

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ELÉCTRICA

**INGENIERÍA BÁSICA DE UNA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 400 KV**

AUTOR: David Montesinos Aguayo

TUTOR: Víctor Julián Hernández Jiménez

Leganés, 27 de junio de 2014

Agradecimientos

Resumen del proyecto

Se pretende realizar la ingeniería básica de una subestación de 400 kV. Dicha subestación constará de un parque de 400 kV y un parque de 220 kV conectados entre sí por dos bancos de transformadores monofásicos de 400/220 kV.

La configuración del parque de 400 kV responderá a un esquema tipo “interruptor y medio”, con una capacidad total de tres calles completas: una con dos bancos de tres transformadores, otra con dos líneas de transporte y la última, de reserva para futuros accesos a la Red de Transporte.

La configuración del parque de 220 kV adoptará una configuración de “doble barra con acoplamiento”, con una capacidad de siete calles completas con sus correspondientes posiciones: dos con líneas de demanda, dos con dos bancos de transformadores, una destinada al acoplamiento y las otras dos destinadas a líneas de transporte.

Para cada uno de los parques, se explicará de forma descriptiva cada una de las partes que los componen: embarrados, aparata, sistema de protecciones...

Dichas elecciones, tanto eléctrica como mecánicamente, quedarán justificadas gracias a los cálculos pertinentes, que nos ayudarán a definir tanto la red de tierras como los pararrayos de toda la subestación.

Se adjuntarán las hojas de características de cada uno de los elementos de la aparata y se realizará un presupuesto aproximado del coste total de la subestación.

En este proyecto queda detallado todo lo que se necesita para la comprensión de este estudio. Esto se hará a partir de los documentos básicos para un proyecto técnico: memoria, cálculos, pliego de condiciones y planos.



Índice

ÍNDICE DE TABLAS.....	11
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	12
DOCUMENTO 1: MEMORIA	
1. GENERALIDADES.....	13
1.1 OBJETO DEL PROYECTO.....	13
1.2 EMPLAZAMIENTO.....	13
1.3 DEFINICIONES.....	13
2. NORMATIVA Y REFERENCIAS.....	14
3. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	16
3.1 HIPÓTESIS DE DISEÑO.....	16
3.1.1 Condiciones ambientales.....	16
3.1.2 Condiciones de cortocircuito.....	16
3.1.3 Condiciones del terreno a efecto de red de tierras.....	16
3.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN.....	16
3.2.1 Descripción general de la instalación.....	16
3.2.2 Configuración de la instalación.....	18
3.2.2.1 Configuración del parque de 400 kV.....	18
3.2.2.2 Configuración del parque de 220 kV.....	22
3.3 SISTEMA ELÉCTRICO.....	26
3.3.1 Magnitudes eléctricas.....	26
3.3.2 Conductores empleados.....	27
3.3.3 Distancias.....	27
3.3.4 Transformadores y aparata.....	31
3.3.4.1 Transformadores.....	31
3.3.4.2 Interruptores automáticos.....	35
3.3.4.3 Seccionadores.....	36
3.3.4.4 Aisladores de apoyo.....	38
3.3.4.5 Pararrayos.....	39
3.4 RED GENERAL DE TIERRAS.....	41
3.4.1 Requerimientos de diseño.....	41
3.4.2 Red de tierras inferiores.....	41
3.4.3 Red de tierras superiores.....	42
3.5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL.....	43
3.5.1 Protecciones de la subestación.....	43
3.5.2 Sistemas de protecciones.....	45
3.5.3 Sistemas de control.....	47
3.6 APARATOS DE MEDIDA.....	47
3.7 SERVICIOS AUXILIARES.....	48
3.7.1 Servicios auxiliares de c.a.....	48
3.7.1.1 Alimentación para SS.AA.....	48
3.7.1.2 Cuadro general de c.a.....	49
3.7.1.3 Cuadros de distribución en el edificio de control.....	49
3.7.1.4 Cuadros de distribución en casetas de relés.....	49

3.7.2	Servicios auxiliares de c.c.....	49
3.7.2.1	Sistema de 125 V para fuerza y control.....	50
3.7.2.2	Sistema de 48 V para fuerza y control.....	50
3.7.3	Servicios auxiliares en espacios interiores.....	51
3.8	SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	51
3.9	INSTALACIÓN DE ALUMBRADO Y FUERZA.....	52
3.9.1	Alumbrado y fuerza exterior.....	52
3.9.2	Alumbrado y fuerza interior.....	53
3.9.3	Alumbrado de emergencia.....	53
3.10	SEGURIDAD, ANTI-INTRUSISMO Y CONTRAINCENDIOS.....	53
3.10.1	Sistema de vídeo-vigilancia.....	53
3.10.2	Anti-intrusismo.....	54
3.10.3	Contra incendios.....	54
3.11	VENTILACIÓN.....	55

DOCUMENTO 2: CÁLCULOS

1.	OBJETO.....	56
2.	CÁLCULOS SUBESTACIÓN 400 kV.....	56
2.1	CÁLCULO MECÁNICO DE EMBARRADOS RÍGIDOS.....	56
2.1.1	Hipótesis de diseño.....	56
2.1.2	Condiciones de la instalación.....	57
2.1.3	Características de los materiales y equipos a instalar.....	58
2.1.4	Cálculos mecánicos embarrado principal.....	59
2.1.5	Cálculos mecánicos del embarrado secundario.....	69
2.2	CÁLCULOS DE EFECTO CORONA.....	77
2.2.1	Tensión crítica disruptiva embarrado principal.....	77
2.2.2	Tensión crítica visual embarrado principal.....	78
2.2.3	Tensión crítica disruptiva embarrado secundario.....	79
2.2.4	Tensión crítica visual embarrado secundario.....	79
2.2.5	Conclusiones.....	79
2.3	SELECCIÓN DE PARARRAYOS 400 kV.....	80
3.	CÁLCULOS SUBESTACIÓN 220 kV.....	83
3.1.1	Hipótesis de diseño.....	83
3.1.2	Condiciones de la instalación.....	83
3.1.3	Características de los materiales y equipos a instalar.....	84
3.1.4	Cálculos mecánicos embarrado principal.....	85
3.1.5	Cálculos mecánicos del embarrado secundario.....	95
3.2	CÁLCULOS EFECTO CORONA.....	103
3.2.1	Tensión crítica disruptiva embarrado principal.....	103
3.2.2	Tensión crítica visual embarrado principal.....	104
3.2.3	Tensión crítica disruptiva embarrado secundario.....	104
3.2.4	Tensión crítica visual embarrado secundario.....	105
3.2.5	Conclusiones.....	105
3.3	SELECCIÓN DE PARARRAYOS 220 kV.....	105
4.	CÁLCULO RED DE TIERRAS DE LA SUBESTACIÓN.....	108
4.1	RED DE TIERRAS INFERIORES.....	108
4.1.1	Valores límite según MIE-RAT-13.....	108
4.1.2	Valores límite según IE-80-2000.....	109
4.1.3	Conductor de tierra.....	109



4.1.4. Características del terreno.....	110
4.1.5. Cálculos justificativos de la malla a tierra.....	110
4.1.5.1. Resistencia de la malla.....	110
4.1.5.2. Tensiones de paso y contacto admisibles.....	110
4.1.5.3. Cálculo de las corrientes de defecto a tierra.....	111
4.1.5.4. Tensiones de paso y contacto.....	112
4.1.5.5. Sección mínima del conductor.....	114
4.2. RED DE TIERRAS SUPERIORES.....	114

DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES

1. OBJETO.....	116
2. OBRA CIVIL.....	116
2.1 PREPARACIÓN DEL TERRENO.....	116
2.2 CIMENTACIONES.....	117
2.3 CANALIZACIONES DE CABLE.....	117
2.4 DRENAJES Y SANEAMIENTO.....	117
2.5 EDIFICIOS Y CASSETAS.....	118
2.6 CERRAMIENTO Y ACCESO.....	120
2.7 ESTRUCTURAS METÁLICAS.....	120
2.8 TERMINADO DEL PARQUE.....	121
3. ESTUDIOS ENTIDAD PROPIA.....	121
3.1 CONTROL DE CALIDAD.....	121
3.2 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	121
3.3 GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL.....	122
3.4 PRESCRIPCIONES GESTIÓN DE RESIDUOS.....	122
4. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....	123
4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	123
4.2 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD.....	129
4.3 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN.....	131
4.4 INTERRUPTOR.....	133
4.5 SECCIONADOR.....	135
4.6 AISLADOR SOPORTE.....	138
4.7 PARARRAYOS.....	141
5. ORDEN DE PRIORIDAD ENTRE LOS DOCUMENTOS BÁSICOS.....	145

DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO

1. INGENIERÍA.....	146
2. MATERIALES.....	146
2.1 APARAMENTA Y MATERIALES DEL PARQUE DE 400 kV.....	146
2.2 APARAMENTA Y MATERIALES DEL PARQUE DE 220 kV.....	147
2.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	147
2.4 PROTECCIONES, CONTROL Y COMUNICACIONES.....	148
3. CONSTRUCCIONES.....	148
3.1 OBRA CIVIL.....	148
3.2 MONTAJE ELECTROMECAÁNICO.....	148
3.3 SERVICIOS DIVERSOS.....	148
4. SEGURIDAD Y SALUD.....	149
5. PRESUPUESTO TOTAL.....	149



DOCUMENTO 5: PLANOS	150
CONCLUSIONES Y FUTURAS MODIFICACIONES.....	159
REFERENCIAS.....	160



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Aparamenta calle 1 parque 400 kV.....	18
Tabla 2: Aparamenta calle 2 parque 400 kV.....	19
Tabla 3: Aparamenta calle 3 parque 400 kV.....	19
Tabla 4: Aparamenta barras parque 400 kV.....	20
Tabla 5: Aparamenta calle 1 parque 220 k.....	22
Tabla 6: Aparamenta calle 2 parque 220 kV.....	22
Tabla 7: Aparamenta calle 3 parque 220 kV.....	23
Tabla 8: Aparamenta calle 4 parque 220 kV.....	23
Tabla 9: Aparamenta calle 5 parque 220 kV.....	23
Tabla 10: Aparamenta calle 6 parque 220 kV.....	24
Tabla 11: Aparamenta calle 7 parque 220 kV.....	24
Tabla 12: Aparamenta barras parque 220 kV.....	24
Tabla 13: Distancias fase-tierra en conductores tendidos.....	30
Tabla 14: Cuadro resumen distancias.....	30
Tabla 15: Distancias entre fases según MIE-RAT-12.....	30
Tabla 16: Distancias fase-tierra según MIE-RAT-12.....	31
Tabla 17: Características tubo embarrado principal parque 400 kV.....	58
Tabla 18: Características tubo embarrado secundario parque 400 kV.....	58
Tabla 19: Coeficientes de irregularidad de la superficie del conductor.....	77
Tabla 20: Coeficientes de forma de la sección del cable.....	78
Tabla 21: Coeficientes del estado de la superficie.....	78
Tabla 22: Tensión asignada de las autoválvulas 400 kV.....	80
Tabla 23: Nivel de contaminación.....	81
Tabla 24: Impedancia del pararrayos y sobretensión eventual sin él.....	81
Tabla 25: Características tubo embarrado principal parque 220 kV.....	84
Tabla 26: Características tubo embarrado secundario parque 220 kV.....	84
Tabla 27: Coeficientes de irregularidad de la superficie del conductor.....	103
Tabla 28: Coeficientes de forma de la sección del cable.....	104
Tabla 29: Coeficientes del estado de la superficie.....	104
Tabla 30: Tensión asignada de las autoválvulas 220 kV.....	106
Tabla 31: Nivel de contaminación.....	106
Tabla 32: Impedancia del pararrayos y sobretensión eventual sin él.....	107
Tabla 33: Presupuesto aparamenta y materiales parque 400 KV.....	146
Tabla 34: Presupuesto aparamenta y materiales parque 220 KV.....	147
Tabla 35: Presupuesto transformadores de potencia.....	147
Tabla 36: Presupuesto protecciones, control y comunicaciones.....	148
Tabla 37: Presupuesto obra civil.....	148
Tabla 38: Presupuesto servicios diversos.....	148
Tabla 39: Presupuesto total.....	149
Tabla 40: Índice de planos.....	150



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: factores α , β y γ para vigas con uno solo vano.....	62
Ilustración 2: factor V_r según UNE-EN-60865.....	63
Ilustración 3: factor V_σ según UNE-EN-60865.....	63
Ilustración 4: factor q	64
Ilustración 5: factores V_F y V_r según UNE-EN-60865.....	66
Ilustración 6: factor V_r según UNE-EN-60865.....	72
Ilustración 7: factor V_σ según UNE-EN-60865.....	72
Ilustración 8: factor q	73
Ilustración 9: factores α , β y γ para vigas con uno solo vano.....	88
Ilustración 10: factor V_r según UNE-EN-60865.....	88
Ilustración 11: factor V_σ según UNE-EN-60865.....	89
Ilustración 12: factor q	90
Ilustración 13: factores V_F y V_r según UNE-EN-60865.....	92
Ilustración 14: factor V_r según UNE-EN-60865.....	98
Ilustración 15: factor V_σ según UNE-EN-60865.....	98
Ilustración 16: factor q	99
Ilustración 17: curva para aproximar el factor S_f	112



DOCUMENTO 1: MEMORIA

1. GENERALIDADES

1.1 OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto será el de realizar la ingeniería básica de una subestación de 400 y 220 kV preparada para la conexión de cuatro líneas de transporte y dos accesos de demanda, repartidas en un parque de 400 kV y otro de 220 kV.

Se definirán todos los equipos y aparataje necesarios para su puesta a punto y su correcto funcionamiento.

También se adjuntarán los cálculos pertinentes de ambos parques para el cumplimiento de los requisitos de diseño según normativa vigente.

1.2 EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento de la subestación sometida a estudio se caracterizará por las siguientes particularidades:

- Tipo de zona..... A
- Altura sobre el nivel del mar..... <500 m
- Temperaturas extremas..... + 50° C/-15° C
- Velocidad máxima del viento..... 140 km/h
- Contaminación ambiental..... Alta
- Nivel de niebla..... Bajo-Medio
- Coeficiente sísmico básico..... < 0,04 g

La parcela seleccionada cumplirá con la normativa necesaria para garantizar la correcta explotación de la instalación. Previo inicio de las obras se realizarán ensayos en el terreno para definir las características geotécnicas y las características del subsuelo, analítica del agua, ensayo de agresión al hormigón del agua, resistividad del terreno, etc.

1.3 DEFINICIONES

Aparataje eléctrica: conjunto de aparatos de maniobra, de regulación, de seguridad o de control, y los accesorios de canalización en las instalaciones eléctricas.

Embarrado: conjunto de cables o tubos conductores de la energía eléctrica al que se conectan todos los circuitos, sirviendo de pasillo de unión entre todos ellos

Aparatos de corte: elementos destinados a asegurar la continuidad o discontinuidad de los circuitos eléctricos.



Seccionadores: aparatos utilizados para abrir o cerrar un circuito cuando no está recorrido por una corriente, y previstos especialmente para aislar, de una red bajo tensión, una máquina, un aparato, un conjunto de aparatos o una sección de una línea, para que sea posible el tocarlos sin peligro. La ruptura es visible. No están preparados para cortar corrientes.

Interruptores: aparatos destinados a interrumpir y a conectar circuitos en condiciones normales de carga.

Disyuntores: dispositivos destinados a interrumpir o establecer circuitos en condiciones normales de carga, así como en las condiciones anormales que se presentan en el caso de cortocircuitos.

Flecha: distancia vertical entre el apoyo y el punto más bajo del cable del embarrado.

Corriente nominal: corriente que el aparato puede soportar indefinidamente en condiciones nominales de empleo.

Poder de ruptura: la mayor intensidad de corriente que un aparato es capaz de cortar en unas condiciones de empleo dadas.

Tensión de servicio: tensión para la que ha sido calibrado un aparato.

Tensión crítica disruptiva: tensión a la cual empiezan las pérdidas a través del aire.

Autopasivación: formación de capas de óxido que impiden el contacto con el oxígeno, impidiendo la corrosión.

2. NORMATIVA Y REFERENCIAS

Se aplicarán por el orden en que se relacionan, cuando no existan contradicciones legales, las siguientes normas:

- Normativa Europea EN
- Normativa CENELEC
- Normativa CEI
- Normativa UNE
- Otras normas y recomendaciones (IEEE, MF, ACI, CIGRE, ANSI, AISC, etc)

El presente Proyecto ha sido redactado basándose en los anteriores Reglamentos y Normas, dando con ello cumplimiento a las siguientes disposiciones:

- Real Decreto, R.D. 223/2008 de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión



- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. O.M. de 18 de Octubre de 1994, R.D. 3275/1982 de 12 de Noviembre e Instrucciones Técnicas Complementarias y sus modificaciones posteriores, la última por O.M. de 10/03/00.
- En especial las ITC del “Reglamento sobre Centrales eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación”:
 - o ITC-MIE-RAT-04: “Tensiones nominales”
 - o ITC-MIE-RAT-09: "Protecciones"
 - o ITC-MIE-RAT-12: "Aislamiento"
 - o ITC-MIE-RAT-13: "Instalaciones de puesta a tierra”
 - o ITC-MIE-RAT-15: "Instalaciones eléctricas de exterior"
- Resolución del Procedimiento de Operación 13.3 de 22 de marzo de 2005, por el que se aprueban los “Criterios de Desarrollo de la Red de Transporte” para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico.
- R.D. 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
- Documento Básico de Seguridad Estructural SE-AE “Acciones en la Edificación” del Código Técnico de la Edificación. REAL DECRETO 314/2006 de 17-Marzo, del Ministerio de la Vivienda
- Norma de construcción sismo-resistente: parte general y edificación (NCSR-02). REAL DECRETO 997/2002, de 27-Septiembre, del Ministerio de Obras Públicas, Transporte y Medio Ambiente B.O.E.: 11-OCT-02
- Documento Básico de Seguridad Estructural SE-A “Acero” del Código Técnico de la Edificación. REAL DECRETO 314/2006 de 17-Marzo, del Ministerio de la Vivienda
- Código Técnico de la Edificación. REAL DECRETO 314/2006 de 17-Marzo, del Ministerio de la Vivienda.
- Catálogos de los fabricantes y suministradores de equipos

En el caso de discrepancias entre las diversas normas se seguirá siempre el criterio más restrictivo.

3. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

3.1 HIPÓTESIS DE DISEÑO

La subestación constará de un parque de 400 kV con dos líneas de transporte más dos líneas de reserva y otro de 220 kV con otras dos líneas de demanda y dos más de distribución. Este transporte de energía se realizará minimizando sus pérdidas y de forma segura gracias a las configuraciones adoptadas.

3.1.1 Condiciones ambientales

Se ha ubicado la subestación en zona A según R.E.L.A.A.T. por lo que se encuentra a menos de 500 m sobre el nivel del mar. Según normativa, no se aplicarán sobrecargas por hielo y el viento considerado (componente íntegramente horizontal) no superará lo convenido.

Se ha escogido una zona con un nivel de contaminación alta y habrá que establecer su posible línea de fuga según ITC-LAT 07 [1].

Respecto a las posibles acciones sísmicas, no se tendrán en cuenta en el diseño, dado que en la norma NCSR-02 se contempla la necesidad de su aplicación en este tipo de construcciones cuando la aceleración sísmica básica sea superior o igual a 0,04 g.

3.1.2 Condiciones de cortocircuito

Siguiendo el *Procedimiento de Operación 13.3* [2] y a efectos de cálculo de esfuerzos térmicos y dinámicos de cortocircuito, se considerará una intensidad de cortocircuito de 50 kA en el parque de 400 kV y de 40 kA en el de 220 kV, con una duración máxima de 0,5 s en ambos parques.

3.1.3 Condiciones del terreno a efectos de red de tierras

A efectos de cálculo, y gracias a la tabla en la MIE-RAT 13, se considerará una resistividad del terreno de 100 $\Omega \cdot m$ en el relleno de un metro de espesor y 3000 $\Omega \cdot m$ de resistividad para la capa de grava uniforme de 10 cm.

3.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN

3.2.1 Descripción general de la instalación

La subestación sometida a estudio constará de un parque de 400 kV, un banco de transformadores 400/220 kV de 600 MVA y un parque de 220 kV, que ocuparán en total una extensión aproximada de 34.059 m²: el parque de 400 kV (21.119 m²) y el de 220 kV (12.940 m²).

La configuración del parque de 400 kV responderá a un esquema tipo “interruptor y medio”, mientras que el parque de 220 kV responderá a una configuración de “doble barra con acoplamiento”, todo ello en tecnología convencional de aislamiento y a la intemperie.

En el parque de intemperie se instalan los aparatos eléctricos, siguiendo una distribución ordenada en la que la distinta apartamenta (definida en el *apartado 3.3.4 de este mismo Documento*) queda separada por calles cuyas dimensiones están normalizadas y son dependientes del nivel de tensión.

Se adoptará una configuración en interruptor y medio para 400 kV, con capacidad en total de tres calles completas con sus debidas posiciones, basada en dos tipos de embarrado: semiflexible con conexiones tendidas y destinado a la interconexión principal y rígido a base de tubos de aluminio destinados a la conexión del aparellaje entre sí y a las barras principales. Se trata de una configuración con una alta fiabilidad.

Las posiciones a equipar inicialmente serán una calle con dos bancos de tres transformadores, otra calle con dos líneas de transporte y la última calle de reserva para futuros accesos a la Red de Transporte.

La configuración debe adaptarse al desarrollo planificado, manteniendo una distribución equilibrada de flujos y evitando el enfrentamiento en una misma calle de dos elementos de generación o dos de consumo, tanto por calles, como por barras.

En cuanto al parque de 220 kV se adoptará una configuración de doble barra con acoplamiento, en el que se equiparán inicialmente siete calles completas con sus correspondientes posiciones. Con esta configuración gracias al interruptor de acoplamiento y a los seccionadores selectores de barras se podrá transferir rápidamente energía de una barra otra y se podrán aislar estas entre sí, si fuera preciso para su mantenimiento. Se justifica su elevado coste por la importancia de garantizar el suministro.

Las posiciones a equipar son: dos calles con líneas de demanda, dos calles con dos bancos de transformadores, una calle destinada al acoplamiento y dos calles destinadas a líneas de transporte.

Los embarrados, definidos en el próximo apartado, de ambos parques estarán dispuestos en tres niveles: embarrados bajos, embarrados altos y tendidos altos.

Las posiciones de los transformadores de 400/220 kV (dos bancos de tres transformadores monofásicos de potencia 200 MVA por unidad) se deben ubicar en calles contiguas manteniendo una disposición equilibrada de conexión a barras.

La subestación estará debidamente equipada para la protección y control de las diferentes maniobras a realizar y tendrá una red de telecomunicaciones para la correcta y rápida gestión de estas maniobras. También contará con su correspondiente red de tierras.

Se construirá un Edificio de Mando y Control de una planta del tipo normalizado por Red Eléctrica para subestación abandonada para albergar los cuadros de control, servicios auxiliares y demás instalaciones. Además de tres casetas de relés para el parque de 400 kV y otras tres para el parque de 220 kV.

3.2.2 Configuración de la instalación

Se describen a continuación las obras de construcción objeto del presente Proyecto, indicando las características principales de aparatos, así como su función en el conjunto de la instalación.

3.2.2.1 Configuración del parque de 400 kV

El parque de 400 kV adoptará una configuración en interruptor y medio, en el que se equiparán inicialmente tres calles completas con sus debidas posiciones según el Procedimiento de Operación 13.3.

Cada una de las calles, contará con las siguientes posiciones y con sus correspondientes aparellajes y equipos:

CALLE 1		
Posición	Utilidad	
11	Línea de reserva	
21	Línea de reserva	
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Seccionador pantógrafo	2 juegos trifásicos	89B1-3 89B2-3
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TI01-3 TIB1-3 TIB2-3
Interruptor	3 juegos trifásicos	520-3 521-3 522-3
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	4 juegos trifásicos	8901-3, 8910-3 8902-3, 8920-3
Seccionador de salida rotativo de 3 columnas con p.a.t.	2 juegos trifásicos	89-33/57-33 89-43/57-43
Pararrayos	2 juegos trifásicos	PY-33 PY-43
Transformador de tensión capacitivo	6 unidades	TC-3 TC-4

Tabla 1: aparamenta calle 1 parque 400 kV

CALLE 2		
Posición		Utilidad
12		Línea de transporte L1
22		Línea de transporte L2
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Seccionador pantógrafo	2 juegos trifásicos	89B1-2 89B2-2
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TI01-2 TIB1-2 TIB2-2
Interruptor	3 juegos trifásicos	520-2 521-2 522-2
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	4 juegos trifásicos	8901-2, 8910-2 8902-2, 8920-2
Seccionador de salida rotativo de 3 columnas con p.a.t.	2 juegos trifásicos	89-32/57-32 89-42/57-42
Pararrayos	2 juegos trifásicos	PY-32 PY-42
Transformador de tensión capacitivo	6 unidades	TC-32 TC-42

Tabla 2: aparamenta calle 2 parque 400 kV

CALLE 3		
Posición		Utilidad
13		Transformador 400/220 kV
23		Transformador 400/220 kV
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Seccionador pantógrafo	2 juegos trifásicos	89B1-1 89B2-1
Transformador de intensidad	3 juegos trifásicos	TI01-1 TIB1-1 TIB2-1
Interruptor	3 juegos trifásicos	520-1 521-1 522-1
Seccionador de calle rotativo de 3 columnas	4 juegos trifásicos	8901-1, 8910-1 8902-1, 8920-1
Seccionador de salida rotativo de 3 columnas con p.a.t.	2 juegos trifásicos	89-31/57-31 89-41/57-41
Pararrayos	4 juegos trifásicos	PY-31, PY-31B PY-41, PY-41B
Transformador de potencia 400 kV / 220 kV	2 bancos de 3 monofásicos	TRAF-1 TRAF-2

Tabla 3: aparamenta calle 3 parque 400 kV

En las barras del propio parque (configuración en interruptor y medio), se situarán transformadores de tensión capacitivo:

BARRA 1		
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Transformador de tensión capacitivo	1 unidad en fase 4	TC-B1
BARRA 2		
Transformador de tensión capacitivo	1 unidad en fase 4	TC-B2

Tabla 4: Apararmenta barras parque 400 kV

En cuanto a los embarrados, serán de tubos de aluminio, con aleación AlMgSiO, 5 F22 y estarán dispuestos en tres niveles. El material escogido será más ligero y barato que el cobre. Las características de cada uno de estos niveles se describen más adelante.

La justificación de todos ellos se podrá encontrar en el *Documento 2: Cálculos*, apartado 2.1.

Para absorber las posibles variaciones de longitud que se produzcan por el efecto de cambio de temperaturas, se instalarán piezas de conexión elásticas que permitan la dilatación de los conductores sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas del aparellaje.

Las uniones entre bornas de la apararmenta y los conductores se realizarán mediante piezas de aleación de aluminio, de geometría adecuada y diseñadas para soportar las intensidades permanentes y de corta duración previstas, sin que existan calentamientos localizados. Su tortillería será de acero inoxidable y además quedará embutida en la pieza para evitar altos gradientes de tensión.

Embarrados tendido alto

Los embarrados del tendido alto estarán formados por cables de aluminio con alma de acero, de cable Lapwing dúplex a 20,45 m de altura. Se eligen estos al ser cables normalizados por REE y ya que la línea eléctrica que conecta la subestación con la línea de 400 kV está construida con dicho conductor.

Sus amarres a los pórticos se realizarán mediante cadenas de aisladores de vidrio templado.

Las características de dichos embarrados son las siguientes:

- Formación..... Dúplex
- Tipo..... Lapwing
- Sección total del conductor..... 861,33 mm²
- Diámetro exterior..... 38,16 mm
- Intensidad admisible permanente a 35° C
de temperatura ambiente y 75° C en conductor..... 2.129 A
- Intensidad admisible permanente a 10° C
de temperatura ambiente y 75° C en conductor..... 3.205 A



Embarrados altos

Los embarrados altos serán tubos de aluminio, que no podrán ser soldados en ningún punto o tramo, por lo que se ha previsto que su suministro se realice en tiradas continuas y en tramos conformados, cortados y curvados en fábrica, pudiéndose proceder a pie de obra tan sólo a su limpieza y montaje posterior.

La manipulación y el curvado de los tramos, en las longitudes y con la conformación precisa, se realizará con curvadora especial para tubos y de forma progresiva a fin de que no se produzcan grietas ni desgarros. En caso de considerarse defectuosas, con deformaciones o con golpes, la dirección de obra tendrá derecho a rechazar todas aquellas que así considere.

Tendrán una altura de 13,5 m y estarán apoyados sobre sus aisladores de apoyo correspondientes.

Las características de estos embarrados serán las siguientes:

- Aleación.....	AlMgSi 0, 5 F22
- Diámetros exterior/interior.....	250/228 mm
- Sección total del conductor.....	8.259 mm ²
- Peso propio.....	22,30 kg/m
- Momento de inercia.....	5.910 cm ⁴
- Momento resistente.....	473 cm ³
- Módulo de Young.....	69.500 N/mm ²
- Límite de fluencia.....	170 N/mm ²
- Coeficiente de dilatación.....	0,0235 mm/m°C
- Carga de rotura.....	215 N/mm ²
- Intensidad admisible permanente a 85° C.....	7.824 A

Embarrados bajos

Las características de los tubos destinados a la interconexión del aparellaje serán las siguientes:

- Aleación.....	AlMgSi 0, 5, F22
- Diámetros exterior/interior.....	150/134 mm
- Sección total del conductor.....	3.569 mm ²
- Peso propio.....	9,63 kg/m
- Momento de inercia.....	902 cm ⁴
- Momento resistente.....	120 cm ³
- Módulo de Young.....	69.500 N/mm ²
- Límite de fluencia.....	170 N/mm ²
- Coeficiente de dilatación.....	0,0235 mm/m° C
- Carga de rotura.....	215 N/mm ²
- Intensidad adm permanente a 75° C.....	4.408 A

En todos los tramos superiores a 6 m se ha previsto la instalación en el interior de la tubería de cables de amortiguación. Estos serán del mismo tipo y características indicados para los embarrados de tendido alto (LAPWING y RAIL AW) en formación dúplex.

3.2.2.2 Configuración del parque de 220 kV

El parque de 220 kV adoptará una configuración de doble barra con acoplamiento, en el que se equiparán inicialmente siete calles completas con sus correspondientes posiciones según el Procedimiento de Operación 13.3.

Cada una de las calles, contará con las siguientes posiciones y con sus correspondientes aparellajes y equipos:

CALLE 1		
Posición		Utilidad
1		Transformador 400 / 220 KV
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Seccionador pantógrafo	2 juegos trifásicos	89B1-4 89B2-4
Transformador de intensidad	1 juego trifásico	TI-4
Interruptor	1 juego trifásico	52-4
Seccionador de salida rotativo de 3 columnas con p.a.t.	1 juego trifásico	89-4/57-4

Tabla 5: aparamenta calle 1 parque 220 kV

CALLE 2		
Posición		Utilidad
2		Acoplamiento doble barra
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Seccionador pantógrafo	2 juegos trifásicos	89B1-3 89B2-3
Transformador de intensidad	1 juego trifásico	TI-3
Interruptor	1 juego trifásico	52-3

Tabla 6: aparamenta calle 2 parque 220 kV

CALLE 3		
Posición		Utilidad
3		Transformador 400 / 220 KV
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Seccionador pantógrafo	2 juegos trifásicos	89B1-7 89B2-7
Transformador de intensidad	1 juego trifásico	TI-7
Interruptor	1 juego trifásico	52-7
Seccionador de salida rotativo de 3 columnas con p.a.t.	1 juego trifásico	89-7/57-7

Tabla 7: aparamenta calle 3 parque 220 kV

CALLE 4		
Posición		Utilidad
4		Línea de demanda – transformador de distribución
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Seccionador pantógrafo	2 juegos trifásicos	89B1-1 89B2-1
Transformador de intensidad	1 juego trifásico	TI-1
Interruptor	1 juego trifásico	52-1
Seccionador de salida rotativo de 3 columnas con p.a.t.	1 juego trifásico	89-1/57-1
Pararrayos	1 juegos trifásicos	PY-1

Tabla 8: aparamenta calle 4 parque 220 kV

CALLE 5		
Posición		Utilidad
5		Línea de demanda – transformador de distribución
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Seccionador pantógrafo	2 juegos trifásicos	89B1-2 89B2-2
Transformador de intensidad	1 juego trifásico	TI-2
Interruptor	1 juego trifásico	52-2
Seccionador de salida rotativo de 3 columnas con p.a.t.	1 juego trifásico	89-2/57-2
Pararrayos	1 juegos trifásicos	PY-2

Tabla 9: aparamenta calle 5 parque 220 kV

CALLE 6		
Posición		Utilidad
6		Línea de transporte L1
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Seccionador pantógrafo	2 juegos trifásicos	89B1-5 89B2-5
Transformador de intensidad	1 juego trifásico	TI-5
Interruptor	1 juego trifásico	52-5
Seccionador de salida rotativo de 3 columnas con p.a.t.	1 juego trifásico	89-5/57-5
Pararrayos	1 juegos trifásicos	PY-5
Transformador de tensión capacitivo	3 unidades	TC-5

Tabla 10: aparamenta calle 6 parque 220 kV

CALLE 7		
Posición		Utilidad
7		Línea de transporte L2
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Seccionador pantógrafo	2 juegos trifásicos	89B1-6 89B2-6
Transformador de intensidad	1 juego trifásico	TI-6
Interruptor	1 juego trifásico	52-6
Seccionador de salida rotativo de 3 columnas con p.a.t.	1 juego trifásico	89-6/57-6
Pararrayos	1 juegos trifásicos	PY-6
Transformador de tensión capacitivo	3 unidades	TC-6

Tabla 11: aparamenta calle 7 parque 220 kV

En las barras del parque se situarán transformadores de tensión capacitivo, a modo de conseguir convertir sus tensiones y proteger la barra cuando ocurra alguna falta.

BARRA 1		
Equipo	Cantidad	Nomenclatura
Transformador de tensión capacitivo	3 unidades (1 en cada fase)	TC-B1
BARRA 2		
Transformador de tensión capacitivo	1 unidad en fase 4	TC-B2

Tabla 12: aparamenta barras parque 220 kV

Los embarrados serán de tubos de aluminio, con aleación AlMgSiO, 5 F22.



La unión entre conductores y entre éstos y la aparamenta se realizará mediante piezas de conexión provistas de tornillos de diseño embutido, y fabricadas según la técnica de la masa anódica.

Se instalarán piezas de conexión elásticas que permitan la dilatación de los conductores sin producir esfuerzos para absorber las variaciones de longitud que se produzcan por el cambio de temperaturas.

Dichos embarrados estarán dispuestos en tres niveles. Sus características se describen a continuación.

La justificación de todos ellos se podrá encontrar en el *Documento 2: Cálculos*, apartado 3.1.

Embarrados tendido alto

Los embarrados del tendido alto, situados a una altura de 14,95 m, estarán formados por cables de aluminio con alma de acero con la siguiente configuración y características:

- Formación..... Dúplex
- Tipo..... Rail AW
- Sección total del conductor..... 516,82 mm²
- Diámetro exterior..... 29,61 mm²
- Intensidad admisible permanente a 35° C
de temperatura ambiente y 75° C en conductor..... 1.529 A

El amarre de estas conexiones tendidas a los pórticos se realizará mediante cadenas de aisladores de vidrio templado.

Embarrados altos

Tal y como se ha descrito en el parque de 400 kV, los embarrados altos serán tubos de aluminio, que no podrán ser soldados en ningún punto o tramo, por lo que su suministro se realizará en tiradas continuas y en tramos conformados, cortados y curvados en fábrica, procediendo a pie de obra a su montaje.

Las características de los tubos de estos embarrados serán las siguientes:

- Aleación..... AlMg Si 0, 5, F22
- Diámetros exterior/interior..... 150/134 mm
- Sección total del conductor..... 3.569 mm²
- Peso propio..... 9,63 kg/m
- Momento de inercia..... 902 cm⁴
- Momento resistente..... 120 cm³
- Módulo de Young..... 69.500 N/mm²
- Límite de fluencia..... 170 N/mm²
- Coeficiente de dilatación..... 0,0235 mm/m°C
- Carga de rotura..... 215 N/mm²
- Intensidad adm permanente a 75° C..... 4.408 A

Embarrados bajos

Las características de los tubos pertenecientes al embarrado bajo serán las mostradas a continuación:

- Aleación.....	AlMg Si 0,5, F22
- Diámetro exterior (D) interior (d).....	100/88 mm
- Espesor de la pared (e).....	6 mm
- Peso propio unitario (P_{pt}).....	4,78 kg/m
- Sección (A).....	1.772 mm ²
- Carga de rotura del material.....	215 N/mm ²
- Momento de inercia (J).....	196 cm ⁴
- Momento resistente (W).....	39,3 cm ³
- Módulo de elasticidad (Young) (E).....	69.500 N/mm ²
- Límite de fluencia mínimo del material (R_{p02}).....	170 N/mm ²
- Coeficiente de dilatación lineal (α).....	0,0235 mm/m°C
- Intensidad máxima.....	2.320 A

En todos los tramos superiores a 6 m se ha previsto la instalación en el interior de la tubería de cables de amortiguación. Estos serán del mismo tipo y características indicados para los embarrados de tendido alto (LAPWING y RAIL AW) en formación dúplex.

3.3 SISTEMA ELÉCTRICO

3.3.1 Magnitudes eléctricas

Como criterios básicos de diseño se han adoptado las siguientes magnitudes eléctricas:

Parque de 400 kV

- Tensión nominal.....	400 kV
- Tensión más elevada.....	420 kV
- Neutro.....	Rígido a tierra
- Intensidad de cortocircuito trifásico (valor eficaz).....	50 kA
- Tiempo de extinción de la falta.....	0,5 s
- Nivel de aislamiento:	
a) Tensión soportada a impulso tipo maniobra.....	1.050 kV
b) Tensión soportada a impulso tipo rayo.....	1.425 kV
- Línea de fuga mínima para aisladores.....	10.500 mm (25 mm/kV)

Parque de 220 kV

- Tensión nominal..... 220 kV
- Tensión más elevada..... 245 kV
- Neutro..... Rígido a tierra
- Intensidad de cortocircuito trifásico (valor eficaz)..... 40 kA
- Tiempo de extinción de la falta..... 0,5 s
- Nivel de aislamiento:
 - a) Tensión soportada a impulso tipo maniobra..... 850 kV
 - b) Tensión soportada a impulso tipo rayo..... 1.050 kV
- Línea de fuga mínima para aisladores..... 6.125 mm (25 mm/kV)

3.3.2 Conductores empleados

Los tipos de conductores normalmente usados son los cables y los tubos.

El cable es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Sus principales ventajas son que es el más económico y se logran tener vanos mayores. Mientras que como desventaja, poseen mayores pérdidas por efecto corona y por efecto superficial. Los materiales más usados son cobre y aleaciones de aluminio reforzado con acero.

El uso del tubo en subestaciones reduce el área necesaria para su instalación además de requerir estructuras más ligeras. Reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez y facilita la unión entre dos tramos de tubo. Reduce las pérdidas por efecto corona y efecto superficial. Posee grandes capacidades de conducción de corriente por unidad de área y necesita menor altura por tener flechas bajas y menor distancia entre fases al no oscilar significativamente.

Por todo lo anterior expuesto, se ha tomado la decisión de que tanto los embarrados altos como bajos de la subestación estén compuestos por tubos.

En cuanto a la elección del material utilizado en los tubos, se optará por una aleación de aluminio (E-ALMg Si 0,5 F 22), ya que su peso, precio y esfuerzos transmitidos a los aisladores y estructuras es menor que el del cobre. También es más resistente a la contaminación ambiental gracias a su tendencia a la *autopasivación*.

Tan sólo los embarrados del tendido alto de ambos parques estarán compuestos por cables.

3.3.3 Distancias

Tras contrastar las distintas distancias recomendadas, y siempre respetando el RLAT-ITC07 y la MIE-RAT-12 (distancias en el aire entre elementos en tensión y entre éstos y estructuras metálicas puestas a tierra), se han elegido una serie de distancias de la subestación manteniendo criterios de seguridad y permitiendo futuros trabajos en tensión.



Las distancias a adoptar serán como mínimo las que a continuación se indican, basándose para ello en las magnitudes fundamentales adoptadas, y en las normas indicadas.

Entre ejes de conductores

La distancia mínima elegida como aislamiento se elige para cubrir los requisitos de impulso tipo maniobra, más el ancho de los conductores, más el ancho de las piezas de sujeción del embarrado, más el ancho de las cabezas de aparamenta, etc.

Por tanto, la distancia para conductores rígidos, que no oscilaran por viento ni por cortocircuito, será de 5 m entre ejes de aparellaje, cuando la mínima exigida es de 3,5 m.

Entre ejes de conductores flexibles, es decir, entre ejes de los conductores tendidos la distancia inicial elegida será de 6 m. Para la que habrá que comprobar que cumple con los requisitos de la norma UNE 207003:

- Si los conductores se balancean bajo la influencia del viento deben mantenerse como mínimo el 75% de las distancias mínimas de aislamiento (0,75x3,50=2,625 m).
- Si los conductores se balancean bajo la influencia de las fuerzas de cortocircuito, deben mantenerse al menos el 50% de las distancias mínimas de aislamiento (0,5x3,5=1,75).

Entre fases

Según la RLAT, ITC-07, las distancias entre fases debe cumplir la siguiente fórmula:

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$$

Donde:

K = coeficiente dependiente de la oscilación de los conductores con el viento = 0,7

F = flecha máxima en metros = 0,033 m

L = longitud en metros de la cadena de suspensión = 0, en el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos

K' = coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea = 0,85

D_{pp} = distancia mínima aérea para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido = 3,2 m

La distancia mínima exigida entre fases será de 2,85 m. En el caso de nuestra subestación, la distancia entre fases elegida será de 5 m.



Altura de embarrados bajos

El Reglamento exige una altura mínima de elementos en tensión no protegidos sobre pasillos de 5,10 m y la norma UNE 207003 especifica una altura de 5,65 m. En nuestro caso se elegirá la altura de 7,5 m.

Habría que tener en cuenta la flecha de los embarrados, pero como no se permite colocar un conductor rígido con una flecha superior a $1/300$ del vano, la flecha se considerará despreciable.

Altura embarrados altos

Esta distancia será teóricamente la de los embarrados bajos más la de los aisladores, pues cuando uno de los dos esté en tensión y el otro no, será como una distancia de aislamiento fase-tierra.

Siendo la mínima exigida $7,5+2,6=10,10$ m. Y en nuestro caso se ha optado por una altura de 13,5 m.

Altura de embarrados flexibles

Los embarrados flexibles están sometidos a variaciones de flecha, en función de las diferentes condiciones meteorológicas y los diversos estados de carga eléctrica de los circuitos.

Se considera como criterio de cálculo una flecha máxima del 4% del vano a temperatura máxima, siendo este 20 m. Por lo que la flecha será aproximadamente de 0,8 m. Manteniendo distancias de seguridad, se elige la altura de 20,45 m.

Distancias para conductores tendidos

Este tipo de conductores durante algunos instantes se verán sometidos bajo ciertas condiciones de defecto a movimientos de gran amplitud que aproximen entre sí a los conductores de fase hasta unas distancias inferiores a las normalizadas.

Por lo que se podrán considerar unas distancias mínimas temporales de aislamiento inferiores a las normalizadas, ya que debe tenerse en cuenta que:

- Los tipos de sobretensiones a considerar son reducidos y sólo deben considerarse aquellas que pudieran ser simultáneas al propio defecto de cortocircuito y con más precisión al momento en el que los conductores se aproximan
- No deben considerarse sobretensiones de tipo rayo, ya que es altamente improbable que coincidan con un cortocircuito entre fases
- Se elimina la posibilidad de una falta en barras producida por el movimiento de los conductores tras una falta en las salidas de línea, ya que se emplean en los embarrados inferiores tuberías rígidas de aluminio

Las distancias fase-tierra de aislamiento temporal escogidas son las siguientes:

	Parque 400 kV	Parque 220 kV
Conductor – Estructura	1.550 mm	1.100 mm
Conductor - Conductor	1.800 mm	1.100 mm

Tabla 13: distancias fase-tierra en conductores tendidos

Para la determinación de este tipo de distancias, se han tenido en cuenta los siguientes criterios básicos de implantación:

- Permitirán el paso del personal y herramientas por todos los puntos del parque de intemperie bajo los elementos en tensión sin riesgo alguno
- Deberán permitir el paso de vehículos de transporte y de elevación necesarios para el mantenimiento o manipulación de elementos de calles en descargo, bajo el criterio de gálibos estipulados

Considerando todo lo anterior, y de acuerdo con lo que se indica, se establecen las siguientes distancias:

	Parque 400 kV	Parque 220 kV
Entre ejes de aparellaje	5.000 mm	4.000 mm
Entre ejes de conductores tendidos	6.000 mm	4.000 mm
Entre embarrados principales	5.000 mm	3.500 mm
Anchura de calle	20.000 mm	13.500 mm
Altura de embarrados de interconexión entre aparatos	7.500 mm	6.000 mm
Altura embarrados altos	13.500 mm	10.500 mm
Altura embarrados tendidos altos	20.450 mm	14.950 mm
Anchura de vial principal longitudinal	4.000 mm	4.000 mm
Anchura de vial secundario transversal	3.000 mm	3.000 mm
Altura de gálibos en viales principales	6.000 mm	6.000 mm
Altura de gálibos en viales secundarios	4.000 mm	3.500 mm

Tabla 14: cuadro resumen distancias

Como se puede apreciar, las distancias entre fases mínimas (5 m en el parque de 400 kV y 4 m en el de 220 kV) son muy superiores a las indicadas en la MIE-RAT-12, que para el nivel de aislamiento tipo C y subestación situada a menos de 1.000 m sobre el nivel del mar, exige:

	Parque 400 kV	Parque 220 kV
Conductores paralelos	3.500 mm	2.700 mm
Punta - Conductor	4.100 mm	3.200 mm

Tabla 15: distancias entre fases según MIE-RAT-12

Asimismo, las distancias fase-tierra en el aire (7,5 m en 400 kV y 6 m en 220 kV) son muy superiores a las indicadas en la instrucción técnica MIE-RAT 12, que para el nivel de aislamiento tipo C exige:

	Parque 400 kV	Parque 220 kV
Conductor – Estructura	2.600 mm	1.900 mm
Punta - Estructura	3.400 mm	2.400 mm

Tabla 16: distancias fase-tierra según MIE-RAT-12

Con respecto a la altura de las partes en tensión sobre viales y zonas de servicio accesibles al personal, la MIE-RAT 15 punto 3, prescribe una altura mínima de 250 cm a zócalo de aparatos, lo que se garantizará con las estructuras soporte del aparellaje.

3.3.4 Transformadores y aparamenta

3.3.4.1 Transformadores

De potencia

El transformador de potencia es la máquina o dispositivo más importante de una subestación, ya que se encarga de cambiar las características eléctricas de tensión y corriente a la entrada para adaptarlas a los niveles de tensión y corriente requeridos para las salidas y consumo de cargas.

Por lo general, un transformador se divide en tres partes:

- Parte activa
- Parte pasiva
- Accesorios

La parte activa está compuesta por aquellos elementos que se encargan de la conversión de las características de la energía eléctrica del devanado primario al secundario. Está compuesta por el núcleo, que es el circuito magnético del transformador cuyo cometido es hacer de medio de transporte al flujo magnético que viaja a través de este hasta las bobinas del secundario, y las bobinas, que son el circuito eléctrico y permiten la creación de un campo magnético variable.

La parte pasiva está compuesta por el tanque que aloja los componentes de la parte activa. Es importante citar que el tanque solo aparece en el caso de los transformadores en baño de aceite. Este elemento se encarga de proteger eléctrica y mecánicamente el transformador además de facilitar puntos de apoyo para su transporte, soportar las bombas de aceite, ventiladores, etc.

Por último, los accesorios son los dispositivos que ayudan en la operación y facilitan las labores de mantenimiento.

Se dispondrán dos bancos de tres transformadores monofásicos de potencia 200 MVA idénticos entre sí para transformar las tensiones de 400 kV a 220 kV.

Cada uno de ellos cumplirá con la Instrucción Técnica Complementaria I.T.C-07 de la MIE-RAT y el fabricante garantizará las características técnicas, mecánicas, constructivas y ambientales exigidas y contempladas en la norma UNE 20.101.

Las características que se exigirá que tenga cada uno de los transformadores son las siguientes:

- Tipo..... Acorazado, monofásico
- Instalación..... Intemperie
- Tensión máxima de servicio..... 420 kV
- Potencia nominal..... 200/200/40 MVA
- Tensión nominal..... $400:\sqrt{3}/230:\sqrt{3}/\pm 15\%/24-26,58-24$ kV
- Frecuencia nominal..... 50 Hz
- Refrigeración..... ONAN/ONAF
- Grupo de conexión e índice horario..... YN, a0, d11

La conexión de los arrollamientos primario y secundario tendrán una disposición en estrella en ambos casos, y existirá una puesta tierra mediante conexión del neutro rígido a tierra. En el devanado terciario se establecerán unos arrollamientos de cobre utilizados únicamente para la alimentación de los equipos auxiliares y tendrán una disposición en triangulo aislado de tierra, aunque podrán mantenerse en servicio permanente con contacto a tierra en un punto.

Cada máquina dispondrá de un autómata encargado de dirigir el cambiador de las tomas de carga, ya que la relación de transformación para el correcto funcionamiento de la red eléctrica debe mantenerse constante pese a la variaciones de los niveles de tensión en esta.

Los arrollamientos deben de estar diseñados de manera que la distribución de tensiones entre espiras, frente a sobretensiones provocadas por ondas de impulso tipo rayo, sea lo más próxima posible a la distribución lineal.

Con el objetivo de aumentar la vida del transformador, se minimizará la temperatura del aceite gracias a que el flujo sea dirigido a través de cada una de las dos superficies de cada bobina.

A cada uno de los transformadores se le dotará de 4 juegos de ruedas, de forma que puedan desplazarse sobre carriles en dos direcciones perpendiculares. Dichas ruedas quedarán bloqueadas en el momento en que el transformador esté en servicio.

Cada uno de los autotransformadores, tendrá además los siguientes accesorios:

- Transformadores de intensidad: en las bornas de A.T, B.T y arrollamiento terciario. Utilizados para la regulación de la tensión y control térmico del transformador
- Sistemas de refrigeración: la refrigeración será por circulación natural de aceite a través de radiadores enfriados por aire natural, tipo ONAN, y garantizarán disipar las pérdidas especificadas. Y por circulación forzada mediante ventiladores, tipo ONAF, en etapas escalonadas
- Elementos para la traslación del transformador

- Equipo de preservación de aceite: el depósito de expansión principal impedirá el contacto del aire de la atmósfera con el aceite y poseerá una decantación de impurezas. Será independiente del cambiador de tomas
- Instrumentos de medida de temperatura del aceite y de los arrollamientos: las esferas indicadoras (relés de imagen térmica) deberán montarse en el interior de una cabina independiente con visor de cristal y accesible desde el nivel del suelo.
- Armario de control principal: deberá centralizar los elementos del equipo de refrigeración y las bornas tanto de los accesorios del transformador como del mando de regulación. Contará con un autómatas regulador acompañado de un sistema de refrigeración
- Armario de centralización y transferencia, que irá conectado a la cabina de control principal. Este armario estará compuesto por dos paneles unidos solidariamente y accesibles mediante puertas por su parte anterior y posterior
- Aceite: conforme a normativa UNE 60926: no inhibido, sin aditivos y baja corrosión
- Pasatapas: elaboradas de porcelana y con un indicador de nivel de aceite
- Válvulas para el vaciado, tratamiento y llenado de aceite
- Relé Buchholz: este relé detecta los fallos internos que provocan la emisión de gases y funciona con dos flotadores. El primero es de alarma y se encuentra en la parte superior del dispositivo. Actúa hundiéndose en caso de acumulación de gases y generando la señal de alarma. El segundo es de disparo y se produce cuando ante una emisión incontrolada de gases se produce un arrastre del flotador, provocando el disparo. Esta protección desenergiza el transformador ante un defecto interno de forma rápida
- Cableado auxiliar: todos los cables de fuerza, control y señalización instalados exteriormente al transformador y que forman conjunto con él, deberán ser resistentes a la degradación por líquidos aislantes, agentes meteorológicos y no propagarán la llama.

Se instalarán autotransformadores de potencia contruidos por *ABB* [3] cuya hoja de características se encuentra adjunta en el *Pliego de Condiciones Técnicas, Documento 3, apartado 4*.

De Intensidad

Son dispositivos destinados a transformar y modificar de forma precisa la corriente de línea en otro valor más reducido. Deberán elegirse de forma que puedan soportar los efectos térmicos y dinámicos de las máximas intensidades que puedan producirse como consecuencia de sobrecargas y cortocircuitos en las instalaciones en que están colocados.



Es habitual que dispongan de dos arrollamientos secundarios, uno para medida y el otro para protección.

Sus funciones son las siguientes:

- Reducir valores de corriente mediante la transformación para poder ser medidos
- Aislar equipos secundarios, como pueden ser los de medición
- Posibilitar la utilización de instrumentos de medida y protección estándares que son más económicos y aportan mayor flexibilidad

Se utilizarán transformadores de intensidad del modelo IMB420 e IMB245 de *ABB* o en su defecto otros de características similares.

Algunas de dichas características se muestran a continuación:

- IMB420 (parque de 400 kV)

- Tensión permanente máxima admisible de servicio.....420 kV
- Relación de transformación..... 3000/1500 (Multirelación)/5-5 A
- Impulso de descarga..... 1.425 kV
- Intensidad de cortocircuito máxima..... 160 kA
- Distancia de fuga..... ≥ 25 mm/kV

- IMB 245 (parque de 220 kV)

- Tensión permanente máxima admisible de servicio..... 245 kV
- Relación de transformación..... 2000/1000 (Multirelación)/5-5 A
- Impulso de descarga..... 1050 kV
- Intensidad de cortocircuito máxima..... 160 kA
- Distancia de fuga..... ≥ 25 mm/kV

De tensión

Son dispositivos destinados a transformar y modificar de forma precisa el valor de la tensión. Contarán cada uno de ellos con dos devanados secundarios (uno para medida y otro para protección). Se utilizarán los de tipo capacitivo ya que resultan más económicos que los inductivos para tensiones a partir de 100 kV.

Sus funciones son las siguientes:

- Aislar los equipos secundarios
- Reducir los valores de tensión de las barras mediante la transformación a valores más manejables para poder ser medidos
- Enviar señales de alta frecuencia a la red

Se utilizarán transformadores de tensión del modelo CPB420 y CPB-245 de *ABB* [4] para tensiones de 420 kV y 245 kV respectivamente o en su defecto otros de características similares.

Sus características más representativas son las siguientes:

- CPB420 (parque de 400 kV)

- Tensión máxima.....420 kV
- Relación de transformación..... $396:\sqrt{3}/0,110:\sqrt{3}-0,110:\sqrt{3}-0,110:\sqrt{3}$ kV
- Capacidad.....4800 pF
- Aislamiento..... Papel-aceite mineral
- Distancia de fuga..... ≥ 25 mm/kV
- Potencias y clases de precisión:
 - Primer devanado..... 20VA; cl 0,2
 - Segundo devanado..... 75VA; cl 0,5-3P

- CPB 245 (parque de 220 kV)

- Tensión máxima.....245 kV
- Relación de transformación..... $220:\sqrt{3}/0,110:\sqrt{3}-0,110:\sqrt{3}-0,110:\sqrt{3}$ kV
- Capacidad.....7700 pF
- Aislamiento..... Papel-aceite mineral
- Distancia de fuga..... ≥ 25 mm/kV
- Potencias y clases de precisión:
 - Primer devanado..... 20VA; cl 0,2
 - Segundo devanado..... 75VA; cl 0,5-3P

3.3.4.2 Interruptores automáticos

Los interruptores automáticos son aparatos de conexión y desconexión, destinados a asegurar la continuidad o discontinuidad de los circuitos eléctricos de alta tensión. Tienen como función establecer, mantener e interrumpir la intensidad de la corriente de servicio. También deben conectar, conducir y desconectar, durante un tiempo determinado, las corrientes que se establecen en el circuito bajo determinadas condiciones anormales.

Se escogen interruptores en SF₆ (hexafluoruro de azufre), que es un gas pesado muy estable, inodoro, inerte, inflamable y no tóxico. La elección de la técnica de corte en gas SF₆ se ha establecido en base a sus altas prestaciones eléctricas, gran fiabilidad y su necesidad de mantenimiento prácticamente nula.

Son interruptores de doble cámara de ruptura con extinción de arco por soplado de SF₆ y accionamiento mediante mecanismo de resorte tanto para el cierre como la apertura.

Se utilizarán interruptores del modelo 420E2 y 245E1 de *ABB* o en su defecto otros de características similares a los planteados.

Las características principales de los interruptores serán las siguientes:

- 420E2 (parque de 400 kV)

- Tensión nominal.....	420 kV
- Intensidad nominal.....	4.000 A
- Frecuencia nominal.....	50 Hz
- Intensidad de cortocircuito.....	50 kA
- Tiempo de cierre.....	70 ms
- Tiempo de apertura.....	18 ± 2 ms
- Tiempo de interrupción.....	40 ms
- Duración del cortocircuito.....	3s
- Tensión de maniobra.....	125 Vc.c.
- Accionamiento.....	Mecánico por resortes con carga a motor eléctrico

- 245E1 (parque de 220 kV)

- Tensión nominal.....	245 kV
- Intensidad nominal.....	4.000 A
- Frecuencia nominal.....	50 Hz
- Intensidad de cortocircuito.....	40 kA
- Tiempo de cierre.....	40 ms
- Tiempo de apertura.....	17 ± 2 ms
- Tiempo de interrupción.....	40 ms
- Duración del cortocircuito.....	3s
- Tensión de maniobra.....	125 Vc.c.
- Accionamiento.....	Mecánico por resortes con carga a motor eléctrico

3.3.4.3 Seccionadores

Se aplican para dar aislamiento físico a los elementos que están desconectados, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento. La misión de estos aparatos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible. La operación de los mismos se hace sin carga.

Tendrán la capacidad de abrirse y cerrarse siempre que se conecte o se desconecte una corriente de intensidad despreciable, o bien cuando no se establece una variación significativa de la tensión entre los terminales de cada polo del seccionador. Podrán soportar corrientes nominales, así como de cortocircuito durante un período corto de tiempo.

De barras

La función de los seccionadores de barras será la de separar físicamente y de forma apreciable a la vista del operario la unión entre las barras principales y las secundarias.

Serán de tipo pantógrafo y de mando unipolar motorizado. El modelo escogido será SPD-420/4000 y SPD-245/4000 de *MESA* [5] o en su defecto otros de características similares.

Su hoja de características se encuentra en el *Pliego de Condiciones Técnicas*, pero a continuación se detallan las más relevantes:

- SPD-420/4000 (parque de 400 kV)

- Tensión nominal..... 420 kV
- Intensidad nominal..... 4.000 A
- Intensidad cortocircuito..... 50 kA
- Intensidad límite dinámica..... 125 kA
- Frecuencia nominal..... 50 Hz
- Tensión de maniobra..... 125 Vc.c.
- Accionamiento..... Eléctrico por motor a 125 Vc.c. o manual sin tensión

- SPD-245/4000 (parque de 220 kV)

- Tensión nominal..... 245 kV
- Intensidad nominal..... 4.000 A
- Intensidad cortocircuito..... 50 kA
- Intensidad límite dinámica..... 125 kA
- Frecuencia nominal..... 50 Hz
- Tensión de maniobra..... 125 Vc.c.
- Accionamiento..... Eléctrico por motor a 125 Vc.c. o manual sin tensión

De líneas

Estarán compuestos por seccionadores de cuchillas giratorias, formadas por tres columnas, dos exteriores fijas y una en la parte media giratoria. Esta última, al girar cierra o abre el circuito mediante una barra instalada en la parte superior, haciendo de contacto móvil. Dicha cuchilla realiza dos rupturas por fase.

Tendrán puesta a tierra y esta tierra se realizará con cuchillas de puesta a tierra, enclavadas mecánicamente con las principales (de manera que no se pueda cerrar el seccionador si antes no se ha quitado la puesta a tierra). Será de accionamiento motorizado.

En el parque de 400 kV serán de mando unipolar, ya que aconsejable debido al desequilibrio entre fases que podrían generar en este nivel de tensión tan elevado, la conexión o desconexión parcial de la totalidad de las líneas.

En el parque de 220 kV el accionamiento de las tres columnas rotativas se hará simultáneamente con un mando único, mediante un sistema articulado de tirantes de tubo, debidamente ajustados, que permitirá que la maniobra de cierre y apertura en las tres fases esté sincronizada.

Los seccionadores utilizados serán seccionadores giratorios de doble apertura lateral del modelo TTT-7-420 y TTT-7-245 de IUSA [6] y su hoja de características se encuentra anexada en el *Documento 3, apartado 4: Pliego de Condiciones Técnicas*.

Algunas de esas características serán las siguientes:

- TTT-7-420 (parque de 400 kV)
 - Tensión nominal..... 420 kV
 - Intensidad nominal..... 3.150 A
 - Intensidad cortocircuito..... 50 kA
 - Intensidad límite dinámica..... 130 kA
 - Frecuencia nominal..... 50 Hz
 - Tensión de maniobra..... 125 Vc.c.
 - Accionamiento..... Eléctrico por motor a 125 Vc.c. o manual sin tensión

- TTT-7-245 (parque de 220 kV)
 - Tensión nominal..... 245 kV
 - Intensidad nominal..... 2.000 A
 - Intensidad cortocircuito..... 50 kA
 - Intensidad límite dinámica..... 130 kA
 - Frecuencia nominal..... 50 Hz
 - Tensión de maniobra..... 125 Vc.c.
 - Accionamiento..... Eléctrico por motor a 125 Vc.c. o manual sin tensión

3.3.4.4 Aisladores de apoyo

La misión de los aisladores es la de unir los cables de potencia a la estructura metálica de la subestación de forma que ésta quede perfectamente aislada y protegida de la tensión de los conductores en todo tipo de circunstancias, tanto en condiciones normales como durante sobretensiones y cortocircuitos.

Pueden ser fabricados usando materiales cerámicos (porcelana), vidrio, aislamiento compuesto de goma de silicona, poliméricos u otro material de características adecuadas a su función. Se pueden utilizar combinaciones de esos aisladores sobre algunas líneas aéreas.

Los aisladores deben ser diseñados, seleccionados y ensayados para que cumplan los requisitos eléctricos y mecánicos determinados en los parámetros de diseño de las líneas aéreas. Dichos cálculos justificativos se encuentran en el *Documento 2*, en su apartado correspondiente: *Reacciones sobre aisladores soporte*, cumpliendo en todo momento la normativa ITC-LAT-07.

A continuación se definen los aisladores escogidos para ambos parques:

Parque de 400 kV

Se utilizarán aisladores tipo GOE 1550-1050 de *ABB* [7] con posibilidad de soportar el embarrado de manera rígida o flexible. Los aisladores de los embarrados principales serán de las siguientes características:

- Carga de rotura a flexión..... 16.000 N
- Carga de rotura a torsión..... 6.000 N
- Altura del aislador..... 3225 mm
- Diámetro del aislador..... 660 mm

Los aisladores correspondientes a las barras secundarias, serán tipo GOE 1175-850 de *ABB* y tendrán las siguientes características:

- Carga de rotura a flexión..... 10.000 N
- Carga de rotura a torsión..... 4.000 N
- Altura del aislador..... 2470 mm
- Diámetro del aislador..... 430 mm

Parque de 220 kV

Se utilizarán aisladores tipo GOE 1175-850 de *ABB*. Los aisladores de los embarrados principales tendrán de las siguientes características:

- Carga de rotura a flexión..... 10.000 N
- Carga de rotura a torsión..... 4.000 N
- Altura del aislador..... 2470 mm
- Diámetro del aislador..... 430 mm

Los aisladores del secundario, serán tipo GOE 650-500 de *ABB*:

- Carga de rotura a flexión..... 5.700 N
- Carga de rotura a torsión..... 4.000 N
- Altura del aislador..... 1300 mm
- Diámetro del aislador..... 350 mm

3.3.4.5 Pararrayos

El objetivo básico que se pretende conseguir con la utilización de descargadores de sobretensiones es dar el mayor margen de protección, contra sobretensiones, al equipo que se pretende proteger. En un equipo adecuadamente protegido por un pararrayos, las sobretensiones nunca podrán alcanzar valores superiores a aquellas que el equipo puede soportar.

Para ello se utilizarán, como regla general, pararrayos autoválvulas de resistencia variable. Los bornes de tierra de estas autoválvulas se unirán a la toma de tierra de acuerdo con lo establecido en la MIE-RAT-13.

Hay dos tipos de autoválvulas: de óxidos metálicos y de carbono de silicio. Para la subestación de estudio se instalarán autoválvulas de óxidos metálicos, o también llamadas OM.

Los descargadores de OM han sido diseñados para su utilización en grandes subestaciones o en áreas donde la protección es lo primordial y se requiera una gran capacidad, tanto como para soportar altos valores energéticos, como para evacuar las altas presiones que puedan producirse.

Todas las autoválvulas instaladas poseen un contador de descargas, el cual nos proporcionará datos estadísticos acerca de las condiciones atmosféricas para posteriores estudios, pudiendo mejorar así las protecciones de la misma subestación.

Parque de 400 kV

Con los cálculos realizados en el *apartado 2.3 del Documento 2*, se determinan unos mínimos, pero por seguridad se instalarán las siguientes autoválvulas, EXILM P330 – EH420 de ABB [8].

- Tensión máxima de red.....	420 kV
- Tensión máxima residual.....	823 kV
- Corriente de clasificación.....	20 kA _{pico}
- Capacidad de cortocircuito.....	65 kA
- Resistencia mecánica estática.....	2500 Nm
- Frecuencia.....	50 Hz
- Tensión de cebado (fase-tierra).....	330 kV
- Revestimiento.....	XH420
- Distancia de fuga.....	10.875 mm

Parque de 220 kV

La autoválvula elegida para este parque será EXILM Q180 – EH245 de ABB y cumplirá con todos los cálculos realizados en el *apartado 3.3 del Documento 2*. Sus características son las siguientes:

- Tensión máxima de red.....	245 kV
- Tensión máxima residual.....	423 kV
- Corriente de clasificación.....	15 kA _{pico}
- Capacidad de cortocircuito.....	50 kA
- Resistencia mecánica estática.....	2500 Nm
- Frecuencia.....	50 Hz
- Tensión de cebado.....	180 kV
- Revestimiento.....	XH245
- Distancia de fuga.....	7.250 mm

3.4 RED DE TIERRAS

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.

3.4.1 Requerimientos de diseño

El diseño del sistema de tierras debe cumplir con los siguientes requisitos importantes:

- Proteger al equipo y al personal, de potenciales peligrosos (tensión de contacto, de paso y de transferencia), en todas las condiciones de operación
- Suministrar un camino de tierra a las corrientes debidas a las descargas atmosféricas
- Proveer una trayectoria de baja impedancia para el regreso de las corrientes de falla, para que los dispositivos de protección de sobrecorriente puedan actuar rápidamente y limpiar el circuito fallado
- Proveer control de sobrevoltajes
- Proporcionar una referencia de potencial a tierra a todos los equipos y sistemas que lo requieran para conducir las corrientes de cortocircuito que se presenten en cualquiera de éstos y descargar rápidamente las sobretensiones creadas por cualquier causa
- Proporcionar una trayectoria de descarga de las sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas y por maniobra de interruptores, es decir, todas aquellas que pongan en riesgo la seguridad del personal

A la malla se conectarán todos los soportes metálicos y bornas de puesta a tierra del aparellaje a montar.

3.4.2 Red de tierras inferiores

A menos que se tomen las precauciones apropiadas en la fase de diseño, los gradientes de potencial máximos a lo largo de la superficie de la tierra pueden ser de suficiente magnitud durante las condiciones de avería de tierra como para poner en peligro a una persona presente en el área o equipos situados a su alcance.

Con el fin de conseguir niveles admisibles, la subestación tendrá una malla de tierras inferiores formada por cables de cobre de 120 mm² de sección. El mallado se encontrará enterrado en el terreno a 0,60 m de profundidad, formando retículas de aproximadamente 10 m² que se extienden por todas las zonas ocupadas por las instalaciones, incluidas cimentaciones, edificios y cerramiento.

Tal y como marca la normativa en este caso, se han conectado a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas normalmente a tensión, pero que en



condiciones desfavorables como averías, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas, sí pudieran estarlo. Por esto, se han unido a la malla: la estructura metálica, bases de aparellaje, cerramientos, envolventes metálicos, chasis, etc.

La malla de tierra a tender quedará dimensionada considerando la intensidad de falta máxima que se ha definido en las hipótesis de diseño.

En el *Documento 2: Cálculos, apartado 4.1*, se han reflejado los datos y cálculos de la malla a instalar, garantizando que las tensiones de paso y contacto en el interior del recinto o en sus proximidades están dentro de los límites marcados en el Reglamento de Alta Tensión (Instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT-13).

3.4.3 Red de tierras superiores

La red de tierras superiores tiene por cometido la captación de las descargas atmosféricas y su conducción a la malla de red inferiores enterrada a 0,6 m de profundidad, para que pueda ser disipada sin poner en peligro la seguridad del personal ni de la subestación.

Esta está compuesta por un conjunto de hilos de guarda, paralelos a la calle y en unos pararrayos que protegen los equipos de la subestación. Los hilos de guarda deben instalarse a una altura adecuada para proteger eficazmente los conductores y equipos bajo tensión. Estos hilos y pararrayos están unidos a la red de tierras inferiores a través de las estructuras metálicas que los soportan.

La malla de red de tierras superiores se completará con conductores de acero del tipo 7N7 de sección 125 mm^2 tendidos entre las columnas de los pórticos (hoja de características adjunta en el *Pliero de Condiciones Técnicas*).

Para el diseño del sistema de protección de tierras superiores se ha adoptado el modelo electrogeométrico de las descargas atmosféricas, cuyo criterio de seguridad que establece es el de apantallamiento total de los embarrados y de los equipos que componen el aparellaje, siendo este criterio el que establece que todas las descargas atmosféricas que puedan originar tensiones peligrosas y que sean superiores al nivel del aislamiento de la instalación, deben ser captadas por los pararrayos.

Todos los cálculos que justifican el diseño de la red de tierras superiores están contenidos en el *Documento 2, apartado 4.2*.

El plano general de la red de tierras estará anexado en el *Documento 5: Planos*.

3.5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL

3.5.1 Protecciones de la subestación

Los dispositivos de protección expuestos hasta ahora garantizan que la instalación eléctrica quede protegida frente a los distintos tipos de faltas o defectos más habituales, como sobrecargas, cortocircuitos, sobretensiones, etc. No obstante, estas protecciones no aseguran un servicio continuo de la instalación. Es decir, en caso de falta de cualquier tipo, no existe ningún criterio selectivo que desconecte solo la parte mínima de la instalación que se ha visto afectada, y por tanto, garantice la continuidad del servicio de las partes no implicadas en la falta.

La tarea de coordinar los distintos dispositivos de protección y maniobra para conseguir esa selectividad de las protecciones a la hora de actuar es tarea de los relés de protección.

Los tipos más comunes de perturbaciones en alta tensión, que pueden afectar el servicio normal de los distintos elementos que componen una subestación son:

- Defectos en los aislamientos
- Descargas atmosféricas y sobretensiones interiores
- Destrucciones mecánicas
- Excesos de cargas conectadas
- Factores humanos
- Puestas a tierras intempestivas

Todas estas perturbaciones se traducen en diversos tipos de defectos o faltas en las instalaciones los cuales los podemos resumir en:

- Cortocircuitos
- Sobrecargas
- Retornos de corriente
- Sub/sobretensiones

Faltas que deberían detectar los distintos relés de protección y actuar sobre los aparatos que las competan para eliminarlas lo antes posible y con el menos daño posible tanto en la aparatamenta como en la continuidad del servicio.

Atendiendo a su forma constructiva existen diversos tipos de relés, los cuales son:

- Relés electromagnéticos: se basan en el principio de la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. Su principal ventaja reside en que son simples y baratos, pero por el contrario son difíciles de ajustar y de regular.
- Relés de inducción: se basan en el principio de la rueda de Barlow, es decir, el mismo principio que usan los contadores. Estos relés son de aplicación general por las múltiples combinaciones que admiten.
- Relés electrodinámicos: están basados en un principio similar al de los aparatos de medida tipo galvanómetro. Estos relés tienen como ventaja una elevada sensibilidad,

pero por el contrario, debido a la rapidez de los mismos se hace imposible su temporización, y son caros.

- Relés electrónicos: son los más utilizados en la actualidad debido a su gran polivalencia, rapidez, capacidad de regulación y ausencia de mantenimiento debido a la eliminación de elementos mecánicos.

De todos los tipos expuestos se seleccionarán relés de tipo electrónico debido a las grandes ventajas que poseen frente al resto.

Dentro de los relés electrónicos existen diversos tipos de regulaciones atendiendo a las magnitudes eléctricas que se deseen controlar para cada uno de los tipos de faltas mencionadas anteriormente, de las cuales los más usuales son:

- Protección de sobreintensidad: su misión es proteger las máquinas, transformadores y líneas contra cualquier elevación anormal de la temperatura como consecuencia de una sobreintensidad. Este tipo de actuación irá temporizado bien a tiempo dependiente o a tiempo independiente de la falta.

- Protección de cortocircuito: su misión es similar a la de sobreintensidad, con la diferencia de que el tiempo de actuación en la protección de cortocircuito es mucho más corto y está calibrada para un valor de intensidad de disparo muy superior a la de sobreintensidad.

- Protección de mínima impedancia: la misión es similar a la de cortocircuito, pero con la diferencia de que este tipo de protección actúa si la impedancia de un circuito disminuye respecto a la de un valor consigna.

- Protección diferencial: se basa en la comparación de las intensidades de ambos lados del circuito que se desea proteger, actúan según la primera ley de Kirchoff, por lo que la actuación de la misma dependerá de que la suma de las corrientes que llegan al nudo, o zona protegida, no sea cero. Se trata de un tipo de protección selectiva, ya que si la falta se produce fuera de la zona protegida la protección no actuará.

- Protección direccional a tierra: tiene como misión señalar y en ocasiones desconectar selectivamente el circuito puesto a tierra. Este tipo de protección dependerá de cómo tengamos el neutro de nuestro transformador, en nuestro caso, como tenemos neutro rígidamente puesto a tierra. El límite de la corriente de defecto lo impondrá la impedancia propia del arco eléctrico y la resistencia del terreno en el recorrido de la corriente de retorno al neutro del transformador. Esta corriente suele ser de un valor elevado.

- Protección de sobretensión y subtensión: la aparataje de la subestación se selecciona pensando en la tensión nominal de ésta, e incluso para soportar sobretensiones de un cierto porcentaje sin que sufra daño alguno. Pero en ciertas ocasiones se pueden presentar sobretensiones y subtensiones elevadas que pueden producir daños en la aparataje.

De entre todos estos tipos de protecciones se irán seleccionando unos u otros según sea necesario para cada una de las distintas posiciones de la subestación.



3.5.2 Sistema de protecciones

Se instalarán relés de protección con las siguientes funciones:

3.5.2.1 Posición de línea

Protección principal (PP)

- Diferencial de línea (87L)
- Función de distancia (21)
- Función de reenganche (79)
- Localizador de falta
- Oscilografía

La protección permite realizar el ajuste de la curva de disparo mediante la utilización de dos rectas definidas por dos pendientes.

Protección secundaria o de respaldo (PS)

- Función de distancia (21)
- Función de sobreintensidad de neutro (67N)
- Función de reenganche (79)
- Función de sobretensión de c.a (59)
- Localizador de falta
- Oscilografía

Sus relaciones de transformación serán:

- Parque 400 kV

$$\begin{aligned} \text{Relación T.I.: } & 3.000 / 5 \text{ A} \Rightarrow r_t = 600 \\ \text{Relación T.T.: } & 396 \sqrt{3} / 0,110 \text{ kV} \Rightarrow r_t = 3.600 \end{aligned}$$

- Parque 220 kV

$$\begin{aligned} \text{Relación T.I.: } & 2.000 / 5 \text{ A} \Rightarrow r_t = 200 \\ \text{Relación T.T.: } & 220 \sqrt{3} / 0,110 \text{ kV} \Rightarrow r_t = 2.000 \end{aligned}$$

Protección Interruptor (PI)

Incorporará las siguientes funciones de protección:

- Fallo interruptor (50S-62)
- Dos funciones de supervisión de bobinas de disparo (3)
- Oscilografía



3.5.2.2 Posición de transformador

Protección primaria (PP)

Incorporará las siguientes funciones de protección en los dos niveles de tensión:

- Diferencial de transformador (87)
- Oscilografía

Protección secundaria o de respaldo (PS)

- Diferencial de transformador (87)
- Oscilografía

3.5.2.3 Posición de acoplamiento

Esta protección tendrá lugar únicamente en la posición de acoplamiento del parque de 220 kV.

Protección Interruptor (PI)

Incorporará las siguientes funciones de protección:

- Fallo interruptor (50S-62),
- Temporizada de sobreintensidad para corriente alterna de neutro (51N)
- Dos funciones de supervisión de bobinas de disparo (3)
- Oscilografía

3.5.2.4 Posición de barras

La configuración del parque de 400 kV, al ser de interruptor y medio y el número de posiciones total es de 3, incluirá:

- Protección diferencial de barras (87B): control tipo REE4.

La configuración del parque de 220 kV, al ser de doble barra y el número de posiciones igual a 7, el acoplamiento deberá incluir:

- Protección diferencial de barras (87B): control tipo REE1.

3.5.2.5 Generales

En líneas y posiciones de transformador se añadirán las funciones de medida de potencia activa, reactiva y tensión. En la posición de acoplamiento se añadirán las funciones de medida de potencia activa, reactiva y medida de tensión en barras.

Para todas las posiciones se añadirá un difusor sincronizador Rx. Por cada bloque de protección principal y protección secundaria se añadirán dos bloques de pruebas. Por cada protección interruptor se añadirán dos bloques de pruebas.

3.5.3 Sistemas de control

El sistema de control será de tipo jerarquizado y constará de un centro de control en la subestación (CCS) que centralizará los órdenes y señales provenientes de todas las unidades de control local de cada una de las posiciones que constituyen la subestación; y un puesto de operación duplicado. Ambos se ubicarán en el Edificio de Control.

3.6 APARATOS DE MEDIDA

Para la correcta supervisión del funcionamiento de la subestación, además de las distintas protecciones conectadas a los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad, se deberán disponer en todas las posiciones, de aparatos de medida que permitan verificar visualmente el estado de las características eléctricas más relevantes de la subestación, así como la energía que se está consumiendo en todo momento por las cargas conectadas a ella.

Por ello se dispondrán en ambos parques aparatos de medida en cabinas, situadas en el interior del edificio de la subestación, de forma que reflejen el estado de las siguientes magnitudes:

- Amperímetros: reflejarán en todo momento la intensidad que circula por cada una de las distintas posiciones
- Voltímetros: cuya misión es la de reflejar en todo momento la tensión a la que se encuentran las distintas posiciones
- Contador de potencia activa: cuya misión es la de reflejar en todo momento la potencia activa que están consumiendo las cargas conectadas a cada una de las posiciones de la subestación
- Contador de potencia reactiva: reflejará la potencia reactiva que están consumiendo las cargas conectadas a cada una de las posiciones de la subestación
- Frecuencímetro: cuya misión es la de reflejar en todo momento la frecuencia de la red
- Factor de potencia: reflejará en todo momento el factor de potencia de cada una de las posiciones de la subestación debido a las cargas conectadas a ella



3.7 SERVICIOS AUXILIARES

A continuación se mostrarán todos los circuitos alimentados a través del transformador de servicios auxiliares, atendiendo al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

3.7.1 Servicios auxiliares de corriente alterna

La distribución de c.a. debe realizarse aplicando el criterio citado de garantía del servicio. Se deben tener en cuenta aspectos como:

- Selectividad entre los sucesivos elementos de protección
- Conveniencia de incorporar en los cuadros de distribución dispositivos de transferencia automática entre alimentaciones alternativas

3.7.1.1 Alimentación para SS.AA

Se contemplan las siguientes fuentes de alimentación de corriente alterna para los Servicios Auxiliares de la subestación:

- a) Devanado terciario del Transformador Principal
- b) Grupo electrógeno
- c) Línea de M.T. de respaldo

a) Devanado terciario del Transformador Principal

Para dar servicio a todos los elementos que componen la instalación de Servicios Auxiliares en Baja Tensión, se tomará el devanado terciario de uno de los Transformadores Principales de la propia subestación. Del cual se tomará la alimentación principal para el suministro de energía.

b) Grupo electrógeno

Se instalará un grupo electrógeno de 200 kVA, 400/230 V, 1.500 r.p.m., 50 Hz y régimen de cuatro tiempos. Tendrá capota insonorizada para instalación en intemperie, dispuesto sobre bancada, con conexión a la red de canales de cables del parque.

Dicho grupo, evitará posibles emergencias ante cortes de suministro, por lo que dispondrá de un depósito de combustible diesel para tener una autonomía de 48 horas.

c) Línea de M.T. de respaldo

Se derivará de una línea de distribución en M.T. próxima a la zona una de las líneas para dotar de Servicios Auxiliares (principales o redundantes) a la subestación.



La alimentación principal se tomará del primer módulo de celdas de M.T. alimentado por el transformador de AT/AT, y la alimentación redundante o de respaldo se tomará de la Línea de M.T. instalando un centro de transformación dentro del entorno de la subestación.

3.7.1.2 Cuadro general de c.a.

Se instalarán dos cuadros normalizados de corriente alterna en el Edificio de Control.

Los cuadros estarán alimentados desde fuentes independientes (en M.T.). Los embarrados de los cuadros estarán constituidos por tres barras de fase y una barra de neutro. Para un fácil mantenimiento, tendrán una configuración de barra partida estando la barra 1 y la barra 2 enlazadas por medio de un interruptor de acoplamiento motorizado.

Uno de los dos cuadros de corriente alterna dispondrá de un autómata programable que, en caso de pérdida de la alimentación, conmutará a la alimentación desde el grupo electrógeno.

3.7.1.3 Cuadros de distribución en el Edificio de Control

Los cuadros de distribución en el edificio de control serán alimentados desde el cuadro general y serán los siguientes:

- Cuadro de fuerza y climatización, para los servicios correspondientes en el edificio de control, con barras separadas
- Cuadro general de alumbrado, para el alumbrado del edificio de control y el de los viales en el exterior
- Cuadro de corriente alterna en la sala de comunicaciones, para servicios de los equipos de comunicaciones en el edificio

3.7.1.4 Cuadros de distribución en casetas de relés

Se instalará en cada caseta de relés un cuadro de servicios auxiliares de corriente alterna, adecuado a las necesidades de alimentación correspondientes, con apoyos entre casetas.

3.7.2 Servicios auxiliares de corriente continua

Habitualmente se requieren alimentaciones de c.c. a dos o más tensiones distintas por necesidades de los diferentes sistemas: control convencional, control digital, comunicaciones, etc.

En nuestro caso, dispondremos de 125Vcc y 48Vcc, ya que todo el sistema protectorio de los equipos trabaja a tensión de 125Vcc y el de control de las celdas lo hace a 48 Vcc.



Dispondremos pues de equipos rectificadores-batería de 125Vcc y también de 48Vcc.

En caso de falta de corriente alterna de alimentación al equipo de carga o fallo por avería del mismo, deberá ser la propia batería de acumuladores la encargada de efectuar el suministro de corriente continua a los sistemas de protección y control de la instalación.

3.7.2.1 Sistema de 125 V para fuerza y control

Para la alimentación de los equipos de protección, control y señalización, así como los circuitos de emergencia en caso de fallo de la corriente alterna, se dispondrá de dos equipos, cada uno de ellos compuesto por dos rectificadores con una batería independiente de 125 Vcc preparados para trabajar en paralelo. Dichos rectificadores irán en la sala de servicios auxiliares del Edificio de Control.

Las características generales de estos equipos serán:

Rectificador

- Entrada (c.a.): 3 x 400 / 230 Vca
- Salida (c.c.): 125 Vcc +10%, -15%
- Tensión de flotación: 128,8 Vcc
- Tensión de carga rápida: 137,5 Vcc
- Intensidad nominal de salida: 40 A

Batería

- Capacidad: 300 Ah
- Autonomía mínima (falta c.a.): 8 h

Asimismo el cuadro general de corriente continua de 125 V estará formado por un cuadro principal y dos secundarios con dos barras independientes, desde las que se distribuirán los servicios de control y fuerza.

La distribución en la caseta se realizará sobre los propios bastidores de protección. Existirá una alimentación de cada batería por caseta para los sistemas de control y protección, pudiendo apoyarse localmente los sistemas de baterías distintas.

La distribución de fuerza en corriente continua para alimentación de motores de interruptores y seccionadores se realizará sobre los bastidores de protección, con una alimentación por caseta y posibilidad de apoyo desde casetas contiguas.

3.7.2.2 Sistema de 48 V para fuerza y control

En el edificio de mando se instalarán dos equipos de fuentes conmutadas de alta frecuencia – batería para 48 V con capacidad de acuerdo a los criterios de diseño normalizados y un cuadro general de corriente continua de 48 V.



Las cargas que deben alimentarse de estos servicios auxiliares, de acuerdo con los criterios funcionales, son:

- Sistemas de control y mando, indicación de posición y alarmas
- Protecciones
- Motores de accionamiento de interruptores y bobinas de cierre y apertura de los mismos
- Equipos de comunicaciones

Las características principales de estos equipos serán:

Rectificador

- Entrada (c.a.): 3 x 400 V; 50 Hz
- Salida (c.c.): 48 Vcc +10%, -15%
- Intensidad nominal de salida: 75 A

Batería

- Capacidad nominal, en régimen de 5h: 100 Ah
- Autonomía mínima (falta c.a.): 5 h

3.7.3 Servicios auxiliares en espacios interiores

Todas las dependencias interiores dispondrán de las instalaciones auxiliares siguientes:

- Instalación de alumbrado y fuerza
- Instalación de detección de incendios
- Instalación de anti-intrusismo
- Instalación de ventilación

Adicionalmente, se dotará de instalación de climatización al Edificio de Control.

3.8 SISTEMA DE COMUNICACIONES

El sistema de comunicaciones deberá permitir el mando y la monitorización en remoto de la subestación, así como realizar tareas de telemando, telegestión y teledada desde el Centro de Control pertinente.

En la sala de control del edificio, y junto al armario de servicios generales, se instalará el armario de comunicaciones. En este armario se instalarán los equipos necesarios para el enlace entre la subestación y el Centro de Control.

El armario de comunicaciones contendrá:

- Interruptores magnetotérmicos de alimentación (al menos 6) ubicados en la parte superior del armario en una fila

- 2 repartidores ópticos de tipo rack con bandejas de empalmes y con los conectores necesarios para la conexión de hasta 48 fibras ópticas por cada línea que llega a la subestación
- Equipos multiplexores con tarjetas para canales analógicos y digitales, módulos para comunicaciones, tarjeta de sincronismo, tarjeta supervisora de alarmas, módulo telefónico y generador de llamada

Además de los servicios mencionados, la instalación contará con una emisora fija para conexión a la red. Para ello será preciso contar con una torre de comunicaciones anexa al edificio para la instalación de antenas necesarias. La torre deberá estar debidamente conectada a la red de tierras de la instalación, y deberá contar con una canalización independiente para el paso de cables hasta el interior del Edificio de Control.

El sistema de comunicaciones también contará con una red de fibra óptica multimodo.

3.9 INSTALACIÓN DE ALUMBRADO Y FUERZA

Para poder realizar trabajos en las instalaciones tanto interiores como exteriores, o simplemente para tener una buena visibilidad tanto de aparatos como dispositivos de control, hay que calcular el nivel de iluminación para poder realizar todos estos trabajos con normalidad.

Para calcular el nivel de iluminación se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Transformadores: deben ser visibles los niveles de aceite en las boquillas, fugas de aceite, mediciones de presión y temperatura en el tanque central, así como medidores de flujo en las bombas de aceite
- Interruptores: deben ser visibles los dispositivos de control
- Seccionadores: deben ser visibles los indicadores de posición, los eslabones mecánicos de la posición y los dispositivos de operación manual

3.9.1 Alumbrado y fuerza exterior

El alumbrado normal de calles se realizará con proyectores orientables equipados con lámparas de vapor de sodio alta presión, montados a menos de 3 m de altura. Tendrán una potencia de 400 W y serán de haz semiextensivo, para que con el apuntamiento adecuado se puedan obtener 50 lux en cualquier zona del parque de intemperie.

El nivel de iluminación medio para los viales será de 20 lux con un coeficiente de uniformidad media de 0,30 para viales principales, y de 15 lux con un coeficiente de uniformidad media de 0,25 para viales perimetrales.

Para conseguir estos valores se emplearán luminarias esféricas con lámparas de vapor de sodio de alta presión de 110 W, montadas sobre báculos de al menos 3,5 m de altura.

La alimentación se realizará mediante corriente alterna, procedente del cuadro de corriente alterna del Edificio de Control, por medio de circuitos protegidos con interruptores magnetotérmicos y relé diferencial.

El encendido de este alumbrado se producirá manual o automáticamente por medio de una célula fotoeléctrica instalada en el exterior.

3.9.2 Alumbrado y fuerza interior

Se ha procurado tener una iluminación adecuada para ver con detalle los elementos y materiales iluminados y, evitar en lo posible deslumbramientos, que pudieran dar lugar a accidentes.

En los interiores de los edificios, el alumbrado normal se realizará con lámparas fluorescentes empotradas en el falso techo.

Los niveles de iluminación en las distintas áreas serán de 500 lux en salas de control y de comunicaciones, y de 300 lux en sala de servicios auxiliares, taller y casetas de relés.

Las luminarias seleccionadas estarán dotadas de doble tubo fluorescente de 36 W.

La alimentación se realizará mediante corriente alterna, procedente del cuadro de corriente alterna del Edificio de Control, por medio de circuitos protegidos con interruptores magnetotérmicos y relé diferencial.

3.9.3 Alumbrado de emergencia

El alumbrado de emergencia actuará en caso de fallo del alumbrado principal o cuando su tensión de alimentación descienda a un 70% de su valor nominal.

Se instalarán los elementos necesarios para obtener un nivel luminoso mínimo de 5 lux, teniendo en cuenta que en cada salida existirá un elemento.

Los equipos tendrán una autonomía de una hora.

3.10 SEGURIDAD, ANTI-INTRUSISMO Y CONTRAINCENDIOS

3.10.1 Sistema de vídeo-vigilancia

La subestación de estudio se explotará sin presencia continua de personal. Esta situación hace que exista un mayor riesgo de robo y actos vandálicos, por lo que se hace necesaria la instalación de un sistema que permita vigilancia remota y permanente.

El sistema de vídeo-vigilancia será un sistema abierto de lógica distribuida, que integrará todos los sistemas de la subestación relativos a la seguridad de las instalaciones. Estará basado en cámaras digitales de alta resolución específicas para intemperie extrema y capacidad de visión nocturna. Se formará una red local y permitirá integrar un sistema en tiempo real de almacenamiento de vídeos.



Se requerirá por tanto un equipo informático con el software adecuado para conectarse a la red.

3.10.2 Anti-intrusismo

Se instalará un sistema de seguridad para la detección de intrusos en la instalación que permitirá detectar la intrusión de personas no autorizadas. Podrá ser activado/desactivado localmente por personal autorizado introduciendo un código.

El sistema de intrusión estará conectado a una Central Receptora de Alarmas (CRA) 24 h (quien atenderá las alarmas que salten según un protocolo de actuación acordado) y a la policía.

Estará compuesto por:

- Central de alarmas Sintong400 de Siemens encargada de gestionar y controlar los equipos detectores y almacenar o transmitir las señales generadas en consecuencia
- Módulo de voz: transmisión telefónica por línea fija
- Módulo telefónico inalámbrico GSM, para transmisión de alarmas, sistema redundante, se pondrá en funcionamiento en caso de fallo de la línea fija
- Detectores volumétricos duales dentro del Edificio de Control
- Teclados (Sack41)
- Sirena exterior

3.10.3 Contraincendios

El objeto del sistema de detección de incendios será detectar de forma automática, de manera rápida y sin intervención humana, posibles incendios que puedan producirse en zonas predeterminadas con el fin de señalar tales circunstancias mediante alarmas ópticas y acústicas.

Dicho sistema estará constituido por los siguientes componentes:

- Central de detección y alarma de incendios AD102 de *Advantronic* [9]
- Detectores ópticos en todas las dependencias
- Detectores termovelocimétricos en las salas que albergan los transformadores de servicios auxiliares
- Sirena de alarma
- Pulsador manual de alarmas

Además se dispondrán de los extintores pertinentes en cada una de las zonas del parque y de los edificios que así lo requieran.

La central de incendios estará conectada a la central de alarmas Sintong400 que será quien transmitirá la alarma de incendio, con total prioridad, a la CRA.



3.11 VENTILACIÓN

Con objeto de mantener la temperatura en el Edificio de Control por debajo de los valores recomendados, se instalará un sistema de ventilación que asegure la renovación del aire de forma que se consigan unas condiciones óptimas para el funcionamiento de los equipos electrónicos.



DOCUMENTO 2: CÁLCULOS

1. OBJETO

El objeto de este documento es justificar, desde el punto de vista técnico, las soluciones utilizadas en la subestación para los elementos de los dos parques que la integran, el de 400 kV y el de 220 kV.

Este documento incluye la justificación de los siguientes elementos:

- Cálculo mecánico de embarrados rígidos
- Cálculo del efecto corona
- Selección de autoválvulas
- Red de tierras

Cada apartado contiene la normativa aplicada y vigente en cada caso, así como las hipótesis de diseño, los cálculos justificativos y conclusiones necesarias.

2. CÁLCULOS SUBESTACIÓN DE 400 kV

2.1 CÁLCULO MECÁNICO DE EMBARRADOS RÍGIDOS

2.1.1 Hipótesis de diseño

La corriente de cortocircuito trifásica según el procedimiento de operación 13.3 será de 50kA, ya que todas las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán contar con un limitador de potencia de cortocircuito para garantizar el cumplimiento de la ley anterior.

Los valores de diseño elegidos son los siguientes:

- I_{cc3} (simétrica) = 50 kA
- R/X (sistema) = 0,07
- Duración del cortocircuito; 0,5 s

Conductor rígido

Lo primero que se hará, será elegir el conductor. Las interconexiones en barras principales se realizarán con tubo de aluminio de diámetro exterior/interior 250/228 mm y para el embarrado secundario se utilizará también tubo de aluminio de diámetro exterior/interior 150/134 mm.



Condiciones del vano

La geometría y condiciones de anclaje en los extremos de los vanos considerados como más desfavorables son las siguientes:

- Vano: barras principales: aislador – aislador
- Longitud de vano embarrado principal: 20 m
- Longitud de vano embarrado secundario: 10 m
- Distancia entre fases: 5 m
- Anclaje: Elástico – Fijo

2.1.2 Condiciones de la instalación

El emplazamiento de la subestación se situará en la zona A según RELAAT, es decir, por debajo de 500 m sobre el nivel del mar. Y considerando las siguientes condiciones climatológicas:

- Hielo: no se considerará la posibilidad de su existencia
- Viento: presión de viento a 140 km/h
- Temperaturas extremas +50°C, -5°C
- Coeficiente sísmico básico $\leq 0,04$ g

Los cálculos serán tomados con una presión de viento que garantice la mayor seguridad de los elementos constructivos.

Respecto a las acciones sísmicas, no se tendrán en cuenta en el diseño, dado que sólo se tendrá en cuenta cuando la aceleración sísmica básica sea superior a 0,04 g (según norma NCSR-02).

2.1.3 Características de los materiales y equipos a instalar

Las características de los tubos seleccionados cumplirán en todo momento las necesidades de la subestación como se demostrará en el apartado siguiente.

Dichas tablas son facilitadas por el pertinente fabricante y están anexadas en el Documento 3, apartado 4: *Pliego de Condiciones Técnicas*:

TUBO 250/228	
Aleación	E-AIMGSi0,5, F22
Diámetro exterior (D) interior (d)	250/228 mm
Espesor de la pared	11 mm
Peso propio unitario (P_{pt})	22,30 Kg/m
Sección (A)	8259 mm ²
Carga de rotura del material (σ_R)	215 N/mm ²
Momento de inercia (J)	5910 cm ⁴
Momento resistente (W)	473 cm ³
Módulo de elasticidad de Young (E)	69.500 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo del material (R_{po2})	170 N/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal (α)	0,0235 mm/m°C
Intensidad nominal máxima	5.014 A

Tabla 17: características tubo embarrado principal parque 400 kV

TUBO 150/134	
Aleación	E-AIMGSi0,5, F22
Diámetro exterior (D) interior (d)	150/134 mm
Espesor de la pared	8 mm
Peso propio unitario (P_{pt})	9,63 Kg/m
Sección (A)	3.569 mm ²
Carga de rotura del material (σ_R)	195 N/mm ²
Momento de inercia (J)	902 cm ⁴
Momento resistente (W)	120 cm ³
Módulo de elasticidad de Young (E)	69.500 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo del material (R_{po2})	170 N/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal (α)	0,0235 mm/m°C
Intensidad nominal máxima	4.408 A

Tabla 18: características tubo embarrado secundario parque 400 kV

Características aisladores soporte

Los aisladores soporte elegidos para los tramos del vano, correspondientes a las barras principales, son aisladores GOE 1550-1050, que poseen las siguientes características mecánicas:

- Carga de rotura a flexión: 16.000 N
- Carga de rotura a torsión: 6.000 N
- Altura del aislador: 3225 mm
- Altura de la pieza soporte: 394 mm
- Diámetro aislador: 660 mm

En los tramos del vano, correspondientes a las barras secundarias, se instalan aisladores GOE 1175-850, con las siguientes características:

- Carga de rotura a flexión: 10.000 N
- Carga de rotura a torsión: 4.000 N
- Altura del aislador: 2470 mm
- Altura de la pieza soporte: 494 mm
- Diámetro aislador: 430 mm

Tanto estas, como el resto de características de ambos aisladores soporte, se encuentran reflejadas en el *apartado 4 del Documento 3: Pliego de Condiciones Técnicas*.

Características cables amortiguadores

El cable amortiguador escogido para ambos embarrados será de tipo LAPWING, y sus características más representativas son las siguientes:

- Masa nominal: 2.664 Kg/Km
- Carga de rotura: 124,1 kN
- Temperatura máxima: 200°C

Su hoja de características correspondiente se encuentra anexada en el *Documento 3, apartado 4: Pliego de Condiciones Técnicas*.

2.1.4 Cálculo mecánico del embarrado principal

Tras realizar una serie de estudios preliminares se ha llegado a la conclusión de que la posición más desfavorable en el embarrado principal se produce en los apoyos intermedios ya que son los que sirven de unión entre dos vanos y por tanto serán mayores que en los apoyos extremos que solo soportan un vano.

2.1.4.1 Corriente de cortocircuito

Según hipótesis de diseño, la intensidad simétrica de cortocircuito trifásico (I_{cc}) será de 50 kA.

La intensidad de pico será, según IEC 60909:

$$I_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} = 1,814 \cdot \sqrt{2} \cdot 50 = 128,3 \text{ kA}$$

Donde:

$$\chi = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/x} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,07} = 1,814$$

2.1.4.2 Tensión en el tubo

Como hipótesis de cálculo se considerarán viento, peso propio y cortocircuito trifásico. Para el tipo de apoyo se toma el más desfavorable: aislador de apoyo con pieza de conexión para el tubo equivalente a un empotramiento en ambos lados.

Esfuerzos por viento

La fuerza del viento será:

$$F_v = \rho_v \cdot D = 975,394 \cdot 0,25 = 243,85 \text{ N/m}$$

Donde:

$$\rho_v = \text{presión del viento} = \frac{v^2}{2 \cdot g} \cdot d_{\text{aire}} = \frac{38,88^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 99,39 \text{ Kg/m}^2 = 975,394 \text{ N/m}^2$$

$$D = \text{diámetro exterior tubo } 250/228 = 0,25 \text{ m}$$

Y su esfuerzo o tensión correspondiente, tomando como referencia cargas uniformemente repartidas:

$$\sigma_v = \sum_i \frac{1}{8} \cdot \frac{F_v \cdot l^2}{W} = 2 \cdot \frac{1}{8} \cdot \frac{243,85 \cdot 20^2}{473} = 51,55 \text{ N/mm}^2$$

Donde:

$i = 2$ vanos iguales

$l =$ longitud del vano = 20 m

$W =$ momento resistente = 473 cm³

Esfuerzos por peso propio

La fuerza del peso dependerá de:

$$F_p = F_{pp} + \text{cable amortiguador} = 218,76 + 34,81 = 253,57 \text{ N/m}$$

Donde:

$$F_{pp} = \text{fuerza peso propio} = P_{pt} \cdot g = 22,30 \cdot 9,81 = 218,76 \text{ N/m}$$

$$P_{pt} = \text{peso propio unitario} = 22,30 \text{ kg/m}$$

$$g = \text{fuerza de la gravedad} = 9,81 \text{ m/s}^2$$

Y el cable amortiguador seleccionado será tipo Lapwing:

$$\text{Cable amortiguador} = 2664 \frac{\text{kg}}{\text{km}} \cdot \frac{1 \text{ km}}{1000 \text{ m}} \cdot \frac{9,8 \text{ N}}{1 \text{ kg}} = 26,11 \text{ N/m}$$

Considerando los 4/3 del vano: $4/3 \cdot 26,11 = 34,81 \text{ N/m}$

Y su esfuerzo o tensión correspondiente, tomando como referencia cargas uniformemente repartidas:

$$\sigma_p = \sum_i \frac{1}{8} \cdot \frac{F_p \cdot l^2}{W} = 2 \cdot \frac{1}{8} \cdot \frac{253,57 \cdot 20^2}{473} = 53,6 \text{ N/mm}^2$$

Esfuerzos por hielo

La fuerza, y por consiguiente su esfuerzo, por hielo será igual a 0, ya que nos encontramos en zona A según RELAAT.

Esfuerzos por cortocircuito

La importancia del cálculo de estos efectos reside en las importantes tensiones que se producen en los aisladores soporte y en los propios conductores.

En el caso de embarrados rígidos, el esfuerzo se producirá durante el cortocircuito, sometiendo al embarrado y a los aisladores a una sobrecorriente que producirá unas fuerzas de atracción y repulsión entre los conductores creando unas sobretensiones mecánicas tanto en los embarrados como en los soportes que habrá que tener en cuenta a la hora de dimensionar el tubo. El mayor esfuerzo por cortocircuito se dará en la fase intermedia por estar entre dos fases.

Para el dimensionado de los conductores y aisladores soporte en condiciones de cortocircuito se seguirán los lineamientos de las publicaciones IEC 60865 y "*The mechanical effects of short circuit currents in open air substations*" [10].

La fuerza estática por unidad de longitud entre dos conductores paralelos recorridos por una intensidad, se obtiene de la expresión:

$$F_{cc} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 570,2 \text{ N/m}$$

Donde:

$$\mu_0 = \text{constante de permeabilidad en el vacío} = 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{V \cdot s}{A \cdot m}$$

$$I_p = \text{intensidad de cresta de cortocircuito trifásico} = 128,3 \text{ kA}$$

$$a = \text{distancia media entre fases} = 5 \text{ m}$$

$$\sigma_m = \sum_i V_\sigma \cdot V_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{CC} \cdot l^2}{8 \cdot W}$$

Para conocer el esfuerzo de cortocircuito se necesita conocer la frecuencia de vibración propia del tubo que te permite calcular dos coeficientes que determinan el esfuerzo dinámico en cortocircuito sobre el tubo.

- V_σ = factor que tiene en cuenta el efecto dinámico
- V_r = factor que tiene en cuenta el reenganche

Dicha frecuencia propia de oscilación del tubo, según IEC 865:

$$f_{cm} = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_m}{m}} = 1,564 \text{ Hz}$$

Donde:

$$\gamma = \text{coeficiente del tubo y los apoyos} = 1.57$$

Tipo de viga y de soporte	Factor α	Factor β^*	Factor γ
A y B: soportes simples 	A: 0,5 B: 0,5	1.0	1.57

Ilustración 1: factores α , β y γ para vigas con uno solo vano

$$l = \text{longitud del vano} = 20 \text{ m}$$

$$E = \text{módulo de Young del material} = 69.500 \text{ N/mm}^2$$

$$J_m = \text{inercia de la sección} = 5.910 \text{ cm}^4$$

$$m = \text{masa unitaria del tubo} = \frac{F_p}{g} = \frac{253,57}{9,81} = 25,87 \text{ kg/m}$$

Según el anexo A de dicha norma, se pueden establecer los valores de V_σ y V_r gracias a la relación entre la frecuencia de vibración y la frecuencia nominal del sistema:

$$V_\sigma = 0,756 + 4,49 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,54 \cdot \log \frac{f_{cm}}{f_N} = 0,26$$

$$V_r = 1 - 0,615 \cdot \log \frac{f_{cm}}{f_N} = 1,8$$

Donde:

$$k = 1,814$$

$$f_N = \text{frecuencia nominal del sistema} = 50 \text{ Hz}$$

$$f_{cm} / f_N = 1,564 / 50 = 0,0313$$

Dichos valores se pueden comprobar también acudiendo a las siguientes gráficas facilitadas por la normativa:

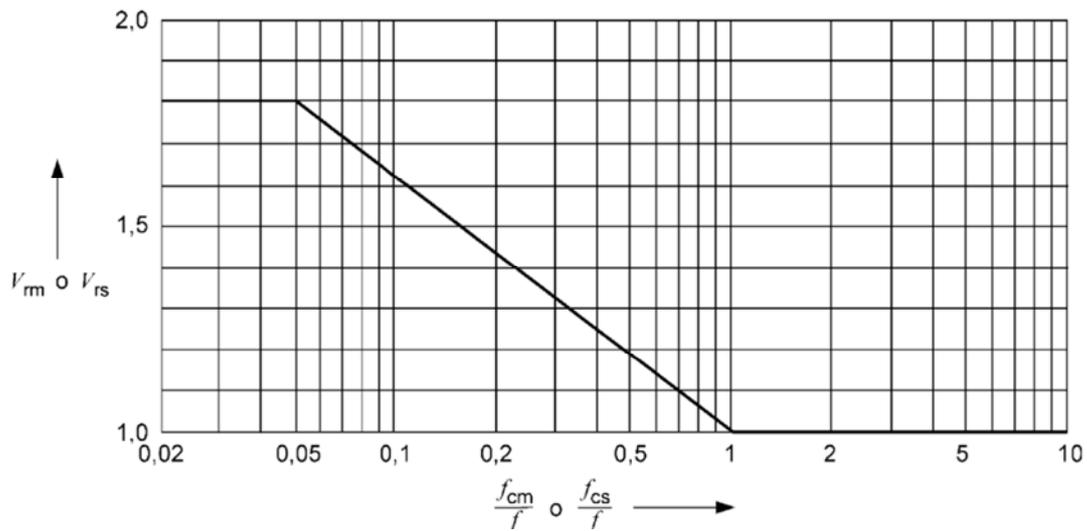


Ilustración 2: factor Vr según UNE-EN-60865

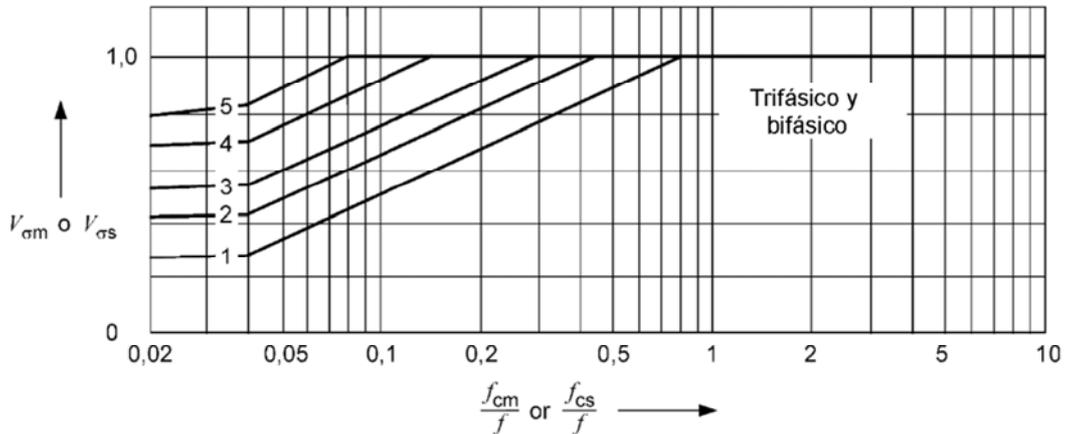


Ilustración 3: factor Vσ según UNE-EN-60865

Por lo que despejando la tensión de trabajo en el tubo por esfuerzo dinámico de cortocircuito será:

$$\sigma_m = \sum_i v\sigma \cdot v_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{cc} \cdot l^2}{8 \cdot W} = 56,41 \text{ N/mm}^2$$

Donde:

$i = 2$ vanos iguales

$V\sigma = 0,26$

$V_r = 1,8$

$\beta = 1$ S/CEI 865

F_{cc} = fuerza estática por unidad de longitud = 570,2 N/m

l = longitud del vano = 20 m

W = momento resistente del material = 473 cm³

La tensión de trabajo total en el tubo vendrá definida en la normativa y será la suma geométrica de las tensiones producidas por los distintos esfuerzos. En este caso, y considerando todas las carga uniformemente repartidas:

$$\sigma_{tot} = \sqrt{(\sigma_v + \sigma_m)^2 + \sigma_p^2} = 120,54 \text{ N/mm}^2$$

Se halla el coeficiente de seguridad del tubo frente al límite de fluencia dado por la ecuación:

$$\text{Coef. seguridad} = \frac{R_{p0,2}}{\sigma_{tot}} = 1,327$$

Donde:

$R_{p0,2}$ = límite de fluencia mínimo del material = 170 N/mm²

Se deberá cumplir, según normativa, que:

$$\sigma_{tot} \leq q \cdot R_{p0,2}$$

Donde:

$$q = \text{factor de resistencia del conductor} = 1,7 \frac{1 - \left(1 - 2\frac{t}{D}\right)^3}{1 - \left(1 - 2\frac{t}{D}\right)^4} = 1,38$$

$t = D_{ext} - D_{int} = 250 - 228 = 22\text{mm}$

D = diámetro exterior del tubo = 250mm

$R_{p0,2} = 170 \text{ N/mm}^2$

A modo de comprobación, el factor q se puede obtener también de la siguiente gráfica:

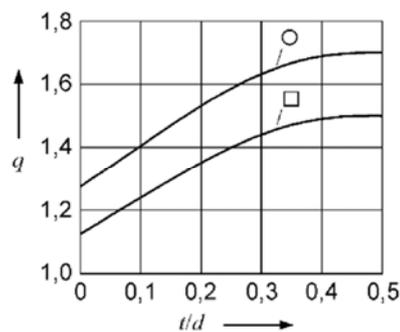


Ilustración 4: factor q

Por lo que se verifica el cumplimiento de la norma y el tubo estará muy lejos del límite para esfuerzos en cortocircuito:

$$120,54 \leq 234,6$$

Para confirmar que el tubo escogido es el adecuado para las necesidades de la subestación, tan sólo faltará comprobar las reacciones producidas en los aisladores soporte (apartado 2.1.4.3 *Reacciones sobre aisladores soporte*, ya que se tienen en cuenta los propios aisladores).

2.1.4.3 Reacciones sobre aisladores soporte

El máximo esfuerzo en los vanos considerados se producirá en los aisladores intermedios.

Se van a considerar únicamente las acciones horizontales en el tubo (viento e intensidad de cortocircuito) y la acción del viento sobre el propio aislador. Para dichas componentes se calcula la fuerza equivalente en la cabeza del aislador, que es donde el fabricante garantiza el esfuerzo soportado.

Esfuerzos por viento en el tubo

La fuerza del viento en el tubo será:

$$F_v = \rho_v \cdot D = 975,394 \cdot 0,25 = 243,85 \text{ N/m}$$

Donde:

$$\rho_v = \text{presión del viento} = \frac{v^2}{2 \cdot g} \cdot d_{\text{aire}} = \frac{38,88^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 99,39 \text{ Kg/m}^2 = 975,394 \text{ N/m}^2$$
$$D = \text{diámetro exterior tubo } 250/228 = 0,25 \text{ m}$$

Y su esfuerzo correspondiente, referenciado sobre el aislador:

$$F_{vt} = \sum_i F_v \cdot l \cdot \alpha = 4.877 \text{ N}$$

Donde:

$$i = 2 \text{ vanos iguales}$$
$$l = \text{longitud del vano} = 20 \text{ m}$$
$$\alpha = \text{coeficiente del tubo y los apoyos} = 0,5$$

Esfuerzos por cortocircuito en el aislador

$$F_{cc} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 570,2 \text{ N/m}$$

Según la norma de referencia, el valor del esfuerzo sobre los aisladores soporte tiene la expresión:

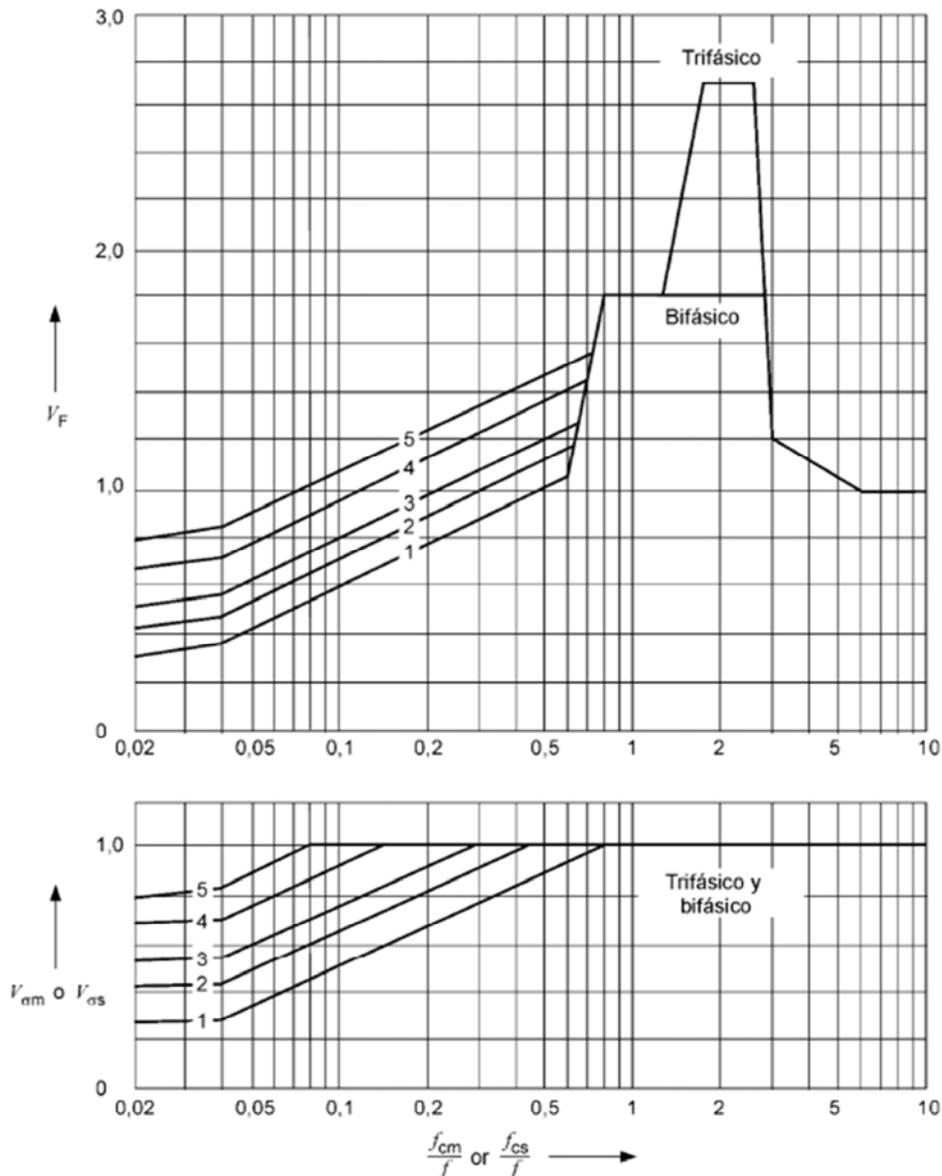
$$F_{cc a} = \sum_i V_f \cdot V_r \cdot \alpha \cdot l \cdot F_{cc} = 5.337 \text{ N}$$

Donde:

V_F = factor de carga dependiente de $f_c/f_n = 0,033$

$V_r = 1,8$

Ambos factores salen de la gráfica mostrada a continuación:



Leyenda

1 $\kappa \geq 1,60$	2 $\kappa = 1,40$	3 $\kappa = 1,25$
4 $\kappa = 1,10$	5 $\kappa = 1,00$	

Ilustración 5: factores V_F y V_r según UNE-EN-60865

Esfuerzos totales sobre el propio aislador

Además de los esfuerzos ya calculados, también existirán esfuerzos por viento en el propio aislador, aplicado en la propia cabeza del aislador.

- Esfuerzos por viento en el aislador:

$$F_v = \rho v \cdot D_a = 643,76 \text{ N/m}$$

Donde:

$$D_a = \text{diámetro del aislador} = 0,66 \text{ m}$$

Y su esfuerzo:

$$F_{va} = F_v \cdot L_a \cdot \alpha = 1.038 \text{ N}$$

Donde:

$$L_a = \text{longitud del aislador} = 3,225 \text{ m}$$

- Fuerzas exteriores sobre el propio aislador:

$$F_I = F_d \cdot \frac{h_I + h_c}{h_I} = 11.462 \text{ N}$$

Donde:

$$F_d = F_{vt} + F_{cca} = 10.214 \text{ N}$$

$$h_I = \text{altura aislador} = 3.225 \text{ mm}$$

$$h_c = \text{distancia centro tubo} = 394 \text{ mm}$$

Por lo que, finalmente, considerando que el aislador trabajará en las peores condiciones, la suma de esfuerzos será:

$$F_T = F_I + F_{va} = 12.500 \text{ N}$$

Y su coeficiente de seguridad frente a la carga inferior de rotura:

$$\text{Coef. seguridad} = \frac{16.000}{12.500} = 1,28$$

2.1.4.4 Flecha en el tubo

La flecha máxima para un vano se obtiene de la expresión:

$$f = \frac{1}{185} \cdot \frac{F_p \cdot l^4}{E \cdot J_m} = 0,0601 \text{ m} = 6,01 \text{ cm}$$

Donde:

$$F_p = \text{carga vertical distribuida} = 232 \text{ N/m}$$

$$l = \text{longitud del vano} = 20 \text{ m}$$

$$E = \text{módulo de Young del material} = 69.500 \text{ N/mm}^2$$

$$J_m = \text{inercia de la sección} = 5.910 \text{ cm}^4$$

Dicha flecha equivale con L/334.

2.1.4.5 Elongación del embarrado

El tubo que forma el embarrado, por efectos térmicos se dilatará, de acuerdo con la expresión:

$$\Delta l = l_0 \cdot \alpha \cdot \Delta \sigma = 21,15 \text{ mm}$$

Donde:

l_0 = longitud inicial del tubo = 20 m

α = coeficiente de dilatación lineal del tubo = 0,0235 mm/m°C,

$\Delta \sigma$ = incremento de temperatura entre la de montaje (35°C) y la de servicio (80°C según MIE RAT 05) = 45°C

Dada la elongación del vano se instalarán piezas especiales que permitan absorber esta dilatación.

2.1.4.6 Esfuerzo térmico en cortocircuito

Los embarrados encargados de conectar las líneas tienen que ser capaces de aguantar el esfuerzo mecánico producido por el efecto electromagnético causado por el paso de la corriente de cortocircuito, así como soportar los efectos térmicos provocados, sin sufrir el más mínimo deterioro.

- Se desprecia el efecto pelicular y de proximidad
- El calentamiento se considera adiabático
- Calor específico del conductor constante

Para conocer la intensidad térmica en cortocircuito utilizaremos la siguiente ecuación, que viene determinada en la norma IEC 60909-0.

$$I_{\sigma} = I_p \cdot \sqrt{(m + n)} = 118,63 \text{ kA}$$

Donde:

$I_p = 128,3 \text{ kA}$

m, n coeficientes térmicos de disipación, que valen 0,097 y 0,758

Este valor debe ser menor que la capacidad térmica del tubo:

$$I_{\sigma} < S \cdot \rho < 991 \text{ kA}$$

Donde:

$S = \pi R^2 - \pi r^2 = 8259 \text{ mm}^2$

$\rho = 120 \text{ A/mm}^2$

Para el tubo actual, la capacidad térmica es muy superior a la corriente térmica de cortocircuito de la instalación (118,63 kA).

2.1.4.7 Intensidad nominal de las barras

La intensidad nominal teórica del tubo elegido, según fabricante es de 5.014 A con 30°C de temperatura ambiente y 65°C de temperatura de trabajo del tubo.

Según DIN 43670, esta intensidad debe ser corregida con distintos factores en función de la composición del tubo, la altitud, la temperatura máxima de trabajo (Según MIE-RAT 5).

Así, deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

$k_1 = 0,925$ por la aleación elegida

$k_2 = 1,25$ para temperatura final de 80 °C

$k_3 = 1$ por ser tubo

$k_4 = 0,98$ para instalación a menos de 1000 metros sobre el nivel del mar

Según la citada norma; $I_{m\acute{a}x} = I_n \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4$.

Así, $I_{m\acute{a}x} = 5.681$ A, equivalentes con 3936 MVA, potencia muy superior a la necesaria.

2.1.5 Cálculo mecánico del embarrado secundario

Como ocurre en el embarrado principal, la posición más desfavorable en el embarrado se producirá en los apoyos intermedios.

2.1.5.1 Corriente de cortocircuito

La intensidad de cresta, será según IEC 60909, y en este caso coincidente con el embarrado principal:

$$I_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} = 128,3 \text{ kA}$$

2.1.5.2 Tensión en el tubo

Esfuerzos por viento

La fuerza del viento será:

$$F_v = \rho_v \cdot D = 975,394 \cdot 0,15 = 146,31 \text{ N/m}$$

Donde:

$$\rho_v = \text{presión del viento} = \frac{v^2}{2 \cdot g} \cdot d_{\text{aire}} = \frac{38,88^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 99,39 \text{ Kg/m}^2 = 975,394 \text{ N/m}^2$$

$$D = \text{diámetro exterior tubo } 250/228 = 0,15 \text{ m}$$

Y su esfuerzo o tensión correspondiente, tomando como referencia cargas uniformemente repartidas:

$$\sigma_v = \sum_i \frac{1}{8} \cdot \frac{F_v \cdot l^2}{W} = 2 \cdot \frac{1}{8} \cdot \frac{146,31 \cdot 10^2}{120} = 30,48 \text{ N/mm}^2$$

Donde:

$i = 2$ vanos iguales

$l =$ longitud del vano = 10 m

$W =$ momento resistente = 120 cm³

Esfuerzos por peso propio

La fuerza del peso dependerá de:

$$F_p = F_{pp} + \text{cable amortiguador} = 94,47 + 34,81 = 129,28 \text{ N/m}$$

Donde:

$$F_{pp} = \text{fuerza peso propio} = P_{pt} \cdot g = 9,63 \cdot 9,81 = 94,47 \text{ N/m}$$

$P_{pt} =$ peso propio unitario = 9,63 kg/m

$g =$ fuerza de la gravedad = 9,81 m/s²

Y el cable amortiguador seleccionado será tipo Lapwing:

$$\text{Cable amortiguador} = 2664 \frac{\text{kg}}{\text{km}} \cdot \frac{1 \text{ km}}{1000 \text{ m}} \cdot \frac{9,8 \text{ N}}{1 \text{ kg}} = 26,11 \text{ N/m}$$

Considerando los 4/3 del vano: $4/3 \cdot 26,11 = 34,81 \text{ N/m}$

Y su esfuerzo o tensión correspondiente, tomando como referencia cargas uniformemente repartidas:

$$\sigma_p = \sum_i \frac{1}{8} \cdot \frac{F_p \cdot l^2}{W} = 2 \cdot \frac{1}{8} \cdot \frac{129,28 \cdot 10^2}{120} = 26,93 \text{ N/mm}^2$$

Esfuerzos por hielo

La fuerza, y por consiguiente su esfuerzo, por hielo será igual a 0, ya que nos encontramos en zona A según RLAT.

Esfuerzos por cortocircuito

El mayor esfuerzo por cortocircuito se dará en la fase intermedia por estar entre dos fases.

Según normativa (IEC 865), la fuerza estática por unidad de longitud entre dos conductores paralelos recorridos por una intensidad, se obtiene de la expresión:

$$F_{cc} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 570,2 \text{ N/m}$$

Donde:

$$\begin{aligned} \mu_0 &= \text{constante de permeabilidad en el vacío} = 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{V}\cdot\text{s}}{\text{A}\cdot\text{m}} \\ I_p &= \text{intensidad de cresta de cortocircuito trifásico} = 128,3 \text{ kA} \\ a &= \text{distancia media entre fases} = 5 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\sigma_m = \sum_i v_{\sigma} \cdot v_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{cc} \cdot l^2}{8 \cdot W}$$

Para conocer el esfuerzo de cortocircuito, y tal como se realizó en el cálculo del embarrado primario, se hallará la frecuencia de vibración propia del tubo:

$$f_{cm} = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_m}{m}} = 3,546 \text{ Hz}$$

Donde:

$$\begin{aligned} \gamma &= \text{coeficiente del tubo y los apoyos} = 1.57 \\ l &= \text{longitud del vano} = 10 \text{ m} \\ E &= \text{módulo de Young del material} = 69.500 \text{ N/mm}^2 \\ J_m &= \text{inercia de la sección} = 902 \text{ cm}^4 \\ m &= \text{masa unitaria del tubo} = \frac{F_p}{g} = \frac{129,28}{9,81} = 12,29 \text{ kg/m} \end{aligned}$$

Gracias a la frecuencia de oscilación propia, se obtendrán los dos coeficientes que determinan el esfuerzo dinámico en cortocircuito sobre el tubo:

- V_{σ} = factor que tiene en cuenta el efecto dinámico
- V_r = factor que tiene en cuenta el reenganche

Según el anexo A de la norma IEC-865, se pueden establecer los valores de V_{σ} y V_r :

$$\begin{aligned} V_{\sigma} &= 0,756 + 4,49 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,54 \cdot \log \frac{f_{cm}}{f_N} = 0,44 \\ V_r &= 1 - 0,615 \cdot \log \frac{f_{cm}}{f_N} = 1,7 \end{aligned}$$

Donde:

$$\begin{aligned} k &= 1,814 \\ f_N &= \text{frecuencia nominal del sistema} = 50 \text{ Hz} \\ f_{cm} / f_N &= 3,546 / 50 = 0,071 \end{aligned}$$

Dichos valores se pueden comprobar también acudiendo a las siguientes gráficas facilitadas por la normativa:

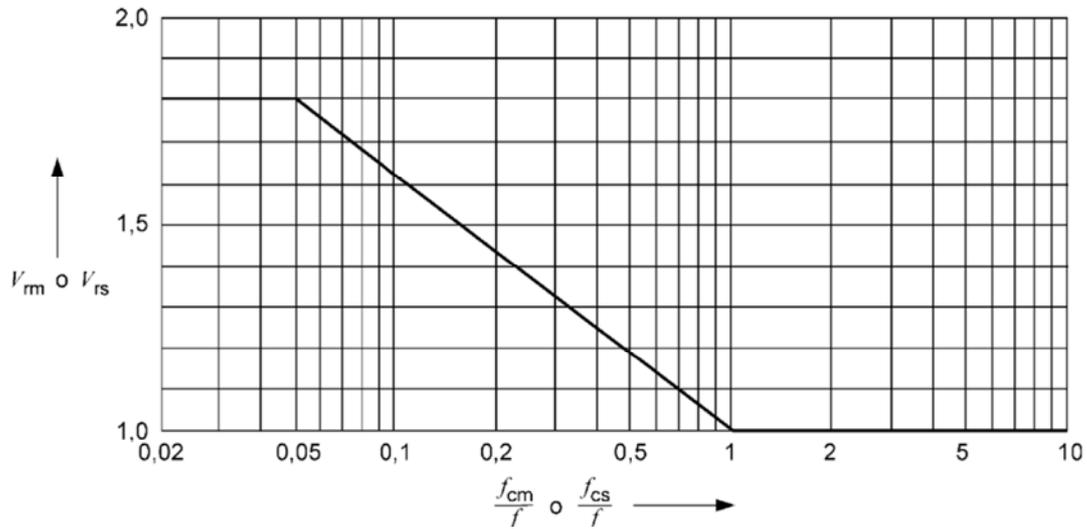


Ilustración 6: factor Vr según UNE-EN-60865

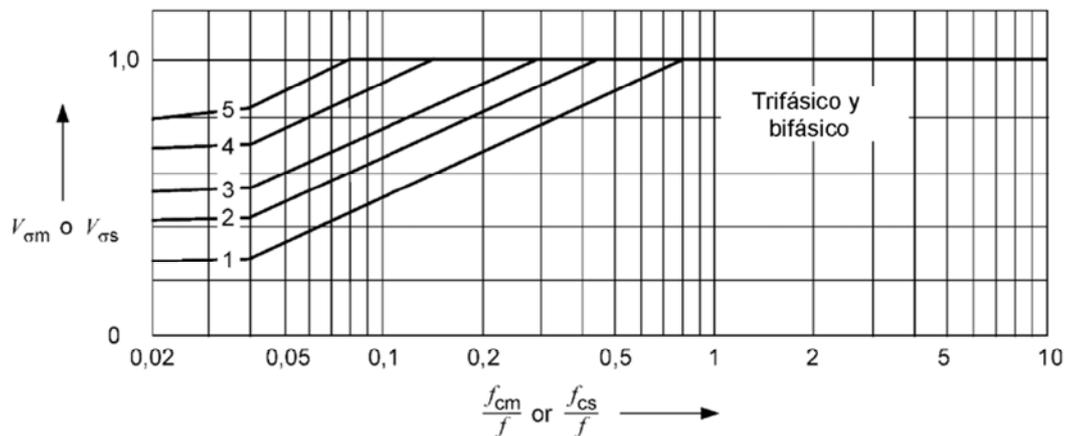


Ilustración 7: factor Vσ según UNE-EN-60865

Por lo que la tensión de trabajo en el tubo por esfuerzo dinámico de cortocircuito será:

$$\sigma_m = \sum_i v\sigma \cdot v_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{cc} \cdot l^2}{8 \cdot W} = 88,86 \text{ N/mm}^2$$

Donde:

$i = 2$ vanos iguales

$V\sigma = 0,44$

$V_r = 1,7$

$\beta = 1$ S/CEI 865

F_{cc} = fuerza estática por unidad de longitud = 570,2 N/m

l = longitud del vano = 10 m

W = momento resistente del material = 120 cm³

La tensión de trabajo total en el tubo será la suma geométrica de las tensiones producidas por los distintos esfuerzos.

$$\sigma_{\text{tot}} = \sqrt{(\sigma_v + \sigma_m)^2 + \sigma_p^2} = 122,34 \text{ N/mm}^2$$

La norma establece que, el tubo soportará los esfuerzos, si:

$$\sigma_{\text{tot}} \leq q \cdot R_{p0,2}$$

Donde:

$$q = \text{factor de resistencia del conductor} = 1,7 \frac{1 - \left(1 - 2 \frac{t}{D}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \frac{t}{D}\right)^4} = 1,41$$

$$t = D_{\text{ext}} - D_{\text{int}} = 150 - 134 = 16 \text{ mm}$$

$$D = \text{diámetro exterior del tubo} = 150 \text{ mm}$$

$$R_{p0,2} = \text{límite de fluencia mínimo del material} = 170 \text{ N/mm}^2$$

A modo de comprobación, el factor q se puede obtener también de la siguiente gráfica:

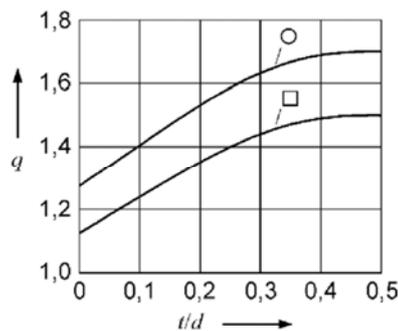


Ilustración 8: factor q

Por lo que se verifica el cumplimiento de la norma y el tubo estará muy lejos del límite para esfuerzos en cortocircuito:

$$122,34 \leq 239,7$$

2.1.5.3 Reacciones sobre aisladores soporte

El máximo esfuerzo en los vanos considerados se producirá en los aisladores intermedios.

Se considerarán únicamente las acciones horizontales en el tubo (viento e intensidad de cortocircuito) y la acción del viento sobre el propio aislador. Para dichas componentes se calcula la fuerza equivalente en la cabeza del aislador, que es donde el fabricante garantiza el esfuerzo soportado.

Esfuerzos por viento en el tubo

La fuerza del viento en el tubo será:

$$F_v = \rho v \cdot D = 146,31 \text{ N/m}$$

Donde:

$$\rho_v = \text{presión del viento} = \frac{v^2}{2 \cdot g} \cdot d_{\text{aire}} = \frac{38,88^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 99,39 \text{ Kg/m}^2 = 975,394 \text{ N/m}^2$$

$$D = \text{diámetro exterior tubo } 150/134 = 0,15 \text{ m}$$

Y su esfuerzo correspondiente, referenciado sobre el aislador:

$$F_{vt} = \sum_i F_v \cdot l \cdot \alpha = 4.877 \text{ N}$$

Donde:

$i = 2$ vanos iguales

$l =$ longitud del vano = 10 m

$\alpha =$ coeficiente del tubo y los apoyos = 0,5

Esfuerzos por cortocircuito en el aislador

$$F_{cc} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 570,2 \text{ N/m}$$

Según la norma de referencia, el valor del esfuerzo sobre los aisladores soporte tiene la expresión:

$$F_{cca} = \sum_i V_f \cdot V_r \cdot \alpha \cdot l \cdot F_{cc} = 4.265 \text{ N}$$

Donde:

$V_F =$ factor de carga dependiente de $f_c/f_n = 0,033$

$V_r = 1,8$

Esfuerzos totales sobre el propio aislador

Además de los esfuerzos calculados, se darán también esfuerzos por viento en el propio aislador, aplicado en la propia cabeza del aislador.

- Esfuerzos por viento en el aislador:

$$F_v = \rho_v \cdot D_a = 419,42 \text{ N/m}$$

Donde:

$D_a =$ diámetro del aislador = 0,43 m

Y su esfuerzo:

$$F_{va} = F_v \cdot L_a \cdot \alpha = 518 \text{ N}$$

Donde:

$$L_a = \text{longitud del aislador} = 2,470 \text{ m}$$

- Fuerzas exteriores sobre el propio aislador:

$$F_I = F_d \cdot \frac{h_I + h_c}{h_I} = 6.873,6 \text{ N}$$

Donde:

$$F_d = F_{vt} + F_{cca} = 5.728 \text{ N}$$

$$h_I = \text{altura aislador} = 2.470 \text{ mm}$$

$$h_c = \text{distancia centro tubo} = 494 \text{ mm}$$

Por lo que finalmente, considerando que el aislador trabajará en las peores condiciones, la suma de esfuerzos será:

$$F_T = F_I + F_{va} = 7.391,6 \text{ N}$$

Y su coeficiente de seguridad frente a la carga inferior de rotura:

$$\text{Coef. seguridad} = \frac{10.000}{7.391,6} = 1,35$$

2.1.5.4 Flecha en el tubo

La flecha máxima para un vano se obtiene de la expresión:

$$f = \frac{1}{185} \cdot \frac{F_p \cdot l^4}{E \cdot J_m} = 0,01 \text{ m} = 1 \text{ cm}$$

Donde:

$$F_p = \text{carga vertical distribuida} = 120,58 \text{ N/m}$$

$$l = \text{longitud del vano} = 10 \text{ m}$$

$$E = \text{módulo de Young del material} = 69.500 \text{ N/mm}^2$$

$$J_m = \text{inercia de la sección} = 902 \text{ cm}^4$$

Dicha flecha equivale con $L/1000$.

2.1.5.5 Elongación del embarrado

El tubo que forma el embarrado, por efectos térmicos se dilatará, de acuerdo con la expresión:

$$\Delta l = l_0 \cdot \alpha \cdot \Delta \sigma = 10,575 \text{ mm}$$

Donde:

l_0 = longitud inicial del tubo = 10 m
 α = coeficiente de dilatación lineal del tubo = 0,0235 mm/m°C,
 $\Delta\sigma$ = incremento de temperatura entre la de montaje (35°C) y la de servicio (80°C según MIE RAT 05) = 45°C

Dada la elongación del vano se instalarán piezas especiales que permitan absorber esta dilatación.

2.1.5.6 Esfuerzo térmico en cortocircuito

La intensidad térmica en cortocircuito viene dada según la norma IEC 60909-0:

$$I_{\sigma} = I_p \cdot \sqrt{(m + n)} = 118,63 \text{ kA}$$

Donde:

$I_p = 128,3 \text{ kA}$
 m, n coeficientes térmicos de disipación, que valen 0,097 y 0,758

Este valor debe ser menor que la capacidad térmica del tubo:

$$I_{\sigma} < S \cdot \rho < 428 \text{ kA}$$

Donde:

$$S = \pi R^2 - \pi r^2 = 3568 \text{ mm}^2$$
$$\rho = 120 \text{ A/mm}^2$$

El tubo elegido soportará la corriente térmica de cortocircuito de la instalación.

2.1.5.7 Intensidad nominal de las barras

La intensidad nominal teórica del tubo elegido, según fabricante es de 4.408 A con 30°C de temperatura ambiente y 65°C de temperatura de trabajo del tubo.

Según DIN 43670, esta intensidad debe ser corregida con distintos factores en función de la composición del tubo, la altitud, la temperatura máxima de trabajo (Según MIE-RAT 5).

Así, deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

$k_1 = 0,925$ por la aleación elegida
 $k_2 = 1,25$ para temperatura final de 80 °C
 $k_3 = 1$ por ser tubo
 $k_4 = 0,98$ para instalación a menos de 1000 metros sobre el nivel del mar

Según la citada norma; $I_{m\acute{a}x} = I_n \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4$.

Así, $I_{\text{máx}} = 4.495$ A, equivalentes con 3.114 MVA, potencia muy superior a la necesaria.

2.2 CÁLCULOS DE EFECTO CORONA

Si los conductores de una línea de transmisión se someten a un voltaje creciente, hasta que el gradiente de potencial (campo eléctrico) en la superficie del conductor llegue a un valor mayor que la rigidez dieléctrica del aire (gradiente disruptivo del aire), entonces se producen pérdidas de energía debido a la corriente que se forma a través del medio, es decir se ioniza el aire que rodea al conductor. Es decir, que todo sucede como si el aire se hiciera conductor, dando lugar a una corriente de fuga.

El efecto corona origina pérdidas de energía que se manifiestan en forma de calor y, si alcanza ciertos valores, puede producir corrosiones en los conductores a causa del ácido que se forma.

La tensión a la cual empiezan las pérdidas a través del aire se llama Tensión Crítica Disruptiva y para ella el fenómeno aún no es visible. Cuando se alcanza la Tensión Crítica Visual ($U_c < U_v$), los efluvios se hacen luminosos.

Las pérdidas empiezan a producirse desde el momento en que la tensión de la línea se hace mayor que la tensión crítica disruptiva ($U_{\text{línea}} > U_c$).

2.2.1 Tensión crítica disruptiva embarrado principal

De acuerdo a la fórmula de Peek:

$$U_c = 21,1 \cdot \delta \cdot m_c \cdot m_t \cdot \text{RMG} \cdot n \cdot \ln \frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} = 754 \text{ kV}$$

Donde:

U_c = tensión eficaz simple (fase-neutro) de la tensión crítica disruptiva (kV)

21,1 = valor eficaz de la rigidez dieléctrica del aire = $\frac{29,8}{\sqrt{2}}$ (kV/cm)

29,8 = rigidez dieléctrica del aire a 25 °C y 760 mm de Hg

δ = densidad relativa del aire = $\frac{3,926 \cdot b}{273+t} = 0,968$

b = presión barométrica = 76 cm de Hg

t = temperatura = 35°C

m_c = coeficiente de irregularidad (rugosidad) de la superficie del conductor = 1

m_c	Tipo de conductor
1	Hilos de superficie lisa
0,93 – 0,98	Hilos oxidados y rugosos
0,83 – 0,87	Cables

Tabla 19: coeficientes de irregularidad de la superficie del conductor

m_t = coeficiente meteorológico

$m_t = 1$ con tiempo seco

$m_t = 0,8$ con tiempo lluvioso (tomamos este dato al ser más desfavorable)

n = número de conductores del haz en cada fase = 1

RMG = radio ficticio = radio exterior = 12,5 cm (radio tubo 250 mm)

DMG = distancia entre conductores = 500 cm (hipótesis de diseño)

Por lo que:

$$U_{\text{línea}} < U_c$$

Donde:

$$U_{\text{línea}} = \text{tensión de línea eficaz} = \frac{420}{\sqrt{3}} = 242 \text{ kV}$$

2.2.2 Tensión crítica visual embarrado principal

$$U_v = 21,1 \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r}}\right) \cdot \sqrt[3]{\delta^2} \cdot m_f \cdot m_s \cdot r \cdot n \cdot \ln \frac{DMG}{RMG} = 826 \text{ kV}$$

Donde:

r = radio del conductor = 12,5 cm (radio tubo 250 mm)

m_f = coeficiente que toma en cuenta la forma de la sección del cable = 1

m_f	Tipo de conductor
1	Superficie perfectamente circular
0,85	Cable con 6 hilos en la capa exterior
0,90	Cable con 12 a 30 hilos en la capa exterior

Tabla 20: coeficientes de forma de la sección del cable

m_s = coeficiente que toma en cuenta el estado de la superficie = 0,80

m_s	Tipo de conductor
0,90	Cables limpios o envejecidos
0,80	Cables nuevos
0,70	Cables sucios o engrasados
0,30 – 0,50	Cables recubiertos de gotas de agua

Tabla 21: coeficientes del estado de la superficie

Por lo que:

$$U_{\text{línea}} < U_v$$

2.2.3 Tensión crítica disruptiva embarrado secundario

De acuerdo a la fórmula de Peek:

$$U_c = 21,1 \cdot \delta \cdot m_c \cdot m_t \cdot \text{RMG} \cdot n \cdot \ln \frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} = 514 \text{ kV}$$

Donde:

RMG = radio ficticio = radio exterior = 7,5 cm (radio tubo 150 mm)
DMG = distancia entre conductores = 500 cm (hipótesis de diseño)

Por lo que:

$$U_{\text{línea}} < U_c$$

Donde:

$$U_{\text{línea}} = \text{tensión de línea eficaz} = \frac{420}{\sqrt{3}} = 242 \text{ kV}$$

2.2.4 Tensión crítica visual embarrado secundario

$$U_v = 21,1 \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r}}\right) \cdot \sqrt[3]{\delta^2} \cdot m_f \cdot m_s \cdot r \cdot n \cdot \ln \frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} = 577 \text{ kV}$$

Donde:

r = radio del conductor = 7,5 cm (radio tubo 150 mm)

Por lo que:

$$U_{\text{línea}} < U_v$$

2.2.5 Conclusiones

Por el hecho de estar en el mismo plano los conductores, la tensión disruptiva referida al conductor central debe ser disminuida en un 4% y aumentada en un 6% para los conductores laterales respectivamente.

Como se ha comprobado en ambos embarrados es de esperar que el efecto corona no se produzca. En caso de que éste empezase a darse, una posible solución sería disminuir la intensidad de campo aumentando la distancia entre fases o la sección de los conductores.

2.3 SELECCIÓN DE PARARRAYOS 400 kV

Para evitar fallos en los aislamientos eléctricos de los aparatos conectados en una red, es necesario limitar las sobretensiones por debajo de los valores de las tensiones soportadas por dichos aislamientos. Los elementos encargados en esta subestación de esta misión son los pararrayos.

Para el estudio de coordinación de aislamiento, a continuación se muestran los pasos que se van a seguir, cumpliendo en todo momento lo establecido en las *Especificaciones técnicas exigidas por R.E.E para pararrayos de alta tensión [11]*, en la *Instrucción Técnica Complementaria-07* y la guía para el comprador de ABB “*Descargadores de sobretensiones de alto voltaje*” [12].

- Tensión continua de operación (U_{ca})

$$U_{ca} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 242,5 \text{ Kv}$$

Donde:

U_m = tensión más elevada de la red según ITC 07= 420 kV

- Sobretensión temporal (TOV)

$$U_{TOV} = k \cdot U_{ca} = 339,5 \text{ kV}$$

Donde:

k = conexión efectiva a tierra = 1,4

- Tensión asignada a la autoválvula (U_r)

$$U_r = 0,72 \cdot U_m = 302,4 \text{ kV}$$

Gracias a la guía del comprador de ABB:

Tierra del sistema	Duración del fallo	Tensión de la red U_m (kV)	Tensión nominal mínima U_r (kV)
Efectiva	$\leq 1 \text{ s}$	≤ 100	$\geq 0,8 \times U_m$
Efectiva	$\leq 1 \text{ s}$	≥ 123	$\geq 0,72 \times U_m$
Inefectiva	$\leq 10 \text{ s}$	≤ 170	$\geq 0,91 \times U_m$
Inefectiva	$\leq 2 \text{ h}$	≤ 170	$\geq 1,11 \times U_m$
Inefectiva	$\leq 2 \text{ h}$	≤ 170	$\geq 1,25 \times U_m$

Tabla 22: tensión asignada de las autoválvulas 400 kV

Acudiendo al siguiente valor normalizado (ITC 07), $U_r = 330 \text{ kV}$.

- Línea de fuga de la autoválvula (L_{fuga})

$$L_{fuga} = L_{mín} \cdot U_m = 10.500 \text{ mm}$$

Donde:

L_{\min} = características de contaminación (IEC 60815) = 25 mm/kV

Nivel de contaminación	Fuga específica en mm/kV (U_m)
Moderado (L)	16
Medio (M)	20
Alto (H)	25
Muy alto (V)	31

Tabla 23: nivel de contaminación

- Elección de autoválvula

EXILM P330 – EH420

Donde:

EXILM P = tipo de autoválvula según catálogo ABB

330 = U_r

E = código interno

H = nivel de contaminación

420 = U_m

- Energía absorbida por la autoválvula (W)

Comprobamos que la autoválvula elegida tiene capacidad para absorber la energía necesaria.

$$W = \frac{U_L - U_{res}}{Z} \cdot U_{res} \cdot 2T \cdot n = 2,041 \text{ kJ}$$

Donde:

$$U_L = 2,6 \text{ (tabla 24)} \cdot 400 \text{ kV} = 1040 \text{ kV}$$

Tensión más elevada del material, U_m (kV)	Impedancia del pararrayos, Z (ohm)	Sobretensión eventual sin pararrayos, U_L (p.u)
< 145	450	3,0
145 – 345	400	3,0
362-525	350	2,6
765	300	2,2

Tabla 24: impedancia del pararrayos y sobretensión eventual sin él

U_{res} = tensión residual de la autoválvula = 823 kV para 20 kA pico

Z = impedancia del pararrayos (tabla 24) = 350 Ω

T = tiempo de propagación de la onda = $l/v = 1 \mu\text{s}$

l = longitud de la línea = 0,3 km

v = velocidad de propagación = 0,3 km/ μs

n = número de impulsos = 2



- Capacidad disipación de energía de la autoválvula

La capacidad de la autoválvula para disipar energía, dato extraído de su hoja de características correspondiente incluida en el *Pliego de Condiciones Técnicas*, es de 10,8 kJ/kV.

En el caso de estudio, será necesario disipar:

$$\frac{W}{U_r} = \frac{2,041}{330} = 6,10 \cdot 10^{-3} \text{ kJ/kV}$$

Es decir, que la autoválvula estará perfectamente dimensionada y será capaz de disipar la energía, ya que:

$$10,8 \text{ kJ/kV} > 6,10 \cdot 10^{-3} \text{ kJ/kV}$$

También se cumple que la tensión permanente de trabajo de la autoválvula es mayor que la tensión continua de operación:

$$264 \text{ kV} > 242,49 \text{ kV}$$

3. CÁLCULOS SUBESTACIÓN DE 220 kV

3.1 CÁLCULO MECÁNICO DE EMBARRADOS RÍGIDOS

3.1.1 Hipótesis de diseño

La corriente de cortocircuito trifásica según el procedimiento de operación 13.3 será de 40 kA, ya que todas las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán contar con un limitador de potencia de cortocircuito para garantizar el cumplimiento de la ley anterior.

Los valores de diseño elegidos son los siguientes:

- I_{cc3} (simétrica) = 40 kA
- R/X (sistema) = 0,07
- Duración del cortocircuito; 0,5 s

Conductor rígido

Lo primero que se hará será elegir el conductor. Las interconexiones en barras principales se realizarán con tubo de aluminio de diámetro exterior/interior 150/134 mm y para el embarrado secundario se utilizará también tubo de aluminio de diámetro exterior/interior 100/88 mm.

Condiciones del vano

La geometría y condiciones de anclaje en los extremos de los vanos considerados como más desfavorables son las siguientes:

- Vano: barras principales: aislador – aislador
- Longitud de vano embarrado principal: 13,5 m
- Longitud de vano embarrado secundario: 7 m
- Distancia entre fases del embarrado principal: 3,5 m
- Distancia entre fases del embarrado secundario: 4 m
- Anclaje: Elástico – Fijo

3.1.2 Condiciones de la instalación

El emplazamiento de la subestación se situará en la zona A según RELAAT, es decir, por debajo de 500 m sobre el nivel del mar. Y considerando las siguientes condiciones climatológicas:

- Hielo: no se considerará la posibilidad de su existencia
- Viento: presión de viento a 140 km/h
- Temperaturas extremas +50°C, -5°C
- Coeficiente sísmico básico $\leq 0,04$ g

Los cálculos serán tomados con una presión de viento que garantice la mayor seguridad de los elementos constructivos.

Respecto a las acciones sísmicas, no se tendrán en cuenta en el diseño, dado que sólo se tendrá en cuenta cuando la aceleración sísmica básica sea superior a 0,04 g (según norma NCSR-02).

3.1.3 Características de los materiales y equipos a instalar

Las características de los tubos seleccionados cumplirán en todo momento las necesidades de la subestación como se demostrará en el apartado siguiente.

Dichas tablas son facilitadas por el pertinente fabricante y están anexadas en el apartado 4 del Pliego de Condiciones.

TUBO 150/134	
Aleación	E-A1MGSi0,5, F22
Diámetro exterior (D) interior (d)	250/228 mm
Espesor de la pared	8 mm
Peso propio unitario (P_{pt})	9,63 kg/m
Sección (A)	3.569 mm ²
Carga de rotura del material (σ_R)	215 N/m
Momento de inercia (J)	902 cm ⁴
Momento resistente (W)	120 cm ³
Módulo de elasticidad de Young (E)	69.500 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo del material (R_{po2})	170 N/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal (α)	0,0235 mm/m°C
Intensidad nominal máxima	4.408 A

Tabla 25: características tubo embarrado principal parque 220 kV

TUBO 100/88	
Aleación	E-A1MGSi0,5, F22
Diámetro exterior (D) interior (d)	100/88 mm
Espesor de la pared	6 mm
Peso propio unitario (P_{pt})	4,78 kg/m
Sección (A)	1.772 mm ²
Carga de rotura del material (σ_R)	215 N/mm ²
Momento de inercia (J)	196 cm ⁴
Momento resistente (W)	39,3 cm ³
Módulo de elasticidad de Young (E)	69.500 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo del material (R_{po2})	170 N/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal (α)	0,0235 mm/m°C
Intensidad nominal máxima	2.320 A

Tabla 26: características tubo embarrado secundario parque 220 kV

Características aisladores soporte

Los aisladores soporte elegidos para los tramos del vano, correspondientes a las barras principales, son aisladores GOE 1175-850, que poseen las siguientes características mecánicas:

- Carga de rotura a flexión: 10.000 N
- Carga de rotura a torsión: 4.000 N
- Altura del aislador: 2470 mm
- Altura de la pieza soporte: 494 mm
- Diámetro aislador: 430 mm

En los tramos del vano, correspondientes a las barras secundarias, se instalan aisladores GOE 650-500, con las siguientes características:

- Carga de rotura a flexión: 5.700 N
- Altura del aislador: 1300 mm
- Altura de la pieza soporte: 265 mm
- Diámetro aislador: 350 mm

Tanto estas, como el resto de características de ambos aisladores soporte, se encuentran reflejadas en el *Documento 3, apartado 4: Pliego de Condiciones Técnicas*.

Características cables amortiguadores

El cable amortiguador escogido para ambos embarrados será de tipo RAIL/AW, y sus características más representativas son las siguientes:

- Masa nominal: 1.560 Kg/Km
- Intensidad máxima soportada: 1.000 A

Su hoja de características correspondiente se encuentra anexada en el *Documento 3, apartado 4: Pliego de Condiciones Técnicas*.

3.1.4 Cálculos mecánicos del embarrado principal

Tras realizar una serie de estudios preliminares se ha llegado a la conclusión de que la posición más desfavorable en el embarrado principal se produce en los apoyos intermedios ya que son los que sirven de unión entre dos vanos y por tanto serán mayores que en los apoyos extremos que solo soportan un vano.

3.1.4.1 Corriente de cortocircuito

Según hipótesis de diseño, la intensidad simétrica de cortocircuito trifásico (I_{cc}) será de 40 kA.

La intensidad de pico será, según IEC 60909:

$$I_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} = 102,63 \text{ kA}$$

Donde:

$$\chi = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,07} = 1,814$$

3.1.4.2 Tensión en el tubo

Esfuerzos por viento

La fuerza del viento será:

$$F_v = \rho_v \cdot D = 146,31 \text{ N/m}$$

Donde:

$$\rho_v = \text{presión del viento} = \frac{v^2}{2 \cdot g} \cdot d_{\text{aire}} = \frac{38,88^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 99,39 \text{ Kg/m}^2 = 975,394 \text{ N/m}^2$$

$$D = \text{diámetro exterior tubo } 150/134 = 0,15 \text{ m}$$

Y su esfuerzo o tensión correspondiente, tomando como referencia cargas uniformemente repartidas:

$$\sigma_v = \sum_i \frac{1}{8} \cdot \frac{F_v \cdot l^2}{W} = 2 \cdot \frac{1}{8} \cdot \frac{146,31 \cdot 13,5^2}{120} = 55,55 \text{ N/mm}^2$$

Donde:

$i = 2$ vanos iguales

$l =$ longitud del vano = 13,5 m

$W =$ momento resistente = 120 cm³

Esfuerzos por peso propio

La fuerza del peso dependerá de:

$$F_p = F_{pp} + \text{cable amortiguador} = 94,47 + 20,3 = 114,77 \text{ N/m}$$

Donde:

$$F_{pp} = \text{fuerza peso propio} = P_{pt} \cdot g = 9,63 \cdot 9,81 = 94,47 \text{ N/m}$$

$P_{pt} =$ peso propio unitario = 9,63 kg/m

$g =$ fuerza de la gravedad = 9,81 m/s²

Y el cable amortiguador seleccionado será tipo RAIL/AW:

$$\text{Cable amortiguador} = 1560 \frac{\text{kg}}{\text{km}} \cdot \frac{1 \text{ km}}{1000 \text{ m}} \cdot \frac{9,8 \text{ N}}{1 \text{ kg}} = 15,23 \text{ N/m}$$

Considerando los 4/3 del vano: $4/3 \cdot 15,23 = 20,3 \text{ N/m}$

Y su esfuerzo o tensión correspondiente, tomando como referencia cargas uniformemente repartidas:

$$\sigma_p = \sum_i \frac{1}{8} \cdot \frac{F_p \cdot l^2}{W} = 2 \cdot \frac{1}{8} \cdot \frac{114,77 \cdot 13,5^2}{120} = 43,5 \text{ N/mm}^2$$



Esfuerzos por hielo

La fuerza, y por consiguiente su esfuerzo, por hielo será igual a 0, ya que nos encontramos en zona A según RELAAT.

Esfuerzos por cortocircuito

La importancia del cálculo de estos efectos reside en las importantes tensiones que se producen en los aisladores soporte y en los propios conductores.

En el caso de embarrados rígidos, el esfuerzo se producirá durante el cortocircuito, sometiendo al embarrado y a los aisladores a una sobrecorriente que producirá unas fuerzas de atracción y repulsión entre los conductores creando unas sobretensiones mecánicas tanto en los embarrados como en los soportes que habrá que tener en cuenta a la hora de dimensionar el tubo. El mayor esfuerzo por cortocircuito se dará en la fase intermedia por estar entre dos fases.

Según normativa (IEC 865) para hallar los esfuerzos de cortocircuito serán necesarios los siguientes pasos.

La fuerza estática por unidad de longitud entre dos conductores paralelos recorridos por una intensidad, se obtiene de la expresión:

$$F_{cc} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 521,24 \text{ N/m}$$

Donde:

$$\mu_0 = \text{constante de permeabilidad en el vacío} = 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{V}\cdot\text{s}}{\text{A}\cdot\text{m}}$$

$$I_p = \text{intensidad de cresta de cortocircuito trifásico} = 102,63 \text{ kA}$$

$$a = \text{distancia media entre fases} = 3,5 \text{ m}$$

$$\sigma_m = \sum_i v_\sigma \cdot v_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{cc} \cdot l^2}{8 \cdot W}$$

Para conocer el esfuerzo de cortocircuito se necesita conocer la frecuencia de vibración propia del tubo que te permite calcular dos coeficientes que determinan el esfuerzo dinámico en cortocircuito sobre el tubo.

- v_σ = factor que tiene en cuenta el efecto dinámico
- v_r = factor que tiene en cuenta el reenganche

Dicha frecuencia propia de oscilación del tubo, según IEC 865:

$$f_{cm} = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_m}{m}} = 1,994 \text{ Hz}$$

Donde:

γ = coeficiente del tubo y los apoyos = 1.57

Tipo de viga y de soporte	Factor α	Factor β^*	Factor γ
A y B: soportes simples 	A: 0,5 B: 0,5	1.0	1.57

Ilustración 9: factores α , β y γ para vigas con uno solo vano

l = longitud del vano = 13,5 m

E = módulo de Young del material = 69.500 N/mm²

J_m = inercia de la sección = 902 cm⁴

m = masa unitaria del tubo = $\frac{F_p}{g} = 11,7$ kg/m

Según el anexo A de dicha norma, se pueden establecer los valores de V_σ y V_r gracias a la relación entre la frecuencia de vibración y la frecuencia nominal del sistema:

$$V_\sigma = 0,756 + 4,49 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,54 \cdot \log \frac{f_{cm}}{f_N} = 0,3$$

$$V_r = 1 - 0,615 \cdot \log \frac{f_{cm}}{f_N} = 1,8$$

Donde:

$k = 1,814$

f_N = frecuencia nominal del sistema = 50 Hz

$f_{cm} / f_N = 1,564 / 50 = 0,04$

Dichos valores se pueden comprobar también acudiendo a las siguientes gráficas facilitadas por la normativa:

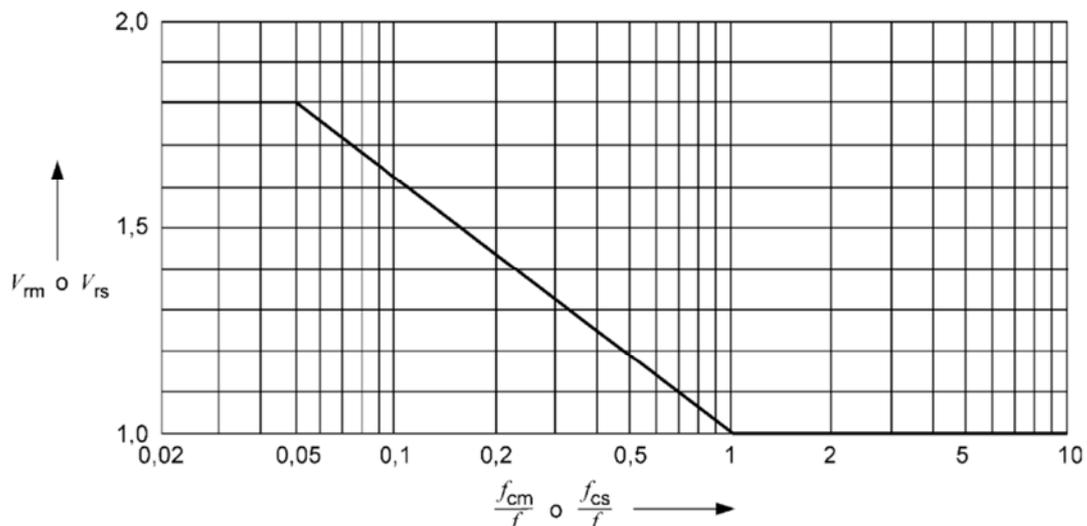


Ilustración 10: factor V_r según UNE-EN-60865

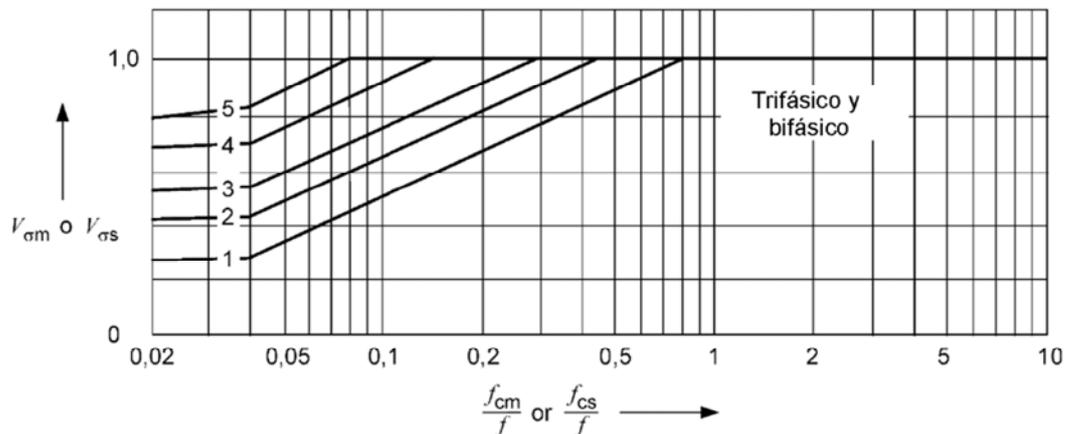


Ilustración 11: factor $V\sigma$ según UNE-EN-60865

Por lo que despejando la tensión de trabajo en el tubo por esfuerzo dinámico de cortocircuito será:

$$\sigma_m = \sum_i v\sigma \cdot v_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{cc} \cdot l^2}{8 \cdot W} = 106,87 \text{ N/mm}^2$$

Donde:

$i = 2$ vanos iguales

$V\sigma = 0,3$

$v_r = 1,8$

$\beta = 1$ S/CEI 865

F_{cc} = fuerza estática por unidad de longitud = 521,24 N/m

l = longitud del vano = 13,5 m

W = momento resistente del material = 120 cm³

La tensión de trabajo total en el tubo vendrá definida en la normativa y será la suma geométrica de las tensiones producidas por los distintos esfuerzos. En este caso, y considerando todas las carga uniformemente repartidas:

$$\sigma_{tot} = \sqrt{(\sigma_v + \sigma_m)^2 + \sigma_p^2} = 168,14 \text{ N/mm}^2$$

Siguiendo con el step 3 de la norma se deberá cumplir que:

$$\sigma_{tot} \leq q \cdot R_{p0,2}$$

Donde:

$$q = \text{factor de resistencia del conductor} = 1,7 \frac{1 - \left(1 - 2 \frac{t}{D}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \frac{t}{D}\right)^4} = 1,41$$

$t = D_{ext} - D_{int} = 150 - 134 = 16 \text{ mm}$

D = diámetro exterior del tubo = 150mm

$R_{p0,2}$ = límite de fluencia mínimo del material = 170 N/mm²

A modo de comprobación, el factor q se puede obtener también de la siguiente gráfica:

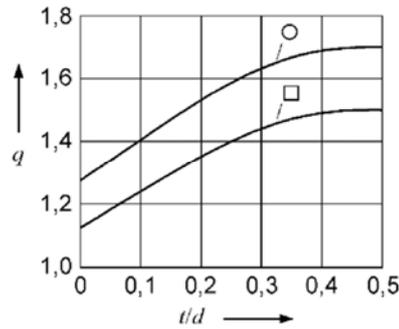


Ilustración 12: factor q

Por lo que se verifica el cumplimiento de la norma y el tubo estará muy lejos del límite para esfuerzos en cortocircuito:

$$168,14 \leq 240,35$$

Para confirmar que el tubo escogido es el adecuado para las necesidades de la subestación, tan sólo faltará comprobar las reacciones producidas en los aisladores soportes (apartado 3.1.5.3 *Reacciones sobre aisladores soporte*, ya que se tienen en cuenta los propios aisladores).

3.1.4.3 Reacciones sobre aisladores soporte

El máximo esfuerzo en los vanos considerados se producirá en los aisladores intermedios.

Se van a considerar únicamente las acciones horizontales en el tubo (viento e intensidad de cortocircuito) y la acción del viento sobre el propio aislador. Para dichas componentes se calcula la fuerza equivalente en la cabeza del aislador, que es donde el fabricante garantiza el esfuerzo soportado.

Esfuerzos por viento en el tubo

La fuerza del viento en el tubo será:

$$F_v = \rho_v \cdot D = 146,3 \text{ N/m}$$

Donde:

$$\rho_v = \text{presión del viento} = \frac{v^2}{2 \cdot g} \cdot d_{\text{aire}} = \frac{38,88^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 99,39 \text{ Kg/m}^2 = 975,394 \text{ N/m}^2$$

$$D = \text{diámetro exterior tubo } 150/134 = 0,15 \text{ m}$$

Y su esfuerzo correspondiente, referenciado sobre el aislador:

$$F_{vt} = \sum_i F_v \cdot l \cdot \alpha = 1.975 \text{ N}$$



Donde:

$i = 2$ vanos iguales

$l =$ longitud del vano = 13,5 m

$\alpha =$ coeficiente del tubo y los apoyos = 0,5

Esfuerzos por cortocircuito en el aislador

$$F_{cc} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 521,24 \text{ N/m}$$

Según la norma de referencia, el valor del esfuerzo sobre los aisladores soporte tiene la expresión:

$$F_{cc a} = \sum_i V_f \cdot V_r \cdot \alpha \cdot l \cdot F_{cc} = 3.800 \text{ N}$$

Donde:

$V_{F=}$ factor de carga dependiente de $f_c/f_n = 0,033$

$V_r = 1,8$

Ambos factores salen de la gráfica mostrada a continuación:

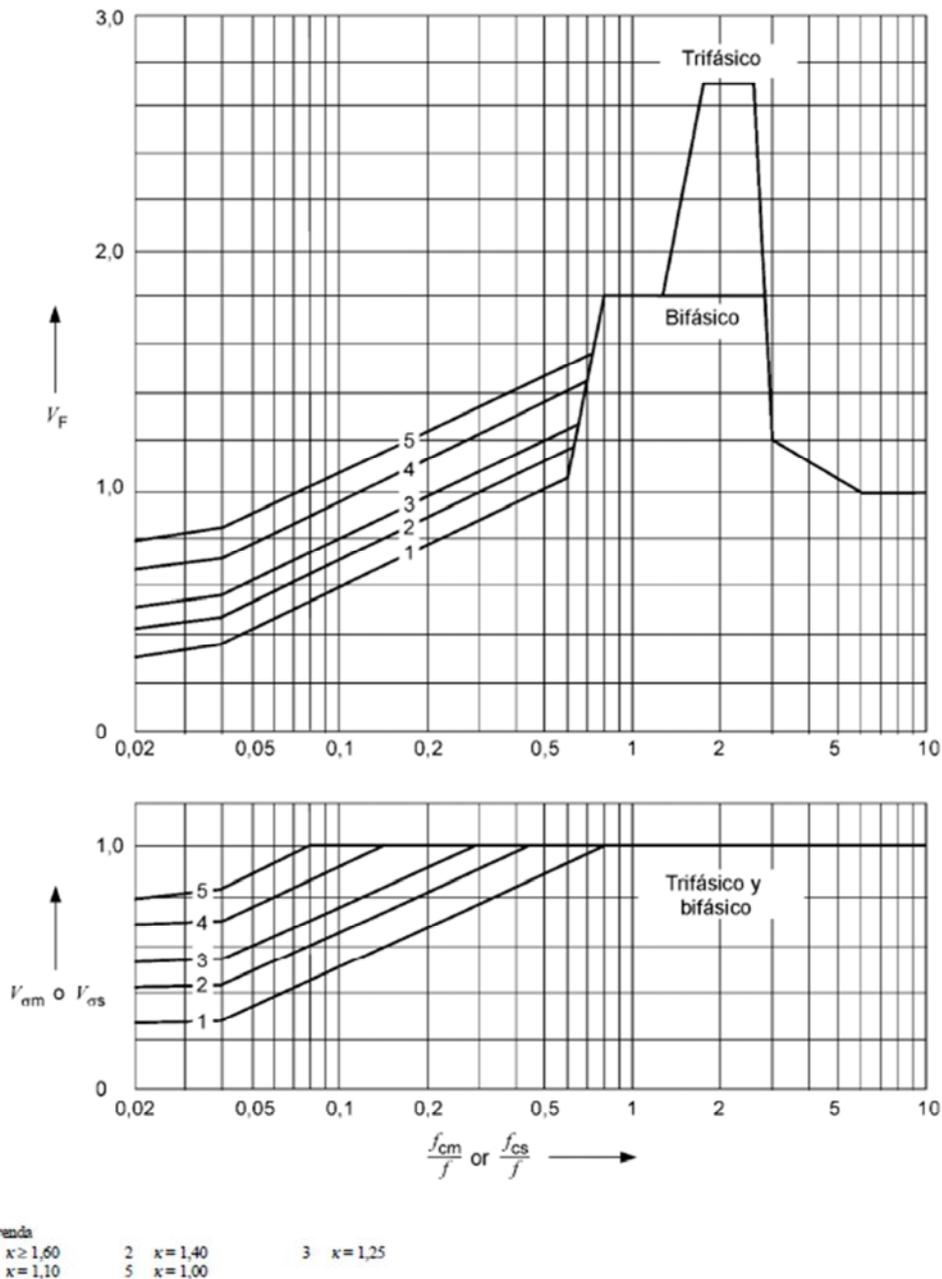


Ilustración 13: factores V_F y V_r según UNE-EN-60865

Esfuerzos totales sobre el propio aislador

Además de los esfuerzos ya calculados, también existirán esfuerzos por viento en el propio aislador, aplicado en la propia cabeza del aislador.

- Esfuerzos por viento en el aislador:

$$F_v = \rho v \cdot D_a = 643,76 \text{ N/m}$$

Donde:

$$D_a = \text{diámetro del aislador} = 0,43 \text{ m}$$

Y su esfuerzo:

$$F_{va} = F_v \cdot L_a \cdot \alpha = 518 \text{ N}$$

Donde:

$$L_a = \text{longitud del aislador} = 2,47 \text{ m}$$

- Fuerzas exteriores sobre el propio aislador:

$$F_I = F_d \cdot \frac{h_I + h_c}{h_I} = 6.930 \text{ N}$$

Donde:

$$F_d = F_{vt} + F_{cca} = 5.775 \text{ N}$$

$$h_I = \text{altura aislador} = 2.470 \text{ mm}$$

$$h_c = \text{distancia centro tubo} = 494 \text{ mm}$$

Por lo que, finalmente, considerando que el aislador trabajará en las peores condiciones, la suma de esfuerzos será:

$$F_T = F_I + F_{va} = 7.448 \text{ N}$$

Y su coeficiente de seguridad frente a la carga inferior de rotura:

$$\text{Coef. seguridad} = 10.000 / 7.448 = 1,34$$

3.1.4.4 Flecha en el tubo

La flecha máxima para un vano se obtiene de la expresión:

$$f = \frac{1}{185} \cdot \frac{F_p \cdot l^4}{E \cdot J_m} = 0,0329 \text{ m} = 3,29 \text{ cm}$$

Donde:

$$F_p = \text{carga vertical distribuida} = 114,77 \text{ N/m}$$

$$l = \text{longitud del vano} = 13,5 \text{ m}$$

$$E = \text{módulo de Young del material} = 69.500 \text{ N/mm}^2$$

$$J_m = \text{inercia de la sección} = 902 \text{ cm}^4$$

Dicha flecha equivale con L/410.

3.1.4.5 Elongación del embarrado

El tubo que forma el embarrado, por efectos térmicos se dilatará, de acuerdo con la expresión:

$$\Delta l = l_0 \cdot \alpha \cdot \Delta \sigma = 14,27 \text{ mm}$$

Donde:

l_0 = longitud inicial del tubo = 13,5 m

α = coeficiente de dilatación lineal del tubo = 0,0235 mm/m°C,

$\Delta \sigma$ = incremento de temperatura entre la de montaje (35°C) y la de servicio (80°C según MIE RAT 05) = 45°C

Dada la elongación del vano se instalarán piezas especiales que permitan absorber esta dilatación.

3.1.4.6 Esfuerzo térmico en cortocircuito

Los embarrados encargados de conectar las líneas tienen que ser capaces de aguantar el esfuerzo mecánico producido por el efecto electromagnético causado por el paso de la Icc, así como soportar los efectos térmicos provocados, sin sufrir el más mínimo deterioro.

- Se desprecia el efecto pelicular y de proximidad
- El calentamiento se considera adiabático
- Calor específico del conductor constante

Para conocer la intensidad térmica en cortocircuito utilizaremos la siguiente ecuación, que viene determinada en la norma IEC 60909-0.

$$I_{\sigma} = I_p \cdot \sqrt{(m + n)} = 94,9 \text{ kA}$$

Donde:

$$I_p = 102,63 \text{ kA}$$

m, n coeficientes térmicos de disipación, que valen 0,097 y 0,758

Este valor debe ser menor que la capacidad térmica del tubo:

$$I_{\sigma} < S \cdot \rho < 428 \text{ kA}$$

Donde:

$$S = \pi R^2 - \pi r^2 = 3569 \text{ mm}^2$$

$$\rho = 120 \text{ A/mm}^2$$

Para el tubo actual, la capacidad térmica es muy superior a la corriente térmica de cortocircuito de la instalación (94,9 kA).

3.1.4.7 Intensidad nominal de las barras

La intensidad nominal teórica del tubo elegido, según fabricante es de 4.408 A con 30° C de temperatura ambiente y 65°C de temperatura de trabajo del tubo.

Según DIN 43670, esta intensidad debe ser corregida con distintos factores en función de la composición del tubo, la altitud, la temperatura máxima de trabajo (Según MIE-RAT 5).

Así, deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

$k_1 = 0,925$ por la aleación elegida

$k_2 = 1,25$ para temperatura final de 80 °C

$k_3 = 1$ por ser tubo

$k_4 = 0,98$ para instalación a menos de 1000 metros sobre el nivel del mar

Según la citada norma; $I_{m\acute{a}x} = I_n \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4$.

Así, $I_{m\acute{a}x} = 4.995$ A, equivalentes con 1902 MVA, potencia muy superior a la necesaria.

3.1.5 Cálculos mecánicos del embarrado secundario

Como ocurre en el embarrado principal, la posición más desfavorable en el embarrado se producirá en los apoyos intermedios.

3.1.5.1 Corriente de cortocircuito

La intensidad de cresta, será según IEC 60909, y en este caso coincidente con el embarrado principal:

$$I_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} = 102,63 \text{ kA}$$

3.1.5.2 Tensión en el tubo

Esfuerzos por viento

La fuerza del viento será:

$$F_v = \rho_v \cdot D = 975,394 \cdot 0,1 = 97,4 \text{ N/m}$$

Donde:

$$\rho_v = \text{presión del viento} = \frac{v^2}{2 \cdot g} \cdot d_{\text{aire}} = \frac{38,88^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 99,39 \text{ Kg/m}^2 = 975,394 \text{ N/m}^2$$

$$D = \text{diámetro exterior tubo } 100/88 = 0,1 \text{ m}$$

Y su esfuerzo o tensión correspondiente, tomando como referencia cargas uniformemente repartidas:

$$\sigma_v = \sum_i \frac{1}{8} \cdot \frac{F_v \cdot l^2}{W} = 2 \cdot \frac{1}{8} \cdot \frac{97,4 \cdot 7^2}{39,3} = 30,36 \text{ N/mm}^2$$

Donde:

$$\begin{aligned}i &= 2 \text{ vanos iguales} \\l &= \text{longitud del vano} = 7 \text{ m} \\W &= \text{momento resistente} = 39,3 \text{ cm}^3\end{aligned}$$

Esfuerzos por peso propio

La fuerza del peso dependerá de:

$$F_p = F_{pp} + \text{cable amortiguador} = 46,9 + 20,3 = 67,2 \text{ N/m}$$

Donde:

$$F_{pp} = \text{fuerza peso propio} = P_{pt} \cdot g = 4,78 \cdot 9,81 = 46,9 \text{ N/m}$$

$$\begin{aligned}P_{pt} &= \text{peso propio unitario} = 4,78 \text{ kg/m} \\g &= \text{fuerza de la gravedad} = 9,81 \text{ m/s}^2\end{aligned}$$

Y el cable amortiguador seleccionado será tipo RAIL/AW:

$$\text{Cable amortiguador} = 1560 \frac{\text{kg}}{\text{km}} \cdot \frac{1 \text{ km}}{1000 \text{ m}} \cdot \frac{9,8 \text{ N}}{1 \text{ kg}} = 15,23 \text{ N/m}$$

Considerando los 4/3 del vano: $4/3 \cdot 15,23 = 20,3 \text{ N/m}$

Y su esfuerzo o tensión correspondiente, tomando como referencia cargas uniformemente repartidas:

$$\sigma_p = \sum_i \frac{1}{8} \cdot \frac{F_p \cdot l^2}{W} = 2 \cdot \frac{1}{8} \cdot \frac{67,2 \cdot 7^2}{39,3} = 20,94 \text{ N/mm}^2$$

Esfuerzos por hielo

La fuerza, y por consiguiente su esfuerzo, por hielo será igual a 0, ya que nos encontramos en zona A según RLAT.

Esfuerzos por cortocircuito

El mayor esfuerzo por cortocircuito se dará en la fase intermedia por estar entre dos fases.

Según normativa (IEC 865), la fuerza estática por unidad de longitud entre dos conductores paralelos recorridos por una intensidad, se obtiene de la expresión:

$$F_{cc} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 521,24 \text{ N/m}$$

Donde:

$$\mu_0 = \text{constante de permeabilidad en el vacío} = 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{V}\cdot\text{s}}{\text{A}\cdot\text{m}}$$

$$I_p = \text{intensidad de cresta de cortocircuito trifásico} = 102,63 \text{ kA}$$

$$a = \text{distancia media entre fases} = 4 \text{ m}$$

$$\sigma_m = \sum_i v\sigma \cdot v_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{cc} \cdot l^2}{8 \cdot W}$$

Para conocer el esfuerzo de cortocircuito, y tal como se realizó en el cálculo del embarrado primario, se hallará la frecuencia de vibración propia del tubo:

$$f_{cm} = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_m}{m}} = 4,52 \text{ Hz}$$

Donde:

$$\gamma = \text{coeficiente del tubo y los apoyos} = 1.57$$

$$l = \text{longitud del vano} = 7 \text{ m}$$

$$E = \text{módulo de Young del material} = 69.500 \text{ N/mm}^2$$

$$J_m = \text{inercia de la sección} = 196 \text{ cm}^4$$

$$m = \text{masa unitaria del tubo} = \frac{F_p}{g} = 6,85 \text{ kg/m}$$

Gracias a la frecuencia de oscilación propia, se obtendrán los dos coeficientes que determinan el esfuerzo dinámico en cortocircuito sobre el tubo:

- $V\sigma$ = factor que tiene en cuenta el efecto dinámico
- V_r = factor que tiene en cuenta el reenganche

Según el anexo A de la norma IEC-865, se pueden establecer los valores de $V\sigma$ y V_r :

$$V\sigma = 0,756 + 4,49 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,54 \cdot \log \frac{f_{cm}}{f_N} = 0,497$$

$$V_r = 1 - 0,615 \cdot \log \frac{f_{cm}}{f_N} = 1,8$$

Donde:

$$k = 1,814$$

$$f_N = \text{frecuencia nominal del sistema} = 50 \text{ Hz}$$

$$f_{cm} / f_N = 3,546 / 50 = 0,09$$

Dichos valores se pueden comprobar también acudiendo a las siguientes gráficas facilitadas por la normativa:

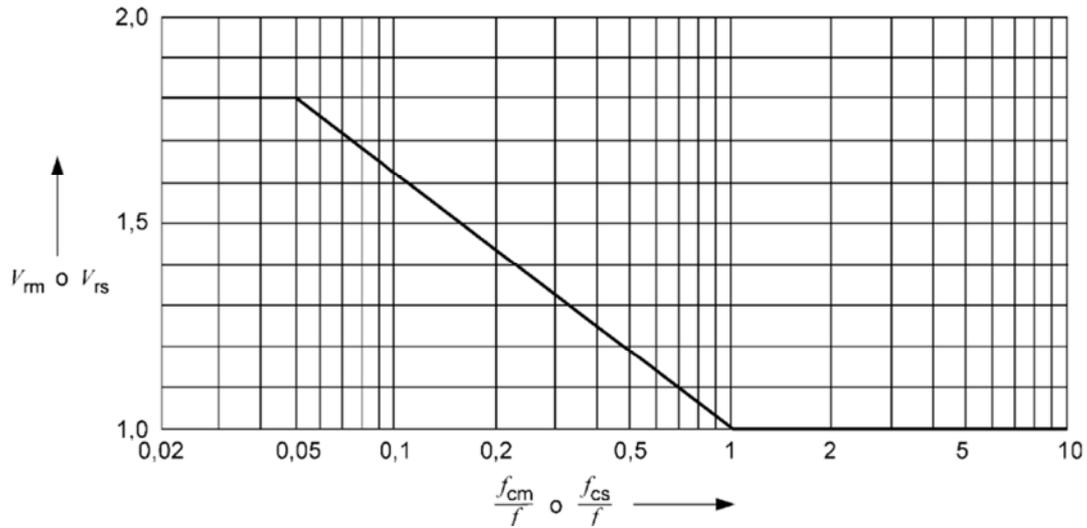


Ilustración 14: factor V_r según UNE-EN-60865

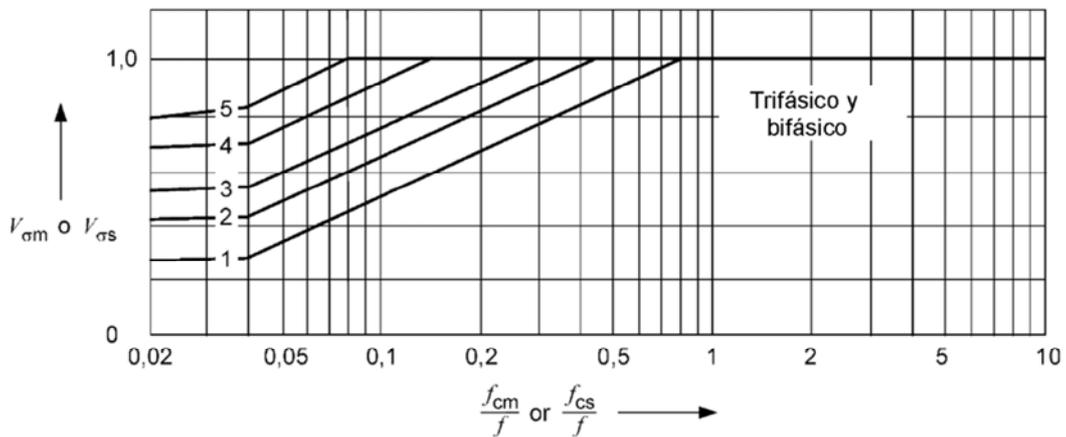


Ilustración 15: factor V_σ según UNE-EN-60865

Por lo que la tensión de trabajo en el tubo por esfuerzo dinámico de cortocircuito será:

$$\sigma_m = \sum_i v_\sigma \cdot v_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{cc} \cdot l^2}{8 \cdot W} = 132,67 \text{ N/mm}^2$$

Donde:

$i = 2$ vanos iguales

$V_\sigma = 0,497$

$V_r = 1,8$

$\beta = 1$ S/CEI 865

F_{cc} = fuerza estática por unidad de longitud = 521,24 N/m

l = longitud del vano = 7 m

W = momento resistente del material = 39,3 cm³

La tensión de trabajo total en el tubo será la suma geométrica de las tensiones producidas por los distintos esfuerzos.

$$\sigma_{\text{tot}} = \sqrt{(\sigma_v + \sigma_m)^2 + \sigma_p^2} = 164,37 \text{ N/mm}^2$$

La norma establece que, el tubo soportará los esfuerzos, si:

$$\sigma_{\text{tot}} \leq q \cdot R_{p0,2}$$

Donde:

$$q = \text{factor de resistencia del conductor} = 1,7 \frac{1 - \left(1 - 2 \frac{t}{D}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \frac{t}{D}\right)^4} = 1,35$$

$$t = D_{\text{ext}} - D_{\text{int}} = 100 - 88 = 12 \text{ mm}$$

$$D = \text{diámetro exterior del tubo} = 100 \text{ mm}$$

$$R_{p0,2} = \text{límite de fluencia mínimo del material} = 170 \text{ N/mm}^2$$

A modo de comprobación, el factor q se puede obtener también de la siguiente gráfica:

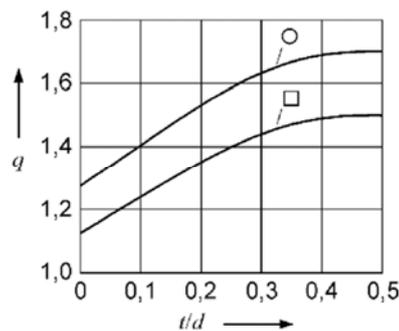


Ilustración 16: factor q

Por lo que se verifica el cumplimiento de la norma y el tubo estará muy lejos del límite para esfuerzos en cortocircuito:

$$164,37 \leq 229,5$$

3.1.5.3 Reacciones sobre aisladores soporte

El máximo esfuerzo en los vanos considerados se producirá en los aisladores intermedios.

Se van a considerar únicamente las acciones horizontales en el tubo (viento e intensidad de cortocircuito) y la acción del viento sobre el propio aislador. Para dichas componentes se calcula la fuerza equivalente en la cabeza del aislador, que es donde el fabricante garantiza el esfuerzo soportado.

Esfuerzos por viento en el tubo

La fuerza del viento en el tubo será:

$$F_v = \rho v \cdot D = 97,54 \text{ N/m}$$



Donde:

$$\rho_v = \text{presión del viento} = \frac{v^2}{2 \cdot g} \cdot d_{\text{aire}} = \frac{38,88^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 99,39 \text{ Kg/m}^2 = 975,394 \text{ N/m}^2$$

$$D = \text{diámetro exterior tubo } 100/88 = 0,1 \text{ m}$$

Y su esfuerzo correspondiente, referenciado sobre el aislador:

$$F_{vt} = \sum_i F_v \cdot l \cdot \alpha = 682,8 \text{ N}$$

Donde:

$i = 2$ vanos iguales

$l =$ longitud del vano = 7 m

$\alpha =$ coeficiente del tubo y los apoyos = 0,5

Esfuerzos por cortocircuito en el aislador

$$F_{cc} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{\mu_0 \cdot I_p^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 521,24 \text{ N/m}$$

Según la norma de referencia, el valor del esfuerzo sobre los aisladores soporte tiene la expresión:

$$F_{cc a} = \sum_i V_f \cdot V_r \cdot \alpha \cdot l \cdot F_{cc} = 2.979,4 \text{ N}$$

Donde:

$V_F =$ factor de carga dependiente de $f_c/f_n = 0,033$

$V_r = 1,8$

Esfuerzos totales sobre el propio aislador

Además de los esfuerzos ya calculados, también existirán esfuerzos por viento en el propio aislador, aplicado en la propia cabeza del aislador.

- Esfuerzos por viento en el aislador:

$$F_v = \rho_v \cdot D_a = 341,4 \text{ N/m}$$

Donde:

$D_a =$ diámetro del aislador = 0,35 m

Y su esfuerzo:

$$F_{va} = F_v \cdot L_a \cdot \alpha = 222 \text{ N}$$

Donde:

$L_a =$ longitud del aislador = 1,30 m

- Fuerzas exteriores sobre el propio aislador:

$$F_I = F_d \cdot \frac{h_l + h_c}{h_l} = 4.409 \text{ N}$$

Donde:

$$F_d = F_{vt} + F_{cca} = 3.662,2 \text{ N}$$

$$h_l = \text{altura aislador} = 1.300 \text{ mm}$$

$$h_c = \text{distancia centro tubo} = 265 \text{ mm}$$

Por lo que, finalmente, considerando que el aislador trabajará en las peores condiciones, la suma de esfuerzos será:

$$F_T = F_I + F_{va} = 4.631 \text{ N}$$

Y su coeficiente de seguridad frente a la carga inferior de rotura:

$$\text{Coef. seguridad} = 5.700 / 4.631 = 1,29$$

3.1.5.4 Flecha en el tubo

La flecha máxima para un vano se obtiene de la expresión:

$$f = \frac{1}{185} \cdot \frac{F_p \cdot l^4}{E \cdot J_m} = 6,4 \text{ mm} = 0,64 \text{ cm}$$

Donde:

$$F_p = \text{carga vertical distribuida} = 67,2 \text{ N/m}$$

$$l = \text{longitud del vano} = 7 \text{ m}$$

$$E = \text{módulo de Young del material} = 69.500 \text{ N/mm}^2$$

$$J_m = \text{inercia de la sección} = 196 \text{ cm}^4$$

Dicha flecha equivale con $L/1094$.

3.1.5.5 Elongación del embarrado

El tubo que forma el embarrado, por efectos térmicos se dilatará, de acuerdo con la expresión:

$$\Delta l = l_0 \cdot \alpha \cdot \Delta \sigma = 7,4 \text{ mm}$$

Donde:

$$l_0 = \text{longitud inicial del tubo} = 7 \text{ m}$$

$$\alpha = \text{coeficiente de dilatación lineal del tubo} = 0,0235 \text{ mm/m}^\circ\text{C},$$

$$\Delta \sigma = \text{incremento de temperatura entre la de montaje (35}^\circ\text{C) y la de servicio (80}^\circ\text{C según MIE RAT 05) = 45}^\circ\text{C}$$

Dada la elongación del vano se instalarán piezas especiales que permitan absorber esta dilatación.

3.1.5.6 Esfuerzo térmico en cortocircuito

La intensidad térmica en cortocircuito viene dada según la norma IEC 60909-0:

$$I_{\sigma} = I_p \cdot \sqrt{(m + n)} = 94,9 \text{ kA}$$

Donde:

$$I_p = 102,63 \text{ kA}$$

m, n coeficientes térmicos de disipación, que valen 0,097 y 0,758

Este valor debe ser menor que la capacidad térmica del tubo:

$$I_{\sigma} < S \cdot \rho < 212,64 \text{ kA}$$

Donde:

$$S = \pi R^2 - \pi r^2 = 1772 \text{ mm}^2$$

$$\rho = 120 \text{ A/mm}^2$$

El tubo elegido soportará la corriente térmica de cortocircuito de la instalación.

3.1.5.7 Intensidad nominal de las barras

La intensidad nominal teórica del tubo elegido, según fabricante es de 2.320 A con 30° C de temperatura ambiente y 65°C de temperatura de trabajo del tubo.

Según DIN 43670, esta intensidad debe ser corregida con distintos factores en función de la composición del tubo, la altitud, la temperatura máxima de trabajo (Según MIE-RAT 5).

Así, deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

$$k_1 = 0,925 \text{ por la aleación elegida}$$

$$k_2 = 1,25 \text{ para temperatura final de } 80 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$k_3 = 1 \text{ por ser tubo}$$

$$k_4 = 0,98 \text{ para instalación a menos de } 1000 \text{ metros sobre el nivel del mar}$$

Según la citada norma; $I_{m\acute{a}x} = I_n \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4$.

Así, $I_{m\acute{a}x} = 2.629 \text{ A}$, equivalentes con 1.002 MVA, potencia muy superior a la necesaria.

3.2 CÁLCULOS DE EFECTO CORONA

Si los conductores de una línea de transmisión se someten a un voltaje creciente, hasta que el gradiente de potencial (campo eléctrico) en la superficie del conductor llegue a un valor mayor que la rigidez dieléctrica del aire (gradiente disruptivo del aire), entonces se producen pérdidas de energía debido a la corriente que se forma a través del medio, es decir se ioniza el aire que rodea al conductor. Es decir, que todo sucede como si el aire se hiciera conductor, dando lugar a una corriente de fuga.

El efecto corona origina pérdidas de energía que se manifiestan en forma de calor y, si alcanza ciertos valores, puede producir corrosiones en los conductores a causa del ácido que se forma.

La tensión a la cual empiezan las pérdidas a través del aire se llama Tensión Crítica Disruptiva y para ella el fenómeno aún no es visible. Cuando se alcanza la Tensión Crítica Visual ($U_c < U_v$), los efluvios se hacen luminosos.

Las pérdidas empiezan a producirse desde el momento en que la tensión de la línea se hace mayor que la tensión crítica disruptiva ($U_{línea} > U_c$).

3.2.1 Tensión crítica disruptiva embarrado principal

De acuerdo a la fórmula de Peek:

$$U_c = 21,1 \cdot \delta \cdot m_c \cdot m_t \cdot RMG \cdot n \cdot \ln \frac{DMG}{RMG} = 514 \text{ kV}$$

Donde:

U_c = tensión eficaz simple (fase-neutro) de la tensión crítica disruptiva (kV)

21,1 = valor eficaz de la rigidez dieléctrica del aire = $\frac{29,8}{\sqrt{2}}$ (kV/cm)

29,8 = rigidez dieléctrica del aire a 25 °C y 760 mm de Hg

δ = densidad relativa del aire = $\frac{3,926 \cdot b}{273+t} = 0,968$

b = presión barométrica = 76 cm de Hg

t = temperatura = 35 °C

m_c = coeficiente de irregularidad (rugosidad) de la superficie del conductor = 1

m_c	Tipo de conductor
1	Hilos de superficie lisa
0,93 – 0,98	Hilos oxidados y rugosos
0,83 – 0,87	Cables

Tabla 27: coeficientes de irregularidad de la superficie del conductor

m_t = coeficiente meteorológico

$m_t = 1$ con tiempo seco

$m_t = 0,8$ con tiempo lluvioso (tomamos este dato al ser más desfavorable)

n = número de conductores del haz en cada fase = 1

RMG = radio ficticio = radio exterior = 7,5 cm (radio tubo 150 mm)

DMG = distancia entre conductores = 500 cm (hipótesis de diseño)

Por lo que:

$$U_{\text{línea}} < U_c$$

Donde:

$$U_{\text{línea}} = \text{tensión de línea eficaz} = \frac{245}{\sqrt{3}} = 141 \text{ kV}$$

3.2.2 Tensión crítica visual embarrado principal

$$U_v = 21,1 \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r}}\right) \cdot \sqrt[3]{\delta^2} \cdot m_f \cdot m_s \cdot r \cdot n \cdot \ln \frac{DMG}{RMG} = 577 \text{ kV}$$

Donde:

r = radio del conductor = 7,5 cm (radio tubo 150 mm)

m_f = coeficiente que toma en cuenta la forma de la sección del cable = 1

m_f	Tipo de conductor
1	Superficie perfectamente circular
0,85	Cable con 6 hilos en la capa exterior
0,90	Cable con 12 a 30 hilos en la capa exterior

Tabla 28: coeficientes de forma de la sección del cable

m_s = coeficiente que toma en cuenta el estado de la superficie = 0,80

m_s	Tipo de conductor
0,90	Cables limpios o envejecidos
0,80	Cables nuevos
0,70	Cables sucios o engrasados
0,30 – 0,50	Cables recubiertos de gotas de agua

Tabla 29: coeficientes del estado de la superficie

Por lo que:

$$U_{\text{línea}} < U_v$$

3.2.3 Tensión crítica disruptiva embarrado secundario

De acuerdo a la fórmula de Peek:

$$U_c = 21,1 \cdot \delta \cdot m_c \cdot m_t \cdot RMG \cdot n \cdot \ln \frac{DMG}{RMG} = 376 \text{ kV}$$

Donde:

RMG = radio ficticio = radio exterior = 5 cm (radio tubo 100 mm)

DMG = distancia entre conductores = 500 cm (hipótesis de diseño)

Por lo que:

$$U_{\text{línea}} < U_c$$

Donde:

$$U_{\text{línea}} = \text{tensión de línea eficaz} = \frac{245}{\sqrt{3}} = 141 \text{ kV}$$

3.2.4 Tensión crítica visual embarrado secundario

$$U_v = 21,1 \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r}}\right) \cdot \sqrt[3]{\delta^2} \cdot m_f \cdot m_s \cdot r \cdot n \cdot \ln \frac{DMG}{RMG} = 431 \text{ kV}$$

Donde:

$$r = \text{radio del conductor} = 5 \text{ cm (radio tubo 100 mm)}$$

Por lo que:

$$U_{\text{línea}} < U_v$$

3.2.5 Conclusiones

Por el hecho de estar en el mismo plano los conductores, la tensión disruptiva referida al conductor central debe ser disminuida en un 4% y aumentada en un 6% para los conductores laterales respectivamente.

Como se ha comprobado en ambos embarrados es de esperar que el efecto corona no se produzca. En caso de que éste empezase a darse, una posible solución sería disminuir la intensidad de campo aumentando la distancia entre fases o la sección de los conductores.

3.3 SELECCIÓN DE PARARRAYOS 220 kV

Los pararrayos son los elementos encargados de evitar fallos en los aislamientos eléctricos de los aparatos conectados en una red, ya que limitan las sobretensiones por debajo de los valores de las tensiones soportadas por dichos aislamientos.

Para el estudio de coordinación de aislamiento, a continuación se muestran los pasos que se van a seguir, cumpliendo en todo momento lo establecido en las *Especificaciones técnicas exigidas por R.E.E para pararrayos de alta tensión*, en la *Instrucción Técnica Complementaria-07* y la guía para el comprador de ABB “*Descargadores de sobretensiones de alto voltaje*”.

- Tensión continua de operación (U_{ca})

$$U_{ca} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 141,5 \text{ Kv}$$

Donde:

U_m = tensión más elevada de la red según ITC 07= 245 kV

- Sobretensión temporal (TOV)

$$U_{TOV} = k \cdot U_{ca} = 198 \text{ kV}$$

Donde:

k = conexión efectiva a tierra = 1,4

- Tensión asignada a la autoválvula (U_r)

$$U_r = 0,72 \cdot U_m = 176,4 \text{ kV}$$

Gracias a la guía del comprador de ABB:

Tierra del sistema	Duración del fallo	Tensión de la red U_m (kV)	Tensión nominal mínima U_r (kV)
Efectiva	$\leq 1 \text{ s}$	≤ 100	$\geq 0,8 \times U_m$
Efectiva	$\leq 1 \text{ s}$	≥ 123	$\geq 0,72 \times U_m$
Inefectiva	$\leq 10 \text{ s}$	≤ 170	$\geq 0,91 \times U_m$
Inefectiva	$\leq 2 \text{ h}$	≤ 170	$\geq 1,11 \times U_m$
Inefectiva	$\leq 2 \text{ h}$	≤ 170	$\geq 1,25 \times U_m$

Tabla 30: tensión asignada de las autoválvulas 220 kV

Acudiendo al siguiente valor normalizado (ITC 07), $U_r = 180 \text{ kV}$.

- Línea de fuga de la autoválvula (L_{fuga})

$$L_{fuga} = L_{mín} \cdot U_m = 6.125 \text{ mm}$$

Donde:

$L_{mín}$ = características de contaminación (IEC 60815) = 25 mm/kV

Nivel de contaminación	Fuga específica en mm/kV (U_m)
Moderado (L)	16
Medio (M)	20
Alto (H)	25
Muy alto (V)	31

Tabla 31: Nivel de contaminación

- Elección de autoválvula

EXILM Q180 – EH245

Donde:

EXILM Q = tipo de autoválvula según catálogo ABB

180 = U_r

E = código interno

H = nivel de contaminación

245 = U_m

- Energía absorbida por la autoválvula (W)

Comprobamos que la autoválvula elegida tiene capacidad para absorber la energía necesaria.

$$W = \frac{U_L - U_{res}}{Z} \cdot U_{res} \cdot 2T \cdot n = 1 \text{ kJ}$$

Donde:

$$U_L = 3 \text{ (tabla 32)} \cdot 220 \text{ kV} = 660 \text{ kV}$$

Tensión más elevada del material, U_m (kV)	Impedancia del pararrayos, Z (ohm)	Sobretensión eventual sin pararrayos, U_L (p.u)
< 145	450	3,0
145 – 345	400	3,0
362-525	350	2,6
765	300	2,2

Tabla 32: impedancia del pararrayos y sobretensión eventual sin él

U_{res} = tensión residual de la autoválvula = 423 kV para 10 kA pico

Z = impedancia del pararrayos (tabla 32) = 400 Ω

T = tiempo de propagación de la onda = $l/v = 1 \mu\text{s}$

l = longitud de la línea = 0,3 km

v = velocidad de propagación = 0,3 km/ μs

n = número de impulsos = 2

- Capacidad disipación de energía de la autoválvula

La capacidad de la autoválvula para disipar energía, dato extraído de su datasheet correspondiente incluida en el *Pliego de Condiciones Técnicas*, es de 7,8 kJ/kV.

En el caso de estudio, será necesario disipar:

$$\frac{W}{U_r} = \frac{1}{180} = 5,55 \cdot 10^{-3} \text{ kJ/kV}$$



Es decir, que la autoválvula estará perfectamente dimensionada y será capaz de disipar la energía, ya que:

$$7,8 \text{ kJ/kV} > 5,55 \cdot 10^{-3} \text{ kJ/kV}$$

También se cumple que la tensión permanente de trabajo de la autoválvula (obtenida del catálogo de ABB) es mayor que la tensión continua de operación:

$$144 \text{ kV} > 141,5 \text{ kV}$$

4. CALCULO RED DE TIERRAS DE LA SUBESTACIÓN

4.1 RED DE TIERRAS INFERIORES

Para realizar el análisis de la red de tierras, analizaremos el comportamiento de la malla instalada. El cometido de esta red de tierras es establecer las condiciones para que se cumplan ambas hipótesis:

- MIE-RAT-13
- IEE-80-2000: “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding” [13]

4.1.1 Valores límite según MIE-RAT-13

Según normativa, Apdo. 1 “Prescripciones generales de seguridad”, la tensión máxima de contacto aplicada, en voltios, que se puede aceptar sobre un cuerpo humano, se determina en función del tiempo de duración del defecto, según la fórmula siguiente:

$$V_{ca} = \frac{K}{t^n}$$

Donde:

- $K = 72$, para tiempos inferiores a 0,9
- t = duración de la falta en segundos
- $n = 1$, para tiempos inferiores a 0,9

A partir de la fórmula anterior, se pueden determinar las máximas tensiones de paso y contacto admisibles en la instalación, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito.

Tensión de paso

$$V_p = \frac{10K}{t^n} \left(1 + \frac{6\rho_s}{1000} \right)$$

Donde:

- ρ_s = resistividad superficial del terreno

Tensión de contacto

$$V_c = \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{1,5\rho_s}{1000} \right)$$

Estas fórmulas responden a un planteamiento simplificado del circuito, al despreciar la resistencia de la piel y del calzado, y se han determinado suponiendo que la resistencia del cuerpo humano es de 1.000 ohmios.

4.1.2 Valores límite según IEE-80-2000

Según normativa, se asume que:

- Las resistencias de contacto de pies y manos son iguales a cero
- La resistencia del cuerpo humano (R_b) tanto entre mano-ambos pies como mano-mano y pie-pie, se representa con un valor de 1.000 ohmios.

Tensión de paso

La seguridad de una persona consiste en evitar que absorba una cantidad crítica de energía antes de que la falla sea despejada por los dispositivos de protección. Las máximas tensiones de cualquier circuito accidental no deberán exceder los límites descritos a continuación:

$$V_p = I_B (R_b + R_{2Fs})$$

Donde:

$$I_B = \text{corriente admisible soporte por un cuerpo humano de 70 kg} = \frac{0,157}{\sqrt{ts}}$$

$$R_{2Fs} = \text{resistencia de los dos pies en serie} = 6 \cdot C_s \cdot \rho_s$$

Tensión de contacto

Análogamente, la tensión de contacto límite será:

$$V_c = I_B (R_b + R_{2Fp})$$

Donde:

$$R_{2Fp} = \text{resistencia de los dos pies en paralelo} = 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s$$

4.1.3 Conductor de tierra

El conductor de tierra a instalar será un cable desnudo de Cu de sección mayor o igual 120 mm^2 , formando una retícula enterrada a 0,6 m por debajo del nivel del terreno explanado.

Una vez definido el tubo y su instalación correspondiente, se comprobará que cumple rigurosamente la normativa.

4.1.4 Características del terreno

El terreno se ha modelado como un terreno mono capa de $100 \Omega \cdot \text{m}$ de resistividad. La resistividad superficial de la grava de la parcela estará determinada por la Tabla 1 del MIE-RAT-13 y será igual a $3.000 \Omega \cdot \text{m}$ y tendrá un espesor de 10 cm.

Dado que en un terreno de estas características, y comprobando que las tensiones de paso y contacto se cumplen en el interior de la subestación, se considerará como punto más peligroso para las personas la valla perimetral, por lo que se enterrará un conductor perimetral a un metro de la valla por ambos lados de esta y se conectará con ella por varios puntos.

4.1.5 Cálculos justificativos de la malla a tierra

Para la realización de estos cálculos se cogen los datos del parque que los tenga más elevados, ya que serán los más desfavorables. Por tanto, tomaremos los del parque de 400 kV.

- Intensidad de falta monofásica máxima = 40 kA
- Tiempo de despeje de la falta = 0,5 s

4.1.5.1 Resistencia de la malla

Para calcular la resistencia de la red de tierra se utiliza la siguiente expresión (IEE-80-2000)

$$R_g = \rho \left(\frac{1}{L_M} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1+h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right) = 0,252 \Omega$$

Donde:

- ρ = resistividad del terreno = $100 \Omega \cdot \text{m}$
- L_M = longitud total de conductor enterrado = 8.649 m
- A = superficie ocupada por la malla = 34.059 m^2
- h = profundidad de enterramiento del conductor = 0,6 m

4.1.5.2 Tensiones de paso y contacto admisibles

Las tensiones reales de contacto de malla o de transferencia deben ser siempre menores que las máximas halladas en este apartado.

Según el MIE-RAT-13

$$V_p = \frac{10K}{t^n} \left(1 + \frac{6\rho_s}{1000} \right) = 27.360 \text{ V}$$

$$V_c = \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{1,5\rho_s}{1000} \right) = 792 \text{ V}$$

Según IEE-80-2000

$$V_p = I_B (R_b + R_{2Fs}) = 3019,2 \text{ V}$$

$$V_c = I_B (R_b + R_{2Fp}) = 921,3 \text{ V}$$

Donde:

$K = 72$ y $n = 1$ para tiempos inferiores a 0,9 s

$t =$ tiempo de despeje de la falta = 0,5 s

$\rho_s =$ resistividad superficial del terreno = 3.000 $\Omega \cdot \text{m}$

$R_b = 1.000 \Omega \cdot \text{m}$

$C_s =$ factor de reducción de la capa superficial = $1 - \left(\frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09} \right) = 0,7$

$\rho = 100 \Omega \cdot \text{m}$

$h_s =$ espesor gravilla = 0,1 m

Se han obtenido los valores de seguridad máximos admisibles según MIE-RAT y IEE-80.

4.1.5.3 Cálculo de las corrientes de defecto a tierra

Según la Tabla 3 del MIE-RAT-13 establece una reducción de un 30% en el caso en el que la instalación presente la forma de conexión del neutro a tierra y su tensión nominal sea mayor a 100 kV, ya que se deberá tener en cuenta la escasa probabilidad de coincidencia de las condiciones más desfavorables. Debido a la asimetría de la falta a tierra, se incrementará el nivel de falta en un 3%.

$$IE = 0,7 \cdot 1,03 \cdot 50 = 36,05 \text{ kA}$$

De acuerdo con la IEEE-80-2000 se puede aplicar un factor de reducción S_f en función de los caminos de retorno adicionales que suponen los hilos de guarda de las líneas que llegan/salen de la subestación.

Dado que la subestación tendrá un total de 4 líneas y 2 transformadores con el neutro del lado en estrella puesto a tierra, se adopta un 100 % de contribución remota.

Para determinar esta reducción se utiliza la siguiente figura, sabiendo que la resistencia de puesta a tierra es 0,252 Ω y el número de líneas de transmisión y de distribución total son cuatro. Por lo que el factor que resulta es del 80%.

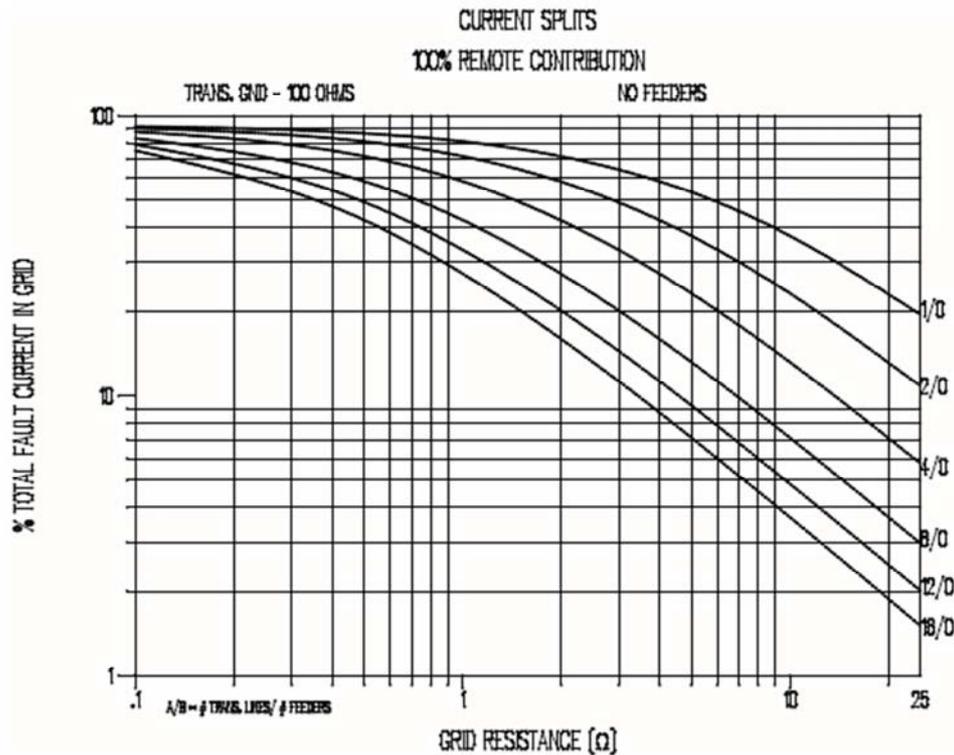


Ilustración 17: curva para aproximar el factor S_f

La intensidad total disipada a tierra por la malla será:

$$I_g = I_E \cdot 0,80 = 28,84 \text{ kA}$$

4.1.5.4 Tensiones de paso y contacto

Utilizando el estándar IEEE 80, se pueden calcular unos valores estimados de tensiones de paso y contacto para unos determinados niveles de falta, y para un diseño previo de la malla de red de tierras.

Los datos de partida utilizados para el cálculo son los siguientes:

- Resistividad del terreno, $\rho = 100 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$
- Espaciado medio entre conductores, $D = 10 \text{ m}$
- Profundidad del conductor enterrado, $h = 0,6 \text{ m}$
- Diámetro del conductor (120mm^2), $d = 0,01236 \text{ m}$
- Longitud del conductor enterrado, $L = 8.649 \text{ m}$
- Intensidad de defecto, $I_g = 28,84 \text{ kA}$
- Superficie ocupada por la malla, $A = 34.059 \text{ m}^2$

Partiendo de los valores indicados, e introducidos en las fórmulas desarrolladas en el estándar IEEE 80, se obtienen los siguientes valores intermedios:

$$K_h = \sqrt{1 + h} = 1,265$$

Donde K_h es el factor de corrección por la profundidad de enterramiento en la malla.

$$K_i = 0,644 + 0,148 n = 4,45$$

Donde:

K_i = factor de corrección por geometría de la malla

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 25,76$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = 25,14$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = 0,9654$$

$$n_c = \left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0,7 \cdot A}{D_m}} = 1,06$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} = 0,97$$

Siendo:

L_c = longitud del conductor de la malla = 8.649 m

L_p = longitud del perímetro de la malla = 688 m

L_x = longitud máxima de la malla en eje x = 189 m

L_y = longitud máxima de la malla en eje y = 197 m

D_m = máxima distancia entre dos puntos = 273 m

L_r = longitud de pica = 0 m

L_R = longitud total de picas = 0 m

- Factor de corrección por ubicación de electrodos tipo varilla

$$K_{ii} = 1$$

- Factor de espaciamiento para tensión de malla

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[L_n \left(\frac{D^2}{16h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} L_n \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] = 0,716$$

- Factor de espaciamiento para la tensión de paso

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] = 0,157$$

De acuerdo con la norma IEEE-80-2000, estas son las fórmulas que permiten obtener las tensiones buscadas:

$$E_{\text{paso}} = \rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{0,75L_c + 0,85L_R} = 310,62 \text{ V}$$

$$E_{\text{contacto}} = \rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot \frac{I_g}{L_c + \left[1,55 + 1,22 \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right] \cdot L_R} = 689,65 \text{ V}$$

Estos valores obtenidos son menores que los valores límite tanto de la IEEE-80-2000 como de la I.T.C. 13 del MIE-RAT, por lo que ambas normativas se cumplen.

4.1.5.5 Sección mínima del conductor

Para determinar la sección mínima del conductor se utiliza la expresión que indica el estándar IEEE 80, para conductores de cobre:

$$A = I \cdot \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = 92,36 \text{ mm}^2/\text{kA}$$

Donde:

I = valor eficaz de la corriente a tierra dividida entre 2 = 14,42 kA

TCAP = capacidad térmica del conductor = 3,42 J/cm³·°C

t_c = tiempo máximo de falta = 0,5 s

α_r = coeficiente térmico de resistividad = 0,00381 1/°C

ρ_r = resistencia del conductor a 20°C = 1,78 μΩ·cm

K₀ = inversa del coeficiente térmico de resistividad a 0°C = 242 °C

T_m = temperatura máxima del conductor y sus uniones = 1084°C

T_a = temperatura ambiente = 40°C

La sección mínima necesaria es menor que los 120 mm² del cable de Cu que se va a utilizar.

Por otro lado, la densidad de corriente máxima que puede soportar el cable de Cu es de 192 A/mm². Entonces para el cable de 120 mm² la máxima intensidad que puede circular es de (considerando dos conductores):

$$I_{\max} = 2 \cdot 192 \cdot 120 = 46,08 \text{ kA}$$

Este valor es mayor que la mitad de la corriente de falta a tierra, 14,42 kA. Se utiliza la mitad del valor, ya que el diseño de la malla se establece de forma que en cada punto de puesta a tierra llegan al menos dos conductores.

4.2 RED DE TIERRAS SUPERIORES

Con el objeto de proteger los equipos de la subestación de descargas atmosféricas directas, se ha dotado a la subestación con una malla de tierras superiores, formada por puntas Franklin situadas en la parte superior de las columnas metálicas

Según la norma *UNE 21186 [14]*, para comprobar que la red de tierras superiores es efectiva ante las descargas tipo rayo y para la selección del pararrayos y su colocación, existe un criterio que determina el radio crítico de cebado y que referencia la zona de influencia de descargas atmosféricas que está protegida.

Dicho radio crítico de cebado se determina mediante la siguiente expresión:

$$r = 8 \cdot I^{0,65}$$



Para conocer el valor de esta intensidad:

$$I = \frac{U \cdot N}{Z}$$

Habrá que diferenciar entre ambos parques:

Parque de 400 kV

U = tensión nominal soportada a impulsos tipo rayo (MIE-RAT-12) = 1.425 kV

N = número de líneas conectadas al parque = 4

Z = impedancia característica de las líneas = 400Ω

Por lo que su intensidad será: I = 14,25 kA. Y su radio de cebado: r = 44,98 m.

Parque de 220 kV

U = tensión nominal soportada a impulsos tipo rayo (MIE-RAT-12) = 1.050 kV

N = número de líneas conectadas al parque = 4

Z = impedancia característica de las líneas = 400Ω

Por lo que su intensidad será: I = 10,50 kA. Y su radio de cebado: r = 36,88 m.



DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES

1. OBJETO

El objeto del presente Pliego de Condiciones es establecer los requisitos a los que se debe ajustar la ejecución de las obras del proyecto, así como las condiciones técnicas y control de calidad que han de cumplir los materiales utilizados en el mismo.

Las condiciones técnicas y operaciones a realizar que se indican, no tienen carácter limitativo, teniendo que efectuar además de las indicadas, todas las necesarias para la ejecución correcta del trabajo.

2. OBRA CIVIL

La ejecución de la subestación requiere la realización de una serie de trabajos de obra civil que se detallan a continuación:

- Movimiento de tierras incluyendo la adecuación del terreno, explanaciones y rellenos necesarios hasta dejar a cota la plataforma sobre la que se construirá la subestación
- Ejecución de viales de acceso y de viales interiores de la subestación
- Urbanización del terreno incluida la capa de grava superficial
- Construcción de un edificio para albergar los equipos de control, protección, comunicaciones y los servicios auxiliares de c.a. y c.c.
- Sistema de drenajes, abastecimiento de agua y saneamiento de la instalación
- Cimentaciones, bancadas para los transformadores y muro cortafuegos
- Arquetas y canalizaciones para el paso de cables
- Cierre perimetral, puerta de acceso y señalización

Se detallan a continuación algunos aspectos relevantes de dicha obra civil.

2.1 PREPARACIÓN DEL TERRENO

Previo al trazado, se deberá preparar el terreno retirando toda la basura, material suelto y vegetación existente en el área donde se va a implantar la subestación de estudio. Incluyendo tanto el desbroce como la preparación del camino a la subestación



El terreno de la subestación se adecuará mediante el movimiento de tierras para lograr una superficie al nivel de las vías generales de paso, y se deberá excavar a una profundidad de 0,6 m para colocar la malla de la red de tierras.

Con el levantamiento topográfico se ubicará físicamente el perímetro del terreno de la subestación marcando los ejes principales del mismo, para comprobar que las medidas y retiros cumplan adecuadamente los planos de arquitectónicos de estudio.

A la finalización de la plataforma final se hará el estudio de la resistividad del terreno para corroborar la idoneidad de las cimentaciones diseñadas.

2.2 CIMENTACIONES

Para todas las cimentaciones que necesitarán las torres que sujetarán las vigas de embarrados se acudirá a catálogos de fabricantes homologados, los cuales, junto con las torres, indicarán tanto el tamaño de la cimentación como sus cálculos justificativos.

De la misma manera sucederá para las cimentaciones que necesitarán las estructuras de la aparatada de alta tensión, la cual se escogerá de un fabricante homologado.

De esta forma, se cumplirá en todo momento el Reglamento Eléctrico de Líneas Aéreas de Alta Tensión, el Reglamento de Centrales y Subestaciones y las recomendaciones del grupo ENDESA.

2.3 CANALIZACIONES DE CABLE

Para el trazado de los cables de control o los correspondientes a los circuitos secundarios, se emplearán los canales prefabricados de hormigón con sus correspondientes tapas y demás accesorios que facilitan el tendido de los cables en su interior.

El diseño de los canales en cuestión será de acuerdo a lo estandarizado por el Grupo ENDESA.

Para el trazado de cables de potencia se realizará una zanja, que albergue los cables hasta el edificio de celdas.

2.4 DRENAJES Y SANEAMIENTO

Con el fin de evitar la formación de charcos en la superficie externa del recinto de la subestación se proveerá de un equipo de drenaje que evite este tipo de eventos que de alguna forma pueden afectar de forma perjudicial al valor de la resistividad superficial del terreno.

Para el tratamiento de las aguas residuales procedentes del Edificio de Control se construirá un sistema depurador. Dicho sistema estará formado por un separador de grasas, una arqueta de registro, una fosa séptica, una arqueta para toma de muestras y un pozo filtrante. Estos equipos deberán estar homologados por la autoridad competente y cumplir todos los requisitos exigidos.

El desagüe general estará protegido contra la entrada de animales por medio de una malla metálica. El nivel de salida se situará lo suficientemente alto para evitar su inundación o enterramiento y se protegerá el terreno circundante con un empedrado o similar para evitar la erosión.

2.5 EDIFICIOS Y CASETAS

En este apartado se definen las edificaciones que conformarán la subestación, así como sus características.

2.5.1 Edificio de mando y control

Se construirá un edificio de mando y control de una planta, de dimensiones 18,40 x 12,40 m.

Este edificio, dispondrá de sala de mando y control, sala de comunicaciones, sala de servicios auxiliares, sala multiuso, almacén, archivo, aseos y vestuarios.

Albergará los equipos de comunicaciones, unidad central y monitores del sistema de control digital, equipos cargador-batería, cuadros de servicios auxiliares de c.c. y c.a. y centralitas de alarmas de los sistemas de seguridad y anti-intrusismo.

Básicamente se trata de un edificio con zócalo inferior de hormigón visto, cerramiento a base de bloque de hormigón cara vista modelo Lebrija, según color a determinar en obra, con voladizo superior y peto con bloque cara vista modelo Rudolph y cubierta plana con placas alveolares e impermeabilización. La cimentación vendrá determinada por las cargas propias y de uso, así como de las condiciones de cimentación del terreno que determine el oportuno estudio geotécnico.

En la solera de la sala de servicios auxiliares, en todo el perímetro, se construirá un canal para el paso de cables. Las salas de control y de comunicaciones contarán con falso suelo. Para el paso de cables entre dependencias se dispondrán tubos en la solera.

En la parte inferior del muro se habilitarán huecos para el paso de cables entre la caseta y el parque, que deberán sellarse a la conclusión de los trabajos.

Para la climatización del edificio se instalarán equipos de aire acondicionado solo frío en la sala de control (1 equipo) y en la sala de comunicaciones (2 equipos); y radiadores eléctricos con termostato para calefacción en todas las dependencias.

Es imprescindible que ante un corte de corriente los equipos continúen funcionando, sin necesidad de reconexión manual. Se incluirá un automatismo de control y alarma de los grupos refrigeradores.

En la sala de servicios auxiliares se instalará además un extractor para ventilación.

El suministro de agua al Edificio de Control se realizará con una acometida a la red municipal. Si esto no se pudiese realizar, se dispondría un depósito enterrado de 12 m³ de capacidad y grupo de presión. En este segundo caso se dispondrá además lo necesario para el aprovechamiento de las aguas pluviales de la cubierta del edificio.

2.5.2 Casetas de relés

Se construirán tres casetas de relés, una por cada calle, en el parque de 400 kV y otras tres, en el parque de 220 kV. Todas ellas serán de dimensiones exteriores de 4 x 8 m.

En estas casetas, se ubicarán los bastidores de relés, el cuadro de servicios auxiliares de c.a., armario de comunicaciones y armario convertidor de 125 Vcc/ 48 Vcc con su correspondiente cuadro de 48 Vcc.

Básicamente se trata de edificios con zócalo inferior de hormigón visto, cerramiento a base de bloque de hormigón cara vista modelo Lebrija, según color a determinar en obra, con voladizo superior y peto con bloque cara vista modelo Rudolph y cubierta plana con placas alveolares e impermeabilización. La cimentación vendrá determinada por las cargas propias y de uso, así como de las condiciones de cimentación del terreno que determine el oportuno estudio geotécnico.

En la solera, en todo el perímetro, se construirá un canal para el paso de cables.

En la parte inferior del muro se habilitarán huecos para el paso de cables entre la caseta y el parque, que deberán sellarse a la conclusión de los trabajos.

Para la climatización de la caseta se instalarán dos equipos de aire acondicionado, solo frío, y radiadores eléctricos con termostato para calefacción.

Se requiere que ante un corte de corriente los equipos continúen funcionando, sin necesidad de reconexión manual. Se incluirá un automatismo de control y alarma de los grupos refrigeradores.

2.5.3 Caseta de residuos

Se construirá una caseta para el almacenamiento de residuos. Será un edificio de planta única rectangular, sobre una losa de hormigón armado sobre lámina plástica, con unas dimensiones exteriores de 5,40 x 4,40 m.

Los muros exteriores estarán constituidos por bloques huecos de hormigón.

El forjado estará constituido por placas alveolares con capa compresora de hormigón armado HA-25 de 5 cm y mallado de acero B-500-S. Sobre el forjado se dispondrá una barrera anti-vapor y una capa de aislamiento térmico. Se levantará la maestra central en la que apoyarán los tabiquillos aligerados para conformar la cubierta a cuatro aguas. Para dar resistencia a la cubierta e impermeabilizarla, se ejecutará un tablero machihembrado con malla de gallinero, se colocará un refuerzo impermeabilizante y se cubrirá con teja mixta. Dichas tejas llevarán a verter el agua de lluvia recogida a un canalón perimetral trapezoidal de PVC, que recorre el exterior de la cubierta, fijado con palomillas galvanizadas. Para rematar el canto del forjado, se utilizará un aplacado tipo Rudolph que cubrirá este y llegará hasta la parte inferior de la teja.

Se ejecutarán pendientes en la solera con hormigón ligero, para llevar los posibles vertidos a la rejilla existente que los conducirá a una arqueta de recogida y esta, a su vez, al separador de grasas y a la red de drenaje. Se impermeabilizará dicha solera con Masterseal 135 o similar para evitar filtraciones.

2.6 CERRAMIENTO Y ACCESO

El cerramiento perimetral de la subestación será construido a 3 m de altura, con bloques macizos mediante columnas de 20x20 cm y riostras de 20 cm con profundidades de acuerdo al terreno en estudio, las cuales estarán distribuidas uniformemente.

Las funciones principales de este vallado serán las siguientes:

- Obstaculizar el acceso a toda persona ajena a la instalación y a su vez protegerla de posibles contactos eléctricos accidentales que puedan ser peligrosos
- Proteger las instalaciones de posibles daños intencionados
- Evitar posibles robos

Para el acceso a la instalación se dispondrá de una puerta metálica de al menos 7 m libres, con una puerta para paso peatonal de 1 m de anchura. La puerta será corredera, de apertura y cierre automático mediante motor eléctrico

La totalidad de los accesos a la subestación, edificio principal y anexos estarán dotados de la señalización reglamentaria para instalaciones de Alta Tensión, compuesta por pictogramas que adviertan del peligro de la instalación.

2.7 ESTRUCTURAS METÁLICAS

Las estructuras metálicas y soportes de la aparamenta del parque se construirán con perfiles de acero normalizados de alma llena. Todas las estructuras y soportes tendrán acabado galvanizado en caliente como protección contra la corrosión.

Como la unión de las vigas horizontales a los postes se realiza mediante tornillería, se consideran los nudos sin rigidez, esto es, como articulados.

Por cumplimiento de la MIE-RAT-12 y recomendaciones de ENDESA se instalarán estructuras con las siguientes características y alturas mínimas:

- Parque de 400 kV: la altura de cualquier pieza con tensión al suelo deberá ser superior a 5,9 m. En el parque de estudio será de 7,5 m
- Parque de 220 kV: la altura de cualquier pieza con tensión al suelo deberá ser superior a 4,9 m. En el parque de estudio será de 6 m

Dichas medidas evitan la colocación de barreras de protección a elementos en tensión.

2.8 TERMINADO DEL PARQUE

Acabada la ejecución del edificio, instalaciones exteriores, viales de rodadura y canalizaciones, se procederá a la extensión de una capa de imprimación asfáltica y el posterior tendido de una capa de hormigón de 20 cm de espesor en toda la superficie del parque, excepto en las instalaciones exteriores en que se tenderá una capa de gravilla.

3. ESTUDIOS DE ENTIDAD PROPIA

3.1 CONTROL DE CALIDAD

El plan de control, tanto de la ejecución como de los materiales utilizados, se preparará en base a los criterios de buena práctica y conforme a las instrucciones, normas y pliegos de aplicación en cada caso.

El contratista de acuerdo con lo indicado en las Especificaciones Técnicas, o en su defecto en las Normas e Instrucciones de Organismos Oficiales, encargará la realización de ensayos y pruebas a laboratorios homologados.

Mensualmente el contratista entregará los certificados de calidad de todos los materiales utilizados, indicando las unidades de obra a las que afecta.

Al término de la obra civil se deberá cumplimentar el *Manual de Métodos de Construcción Obra Civil de Subestaciones* [15].

3.2 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

El estudio de Seguridad y Salud tiene que ser coherente con el proyecto y partiendo de todos los elementos proyectados y de unas hipótesis de ejecución, debe contener las medidas de prevención y protección técnicas necesarias para la realización de la obra en condiciones de seguridad y salud.

En este sentido el estudio deberá contemplar la totalidad de las actividades que se prevea realizar en la obra, incluidas aquellas para las que administrativamente se exija un proyecto específico, una memoria valorada o cualquier otro documento de similares características.

El estudio de Seguridad y Salud deberá ser realizado por un técnico competente designado por el promotor y estar conforme a lo dispuesto en el *Real Decreto 1627/1997* [16], de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción, al amparo de la Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

Además se tendrá en cuenta la normativa:

- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, aprobada en Marzo de 1971
- RD 614/2001 “Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico”



3.3 GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL

Todas las obras del proyecto se ejecutarán garantizando el cumplimiento de la legislación y reglamentación medioambiental aplicable.

Así mismo, el conjunto de medidas, planes y acciones se encuentran reflejados en el estudio de Impacto ambiental correspondiente, en caso de que fuese necesario realizar.

3.4 PRESCRIPCIONES DE GESTIÓN DE RESIDUOS

De acuerdo con el Real Decreto 105/2008 por el que se regula la gestión de los residuos de construcción y demolición, será imprescindible la confección de un Estudio de Gestión de Residuos.

Este estudio servirá de base para que la empresa que en un futuro sea la encargada de realizar la ejecución de las obras, redacte y presente al Promotor del Proyecto un plan de gestión en el que refleje cómo llevará a cabo las obligaciones que le incumban en relación con los residuos de construcción y demolición que se vayan a producir en la obra.

Dicho Plan de Gestión de Residuos, una vez aprobado por la Dirección Facultativa, pasará a formar parte de los documentos contractuales de la obra.

4. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

**AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO
DE 200 MVA y 400/230 ± 15%/24-26,4-33 kV**

HOJAS DE DATOS TÉCNICOS

Nº	DESIGNACIÓN	UDS	SOLICITADO	OFERTADO
<u>CARACTERÍSTICAS GENERALES</u>				
1	Fabricante	--	--	
2	Instalación	--	Intemperie	
3	Tipo Autotransformador	--		
4	Nº de Fases	--	Monofásico	
5	Frecuencia Nominal	Hz	50	
6	Potencia Nominal			
	Arrollamiento AT	MVA	200	
	Arrollamiento BT	MVA	200	
	Arrollamiento Terciario	MVA	40	
7	Tensión Máxima de Servicio	kV	420	
8	Grupo de Conexión	--	YN, a0,d11	
9	Intensidad Nominal AT	A	856	
	BT	A	1506	
	Terciario			
	Ref. a 33 kV	A	1212	
	Ref. A 26,4 kV	A	1515	
	Ref. A 24 kV	A	1667	
10	Método de Refrigeración:			
	Alternativa con radiadores	MVA	60%	
	Alternativa con radiadores +(bombas ó ventiladores)	MVA	80%	
	Alternativa con radiadores + bombas + ventiladores	MVA	100%	
	Alternativa con Aerorrefrigerantes	MVA	100%	
11	Circulación dirigida		SI	
12	Relación de Transformación			
	A- Alta Tensión	kV	400	

Nº	DESIGNACIÓN	UDS.	SOLICITADO	OFERTADO
13	B-Baja Tensión (Regulación en BT).....	kV	230 ± 15%	
	C-Terciario (seleccionable por conexionado interno)	kV	24-26,4-33	
	Intensidad de Cortocircuito			
	En 420 kV	kA	63	
	En 245 kV	kA	63	
	En 33 kV	kA	30	
	En 26,4 kV	kA	30	
	En 24 kV	kA	30	
	<u>NIVEL DE AISLAMIENTO DE LOS ARROLLAMIENTOS</u>			
14	Tensión de Ensayo a Frecuencia Industrial			
	A-Extremo de Línea AT	kV	630	
	B-Extremo de Línea BT	kV	395	
	C-Neuro	kV	70	
15	D-Terciario.....	kV	70	
	Tensión de Ensayo con Onda de Choque completa de 1,2 x 50 µs (BIL)			
	A-Alta Tensión.....	kVc	1425	
	B-Baja Tensión.....	kVc	950	
	C-Neuro	kVc	170	
16	D-Terciario (conexión 33 kV).....	kVc	170	
	Tensión de Inducida larga duración con medida de descargas parciales		Según Norma CEI	
	Nivel.....	pC	<500	
17	Tensión de Ensayo con Sobretensión de Maniobra 250/2500 µs en el extremo de Línea de Alta Tensión	kVc	1050	

Nº	DESIGNACIÓN	UDS.	SOLICITADO	OFERTADO
18	Máximo calentamiento del Cobre, medido por variación de resistencia en las siguientes condiciones de funcionamiento:			
	a) Considerando las pérdidas en el cobre de la posición de máximas pérdidas (400/230-15% y 200 MVA) y las pérdidas en el hierro al 110% de sobreexcitación y con el equipo de refrigeración completo (Rad + Bombas + Ventil)	°C	55	
	b) Considerando las pérdidas en el cobre de la posición nominal (400/230 y 200 MVA) y las pérdidas en el hierro al 110% de sobreexcitación y con el equipo de refrigeración solo con Radiadores + Bombas	°C	55	
19	Calentamiento del punto de mayor temperatura del Cobre en las mismas condiciones anteriores	°C	65	
20	Calentamiento máximo del aceite de la capa superior en las mismas condiciones anteriores	°C	55	
<u>CARACTERÍSTICAS DE LAS BORNAS</u>				
21	<u>Borna de Alta Tensión:</u>			
	a) Fabricante		A3B comp..	
	b) Denominación según catálogo		GOE1300-1150	
	c) Plano nº			
	d) Tipo de Borna		Condensador	
	e) Tipo de Aislamiento Interno		Papel-Aceite	
	Tipo de aislador			
	f) Forma/Material conductor del borne		Cilíndrico/Alum	
	g) Material de Relleno		Aceite	
	h) Intensidad Nominal en servicio continuo	A	2.500	
	i) Calentamiento sobre la temperatura del aceite de la capa superior en el punto más caliente de las partes portadoras de corriente a la intensidad nominal en servicio continuo	°C	10	
	j) Calentamiento sobre la temperatura del aire ambiente en el punto más caliente de las partes portadoras de corriente a la intensidad nominal en servicio continuo	°C	55	
	k) Tensión Nominal de la Borna	kV	420	
	l) Tensión Nominal Fase-Tierra	kV	245	
	m) Longitud de la Línea de Fuga	mm	13.020	



Nº	DESIGNACIÓN	UDS.	SOLICITADO	OFERTADO
	n) Tensión de Ensayo a la Frecuencia Industrial durante 1 minuto en seco	kV	680	
	o) Tensión de Ensayo a Frecuencia Industrial bajo lluvia	kV	650	
	p) Tensión de Ensayo con Onda de Choque completa de 1,2 / 50 μ s (BIL)	kVc	1425	
	q) Tangente del ángulo de pérdidas	%	<0,5	
	t) Tensión de Ensayo con Sobretensión de maniobra 250/2500 μ s	kVc	1.175	
	u) Tensión de Aparición de Ionización interna (descargas parciales)	kVc	>367,5	
22	<u>Borna de Baja Tensión:</u>			
	a) Fabricante		ABB Comp..	
	b) Denominación según catálogo		GOE1050-750	
	c) Plano nº			
	d) Tipo de Borna		Condensador	
	e) Tipo de Aislamiento interno		Papel-Aceite	
	Tipo de aislador			
	f) Forma/Material conductor del borne		Cilíndrico/Alumi	
	g) Material de Relleno		Aceite	
	h) Intensidad Nominal en servicio continuo	A	2.500	
	i) Calentamiento sobre la temperatura del aceite de la capa superior en el punto más caliente de las partes portadoras de corriente a la intensidad nominal en servicio continuo	°C	10	
	j) Calentamiento sobre la temperatura del aire ambiente en el punto más caliente de las partes portadoras de corriente a la intensidad nominal en servicio continuo	°C	55	
	k) Tensión Nominal de la Borna	kV	362	
	l) Tensión Nominal Fase-Tierra	kV	220	
	m) Tensión de Ensayo a la Frecuencia Industrial durante 1 minuto en seco	kV	505	
	n) Tensión de Ensayo a Frecuencia Industrial bajo lluvia	kV	480	
	o) Tensión de Ensayo con Onda de Choque completa de 1,2 / 50 μ s (BIL)	kVc	1.050	

Nº	DESIGNACIÓN	UDS.	SOLICITADO	OFERTADO
	p) Tensión de Ensayo con Sobretensión de maniobra 250/2500 μ s.....	kVc	960	
	q) Longitud de Línea de Fuga.....	mm	7205	
	r) Tangente del ángulo de pérdida.....	%	<0,5	
23	<u>Borna de Neutro:</u>			
	a) Fabricante.....			
	b) Denominación según catálogo.....		45 kV / 2000 A	
	c) Catálogo nº.....			
	d) Plano nº.....			
	e) Tipo de Borna.....		Sólido	
	f) Tipo de Aislamiento.....		Porcelana	
	f) Forma / Material conductor del borne.....			
	h) Material de Relleno.....			
	i) Intensidad Nominal en servicio continuo.....	A	2000	
	j) Calentamiento sobre la temperatura del aceite de la capa superior en el punto más caliente de las partes portadoras de corriente a la intensidad nominal en servicio continuo.....	°C		
	k) Calentamiento sobre la temperatura del aire ambiente en el punto más caliente de las partes portadoras de corriente a la intensidad nominal en servicio continuo.....	°C		
	l) Tensión Nominal Fasa-Tierra.....	kV		
	m) Longitud de Línea de Fuga.....	mm		
	n) Tensión de Ensayo a Frecuencia Industrial durante 1 minuto en seco.....	kV		
	o) Tensión de Ensayo a Frecuencia Industrial bajo lluvia.....	kV	95	
	p) Tensión de Ensayo con Onda de Choque completa de 1.2 x 50 μ s (BIL).....	kVc	250	
	q) Tangente del ángulo de pérdida.....	%		
24	<u>Borna de Terciario:</u>			
	a) Fabricante.....			



Nº	DESIGNACIÓN	UDS.	SOLICITADO	OFERTADO
b)	Denominación según catálogo.....		45 / 2000	
c)	Catálogo nº.....			
d)	Plano nº.....			
e)	Tipo de Borne.....		Sólido	
f)	Tipo de Aislamiento.....		Porcelana	
f)	Forma / Material conductor del borne.....			
h)	Material de Relleno.....			
i)	Intensidad Nominal en servicio continuo.....	A	2000	
j)	Calentamiento sobre la temperatura del aceite de la capa superior en el punto más caliente de las partes portadoras de corriente a la intensidad nominal en servicio continuo.....	°C		
k)	Calentamiento sobre la temperatura del aire ambiente en el punto más caliente de las partes portadoras de corriente a la intensidad nominal en servicio continuo.....	°C		
l)	Tensión Nominal Fase-Tierra.....	kV		
m)	Longitud de Línea de Fuga.....	mm		
n)	Tensión de Ensayo a Frecuencia Industrial durante 1 minuto en seco.....	kV		
o)	Tensión de Ensayo a Frecuencia Industrial bajo lluvia.....	kV	95	
p)	Tensión de Ensayo con Onda de Choque completa de 1.2 x 50 us (BIL).....	kVc	250	
q)	Tangente del ángulo de pérdida.....	%	-	

4.2 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD



Alta Tensión

Transformadores de Corriente Aislados en Aceite Tipo IMB

Los transformadores de corriente son equipos destinados a alimentar los instrumentos de medida y de control; por lo tanto en estos transformadores la intensidad secundaria es proporcional a la primaria y desfasada con relación a la misma un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones. Por lo tanto la función de los transformadores de corriente, es reducir a valores no peligrosos y normalizados según las características de intensidad de una red eléctrica.

CARACTERÍSTICAS Y VENTAJAS DEL DISEÑO IMB.

El transformador de corriente de mínimo volumen de aceite tipo IMB de ABB Power Technologies está basado en un diseño de horquilla (forma del conductor primario) conocido como tipo tanque. El diseño básico ha sido empleado por ABB durante más de 60 años, en los que se han entregado más de 150 000 unidades.

El diseño corresponde a las exigencias tanto de las normas IEC como IEEE. También se pueden suministrar soluciones de diseño especiales para ajustarse a otras normas y especificaciones.

El exclusivo relleno con granos de cuarzo saturados en aceite proporciona un aislamiento resistente en un diseño compacto donde la cantidad de aceite se mantiene al mínimo.

El transformador IMB dispone de un diseño muy flexible, que, por ejemplo, posibilita el uso de núcleos grandes y/o numerosos.

DEVANADO PRIMARIO.

El devanado primario consiste en uno o más conductores paralelos de aluminio o cobre diseñado como pasatapas en forma de U con capas capacitivas de graduación de tensión.

El conductor es aislado con un papel especial con una alta rigidez dieléctrica y mecánica, pérdidas dieléctricas bajas y buena resistencia al envejecimiento.

DEVANADOS SECUNDARIOS Y NÚCLEOS.

Los transformadores de corriente del tipo IMB son flexibles y generalmente pueden alojar cualquier configuración de núcleo que se precise. Los núcleos con funciones de medición se fabrican normalmente con una aleación de níquel, que permite pérdidas poco importantes (lo que significa una gran precisión) y niveles de saturación bajos. Los núcleos de protección están fabricados de láminas de acero orientados de alta calidad.

Para aplicaciones especiales pueden suministrarse núcleos de protección con entrehierros. El devanado secundario está conformado por hilos de cobre con doble esmaltado, distribuido equitativamente en torno a toda la periferia del núcleo. La reactancia de fugas en el devanado y entre tomas es extra por lo tanto despreciable.

INFORMACIÓN TÉCNICA GENERAL.

Para la protección y medición en sistemas en redes de alta tensión, el transformador de corriente con aislamiento de aceite y papel IMB es el transformador más vendido del mundo.

Diseñado para condiciones climáticas extremas, desde climas polares a desérticos.

El diseño tipo tanque permite alojar numerosos núcleos y de gran tamaño.

El exclusivo relleno de cuarzo reduce al mínimo la cantidad de aceite y proporciona soporte mecánico a los núcleos y al devanado primario.

Debido a su bajo centro de gravedad, el IMB es muy adecuado para lugares con una gran actividad sísmica.

De los estudios internacionales podemos ver que el diseño del IMB es un producto confiable (el índice de falla es de 4 veces más bajo que el promedio), sin la necesidad del mantenimiento regular.

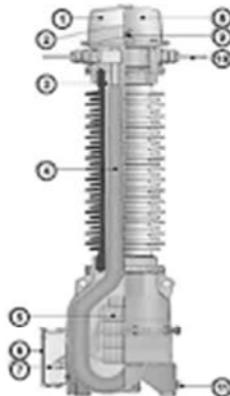
SUMARIO DE DATOS.

<p>Instalación</p> <ul style="list-style-type: none"> Diseño Aislamiento Tensión más elevada de la red Corriente primaria máxima Corriente de corto circuito Aislamiento Externo <p>Distancia de fuga</p> <p>Condiciones de servicio:</p> <ul style="list-style-type: none"> Temperatura ambiente Altitud de diseño 	<p>Exterior</p> <ul style="list-style-type: none"> Tipo tanque (horquilla) Aceite-papel-cuarzo 35-400 kV Hasta 4000 A Hasta 63 kA/1 seg Porcelana <p>Previa petición</p> <ul style="list-style-type: none"> Caucho de silicona (SR) hasta 420 kV 25 mm/kV (mas larga previa petición) + 40 °C a + 40 °C Máxima 1950 m (otras previa petición)
--	---

60



ABB



1. Colchón de gas,
2. Unidad de relleno de aceite (ociosa),
3. Relleno de cuarzo,
4. Conductor primario aislado por papel,
5. Núcleos / devanado secundario,
6. Caja de bornes secundarios,
7. Toma de tensión capacitiva (previa petición),
8. Vaso de expansión,
9. Luz de aviso del nivel de aceite,
10. Borne primario,
11. Borne de tierra,



TENSIONES DE PRUEBA IEC 60044-1.

Tipo	Máxima tensión de la red (Um)	Prueba de tensión de CA, 1 minuto húmedo/seco	Impulso de descarga 1,2/50 µs	Impulso de funcionamiento 250/2500 µs	Tensión de prueba R/V	Nivel R/V máximo
	kV	kV	kV	kV	kV Máx.	µV
IMB 36	36	70/70	170	-	-	-
IMB 72	72,5	140/140	325	-	-	-
IMB 123	123	230/230	550	-	78	2500
IMB 145	145	275/275	650	-	92	2500
IMB 170	170	325/325	750	-	108	2500
IMB 245	245	450/450	1050	-	156	2500
IMB 300	300	460	1050	850	191	2500
IMB 362	362	460	1175	950	230	2500
IMB 420	420	460	1425	1050	267	2500
IMB 420	420	460	1425	1050	267	2500
IMB 550	550	460	1550	1175	334	2500
IMB 690	765	460	2100	1550	486	2500

Las tensiones indicadas arriba se aplican a alturas inferiores o iguales a 1000 metros sobre el nivel del mar.

CORRIENTE NOMINAL MÁXIMA Y CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Tipo	Devanado primario	Corriente nominal	Corriente con bridas de refrigeración	Corriente con refrigerador	Máxima corriente de corto circuito 1 seg	Máxima corriente de corto circuito 3 seg	Máxima corriente dinámica
		A	A	A	kA	kA	Valor de cresta kA
IMB 36-170	1	2400	-	3150	63	40	160
	2	1200	-	1500	40	40	100
	4	300	-	-	31,5	18	80
IMB 245-362	8	150	-	-	18	9	40
	1	1600	2500	3150	63	63	160
	2	720	1200	1200	40	40	100
IMB 420-550	4	300	-	-	31,5	18	80
	8	150	-	-	18	9	40
	1	2500	-	4000	63	40	160
IMB 690	2	1200	-	1500	40	40	100
	1	-	-	4000	63	40	160

Pueden suministrarse otros tipos de conductores primarios previa petición.

La corriente primaria pensada es máxima = corriente nominal primaria x el factor de carga con relación a una temperatura media diaria que no exceda de 35°C

El devanado primario puede ser diseñado con la posibilidad de conexión entre dos o tres corrientes nominales primarias con una relación de 2:1 o 4:2:1

4.3 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

CPB 72-800 kV Transformador de tensión capacitivo

El CPB ha sido diseñado para la medición de entrada y la protección en redes de alta tensión. La moderna fabricación automatizada de la más alta calidad de los elementos del condensador garantiza una calidad firme que garantiza su fiabilidad y rendimiento a largo plazo. Gracias a las proporciones optimizadas de los componentes dieléctricos combinados, los elementos del condensador están sometidos a una tensión eléctrica baja con una gran estabilidad bajo variaciones de temperaturas extremas. El CPB ha sido diseñado para condiciones climáticas muy diferentes de climas desérticos y polares.



Sumario de datos de rendimiento

Instalación	Exterior
Diseño	Tipo de condensador, cumple las normas IEC y ANSI
Aislamiento	
CVD	Papel de aluminio/papel/capa de polipropileno/aceite sintético
EMU	Papel - aceite mineral
Máxima tensión de la red	72 - 765 kV
Factor de tensión (VF)	Hasta 1,0/3 hrs
Aisladores	Porcelana / Caucho de sílice (SIR)
Distancia de fuga	≥ 25 mm/kV [Max larga bajo petición]
Condiciones de servicio	
Temperatura ambiental	-40 °C a +40 °C [Otra bajo petición]
Altitud de diseño	Máximo 1000 m [Otra bajo petición]

CPB 72-800 kV

Tensiones de prueba

Tensiones de prueba: IEC 60044-5

Tipo	Máxima tensión de la red (Um)	1 min húmedo/seco	LIWL 1.2/50 μ s	Impulso de funcionamiento 250/2500 μ s	Tensión de prueba PD	Nivel PD máx.	Tensión de prueba RIV	Nivel RIV
	kV	kV	kV	kV	kV	pC ^{*)}	kV Max.	μ V
CPB 72	72.5	140/140	325	-	$1.2 \times U_m$	10	-	-
CPB 123	123	230/230	550	-	$1.2 \times U_m$	10	78	≤ 2500
CPB 145	145	275/275	650	-	$1.2 \times U_m$	10	92	≤ 2500
CPB 170	170	325/325	750	-	$1.2 \times U_m$	10	108	≤ 2500
CPB 245	245	460/460	1050	-	$1.2 \times U_m$	10	156	≤ 2500
CPB 300	300	460/460	1050	850	$1.2 \times U_m$	10	190	≤ 2500
CPB 362	362	510/510	1175	950	$1.2 \times U_m$	10	230	≤ 2500
CPB 420	420	630/630	1425	1050	$1.2 \times U_m$	10	267	≤ 2500
CPB 550	525	680/680	1550	1175	$1.2 \times U_m$	10	333	≤ 2500
CPB 800	765	975/975	2100	1550	$1.2 \times U_m$	10	486	≤ 2500

Las tensiones de prueba indicadas arriba son válidas para altitudes inferiores o iguales a 1000 metros sobre el nivel del mar.
*) 5 pC a una tensión de prueba $1.2 \times U_m/\sqrt{3}$

4.4 INTERRUPTOR



Alta Tensión

Interruptores en SF6 de Tanque Vivo Tipo LTB E



Es un interruptor de SF6 diseñado para sistemas de voltaje 245 - 420 kV y para corrientes de cortocircuito hasta 50 kA. El diseño incorpora un interruptor mejorado basado en la experiencia obtenida en anteriores diseños. La energía requerida para interrumpir corrientes de corto circuito se toma en parte del arco mismo, disminuyendo de esta forma la energía requerida por el mecanismo de operación en más del 50% comparada con el interruptor anterior de SF6 convencional. La baja energía requerida, da como resultado un diseño optimizado lo que a su vez resulta en una más alta confiabilidad.

Tensiones nominales	245-420 kV
Intensidades nominales	4000 A
Capacidad nominal de corte	50 kA

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y VENTAJAS.

- Interrupción de las corrientes capacitivas libres de reencendido.
- Sobretensiones bajas para maniobras con corrientes inductivas.
- Soporte dieléctrico alto aun a presión atmosférica del SF6.
- Alta seguridad contra escapes de gases.
- Intervalos de mantenimiento largo.
- Componentes confiables.
- Alta capacidad de resistencia sísmica.
- Bajo nivel de ruido.
- Fácil instalación y puesta en marcha.
- Switch de sincronización opcional.
- Control de supervisión opcional.

INFORMACIÓN TÉCNICA GENERAL.

Todos los interruptores de operación monopolar están equipados con un mecanismo de operación por polo. Los interruptores con una sola cámara de corte por polo se pueden operar con un mecanismo de operación por interruptor. El interruptor LTB E cumple los estándares internacionales IEC y ANSI.

MECANISMO DE ACCIONAMIENTO.

El interruptor se opera por motor cargado con mecanismo de operación de resorte, el cual se instala en un gabinete compacto a prueba de agua y resistente a la corrosión, adosado a la estructura.



58

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.

Valores que cumplen con las normas CEI (50 Hz) y ANSI C37 (60 Hz).

		Tipo LTB		
		245 E1	420 E2	420 E2
Numero de cámaras por polo		1	2	2
Tensión nominal	kV	245	362	420
Tensión soportada a frecuencia industrial (1 minuto)				
A tierra	kV	460	520	520
A través del polo abierto	kV	460	450	510
Tensión soportada al impulso tipo rayo:				
A tierra	kV	1050	1175	1425
A través del polo abierto	kV	1050	1175 (+205)	1425 (+240)
Sobretensión de maniobra:				
A tierra	kV		900	1050
A través del polo abierto	kV		80 (+205)	900 (+345)
Distancia mínima de fuga	mm/kV	25	25	25
Corriente nominal (normal)	A	4000	4000	4000
Corriente nominal de corte	kA	40	50	50
Factor de cierre del primer polo		1,3	1,3	1,3
Corriente de cortocircuito	kA	100	125	125
Duración del cortocircuito	s	3	3	3
Tiempo de cierre	ms	40	70	70
Tiempo de apertura	ms	17 ± 2	18 ± 2	18 ± 2
Tiempo de interrupción	ms	40	40	40
Tiempo muerto	ms	300	300	300
Secuencia de operación nominal		A = 0,3 seg - CA = 3 mH - CA CA = 15 seg - CA		

4.5 SECCIONADOR

4.5.1 De barra

Dimensiones

SP / SPD
Montajes 11 a 17

Figura 2

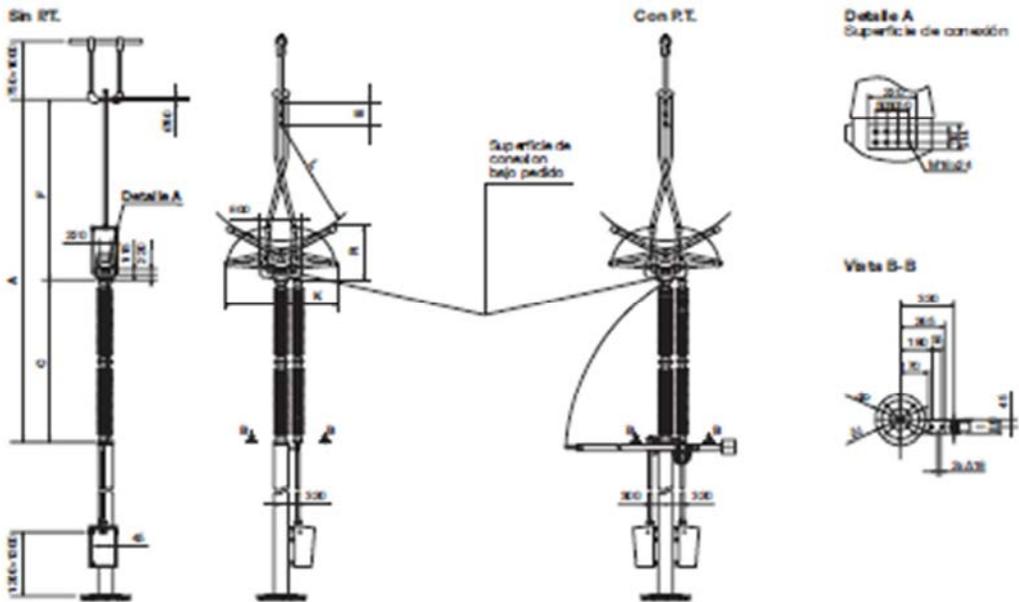
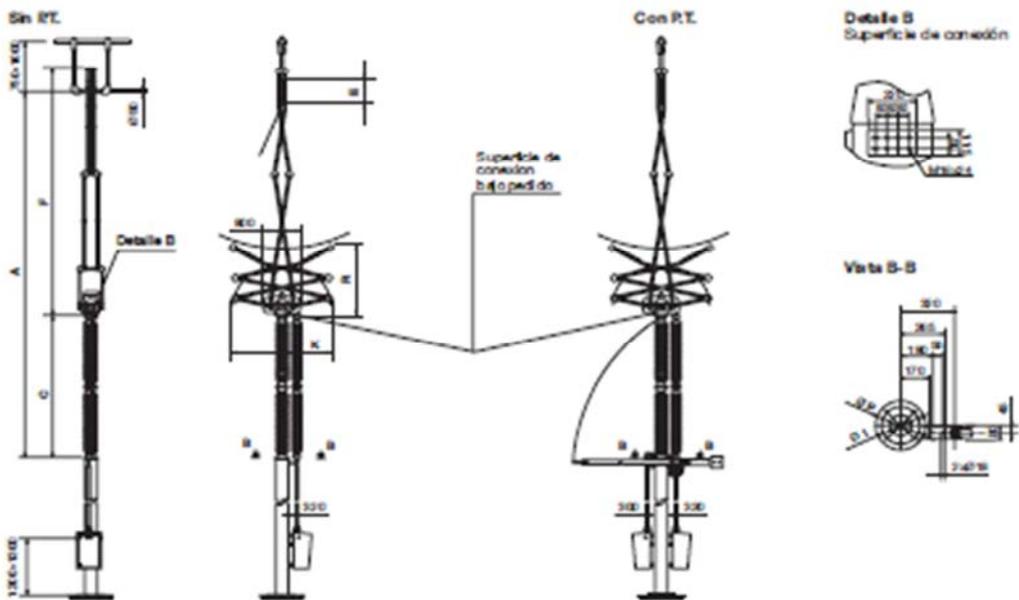


Figura 3



SP / SPD
Montajes 11 a 17

Características

Características técnicas

Montaje	Referencia	Fig. ⁷⁾	Peso (kg)	Referencia (con PAT)	Peso (kg)	Tensión nominal (kV)	Intensidad nominal (A)	Tensión de ensayo						Intensidad de corta duración (valor eficaz) (kA)	Valor cresta de la intensidad (kA)	Tipo de aislador (⁷⁾)
								A tierra y entre polos			Sobre la distancia de seccionamiento					
								A frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	A impulso tipo rayo (kV)	A impulso tipo maniobra (kV)	A frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	A impulso (kV)	A impulso tipo maniobra (kV)			
11	SP-170/4000	2	103	SPT-170/4000	153	170	4000	325	750	-	375	860	-	50	125	C8-750
12	SP-245/4000	2	112	SPT-245/4000	162	245	4000	460	1050	-	530	1200	-	50	125	C8-1050
13	SP-245/4000	2	112	SPT-245/4000	162	245	4000	460	1050	-	530	1200	-	63	160	C8-1050
14	SPD-245/4000	3	133	SPDT-245/4000	183	245	4000	460	1050	-	530	1200	-	50	125	C8-1050
15	SPD-245/4000	3	133	SPDT-245/4000	183	245	4000	460	1050	-	530	1200	-	63	160	C8-1050
16	SPD-420/4000	3	150	SPDT-420/4000	200	420	4000	520	1425	1050	610	1665	1245	50	125	C8-1050
17	SPD-420/4000	3	150	SPDT-420/4000	200	420	4000	520	1425	1050	610	1665	1245	63	160	C8-1050

Tensión nominal (kV)	Fig.	A	C	E	F (aprox.)	K (aprox.)	L (min)	R (aprox.)	Anclajes (vista B-B) ⁸⁾		
									I	Nº agujeros	P
170	2	4390	1700	300	2970	2145	1630	875	225	(4xØ18)	270
245	2	5630	2300	460	3230	2540	2280	1250	225	(4xØ18)	270
245	3	6250	2300	460	3960	1740	2350	1235	225	(4xØ18)	270
420	3	8250	3350	550	4865	2285	3150	1590	254	(4xØ18)	330

4.5.2 De línea

CUCHILLA DE DOBLE APERTURA LATERAL CENTRAL (TTT-7)

Especificaciones Generales

Normas internacionales: IEC-62271-102, IEC-60694

Normas Nacionales: NMX-J-564/102-ANCE

Especificaciones: CFE V4200-12



Descripción General

Las cuchillas TTT-7 son del tipo de doble apertura lateral central, tres columnas de aisladores. Con aislador giratorio al centro de cada polo, de operación en grupo sin carga, con o sin puesta a tierra, mecanismo de accionamiento motorizado en la cuchilla principal.

Tipo de montaje horizontal.

Tensión nominal de diseño desde 245 hasta 420kV.

Corriente nominal desde 1250 hasta 3150 A.

Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo (NBAI) desde 1050 hasta 1550kV.

Código R3	Descripción	Piezas por empaque
362402	Cuchilla TTT-7 1550 3150 A	1
318726	Cuchilla TTT-7 1050-2000-NO	1
311711	Cuchilla TTT-7 1050-1250/1600/2000	1
311712	Cuchilla TTT-7 1300-1200	1
318727	Cuchilla TTT-7 1425-2000	1
318728	Cuchilla TTT-7 1550-2000	1
318725	Cuchilla TTT-7 AG 400kV	1
318723	Cuchilla TTT-7 AG-7 230kV	1
383757	Cuchilla TTT-7 AG-9 15.5kV	1

TTT-7 (245 Kv)											
Catálogo IUSA	Tensión nominal del sistema kV eficaz	Tensión nominal del diseño de cuchilla kV eficaz	Tensión de aguante al impulso por rayo (1,2/50microseg)(kV pico)		Tensión de aguante a la frecuencia de sistema kV (eficaz)		Cerrada a tierra y entre polos	Abierta a través de la distancia del aislamiento	Cerrada a tierra y entre polos	Abierta a través de la distancia del aislamiento	Valor de prueba de la corriente de aguante
			Cerrada a tierra y entre fases	Abierta entre contactos de la cuchilla	seco/húmedo 1min	seco/húmedo 1min					
TTT-7-245-1050-2000	230	245	1050	1200	460	530	seco/húmedo 1min	seco/húmedo 1min	2000	50.00	130.00
TTT-7-245-1175-2000	230	245	1175	1175(+205)	460	530			2000	50.00	130.00

Media y alta tensión cuchilla desconectadora

TTT-7 (429 Kv)														
Catálogo IUSA	Tensión nominal del sistema kV eficaz	Tensión nominal del diseño de cuchilla kV eficaz	Tensión de aguante al impulso por rayo (1,2/50microseg)(kV pico)		Tensión de aguante a la frecuencia de sistema kV (eficaz)		Nivel básico de aislamiento al impulso por manobra kV (eficaz)	Cerrada a tierra y entre polos	Abierta a través de la distancia del aislamiento	Cerrada a tierra y entre polos	Abierta a través de la distancia del aislamiento	Corriente nominal	De corta duración	Valor cresta
			Cerrada a tierra y entre fases	Abierta entre contactos de la cuchilla	seco/húmedo 1min	seco/húmedo 1min								
TTT-7-420-1425-2000	400	420	1425	1425 (+245)	520	610	1050	900 (+345)	2000	50.00	130.00			
TTT-7-420-1550-2000	400	420	1550	1550 (+315)	620	800	1175	900 (+450)	2000	50.00	130.00			
TTT-7-420-1425-3150	400	420	1425	1425 (+245)	520	610	1050	900 (+345)	3150	50.00	130.00			
TTT-7-420-1550-3150	400	420	1550	1550 (+315)	620	800	1175	900 (+450)	3150	50.00	130.00			

4.6 AISLADOR SOPORTE

GOE 1550-1050 to GOE 1800-1300

Nominal voltage 550 kV

Lightning impulse 1550 kV to 1800 kV

Type	Catalogue Number	Insulator colour Brown/Light grey	Rated current A	Flange extension	Creepage distance mm	L1 mm	L2 mm	L3 mm	L4 mm	L5±5 mm	Mass kg
GOE 1550-1050	LF 121 072	-A/-AA	2500	0,6	10130±260	3225±54	3965±59	605	655	1585	1455
		-B/-AB	2500	0,3	-	-	-	305	355	1285	1420
		-C/-AC	2500	0	-	-	-	5	55	985	1385
GOE 1675-1175	LF 121 073	-A/-AA	2500	0,6	11700±300	3720±50	4460±55	605	630	1585	1635
		-B/-AB	2500	0,3	-	-	-	305	330	1285	1600
		-C/-AC	2500	0	-	-	-	5	30	985	1565
GOE 1675-1300	LF 121 073	-D/-AD	2500	0,6	13380±330	4220±50	5260±55	605	610	1585	1785
		-E/-AE	2500	0,3	-	-	-	305	310	1285	1750
		-F/-AF	2500	0	-	-	-	5	10	985	1715
GOE(2) 1675-1300	LF 121 580	-A/-AA	1600	0,6	15200±350	4160±4	5046±10	600	639	1585	1055
		-B/-AB	1600	0,3	-	-	-	300	339	1285	1020
GOE 1800-1300	LF 121 074	-A/-AA	2500	0,6	13380±330	4220±50	5260±55	605	610	1585	1785
		-B/-AB	2500	0,3	-	-	-	305	310	1285	1750
		-C/-AC	2500	0	-	-	-	5	10	985	1715

Table 13. Dimensions GOE 1550 - GOE 1800

Rating plate data							Other data for information		
Type	Rated voltage U_n kV, RMS	Phase-to-earth voltage U_v kV, RMS	Dry lightning impulse LI kV, Peak	Wet switching impulse SI kV, Peak	Routine test 1 min dry 50 Hz kV, RMS	Flange extension	Wet power frequency AC kV, RMS	Dry switching impulse kV, Peak	Nom. capacitance between conductor and test tap (C1) C1±10% (pF)
GOE 1550-1050	550	318	1550	1050	750	0,6 / 0,3 / 0	660	1050	457 / 390 / 342
GOE 1675-1175	550	318	1675	1175	750	0,6 / 0,3 / 0	730	1300	512 / 440 / 433
GOE 1675-1300	550	318	1675	1300	750	0,6 / 0,3 / 0	790	1300	500 / 490 / 450
GOE(2) 1675-1300	550	318	1675	1300	750	0,6 / 0,3	750	1410	525 / 482
GOE 1800-1300	550	318	1800	1300	800	0,6 / 0,3 / 0	800	1300	500 / 490 / 450

Table 14. Electrical data GOE 1550 - GOE 1800

Type	Max. test load 1 min acc. to IEC 60137 (N)	Max. permitted load (N) in operation at mounting angle		
		0°	-30°	-60°
GOE 1550-1050	16000	8000	4700	2500
GOE 1675-1175	16000	8000	4700	2500
GOE 1675-1300	13000	6500	4300	1500
GOE(2) 1675-1300	10000	5000	3900	-
GOE 1800-1300	13000	6500	4300	1500

Table 16. Mechanical loading GOE 1550 - GOE 1800

GOE 1050-750 to GOE 1425-1050

Nominal voltages 362 kV to 420 kV

Lightning impulse 1050 kV to 1425 kV

Type	Catalogue Number	Insulator colour Brown/Light grey	Rated current A	Flange extension	Crawpage distance mm	D1 mm	L1 mm	L2 mm	L3 mm	L4 mm	L5 a5 mm	Mass kg
GOE 1050-750	LF 121 063	-AAAA	2500	0.6	720.5a185	48	2230a55	3070a60	6.05	655	1335	775
		-BAAB	2500	0.3	-	48	-	-	3.05	390	1035	755
		-CAAC	2500	0	-	48	-	-	5	90	73.5	730
GOE 1175-850	LF 121 061	-AAAA	2500	0.6	725.5a205	48	2470a55	3310a60	6.05	610	1335	830
		-BAAB	2500	0.3	-	48	-	-	3.05	335	1035	810
		-CAAC	2500	0	-	48	-	-	5	35	73.5	785
		-DAAD	5000	0.6	-	38	-	-	6.05	610	1335	925
		-E/AE	5000	0.3	-	38	-	-	3.05	335	1035	910
		-F/AF	5000	0	-	38	-	-	5	35	73.5	875
GOE(2) 1175-850	LF 121 560	-AAAA	1600	0.6	915.0a400	50	2540a4	3425a10	6.00	635	1225	590
		-BAAB	1600	0.3	-	50	-	-	3.00	335	92.5	595
GOE 1300-1050	LF 121 071	-AAAA	2500	0.6	1029.0a265	48	3225a54	4025a59	6.05	620	1335	1005
		-BAAB	2500	0.3	-	48	-	-	3.05	320	1035	985
GOE 1300-1150	LF 121 071	-CAAC	2500	0.6	1160.0a300	48	3620a56	4460a61	6.05	620	1335	1055
		-DAAD	2500	0.3	-	48	-	-	3.05	320	1035	1035
GOE(2) 1425-1050	LF 121 570	-AAAA	1600	0.6	1175.0a350	50	3250a4	4135a10	6.00	625	1390	770
		-BAAB	1600	0.3	-	50	-	-	3.00	325	1090	750

Table 9. Dimensions GOE 1050 - GOE 1300

Rating plate data							Other data / information			
Type	Rated voltage U_n kV, RMS	Phase-to-earth voltage U_1 kV, RMS	Dry lightning impulse LI kV, Peak	Wet switching impulse SI kV, Peak	Routine test 1 min dry 50 Hz kV, RMS	Flange extension	Wet power frequency AC kV, RMS	Dry switching impulse kV, Peak	Norm. capacitance between conductor and test tap (C1) C1 a10% (pF)	
GOE 1050-750	362	220	1050	750	50.5	0.6 / 0.3 / 0	48.0	96.0	43.0 / 38.3 / 30.8	
GOE 1175-850	362	220	1175	850	53.0	0.6 / 0.3 / 0	54.0	95.0	49.0 / 42.0 / 34.5	
GOE(2) 1175-850	362	220	1175	850	56.0	0.6 / 0.3	56.0	109.0	47.0 / 40.7	
GOE 1300-1050	420	245	1425	1050	63.0	0.6 / 0.3	65.0	10.50	57.5 / 5.60	
GOE 1300-1150	420	245	1425	1175	68.0	0.6 / 0.3	65.0	11.75	57.5 / 5.45	
GOE(2) 1425-1050	420	245	1425	1050	69.0	0.6 / 0.3	69.0	11.40	53.2 / 4.74	

Table 10. Electrical data GOE 1050 - GOE 1300

Type	Max. test load 1 min acc. to IEC 60137 (N)	Max. permitted load (N) in operation at mounting angle		
		0°	-30°	-60°
GOE 1050-750	13000	6500	4300	3100
GOE 1175-850	12000	6000	4300	3100
GOE(2) 1175-850	10000	5000	4400	-
GOE 1300-1050	10000	5000	3000	1500
GOE 1300-1150	9000	4500	2500	-
GOE(2) 1425-1050	10000	5000	4100	-

Table 12. Mechanical loading GOE 1050 - GOE 1300

Type	D6	D7
GOE(2) 1175-850	45.0	40.0
GOE(2) 1425-1050	50.0	45.0

Table 13. Dimensions GOE(2)

GOE 650-500 to GOE 900-650

Nominal voltage 245 kV

Lightning impulse 650 kV to 950 kV

Type GOE	Catalogue Number	Insulator colour Brown/Light grey	Rated current A	Flange extension	Crawpage distance mm	D1 mm	L1 mm	L2 mm	L3 mm	L4 mm	L5+5 mm	Mass kg
650-500	LF 121 064	-A/-AA	3150	0.6	404.5±105	48	1300±27	181.0±33	6.05	70.0	1135	34.0
		-B/-AB	3150	0.3	-	48	-	-	3.05	40.0	835	32.0
		-C/-AC	5000	0.6	-	38	-	-	6.05	70.0	1135	40.0
		-D/-AD	5000	0.3	-	38	-	-	3.05	40.0	835	38.0
900-650	LF 121 065	-A/-AA	3150	0.6	573.5±150	48	1800±37	231.0±42	6.05	61.5	1135	40.5
		-B/-AB	3150	0.3	-	48	-	-	3.05	31.5	835	39.0
		-C/-AC	5000	0.6	-	38	-	-	6.05	61.5	1135	48.0
		-D/-AD	5000	0.3	-	38	-	-	3.05	31.5	835	45.5

Table 5. Dimensions GOE 650 - GOE 900. (See also Technical Guide GOM, 1ZSE 2750-108.)

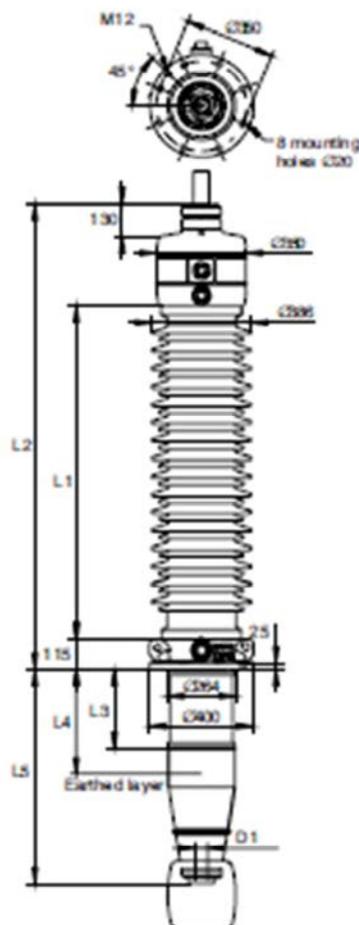


Fig. 6.

Rating plate data					
Type GOE	Rated voltage U_n kV, RMS	Phase-to-earth voltage U_p kV, RMS	Dry lightning impulse U_{LI} kV, Peak	Wet switching impulse U_{SI} kV, Peak	Routine test 1 min dry 50 Hz kV, RMS
650-500	245	155	650	500	325
900-650	245	170	950	650	395

Table 6. Electrical data GOE 650 - GOE 900

Other data for information				
Type GOE	Flange extension	Wet power frequency AC kV, RMS	Dry switching impulse kV, Peak	Nom. cap. between conductor and wet tap (C1) C1±10% (pF)
650-500	0.6 / 0.3	315	650	448 / 392
900-650	0.6 / 0.3	395	750	448 / 385

Table 7. Electrical data GOE 650 - GOE 900

Type GOE	Max. test load 1 min acc. to IEC 60137 (N)	Max. permitted load (N) in operation at mounting angle 0° -30° -60°
650-500	5700	2800 2300 1700
900-650	5000	2500 2000 1500

Table 8. Mechanical loading GOE 650 - GOE 900

4.7 PARARRAYOS

4.7.1 Parque 400 kV

PEXLIM P

Descargadores con revestimiento de silicona

Descargador de óxido de cinc PEXLIM P

Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de funcionamiento de subestaciones de alta tensión, transformadores y otros equipos en redes de alta tensión.

- en zonas con intensidad de descargas atmosféricas muy alta
- en lugares donde las condiciones de puesta a tierra o apantallamiento son deficientes o incompletas
- para instalaciones importantes

- donde los requisitos energéticos son muy altos (por ejemplo, líneas muy largas, protección de condensadores, etc.).

Excelentes para aplicaciones con requisitos de bajo peso, espacios reducidos, montaje flexible, robustez y seguridad adicional del personal.

Componente principal del concepto PEXLINK™ para protección de líneas de transmisión.



Sumario de datos de rendimiento

Tensiones de red (Um _{sc})	52 - 420 kV
Tensiones nominales (Un)	42 - 360 kV
Corriente de descarga nominal (EC)	20 kA _{10/100}
Corriente de clasificación (ANSI/IEEE)	15 kA ₁₀₀
Resistencia de descarga de corriente alta	
Corriente alta 4/10 µs	100 kA ₁₀₀
Corriente baja 2000 µs	1.350 A ₁₀₀
Capacidad de energía:	
Clase de descarga de línea (EC)	Clase 4
2 impulsos, (IEC Cl. 8.5.5)	12,0 kJ (U ₁₀)
Cumple con/sobrepasa los requisitos de la prueba de descarga de líneas de transmisión ANSI para sistemas de 362 kV.	
Capacidad de cortocircuito/alivio de presión	66 kA ₁₀₀
Aislamiento externo	Cumple con/sobrepasa las normas
Resistencia mecánica:	
Carga de servicio estática admisible declarada (DPSL)	2.500 Nm
Carga de servicio dinámica admisible máxima (MPSL)	4.000 Nm
Condiciones de funcionamiento:	
Temperatura ambiente	-50 °C a +45 °C
Altitud de diseño	máx. 1.000 m
(Mayores altitudes bajo pedido)	
Frecuencia	15 - 62 Hz

PEXLIM P

Descargadores con revestimiento de silicona

Datos de protección garantizados

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente							
		según IEC	según ANS/IEEE	1 s	10 s	30/60 µs				8/20 µs			
						U _c KV _{ens}	MCOV KV _{ens}	1 kA KV _{pico}	2 kA KV _{pico}	3 kA KV _{pico}	5 kA KV _{pico}	10 kA KV _{pico}	20 kA KV _{pico}
145	108	86	86.0	125	118	211	219	224	234	246	270	295	
	120	92	96.0	139	132	234	243	249	260	273	299	326	
	132	92	106	153	145	258	267	274	286	301	329	361	
	138	92	111	160	151	270	279	286	299	314	344	377	
	144	92	115	167	158	281	291	299	312	328	359	394	
	150	92	121	174	165	293	304	311	325	342	374	410	
	162	92	131	187	178	316	328	336	351	369	404	443	
	168	92	131	194	184	328	340	348	364	383	419	459	
	170	132	106	106	153	145	258	267	274	286	301	329	361
		144	108	115	167	158	281	291	299	312	328	359	394
150		108	121	174	165	293	304	311	325	342	374	410	
162		108	131	187	178	316	328	336	351	369	404	443	
168		108	131	194	184	328	340	348	364	383	419	459	
180		108	144	208	198	351	364	373	390	410	449	492	
192		108	152	222	211	375	388	398	415	437	479	525	
245	180	144	144	208	198	351	364	373	390	410	449	492	
	192	154	154	222	211	375	388	398	415	437	479	525	
	198	156	160	229	217	387	400	410	428	451	494	541	
	210	156	170	243	231	410	425	435	454	478	524	574	
	214	156	173	248	235	419	434	445	464	488	535	586	
	216	156	175	250	237	422	437	448	467	492	539	590	
	219	156	177	254	240	427	443	454	474	499	546	598	
	222	156	179	257	244	433	449	460	480	505	554	607	
	228	156	180	264	250	445	461	473	493	519	568	623	
	300	216	173	175	250	237	422	437	448	467	492	539	590
228		182	182	264	250	445	461	473	493	519	568	623	
240		191	191	278	264	488	495	497	519	545	596	656	
258		191	209	299	283	504	522	535	558	587	643	706	
264		191	212	306	290	515	534	547	571	601	658	721	
276		191	220	320	303	539	558	572	597	628	688	754	
362		258	206	209	299	283	504	522	535	558	587	643	706
	264	211	212	306	290	515	534	547	571	601	658	721	
	276	221	221	320	303	539	558	572	597	628	688	754	
	288	230	230	334	316	562	582	597	623	656	718	787	
420	330	264	267	382	363	644	667	684	714	751	823	901	
	336	267	272	389	369	656	679	696	727	765	838	918	
	342	267	277	396	376	667	691	709	740	779	852	934	
	360	267	291	417	396	702	728	746	779	819	897	983	

Para información más detallada sobre la capacidad de sobretensiones temporales (TOV) y las características de protección, ver la publicación I-HSM 9543 13-01 an.

1) Las tensiones de operación continua U_c (según IEC) y MCOV (según ANSI) sólo se diferencian debido a las desviaciones en los procedimientos de pruebas tipo.
U_c sólo debe considerarse cuando la tensión de red real es superior a la indicada.
Se puede seleccionar cualquier descargador con U_c superior o igual que la tensión de red real dividida por √3.

2) Con servicio anterior igual a la carga energética máxima de impulso simple (7,0 kJ/kV [U_c]).

A petición del cliente se pueden suministrar descargadores con tensiones inferiores o superiores para aplicaciones especiales.

4.7.2 Parque 220 kV

Descargadores con revestimiento de silicona

PEXLIM Q

Descargador de óxido de cinc PEXLIM Q

Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de funcionamiento de subestaciones de alta tensión, transformadores y otros equipos en redes de alta tensión.

- en zonas con alta intensidad de descargas atmosféricas y requisitos elevados de energía.
- en lugares donde las condiciones de

puesta a tierra o apantallamiento son deficientes o incompletas

Excelentes para aplicaciones con requisitos de bajo peso, espacios reducidos, montaje flexible, robustez y seguridad adicional del personal.

Componente principal del concepto PEXLINK™ para protección de líneas de transmisión.



Sumario de datos de rendimiento

Tensiones de red ($U_{m[50]}$)	52 -420 kV
Tensiones nominales (U_n)	42 -360 kV
Corriente de descarga nominal (IEC)	10 kA _{10/100}
Corriente de clasificación (ANSI/IEEE)	10 kA ₁₀₀
Resistencia de corriente de descarga	
Corriente alta 4/10 μ s	100 kA ₁₀₀
Corriente baja 2000 μ s	900 A ₁₀₀
Capacidad de energía:	
Clase de descarga de línea (IEC)	Clase 3
2 impulsos, (IEC Cl. 8.5.5)	7,8 kJ/kV [U_n]
Cumple con/sobrepasa los requisitos de la prueba de descarga de líneas de transmisión ANSI para sistemas de 362 kV.	
Capacidad de cortocircuito/alivio de presión	50 kA ₁₀₀
Aislamiento externo	Cumple con/sobrepasa las normas
Resistencia mecánica:	
Carga de servicio estática admisible declarada (DPSL)	2.500 Nm
Carga de servicio dinámica admisible máxima (MPSL)	4.000 Nm
Condiciones de funcionamiento:	
Temperatura ambiente	-50 °C a +45 °C
Altitud de diseño (Mayores altitudes bajo pedido)	máx. 1.000 m
Frecuencia	15 - 62 Hz

Descargadores con revestimiento de silicón

PEXLIM Q

Datos de protección garantizados

Tensión máxima de red U_{m} kV _{rms}	Tensión nominal U_n kV _{rms}	Tensión de trabajo continuo máxima U_c 1)		Capacidad de sobretensiones temporales U_c 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente							
		según IEC U_c kV _{rms}	según ANS/IEEE MCOV kV _{rms}	1 s kV _{rms}	10 s kV _{rms}	30/60 μ s			8/20 μ s				
						0,5 kA kV _{res}	1 kA kV _{res}	2 kA kV _{res}	5 kA kV _{res}	10 kA kV _{res}	20 kA kV _{res}	40 kA kV _{res}	
170	132	106	106	151	146	254	262	272	295	311	342	362	
	144	108	115	166	158	277	286	297	322	339	373	417	
	150	108	121	172	166	288	298	309	335	353	388	434	
	162	108	131	186	178	312	321	334	362	381	419	469	
	168	108	131	193	184	323	333	346	376	395	435	486	
	192	108	152	220	211	369	381	396	429	452	497	555	
	246	144	144	207	198	346	357	371	402	423	466	521	
	192	154	154	220	211	369	381	396	429	452	497	555	
	198	156	160	227	217	381	393	406	443	466	512	573	
246	210	166	170	241	231	404	417	433	469	494	543	606	
	216	166	175	248	237	415	428	445	483	508	559	625	
	219	166	177	251	240	421	434	451	489	515	567	634	
	222	166	179	255	244	427	440	458	496	522	574	642	
	228	166	180	262	250	438	452	470	510	536	590	660	
	300	216	173	175	248	237	415	428	445	483	508	559	625
	240	191	191	275	254	461	475	495	535	564	621	694	
	258	191	209	296	283	496	512	532	576	607	667	746	
	264	191	212	303	290	507	523	544	590	621	683	764	
362	276	191	220	317	303	530	547	569	617	649	714	796	
	258	206	209	296	283	496	512	532	576	607	667	746	
	264	211	212	303	290	507	523	544	590	621	683	764	
	276	221	221	317	303	530	547	569	617	649	714	796	
420	288	230	230	331	316	553	571	593	643	677	746	833	
	330	264	267	379	363	634	654	680	737	776	854	954	
	336	267	272	386	369	646	666	692	751	790	869	972	
	342	267	277	393	376	657	678	705	764	804	885	989	
360	267	291	414	396	692	714	742	804	846	931	1046		

Para información más detallada sobre la capacidad de sobretensiones temporales (TDM) y las características de protección, ver la publicación IHSM 9543 13-01en.

1) Las tensiones de operación continua U_c (según IEC) y MCOV (según ANSI) sólo se diferencian debido a las desviaciones en los procedimientos de pruebas tipo.

U_c sólo debe considerarse cuando la tensión de red real es superior a la indicada.

Se puede seleccionar cualquier descargador con U_c superior o igual que la tensión de red real dividida por $\sqrt{3}$.

2) Con servicio anterior igual a la carga energética máxima de impulso simple (4,5 kJ/kV (U_n)).

3) A petición del cliente se pueden suministrar descargadores para tensiones de red de 36 kV o inferiores, cuando el pedido también contiene descargadores para sistemas de alta tensión.

A petición del cliente se puede suministrar descargadores con tensiones inferiores o superiores para aplicaciones especiales.



5. ORDEN DE PRIORIDAD ENTRE LOS DOCUMENTOS BÁSICOS

El orden de importancia de cada uno de los documentos básicos del proyecto, ante la resolución de posibles discrepancias, será el mostrado a continuación:

- 1.- Planos
- 2.- Cálculos
- 3.- Pliego de condiciones
- 4.- Presupuesto
- 5.- Memoria descriptiva

DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO

Debido a la dificultad existente en realizar un presupuesto en este tipo de proyectos, el siguiente presupuesto incluirá los costes necesarios para el diseño y ejecución de la ingeniería básica del parque de 400/220 kV de una manera aproximada y se realizará tomando como referencia los precios unitarios de otros proyectos similares al mismo.

Este presupuesto no incluye costes indirectos necesarios para la realización final de la instalación, como son los costes financieros, de gestión, administrativos y costes de terrenos, licencias y tasas.

1. INGENIERÍA

El coste de ingeniería supondrá un coste del 3% de la instalación. Lo que hace un total de 560.000 €.

2. MATERIALES

2.1 APARAMENTA Y MATERIALES DEL PARQUE DE 400 kV

Uds	Descripción	Precio Unitario (€)	Importe Total (€)
6	Interruptor trifásico	83.551,78	501.310,68
12	Seccionador trifásico de calle y salida de posición	62.246,29	746.955,48
4	Seccionador pantógrafo trifásico	65.000,00	260.000
12	Transformador de tensión	2.829,56	33.954,72
18	Transformador de intensidad	3.155,00	56.790
18	Autoválvula	2.500,00	45.000
790 m	Embarrado tendido alto	4,82	3.807,8
378 m	Tubo embarrado principal	107,33	40.570,74
1066 m	Tubo embarrado secundario	45,50	48.503
481.000 kg	Estructura metálica	1,73	832.130
16	Aislador soporte embarrado principal	1.000	16.000
12	Aislador soporte embarrado secundario	800	9.600
SUBTOTAL			2.594.622,42

Tabla 33: presupuesto aparamenta y materiales parque 400 KV

2.2 APARAMENTA Y MATERIALES DEL PARQUE DE 220 kV

Uds	Descripción	Precio Unitario (€)	Importe Total (€)
6	Interruptor trifásico	83.551,78	584.862,46
12	Seccionador trifásico de calle y salida de posición	62.246,29	746.955,48
4	Seccionador pantógrafo trifásico	65.000,00	260.000
12	Transformador de tensión	2.829,56	33.954,72
18	Transformador de intensidad	3.155,00	56.790
18	Autoválvula	2.500,00	45.000
411 m	Embarrado tendido alto	4,82	1.981,02
712 m	Tubo embarrado principal	45,50	32.396
823 m	Tubo embarrado secundario	21,14	17.398,22
179.700 kg	Estructura metálica	1,73	310.881
48	Aislador soporte embarrado principal	800	38.400
26	Aislador soporte embarrado secundario	600	15.600
SUBTOTAL			2.144.218,9

Tabla 34: presupuesto aparamenta y materiales parque 220 KV

2.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Uds	Descripción	Precio Unitario (€)	Importe Total (€)
6	Transformador de potencia monofásico	1.400.000	8.400.000

Tabla 35: presupuesto transformadores de potencia

2.4 PROTECCIONES, CONTROL Y COMUNICACIONES

El presupuesto final del sistema de protecciones, control y comunicaciones deberá incluir los siguientes conceptos:

Descripción	Importe Total (€)
Bastidores, cuadros y convertidores	450.000
Fibra óptica	30.000
Conmutación	100.000
Control digital y remotas	340.000
Protecciones	371.000
Servicios auxiliares, baterías y alumbrado	460.000
Red de tierras	69.000
Cables	60.000
SUBTOTAL	1.880.000

Tabla 36: presupuesto de protecciones, control y comunicaciones

3. CONSTRUCCIÓN

3.1 OBRA CIVIL

Descripción	Importe Total (€)
Movimiento de tierras	150.000
Obra civil de parques	1.400.000
Edificio de control	130.000
Casetas de relés (6 Uds)	215.000
Caseta Centro de Transformación (2 Uds)	45.000
Caseta residuos	20.000
SUBTOTAL	1.960.000

Tabla 37: presupuesto obra civil

3.2 MONTAJE ELECTROMECAÁNICO

Tasado en 1.200.000 €.

3.3 SERVICIOS DIVERSOS

Descripción	Importe Total (€)
Supervisión e inspección	100.000
Pruebas y puesta en servicio	50.000
Adecuación medioambiental	100.000
Almacenamiento y transporte	60.000
SUBTOTAL	310.000

Tabla 38: presupuesto servicios diversos



4. SEGURIDAD Y SALUD LABORAL

Tasado en 44.900 €.

5. PRESUPUESTO TOTAL

Concepto	Coste (€)
Ingeniería	560.000
Materiales	15.018.842,32
Construcción	3.470.000
Seguridad y Salud Laboral	44.900
TOTAL	19.093.742,32

Tabla 39: presupuesto total

El presupuesto general asciende a una cantidad de DIECINUEVE MILLONES NOVENTA Y TRES MIL SETECIENTOS CUARENTA Y DOS EUROS CON TREINTA Y DOS CÉNTIMOS DE EURO.

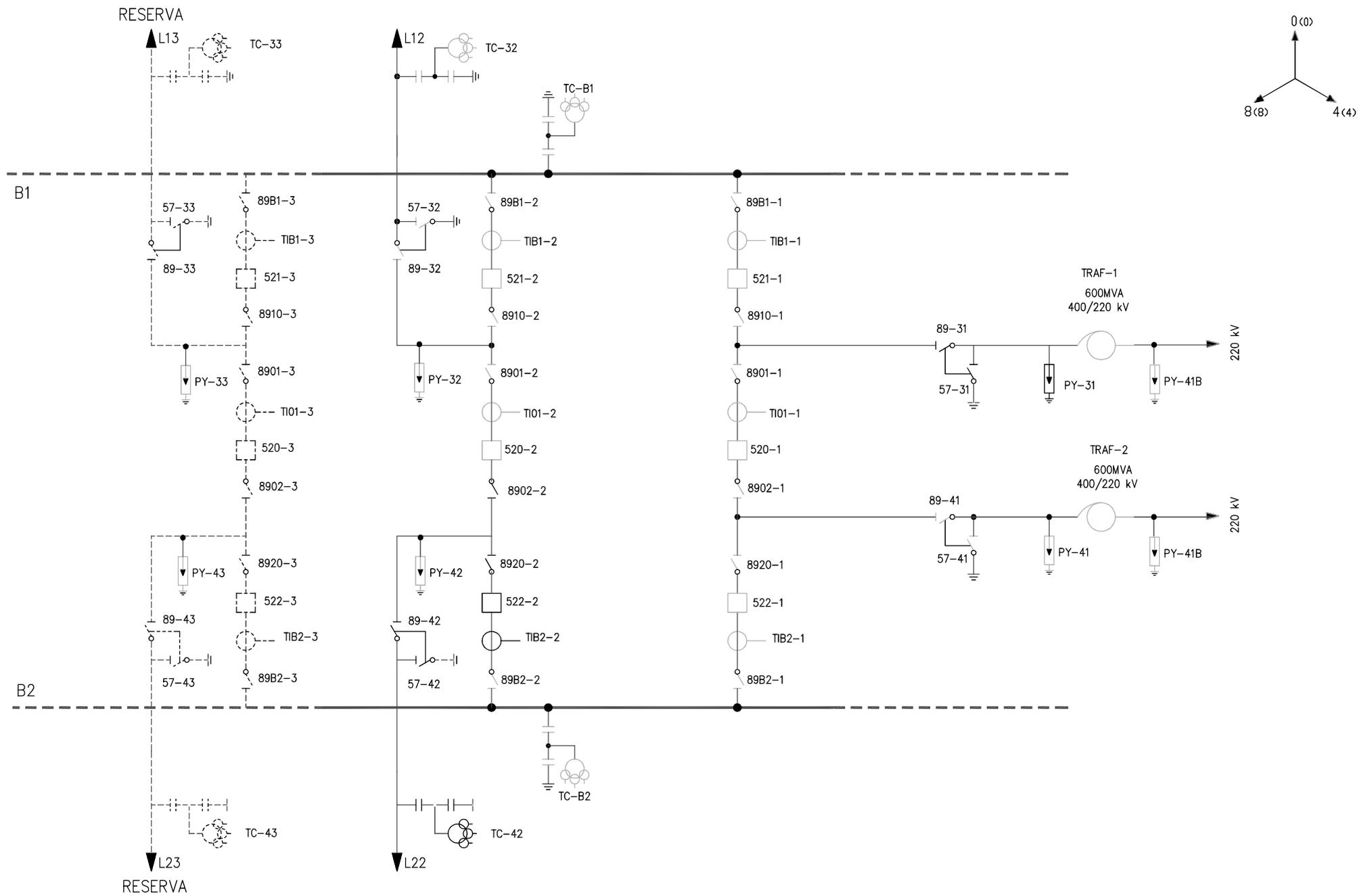


DOCUMENTO 5: PLANOS

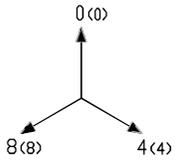
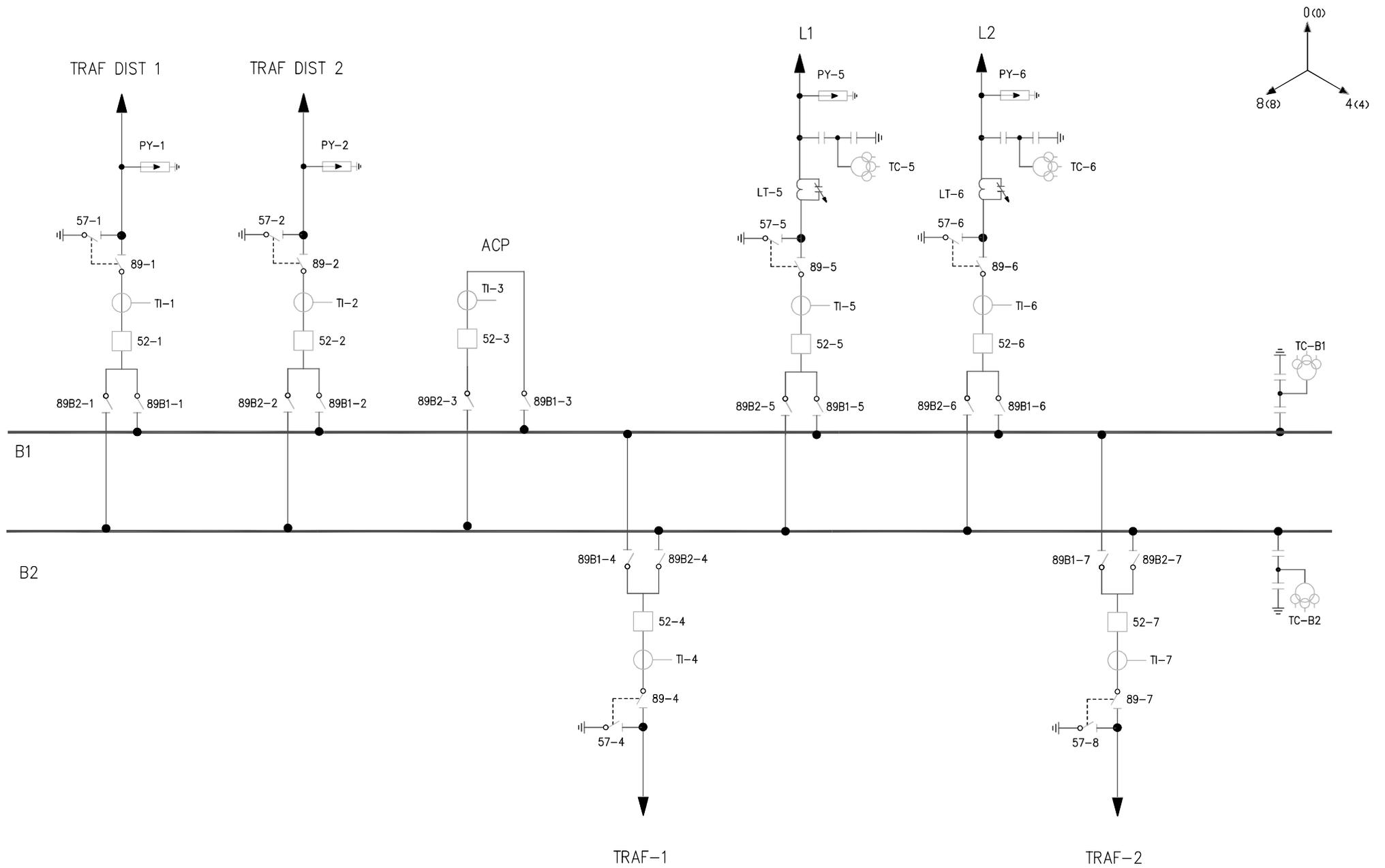
LISTA DE PLANOS

PLANO	TÍTULO	ESCALA	Nº DE PLANO
1	Esquema unifilar simplificado 400 kV	S/E	UNIF400
2	Esquema unifilar simplificado 220 kV	S/E	UNIF220
3	Planta general subestación	1:500	PGSUB
4	Planta general parque 400 kV	1:800	PG400
5	Planta general parque 220 kV	1:800	PG220
6	Secciones generales 400 kV	1:500	SG400
7	Secciones generales 220 kV	1:500	SG220
8	Red general de tierras	1:800	RT

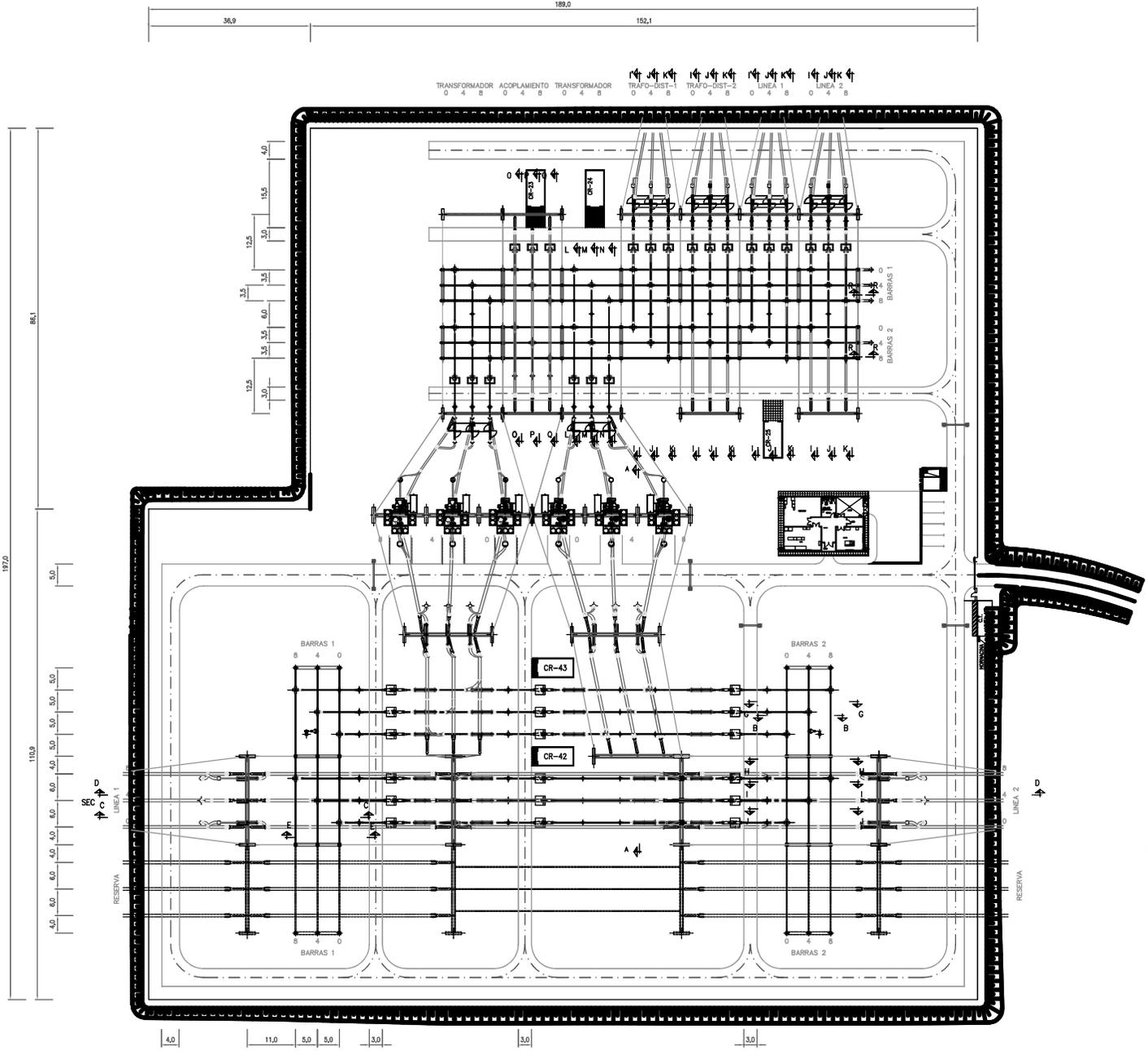
Tabla 40: índice de planos



											FECHA	NOMBRE	INSTALACION	UC3M		
											05-2014	D.M.A.	SUBESTACION ELÉCTRICA 400/220 KV			
											05-2014	D.M.A.				
											05-2014	D.M.A.		TITULO	FORMATO:	DIN A3
0	MAYO - 2014	D.M.A.	PRIMERA EDICIÓN								06-2014	V.J.H.J.	ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARQUE 400 KV	Nº	UNIF400	0
REV.	FECHA	COMPROB.	MODIFICACION	APROBADO	REV.	FECHA	COMPROB.	MODIFICACION	APROBADO	ESCALA	S/E	HOJA		1	SIGUE	-

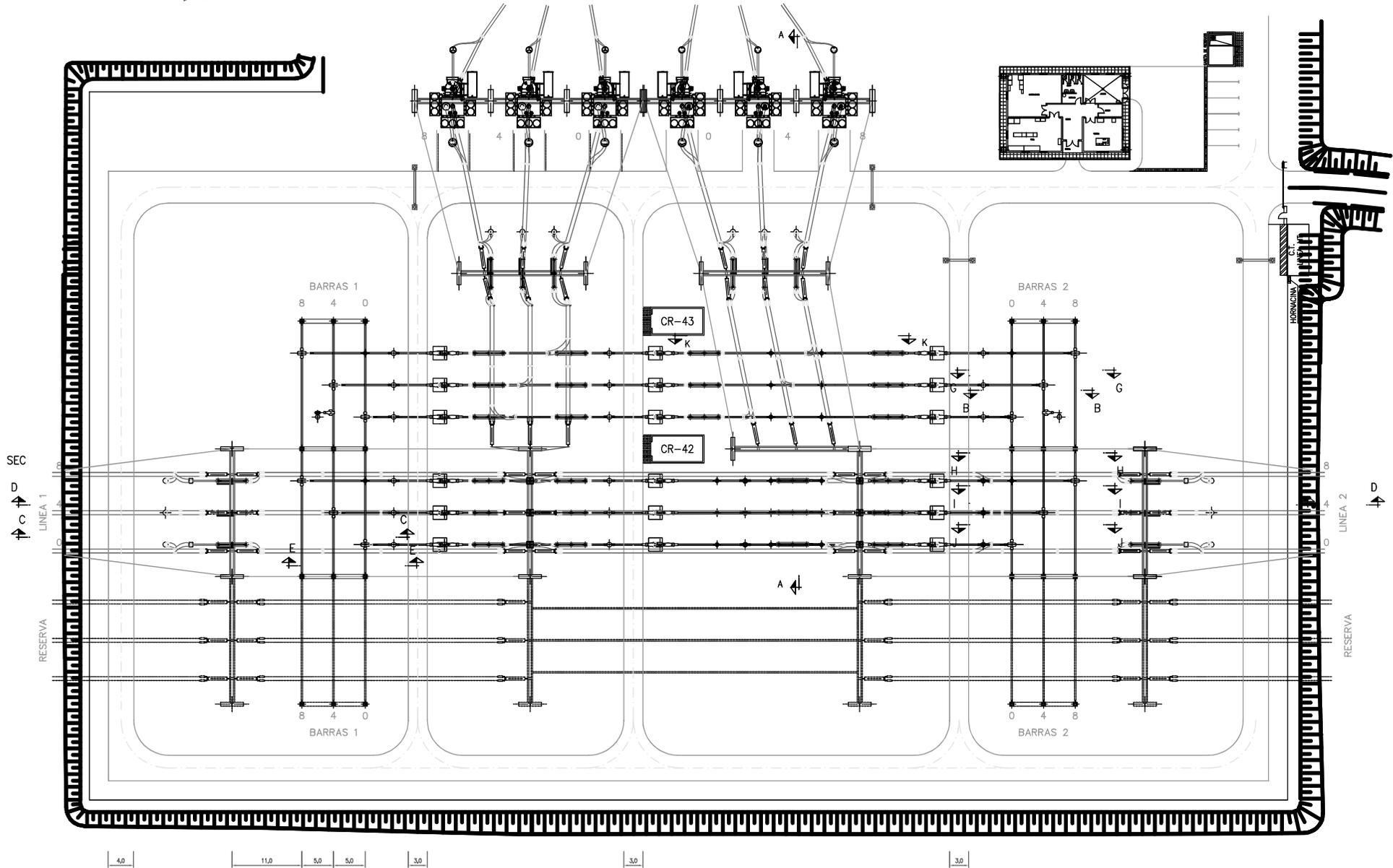


											FECHA	NOMBRE	INSTALACION SUBESTACION ELÉCTRICA 400/220 KV	UC3M						
											PROYECTADO	05-2014					D.M.A.			
											DIBUJADO	05-2014					D.M.A.			
											COMPROBADO	05-2014	D.M.A.	TITULO ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARQUE 220 KV	FORMATO: DIN A3					
0	MAYO - 2014	D.M.A.	PRIMERA EDICIÓN								APROBADO	06-2014	V.J.H.J.		N°	UNIF220	0			
REV.	FECHA	COMPROB.	MODIFICACION	APROBADO POR R.E.E.	REV.	FECHA	COMPROB.	MODIFICACION	APROBADO POR R.E.E.	ESCALA	ESCALA									
													HOJA	1	SIGUE	-				



NOTAS:
1.- DIMENSIONES EN METROS.

INSTALACION				SUBESTACION ELECTRICA 400/230 KV		UC3M		
PROYECTADO	05-2014	D.M.A.	TITULO				FORMATO:	DIN A3
DESEÑADO	05-2014	D.M.A.	PLANTA GENERAL SUBESTACION				ESCALA:	1:500
COMPROBADO	05-2014	D.M.A.					Nº	PGSUB
APROBADO	08-2014	Y.A.H.A.					HOJA	1 SIGUE -



PLANOS DE REFERENCIA:

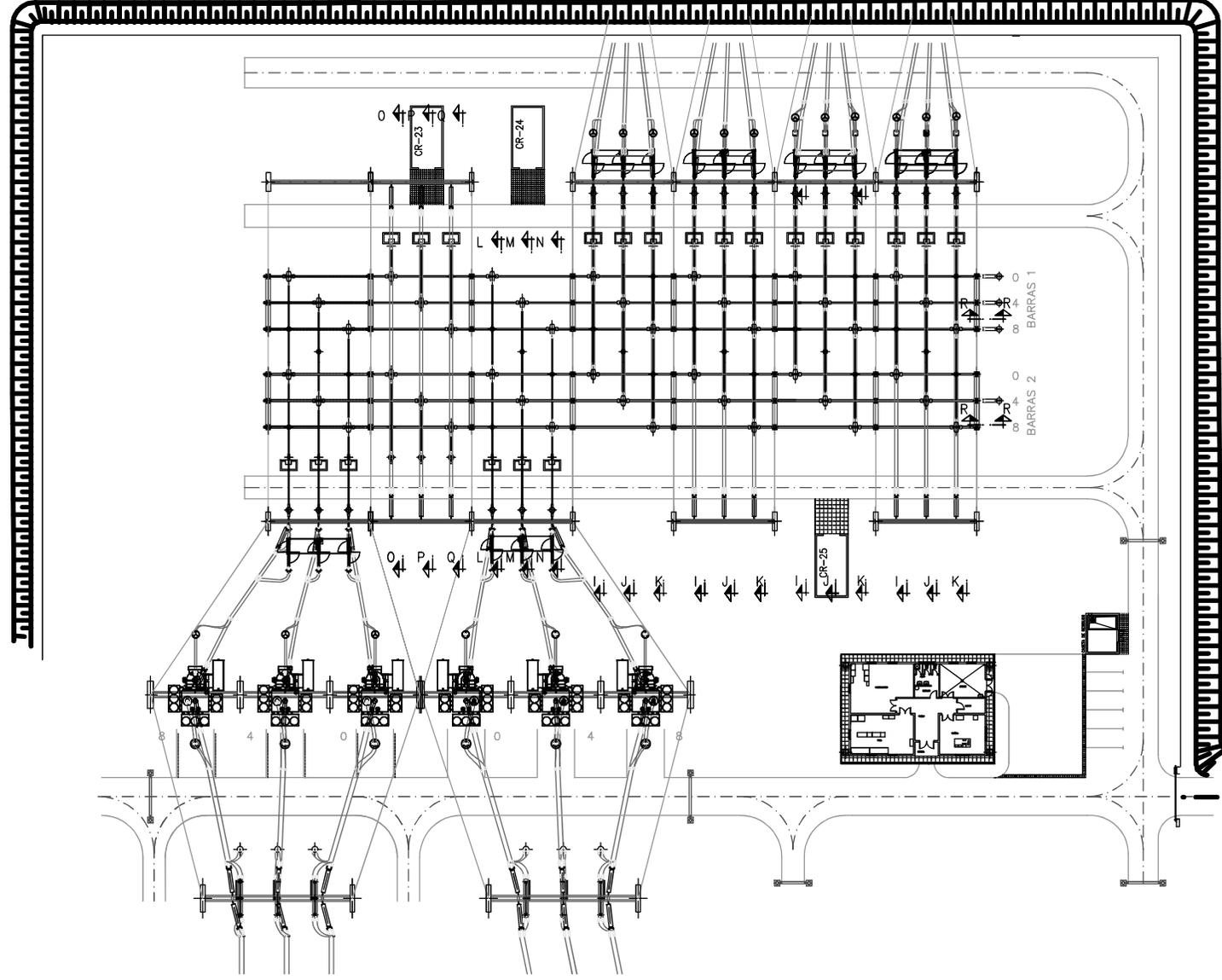
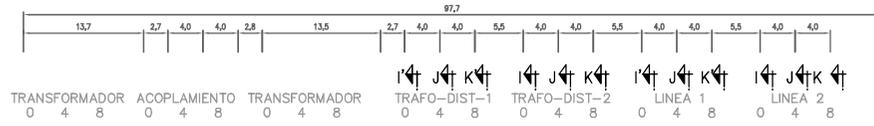
PGSUB - PLANTA GENERAL SUBSTACION

NOTAS:

1.- DIMENSIONES EN METROS

INSTALACION				SUBSTACION ELECTRICA 400/220 KV		UC3M	
PROYECTADO	FECHA	NOMBRE	TITULO	FORMATO: DIN A3			
05-2014	05-2014	D.M.A.		ESCALA: 1:800			
DEBANDO	05-2014	D.M.A.		Nº PG400			
COMPROBADO	05-2014	D.M.A.		HOJA 1			
APROBADO	06-2014	V.A.R.A.		SINDE -			

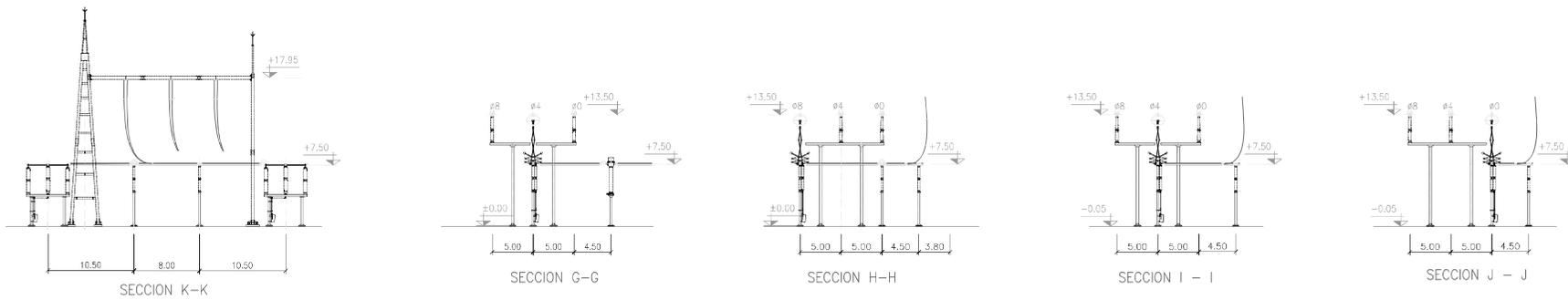
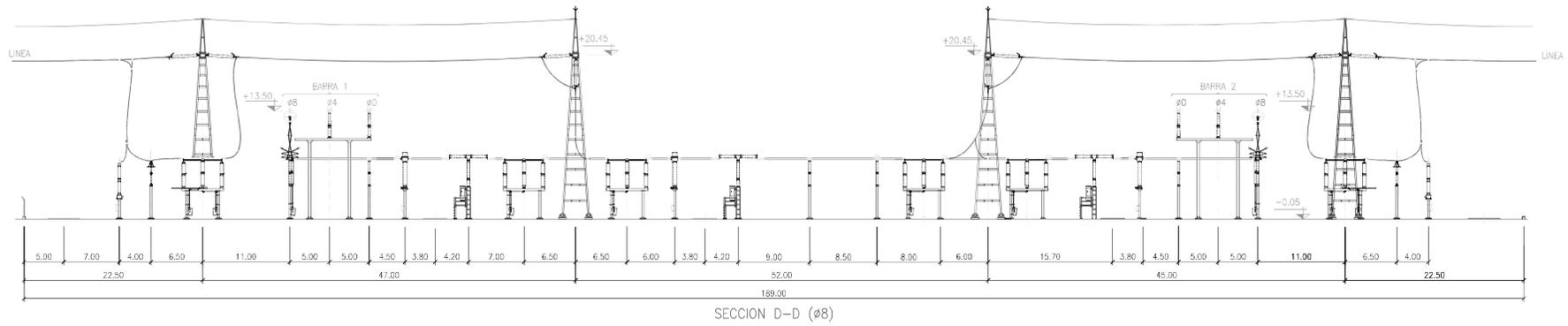
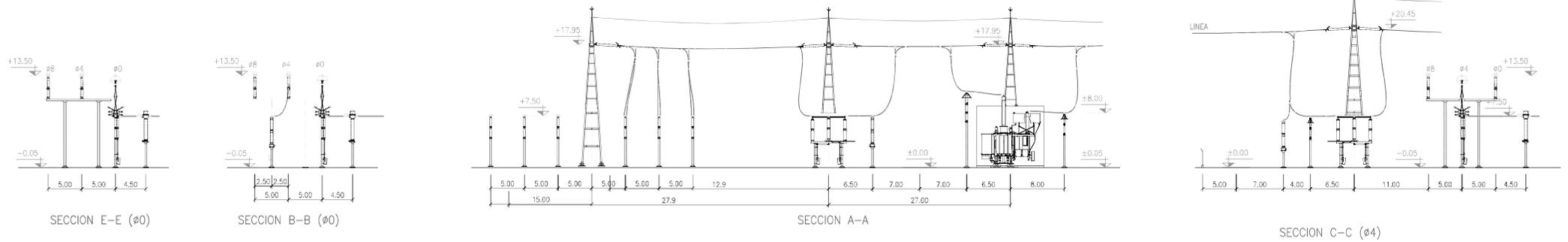
PLANTA GENERAL PARQUE 400 KV



PLANOS DE REFERENCIA:
 POSUB - PLANTA GENERAL SUBSTACION

NOTAS:
 1.- DIMENSIONES EN METROS

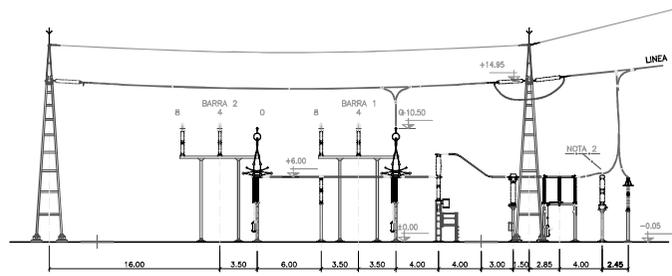
INSTALACION				SUBSTACION ELECTRICA 400/220 RV		UC3M	
PROYECTADO	FECHA	NOMBRE	TITULO	FORMATO	DIN A3		
05-2014	05-2014	D.M.A.	PLANTA GENERAL PARQUE 220 KV	ESCALA:	1:800		
DEBUNDO	05-2014	D.M.A.		Nº	PG220		
COMPROBADO	05-2014	D.M.A.		HOJA	1		
APROBADO	08-2014	V.L.A.N.A.		SEÑAL	-		



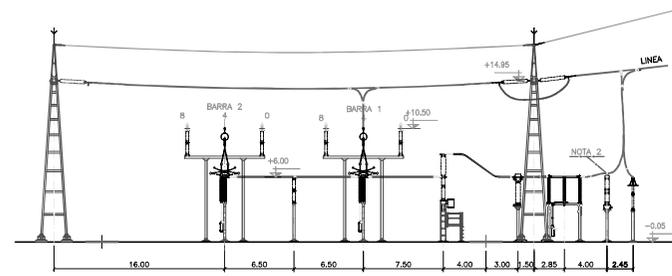
NOTAS:
1. DIMENSIONES EN METROS

PLANOS DE REFERENCIA:
PC400 - PLANTA GENERAL PARQUE 400KV

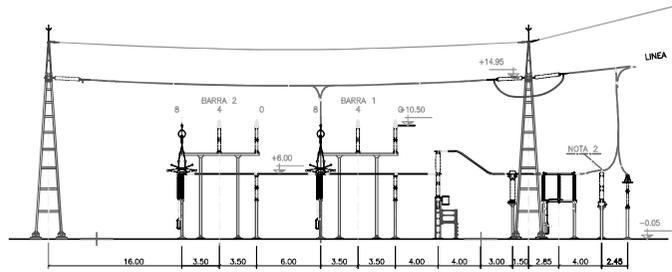
INSTALACION				UCM	
SUBESTACION ELECTRICA 400/220 KV					
FECHA	NOMBRE	TITULO		FORMATO:	DIN A3
PROYECTADO 05-2014	D.M.A.	SECCIONES GENERALES PARQUE 400 KV		ESCALA:	1:500
DESIGNADO 05-2014	D.M.A.			N°	SG400
COMPROBADO 05-2014	D.M.A.			HOLA	1
APROBADO 06-2014	V.H.H.			SEÑAL	-



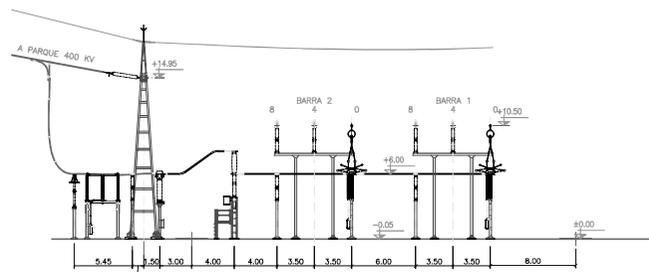
SECCION I-I
FASE 0



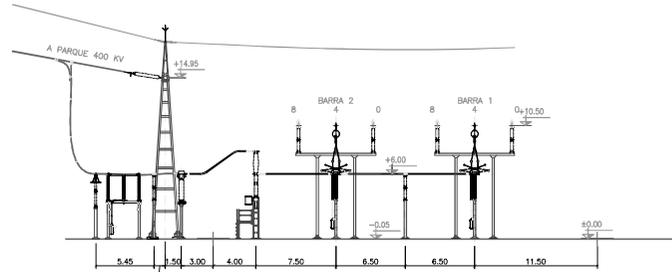
SECCION J-J
FASE 4



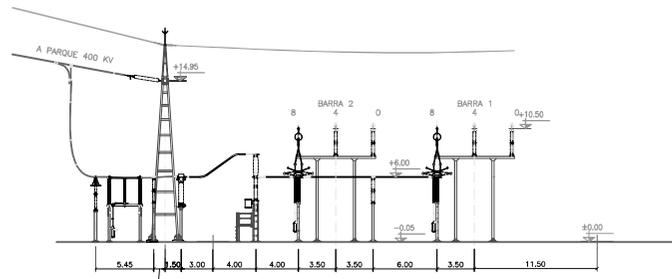
SECCION K-K
FASE 8



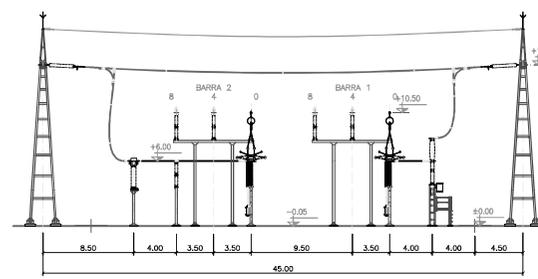
SECCION L-L
FASE 0



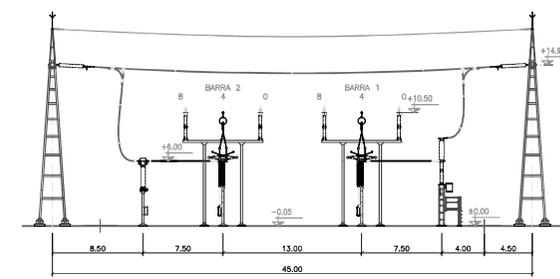
SECCION M-M
FASE 4



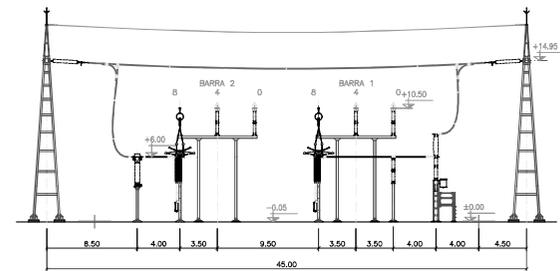
SECCION N-N
FASE 8



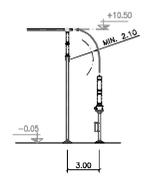
SECCION O-O
FASE 0



SECCION P-P
FASE 4



SECCION Q-Q
FASE 8



SECCION R-R
(Ø4 EN BARRAS)

- NOTAS:
1. DIMENSIONES EN METROS
 2. EN LAS CALLES 4 Y 5 NO HABRÁ TRANSFORMADORES CAPACITIVOS

PLANOS DE REFERENCIA:
PG220 - PLANTA GENERAL PARQUE 220 KV

INSTALACION				UC3M
SUBESTACION ELECTRICA 400/220 KV				
FECHA	HOMBRE	TITULO		
PROYECTADO	05-2014	D.M.A.	FORMATO:	DIN A3
DISEÑADO	05-2014	D.M.A.	ESCALA:	1:500
COMPROBADO	05-2014	D.M.A.	Nº	SG220 0
APROBADO	05-2014	V.A.H.A.	HOJA	1 SIGUE -

CONCLUSIONES Y FUTURAS MODIFICACIONES

Gracias a la realización de este proyecto, he sido consciente de la dificultad que entraña la realización de un estudio a fondo del sistema eléctrico español, y más concretamente, del comportamiento y funcionamiento de una subestación.

Actualmente, todo el mercado eléctrico está legislado por diferentes normativas y leyes que hacen que haya que ser muy riguroso a la hora de elegir cada uno de los elementos que atañen a una subestación: elección de embarrados, de los distintos transformadores, de interruptores, de aisladores, de pararrayos...

Aunque una de las cosas más complicadas ha sido la de intentar definir con exactitud el alcance de dicho proyecto, ya que en cada uno de los apartados de este proyecto se podría ahondar mucho más en el tema debido a la complejidad de cada uno de ellos. Por lo tanto, se ha intentado dar una visión global de cada uno de los elementos presentes, justificar su elección y describir sus características más representativas.

En la distribución y transporte de energía eléctrica siempre se buscará un equilibrio entre: seguridad y continuidad en el servicio, desembolso económico y minimización de pérdidas...

Para la correcta justificación del diseño de la subestación ha sido necesario realizar una serie de cálculos tanto mecánicos como eléctricos, que también nos ayudarán a la elección correcta de la aparamenta. También se ha requerido el cálculo de una correcta puesta a tierra y las posibles faltas que podrían dañar los elementos de la subestación. A estos cálculos habrá que prestar mayor atención ya que son los encargados de la seguridad de la subestación. A tal fin, se ha provisto esta de los sistemas de protección necesarios para proteger tanto la integridad física de los operarios como a su vez minimizar los posibles daños en la aparamenta instalada.

Como posibles futuras modificaciones, en el parque de 400 kV se ha dejado una línea de reserva, lo cual permite la construcción de una calle más en dicho parque si llegado el momento fuese necesaria o porque el operador del sistema eléctrico español así lo exigiera o por un posible aumento de demanda en la zona.

REFERENCIAS

Además de la pertinente consulta de todas las normativas, decretos y reglamentos descritos en los apartados anteriores, también cabe destacar el resto del material utilizado para la realización del presente Proyecto:

- [1] “Instrucciones técnicas complementarias”. OM de 18 de octubre de 1984, y modificaciones posteriores.
- [2] Procedimiento de Operación 13.3: “Criterios de Desarrollo de la Red de Transporte», de carácter técnico e instrumental necesario para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico
- [3] ABB, www.abb.es
- [4] Catálogo ABB: “Buyers guide outdoor instrument transformers”
- [5] Catálogo MESA: “Seccionador pantógrafos”
- [6] Catálogo IUSA: “Línea de equipos de protección y desconexión para alta y media tensión”
- [7] Catálogo ABB: “Transformer bushings, type GOE and GOE (2). Technical guide”
- [8] Catálogo ABB: “Descargadores de sobretensiones de alto voltaje. Guía para el comprador”
- [9] Catálogo Advantronic: “Manual de instalación, configuración, uso y mantenimiento de las centrales convencionales”
- [10] IEC-60865: "The mechanical effects of short circuit currents in open air substations"
- [11] Especificaciones técnicas exigidas por R.E.E para pararrayos de alta tensión
- [12] Guía para el comprador de ABB “Descargadores de sobretensiones de alto voltaje”
- [13] IEE-80-2000: “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding”
- [14] Norma UNE 21186: “Protección de estructuras, edificaciones y zonas abiertas mediante pararrayos con dispositivo de cebado”
- [15] Manual de Métodos de Construcción Obra Civil de Subestaciones
- [16] Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción



- [17] Jesús Fraile Mora, *Máquinas eléctricas*, Ed. McGraw Hill, 2003
- [18] PFC Uc3m, Sergio García Pérez – Criterios generales de protección y control en el diseño y adaptación de instalaciones de la red de transporte y distribución
- [19] Proyecto de ejecución de REE – Nueva subestación de transporte de Manzanares 400/220 kV
- [20] Curso Especialista en Proyecto y Construcción de Infraestructuras eléctricas de Alta Tensión
- [21] Design Guide for Rural Substations
- [22] Noticias jurídicas, www.noticiasjuridicas.com
- [23] REE y ENDESA: “Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”
- [24] PFC Universidad Rovira y Virgili – Diseño de Subestación Transformadora
- [25] www.alldatasheet.es