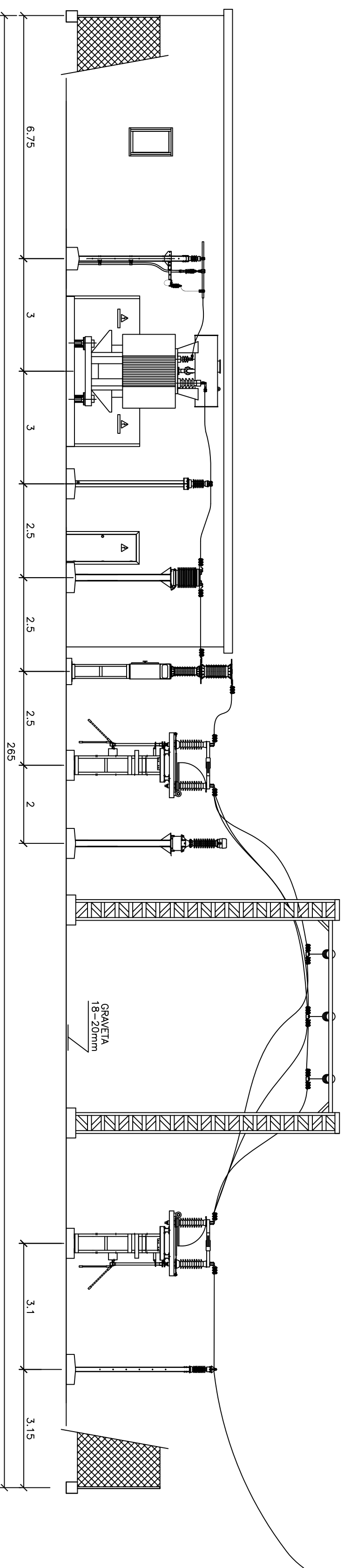
- TENSIÓN NOMINAL DE LA RED 15 kV
- TENSIÓN MÁXIMA EN SERVICIO 17,5 kV
- TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL 24 kV
- NIVEL BÁSICO DE IMPULSO 125 kV
- NIVEL 50 Hz - 1 min 50 kV
- RÉGIMEN DE NEUTRO AISLADO
- INTENSIDAD NOMINAL BARRAS 1560 A
- INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO NOMINAL 16 kA
- DURACIÓN DE CORTOCIRCUITO 1 s
- TENSIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES 125 V c.c. ; 400/230 V c.a.

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	14/05/12	P.TRINCHÁN		
Comprob.				
Escala:	S.E.T.VALMADRID LEYENDA/CARACTERISTICAS LADO 15kV			Plano: 2
S/E				Hoja: 3
				Especialidad: ELECTRICIDAD



- 1 AISLADOR SOPORTE / BOTELLA TERMINAL / AUTOVALVULA
- 2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- 3 AUTOVALVULAS
- 4 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD
- 5 INTERRUPTOR SECCIONADOR
- 6 TRANSFORMADOR DE TENSION
- 7 AISLADOR SOPORTE
- 8 BATERIA CONDENSADORES
- 9

Dibujado	14/05/12	Nombre	P.TRINCHAN	Firma	
Comprob.					
Escala:	1/100	S.E.T.VA LMADRID			
		VISTA			
		AÉREA			
		Plano:	3		
		Hoja:	1		
		Especialidad:	ELECTRICIDAD		



AISLADOR SOPORTE
BOTELLA TERMINAL
AUTOVÁLVULA

TRANSFORMADOR
DE POTENCIA

AUTOVÁLVULA

TRANSFORMADOR DE
INTENSIDAD

INTERRUPTOR

SECCIONADOR

TRANSFORMADOR DE
TENSIÓN

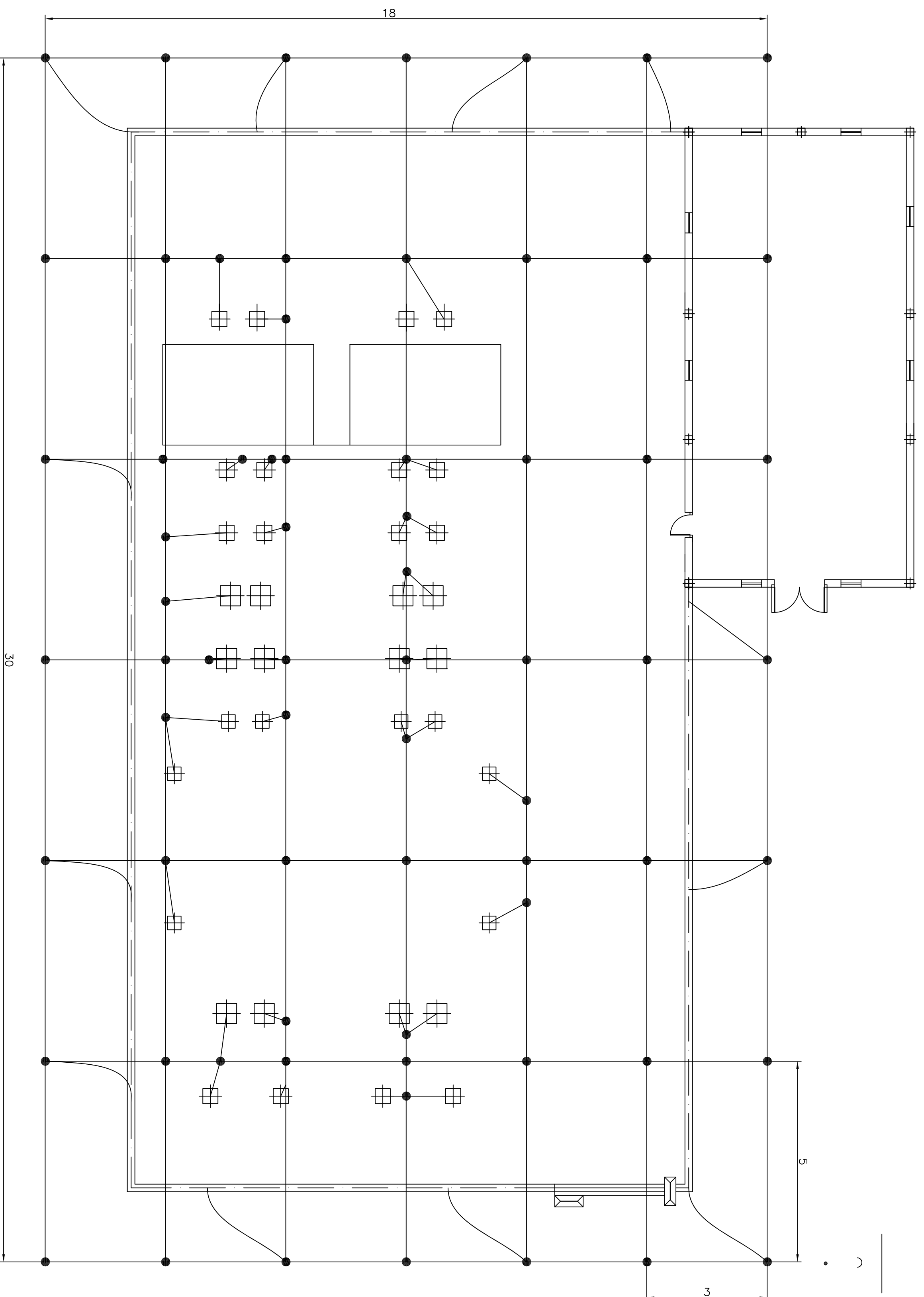
SECCIONADOR

AISLADOR SOPORTE

GRAVETA
18-20mm

Nombre	P. TRINCHAN	Firma	
Fecha	14/05/12		
Dibujado			
Comprob.			
Escala:	S.E.T. VALMADRID		
	VISTA		
	LATERAL		
1/100			
Plano:	3		
Hoja:	2		
Especialidad:	ELECTRICIDAD		

ESCUOLA UNIVERSITARIA
DE INGENIERIA TÉCNICA
INDUSTRIAL DE ZARAGOZA



- LEYENDA:
- CABLE DE TIERRA, Cu 95 mm²
 - PUENTE CONEXIÓN A PUESTA A TIERRA DEL VALLADO EXTERIOR, Cu 50 mm²
 - SOLDADURA ALUMINOTERMICA

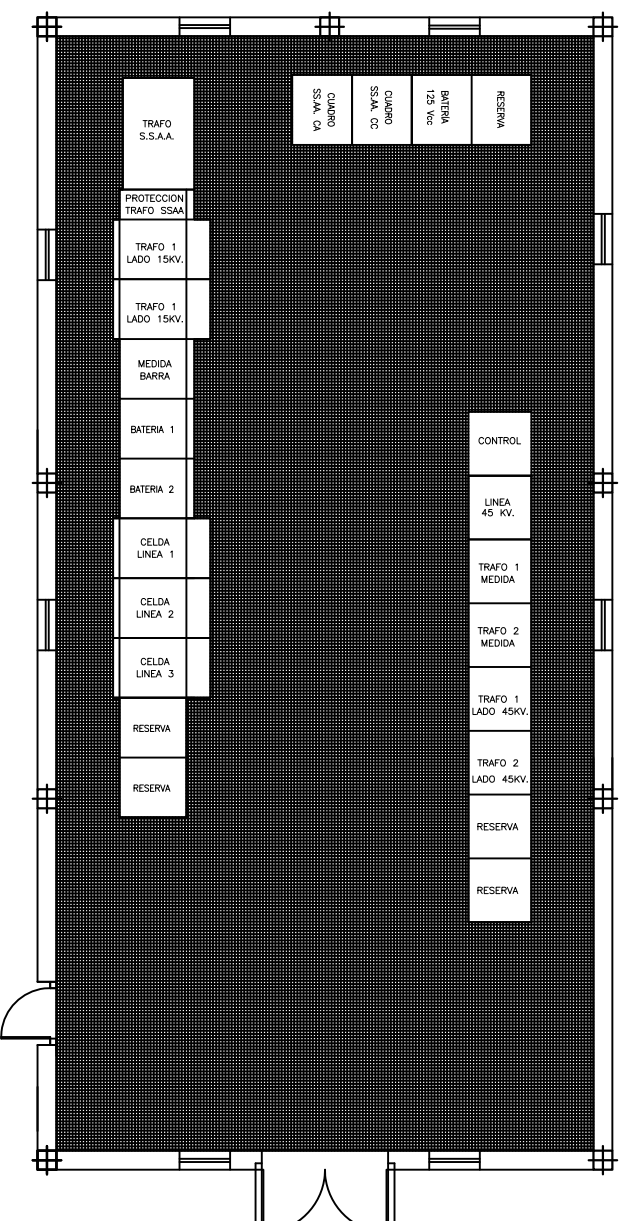
NOTAS:

1. Los conductores del electrodo de tierra se harán con cable desnudo 95 mm² Cu, realizando todos los cruces de cables con soldadura aluminotérmica.

2. Se sacará desde el punto más cercano un conductor para unir a tierra todos los soportes metálicos, aparatos y resto de apartamiento que lo necesite. La sección será de 95 mm² Cu. Se empleará soldadura aluminotérmica para unir el terminal al electrodo principal de PaT.

3. Las derivaciones para unir el cercado perimetral al electrodo de PaT se harán en Cu de 50 mm², y se unirá a los soportes metálicos de éste mediante grapa de apriete, según detalles de vallado perimetral.

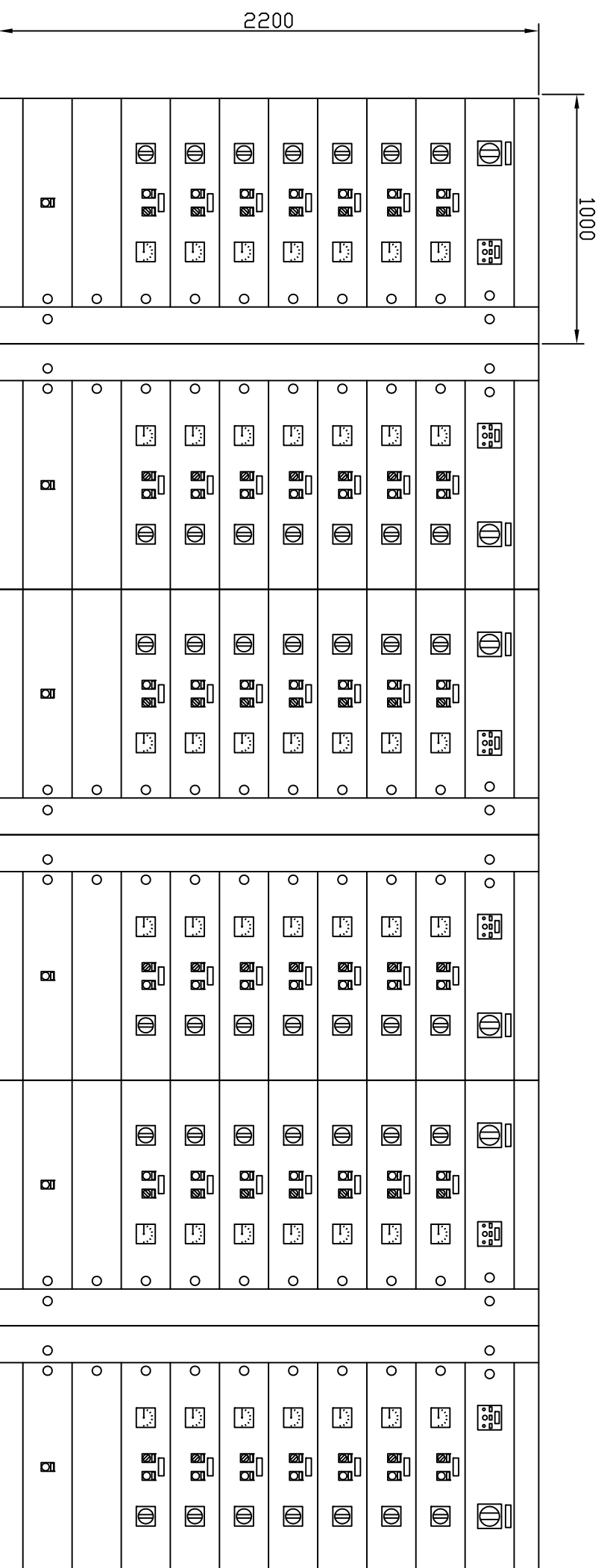
Dibujado	14/05/12	Fecha	14/05/12	Nombre	P.TRINCHAN	Firma	
Comprab.							
Escala:	1/100	S.E.T.VALMADRID		ESUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA		Plano:	4
TIERRA				ESPECIALIDAD:		Hoja:	1
SUBESTACIÓN				ESPECIALIDAD			



Consideraciones tomadas:

- En el piso, se instala un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula de 0,30 x 0,30 m.
- Este mallazo se conecta en dos puntos opuestos a la puesta a tierra de protección del edificio
- Este mallazo se cubrirá con una capa de hormigón de 10 cm de espesor.

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TÉCNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	14/05/12	P. TRINCHÁN		
Comprab.				
Escala:	S.E.T.VA LMADRID			Plano: 4
1 / 100	PUESTA TIERRA			Hoja: 2
	EDIFICIO			Especialidad: ELECTRICIDAD



CONTROL

LÍNEA 45 KV

MEDIDA Y PROTECCIÓN TRANSFORMADOR 1

MEDIDA Y PROTECCIÓN TRANSFORMADOR 2

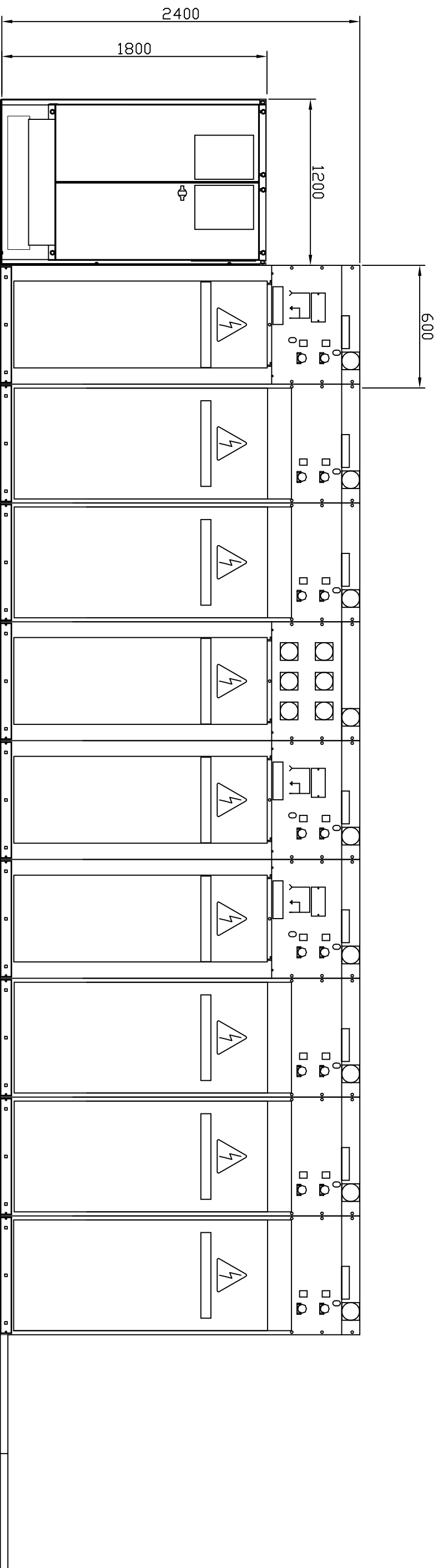
TRANSFORMADOR 1 LADO 45 KV

TRANSFORMADOR 2 LADO 45 KV

RESERVA

RESERVA

Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TÉCNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
14/05/12	P. TRINCHÁN		
Dibujado	S.E.T. VALMADRID		Plano: 5
Comprob.	ARMARIOS		Hoja: 1
Escala:	45 KV		Especialidad: ELECTRICIDAD
S/E			



CELDA TRANSFORMADOR SS.AA.

CELDA PROTECCIÓN TRANSFORMADOR SS.AA.

CELDA PROTECCIÓN TRANSFORMADOR 1

CELDA PROTECCIÓN TRANSFORMADOR 2

CELDA MEDIDA Y PROTECCIÓN

CELDA BATERIA CONDENSADORES 1

CELDA BATERIA CONDENSADORES 2

CELDA LINEA CT 1

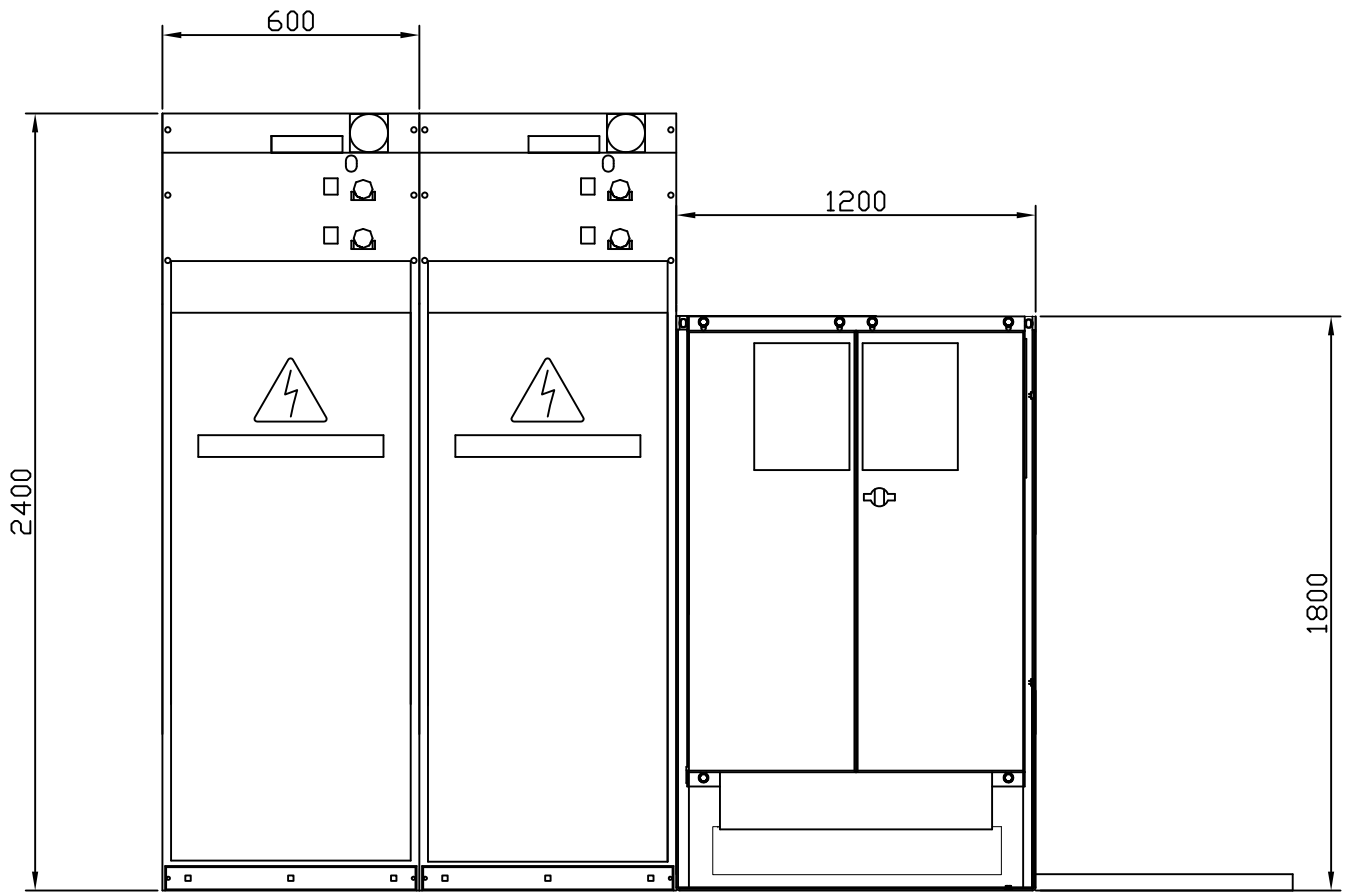
CELDA LINEA CT 2

CELDA LINEA CT 3

RESERVA

RESERVA

Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TÉCNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado 14/05/12	P. TRINCHÁN		
Comprob.			
Escala:	S.E.T. VALMADRID		Plano: 5
S/E	CELDAS 15 KV		Hoja: 2
			Especialidad: ELECTRICIDAD



CUADRO SS.AA. CA

CUADRO SS.AA. CC

BATERIA 125 Vcc

RESERVA

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TÉCNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	14/05/12	P.TRINCHÁN		
Comprob.				
Escala:	S.E.T.VALMADRID CELDAS SS.AA.			Plano: 5
S/E				Hoja: 3
				Especialidad: ELECTRICIDAD

ÍNDICE

1	CÁLCULO DE INTENSIDADES	1
1.1	Intensidad en el lado de 45 kV del transformador de potencia	1
1.2	Intensidad desde la línea de 45kV hasta la barra de 45 kV.....	1
1.3	Intensidad en la barra de 45 kV	1
1.4	Intensidad en el lado de 15 kV del transformador de potencia	2
1.5	Intensidad en la barra de 15 kV	2
1.6	Intensidad desde la barra de 15kV hasta el transformador de Servicios Auxiliares (SS.AA.)	2
1.7	Intensidad secundaria del transformador de potencia de SS.AA.....	3
1.8	Intensidad desde la barra de 15kV hasta la batería de condensadores .	3
1.9	Intensidad desde la barra de 15kV hasta las salidas	4
2	CÁLCULO DE SECCIONES	5
2.1	Factores a utilizar	5
2.1.1	Factores cable aéreo	5
2.1.2	Factores cable subterráneo	5
2.1.3	Factores barra	8
2.2	Elección de cables y barras	9
2.2.1	Cables línea 45kV a barra 45kV	9
2.2.2	Barra 45kV	10
2.2.3	Cables barra 45kV a transformador de potencia.....	11
2.2.4	Cables transformador de potencia a barra 15 kV.....	12
2.2.5	Barra 15kV	13
2.2.6	Cables barra 15kV a transformador de potencia de SS.AA.....	14
2.2.7	Cable transformador de potencia de SS.AA. a SS.AA.	15
2.2.8	Cables barra 15kV a batería de condensadores.....	16
2.2.9	Cables barra 15kV a salidas.....	17
3	CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO	18
3.1	Consideraciones tomadas en el cálculo de cortocircuito	18
3.2	Datos	19
3.3	Cálculo de impedancias.....	22
3.4	Cálculo de corrientes de cortocircuito	24
3.4.1	Cortocircuito situado en el poste de la red.....	24
3.4.2	Cortocircuito situado en la conexión del inicio de la barra de 45 kV	24
3.4.3	Cortocircuito situado en conexión del final de la barra de 45 kV ..	25
3.4.4	Cortocircuito situado en las bornas del transformador en el lado de 45kV	25

3.4.5	Cortocircuito situado en las bornas del transformador en el lado de 15kV.....	26
3.4.6	Cortocircuito situado en la conexión del inicio de la barra de 15 kV	26
3.4.7	Cortocircuito situado en la conexión del final de la barra de 15 kV	27
4	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS DE LOS CABLES A INSTALAR	28
4.1	Cable línea 45kV a barra 45kV.....	28
4.2	Barra 45kV	29
4.3	Cable barra 45kV a transformador de potencia	30
4.4	Cable transformador de potencia a barra 15 kV	31
4.5	Barra 15 kV	32
4.6	Cable barra 15 kV a transformador de potencia SS.AA.....	33
4.7	Cable transformador SS.AA. a SS.AA.....	34
4.8	Cable barra 15kV a batería de condensadores	35
4.9	Cable barra 15kV a salidas.....	36
5	CÁLCULO PARARRAYOS	37
5.1	Pararrayos 45kV.....	37
5.2	Pararrayos 15kV.....	39
6	CÁLCULO HILOS DE GUARDA	42
7	DISTANCIAS DE SEGURIDAD	43
7.1	Distancias mínimas en el aire	43
7.2	Distancias a elementos en tensión	43
8	RED DE TIERRAS	45
8.1	Tensiones máximas aplicables al cuerpo humano:.....	45
8.2	Cálculo red de tierras	46
8.2.1	Características del terreno.....	46
8.2.2	Tiempo de duración de la falta o defecto.....	47
8.2.3	Malla de tierra.....	47
8.2.4	Resistencia de puesta a tierra.....	47
8.2.5	Corriente de falta en la puesta a tierra	48
8.2.6	Medida de las tensiones de paso y contacto	48
8.3	Puesta a tierra edificio	49

1 CÁLCULO DE INTENSIDADES

1.1 Intensidad en el lado de 45 kV del transformador de potencia

La intensidad primaria dada por un transformador de potencia viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_p} \text{ (A)}$$

S: potencia del transformador en kVA

V_p : tensión primaria en kV

I_p : Intensidad primaria en kV

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 45 kV y la potencia del transformador es de 12,5 MVA, obtenemos:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_p} = \frac{12.500kVA}{\sqrt{3} \cdot 45kV} = 160,37A$$

1.2 Intensidad desde la línea de 45kV hasta la barra de 45 kV

La intensidad que circula por estos cables será el doble de la intensidad primaria del transformador de potencia. Esto es debido a que tenemos en paralelo dos transformadores. La entrada-salida de la subestación la calcularemos por una de las dos salidas porque si fallara una de las dos, podríamos evacuar toda la energía eléctrica por una de ellas.

$$I_{\text{línea-barra45kV}} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 160,37A = 320,74A$$

1.3 Intensidad en la barra de 45 kV

La intensidad que circulará por la barra, será el doble que la intensidad primaria del transformador de potencia. Esto es debido a que tenemos en paralelo dos transformadores ya que la intensidad demandada por la instalación es menor.

$$I_{\text{barra45kV}} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 160,37A = 320,74A$$

1.4 Intensidad en el lado de 15 kV del transformador de potencia

La intensidad secundaria dada por un transformador de potencia viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_s} \text{ (A)}$$

S: potencia del transformador en kVA

V_s: tensión secundaria en kV

I_s: Intensidad secundaria en kV

En el caso que nos ocupa, la tensión secundaria de alimentación es de 15 kV y la potencia del transformador es de 12,5 MVA, obtenemos:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_s} = \frac{12.500 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 15 \text{ kV}} = 481,13 \text{ A}$$

1.5 Intensidad en la barra de 15 kV

La intensidad que circulará por la barra, será el doble que la intensidad secundaria del transformador de potencia. Esto es debido a que tenemos en paralelo dos transformadores ya que la intensidad demandada por la instalación es menor.

$$I_{\text{barra } 15 \text{ kV}} = 2 \cdot I_s = 2 \cdot 481,13 \text{ A} = 962,25 \text{ A}$$

1.6 Intensidad desde la barra de 15kV hasta el transformador de Servicios Auxiliares (SS.AA.)

La intensidad primaria dada por un transformador de potencia viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_p} \text{ (A)}$$

S: potencia del transformador en kVA

V_p : tensión primaria en kV

I_p : Intensidad primaria en kV

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 15 kV y la potencia del transformador es de 160 kVA, obtenemos:

$$I_{p-SSAA} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_p} = \frac{160kVA}{\sqrt{3} \cdot 15kV} = 6,16A$$

1.7 Intensidad secundaria del transformador de potencia de SS.AA.

La intensidad secundaria dada por un transformador de potencia viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_s} (A)$$

S: potencia del transformador en kVA

V_s : tensión secundaria en kV

I_s : Intensidad secundaria en kV

En el caso que nos ocupa, la tensión secundaria es de 15 kV y la potencia del transformador es de 160 kVA, obtenemos:

$$I_{s-SSAA} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_s} = \frac{160kVA}{\sqrt{3} \cdot 0,4kV} = 230,94A$$

1.8 Intensidad desde la barra de 15kV hasta la batería de condensadores

La intensidad que circula por estos cables viene dada por la expresión:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} (A)$$

S: potencia de la batería de condensadores en kVAr

V: tensión batería en kV

I: Intensidad batería en A

En el caso que nos ocupa, la tensión de la batería es de 15 kV y la potencia de la batería de condensadores es de 2MVA, obtenemos:

$$I_{batería} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{2.000kVA}{\sqrt{3} \cdot 15kV} = 76,98A$$

1.9 Intensidad desde la barra de 15kV hasta las salidas

La intensidad que circula por estos cables viene dada por la expresión:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} (A)$$

S: potencia demandada en kVA

V: tensión salida en kV

I: Intensidad salida en A

En el caso que nos ocupa, la tensión de la salida es de 15 kV para una demanda prevista de 6MVA, obtenemos:

$$I_{salida} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{6.000kVA}{\sqrt{3} \cdot 15kV} = 230,94A$$

2 CÁLCULO DE SECCIONES

2.1 Factores a utilizar

2.1.1 Factores cable aéreo

La temperatura con la que se realizan los cálculos es de 20 °C, por lo que su factor de corrección será de 1,18.

1 - Cables instalados al aire en ambiente de temperatura distinta de 40 °C:

COEFICIENTES DE CORRECCIÓN

Temperatura de servicio, θ_s , en °C	Temperatura ambiente, θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
105 (Eprotenax Compact)	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83
90 (Vittalene)	1,27	1,23	1,18	1,14	1,10	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,78

2.1.2 Factores cable subterráneo

La temperatura con la que se realizan los cálculos es de 20 °C, por lo que su factor de corrección será de 1,04.

1 - Cables enterrados en terrenos con temperatura del mismo distinta de 25 °C:

COEFICIENTES DE CORRECCIÓN

Temperatura de servicio, θ_s , en °C	Temperatura del terreno, θ_t , en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
105 (Eprotenax Compact)	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83	
90 (Vittalene)	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	

La profundidad de las zanjas las cuales contienen estos cables será de 0,70 metros. Dichos cables son instalados bajo tubo y con armadura. Por tanto, el factor de corrección será de 1,03. Excepto el cable que va de la barra de 15 kV a las salidas cuya sección será mayor y, por tanto, el factor de corrección será de 1,045.

COEFICIENTES DE CORRECCIÓN

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm ²	> 185 mm ²	≤ 185 mm ²	> 185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

En la conexión del transformador a la barra de 15 kV, tendremos dos cables unipolares por fase, es decir, tenemos dos ternas de cables trifásicos agrupados bajo tierra, encontrándose en contacto entre sí, por lo que el factor de corrección será de 0,8.

3 - Cables trifásicos o ternas de cables agrupados bajo tierra.

COEFICIENTES DE CORRECCIÓN

		Factor de corrección									
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos en la zanja									
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Cables directamente enterrados	En contacto (d = 0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42	
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55	
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65	
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	–	
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	–	–	–	
Cables bajo tubo	En contacto (d = 0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49	
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58	
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68	
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	–	
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	–	–	–	–	

Tras las mediciones pertinentes, hemos obtenido que la resistividad del terreno es de 1,5 K x m /W, por lo que el factor de corrección será de 1.

2 - Cables enterrados directamente o en conducciones en terrenos de resistencia térmica diferente a 1,5 K-m/W.

COEFICIENTES DE CORRECCIÓN

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K-m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

En la conexión del transformador de SS.AA. a SS.AA., el factor de corrección para una resistividad térmica del terreno de 1,5 K x m / W será de 0,85.

TABLA C.5 - FACTOR DE CORRECCIÓN PARA UNA RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO DISTINTA DE 1 K • m / W (CABLES SOTERRADOS)

cable	Tipo de Resistividad térmica del terreno (en K • m / W)										
	0,80	0,85	0,90	1	1,10	1,20	1,40	1,65	2,00	2,50	2,80
Unipolar	1,09	1,06	1,04	1	0,96	0,93	0,87	0,81	0,75	0,68	0,66
Tripolar	1,07	1,05	1,03	1	0,97	0,94	0,89	0,84	0,78	0,71	0,69

En ambos lados de los transformadores de potencia 45kV / 15kV colocaremos dos zanjas paralelas separadas entre sí para la colocación de los cables.

2.1.3 Factores barra

La temperatura a la que se va a encontrar la barra es de 20 °C y la temperatura límite admisible por esta será de 65 °C, por lo que el factor de conversión según la tabla será de 1,23.

Temperaturas de barras y del ambiente diferentes de 35 y 65 °C, respectivamente (barras de cobre y aluminio)

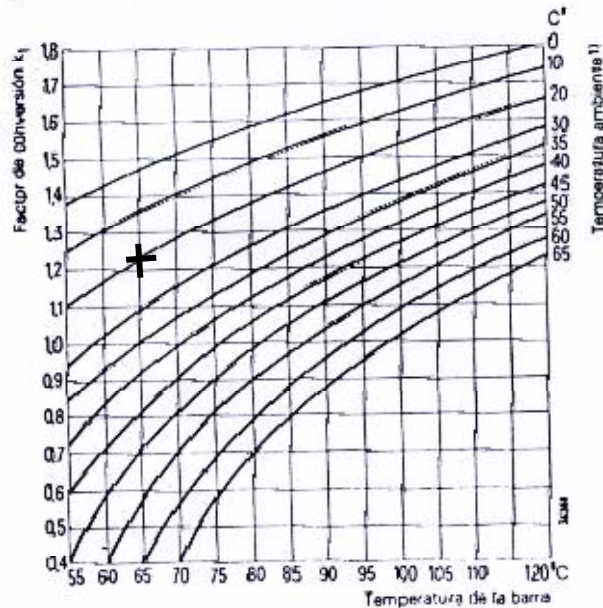


Figura 1: Factor de conversión k_1 en dependencia de las temperaturas de barras y del ambiente para barras de cobre y aluminio, según Tablas 8 y 9.

La barra de 15kV medirá 4 metros. Para barras pintadas, de longitud mayor de dos metros y embarrado simple, el factor de corrección será de 0,9 según la tabla siguiente:

Número de barras	Ancho de barra mm	Grueso de barra y espacio intermedio mm	Factor k_2 para barras	
			pintadas	desnudas
1 —	50 hasta 200	5 hasta 10	0,9	0,85
2 ≡			0,85	0,8
3 ≡≡	0,85 0,8		0,8 0,75	
4 ≡≡≡	0,75 0,7		0,7 0,65	

2.2 Elección de cables y barras

2.2.1 Cables línea 45kV a barra 45kV

La intensidad que circulará por estos cables es:

$$I_{\text{línea-barra 45kV}} = 320,74 A$$

$$I_{\text{máxadm}} \geq I_{\text{línea-barra 45kV}} \cdot 1,18 = 320,74 \cdot 1,18 = 378,47 A$$

Con estas consideraciones, el cable a elegir será LA-280 (HAWK).

Las características de este cable son:

- Sección (mm²):
 - Aluminio: 241,65
 - Acero: 39,45
 - Total: 281,10
- Formación (nº x Ø):
 - Aluminio: 26 x 3,44
 - Acero: 7 x 2,68
- Diámetro cable (mm): 21,8
- Masa del cable (kg/km): 976,6
- Carga de rotura (kgf): 8.616
- Resistencia eléctrica a 20 °C (Ω/km): 0,1191
- Intensidad Admisible (A): 480

Por lo tanto, al ser la intensidad máxima admisible que puede circular por la terna superior a la corriente máxima del cable, el conductor es válido según este criterio.

El cable a colocar será LA-280 (HAWK) 3x1x280 mm²

2.2.2 Barra 45kV

La intensidad que circulará por este cable es:

$$I_{barra\ 45kV} = 320,74\ A$$

$$I_{máxadm} \geq I_{barra\ 45kV} \cdot 1,18 = 320,74 \cdot 1,18 = 378,47\ A$$

Con estas consideraciones, el cable a elegir será LA-280 (HAWK).

Las características de este cable son:

- Sección (mm²):
 - Aluminio: 241,65
 - Acero: 39,45
 - Total: 281,10
- Formación (nº x Ø):
 - Aluminio: 26 x 3,44
 - Acero: 7 x 2,68
- Diámetro cable (mm): 21,8
- Masa del cable (kg/km): 976,6
- Carga de rotura (kgf): 8.616
- Resistencia eléctrica a 20 °C (Ω/km): 0,1191
- Intensidad Admisible (A): 480

Por lo tanto, al ser la intensidad máxima admisible que puede circular por la terna superior a la corriente máxima del cable, el conductor es válido según este criterio.

El cable a colocar será LA-280 (HAWK) 3x1x280 mm²

2.2.3 Cables barra 45kV a transformador de potencia

La intensidad que circulará por estos cables es:

$$I_p = 160,37 A$$

$$I_{máxadm} \geq I_p \cdot 1,18 = 189,24 A$$

Con estas consideraciones, el cable a elegir será LA-110 (CSA-49-1965).

Las características de este cable son:

- Sección (mm²):
 - Aluminio: 94,25
 - Acero: 21,99
 - Total: 116,24
- Formación (nº x Ø):
 - Aluminio: 30 x 2,00
 - Acero: 7 x 2,00
- Diámetro cable (mm): 14,00
- Masa del cable (kg/km): 432,7
- Carga de rotura (kgf): 4.400
- Resistencia eléctrica a 20 °C (Ω/km): 0,3070
- Intensidad Admisible (A): 260

Por lo tanto, al ser la intensidad máxima admisible que puede circular por la terna superior a la corriente máxima del cable, el conductor es válido según este criterio.

El cable a colocar será LA-110 (CSA-49-1965) 3x1x110 mm²

2.2.4 Cables transformador de potencia a barra 15 kV

La intensidad que circulará por este cable es:

$$I_s = 481,13 A$$

$$I_{máxadm} \geq I_s \cdot 1,04 \cdot 1,03 = 481,13 \cdot 1,04 \cdot 1,03 = 515,39 A$$

No hay un cable con una sección homologada por las compañías del grupo Endesa que soporte esa intensidad por lo que colocaremos dos ternas de cables ($F_c=0,8$).

$$I_{cable} = 240,57 A$$

$$I_{máxadm} \geq I_{cable} \cdot 1,04 \cdot 1,03 \cdot 0,8 = 240,57 \cdot 1,04 \cdot 1,03 \cdot 0,8 = 206,16 A$$

Con estas consideraciones, la sección del cable será de 150 mm^2 .

Las características de este cable son:

- Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado (A): 245
- Resistencia del conductor a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ (Ω/km): 0,206
- Resistencia del conductor a T máx. ($105 \text{ }^\circ\text{C}$) (Ω/km): 0,264
- Reactancia inductiva (Ω/km): 0,114
- Capacidad ($\mu\text{F}/\text{km}$): 0,254

Por lo tanto, al ser la intensidad máxima admisible que puede circular por la terna superior a la corriente máxima del cable, el conductor es válido según este criterio.

El cable a colocar será Al RHZ1-OL $3 \times 2 \times 150 \text{ mm}^2$ 12/20 kV

2.2.5 Barra 15kV

Elegiremos una barra de cobre ya que las conexiones que realizaremos en la barra serán de cables de cobre (conexión de todos los aparatos integrados en el cuadro), y para los cables que vienen de la línea y los que van al transformador colocaremos en la conexión entre la barra y el cable un material bimetálico para que la conducción sea lo mejor posible, ya que entre el cobre y el aluminio el paso de energía eléctrica tiene un rendimiento bajo.

La elección del cobre también viene tomada por las dimensiones, debido a que para la misma intensidad, las barras de cobre son de menor tamaño que las de aluminio. Si colocamos barras de cobre, necesitaremos menores dimensiones de cuadros y ahorraremos en el presupuesto final.

Otra consideración que hemos tenido en cuenta es que en el mercado se encuentran con mayor facilidad, y el tiempo de entrega del material es menor para el cobre que para el aluminio.

Elegiremos las barras pintadas en vez de desnudas, ya que con iguales dimensiones, soportan más intensidad.

La intensidad que circulará por la barra de 15 kV es:

$$I_{barra\ 15kV} = 962,25\ A$$

$$I_{máxadm} \geq I_{barra\ 15kV} \cdot 1,23 = 962,25 \cdot 1,23 = 1.183,57\ A$$

Con estas consideraciones, la barra a elegir será una barra por fase pintada de 60 x 10.

Las características de la barra son las siguientes:

- Ancho x Grueso (mm): 60 x 10
- Sección (mm²): 599
- Peso (kg/m): 5,33
- Material: E-Cu F 25
- Intensidad máxima admisible (A): 1200

Por lo tanto, al ser la intensidad máxima admisible superior a la corriente máxima de la barra, es válida.

2.2.6 Cables barra 15kV a transformador de potencia de SS.AA.

La intensidad que circulará por estos cables es:

$$I_{p-SSAA} = 6,16A$$

Consideraremos estos cables al aire dentro de canales, con una separación entre ternas de más de dos veces su diámetro y a una temperatura máxima dentro del canal de 40 °C ($F_c=1$).

$$I_{máxadm} \geq I_{p-SSAA} = 6,16A$$

Con estas consideraciones, la sección del cable será de 95 mm².

Las características de este cable son:

- Intensidad máxima admisible al aire (A): 255
- Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km): 0,32
- Resistencia del conductor a T máx. (105 °C) (Ω/km): 0,41
- Reactancia inductiva (Ω/km): 0,123
- Capacidad ($\mu F/km$): 0,217

Por lo tanto, al ser la intensidad máxima admisible que puede circular por la terna superior a la corriente máxima del cable, el conductor es válido según este criterio.

El cable a colocar será Al RHZ1-OL 3x1x95 mm² 12/20 kV

2.2.7 Cable transformador de potencia de SS.AA. a SS.AA.

La intensidad que circulará por estos cables es:

$$I_{s-SSAA} = 230,94 A$$

$$I_{máxadm} \geq I_{s-SSAA} \cdot 1,04 \cdot 0,85 = 204,15 A$$

Con estas consideraciones, la sección del cable será de 185 mm².

Las características de este cable son:

- Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado (A): 226
- Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km): 0,164
- Espesor de aislamiento (mm): 1,6
- Diámetro exterior (mm): 21,4
- Peso total (kg/km): 645

Por lo tanto, al ser la intensidad máxima admisible que puede circular por la terna superior a la corriente máxima del cable, el conductor es válido según este criterio.

El cable a colocar será Al XZ1(S) 3x1x185 mm² 0,6/1 kV

2.2.8 Cables barra 15kV a batería de condensadores

La intensidad que circulará por estos cables es:

$$I_{batería} = 76,98 A$$

$$I_{máxadm} \geq I_{batería} \cdot 1,04 \cdot 1,03 = 82,46 A$$

Con estas consideraciones, la sección del cable será de 95 mm².

Las características de este cable son:

- Intensidad máxima bajo tubo y enterrado (A): 190
- Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km): 0,32
- Resistencia del conductor a T máx. (105 °C) (Ω/km): 0,41
- Reactancia inductiva (Ω/km): 0,123
- Capacidad (μF/km): 0,217

Por lo tanto, al ser la intensidad máxima admisible que puede circular por la terna superior a la corriente máxima del cable, el conductor es válido según este criterio.

El cable a colocar será AI RHZ1-OL 3x1x95 mm² 12/20 kV

2.2.9 Cables barra 15kV a salidas

La intensidad que circulará por estos cables es:

$$I_{salida} = 230,94 A$$

$$I_{máxadm} \geq I_{batería} \cdot 1,04 \cdot 1,045 = 250,99 A$$

Con estas consideraciones, la sección del cable será de 240 mm².

Las características de este cable son:

- Intensidad máxima bajo tubo y enterrado (A): 320
- Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km): 0,125
- Resistencia del conductor a T máx. (105 °C) (Ω/km): 0,161
- Reactancia inductiva (Ω/km): 0,106
- Capacidad (μF/km): 0,306

Por lo tanto, al ser la intensidad máxima admisible que puede circular por la terna superior a la corriente máxima del cable, el conductor es válido según este criterio.

El cable a colocar será Al RHZ1-OL 3x1x240 mm² 12/20 kV

3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

3.1 Consideraciones tomadas en el cálculo de cortocircuito

Calcularemos la corriente de cortocircuito aguas arriba, ya que es la situación más desfavorable.

Por si la falta se produce cuando falla un transformador, consideraremos que trabaja sólo un trafo, ya que es más desfavorable que si trabajan los dos transformadores en paralelo.

La corriente de cortocircuito simétrica trifásica la calcularemos con la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}}$$

Suponiendo el factor $c=1,1$.

El factor de tensión c es necesario para simular el efecto de algunos fenómenos que no se tienen en cuenta explícitamente en el cálculo, como, por ejemplo:

- Los cambios de tensión con el tiempo
- Los cambios en las derivaciones del transformador
- Los fenómenos subtransitorios de las máquinas rotativas (generadores y motores)

3.2 Datos

- Red de alimentación:
 - Tensión asignada: $V_{1n} = 45 \text{ kV}$
 - Frecuencia asignada: $f = 50 \text{ Hz}$
 - Intensidad de cortocircuito: $I_{cc} = 12 \text{ kA}$
 - $\cos\varphi = 0,2$
 - $S_{cc} = \sqrt{3} \cdot I_{cc} \cdot V_{1n} = \sqrt{3} \cdot 12 \text{ kA} \cdot 45 \text{ kV} = 935,31 \text{ MVA}$

- Cable línea 45kV a barra de 45kV:
 - $L = 200 \text{ m}$
 - Formación: LA-280 (HAWK) 3x1x280 mm²
 - $I_{\text{máx-adm}} = 480 \text{ A}$
 - $R = 0,1191 \text{ } \Omega/\text{km}$

- Barra de 45 kV:
 - $L = 16 \text{ m}$
 - Formación: LA-280 (HAWK) 3x1x280 mm²
 - $I_{\text{máx-adm}} = 480 \text{ A}$
 - $R = 0,1191 \text{ } \Omega/\text{km}$

- Cable barra de 45kV a transformador de potencia:
 - $L = 15,5 \text{ m}$
 - Formación: LA-110(CSA-49-1965) 3x1x110 mm²
 - $I_{\text{máx-adm}} = 260 \text{ A}$
 - $R = 0,307 \text{ } \Omega/\text{km}$

- Transformador de potencia 45kV / 15kV:
 - $V_{1n} = 45 \text{ kV}$
 - $V_{2n} = 15 \text{ kV}$
 - $S_n = 12,5 \text{ MVA}$
 - $V_{cc}(\%) = 8,35\%$
 - $P_n(\%) = \frac{\text{Pérdidas}_{\text{carga}}}{\text{Potencia}_{\text{no minal}}} \cdot 100 = \frac{82\text{kW}}{12,5\text{MVA}} \cdot 100 = 0,656\%$

- Cable transformador de potencia a barra de 15 kV:
 - $L = 10\text{m}$
 - Formación: Al RHZ1-OL 3x2x150mm² 12/20kV
 - $I_{\text{máx-adm}} = 245\text{A}$
 - $R = 0,206 \Omega/\text{km}$
 - $X = 0,114 \Omega/\text{km}$

- Barra de 15 kV:
 - $L = 4\text{m}$
 - Formación: 60 x 10 mm
 - Sección: 599 mm²
 - Material: E-CuF25
 - $I_{\text{máx-adm}} = 1200 \text{ A}$

- Cable barra de 15 kV a transformador de SS.AA.:
 - $L = 12\text{m}$
 - Formación: Al RHZ1-OL 3x1x95mm² 12/20kV
 - $I_{\text{máx-adm}} = 255\text{A}$
 - $R = 0,32 \Omega/\text{km}$
 - $X = 0,123 \Omega/\text{km}$

- Transformador de potencia SS.AA. 15kV / 400V:
 - $V_{1n} = 15 \text{ kV}$
 - $V_{2n} = 400 \text{ V}$
 - $S_n = 160 \text{ kVA}$
 - $V_{cc}(\%) = 6\%$
 - $P_n(\%) = \frac{\text{Pérdidas}_{\text{carga}}}{\text{Potencia}_{\text{no minal}}} \cdot 100 = \frac{2700\text{W}}{160\text{kVA}} \cdot 100 = 1,6875\%$

- Cable transformador de SS.AA. a SS.AA.:
 - $L = 6\text{m}$
 - Formación: Al XZ1(S) 3x1x185 mm² 0,6/1 kV
 - $I_{\text{máx-adm}} = 226\text{A}$
 - $R = 0,164 \Omega/\text{km}$

- Cable barra de 15 kV a batería de condensadores:
 - $L = 10\text{m}$
 - Formación: Al RHZ1-OL 3x1x95mm² 12/20kV
 - $I_{\text{máx-adm}} = 190\text{A}$
 - $R = 0,32 \Omega/\text{km}$
 - $X = 0,123 \Omega/\text{km}$

- Cable barra de 15 kV a salidas:
 - $L = 50\text{m}$
 - Formación: Al RHZ1-OL 3x1x240mm² 12/20kV
 - $I_{\text{máx-adm}} = 320\text{A}$
 - $R = 0,125 \Omega/\text{km}$
 - $X = 0,106 \Omega/\text{km}$
 - $S_{\text{salida}} = 6\text{MVA}$

3.3 Cálculo de impedancias

- Red de alimentación:

$$Z_{red} = \frac{V_{ln}^2}{S_{cc}} = \frac{(45kV)^2}{935,31MVA} = 2,165\Omega$$

$$R_{red} = Z_{red} \cdot \cos \varphi = 2,165\Omega \cdot 0,2 = 0,433\Omega$$

$$X_{red} = Z_{red} \cdot \sen \varphi = 2,165\Omega \cdot 0,98 = 2,121\Omega$$

- Cable línea de 45 kV a barra 45kV:

$$R_{línea\ 45\text{-barra}\ 45} = R \cdot L = 0,1191\Omega / km \cdot 0,2km = 0,02382\Omega$$

$$X_{línea\ 45\text{-barra}\ 45} = 0\Omega$$

- Barra 45kV:

$$R_{barra\ 45kV} = R \cdot L = 0,1191\Omega / km \cdot 0,016km = 1,9056 \cdot 10^{-3}\Omega$$

$$X_{barra\ 45kV} = 0\Omega$$

- Cable barra 45 kV a transformador de potencia:

$$R_{barra\ 45\text{-trafo}} = R \cdot L = 0,307\Omega / km \cdot 0,0155km = 4,7585 \cdot 10^{-3}\Omega$$

$$X_{barra\ 45\text{-trafo}} = 0\Omega$$

- Transformador de potencia 45kV/15kV:

$$Z_{trafo} = \frac{V_{cc}(\%) \cdot V_{2n}^2}{100 \cdot S_n} = \frac{8,35 \cdot (15kV)^2}{100 \cdot 12,5MVA} = 1,503\Omega$$

$$Pérdidas(W) = \frac{P_{cc}(\%) \cdot S_n}{100} = \frac{0,656 \cdot 12,5MVA}{100} = 82.000W$$

$$I_{2n}(A) = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} = \frac{12,5MVA}{\sqrt{3} \cdot 15kV} = 481,125A$$

$$R_{trafo} = \frac{Pérdidas(W)}{3 \cdot I_{2n}^2} = \frac{82.000W}{3 \cdot (481,125A)^2} = 0,1181\Omega$$

$$X_{trafo} = \sqrt{Z_{trafo}^2 - R_{trafo}^2} = \sqrt{1,503^2 - 0,1181^2} = 1,498\Omega$$

- Cable transformador de potencia a barra 15kV:

$$R_{\text{trafo-barral5}} = R \cdot L = 0,206\Omega / km \cdot 0,01km = 2,06 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{\text{trafo-barral5}} = X \cdot L = 0,114\Omega / km \cdot 0,01km = 1,14 \cdot 10^{-3} \Omega$$

- Barra 15kV:

$$R_{\text{barral5kV}} = \rho_{Cu} \cdot \frac{L}{s} = \frac{1}{56} \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot \frac{4m}{599mm^2} = 1,1925 \cdot 10^{-4} \Omega$$

- Cable barra 15kV a transformador de potencia de SS.AA.:

$$R_{\text{barral5-trafoSSAA}} = R \cdot L = 0,32\Omega / km \cdot 0,012km = 3,84 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{\text{barral5-trafoSSAA}} = X \cdot L = 0,123\Omega / km \cdot 0,012km = 1,476 \cdot 10^{-3} \Omega$$

- Transformador de potencia 15kV/400V de SS.AA.:

$$Z_{\text{trafoSSAA}} = \frac{V_{cc}(\%) \cdot V_{2n}^2}{100 \cdot S_n} = \frac{6 \cdot (400V)^2}{100 \cdot 160kVA} = 0,06\Omega$$

$$P_{\text{érdidas}}(W) = \frac{P_{cc}(\%) \cdot S_n}{100} = \frac{1,6875 \cdot 160kVA}{100} = 2.700W$$

$$I_{2n}(A) = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} = \frac{160kVA}{\sqrt{3} \cdot 400V} = 230,94A$$

$$R_{\text{trafoSSAA}} = \frac{P_{\text{érdidas}}(W)}{3 \cdot I_{2n}^2} = \frac{2.700W}{3 \cdot (230,94A)^2} = 0,01688\Omega$$

$$X_{\text{trafoSSAA}} = \sqrt{Z_{\text{trafoSSAA}}^2 - R_{\text{trafoSSAA}}^2} = \sqrt{0,06^2 - 0,01688^2} = 0,05758\Omega$$

- Cable transformador de potencia de SS.AA. a SS.AA.:

$$R_{\text{trafoSSAA-SSAA}} = R \cdot L = 0,164\Omega / km \cdot 0,006km = 9,84 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$X_{\text{trafoSSAA-SSAA}} = 0\Omega$$

- Cable barra 15kV a batería de condensadores:

$$R_{\text{barral5-bateríaC}} = R \cdot L = 0,32\Omega / km \cdot 0,01km = 3,2 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{\text{barral5-bateríaC}} = X \cdot L = 0,123\Omega / km \cdot 0,01km = 1,23 \cdot 10^{-3} \Omega$$

- Cable barra 15kV a salidas:

$$R_{\text{barral5-salida}} = R \cdot L = 0,125\Omega / km \cdot 0,05km = 6,25 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{\text{barral5-salida}} = X \cdot L = 0,106\Omega / km \cdot 0,05km = 5,3 \cdot 10^{-3} \Omega$$

3.4 Cálculo de corrientes de cortocircuito

3.4.1 Cortocircuito situado en el poste de la red

La impedancia de cortocircuito que se encuentra en esta posición es:

$$R_{cc} = R_{red} = 0,433\Omega$$

$$X_{cc} = X_{red} = 2,121\Omega$$

$$Z_{cc} = Z_{red} = 2,165\Omega$$

La corriente de cortocircuito simétrica será:

$$I_{cc} = \frac{c \cdot V_{ln}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} = \frac{1,1 \cdot 45kV}{\sqrt{3} \cdot 2,165\Omega} = 13,2kA$$

3.4.2 Cortocircuito situado en la conexión del inicio de la barra de 45 kV

La impedancia de cortocircuito que se encuentra en esta posición es:

$$R_{cc} = R_{red} + R_{línea\ 45-barra\ 45} = 0,433\Omega + 0,0238\Omega = 0,4568\Omega$$

$$X_{cc} = X_{red} + X_{línea\ 45-barra\ 45} = 2,121\Omega + 0\Omega = 2,121\Omega$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} = \sqrt{0,4568^2 + 2,121^2} = 2,1696\Omega$$

La corriente de cortocircuito simétrica será:

$$I_{cc} = \frac{c \cdot V_{ln}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} = \frac{1,1 \cdot 45kV}{\sqrt{3} \cdot 2,1696\Omega} = 13,172kA$$

3.4.3 Cortocircuito situado en la conexión del final de la barra de 45 kV

La impedancia de cortocircuito que se encuentra en esta posición es:

$$R_{cc} = R_{red} + R_{línea45-barra45} + R_{barra45} = 0,433\Omega + 0,0238\Omega + 1,9056 \cdot 10^{-3} \Omega = 0,4587\Omega$$

$$X_{cc} = X_{red} + X_{línea45-barra45} + X_{barra45} = 2,121\Omega + 0\Omega + 0\Omega = 2,121\Omega$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} = \sqrt{0,4587^2 + 2,121^2} = 2,17\Omega$$

La corriente de cortocircuito simétrica será:

$$I_{cc} = \frac{c \cdot V_{ln}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} = \frac{1,1 \cdot 45kV}{\sqrt{3} \cdot 2,17\Omega} = 13,17kA$$

3.4.4 Cortocircuito situado en las bornas del transformador en el lado de 45kV

La impedancia de cortocircuito que se encuentra en esta posición es:

$$R_{cc} = R_{red} + R_{línea45-barra45} + R_{barra45} + R_{barra45-trafo} = 0,433\Omega + 0,0238\Omega + 1,9056 \cdot 10^{-3} \Omega + 4,7585 \cdot 10^{-3} \Omega = 0,4635\Omega$$

$$X_{cc} = X_{red} + X_{línea45-barra45} + X_{barra45} + X_{barra45-trafo} = 2,121\Omega + 0\Omega + 0\Omega + 0\Omega = 2,121\Omega$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} = \sqrt{0,4635^2 + 2,121^2} = 2,171\Omega$$

La corriente de cortocircuito simétrica será:

$$I_{cc} = \frac{c \cdot V_{ln}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} = \frac{1,1 \cdot 45kV}{\sqrt{3} \cdot 2,171\Omega} = 13,164kA$$

3.4.5 Cortocircuito situado en las bornas del transformador en el lado de 15kV

La impedancia de cortocircuito que se encuentra en esta posición es:

$$R_{cc} = R_{red} + R_{línea45-barra45} + R_{barra45} + R_{barra45-trafo} + R_{trafo} = 0,433\Omega + 0,0238\Omega + 1,9056 \cdot 10^{-3} \Omega + 4,7585 \cdot 10^{-3} \Omega + 0,1181\Omega = 0,5816\Omega$$

$$X_{cc} = X_{red} + X_{línea45-barra45} + X_{barra45} + X_{barra45-trafo} + X_{trafo} = 2,3335\Omega + 0\Omega + 0\Omega + 0\Omega + 1,498\Omega = 3,619\Omega$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} = \sqrt{0,5816^2 + 3,619^2} = 3,6654\Omega$$

La corriente de cortocircuito simétrica será:

$$I_{cc} = \frac{c \cdot V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} = \frac{1,1 \cdot 15kV}{\sqrt{3} \cdot 3,6654\Omega} = 2,6kA$$

3.4.6 Cortocircuito situado en la conexión del inicio de la barra de 15 kV

La impedancia de cortocircuito que se encuentra en esta posición es:

$$R_{cc} = R_{red} + R_{línea45-barra45} + R_{barra45} + R_{barra45-trafo} + R_{trafo} + R_{trafo-barra15} = 0,433\Omega + 0,0238\Omega + 1,9056 \cdot 10^{-3} \Omega + 4,7585 \cdot 10^{-3} \Omega + 0,1181\Omega + 2,06 \cdot 10^{-3} \Omega = 0,5837\Omega$$

$$X_{cc} = X_{red} + X_{línea45-barra45} + X_{barra45} + X_{barra45-trafo} + X_{trafo} + X_{trafo-barra15} = 2,121\Omega + 0\Omega + 0\Omega + 0\Omega + 1,498\Omega + 1,14 \cdot 10^{-3} \Omega = 3,62\Omega$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} = \sqrt{0,5837^2 + 3,62^2} = 3,667\Omega$$

La corriente de cortocircuito simétrica será:

$$I_{cc} = \frac{c \cdot V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} = \frac{1,1 \cdot 15kV}{\sqrt{3} \cdot 3,667\Omega} = 2,6kA$$

3.4.7 Cortocircuito situado en la conexión del final de la barra de 15 kV

La impedancia de cortocircuito que se encuentra en esta posición es:

$$\begin{aligned} R_{cc} &= R_{red} + R_{línea45-barra45} + R_{barra45} + R_{barra45-trafo} + R_{trafo} + R_{trafo-barra15} + R_{barra15} = \\ &= 0,433\Omega + 0,0238\Omega + 1,9056 \cdot 10^{-3} \Omega + 4,7585 \cdot 10^{-3} \Omega + 0,1181\Omega + \\ &+ 2,06 \cdot 10^{-3} \Omega + 1,1925 \cdot 10^{-4} \Omega = 0,5838\Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{cc} &= X_{red} + X_{línea45-barra45} + X_{barra45} + X_{barra45-trafo} + X_{trafo} + X_{trafo-barra15} + \\ &+ X_{barra15} = 2,121\Omega + 0\Omega + 0\Omega + 0\Omega + 1,498\Omega + 1,14 \cdot 10^{-3} \Omega + 0\Omega = 3,62\Omega \end{aligned}$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} = \sqrt{0,5838^2 + 3,62^2} = 3,667\Omega$$

La corriente de cortocircuito simétrica será:

$$I_{cc} = \frac{c \cdot V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} = \frac{1,1 \cdot 15kV}{\sqrt{3} \cdot 3,667\Omega} = 2,6kA$$

4 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS DE LOS CABLES A INSTALAR

4.1 Cable línea 45kV a barra 45kV

La máxima corriente de cortocircuito admisible por el cable, se calcula mediante la expresión:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} (A)$$

Siendo:

K: coeficiente dependiente del tipo de conductor, 142 para cobre y 93 para aluminio

s: sección del conductor en mm²

t: duración del cortocircuito en segundos

En este caso, el cable a instalar es LA-280 (HAWK) 3x1x280 mm², conductor de aluminio de 281,1 mm² de sección.

Para un cortocircuito de duración de 0,4 segundos obtendremos:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} = \frac{93 \cdot 281,1}{\sqrt{0,4}} = 41.173A = 41,334kA$$

Comprobamos que la corriente máxima de cortocircuito que admite el cable es superior a la corriente de cortocircuito calculada (13,17 kA) y a la corriente de cortocircuito de diseño del sistema de 45 kV (25 kA).

4.2 Barra 45kV

La máxima corriente de cortocircuito admisible por el cable, se calcula mediante la expresión:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} (A)$$

Siendo:

K: coeficiente dependiente del tipo de conductor, 142 para cobre y 93 para aluminio

s: sección del conductor en mm²

t: duración del cortocircuito en segundos

En este caso, el cable a instalar es LA-280 (HAWK) 3x1x280 mm², conductor de aluminio de 281,1 mm² de sección.

Para un cortocircuito de duración de 0,4 segundos obtendremos:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} = \frac{93 \cdot 281,1}{\sqrt{0,4}} = 41.173A = 41,334kA$$

Comprobamos que la corriente máxima de cortocircuito que admite el cable es superior a la corriente de cortocircuito calculada (13,17 kA) y a la corriente de cortocircuito de diseño del sistema de 45 kV (25 kA).

4.3 Cable barra 45kV a transformador de potencia

La máxima corriente de cortocircuito admisible por el cable, se calcula mediante la expresión:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} (A)$$

Siendo:

K: coeficiente dependiente del tipo de conductor, 142 para cobre y 93 para aluminio

s: sección del conductor en mm²

t: duración del cortocircuito en segundos

En este caso, el cable a instalar es LA-110 (CSA-49-1965) 3x1x110 mm², conductor de aluminio de 116,24mm² de sección.

Para un cortocircuito de duración de 0,4 segundos obtendremos:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} = \frac{93 \cdot 116,24}{\sqrt{0,4}} = 17.092A = 17,1kA$$

Comprobamos que la corriente máxima de cortocircuito que admite el cable es superior a la corriente de cortocircuito calculada (13,164 kA)

4.4 Cable transformador de potencia a barra 15 kV

La máxima corriente de cortocircuito admisible por el cable, se calcula mediante la expresión:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} (A)$$

Siendo:

K: coeficiente dependiente del tipo de conductor, 142 para cobre y 93 para aluminio

s: sección del conductor en mm²

t: duración del cortocircuito en segundos

En este caso, los cables a instalar son Al RHZ1-OL 3x2x150mm² 12/20kV, conductores de aluminio de 150mm² de sección.

Para un cortocircuito de duración de 0,4 segundos obtendremos:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} = \frac{93 \cdot 150}{\sqrt{0,4}} = 22.057 A = 22,06 kA$$

Comprobamos que la corriente máxima de cortocircuito que admite el cable es superior a la corriente de cortocircuito calculada (2,6kA) y a la corriente de cortocircuito de diseño del sistema de 15 kV (16kA).

4.5 Barra 15 kV

La máxima corriente de cortocircuito admisible por la barra, se calcula mediante la expresión:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} (A)$$

Siendo:

K: coeficiente dependiente del tipo de conductor, 142 para cobre y 93 para aluminio

s: sección del conductor en mm²

t: duración del cortocircuito en segundos

En este caso, la barra a instalar es de 60 x 10 mm, la sección del conductor de cobre es de 600mm².

Para un cortocircuito de duración de 0,4 segundos obtendremos:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} = \frac{142 \cdot 600}{\sqrt{0,4}} = 134.713A = 134,71kA$$

Comprobamos que la corriente máxima de cortocircuito que admite la barra es superior a la corriente de cortocircuito calculada (2,23kA) y a la corriente de cortocircuito de diseño del sistema de 15 kV (16kA).

4.6 Cable barra 15 kV a transformador de potencia SS.AA.

La máxima corriente de cortocircuito admisible por el cable, se calcula mediante la expresión:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} (A)$$

Siendo:

K: coeficiente dependiente del tipo de conductor, 142 para cobre y 93 para aluminio

s: sección del conductor en mm²

t: duración del cortocircuito en segundos

En este caso, el cable a instalar es Al RHZ1-OL 3x1x95mm² 12/20kV, conductores de aluminio de 95mm² de sección.

Para un cortocircuito de duración de 0,4 segundos obtendremos:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} = \frac{93 \cdot 95}{\sqrt{0,4}} = 13.969A = 13,97kA$$

El conductor y el transformador se encuentran protegidos por un fusible de 10A de intensidad nominal.

El fusible actúa a una intensidad muy inferior a la admisible por el cable, con lo que éste se encuentra protegido en cualquier situación.

4.7 Cable transformador SS.AA. a SS.AA.

La máxima corriente de cortocircuito admisible por el cable, se calcula mediante la expresión:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} (A)$$

Siendo:

K: coeficiente dependiente del tipo de conductor, 142 para cobre y 93 para aluminio

s: sección del conductor en mm²

t: duración del cortocircuito en segundos

En este caso, los cables a instalar son Al XZ1(S) 3x1x185mm² 0,6/1kV, conductores de aluminio de 185mm² de sección.

Para un cortocircuito de duración de 0,4 segundos obtendremos:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} = \frac{93 \cdot 185}{\sqrt{0,4}} = 27.203A = 27,2kA$$

Comprobamos que la corriente máxima de cortocircuito que admite el cable es superior a la corriente de cortocircuito esperada y a la corriente de cortocircuito de diseño del sistema de 15 kV (16kA).

4.8 Cable barra 15kV a batería de condensadores

La máxima corriente de cortocircuito admisible por el cable, se calcula mediante la expresión:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} (A)$$

Siendo:

K: coeficiente dependiente del tipo de conductor, 142 para cobre y 93 para aluminio

s: sección del conductor en mm²

t: duración del cortocircuito en segundos

En este caso, los cables a instalar son Al RHZ1-OL 3x1x95mm² 12/20kV, conductores de aluminio de 95mm² de sección.

Para un cortocircuito de duración de 0,4 segundos obtendremos:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} = \frac{93 \cdot 95}{\sqrt{0,4}} = 13.969A = 13,97kA$$

Comprobamos que la corriente máxima de cortocircuito que admite el cable es superior a la corriente de cortocircuito esperada.

4.9 Cable barra 15kV a salidas

La máxima corriente de cortocircuito admisible por el cable, se calcula mediante la expresión:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} (A)$$

Siendo:

K: coeficiente dependiente del tipo de conductor, 142 para cobre y 93 para aluminio

s: sección del conductor en mm²

t: duración del cortocircuito en segundos

En este caso, los cables a instalar son Al RHZ1-OL 3x1x240mm² 12/20kV, conductores de aluminio de 240mm² de sección.

Para un cortocircuito de duración de 0,4 segundos obtendremos:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t}} = \frac{93 \cdot 240}{\sqrt{0,4}} = 35.291A = 35,29kA$$

Comprobamos que la corriente máxima de cortocircuito que admite el cable es superior a la corriente de cortocircuito esperada y a la corriente de cortocircuito de diseño del sistema de 15 kV (16kA).

5 CÁLCULO PARARRAYOS

En este apartado, se pretende coordinar el aislamiento del conjunto de la aparamenta instalada con los niveles de protección de los pararrayos a instalar, para proporcionar protección a los aparatos contra los riesgos producidos por sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas como las de origen interno.

5.1 Pararrayos 45kV

Los criterios que se han de aplicar a la hora de seleccionar un pararrayos para una instalación son:

- Selección de la corriente de descarga nominal:

$I_d = 10\text{kA}$ para subestaciones.

- Selección de la tensión nominal y tensión máxima de servicio continuo:

Este criterio varía según el tipo de pararrayos. En nuestro caso, elegiremos un pararrayos de óxidos metálicos.

Para estos pararrayos, existen dos criterios de selección en función de cómo se halle conectado el neutro de la instalación a tierra. En este caso, a 45kV, el neutro se encuentra puesto rígidamente a tierra y, por tanto, se seleccionará un pararrayos cuya tensión máxima de servicio continuo U_c sea igual, y si no fuera posible, la inmediata superior de:

$$U_c \geq U_{m\acute{a}x} \cdot \frac{0,81}{T_c}$$

La tensión máxima ($U_{m\acute{a}x}$) a 45kV es:

$$U_{m\acute{a}x} = 52\text{kV}$$

El factor de sobretensión temporal (T_c) es un factor adimensional y es una característica del pararrayos función del tiempo e duración de la sobretensión y de la energía que el pararrayos haya absorbido previamente. El fabricante ha de proporcionar los gráficos correspondientes del valor de T_c . En este caso, será de 1,2.

La tensión máxima de servicio continuo tendrá que ser:

$$U_c \geq U_{m\acute{a}x} \cdot \frac{0,81}{T_c} = 52kV \cdot \frac{0,81}{1,2} = 35,1kV$$

- Coordinación del aislamiento

La misión básica de los pararrayos es la de limitar las sobretensiones en los sistemas eléctricos a unos niveles conocidos y controlados. La idea de coordinación de aislamiento es impedir que, por medio de unos dispositivos de protección, los valores de sobretensión rebasen el límite soportado por los sistemas aislantes de la instalación. La misión de los pararrayos, según este concepto, va a ser la de asegurar que cuando se presente una sobretensión, por el medio que sea, ésta nunca alcance los valores de tensión de ensayo de los aislamientos de los diversos equipos del sistema eléctrico. Estos equipos pueden ser cables, transformadores, interruptores, máquinas...

La elección del pararrayos se debe hacer en base a obtener un margen lo suficientemente amplio entre el nivel de protección del pararrayos (NP) y el nivel de protección de aislamiento del equipo eléctrico (NA).

Se tomará como nivel de protección (NP) el mayor de los siguientes valores:

- Tensión de cebado sobre el frente de onda dividido por 1,15:
127kV/1,15=110,43kV
- Tensión de cebado con onda de ensayo tipo rayo 1,2/50: 94,8kV
- Tensión residual para una corriente de descarga de 10kA: 116kV

Por tanto, NP será 116.

El nivel de aislamiento (NA) de la instalación a proteger es el máximo valor de la tensión soportada, con onda de impulso tipo rayo 1,2/50µs, por la instalación.

Para 45kV, NA=250kV

El margen de protección (PM) es el margen porcentual entre el nivel de aislamiento de la instalación (NA) y el nivel de protección resultante de la instalación (NR), expresada mediante la fórmula:

$$PM = \left(\frac{NA}{NP} - 1 \right) \cdot 100 = \left(\frac{250}{116} - 1 \right) \cdot 100 = 115,52\%$$

El margen de protección PM debe ser superior al 30%. Con lo que, nuestro pararrayos es correcto.

5.2 Pararrayos 15kV

Los criterios que se han de aplicar a la hora de seleccionar un pararrayos para una instalación son:

- Selección de la corriente de descarga nominal:

$I_d = 10\text{kA}$ para subestaciones.

- Selección de la tensión nominal y tensión máxima de servicio continuo:

Este criterio varía según el tipo de pararrayos. En nuestro caso, elegiremos un pararrayos de óxidos metálicos.

Para estos pararrayos, existen dos criterios de selección en función de cómo se halle conectado el neutro de la instalación a tierra. En este caso, a 15kV, el neutro se encuentra aislado y, por tanto, se seleccionará un pararrayos cuya tensión máxima de servicio continuo U_c sea igual, y si no fuera posible, la inmediata superior de:

$$U_c \geq \frac{U_{m\acute{a}x}}{T_c}$$

La tensión máxima ($U_{m\acute{a}x}$) a 15kV es:

$$U_{m\acute{a}x} = 17,5\text{kV}$$

El factor de sobretensión temporal (T_c) es un factor adimensional y es una característica el pararrayos función del tiempo e duración de la sobretensión y de la energía que el pararrayos haya absorbido previamente. El fabricante ha de proporcionar los gráficos correspondientes del valor de T_c . En este caso, será de 1,2.

La tensión máxima de servicio continuo tendrá que ser:

$$U_c \geq \frac{U_{m\acute{a}x}}{T_c} = \frac{17,5kV}{1,2} = 14,58kV$$

- Coordinación del aislamiento

La misión básica de los pararrayos es la de limitar las sobretensiones en los sistemas eléctricos a unos niveles conocidos y controlados. La idea de coordinación de aislamiento es impedir que, por medio de unos dispositivos de protección, los valores de sobretensión rebasen el límite soportado por los sistemas aislantes de la instalación. La misión de los pararrayos, según este concepto, va a ser la de asegurar que cuando se presente una sobretensión, por el medio que sea, ésta nunca alcance los valores de tensión de ensayo de los aislamientos de los diversos equipos del sistema eléctrico. Estos equipos pueden ser cables, transformadores, interruptores, máquinas...

La elección del pararrayos se debe hacer en base a obtener un margen lo suficientemente amplio entre el nivel de protección del pararrayos (NP) y el nivel de protección de aislamiento del equipo eléctrico (NA).

Se tomará como nivel de protección (NP) el mayor de los siguientes valores:

- Tensión de cebado sobre el frente de onda dividido por 1,15:
50,4kV/1,15=43,83 kV
- Tensión de cebado con onda de ensayo tipo rayo 1,2/50: 37,1kV
- Tensión residual para una corriente de descarga de 10kA: 45,4kV

Por tanto, NP será 45,4kV.

El nivel de aislamiento (NA) de la instalación a proteger es el máximo valor de la tensión soportada, con onda de impulso tipo rayo 1,2/50µs, por la instalación.

Para 15kV, NA=95kV

El margen de protección (PM) es el margen porcentual entre el nivel de aislamiento de la instalación (NA) y el nivel de protección resultante de la instalación (NP), expresada mediante la fórmula:

$$PM = \left(\frac{NA}{NP} - 1 \right) \cdot 100 = \left(\frac{95}{45,4} - 1 \right) \cdot 100 = 109,25\%$$

El margen de protección PM debe ser superior al 30%. Con lo que, nuestro pararrayos es correcto.

6 CÁLCULO HILOS DE GUARDA

La distancia de los conductores al suelo se calcula con la siguiente fórmula:

$$H = \frac{4 \cdot h + \sqrt{16 \cdot h^2 - 12 \cdot (h^2 - a^2)}}{6}$$

Siendo:

$$h = 5.3 + \frac{V_{\text{máx}}}{150} \quad \text{y} \quad 2 \cdot a = 10$$

Nivel 45kV:

$$h = 5.3 + \frac{V_{\text{máx}}}{150} = 5.3 + \frac{52}{150} = 5,65m$$

Se toma como valor de h el inmediatamente superior: $h = 6m$ y se introduce en la expresión para el cálculo de la distancia de los hilos de guarda al suelo:

$$H = \frac{4 \cdot 6 + \sqrt{16 \cdot 6^2 - 12 \cdot (6^2 - 5^2)}}{6} = 7,51m$$

Se toma un único valor de H para simplificar la estructura de la subestación y para ello elegimos la más desfavorable que es $H = 7,51m$. Sin embargo, y para evitar colocar hilos de guarda en lugares en los que no hay apartamento, y a su vez, siga cumpliendo las exigencias del Reglamento, fijaremos este valor sobredimensionando el más desfavorable (por si el suelo no es completamente liso, etc.) en 8 metros de altura.

$$H = 8m$$

$$d = 0.1 + \frac{V_{\text{máx}}}{150} = 0.1 + \frac{52}{150} = 0.45m$$

$$2 \cdot d = 2 \cdot 0.45 = 0,9m$$

COMPROBACIÓN: $H - h \geq 2d \rightarrow 8m - 6m \geq 0,9m \rightarrow 2m \geq 0,9m \rightarrow \text{Cumple}$

7 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

7.1 Distancias mínimas en el aire

- Distancia mínima entre fases en el aire

Según la tabla 5 de la ITC MIE RAT 12:

En el nivel de 15 kV, la distancia mínima d será de 22 cm.

En el nivel de 45 kV, la distancia mínima d será de 48 cm.

- Distancia mínima entre fase y tierra en el aire

Según las tablas 4 y 6 de la ITC MIE RAT 12:

En el nivel de 15 kV, la distancia mínima d será de 22 cm.

En el nivel de 45 kV, la distancia mínima d será de 48 cm.

7.2 Distancias a elementos en tensión

Según el apartado 3 de la ITC MIE RAT 15:

- Zonas de protección contra contactos accidentales en el interior del recinto de la instalación

De los elementos en tensión a paredes macizas de 180 cm de altura mínima:

$$B = d + 3$$

En el nivel de 15 kV ($d=22$ cm), B será 25 cm.

En el nivel de 45 kV ($d=48$ cm), B será de 51 cm.

De los elementos en tensión a enrejados de 180 cm de altura mínima:

$$C = d + 10$$

En el nivel de 15 kV ($d=22$ cm), C será 32 cm.

En el nivel de 45 kV ($d=48$ cm), C será de 58 cm.

De los elementos en tensión a cierres de cualquier tipo:

$$E = d + 30 \quad (E > 80 \text{ cm})$$

En el nivel de 15 kV (d=22 cm), E será 80 cm.

En el nivel de 45 kV (d=48cm), E será 80 cm.

- Zonas de protección contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación

De elementos en tensión al cierre cuando éste es un enrejado de cualquier altura mayor o igual a 132 cm

$$G = d + 150$$

En el nivel de 15 kV (d=22 cm), G será 172 cm.

En el nivel de 45 kV (d=48cm), G será 198 cm.

8 RED DE TIERRAS

La instrucción técnica complementaria MIE-RAT 13 (Instalaciones de puesta a tierra), contempla el diseño de las instalaciones de puesta a tierra.

8.1 Tensiones máximas aplicables al cuerpo humano:

Toda instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, estas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto (durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella) que resulten de la aplicación de las formulas que se recogen a continuación.

La tensión máxima de contacto aplicada, en voltios, que se puede aceptar se determina en función del tiempo de duración del defecto, según la fórmula siguiente:

$$V_{ca} = \frac{K}{t^n}$$

Siendo:

- t=duración de la falta en segundos.
 - K=72 y n=1 para tiempos inferiores a 0,9 segundos.
 - K=78,5 y n=0,18 para tiempos superiores a 0,9 segundos e inferiores a 3 segundos.
 - Para tiempos comprendidos entre 2 y 5 segundos, la tensión aplicada no sobrepasará los 64 v.
 - Para tiempos superiores a 5 segundos, la tensión de contacto aplicada no será superior a 50 v.
 - Salvo casos excepcionales justificados, no se considerarán tiempos inferiores a 0,1 segundos.

A partir de la fórmula de la tensión máxima de contacto aplicada, se pueden determinar las máximas tensiones de paso y contacto admisibles en una instalación, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito.

A efectos del cálculo de proyecto se podrán emplear, para la estimación de las mismas, las expresiones siguientes:

- Tensión de paso:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000}\right) (V)$$

- Tensión de contacto:

$$V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000}\right) (V)$$

Que responden a un planteamiento simplificado del circuito, al despreciar la resistencia de la piel y del calzado, y que se han determinado suponiendo que la resistencia del cuerpo humano es de 1.000 ohmios, y asimilando cada pie a un electrodo en forma de placa de 200 centímetros cuadrados de superficie, ejerciendo sobre el suelo una fuerza mínima de 250 N, lo que representa una resistencia de contacto con el suelo evaluada en función de la resistividad superficial del terreno de 3.

Los valores de las tensiones de paso, V_p , y de contacto, V_c , calculadas en función de la geometría de la instalación proyectada, la corriente de puesta a tierra y de la resistividad correspondiente al terreno, no debe superar en las condiciones más desfavorables a las calculadas con las fórmulas anteriormente citadas, en ninguna zona del terreno afectada por la instalación de tierra.

8.2 Cálculo red de tierras

8.2.1 Características del terreno

El diseño de la puesta a tierra, en base a las medidas de campo realizadas, se realiza con un modelado homogéneo del terreno y con una resistividad de 200 $\Omega \times m$.

El terreno de la subestación estará cubierto con una capa de grava de 10 cm. Consideraremos la resistividad superficial del grava de 3.000 $\Omega \times m$.

8.2.2 Tiempo de duración de la falta o defecto

Se considera un valor de tiempo igual a 0,4 segundos correspondiente a la suma de los tiempos parciales de la corriente de defecto de los sucesivos posibles reenganches automáticos.

Los valores máximos admisibles de paso y contacto serán:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000}\right) = \frac{10 \cdot 72}{0,4^1} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot 3000}{1000}\right) = 34.200v$$

$$V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000}\right) = \frac{72}{0,4^1} \cdot \left(1 + \frac{1,5 \cdot 3000}{1000}\right) = 990v$$

8.2.3 Malla de tierra

El electrodo tendrá una forma rectangular con unas dimensiones de 5 x 3 m, con 6 x 6 celdas en cada lado de la malla.

La malla que vamos a colocar estará situada a mayor distancia con respecto al perímetro de la valla.

8.2.4 Resistencia de puesta a tierra

La resistencia de tierra del electrodo, que depende de su forma y dimensiones y de la resistividad del suelo, se calculará con la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{4 \cdot r} + \frac{\rho}{L}$$

Siendo:

R= resistencia de tierra del electrodo, en Ω .

ρ = resistividad del terreno, en $\Omega \times m$.

L= longitud total de los conductores enterrados, en m.

r= radio de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla.

Obtendremos una resistencia a tierra de:

$$R = \frac{\rho}{4 \cdot r} + \frac{\rho}{L} = \frac{200}{4 \cdot 13,11} + \frac{200}{336} = 4,41\Omega$$

Siendo:

$$r = \sqrt{\frac{a \cdot b}{\pi}} = \sqrt{\frac{30 \cdot 18}{\pi}} = 13,11m$$

$$L = 7 \cdot 30 + 7 \cdot 18 = 336m$$

8.2.5 Corriente de falta en la puesta a tierra

El valor de la intensidad de defecto se calculará con la siguiente ecuación, debido a que en 45 kV, el neutro se encuentra conectado rígidamente a tierra:

$$I_d = \frac{U / \sqrt{3}}{R}$$

Siendo:

U= Tensión entre fases, en voltios.

R= resistencia de puesta a tierra, en ohmios

Obtendremos:

$$I_d = \frac{U / \sqrt{3}}{R} = \frac{45kV / \sqrt{3}}{4,41} = 5,89kA$$

8.2.6 Medida de las tensiones de paso y contacto

Se deberá verificar que las tensiones de paso y de contacto aplicadas estén dentro de los límites admitidos con un voltímetro de resistencia interna de 1.000 Ω .

Los electrodos de medida para simulación de los pies deberán tener una superficie de 200 cm² cada uno y deberán ejercer sobre el suelo una fuerza mínima de 250 N cada uno.

Se emplearan fuentes de alimentación de potencia adecuada para simular el defecto, de forma que la corriente inyectada sea suficientemente alta, a fin de evitar que las medidas queden falseadas como consecuencia de corrientes vagabundas o parásitas circulantes por el terreno.

Consecuentemente, y a menos que se emplee un método de ensayo que elimine el efecto de dichas corrientes parásitas, por ejemplo, método de inversión de la polaridad, se procurara que la intensidad inyectada sea del orden del 1% de la corriente para la cual ha sido dimensionada la instalación y en cualquier caso no inferior a 50 A para centrales y subestaciones y 5 A para centros de transformación.

Medidos los valores de V_p y V_c a corriente de ensayo I_e , procede calcular por extrapolación los valores de V_p y V_c a corriente de defecto I_d , de manera que:

$$V_c = V_{c_medida} \cdot \frac{I_d}{I_e} \qquad V_p = V_{p_medida} \cdot \frac{I_d}{I_e}$$

En nuestro caso, la tensión de paso medida con un equipo de $I_e = 50A$ es de 60v y la tensión de contacto medida es de 8 v.

$$V_p = V_{p_medida} \cdot \frac{I_d}{I_e} = 60v \cdot \frac{5,89kA}{50A} = 7.068v$$

$$V_c = V_{c_medida} \cdot \frac{I_d}{I_e} = 8v \cdot \frac{5,89kA}{50A} = 942,4v$$

La tensión de paso (7.068 v) es menor que la tensión de paso máxima reglamentaria (34.200 v) y la tensión de contacto (942,4 v) es menor que la tensión de contacto reglamentaria (990 v), con lo que nuestro estudio de tomas de tierra es correcto.

8.3 Puesta a tierra edificio

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.

En el piso, se instalará un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,3 x 0,3 m.

Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos preferentemente opuestos a la puesta a tierra de protección del centro. Con tensión, de forma eventual, esté sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo inherente a la tensión de contacto y de paso interior. Este mallazo se cubrirá con una capa de hormigón de 10 cm de espesor como mínimo.

CONCLUSIÓN

Con el presente documento se da respuesta al proyecto de Subestación Eléctrica Transformadora Valmadrid (Zaragoza), estando el citado documento y uno mismo a disposición del cliente para cualquier consulta o modificación que se crea pertinente.

Zaragoza a 14 de Mayo de 2012

Fdo.: Paula Trinchán Garralda