

MÁSTER UNIVERSITARIO EN

INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA

132/30 KV

Estudiante *Reche, Urrutia, Jon Ander*

Director/Directora *Eguia, Lopez, Pablo*

Departamento *Ingeniería Eléctrica*

Curso académico *2019/2020*

Bilbao, 16, septiembre, 2020

RESUMEN

El presente proyecto consta del diseño de una subestación transformadora de 132/30 kV teniendo en cuenta principalmente las características eléctricas de la misma. Se trata de una subestación diseñada para aplicaciones de distribución que se desarrollará de acuerdo al reglamento estipulado para este tipo de instalaciones en España.

La subestación cuenta con dos líneas de entrada de 132 kV y ocho líneas de salida de 30 kV, seleccionando para ello la configuración más apropiada para garantizar unas condiciones de seguridad y fiabilidad adecuadas. Además, se seleccionan los equipos principales que forman parte de ella, explicando su forma de funcionar y las características del modelo concreto. Eso sí, además de los equipos principales también se tienen en cuenta todos los equipos o sistemas necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación.

El tema de la seguridad no se descuida, realizando para asegurarla distintos cálculos sobre los que se fundamenta el diseño de la red de tierras y el dimensionamiento de los equipos. Además, se seleccionan las funciones de protección adecuadas para proteger tanto la subestación como las líneas de la red de distribución a las que se conecta la subestación.

Finalmente, como todo proyecto, tiene consideraciones de planificación, económicas y legales que, aunque no muy a fondo, se abordaran.

Palabras clave: Subestación, red de distribución, 132/30 kV, barra simple partida

ABSTRACT

This project consists of the design of a 132/30 kV transformer substation, mainly considering its electrical characteristics. The substation is designed for distribution applications and will be developed in accordance with the regulations stipulated for this type of facility in Spain.

The substation has two input power lines of 132 kV and eight output power lines of 30 kV, and the type of configuration is selected to ensure conditions of adequate safety and reliability. In addition, the main necessary equipment is selected, and its way of working and the characteristics of the specific model are explained. Beyond the main equipment, all the other equipment or systems that are necessary to provide proper performance for the substation are taken into account.

The issue of safety is not neglected, making different calculations to provide a suitable base for the design of the substation grounding and for the sizing of the equipment. Additionally, protection functions are selected in order to protect both the substation and the distribution network.

Finally, like any project, it has planning, economical and legal considerations that, although not very deeply, will be studied.

Key words: Substation, Distribution network, 132/30 kV, Split single bar.

LABURPENA

Proiektu hau 132/30 kV transformazio azpiestazio baten diseinuan datza, bere ezaugarri elektrikoak kontuan hartuta. Banaketa-aplikazioetarako diseinatutako azpiestazio bat da, Espainian mota horretako instalazioetarako ezarritako araudiaren arabera garatuko dena.

Azpiestazioak 132 kV-ko bi sarrera-lerroak eta 30 kV-ko zortzi irteera-lerroak izan behar ditu, konfigurazio egokiena hautatuz segurtasun eta fidagarritasun baldintza egokiak bermatzeko. Gainera, parte hartzen duen ekipo nagusia hautatzen da, bere funtzionamendua eta eredu zehatzaren ezaugarriak azalduz. Jakina, ekipamendu nagusiaz gain, azpiestazioaren funtzionamendu egokia lortzeko beharrezkoak diren ekipo edo sistema guztiak ere kontuan hartzen dira.

Segurtasuna kontuan hartu da, lurraren sarearen diseinua eta ekipoen dimentsionamendua oinarritzat hartzen diren kalkuluak egiteko. Gainera, babes-funtzio egokiak hautatzen dira, azpiestazioa eta honekin lotzen diren banaketa-sarearen lerroak babesteko.

Azkenean, edozein proiektu bezala, plangintza, ekonomia eta legezko gogoetak ditu, oso sakonak ez diren arren.

Gako-hitzak: Azpiestazioa, banaketa-sarea, 132/30 kV, barra bakarra zatituta

ÍNDICE

I. MEMORIA.....	11
1. INTRODUCCIÓN	12
2. CONTEXTO	13
3. OBJETIVOS Y ALCANCE.....	14
4. BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO	16
<i>SISTEMA ELÉCTRICO Y SUS CONSUMIDORES.....</i>	<i>17</i>
<i>MEDIO AMBIENTE.....</i>	<i>18</i>
<i>EMPLEO</i>	<i>20</i>
5. DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS	21
6. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE	23
7. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	26
<i>NÚMERO DE TRANSFORMADORES EMPLEADOS.....</i>	<i>27</i>
<i>CONFIGURACIÓN DE BARRAS EMPLEADA EN 132 KV.....</i>	<i>29</i>
<i>CONFIGURACIÓN DE BARRAS EMPLEADA EN 30 KV.....</i>	<i>35</i>
<i>ELECCIÓN DE ALTERNATIVAS.....</i>	<i>37</i>
8. SELECCIÓN/DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA. DISEÑO.....	39
<i>DESCRIPCIÓN EQUIPOS.....</i>	<i>40</i>
DIAGRAMA UNI FILAR.....	41
EQUIPOS PRIMARIOS 132 KV	44
EQUIPOS PRIMARIOS 30 KV	69
SISTEMAS AUXILIARES	79
<i>CÁLCULOS</i>	<i>88</i>
INTENSIDAD NOMINAL.....	89
CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS	90
<i>RED DE TIERRAS</i>	<i>104</i>
EQUIPOS PUESTOS A TIERRA	105
DATOS DE PARTIDA	106
CÁLCULOS.....	115
LÍMITES.....	117
REPLANTEO.....	120
DISEÑO DEFINITIVO.....	122
<i>PROTECCIONES</i>	<i>124</i>
FUNCIONES DE PROTECCIÓN.....	126
PROTECCIONES EMPLEADAS POR TRAMO	136
RELÉS EMPLEADOS	141
<i>CONTROL Y COMUNICACIONES</i>	<i>146</i>
INTRODUCCIÓN	146
CONTROL.....	147
COMUNICACIONES	154
SIPCO SUBESTACIÓN.....	161
<i>DISPOSICIÓN</i>	<i>163</i>
INTRODUCCIÓN	163
MEDIDAS NORMATIVAS	164
DISPOSICIÓN SUBESTACIÓN	166
<i>OBRA CIVIL</i>	<i>170</i>

INTRODUCCIÓN	170
TERRENO.....	171
ACCESOS.....	172
CIMENTACIONES.....	173
9. ANÁLISIS DE RIESGOS.....	176
II. METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO	180
1. INTRODUCCIÓN	181
2. METODOLOGÍA SEGUIDA. DISTINTAS FASES	182
1. <i>NECESIDAD DE LA SUBESTACIÓN</i>	182
2. <i>REVISIÓN DOCUMENTACIÓN</i>	183
3. <i>DIAGRAMA UNIFILAR PRELIMINAR</i>	184
4. <i>CÁLCULOS PRELIMINARES</i>	185
5. <i>SELECCIÓN DE EQUIPOS PRELIMINAR</i>	185
6. <i>DISPOSICIÓN PRELIMINAR</i>	186
7. <i>DIAGRAMA UNIFILAR, CÁLCULOS, EQUIPOS Y DISPOSICIÓN DEFINITIVAS</i>	186
8. <i>ELEMENTOS AUXILIARES</i>	187
9. <i>RED DE TIERRAS</i>	187
10. <i>PROTECCIONES</i>	188
11. <i>CONTROL Y COMUNICACIONES</i>	189
12. <i>OBRA CIVIL</i>	189
13. <i>ANÁLISIS DE RIESGOS – PLIEGO DE CONDICIONES</i>	190
14. <i>DOCUMENTO</i>	190
3. METODOLOGÍA SEGUIDA. RESUMEN DE LAS FASES	191
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.....	193
1. PRESUPUESTO	194
IV. CONCLUSIONES	196
1. CONCLUSIONES	197
2. LÍNEAS FUTURAS.....	199
V. BIBLIOGRAFÍA.....	200
VI. ANEXO I: PLIEGO DE CONDICIONES	205
1. OBJETIVO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN.....	206
2. REFERENCIAS	207
3. CONDICIONES GENERALES	208
<i>ELEMENTOS PREFABRICADOS DE HORMIGÓN</i>	208
<i>ESTRUCTURAS METÁLICAS</i>	208
<i>CONEXIONES</i>	208
<i>APARAMENTA</i>	208
<i>TRANSFORMADORES DE POTENCIA</i>	209
<i>CELDAS DISTRIBUCIÓN 30/36 KV</i>	210
<i>CABLES DE POTENCIA</i>	210
<i>PUESTA A TIERRA</i>	210
<i>ELEMENTOS OBRA CIVIL</i>	210

VII.	ANEXO II: PLANOS	212
1.	LISTA DE PLANOS	213
	<i>DIAGRAMA UNIFILAR. PARQUE 132 KV + TRANSFORMADORES</i>	<i>214</i>
	<i>DIAGRAMA UNIFILAR. CONFIGURACIÓN CELDAS 30 KV.....</i>	<i>215</i>
	<i>PLANO EN PLANTA.....</i>	<i>216</i>
	<i>PLANO EN ALZADO. LÍNEAS 132 KV ENTRADA SUBESTACIÓN</i>	<i>217</i>
	<i>PLANO EN ALZADO. LÍNEAS TRANSFORMADORES</i>	<i>218</i>
	<i>CONFIGURACIÓN DE LA RED DE TIERRAS</i>	<i>219</i>
	<i>UNIÓN RED DE TIERRAS-EQUIPOS SUBESTACIÓN.....</i>	<i>220</i>
	<i>FUNCIONES DE PROTECCIÓN LÍNEAS 132 KV.....</i>	<i>221</i>
	<i>FUNCIONES DE PROTECCIÓN TRANSFORMADOR.....</i>	<i>222</i>
	<i>FUNCIONES DE PROTECCIÓN LÍNEAS 30 KV.....</i>	<i>223</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: LOGO I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES	13
FIGURA 2: INFLUENCIA RELATIVA DE CADA SECTOR EN LOS GASES DE EFECTO INVERNADERO [1]	18
FIGURA 3: SUBESTACIÓN GIS 110 kV ABB EN IRLANDA [6].....	24
FIGURA 4: SUBESTACIÓN HIS ABB [7]	25
FIGURA 5: CONFIGURACIÓN EMBARRADO: BARRA SIMPLE.....	30
FIGURA 6: CONFIGURACIÓN EMBARRADO: BARRA SIMPLE PARTIDA	31
FIGURA 7: CONFIGURACIÓN EMBARRADO: BARRA SIMPLE CON BARRA DE TRANSFERENCIA.....	32
FIGURA 8: CONFIGURACIÓN EMBARRADO: BARRA DOBLE CON SIMPLE INTERRUPTOR	33
FIGURA 9: CONFIGURACIÓN EMBARRADO: ANILLO.....	34
FIGURA 10: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO 132 kV	42
FIGURA 11: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO 30 kV	43
FIGURA 12: DIAGRAMA TRANSFORMADOR DE TENSIÓN CAPACITIVO [10].....	47
FIGURA 13: ERROR MODULO-FASE, EN FUNCIÓN DE LA FRECUENCIA Y FACTOR DE POTENCIA	50
FIGURA 14: APARIENCIA TRANSFORMADOR DE TENSIÓN DDB-145 [12]	52
FIGURA 15: TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 2 SECUNDARIOS [11]	53
FIGURA 16: RELACIÓN TENSIÓN EXCITACIÓN (VE) - INTENSIDAD EXCITACIÓN (Ie) [10]	54
FIGURA 17: APARIENCIA TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD [13].....	56
FIGURA 18: APARIENCIA BOBINA DE BLOQUEO ARTECHE [14].....	58
FIGURA 19: SECCIONADOR HORIZONTAL GW56 ABB [15]	59
FIGURA 20: COMPARACIÓN RIGIDEZ DIELECTRICA DE DISTINTOS MEDIOS DESIONIZANTES	61
FIGURA 21: APARIENCIA INTERRUPTOR LTB 145D1 AIRPLUS [16]	62
FIGURA 22: COMPARACIÓN GWP EMPLEO INTERRUPTOR SF ₆ O AIRPLUS	62
FIGURA 23: APARIENCIA DESCARGADOR PEXLIM R ABB EMPLEADO [17].....	68
FIGURA 24: REPRESENTACIÓN TIPO CELDAS ORMAZABAL [19]	73
FIGURA 25: COTAS TIPO CELDAS ORMAZABAL [19].....	75
FIGURA 26: FOCO PHILIPS EMPLEADO [20]	80
FIGURA 27: PUNTA CAPTADORA MÚLTIPLE INGESCO [22]	82
FIGURA 28: ESTRUCTURA SOPORTE EMBARRADO 132 kV	83
FIGURA 29: BÁCULO BÁSICO IMEDEXSA [23]	84
FIGURA 30: FUSTE PARARRAYOS IMEDEXSA [24].....	85
FIGURA 31: AUTOVÁLVULA + AISLADOR TRANSICIÓN AERO-SUBTERRÁNEA.....	86
FIGURA 32: PERFIL METÁLICO EN U	87
FIGURA 33: FLECHA MÁXIMA EMBARRADO 132 kV [25]	88
FIGURA 34: ESQUEMA SIMPLIFICADO SUBESTACIÓN	94
FIGURA 35: RED DE SECUENCIA DIRECTA	95
FIGURA 36: RED DE SECUENCIA INVERSA	96
FIGURA 37: RED DE SECUENCIA HOMOPOLAR	98
FIGURA 38: CASO FALTA TRIFÁSICA [27].....	99
FIGURA 39: CASO FALTA MONOFÁSICA [27].....	99
FIGURA 40: REDES DE SECUENCIA REDUCIDAS 132 kV.....	100
FIGURA 41: RED DE SECUENCIA MONOFÁSICO 132 kV	101
FIGURA 42: REDES DE SECUENCIA REDUCIDAS 30 kV.....	102
FIGURA 43: RED DE SECUENCIA MONOFÁSICA 30 kV.....	103

FIGURA 44: FALTA DENTRO DE LA SUBESTACIÓN CON NEUTRO PUESTO A TIERRA [30]	110
FIGURA 45: FALTA DENTRO DE LA SUBESTACIÓN CON NEUTRO NO PUESTO A TIERRA [30]	110
FIGURA 46: FALTA DENTRO DE LA SUBESTACIÓN CON NEUTRO PUESTO A TIERRA JUNTO CON MÁS PUNTOS DE LA RED [30].	110
FIGURA 47: REPRESENTACIÓN CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO A TRAVÉS DEL TIEMPO [29]	112
FIGURA 48: DURACIÓN DE LA FALTA-TENSIÓN ADMISIBLE [4].....	118
FIGURA 49: DURACIÓN DE LA FALTA-TENSIÓN ADMISIBLE. VALORES [4].....	119
FIGURA 50: REPRESENTACIÓN RED DE TIERRA	123
FIGURA 51: CURVAS CARACTERÍSTICAS SOBRE INTENSIDAD PARA RELÉS INVERSOS Y MUY INVERSOS [34]	127
FIGURA 52: REPRESENTACIÓN DEL DIAGRAMA CARACTERÍSTICO DE PROTECCIÓN DIRECCIONAL [35]	128
FIGURA 53: DIAGRAMA CARACTERÍSTICO PROTECCIÓN DIRECCIONAL POLARIZADO EN CUADRATURA CON ÁNGULO CARACTERÍSTICO 30º.....	129
FIGURA 54: ZONAS DE PROTECCIÓN EN FUNCIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA FALTA [36]	130
FIGURA 55: CURVA CARACTERÍSTICA MHO TIPO CON 3 ZONAS [36]	131
FIGURA 56: CURVA CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL TIPO [36]	131
FIGURA 57: PRINCIPIO DE OPERACIÓN PROTECCIÓN DIFERENCIAL [37].....	132
FIGURA 58: CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN TÍPICA [37].....	133
FIGURA 59: CURVA CARACTERÍSTICA PROTECCIÓN DIFERENCIAL. I_D - $I_{FRENADO}$ [37].....	134
FIGURA 60: CARCASA RELÉ 8ZLV ZIV [39]	141
FIGURA 61: FUNCIONES DE PROTECCIÓN DISPONIBLES RELÉ 8ZLV ZIV [39].....	142
FIGURA 62: CARCASA RELÉ 8IDV ZIV [40]	143
FIGURA 63: FUNCIONES DE PROTECCIÓN RELÉ 8IDV ZIV [40]	144
FIGURA 64: TOPOLOGÍA SIMPLIFICADA DE LOS SISTEMAS DE CONTROL [41]	149
FIGURA 65: CONFIGURACIÓN ARQUITECTURA CENTRALIZADA BASADA EN HMI [41].....	150
FIGURA 66: CONFIGURACIÓN ARQUITECTURA CENTRALIZADA BASADA EN RTU [41]	151
FIGURA 67: CONFIGURACIÓN ARQUITECTURA DISTRIBUIDA [41]	152
FIGURA 68: MÉTODOS DE INTERCONEXIÓN [41]	152
FIGURA 69: MODELOS MATEMÁTICO COMUNICACIONES SHANON WEAVER [42]	155
FIGURA 70: MODELO DE 7 CAPAS ISO [43]	156
FIGURA 71: MODELO DE DATOS IEC 61850 [73]	158
FIGURA 72: PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES IEC 61850	159
FIGURA 73: NIVELES DE LA SUBESTACIÓN [45].....	161
FIGURA 74: PLANO EN PLANTA EDIFICIO CELDAS-PROTECCIÓN-CONTROL	169
FIGURA 75: APARIENCIA CIMENTACIÓN BÁCULOS [47]	174
FIGURA 76: CIMENTACIÓN TIPO EMPLEADA PARA LOS FUSTES DE LOS PARARRAYOS Y LUMINARIAS [48]	175

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: CONFIGURACIÓN EMBARRADO EMPLEADO.....	38
TABLA 2: CLASE DE PRECISIÓN. TRANSFORMADOR DE TENSIÓN DE MEDIDA	49
TABLA 3: CLASE DE PRECISIÓN. TRANSFORMADOR DE TENSIÓN DE PROTECCIÓN	50
TABLA 4: CLASE DE PRECISIÓN. TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD DE MEDIDA.....	55
TABLA 5: CLASE DE PRECISIÓN. TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD DE PROTECCIÓN	55
TABLA 6: VALORES IMPEDANCIAS DE SECUENCIA [26]	92
TABLA 7: VARIABLES SECUENCIA DIRECTA.....	94
TABLA 8: VARIABLES SECUENCIA INVERSA.....	96
TABLA 9: VARIABLES SECUENCIA HOMOPOLAR	97
TABLA 10: VALORES RELEVANTES CONFIGURACIÓN GEOMÉTRICA.....	107
TABLA 11: VALORES RELEVANTES TIPO DE TERRENO	109
TABLA 12: CONSTANTES COBRE RECOCIDO FLEXIBLE-1.....	113
TABLA 13: CONSTANTES COBRE RECOCIDO FLEXIBLE-2.....	113
TABLA 14: VALORES RELEVANTES INTENSIDADES	114
TABLA 15: PONDERACIÓN-PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	176
TABLA 16: PONDERACIÓN-IMPACTO DEL RIESGO	177
TABLA 17: PROBABILIDAD-IMPACTO	178
TABLA 18: PRESUPUESTO	194

I. MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

Este documento contiene el desarrollo de una subestación transformadora de distribución de 132 a 30 kV. En su primera parte, se presenta el contexto de la subestación, la ubicación y los aspectos que condicionan su estructura. Posteriormente, se exponen los objetivos a conseguir y se expone el alcance que tiene el presente proyecto, analizando que aspectos se desarrollarán y cuáles no. Después, se exponen los beneficios que aporta este trabajo, determinando que entes se ven beneficiados por este trabajo y cuál es su particular beneficio.

El siguiente apartado está relacionado la historia del arte de las subestaciones, donde se mostrará cuáles son las tendencias actuales y que rumbo es el que se está tomando en el sector. A continuación, se presenta un apartado directamente relacionado con la subestación diseñada y las posibilidades existentes. Mostrando en primer lugar varias alternativas que determinan el tipo de subestación que se diseñará, y en función de lo determinado aquí se realizará el diseño de la subestación detallando las partes que la componen y sus funciones. A continuación, se realiza el análisis de riesgos donde se evalúan todos los posibles riesgos a los que puede estar sometida la subestación.

A continuación, se planifican todas las tareas para construir la subestación, teniendo en cuenta todos los aspectos relevantes, exceptuando la adquisición del terreno y la puesta en marcha de la instalación.

En lo referente al aspecto económico, este proyecto cuenta con un presupuesto de todo el proyecto. Además, el presupuesto sirve de punto de partida para analizar algunos de los posibles riesgos que pueden llevar el proyecto al fracaso y que se deben evitar. Por último, se resumen los aspectos más relevantes del proyecto en el apartado conclusiones, con la intención de crear una visión global del mismo

2. CONTEXTO

El presente proyecto se va a basar en el desarrollo de una subestación transformadora de 132 a 30 kV de distribución.

La realización de este proyecto ha sido motivada únicamente por mi propio interés en las instalaciones de esta índole, por lo que no contiene un contexto real.

Sin embargo, para darle más trasfondo al proyecto se va a crear un escenario ficticio, el cual podría darse durante el transcurso de mi profesión como ingeniero.

Se va a suponer que el terreno donde se implanta la subestación está en la provincia española de Vizcaya, por lo que se tendrán en cuenta las características de esta para el desarrollo de la subestación.

Además, en esta provincia la red de distribución es propiedad de la distribuidora i-DE redes eléctricas inteligentes (en adelante, i-DE), por lo que se tomarán ciertas características provenientes de su red de distribución para complementar los datos de partida del presente proyecto. A pesar de que i-DE dispone de ciertos manuales técnicos (MT) y normas internas (NI) para normalizar este tipo de instalaciones, el presente proyecto no se va a basar en dichos manuales con el objeto de crear un modelo propio a sabiendas de que seguramente sea de unas características inferiores.



Figura 1: Logo i-DE redes eléctricas inteligentes

3. OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo principal del proyecto es realizar una subestación transformadora de distribución donde se reduzca la tensión de 132 a 30 kV, cumpliendo en todo momento la normativa española aplicable.

Debido a la naturaleza de las subestaciones actuales, abarcar todo el diseño de una subestación implica diseñar una gran variedad de elementos fundamentados en materias distintas. Por esta razón, el presente proyecto estará centrado principalmente en el diseño de lo relacionado con la rama eléctrica sin profundizar mucho el resto de los campos, como puede ser lo relacionado a la obra civil y el control, que, aunque se trate, no se hará muy a fondo.

Se pretende, que, aunque el marco del proyecto sea teórico, todos los equipos que se seleccionen para el empleo en la subestación sean equipos concretos, que en caso de que lo diseñado en este proyecto se ponga en práctica se pueda contar con todos los equipos presentes en el mismo. La elección de todos los equipos de la subestación se va a hacer buscando que cada cual sea el más adecuado para cumplir los requerimientos de partida impuestos. En el apartado correspondiente a las comunicaciones y obra civil no se exponen los equipos concretos a emplear.

Por cada equipo seleccionado se pretende dar en primer lugar una explicación teórica del funcionamiento de los equipos de esa índole, expresando sus características y que factores son los que determinan su elección. De esta manera, en caso de que las condiciones de partida del proyecto cambien y por tanto tenga que cambiar el modelo del equipo, se va a conocer las funciones que deben realizar y que aspectos afectan a ese tipo de elementos.

Es objeto del proyecto determinar cuál es la configuración idónea de la subestación, así como determinar cuál sería la disposición adecuada de los mismos. Aspectos relacionados con el anclaje de estos equipos y lo relacionado con su parte mecánica no se van a contemplar.

Otro de los objetivos del proyecto es realizar el diseño de la red de tierras de la subestación, teniendo en cuenta todos los datos contemplables y partiendo de unos datos típicos de este tipo de instalaciones.

En el proyecto se tiene como objetivo determinar cuáles son las protecciones que se deben emplear en la subestación, además de realizar una precisa descripción de cada una de las protecciones empleadas. Sin embargo, no se pretende realizar la parametrización de cada una de las funciones de protección empleadas.

El presente proyecto no tiene como objetivo la realización de cálculos a través de software específico, siendo esto, una posible segunda parte del proyecto donde se compruebe la validez de los cálculos a través de software comercial.

No es objeto del proyecto diseñar los distintos apoyos o las canalizaciones necesarias para interconectar la subestación con el resto de la red, como pueden ser los apoyos o las canalizaciones correspondientes. Aun así, el diseño deberá tenerlo en cuenta, localizando las líneas de entrada y salida en lugares fácilmente accesibles

4. BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO

La realización de este proyecto como tal, trae consigo beneficios didácticos principalmente y debido a que se van a exponer las características de cada uno de los elementos necesarios en la subestación, puede servir como guía para otros proyectos similares o como fuente de consulta para otro tipo de actividades.

Sin embargo, si el proyecto no se quedaría solo en el papel, la puesta en marcha del proyecto diseñado traería consigo una gran cantidad de beneficios que afectarían a toda la sociedad. Las distintas partes que se verían beneficiadas con la realización de este proyecto serían las siguientes: sistema eléctrico y sus consumidores medio ambiente, empleo

SISTEMA ELÉCTRICO Y SUS CONSUMIDORES

La creación de una nueva subestación implica una notable mejoría en el sistema eléctrico, ya que implica una nueva interconexión entre distintos puntos del sistema, reforzando de esta manera la flexibilidad de la red, permitiendo repartir la carga entre distintos circuitos evitando sobrecargas en determinados tramos.

El hecho de realizar nuevas interconexiones en la red eléctrica es beneficioso para la empresa distribuidora de turno, ya que el gobierno español aplica sanciones a las distribuidoras en función del tiempo que han dejado sin suministro eléctrico a sus clientes. Por esto mismo, si se realizan más conexiones en el sistema, van a existir más vías alternativas para transportar la energía por el sistema en el caso de que alguna de las líneas quede sin servicio. Además de ser beneficioso para la propia distribuidora, es beneficioso para los propios consumidores de electricidad ya que es más probable que mantengan el suministro pese a que en alguna de las redes que los alimentan ocurra una falta, mejorando de esta manera la continuidad de suministro.

Además, debido a los ambiciosos planes de electrificación de la sociedad, es necesaria la mejora de las instalaciones eléctricas actuales o la instalación de nuevas infraestructuras que puedan soportar los ambiciosos planes que se prevén. Por esta razón, la creación de una nueva subestación permitiría afrontar estos desafíos con garantías.

MEDIO AMBIENTE

Hacerle frente al cambio climático y el desarrollo sostenible son las principales causas por las que el sistema eléctrico está experimentando una revolución en los últimos años. Esto se debe a que uno de los vectores clave para hacer frente al cambio climático es el sistema eléctrico, el cual, no es parte del problema del cambio climático, sino que es parte de la solución.

Actualmente, el sector de la energía es el principal generador de gases de efecto invernadero, tal y como se muestra en la figura 2, la cual muestra la influencia relativa de cada sector en los gases de efecto invernadero a fecha de 2017. Sabiendo esto, el sector de la energía debe estar en el punto de mira para la reducción de emisiones, para lo cual la electrificación de este sector es la clave.



Figura 2: Influencia relativa de cada sector en los gases de efecto invernadero [1]

Dentro del sector de la energía se encuentra el sector del transporte, el cual, representa un 25% de la repercusión global de emisiones [2]. Precisamente la descarbonización del transporte es un aspecto fundamental para lograr reducir las emisiones y cumplir los objetivos marcados.

Para lograr la descarbonización del transporte todo pasa por electrificar los medios de transporte que son usualmente empleados, entre ellos se encuentra el popular coche eléctrico. Sin embargo, no solo es relevante el transporte de personas, sino que se debe poner también el foco en el transporte de mercancías, ya sea por tierra (camiones) o por mar (buques).

En números, para cumplir los objetivos de neutralidad climática en España para 2.050, serían necesarios en 2.030 y teniendo en cuenta únicamente el vehículo eléctrico [3]:

- 3,4 millones de puntos de recarga particulares.

- 95.000 postes en vía pública
- 50.000 electrolineras rápidas y semirrápidas.

El cumplimiento de estos objetivos, por muy improbable que parezca, va a desencadenar que en mayor o en menor medida el sistema de distribución se vea modificado, debido a que va a existir una mayor cantidad de energía intermitente circulando por las redes. Por esta razón, la creación de nuevas subestaciones y líneas va a ser necesario para abordar los desafíos que nos vienen con total garantías.

EMPLEO

Una subestación es una instalación que para construirla es necesaria mover una gran cantidad de dinero, tanto por los equipos físicos necesarios como para realizar todas las obras necesarias para tenerla a punto.

La empresa promotora de la subestación normalmente es la propia compañía eléctrica que subcontrata todo para crear la subestación.

Debido a que para crear una subestación es necesario de distintas ramas tecnológicas, no será únicamente una empresa la que reciba el encargo, sino que habrá una empresa gestora que subcontrate a más empresas para realizar las distintas operaciones necesarias, a cada cual según su especialidad. Además, la aparamenta que se va a emplear en la subestación normalmente no está desarrollada toda por la misma empresa, sino que prácticamente va a existir una empresa distinta por cada equipo que se requiera en la subestación, ya que normalmente cada empresa se especializa en un tipo concreto de aparamenta.

No está de más añadir que en Vizcaya existen una gran cantidad de empresas fabricantes de equipos para subestaciones que son referencia mundial, como puede ser el caso de Artech, Ormazabal y ZIV, además de existir una gran cantidad de gestorías y empresas de obra civil de calidad. Esto permite que la mayoría del dinero que se mueva en la subestación se quede en la provincia fomentando el empleo local.

En resumen, una subestación es una instalación que da trabajo de una gran cantidad de empresas distintas, además como Vizcaya es una provincia cuyo sector eléctrico está en primera línea mundial, la mayoría de los trabajos a realizar los pueden realizar con garantías las empresas autóctonas.

5. DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS

En este apartado se van a definir las condiciones de partida y los requerimientos de la presente subestación. Este apartado es de gran importancia, ya que el proyecto es teórico y no cuenta con unas condiciones de partida y unos requerimientos expuestos por una entidad externa, por lo que servirá como base para la realización de la subestación.

En primer lugar, acerca del emplazamiento de la subestación se debe decir que se encuentra en Vizcaya, el máximo terreno que puede ocupar la subestación es de 50X50 metros y se encuentra a menos de 1.000 metros de altitud.

La subestación diseñada debe estar pensada para su aplicación en la red de distribución y debe transformar la tensión de 132 a 30 kV. La subestación contará con dos líneas de entrada de 132 kV y con ocho líneas de salida de 30 kV, transportando cada línea en función del nivel de tensión 40 y 10 MVA respectivamente.

Las dos líneas de entrada a la subestación serán aéreas y las 8 líneas de salida saldrán de ella de manera subterránea.

La potencia de cortocircuito de las líneas de 132 kV será de 1000 MVA y la de las líneas de 30 kV de 160 MVA.

Los procedimientos que se van a seguir para el diseño de la estructura de la subestación van a estar orientados a la cumplimentación del Real Decreto 337/2014 [4].

Se requiere la elección de la mejor configuración de la subestación posible para optimizar los espacios de esta, cumpliendo siempre con los requisitos de seguridad impuestos por la normativa.

La subestación diseñada no está orientada a que sea un centro de operaciones, sino que se busca una subestación en la que no transite nadie normalmente, pero que permita el mantenimiento de sus equipos cuando sea necesario.

Se requiere la selección idónea de los equipos principales de la subestación exponiendo sus características y su función dentro del sistema. Los equipos seleccionados deberán encontrarse en un término intermedio entre ser equipos innovares y garantizar la fiabilidad que proporcionan los equipos tradicionales.

Se requiere el diseño de todos los elementos y estructuras auxiliares para garantizar la seguridad de la instalación y conseguir que todos los elementos principales de la subestación funcionen adecuadamente.

Se requiere la selección de las funciones de protección necesarias, exponiendo las características de las principales y eligiendo en el mercado equipos que realicen dichas funciones.

Se requiere exponer el sistema de comunicaciones necesario, exponiendo distintas alternativas.

6. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE

La construcción de subestaciones es un fenómeno común hoy en día debido a la expansión que está tomando la sociedad, necesitando cada vez más energía para satisfacer sus necesidades.

Actualmente, en función de la función que desempeñan en el sistema eléctrico existen 4 tipos básicos de subestaciones [5]. El primer tipo de estas subestaciones son las conocidas como subestaciones de maniobra de una planta de generación, las cuales son subestaciones particulares diseñadas principalmente por la propia empresa generadora.

El segundo tipo de subestación son las conocidas como subestaciones de cliente, donde el propietario es el dueño de la empresa consumidora de electricidad y se conecta generalmente a las líneas de alta tensión para alimentarse de ellas. En este tipo de instalaciones el cliente diseña su propia subestación en función de sus necesidades.

El tercer tipo de subestación son las relacionadas con la transferencia de potencia a través del sistema eléctrico, pueden contar con transformación de tensiones o únicamente con elementos de maniobra, están ubicadas generalmente en la línea de transporte y son instalaciones en posiciones estratégicas para controlar los flujos de carga de una parte del sistema y garantizar la estabilidad.

El tipo de subestación más común son las subestaciones de distribución, las cuales transforman las líneas con niveles de tensión elevados a líneas con niveles de tensión más bajos. Están generalmente ubicadas cerca de los puntos de consumo, ya que de ellas salen las líneas que alimentan a los centros de transformación que alimentan generalmente a todos los clientes.

Tradicionalmente, las subestaciones han sido diseñadas de acuerdo con una serie de configuraciones preestablecidas y normalmente con requerimientos conservativos. Esto tiene la ventaja de normalizar las subestaciones, sin embargo, se restringe la posibilidad de crear subestaciones particulares en función del cliente. Un diseño innovador sería el que tiene en cuenta los requisitos funcionales y los requerimientos del cliente para adoptar soluciones alternativas.

Actualmente, la tendencia es crear subestaciones que ocupen menos espacio, para ello se han ido empleando a lo largo de la historia distintas tecnologías, entre ellas, la más extendida actualmente son las subestaciones GIS (Gas Insulated Substation), las cuales se basan en encapsular toda la subestación con un gas con grandes características dieléctricas, el cual generalmente es el SF₆. Mediante el empleo de este gas en toda la instalación, la distancia de aislamiento necesaria entre los distintos equipos se reduce drásticamente en comparación con el aire, permitiendo crear subestaciones hasta 10 veces más pequeñas que una equivalente en aire. Esto lo convierte en una tecnología muy apetecible para los lugares en los que el precio del terreno es elevado. Además de la ventaja de que ocupa menos espacio, en comparación con

una subestación al aire, una subestación GIS es más fiable, necesita menos mantenimiento y tiene una mayor esperanza de vida, todo esto debido a que se encuentra aislada y por tanto no expuesta a los fenómenos atmosféricos. Sin embargo, tiene dos problemas que hacen que su uso no sea tan extendido, la razón principal es el tema económico, ya que es una instalación bastante más cara que las de aire, y, por otra parte, el SF₆, que es el principal dieléctrico empleado, es altamente contaminante.

Aunque la tecnología parezca, este tipo de subestaciones lleva aproximadamente 50 años en el mercado, siendo una alternativa suficientemente contrastada para los casos en los que existan problemas de espacio.



Figura 3: Subestación GIS 110 kV ABB en Irlanda [6]

A raíz de la tecnología GIS han ido surgiendo a lo largo de los años tecnologías intermedias que permitieran reducir el espacio ocupado sin tanto coste económico. Entre ellas, destaca la tecnología HIS (Hybrid Isolated Substation), la cual es un tipo de subestación en la que se combina aparata de maniobra al aire y aislada en SF₆, de esta manera se logra una instalación compacta, fiable y con unas necesidades de mantenimiento bajas. La mayoría de estas subestaciones son modulares, es decir, están compuestas por una serie de componentes ya integrados y montados en fábrica, habiéndoles realizado ya sus correspondientes comprobaciones y ensayos. De esta manera, se ahorra mucho tiempo en ensamblajes y en pruebas, pudiendo implementar la instalación en poco tiempo. Este tipo de tecnologías no están muy extendidas hoy en día debido a que para que se consagren en un sistema conservador como es el eléctrico es necesario un periodo de tiempo de prueba para la asentación de la tecnología. Las primeras implantaciones de este tipo de subestaciones datan del comienzo de los 2000.



Figura 4: Subestación HIS ABB [7]

Al igual que lo que ocurre con las HIS, para las subestaciones aisladas en aire tradicionales también se están desarrollando conjuntos de aparataje de funciones integradas, de forma que se consigue una reducción de espacio en la subestación, además de una velocidad de implantación mayor.

Además de que actualmente se estén buscando configuraciones que reduzcan el espacio de la subestación, también se están dando pasos buscando un gas sustitutivo al SF_6 que tenga menor impacto climático, con el fin de lograr la subestación con la menor huella de carbono posible. Actualmente, se están testeando distintos gases potencialmente sustitutivos del SF_6 , además de que las organizaciones gubernamentales están financiando proyectos para el desarrollo de estos nuevos gases [8]. Sin embargo, pese a que se descubra un gas realmente eficaz, hasta que llegue el momento de que realmente sustituya al SF_6 faltan muchos años.

7. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

En este apartado se va a analizar cuál es la mejor configuración posible de la subestación para los objetivos buscados, es decir, diseñar una subestación con 2 líneas de entrada en 132 kV y 8 líneas de salida de 30 kV.

Debido a la naturaleza general de las instalaciones de esta índole, se ha decidido tomar como fijo que las dos líneas de 132 kV sean aéreas. Teniendo este dato como fijo, las distintas alternativas que se plantean para determinar la configuración de la subestación son:

- Número de transformadores empleados
- Configuración de barras empleada en 132 kV
- Configuración de barras empleada en 30 kV

A continuación, se detallan las distintas opciones planteadas, explicando: el porqué de su importancia, las posibilidades existentes y sus beneficios y contras.

Debido a que los tres apartados están relacionados entre sí, al final del presente capítulo se desarrolla una evaluación conjunta de todas las alternativas planteadas.

NÚMERO DE TRANSFORMADORES EMPLEADOS

El hecho de haber empezado a realizar el análisis de alternativas por esta posibilidad no es casualidad, ya que, la decisión de emplear uno o dos transformadores afecta significativamente al resto de alternativas.

El origen de esta alternativa radica en que, para transformar la energía procedente de las 2 líneas de 132 kV a las 8 líneas de 30 kV, se puede llegar a plantear el empleo de 1 o 2 transformadores de potencia. Emplear más de dos transformadores en una subestación con dos líneas de entrada se descarta por motivos económicos, aunque se puede llegar a plantear en circunstancias en las que la disponibilidad de la energía eléctrica deba ser muy alta.

En el caso que se plantea, la elección de un transformador implica elegir que un solo equipo transforme toda la potencia que llega desde las dos líneas de 132 kV. Por lo que la potencia nominal del transformador debe ser de una potencia superior a la que se transporta entre las dos líneas. En cambio, si se emplean dos transformadores, la potencia que circula por las dos líneas de 132 kV se reparte entre los dos, siendo por tanto la potencia nominal de cada uno de los transformadores menor que en el anterior caso.

Una vez vista la diferencia en términos exclusivos del transformador, falta conocer cuáles son las consecuencias de la elección de una u otra opción.

Básicamente, los atributos que se contraponen con el empleo de un transformador o dos, son la economía y la fiabilidad respectivamente.

El empleo de un transformador es la mejor opción desde el punto de vista económico, ya que, aunque el precio total de los dos transformadores de menor potencia pueda ser inferior al precio del transformador de más potencia, todo lo que implica tener dos transformadores es más caro. Tener dos transformadores implica tener dos líneas, incluyendo, por tanto, todos los equipos que componen una línea y sus respectivas conexiones con el resto de la subestación, lo cual, hace que prácticamente la diferencia de precios entre una y otra sea del doble. No solo el dinero es un problema a la hora de emplear un doble transformador, sino que, como consecuencia de tener dos líneas, la ocupación del suelo es mayor, lo que tampoco es un punto a favor.

El empleo de dos transformadores es la mejor opción desde el punto de vista de la fiabilidad. Esta configuración permite que, aunque suceda una falla en alguno de los transformadores, las líneas de salida de 30 kV sigan pudiendo funcionar. En caso contrario, si solo hubiera un solo transformador y esa línea fallase, todas las líneas de 30 kV quedarían sin suministro.

Otra ventaja relacionada con la fiabilidad es que el empleo de dos transformadores permite alimentar la o las barras de 30 kV por dos posiciones distintas, lo cual, si se instala un elemento que divida la barra es una gran ventaja. Esto se debe, a que, si se tiene un elemento seccionador que divida las líneas de 30 kV en dos tramos, cada uno de los cuales, siendo alimentado por una

posición de transformador, si ocurre una falla en uno de los tramos el otro tramo no se ve afectado y sus líneas seguirían estando alimentadas.

Además, el empleo de dos transformadores permite realizar el mantenimiento de cualquier elemento de la posición del transformador sin que las líneas de salida se queden sin suministro. En el caso de emplear un único transformador, la realización de labores de mantenimiento implica o trabajar en tensión o cortar el suministro de las líneas de 30 kV, lo cual no es positivo.

En definitiva, el empleo de una u otra opción depende de lo que se quiera invertir en la subestación y de la garantía de suministro deseada. La elección de una alternativa u otra está ligada con las configuraciones de barras empleadas, por lo que, se determinará la final del capítulo la solución adoptada.

CONFIGURACIÓN DE BARRAS EMPLEADA EN 132 KV

Hoy en día existen una gran cantidad de configuraciones de barras posibles, pudiéndose realizar prácticamente una configuración distinta por cada subestación diseñada.

Decidir esta es un aspecto relevante, ya que, en función de la alternativa escogida, los siguientes aspectos de la subestación, entre otros, varían notablemente:

- Fiabilidad y flexibilidad de la instalación.
- Facilidad de mantenimiento.
- Coste de la subestación.
- Superficie de terreno ocupada

Para decidir la configuración a emplear se debe tener en cuenta que van a existir dos líneas de entrada de 132 kV y van a salir de ella o una o dos líneas de 30 kV. Además, entre todas las configuraciones típicas, se van a descartar las más complejas y que ofrecen la mayor fiabilidad, debido a que la subestación objetivo es de distribución y este tipo de configuraciones no se emplean debido al coste asociado.

Teniendo esto en cuenta, las configuraciones de barras que se van a plantear para la subestación son: Barra Simple, Barra Simple partida con seccionador o interruptor, Barra Simple con barra de transferencia, Doble Barra con Simple Interruptor y Configuración en anillo.

Para cada una de las configuraciones posibles se va a realizar un esquema simplificado para ayudar a su comprensión. Estos esquemas se van a realizar presuponiendo 2 dos salidas de 30 kV, en caso de decidir emplear un único transformador, el esquema para cada caso sería el mismo quitándole una de las ramas de 30 kV.

A. Barra simple

Se trata de la solución más sencilla entre todas las que existen. Cuenta con una simple barra a la que se le conectan directamente todos los circuitos, tal y como se puede apreciar en la siguiente representación.

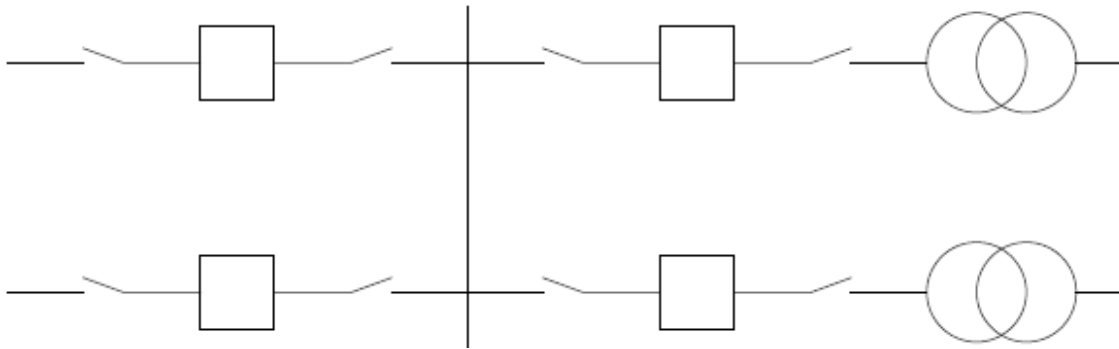


Figura 5: Configuración embarrado: Barra Simple

La característica principal de esta configuración es que se trata de la más sencilla y por tanto la más económica. Sin embargo, la fiabilidad de este esquema es baja debido a que una falta en la barra o una falta entre la barra y cualquier interruptor producen la pérdida total de la instalación.

El mantenimiento de la instalación tampoco se ve beneficiado por esta configuración. Salvo que se hagan trabajos en tensión, para el mantenimiento de la barra se deberá desenergizar toda la instalación, y para el mantenimiento de un interruptor se deberá desenergizar la línea a la que pertenece dicho interruptor.

El coste de esta configuración es relativamente bajo, pero también lo es su fiabilidad y su flexibilidad, y si se añade también la dificultad que conllevan los mantenimientos queda una configuración de barras empleada para instalaciones con bajos niveles de carga y con bajos requerimientos de disponibilidad.

Debido a que es la configuración más simple y que dispone de los componentes justos es la configuración que menos superficie ocupa de todas.

B. Barra simple partida

Se trata de una variación de la configuración anterior, donde la barra se parte mediante un interruptor o un seccionador. Esta configuración tiene únicamente sentido para el caso de que se empleen dos transformadores.

Se trata de una configuración más fiable que la anterior, ya que la falta en uno de los circuitos provocaría la pérdida únicamente de la media barra y de las posiciones asociadas. Esto permite que, aunque exista una falta, parte de la subestación pueda seguir funcionando.

El mantenimiento de la instalación se ve notablemente mejorado, ya que, se podría mantener cada una de las posiciones sin dejar sin suministro las líneas.

El coste de esta configuración es bajo comparado con el resto de las configuraciones, pero algo más caro que la configuración anterior debido al añadido del elemento divisor de barras. La

flexibilidad y fiabilidad de la instalación es notable, pese a que, ante una falta el 100% de la carga solicitada no se llega a suministrar, es complicado que la subestación caiga por completo.

Debido a que es una configuración relativamente simple es una configuración que no ocupa mucha superficie.

La figura 6 muestra una representación de este tipo de esquema:

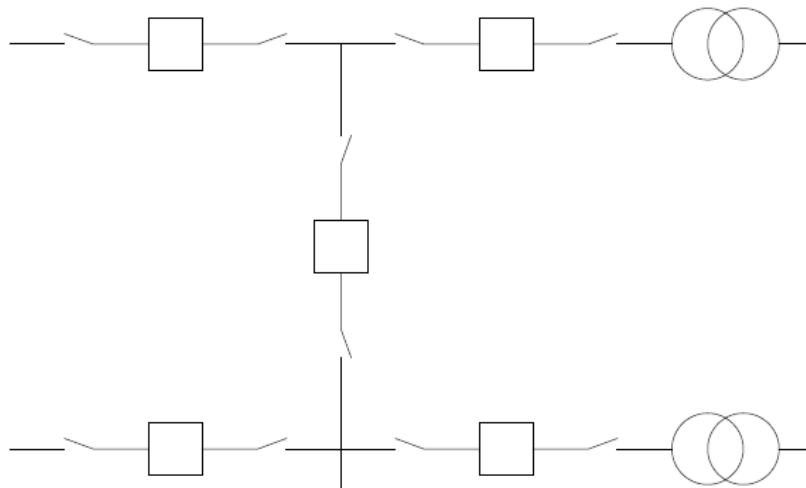


Figura 6: Configuración embarrado: Barra simple partida

La diferencia entre emplear un seccionador o un interruptor para partir la barra radica en la velocidad de puesta en marcha tras una falta. En el caso de emplear un seccionador, la puesta en marcha de la instalación tras una falta es más lenta, ya que, deberían disparar los 4 interruptores de los circuitos de entrada y de salida, y una vez hecho, se abre el seccionador para aislar la mitad de la barra en falta. En cambio, en el caso de partir la barra con un interruptor no es necesario el 0 de tensión en la instalación, y, siendo, por tanto, un proceso mucho más rápido.

Obviamente, esta ventaja no es gratis, emplear un interruptor es siempre más caro que emplear un seccionador, ya que, además del equipo en sí, la lógica de los interruptores es mucho más compleja.

C. Barra simple con barra de transferencia

Se trata de una configuración similar a la barra simple, pero con una mejoría en cuanto a las tareas de mantenimiento se refiere. En esta configuración los circuitos están conectados entre la barra principal y la barra de transferencia mediante interruptores y seccionadores respectivamente, tal y como se puede apreciar en la siguiente representación.

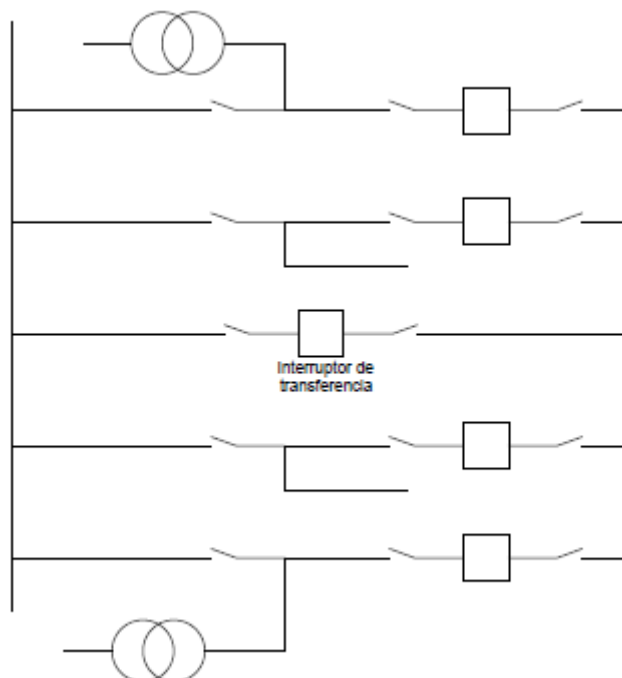


Figura 7: Configuración embarrado: Barra simple con barra de transferencia

Como se ha mencionado antes, esta configuración es muy similar a la barra simple, sobre todo en aspectos de fiabilidad y funcionalidad. En un modo de funcionamiento normal, todas las líneas están conectadas a la barra principal y en caso de que ocurra una falta en la barra principal o entre algún interruptor y la barra principal se perdería toda la instalación.

La mejoría frente a la situación de simple barra es a la hora del mantenimiento, ya que permite realizar el mantenimiento de los equipos sin tener que desconectar las líneas. Sin embargo, no sería posible el mantenimiento de la barra sin tener que desenergizar toda la instalación.

El coste de esta configuración es mayor que el de la configuración de simple barra porque se ha añadido a la instalación la barra de transferencia y los nuevos elementos de maniobra. Sin embargo, debido a la funcionalidad de esta configuración se emplea únicamente en situaciones con requerimientos de baja fiabilidad.

El espacio que ocuparía esta configuración es mayor que el caso de la barra simple y la barra simple partida pero relativamente menor que el resto de configuraciones.

D. Doble barra con simple interruptor

Se trata de una configuración más versátil que las anteriores debido a que cada circuito se conecta a dos barras diferentes. Estas dos barras están interconectadas entre si mediante el interruptor de transferencia. En la siguiente representación se muestra esta configuración.

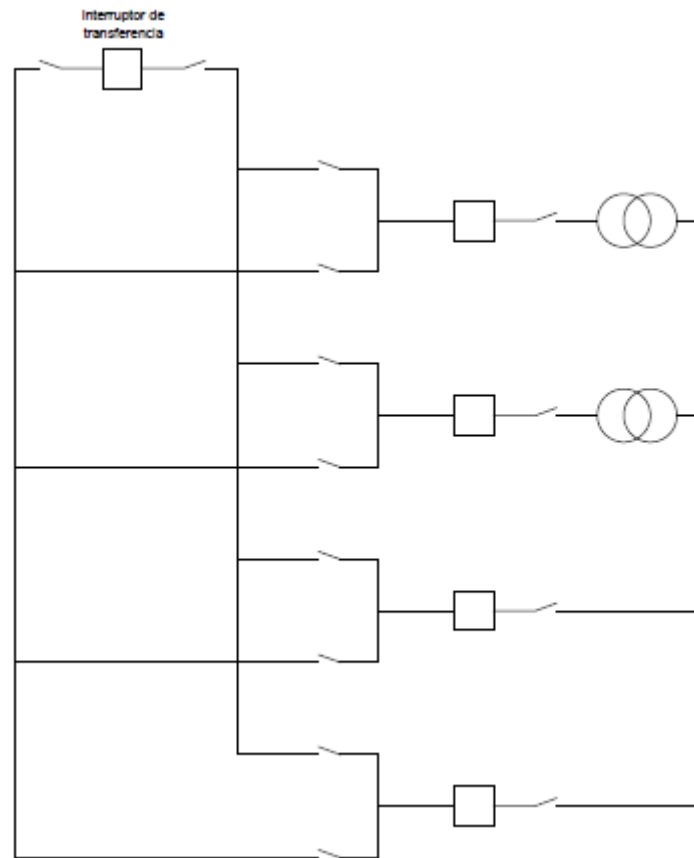


Figura 8: Configuración embarrado: Barra doble con simple interruptor

En funcionamiento normal el interruptor de transferencia se encuentra cerrado, lo que hace que cada circuito sea alimentado por las dos barras. Este hecho, permite que la flexibilidad y fiabilidad del equipo aumente.

Con esta configuración, en caso de una falta en una de las barras o en alguno de los circuitos se traspasarían las posiciones a la barra sana desconectando el interruptor de transferencia, de esta manera se aíslan los elementos dañados y los circuitos sanos pueden proseguir su funcionamiento habitual.

En cuanto al mantenimiento, se podría realizar el de una de las barras transfiriendo toda la carga a la otra barra y desconectando el interruptor de transferencia. Sin embargo, para realizar el mantenimiento de los interruptores de cada uno de los circuitos se debería desconectar dicho circuito a no ser que se utilicen seccionadores de bypass.

El precio de esta instalación es mayor que el de la barra simple pues se le añade una nueva barra y elementos de seccionamiento. Se trata de una buena opción para situaciones en los que la transferencia de cargas y la fiabilidad sean importantes.

En este caso, debido a la gran cantidad de equipos con los que cuenta esta subestación el terreno necesario sería de gran magnitud.

E. Configuración en anillo

En esta configuración los interruptores están unidos formando un anillo. Las líneas que entran/salen de la subestación se conectan al sistema entre dos interruptores. La representación de esta configuración para el caso del proyecto es la que se muestra a continuación.

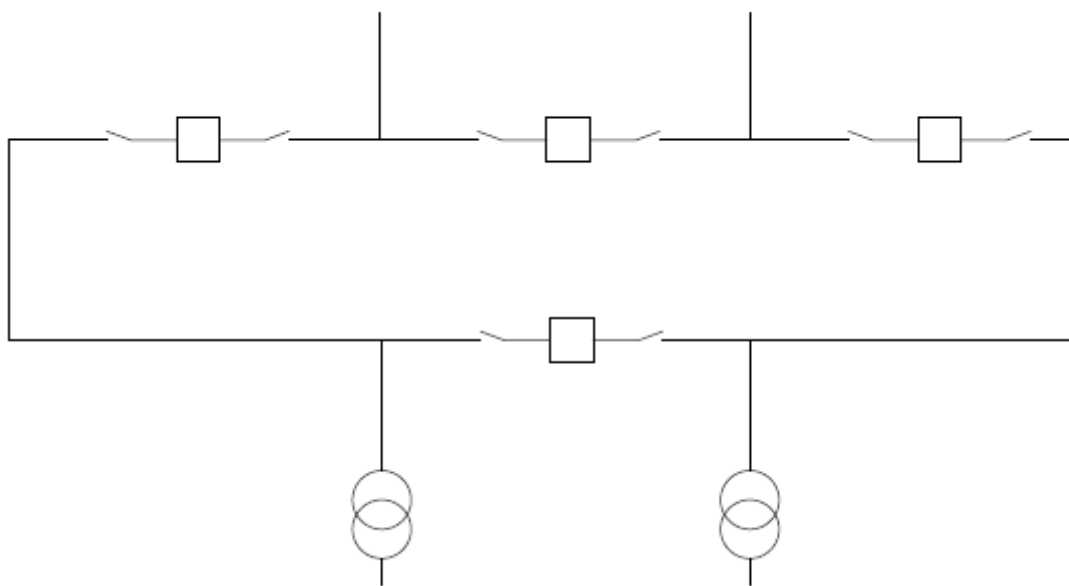


Figura 9: Configuración embarrado: Anillo

Con esta configuración se obtiene una subestación con una flexibilidad y fiabilidad elevadas empleando un solo interruptor por posición. Con esta configuración, una falta en una barra solo interrumpiría el circuito en esa zona y una falta en alguna línea también se podría aislar para que afecte solo a esa zona.

Esta configuración proporciona también una buena flexibilidad desde el punto de vista del mantenimiento, ya que cualquier interruptor como cualquier barra pueden ser mantenidas sin necesidad de tener detener la instalación.

Se trata de la configuración más cara de las planteadas porque se necesitan dos interruptores por cada circuito, aunque uno sea compartido. Por esta razón, solo suele ser empleada para casos en los que la fiabilidad y disponibilidad de los circuitos sea de alta prioridad.

El espacio que ocupa es algo intermedio, no ocupa tanto como la configuración de doble barra, pero necesita más espacio que el resto.

CONFIGURACIÓN DE BARRAS EMPLEADA EN 30 KV

A diferencia de las configuraciones de barras para 132 kV, las posibilidades para 30 kV, aunque técnicamente sean posibles, son mucho más reducidas debido al enorme costo que acarrearía realizar las configuraciones más complejas en todas las líneas existentes de 30 kV.

Para determinar la configuración de barras a emplear se debe tener en cuenta que las 8 líneas de 30 kV junto con sus respectivas protecciones estarán ubicadas en celdas. Además, al igual que pasa con las configuraciones para 132 kV, la elección de emplear uno o dos transformadores de potencia es relevante, siendo incluso más relevante que para la configuración de 132 kV.

La principal decisión que se debe tomar de acuerdo al embarrado de 30 kV es la elección de emplear uno o dos embarrados. Emplear dos embarrados implica duplicar las vías de alimentación para cada caso, lo cual, implica un mayor coste para la instalación tanto por el número de embarrados como por los elementos selectores de embarrado correspondiente, por lo que la opción de emplear dos embarrados se desestima.

Por esta razón, las únicas alternativas que se van a analizar son las configuraciones propias con una simple barra empleando uno o dos transformadores.

A. Configuración para 30 kV con un transformador

La elección de emplear un único transformador implica, prácticamente, que la barra de 30 kV sea alimentada únicamente por una posición. Aunque, se puede realizar la alimentación por dos posiciones distintas alimentando la línea entrante del transformador a 2 celdas distintas, compuestas como mínimo por un elemento seccionador.

La primera de las opciones es la más económica pero la que menos flexibilidad y fiabilidad presenta, ya que una falta en barras hace que pierdas toda la instalación. Además, en caso de que la celda de alimentación falle se quedan todas las líneas sin alimentación. Por lo que es una posibilidad que no se va a contemplar.

Debido a la escasa fiabilidad que presenta el empleo de un solo punto de alimentación, la opción viable para el caso de emplear un transformador es alimentar por dos posiciones distintas la barra de 30 kV. De esta manera, en caso del fallo de una de las celdas de alimentación las líneas de 30 kV seguirían transportando energía.

Para aprovechar más este tipo de instalación, es común separar las líneas en grupos mediante un interruptor con el fin de permitir el funcionamiento independiente de cada uno de los grupos en el caso de ocurrir una falta. La cantidad de líneas que conforman cada grupo depende del número total de líneas. La subestación diseñada, al contar con 8 líneas, 4 líneas por grupo es la solución propicia.

B. Configuración para 30 kV con dos transformadores

En el caso de decidirse por emplear dos transformadores de potencia, la configuración de barras de 36 kV sería una configuración flexible y con alta fiabilidad.

La configuración sería similar a la expuesta en el apartado A, en el caso de alimentar la barra por dos puntos distintos. También, como se ha comentado en el apartado A, existe la posibilidad de emplear un interruptor de acoplamiento, en un punto tal que divida las líneas salientes en dos tramos, de esta manera, se logra independizar grupos de líneas en el caso de que existiese alguna falta.

ELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Una vez analizadas las características y consecuencias de todas las alternativas posibles se procede en este apartado a determinar las configuraciones a emplear en la subestación.

Como se ha ido viendo a lo largo del análisis de las alternativas, todas las posibilidades que se han planteado están relacionadas entre ellas. Siendo la que más relevancia tiene en el resto la del número de transformadores a emplear. Como se ha ido viendo, la elección de dos transformadores en vez de uno realiza un gran aporte en cuanto a la flexibilidad, garantía de suministro y facilidad de mantenimiento de la instalación por lo que la opción de dividir la carga y emplear **dos transformadores de potencia** es la decisión elegida.

Una vez decidido emplear dos transformadores de potencia, las alternativas que caben plantearse son: Configuración de barras a emplear en 132 kV y el empleo o no del interruptor de acoplamiento en 30 kV.

Viendo las ventajas que ofrece disponer de un interruptor de acoplamiento se va a decidir **si contar con un interruptor de acoplamiento** en la parte de 30 kV, con el fin de dividir el total de las líneas en dos grupos, para garantizar el suministro de uno de ellos en caso de que suceda una falta en barras

En cuanto a la configuración de barras del parque de 132 kV, los criterios que se van a emplear para seleccionar la mejor son: fiabilidad, coste, facilidad de mantenimiento y superficie ocupada.

Cada una de estas características se va a ponderar del 1 al 10 en función de lo positivo que resulte ese aspecto para el proyecto. Además, no todas las características tienen la misma importancia frente a otras, por lo que el valor de cada una de las características será multiplicado por un valor acorde a la importancia de esa característica. A continuación, se presenta la forma de evaluar cada una de las características y el peso relativo de esa característica frente al resto.

Fiabilidad: Se puntuará con un número mayor cuanto mayor sea la fiabilidad de la configuración. Esta característica tiene en cuenta la fiabilidad de la instalación, su comportamiento ante faltas, flexibilidad y la interrumpibilidad de la misma. Será el aspecto que más se tendrá en consideración multiplicando su valor por 3.

Coste: Se puntuará con un número mayor cuanto menor sea el precio de la instalación con esa configuración. Es un aspecto realmente importante siendo su valor multiplicado por 2.

Facilidad de mantenimiento: Se puntuará con mayor valor cuanto más fácil sea realizar el mantenimiento, teniendo en cuenta los equipos que se deben desconectar para poder realizar el mantenimiento sin tensión. No se considera tan importante por lo que su valor no se multiplicará.

Superficie ocupada: Se puntuará con mayor valor cuanto menos superficie ocupe la instalación. No se considera tan importante por lo que su valor no se multiplicará.

Para la elección de la configuración se va a emplear la siguiente tabla donde aparece cada configuración ponderada en cada una de las características. Una vez evaluadas todas las configuraciones en todos sus aspectos se multiplica para cada configuración el valor que tienen en cada uno de los campos, la configuración con el mayor producto será la elegida. El hecho de que para determinar la opción a emplear se multipliquen los valores es para garantizar que no se elija una opción con muy malas características en algún aspecto.

Tabla 1: Configuración embarrado empleado

	Barra simple	Barra simple con barra de transferencia	Barra simple partida con seccionador	Barra simple partida con interruptor	Doble barra con simple interruptor	Anillo
Fiabilidad (x3)	2(6)	2(6)	4(12)	5(15)	6(18)	7(21)
Coste (x2)	9(18)	5(12)	8(16)	6(12)	3(6)	2(4)
Facilidad de mantenimiento	2	6	5	5	7	8
Superficie ocupada	9	5	7	7	3	4
TOTAL	1944	2160	6720	6300	2268	2688

A la vista de la tabla empleada para evaluar las distintas configuraciones planteadas, la mejor configuración en función de los parámetros valorados es adoptar una **configuración de barra simple partida mediante seccionador**.

Se trata de una configuración muy equilibrada para subestaciones con tan solo 4 posiciones y con requerimientos de fiabilidad no muy altos.

8. SELECCIÓN/DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA. DISEÑO

En este apartado se va a desarrollar la descripción completa de todos los elementos que forman parte de la subestación.

Debido a que en este apartado se van a contemplar todas las partes relacionadas con la concepción de la subestación, en primer lugar y con el fin de tener los datos de los capítulos organizados se procede a realizar un breve resumen de los contenidos de cada uno, expuestos en el orden en el que aparecen en el texto.

- **Descripción equipos:** El primer capítulo consistirá en una descripción de los equipos que son necesarios en la instalación, realizando una descripción de su funcionamiento y finalmente seleccionando el modelo del equipo real elegido.
- **Cálculos:** En este apartado se realizarán los cálculos correspondientes a las intensidades en régimen nominal y en cortocircuito que pueden llegar a aparecer por la instalación.
- **Red de tierras:** Este capítulo consistirá en el diseño de la red de tierras de la subestación que permita que el paso por la misma en situaciones de falta sea seguro.
- **Protecciones:** En este apartado se determinarán las funciones de protección que se van a emplear en la subestación para la protección tanto de la subestación como de las líneas que alimentan. Se realizará una breve y lo más concisa posible descripción de las funciones de protección tradicionales, se seleccionarán las que se consideran necesarias para cada posición y finalmente se elegirá el relé apropiado para cumplir dichas funciones evaluando si las funciones extra que ofrece son aplicables para este caso.
- **Control y comunicaciones:** En este apartado se van a exponer los métodos más habituales para realizar el control y las comunicaciones dentro de la subestación. Aunque no se vayan a determinar los equipos concretos y no se entre en demasiado detalle se expondrá la estructura del sistema de comunicaciones seguido en la subestación.
- **Implantación:** En este apartado se determina cual es la configuración idónea de la subestación, evaluando las normativas aplicables y los requisitos funcionales para determinar cuáles son las distancias que deben existir entre equipos, alturas, etc.
- **Obra civil:** Finalmente, se plantea la obra civil que sería necesaria para llevar a cabo la subestación, teniendo en cuenta principalmente la estructura del terreno y las cimentaciones.

DESCRIPCIÓN EQUIPOS

Para guardar un cierto orden y no mezclar todos los elementos se van a ir exponiendo los equipos necesarios para las distintas partes de la subestación en diferentes apartados. De esta manera, los apartados con los que contará este capítulo son los siguientes:

- **Diagrama unifilar:** En este apartado se realiza una visión general de la subestación.
- **Equipos primarios 132 kV:** En este apartado se muestran los equipos principales que están sometidos a 132 kV.
- **Equipos primarios 30 kV:** En este apartado se muestran los equipos principales que están sometidos a 30 kV.
- **Equipos auxiliares:** En este apartado se desarrollan los equipos que, aunque no se consideren principales son necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación.

DIAGRAMA UNI FILAR

En este apartado se va a exponer la configuración eléctrica de la subestación diseñada mostrando todos los elementos que la componen y como están relacionados entre sí. Además, se mostrará un diagrama unifilar simplificado de la subestación al completo para favorecer la comprensión del capítulo. Los esquemas unifilares detallados se encuentran en el ANEXO II “PLANOS”.

Las dos líneas de entrada de la subestación están a una tensión de 132 kV, las cuales, se conectan a la barra de la subestación situándose cada línea a un lado del seccionador de partición.

Los elementos de cada una de las líneas entrantes a la subestación, en sentido entrante son los siguientes:

- **Transformadores de tensión:** Se emplea uno por cada fase, su función es reducir la tensión de la línea en ese punto para que pueda ser medida a una tensión apropiada por los elementos de medida y de protección.
- **Bobinas de bloqueo:** Se emplea uno por cada fase, su función es dirigir las señales de comunicación de alta frecuencia por las líneas deseadas, bloqueando las demás líneas para evitar pérdidas de señal. Aunque se traten de equipos distintos, las bobinas de bloqueo se montan sobre el transformador de tensión mediante una estructura de soporte de aluminio diseñada para soportar el peso y los campos electromagnéticos.
- **Seccionador de puesta a tierra:** Se emplea uno por cada fase, su función es separar eléctricamente el circuito, siendo apreciable visualmente el estado del circuito. Se emplea principalmente en sintonía con el interruptor, para que sea fácil reconocer el estado de este. La puesta a tierra es empleada por motivos de seguridad para los momentos en los que el interruptor se encuentra abierto por motivos de mantenimiento.
- **Transformador de intensidad:** Se emplea uno por cada fase, su función es reducir la intensidad de la línea en ese punto para que pueda ser medida a una intensidad apropiada por los elementos de medida y de protección.
- **Interruptor:** Se emplea uno por fase, su función es cortar y abrir los circuitos en situaciones de carga y cortocircuito cuando sea requerido
- **Seccionador:** Se emplea un seccionador por fase para realizar la unión del embarrado con el interruptor, permitiendo aislar de una manera visual el interruptor del embarrado cuando fuera necesario.
- **Barra:** La subestación cuenta con una barra, la cual, está dividida mediante un seccionador de partición. Es el elemento central de la subestación que permite el intercambio de flujos de energía entre las distintas líneas. En las barras también se colocan transformadores de tensión a cada lado del seccionador de partición para conocer el valor de la tensión en cada lado y garantizar que existe a ambos lados la misma tensión.

Además de conectar en la barra de 132 kV las dos líneas de entrada, se unen también a la barra, las dos líneas con los transformadores de potencia que entregan la energía a una barra de 30 kV donde cuelgan 8 líneas de salida a 30 kV.

Las líneas que contienen los transformadores de potencia tienen un tramo aéreo y otro tramo subterráneo. El tramo aéreo transcurre desde el embarrado de 132 kV hasta la salida del transformador de potencia y su respectiva autoválvula. En este punto se realiza una transición aero-subterránea para introducir el conductor bajo el terreno y llevarlo hasta las celdas de 30 kV localizadas en su correspondiente envolvente. A continuación, se muestra de manera simplificada el diagrama unifilar de la zona de 132 kV de la subestación.

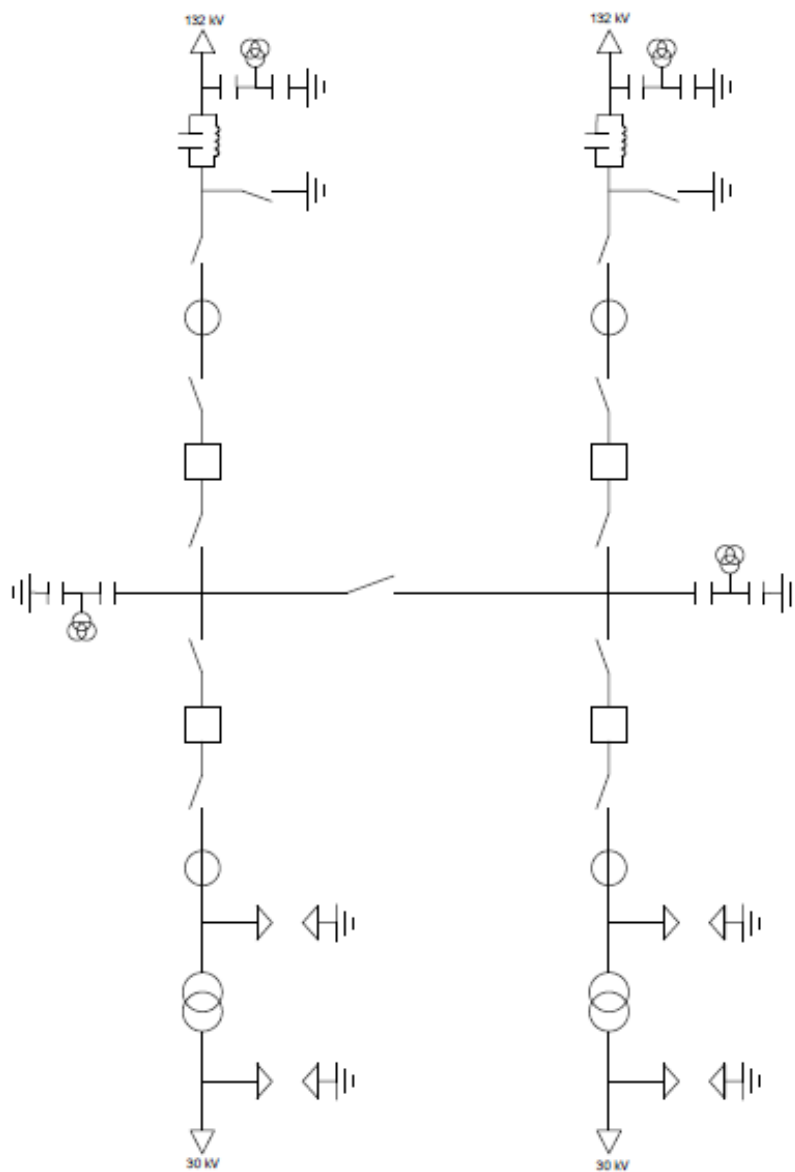


Figura 10: Diagrama unifilar simplificado 132 kV

Las líneas de entrada de los transformadores de potencia irán cada una a una celda con un transformador de intensidad y un interruptor, de donde se conectarán al embarrado. De este embarrado parten todas las líneas salientes de instalación, las cuales, están ubicadas en el interior de una celda compuesta por un interruptor, transformador de intensidad, transformador de tensión y un seccionador de puesta a tierra.

Además de celdas para albergar las líneas principales, también se emplean celdas para realizar funciones de medida, realizar la división del embarrado y alimentar los servicios auxiliares de la instalación.

A continuación, se muestra el esquema unifilar simplificado de la configuración eléctrica de las celdas empleadas en la subestación.

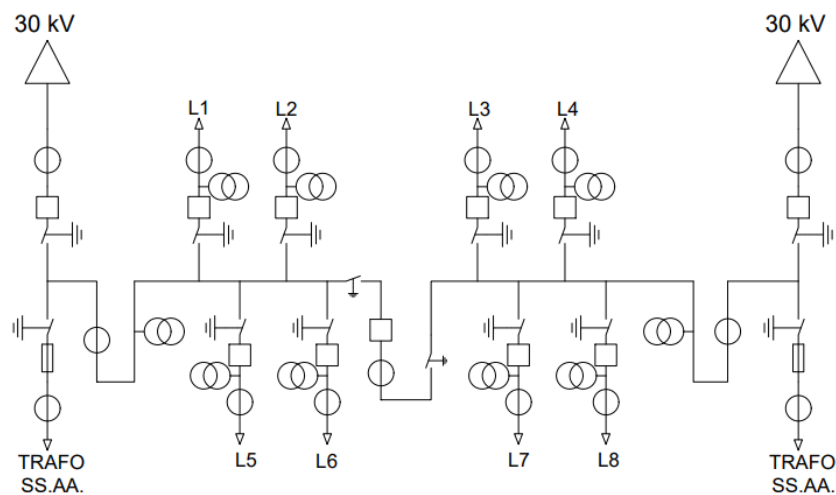


Figura 11: Diagrama unifilar simplificado 30 kV

EQUIPOS PRIMARIOS 132 kV

En este apartado se van a exponer los equipos principales de la subestación que se encuentran a 132 kV, explicando de cada uno de ellos su funcionalidad y el modelo elegido. Los equipos que se van a exponer son los siguientes:

- **Conductor**
- **Embarrado**
- **Elementos de medida**
 - **Transformador de tensión**
 - **Transformador de intensidad**
- **Bobinas de bloqueo**
- **Seccionador**
- **Interruptor**
- **Transformador de potencia**
- **Autoválvula**

CONDUCTOR

Los conductores son los elementos empleados para realizar la conexión eléctrica de los distintos equipos de la subestación. Debido a que en la subestación existen dos tensiones de funcionamiento distintas van a existir dos tipos de conductores distintos, estando el conductor empleado para 30 kV en el capítulo de "EQUIPOS PRIMARIOS 30 kV".

Los conductores que se van a emplear estarán de acuerdo con la NI 54.63.01 "Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas eléctricas aéreas de alta tensión".

El conductor que se va a emplear para los tramos de 132 kV son conductores desnudos de aluminio-acero cuyas características son las siguientes:

Designación: 400-Al/S1A-45/7

Sección Aluminio: 400 mm²

Sección Cobre: 27,7 mm²

Masa del conductor: 1320 kg/km

Resistencia a la tracción: 9836 daN

E (Módulo de elasticidad): 6600 daN/mm² **α (Coeficiente de dilatación lineal):** 20,9 x 10⁻⁶ °C

Resistencia eléctrica: 0.0722 Ω/km

Intensidad admisible: 790 A

Según se puede apreciar en el apartado "CALCULOS" la intensidad que se espera que circule en régimen nominal por las líneas de 132 kV es de 175 A. La intensidad admisible del conductor

cuatricula la intensidad esperada, por lo que se comprueba que el cable soporta las sollicitaciones, aunque circule la potencia total de la subestación por uno de estos conductores.

Los valores de las reactancias de secuencia directa, inversa y homopolar asociados a este conductor se encuentran expuestas en el apartado "CÁLCULOS", debido a que además de depender de las características del conductor, su valor depende de la configuración de los conductores y el tipo de puesta a tierra existente, entre otros.

EMBARRADO

El embarrado es la parte de la instalación encargada de poner a un mismo potencial y permitir los intercambios de energía entre las posiciones a él conectadas.

Los embarrados de las subestaciones tradicionalmente han estado compuestos por conductores como los existentes en las líneas aéreas. Sin embargo, emplear conductores tiene el problema asociado a la manera de sujetarlos, ya que para poder tenderlos es necesario el empleo de altas estructuras metálicas.

Por esta razón, hoy en día se están popularizando las subestaciones con embarrados tubulares, los cuales se sujetan de una manera sencilla mediante elementos aislantes.

En la subestación diseñada el embarrado va a estar compuesto por tubos de aluminio, los cuales tienen las siguientes características:

Modelo: 6063 T6 63/57

Diametro exterior: 63 mm

Diametro interior: 57 mm

Masa del conductor: 1527 kg/km

Intensidad admisible: 966 A

Resistencia eléctrica: 32,5 Ω /km

La separación de los tubos de aluminio de las diferentes fases es de 1,75 metros, tal y como se justifica en el apartado "DISPOSICIÓN".

La intensidad admisible de los tubos de aluminio es de 966 A, siendo un valor superior a la máxima que puede circular entre las cuatro líneas conectadas al embarrado, por lo que se considera apropiada su elección.

ELEMENTOS DE MEDIDA

Los equipos de medida en una subestación son los aparatos encargados de medir las unidades del circuito (Tensión e Intensidad) debido a que el valor de estas es demasiado grande. Este tipo de aparataje, principalmente, son transformadores de tensión e intensidad que tienen el

primario conectado a la línea eléctrica y el secundario conectado al elemento que precise conocer la tensión o intensidad del sistema, ya sean los relés de protección o los equipos de medida.

Estos equipos, tienen que transformar la intensidad o tensión del punto en el que se encuentren a unos valores más pequeños que representen fielmente la onda original. Aprovechando que los valores de la red van a ser replicados a un valor menor, para facilitar la estandarización de los relés y de los equipos que se conectan a estos transformadores, el valor nominal del secundario esta normalizado por la IEC 61869-3, siendo 100 V y 110 V para los transformadores de tensión y 1 A, 5 A y 10 A para los transformadores de intensidad.

En las subestaciones el uso de este tipo de equipos tiene dos fines principales: Alimentar aparatos de medida y alimentar los relés relacionados con las protecciones. En función de la aplicación para la que se requiera la calidad de la medida es de unas características u otras.

En caso de emplear estos equipos para aplicaciones de medida, lo que se busca es tener la máxima precisión de la medida posible alrededor del punto de operación nominal del sistema.

En cambio, si lo que se busca son aplicaciones de protección, no se busca tanta precisión como en el caso de las aplicaciones para medida, sino que se busca un error aceptable en un rango amplio de tensiones e intensidades alrededor del nominal. De todas maneras, aunque el error admisible sea mayor, el equipo debe reproducir fielmente el estado del sistema para esos casos, de no ser así pueden llegar a producirse retrasos en la operación de las protecciones o disparos innecesarios.

TRANSFORMADOR DE TENSIÓN (T.T.)

El transformador de tensión es el equipo encargado de escalar la tensión de la instalación hasta unos valores medibles que representen la tensión real. Estos tipos de transformadores se colocan en paralelo al sistema y pueden ser tanto monofásicos como bifásicos teniendo como diferencia medir la tensión fase-tierra o fase-fase respectivamente.

Entre la tecnología existente sobresalen los transformadores de tensión inductivos y los transformadores de tensión capacitivos.

Los inductivos son los equipos electromagnéticos en los que la transformación de tensión se realiza gracias a un núcleo magnético al que se le arrollan los devanados primario y secundario, y en función de la relación de espiras de estos será la relación entre la tensión del secundario y del primario.

Sin embargo, conforme la tensión del sistema aumenta los transformadores de tensión inductivos necesitan más espiras. Con esto el proceso de fabricación se alarga y encarece, las bobinas son cada vez mayores, exigen más espacio y, por tanto, el equipo se vuelve más grande.

Esta es la razón por lo que en 132 KV no se empleen generalmente este tipo de transformadores [9].

Para tensiones de 132 kV, como las del sistema, se emplean principalmente transformadores de tensión capacitivos, que básicamente consisten en una columna de condensadores en el que en una toma de tensión intermedia se conecta un transformador de tensión inductivo cuya construcción sea económica. Es decir, es un divisor de tensiones capacitivo al que se le conecta un transformador electromagnético normal, tal y como puede verse representado en el siguiente esquema simplificado del equipo:

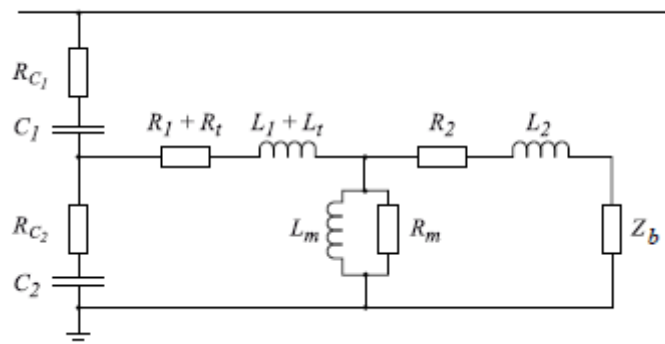


Figura 12: Diagrama transformador de tensión capacitivo [10].

Donde los elementos que se representan son los siguientes:

C₁ y C₂: Son las capacidades conectadas en serie con las que se consigue la división de la tensión. El tamaño de las dos capacidades determinará la tensión a la que se reducirá, y, por tanto, a la que funcionará el transformador electromagnético.

R_{C1} y R_{C2}: Representan las pérdidas de las capacidades.

R₁ y L₁: Representan la resistencia e inductancia del devanado primario del transformador electromagnético

R_t y L_t: Representan la reactancia sintonizante y sus pérdidas. Esta reactancia se elige de tal manera que resuene a 50 Hz con C₁ y C₂, de esta manera, ambos resuenan y el circuito se comporta como un transformador de tensión electromagnético.

R_m y L_m: Representan la impedancia magnetizante del transformador electromagnético.

R₂ y L₂: Representan la resistencia e inductancia del devanado secundario del transformador electromagnético.

Z_b: Se conoce como potencia de precisión y representa la carga conectada al secundario expresada en voltio-amperios (VA). Esta carga es también conocida como Burden.

Además de la función principal de reducir la tensión, este tipo de transformadores pueden cumplir las necesidades de telecomunicaciones entre subestaciones. Tal y como ha evolucionado el sistema eléctrico es imprescindible el intercambio de información, para ello, uno de los métodos que se emplea es utilizar los propios cables de transmisión de energía como portadores de señales de alta frecuencia.

Para lograr transmitir señales de alta frecuencia es necesario introducirlas en la red de tal manera que no se escape la energía transportada a 50 Hz. Para ello, usualmente se emplean condensadores de acoplamiento que presentan una alta impedancia a 50 Hz y una muy baja para frecuencias superiores a 40 kHz.

Este tipo de transformadores de acoplamiento no son necesarios en caso de contar con un transformador capacitivo, ya que su función es realizada por las propias capacidades del transformador. De esta manera, juntando dos funcionalidades en un mismo equipo se logran importantes ventajas económicas, por lo que la opción de emplear un transformador de tensión capacitivo se vuelve incluso más viable.

Un concepto importante en los transformadores de tensión es lo que se conoce como factor de tensión nominal, que es el factor por el que hay que multiplicar la tensión nominal del transformador para determinar la tensión máxima que puede soportar durante un periodo determinado sin sobrepasar los límites de calentamiento ni el error máximo asignado. Este factor depende de las condiciones de puesta a tierra de la instalación.

El parámetro principal a la hora de determinar que transformador se va a emplear es el error, en función de la aplicación para la que se precise el equipo se tolera un error mayor o menor. El error de los transformadores de tensión puede ser definido de la siguiente manera:

$$\varepsilon(\%) = \frac{K_n \cdot V_s - V_p}{V_p} \times 100 \quad (1)$$

Donde:

K_n: Relación de transformación

V_s: Tensión del secundario del transformador

V_p: Tensión del primario del transformador.

Si el error es positivo indica que el valor de la tensión del secundario es mayor que la del valor nominal, mientras que si es negativo indica que la tensión del secundario es menor que la nominal. Además del módulo, se puede determinar el error en fase (δ) de la misma manera,

siendo positivo cuando el secundario se encuentra adelantado al primario y negativo cuando se encuentra retrasado.

Ligado a los errores está lo que se conocen como las clases de precisión. Se trata de una clasificación de los transformadores de tensión en función de sus errores máximos, tanto de valor eficaz como de ángulo. Los valores máximos están determinados por la IEC 60044-2 realizando una distinción entre transformadores de tensión para medida y transformadores de tensión para protección.

Para el caso de los transformadores de tensión para medida, las distintas clases de precisión junto con los errores máximos son los que se muestran en la tabla 2. Un equipo con una de esas clases de precisión asegura que los errores son como mucho los indicados para una tensión entre el 80% y el 120% de la nominal y para una carga conectada al secundario (Z_b) entre el 25% y el 100% de la nominal con un factor de potencia de 0,8.

Tabla 2: Clase de precisión. Transformador de tensión de medida

Clase de precisión	Error de tensión (%)	Error de fase (minutos)
0.1	± 0.1	± 5
0.2	± 0.2	± 10
0.5	± 0.5	± 20
1.0	± 1.0	± 40
3.0	± 3.0	No especificado

Para el caso de los transformadores de tensión para protección, las distintas clases de precisión junto con los errores máximos son los que se muestran en la tabla 3. Un equipo con una de esas clases de precisión asegura que los errores son como mucho los indicados para una tensión entre el 5% y el factor de tensión nominal con una carga conectada al secundario (Z_b) entre el 25% y el 100% de la nominal con un factor de potencia de 0,8.

Tabla 3: Clase de precisión. Transformador de tensión de protección

Clase de precisión	Error de tensión (%)	Error de fase (minutos)
3P	± 3.0	± 120
6P	± 6.0	± 240

Como se ha comentado, en este equipo se emplea una reactancia sintonizante que permite que las capacidades del divisor resuenen con esa reactancia a 50 Hz. Pero realmente, el sistema no funciona siempre a 50 Hz y, por tanto, cuando ocurren variaciones de frecuencia la precisión del equipo puede verse afectada. Para asegurar un buen comportamiento ante las variaciones de frecuencia, la norma IEC 61869-5 precisa que los valores máximos para cada clase de precisión se deben mantener para frecuencias entre el 99% y el 101% de la nominal para transformadores de medida y entre el 96% y el 102% para los de protección.

El error que provoca una variación de frecuencia está directamente ligado con la carga que se conecta al secundario (Z_b). En el caso que se conecte una carga resistiva la variación de frecuencia provocará solo un error de fase, mientras que si la carga es inductiva se provocará una variación tanto en módulo como en fase. En los siguientes gráficos se muestra como varía el error con una variación de frecuencia entre 49 Hz y 51 Hz para diferentes valores y factores de potencia de la carga conectada al secundario (Z_b) [10].

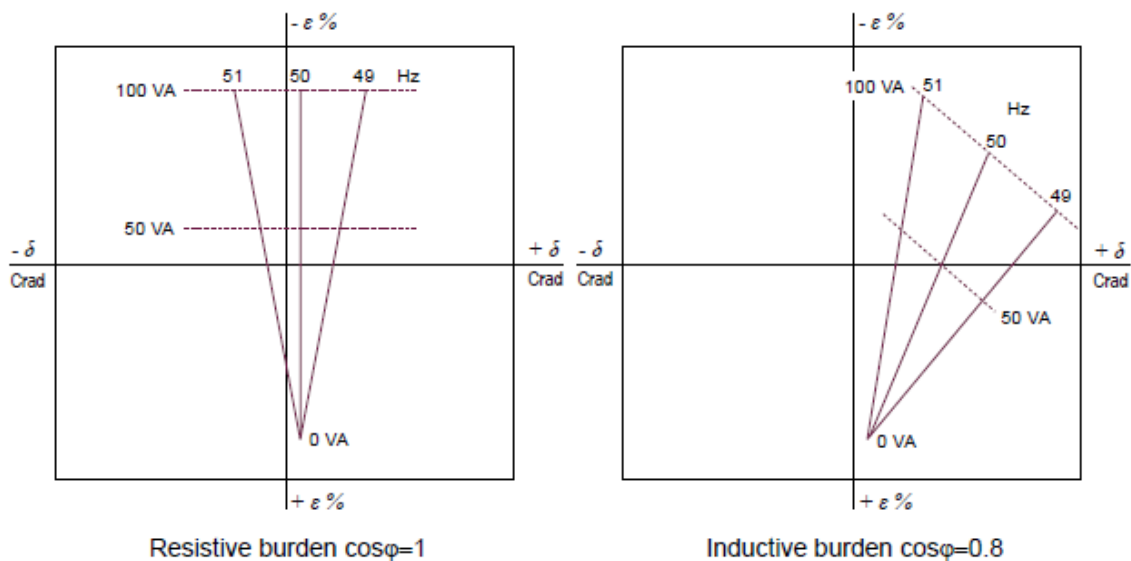


Figura 13: Error modulo-fase, en función de la frecuencia y factor de potencia

Como se puede apreciar al comparar las dos gráficas, el factor de potencia de la carga a la que se conecta el equipo (Z_b) está relacionado con el error del equipo. Ajustando la reactancia sintonizante se puede conseguir que el desfase sea mínimo para una carga en concreto.

En la subestación se van a emplear transformadores capacitivos de hasta tres devanados. Todos los transformadores de la instalación tendrán un devanado de medida y los situados en la entrada de las líneas de 132 kV tendrán además dos devanados de protección. Las características del transformador capacitivo empleado son las siguientes:

Transformador de tensión capacitivo

Modelo: DDB-145

Fabricante: Arteche

Máxima tensión de servicio: 145 kV

Tensión soportada:

Frecuencia industrial: 275 kV

Impulso tipo rayo: 650 kV

Dimensiones:

A: 450 mm

H: 1.920 mm

Devanado 1:

Clase de precisión: 0,2

Potencia de precisión: 20 VA

Tensión secundario: 100 V

Devanado 2 y 3:

Clase de precisión: 3P

Potencia de precisión: 50 VA

Tensión secundario: 100 V

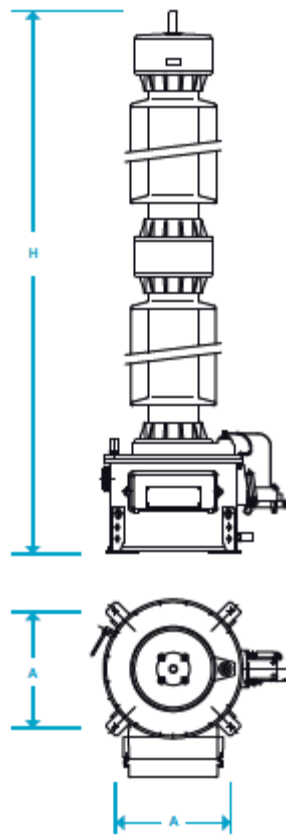


Figura 14: Apariencia transformador de tensión DDB-145 [12]

TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD (T.I.)

El transformador de intensidad es el equipo encargado de reducir la intensidad que circula por el circuito a una intensidad proporcional para alimentar a otro tipo de equipos de medida o relés. Este tipo de transformadores se conectan en serie, es decir, intercalados con el conductor de potencia del cual se quiere conocer la intensidad. Toda la intensidad de la línea pasa a través del primario del transformador que cuenta con dos bornes para conectar los conductores del circuito.

Generalmente cuentan con un núcleo magnético sobre el que el primario da vueltas. La intensidad circulante por el primario induce un flujo magnético en el núcleo al cual se conectan las espiras del secundario para sacar de allí la intensidad secundaria ya reducida. La figura 15 muestra la representación de un transformador de intensidad con dos secundarios, lo cual, puede ser empleado para alimentar dos equipos con distinta intensidad nominal o dos equipos que realicen una función distinta.

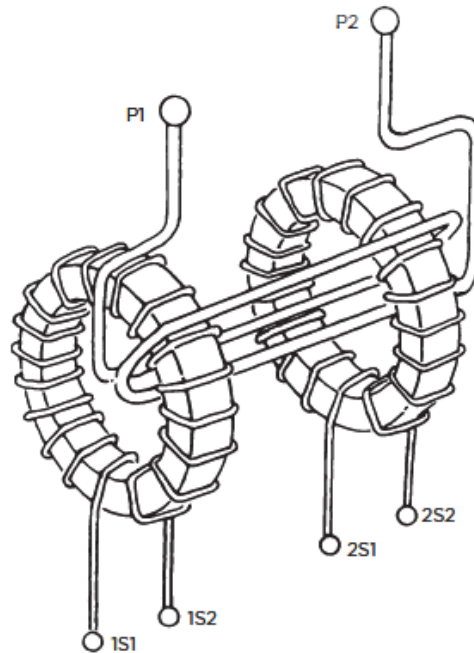


Figura 15: Transformador de intensidad 2 secundarios [11]

La intensidad del secundario depende de la relación de vueltas de las espiras entre el primario y el secundario, además, no toda la potencia se transmite del primario al secundario, sino que una parte es empleada para excitar el núcleo magnético (I_e). Teniendo esto en cuenta, la relación entre las corrientes es la siguiente:

$$I_2 = \frac{N_1}{N_2} \times I_1 - I_e \quad (2)$$

Al igual que con los transformadores de tensión existe una distinción entre los transformadores empleados para medida y los empleados para protección.

Los transformadores de medida buscan ser lo más preciso posible alrededor de la intensidad nominal, no siendo tan importante la precisión cuanto más alejado se encuentre de la nominal. La intensidad mínima para la cual el error compuesto es igual o superior al 10% se conoce como Intensidad Primaria Límite asignada (IPL), y el cociente entre la IPL y la intensidad nominal se llama Factor de Seguridad (Fs).

En cambio, los transformadores de protección están diseñados para funcionar bajo condiciones de falta, por lo que deben funcionar adecuadamente para intensidades superiores a la nominal. El valor más elevado de la intensidad primaria para el cual el TI no sobrepasa el error compuesto asignado se conoce como Intensidad Límite de Precisión (ILP), y el cociente entre la ILP y la intensidad primaria nominal se conoce como Factor límite de precisión.

Para ambos tipos de transformadores un punto que los caracteriza es la tensión del codo. En líneas generales, la intensidad de excitación necesaria es proporcional a la fuerza electromotriz (e.m.f) generada en el secundario. Sin embargo, a partir del punto que marca la tensión del codo, esta relación no es tan proporcional, se necesita mucha intensidad de excitación para lograr un incremento pequeño de e.m.f. La tensión que marca cual es la tensión del codo es aquella en la que para conseguir un incremento del 10% de la e.m.f se precisa un incremento de la intensidad de excitación de un 50%. La siguiente figura muestra los puntos comentados.

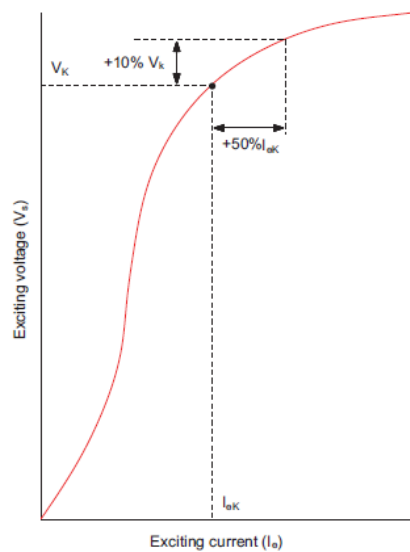


Figura 16: Relación Tensión excitación (V_e) - Intensidad excitación (I_e) [10]

Cuando la tensión del equipo es superior a la del codo se dice que el TI se encuentra saturado. Esto provoca que por mucha intensidad con la que se excite el TI la tensión apenas cambie. A raíz de esto, existe una diferenciación entre el comportamiento del TI buscado para casos en los que ocurra una falta entre los equipos de medida y de protección. Hay que tener en cuenta que estos valores son para una determinada carga conectada al secundario, si se conecta una carga distinta los valores cambian.

Los transformadores de medida buscan que cuando ocurra una falta, originando una circulación de intensidad superior a la nominal, el equipo se sature. De esta manera el circuito de medida no sufrirá daños. Para ello, la tensión del secundario para la falta a la que se quiera que se sature, debe ser mayor que la tensión del codo.

En cambio, los transformadores para protección buscan que cuando ocurra una falta el sistema no se sature y que pueda seguir midiendo adecuadamente. Para ello, la tensión del secundario debe ser, en todo momento, inferior a la tensión del codo.

A continuación, en la tabla 4 se muestran las clases de precisión de los transformadores para medida y los errores compuestos que se permiten. Como se ha comentado en este apartado,

existen diferencias entre la precisión que se requiere en los valores cercanos al nominal y en los valores alejados.

Tabla 4: Clase de precisión. Transformador de intensidad de medida

Clase de precisión	% corriente	Error de intensidad (%)				Error de fase (minutos)			
		5	20	100	120	5	20	100	120
0.1		0.4	0.2	0.1	0.1	15	8	5	5
0.2		0.75	0.35	0.2	0.2	30	15	10	10
0.5		1.5	0.75	0.5	0.5	90	45	30	30
1		3	1.5	1.0	1.0	180	90	60	60

En la tabla 5 se muestran las clases de precisión para los transformadores de protección.

Tabla 5: Clase de precisión. Transformador de intensidad de protección

Clase de precisión	Error de intensidad (%)	Error de fase (minutos)
5P	± 1	± 60
10P	± 3	-

En la subestación se van a emplear transformadores de intensidad de tres devanados secundarios. Empleándose el primero de ellos para medida y los otros dos para funciones de protección. El transformador empleado será de aislamiento papel-aceite y tendrá las características siguientes:

Transformador de intensidad

Modelo: CA-145

Fabricante: Artech

Máxima tensión de servicio: 145 kV

Corriente nominal:

Primario: 400 A

Secundario: 5 A

Tensión soportada:

Frecuencia industrial: 275 kV

Impulso tipo rayo: 650 kV

Devanado 1:

Clase de precisión: 0,2

Potencia de precisión: 20 VA

Devanado 2 y 3:

Clase de precisión: 5P

Potencia de precisión: 50 VA

Dimensiones:

A: 350 mm

T: 1.655 mm

H: 2.095 mm

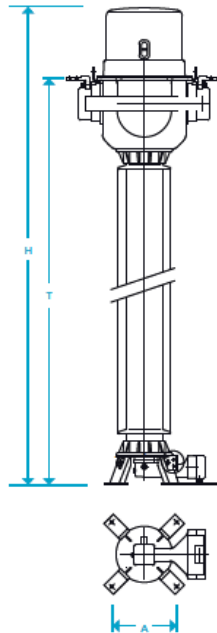


Figura 17: Apariencia transformador de intensidad [13]

BOBINAS DE BLOQUEO

Las bobinas de bloqueo son equipos empleados para bloquear las señales de alta frecuencia de la red y permitir pasar sin problemas las señales a frecuencia industrial.

El uso de este equipo está asociado a la comunicación de protecciones y sistemas de control entre distintos puntos del sistema eléctrico, donde se emplea el método de la Onda Portadora, el cual, consiste en tomar la línea eléctrica como medio para transportar los datos entre distintos puntos, datos que se mandan a una frecuencia muy superior a la del sistema.

Para poder dirigir estas señales se emplean las bobinas de bloqueo, que están conectadas en serie a la línea de transmisión y son diseñadas para presentar una alta impedancia en la banda de la frecuencia portadora (40 a 500 kHz), y una impedancia muy baja a la frecuencia industrial para evitar interferencias con la transmisión eléctrica.

Este equipo funciona conjuntamente con un condensador de acoplamiento, o en el caso de la subestación diseñada, con el transformador de tensión capacitivo. Los dos funcionan como un filtro para derivar la señal de alta frecuencia al equipo de telecomunicaciones.

Debido a sus características constructivas se pueden montar tanto en suspensión como sobre aisladores, además de encima del transformador de tensión capacitivo empleando una estructura de soporte apropiada, permitiendo de esta manera una considerable reducción de espacio.

La bobina de bloqueo que se empleará en la subestación corresponde a una típica empleada en situaciones similares recomendada por el propio fabricante, la cual cuenta con las siguientes características:

Bobina de bloqueo

Fabricante: Artech

Intensidad nominal: 400 A

Inductancia nominal a 100 kHz: 0,5 mH

Intensidad cortocircuito: 40 Ka



Figura 18: Apariencia bobina de bloqueo arteche [14]

SECCIONADOR

El seccionador es un equipo empleado principalmente por razones de seguridad. Se trata de un instrumento de maniobra que cuando está cerrado debe dejar pasar la corriente y cuando está abierto debe asegurar una distancia de seccionamiento.

Los seccionadores están diseñados para soportar la corriente nominal en todo momento y las corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado. Generalmente, están diseñados para maniobrar sin carga, es decir, la corriente tiene que ser minúscula o inexistente para que estos equipos se cierren o se abran.

Normalmente, se suelen emplear posicionándolos a cada lado de cualquier elemento de la subestación. De esta manera, cuando los seccionadores se abran, se puede confirmar visualmente que ese elemento se encuentra aislado. También es frecuente encontrarlos en los by-pass u en otros elementos empleados para el mantenimiento.

Tal y como se ha mencionado, los seccionadores se emplean para aislar partes en carga de la subestación. Cuando los seccionadores son abiertos aparece una tensión residual entre fase y tierra debido a que la capacitancia entre la fase y la tierra está cargada, siendo el valor de esta tensión mayor cuando mayor es la tensión de la instalación. Para evitar este fenómeno se suelen emplear cuchillas de puesta a tierra para transferir la tensión a tierra. Generalmente, para garantizar la seguridad existe un enclavamiento para garantizar una secuencia de operaciones apropiada.

El seccionador que se va a emplear en la subestación cuenta con las siguientes características:

Seccionador

Modelo: Horizontal de doble corte GW56

Fabricante: ABB

Máxima tensión de servicio: 145 kV

Intensidad nominal: 3150 A

Intensidad pico máxima soportada: 104 kA

Intensidad máxima soportada durante 3 segundos: 40 kA

Tensión soportada a frecuencia industrial (1 min):

A tierra entre polos: 275 kV

A través del polo abierto: 315 kV

Tensión soportada a impulso tipo rayo (1.2/50 μ s)

A tierra entre polos: 650 kV

A través del polo abierto: 750 kV

Dimensiones:

A: 1500 mm

B: 1793 mm

C: 2150 mm

D: 2610 mm

P: A elección

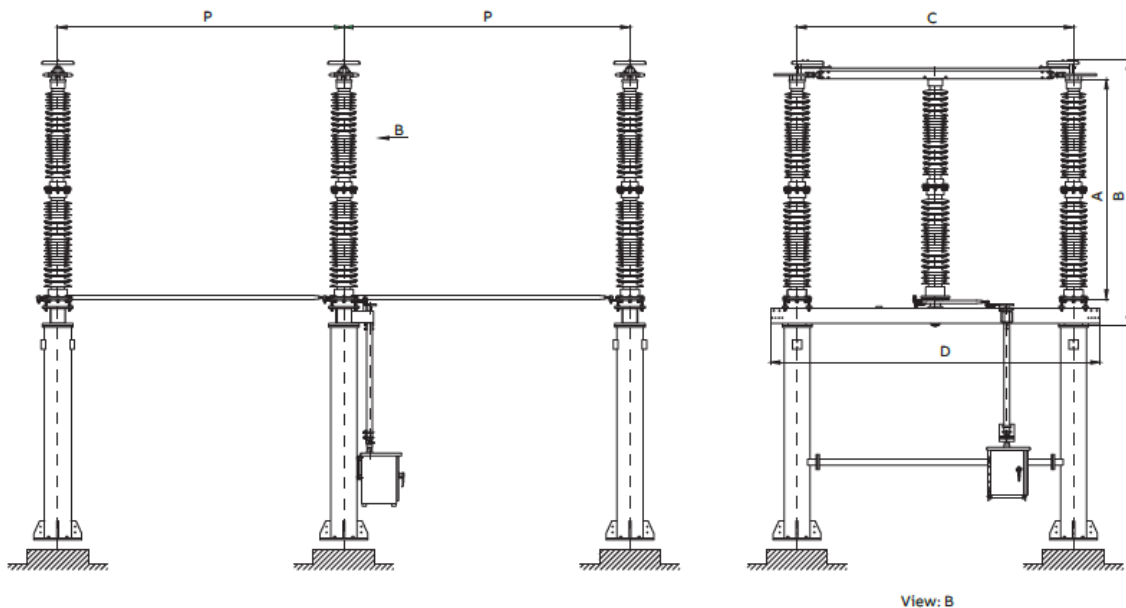


Figura 19: Seccionador horizontal GW56 ABB [15]

Cada polo del seleccionador seleccionado cuenta con una hoja móvil montada sobre el aislador central. Este aislador central es rotatorio y transmite el giro a la hoja móvil para que abra o cierre el circuito.

El seccionador puede ser tanto tripolar como unipolar, en el caso de ser tripolar los aisladores rotatorios de cada fase están unidos mediante una varilla para transmitir el giro. El movimiento puede ser generado tanto manualmente como por medio de un mecanismo motor.

Además, cuenta con la opción de añadirle una o dos unidades de puesta a tierra para asegurar una seguridad absoluta permitiendo fijar a tierra la línea cuando está abierto y descargar las tensiones. El instrumento de puesta a tierra está mecánicamente enclavado con el mecanismo de seccionamiento para garantizar una secuencia de operaciones adecuada.

INTERRUPTOR

El interruptor es el elemento principal de una subestación. Se trata de un equipo capaz de transportar y cortar la intensidad nominal del circuito, y cortar y soportar intensidades de cortocircuito.

El interruptor debe estar diseñado para favorecer el apagado lo antes posible, siempre al paso natural de la corriente por cero, a base de regenerar lo más rápidamente posible la rigidez dieléctrica del medio entre los contactos.

Si esta rigidez dieléctrica es menor que la tensión entre los contactos se produce un arco eléctrico y se vuelve a reestablecer la corriente. En cambio, si la rigidez dieléctrica es mayor se logra interrumpir la corriente. Para lograr que la rigidez dieléctrica sea menor que la tensión, en el paso por cero los contactos se deberían separar lo más rápido posible para que el valor de la rigidez dieléctrica sea mayor que el valor de la tensión, para facilitar esta situación se suelen emplear cámaras múltiples para que el valor de la tensión se divida, y sea, por tanto, más fácil extinguir el arco.

Para facilitar la extinción del arco eléctrico y que no se necesiten distancias entre electrodos terriblemente elevadas, los contactos suelen estar sumergidos en medios que permitan una desionización más rápida, ya que tienen una rigidez dieléctrica más elevada que el aire. La figura 20 muestra en función de distintos medios desionizantes la distancia entre electrodos necesaria para cada nivel de tensión.

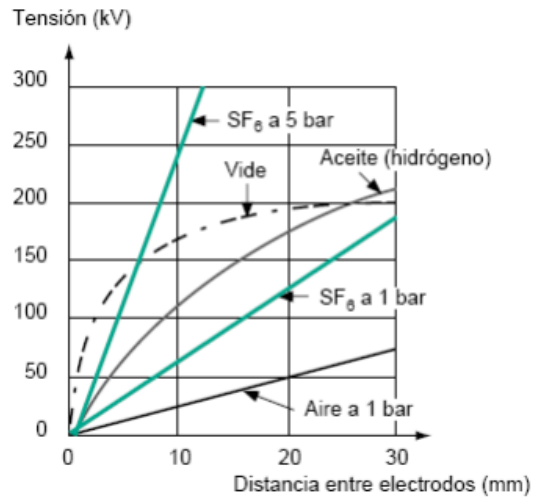


Figura 20: Comparación rigidez dieléctrica de distintos medios desionizantes

Tal y como se puede apreciar en la figura 20, el SF₆ presurizado es la alternativa que ofrece mejores prestaciones a nivel general y es la opción por excelencia que se ha estado empleando en la industria eléctrica durante los últimos 40 años. Sin embargo, se trata de un gas de efecto invernadero con el que se debe tener un cuidado extremo durante todo su ciclo de vida.

En cuanto al tipo de maniobra de los interruptores, un interruptor puede ser tripolar o unipolar. Tripolar indica que el interruptor abre y cierra las 3 fases a la vez, sin opción a hacerlo de manera separada. Unipolar indica que existe un mecanismo de accionamiento por cada polo, esto tiene la ventaja de que, si la falta ocurre en solo una fase, puedes interrumpir únicamente la fase en falta. En cambio, con un interruptor tripolar si ocurre una falta en una solo fase te ves obligado a desconectar el resto de las fases también.

De acuerdo con los resultados de los cálculos de cortocircuito, encontrados en el apartado "CALCULOS" se estipula que el poder de corte mínimo que debe tener el interruptor es de 40 kA. Teniendo esto en cuenta, el interruptor que se va a emplear cuenta con las siguientes características:

Interruptor

Modelo: LTB 145D1 AirPlus

Fabricante: ABB

Máxima tensión de servicio: 145 kV

Intensidad nominal: 3150 A

Capacidad de Corte: 40 kA

Operación: Tripolar

Cubículo de los contactos: Tanque vivo

A pesar de su gran mejoría medioambiental, al ser el sistema eléctrico un sistema muy conservador es difícil que este tipo de elementos novedosos sean empleados en las instalaciones, ya que para que alguna empresa se lance a usarlos necesitan garantías de que los nuevos equipos funcionan adecuadamente en condiciones reales. Para garantizarlo, además de las pruebas en laboratorio realizadas se suelen emplear proyectos piloto. En el caso del interruptor que se ha elegido, se realizó un piloto en el año 2010 en la isla danesa Bornholm para una subestación reductora 132/45 KV en la que se emplearon estos interruptores, esos interruptores están realizando más de 100 operaciones de interrupción por año sin ningún problema. Además, más entidades alrededor del mundo están confiando en este equipo habiéndose entregado más de 100 unidades.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia es la máquina encargada de conectar el sistema eléctrico de potencia a diferentes tensiones permitiendo el intercambio de potencia activa y reactiva.

En el caso de la subestación diseñada, se emplean dos transformadores de potencia por cada línea que reducen la tensión nominal del sistema de 132 kV a 30kV de 40 MVA cada uno.

Los transformadores están compuestos básicamente por un circuito magnético sobre el que se arrollan los devanados primario y secundario, que estarán a 132 kV y a 30 kV respectivamente.

El modo de conexión de estos devanados es un factor que afecta al resto de la subestación, ya que, de esto, depende el sistema de puesta a tierra de la parte de 132 kV y 30 kV de la subestación, siendo la puesta a tierra para ambos niveles de tensión independiente pues el transformador se comporta como un aislamiento galvánico.

Existen dos alternativas principales para la puesta a tierra de la subestación, que son básicamente realizar una conexión rígida a tierra o directamente no contar con puesta a tierra. Entre medias existen alternativas como realizar una puesta a tierra a través de una resistencia, reactancia o emplear un neutro resonante.

Las conexiones a tierra se harán de acuerdo a las que se emplean por i-DE en las redes de distribución del País Vasco, donde en función del nivel de tensión de la línea emplea un tipo de puesta a tierra u otro. Concretamente en el caso que nos acontece, se toma la decisión de realizar una conexión a tierra rígida en 132 kV y no conectar a tierra en 30 kV.

Como consecuencia de esta decisión, en el devanado primario del transformador se debe realizar una conexión en estrella conectando el neutro a tierra. Realizar un devanado en estrella en vez de en triángulo en el devanado de mayor tensión es una decisión basada en la economía de aislamientos, ya que, no emplear neutro implicaría funcionar a tensión compuesta, lo que provoca que los aislamientos sean mayores, y, por tanto, resulten más caros.

Como en el secundario no se va a realizar puesta a tierra ninguna, en el devanado secundario se realiza una conexión en triángulo, que funciona a su vez como filtro de armónicos homopolares.

Es común que en un transformador de potencia se produzcan fugas accidentales del aceite refrigerante de los transformadores, para evitar la contaminación de los suelos se van a colocar cada uno de los transformadores en una bancada de hormigón con un depósito de recogida de aceite capaz de alojar todo el aceite del transformador más un 10% por seguridad.

En la subestación se van a emplear dos transformadores de potencia con el objeto de que las líneas de salida de 30 kV estén doblemente alimentadas.

Transformador de Potencia

Fabricante: ABB

Conexión: Yd11

Potencia nominal: 40 MVA

Tensión primario: 132 kV

Tensión Secundario: 30 kV

Nivel de aislamiento primario

Frecuencia industrial: 325 kV

Impulsos tipo rayo: 650 kV

Nivel de aislamiento secundario

Frecuencia industrial: 95 kV

Impulsos tipo rayo: 215 kV

Impedancia de cortocircuito

Secuencia directa: 8 %

Secuencia inversa: 8 %

Secuencia homopolar: 8 %

Cambiador de tomas

Número de tomas: 27

Regulación en tensión primaria/secundaria: ± 10

El cambiador de tomas con el que cuenta el transformador permite modificar la relación de transformación nominal. De esta manera se podrá variar la tensión en un pequeño margen alrededor de la tensión nominal.

AUTOVÁLVULA

En este apartado se va a exponer el equipo de protección pasivo empleado para hacer frente a las sobretensiones. No es objeto de este apartado elegir la protección frente las sobretensiones permanentes, temporales (frecuencia industrial) o las transitorias de frente lento, para esos

casos se van a emplear las funciones de sobretensión (59) y subtensión (27) comentadas en el apartado “PROTECCIONES”.

El equipo que se va a exponer en el presente apartado es la autoválvula, cuya función es proteger los transformadores de potencia de la subestación frente a las sobretensiones de frente rápido y muy rápido.

Este tipo de sobretensiones están originadas, principalmente, por caídas de rayos ya sean de manera directa (sobre el conductor) o de manera indirecta (apoyos, cables de guardia, proximidades).

Tal y como se ha mencionado los transformadores de potencia son los equipos que se van a proteger frente a las sobretensiones, esto se debe a que son los equipos más caros de la subestación y que más pueden verse afectados por esta problemática.

Las autoválvulas que se emplean son principalmente las de óxido de Zinc compuestas por una serie de varistores, los cuales permiten que el equipo cuente con una relación tensión intensidad no lineal. Estas, se conectan en paralelo a los equipos a proteger, conectados entre la línea y la red de tierras. Su funcionamiento depende de la situación del sistema en ese preciso momento.

En las situaciones en las que el sistema esté funcionando en régimen nominal, la autoválvula se comporta como una impedancia muy elevada circulando a través de ella una pequeña corriente de fuga. En el caso de que se produzca una sobretensión la autoválvula se comporta como una impedancia pequeña derivando a tierra la sobretensión y limitando la sobretensión a valores que puedan soportar los equipos de la subestación.

Para la elección de las autoválvulas a emplear es necesario tener en cuenta una serie de conceptos:

- **Tensión nominal o asignada (U_r):** Según la norma UNE-EN 60099-4, el valor eficaz máximo de tensión a frecuencia industrial que es capaz de soportar durante 10 s, después de haber sometido a la autoválvula a impulso de corriente de gran amplitud o larga duración.
El valor de esta tensión es función de las sobretensiones temporales aplicadas (TOV), teniendo que resistir las autoválvulas la energía térmica generada por ellas. Debido a que las TOV son ocasionadas principalmente por una pérdida a tierra de una o varias fases, la amplitud de las mismas está determinada por el tipo de puesta a tierra de la red, y su duración por el tiempo de despeje de la falta.
- **Clase de descarga:** Representa la capacidad de disipación energética de la autoválvula. Al aumentar la clase aumenta la capacidad de disipación de energía del pararrayos. Las clases 1, 2 y 3 corresponden a autoválvulas con una corriente nominal de descarga de 10 kA, mientras que a las clases 4 y 5 les corresponde una corriente nominal de descarga de 20 kA.

- **Tensión residual:** Valor cresta de la tensión que aparece entre bornes de la autoválvula durante el paso de la corriente de descarga.
- **Nivel de protección:** Se definen en función de las tensiones residuales:
 - **Nivel de protección a impulsos tipo rayo (U_{pl}):** Máxima tensión de la autoválvula para la corriente nominal de descarga.
 - **Nivel de protección a impulsos tipo maniobra (U_{ps}):** Valor máximo de la tensión residual de la autoválvula a las corrientes de impulso tipo maniobra especificadas.
- **Márgenes de protección:** Relación entre las tensiones soportadas de la apartamenta a proteger y el nivel de protección de la autoválvula. Para este tipo de instalaciones los márgenes de protección superiores al 30% se consideran adecuados. También, existen diferencias entre el margen de protección a impulsos de tipo rayo y de tipo maniobra.
 - **Margen de protección a impulsos tipo rayo:** $MP = \frac{U_{wl}}{U_{pl}} - 1$
 - **Margen de protección a impulsos tipo rayo:** $MP = \frac{U_{ws}}{U_{ps}} - 1$

En la subestación diseñada se emplean las autoválvulas a los dos lados del transformador de potencia con el fin de protegerlo frente a sobretensiones. Por este motivo, es necesario el empleo de dos autoválvulas distintas en la instalación. Una para la zona de 132 kV y otra para la zona de 30 kV. En este apartado se describirá únicamente la autoválvula empleada en 132 kV, la empleada para 30 kV viene descrita en el apartado “EQUIPOS PRIMARIOS 30 kV”.

Debido a que la red de 132 kV está conectada rígidamente a tierra, la autoválvula tendrá una tensión nominal mínima de:[17]

$$U_r \text{ (kV)} \geq 0,72 \times U_m = 0,72 \times 145 = 104,4 \text{ kV} \quad (3)$$

Analizando las tablas de distintas autoválvulas, donde aparecen los valores estandarizados del fabricante [17], se aprecia que el valor próximo superior estandarizado es 108 kV.

Debido a las características de la red, la clase de descarga de línea recomendada es la 2, siendo la autoválvula recomendada la PEXLIM R con una corriente de descarga nominal de 10 kA, y con las siguientes relaciones:

$$\frac{U_{pl}}{U_r} = 2,59 \text{ a } 10 \text{ kA} \quad (4)$$

$$\frac{U_{ps}}{U_r} = 2,06 \text{ a } 0,5 \text{ kA} \quad (5)$$

Atendiendo a estas relaciones, se obtiene una $U_{pl} = 2,59 \cdot U_r = 2,59 \cdot 108 = 279,72 \text{ kV}$ y una $U_{ps} = 2,06 \cdot U_r = 2,06 \cdot 108 = 222,48 \text{ kV}$.

Teniendo en cuenta, que, en lado de alta tensión, la tensión soportada a impulsos tipo rayo (U_{wl}) del transformador es de 650 kV y la tensión soportada a frecuencia industrial (U_{ws}) es de 325 kV, los márgenes de protección para cada caso serían:

$$MP_s = \frac{U_{ws}}{U_{ps}} - 1 = \frac{325}{222,48} - 1 = 0,46 = 46\% \quad (6)$$

$$MP_l = \frac{U_{wl}}{U_{pl}} - 1 = \frac{650}{279,72} - 1 = 1,32 = 132\% \quad (7)$$

A pesar de que ambos márgenes de protección se consideran excelentes, se debe tener en cuenta, que conforme aumenta la distancia eléctrica entre el transformador y la autoválvula, el margen de U_{pl} se reduce debido a la propagación y reflexión de las ondas viajeras. En cambio, el margen de U_{ps} no se ve reducido debido a que el tiempo frontal de un impulso de sobretensión de frecuencia industrial es más largo.

El valor de la tensión real en el transformador es función de la tensión residual de la autoválvula (U_{pl}), de la pendiente del frente de onda (S) y del tiempo de propagación de las ondas entre la autoválvula y el transformador (T). El valor de T se obtiene mediante el cociente entre la distancia entre la autoválvula y el transformador, cuyo valor en la subestación es de 1,5 m, y la velocidad de la onda, que se va a considerar la velocidad de la luz (300 m/ μ s). Estando estas variables relacionadas de la siguiente manera:

$$U_{Trafo} = U_{pl} + 2 \cdot S \cdot T \quad (8)$$

Donde:

$$U_{pl} = 279,72 \text{ kV}$$

$$S = 300 \text{ kV}/\mu\text{s}$$

$$T = 1,5/300 \mu\text{s}$$

Siendo, por tanto:

$$U_{Trafo} = U_{pl} + 2 \cdot S \cdot T = 279,72 + 2 \cdot 300 \cdot \frac{1,5}{300} = 279,72 + 3 = 282,72 \text{ kV} \quad (9)$$

Como se puede apreciar, la variación es muy pequeña debido a que se ubican las autoválvulas en lugares próximos al transformador.

Por lo tanto, teniendo en cuenta que la tensión soportada a frecuencia industrial por el transformador es de 325 kV, se determina que las autoválvulas están correctamente diseñadas.

La autoválvula que se va a emplear es la siguiente:

Descargador con revestimiento de silicona

Modelo: PEXLIM R

Fabricante: ABB

Máxima tensión de servicio: 145 kV

Corriente de descarga nominal: 10 kA

Tensión nominal: 108 kV

Tensión residual máxima:

Frecuencia industrial (0,5 kA): 223 kV

Tipo rayo (10 kA): 280 kA



Figura 23: Apariencia descargador PEXLIM R ABB empleado [17]

EQUIPOS PRIMARIOS 30 kV

En este apartado se van a exponer los equipos principales de la subestación que se encuentran a 30 kV.

Los 30 kV de la subestación “nacen” de los dos transformadores de potencia y alimentan con esta tensión las 8 líneas de distribución de salida, entre otros. Se debe tener en cuenta que los 30 kV de la subestación no se encuentran únicamente en instalaciones al aire: Del transformador de potencia que se encuentra al aire se realiza una transición aero-subterránea para introducir el conductor bajo el terreno, y por debajo del suelo se lleva el conductor a la caseta donde se encuentran las celdas, donde se alimentan a 30 kV y se distribuyen mediante el embarrado a las diferentes celdas de las líneas.

Teniendo estos aspectos en cuenta, se determina que los distintos elementos que se van a analizar en este apartado son:

- **Conductores**
- **Autoválvula**
- **Celdas**
 - **Celda de interruptor automático**
 - **Celda de acoplamiento de barras**
 - **Celda de protección con fusibles**

CONDUCTORES

Los conductores son los elementos empleados para realizar la conexión eléctrica de los distintos equipos de la subestación. Debido a la naturaleza de la parte de 30 kV, se van a precisar dos conductores distintos para este nivel de tensión. Un conductor empleado para el tramo aéreo y otro para el tramo subterráneo.

El conductor que se va a emplear para los tramos aéreos de 30 kV son conductores desnudos de aluminio-acero cuyas características son las siguientes:

Designación: 400-Al/S1A-45/7

Sección Aluminio: 400 mm²

Sección Cobre: 27,7mm²

Masa del conductor: 1320 kg/km

Resistencia a la tracción: 9836 daN

E (Módulo de elasticidad): 6600 daN/mm²

α (Coeficiente de dilatación lineal): 20,9 x 10⁻⁶ °C

Resistencia eléctrica: 0.0722 Ω/km

Intensidad admisible: 790 A

Los conductores que se van a emplear para los tramos subterráneos son conductores de cobre con aislamiento de Etileno Propileno de alto módulo, cuya designación es “HEPRZ1 18/30 kV 630mm²”.

La resistencia de este conductor es de 0,0459 Ω/km, mientras que la máxima intensidad admisible es de 740 A para la siguiente situación:

Temperatura terreno: 25 °C

Temperatura aire: 40 °C

Resistividad térmica: 1,5 k·m/W

Profundidad de soterramiento: 1 m

Temperatura conductor: 105 °C

Tal y como se puede comprobar, la intensidad en régimen permanente del circuito es superior a la intensidad admisible del conductor en las condiciones mostradas. Sin embargo, estas condiciones no muestran la situación real en la que se van a encontrar estos conductores, ya que no se van a encontrar enterrados en el terreno, sino que se colocarán bajo atarjeas revisables.

Teniendo esto en cuenta y aplicando los factores de corrección correspondientes a la UNE 211435 [18] la intensidad admisible del conductor para la instalación particular de la subestación sería:

- **Factor de corrección profundidad:** 1,09
- **Factor de corrección resistividad:** 1,1

Dando una intensidad admisible total igual a 740 x 1,09 x 1,1= 887,26 A. Valor superior al nominal

Los valores de las reactancias de secuencia directa, inversa y homopolar asociados a estos conductores se encuentran expuestas en el apartado “CÁLCULOS”, debido a que además de depender de las características del conductor, su valor depende de la configuración de los conductores y el tipo de puesta a tierra existente, entre otros.

AUTOVÁLVULA

En el lado de 30 kV del transformador, se emplea una autoválvula para evitar que el transformador sea dañado por alguna sobretensión temporal de frente rápido y frente muy rápido.

Debido a que la red de 30 kV está aislada de tierra, la autoválvula tendrá una tensión nominal mínima de:

$$U_r \text{ (kV)} \geq 0,91 \times U_m = 0,91 \times 36 = 32,76 \text{ kV} \quad (10)$$

El valor próximo superior estandarizado de autoválvulas es de 33 kV.

Debido a las características de la red, la clase de descarga de línea recomendada es la 2, siendo la autoválvula recomendada la PEXLIM R con una corriente de descarga nominal de 10 kA, y con las siguientes relaciones:

$$\frac{U_{pl}}{U_r} = 2,59 \text{ a } 10 \text{ kA} \quad (11)$$

$$\frac{U_{ps}}{U_r} = 2,06 \text{ a } 0,5 \text{ kA} \quad (12)$$

Atendiendo a estas relaciones, se obtiene una $U_{pl} = 2,59 \cdot U_r = 2,59 \cdot 33 = 85,47 \text{ kV}$ y una $U_{ps} = 2,06 \cdot U_r = 2,06 \cdot 33 = 67,98 \text{ kV}$.

Teniendo en cuenta que la tensión soportada a impulsos tipo rayo (U_{wl}) del transformador es de 215 kV, y la tensión soportada a frecuencia industrial (U_{ws}) es de 95 kV, los márgenes de protección para cada caso serían:

$$MP_s = \frac{U_{ws}}{U_{ps}} - 1 = \frac{95}{67,98} - 1 = 0,39 = 39,75\% \quad (13)$$

$$MP_l = \frac{U_{wl}}{U_{pl}} - 1 = \frac{215}{85,47} - 1 = 1,52 = 152\% \quad (14)$$

A pesar de que ambos márgenes de protección se consideran excelentes, se debe tener en cuenta, que conforme aumenta la distancia eléctrica entre el transformador y la autoválvula, el margen de U_{pl} se reduce debido al efecto de las ondas viajeras. En cambio, el margen de U_{ps} no se ve reducido debido a que el tiempo frontal de un impulso de sobretensión de frecuencia industrial es más largo.

El valor de la tensión real en el transformador es función de la tensión residual de la autoválvula (U_{pl}), de la pendiente del frente de onda (S) y del tiempo de propagación de las ondas entre la autoválvula y el transformador (T). El valor de T se obtiene mediante el cociente entre la distancia entre la autoválvula y el transformador, cuyo valor en la subestación se va a suponer de 1,5 m (aunque es menor), y la velocidad de la onda, que se va a considerar la velocidad de la luz (300 m/ μ s). Estando estas variables relacionadas de la siguiente manera:

$$U_{Trafo} = U_{pl} + 2 \cdot S \cdot T \quad (15)$$

Donde:

$$U_{pl} = 85,47 \text{ kV}$$

$$S = 300 \text{ kV}/\mu\text{s}$$

$$T=1,5/300 \mu s$$

Siendo, por tanto:

$$U_{Trafo} = U_{pl} + 2 \cdot S \cdot T = 85,47 + 2 \cdot 300 \cdot \frac{1,5}{300} = 279,72 + 3 = 88,47 \text{ kV} \quad (16)$$

Como se puede apreciar, la variación es muy pequeña debido a que se ubican las autoválvulas en lugares próximos al transformador.

A la vista de los resultados obtenidos y que la tensión soportada por el transformador a frecuencia industrial es de 95 kV, se determina que las autoválvulas están correctamente dimensionadas.

La autoválvula que se va a emplear es la siguiente:

Descargador con revestimiento de silicona

Modelo: PEXLIM R

Fabricante: ABB

Máxima tensión de servicio: 36 kV

Corriente de descarga nominal: 10 kA

Tensión nominal: 33 kV

Tensión residual máxima:

Frecuencia industrial (0,5 kA): 67,9 kV

Tipo rayo (10 kA): 85,5 kA

CELDAS

Las celdas son los equipos fundamentales de la parte de 30 kV, se trata de equipos modulares compactos que realizan una función concreta. Dentro de una misma celda se pueden encontrar distintos elementos de medida y protección funcionando conjuntamente, es decir, en una misma celda se podría llegar a encontrar una posición de línea (Interruptor, Seccionador, Transformador de Tensión y de Intensidad) ocupando muy poco espacio.

Esto se debe a que generalmente el interior de las celdas se encuentra relleno de un gas presurizado de alta rigidez dieléctrica, lo que garantiza un aislamiento apropiado entre equipos con muy poca distancia entre ellos. A su vez, los contactos para realizar interrupciones de corriente eléctrica pueden estar más juntos que si estuvieran aislados en aire. Todo esto permite, aunar en un equipo compacto una gran cantidad de funciones, permitiendo la reducción de espacios y de los costes que eso supone.

Actualmente, la mayoría de las celdas cuentan como aislante con SF₆ presurizado, gas que como se ha visto al exponer el interruptor en el apartado de "EQUIPOS PRIMARIOS 132 kV" es un gas

de efecto invernadero. A diferencia de lo que ocurre con los interruptores, las celdas son equipos completamente sellados y las fugas de SF₆ son muy improbables, mientras que por las juntas de las cámaras de extinción de los interruptores es más probable la fuga de este gas. Pese a que su empleo es realmente seguro, actualmente se están dando pasos en aras de encontrar un gas aislante menos contaminante.

En la subestación se van a emplear tres tipos distintos de celdas, las cuales realizan funciones distintas, eso sí, estando todas ellas interconectadas por medio del embarrado que tienen las celdas. Los distintos tipos de celdas empleados son los siguientes:

- **Celdas de protección de líneas:** Se trata de las celdas encargadas de proteger las 8 líneas de salida de la subestación y de proteger todas las celdas por sus dos líneas de entrada procedentes de los transformadores. Están compuestas principalmente por interruptores automáticos, seccionadores y elementos de medida para conocer la situación de las líneas.
- **Celda de acoplamiento:** Es un tipo de celda un tanto especial, su función es dividir la barra de las celdas en dos tramos en caso de que una se encuentra averiada o en falta.
- **Celdas de protección de transformador de servicios auxiliares:** Se trata de las celdas encargadas de proteger el transformador de servicios auxiliares de la subestación. En la subestación diseñada se van a emplear dos celdas distintas para alimentar este transformador, dispuestas de tal manera que una esté siempre alimentando al transformador, y en caso de fallo o mantenimiento, la otra celda sea quien alimente el transformador. Está compuesta por un fusible y un seccionador.

En la subestación se van a emplear las celdas del fabricante Ormazabal, las cuales son unas de las más reconocidas a nivel internacional y cuentan con la siguiente estructura tipo.



Figura 24: Representación tipo celdas Ormazabal [19]

Como se aprecia en la celda mostrada, cuentan con una estructura dividida en compartimentos independientes, los cuales, de acuerdo con la numeración que se muestra en la imagen son los siguientes:

1. **Cuba de gas: Compartimento de seccionador/de interruptor automático:** Se trata del compartimento que alberga la aparata de corte y maniobra, la cual se encuentra sellada de por vida y tiene como medio aislante el SF₆.
2. **Compartimento del embarrado:** Se encuentra en la parte superior de la celda y sirve para albergar el embarrado que realiza la función de realizar la conexión eléctrica de todas las celdas. En el propio embarrado se pueden instalar transformadores de intensidad y de tensión para evitar emplear celdas de medida.
3. **Compartimento de cables:** Ubicado en la parte inferior delantera de la celda. Por aquí transcurren los cables de 30 kV.
4. **Compartimento de baja tensión:** Situado en la parte superior de la celda, se trata de un compartimento diferente de la zona de 30 kV. Se trata de un compartimento de un tamaño y un diseño personalizado empleado, principalmente, para la instalación de relés de protección y equipos de control y medida.
5. **Interfaz de operaciones:** Ubicado en la parte frontal de la celda. Muestra el esquema unifilar de la celda, así como la posición de los elementos de maniobra de la celda en ese momento.

Como se ha comentado, los embarrados de las celdas pueden llevar incluidos los T.T y los T.I, por lo que no se van a emplear celdas de medida. En los siguientes subapartados se van a describir el tipo distinto de celdas que se van a emplear y sus características.

Además, como para cada tipo de celda se van a exponer sus dimensiones, en la siguiente imagen se va a representar un modelo de celda tipo acotada con 4 parámetros, los cuales serán los que para cada modelo de celda empleada se parametricen.

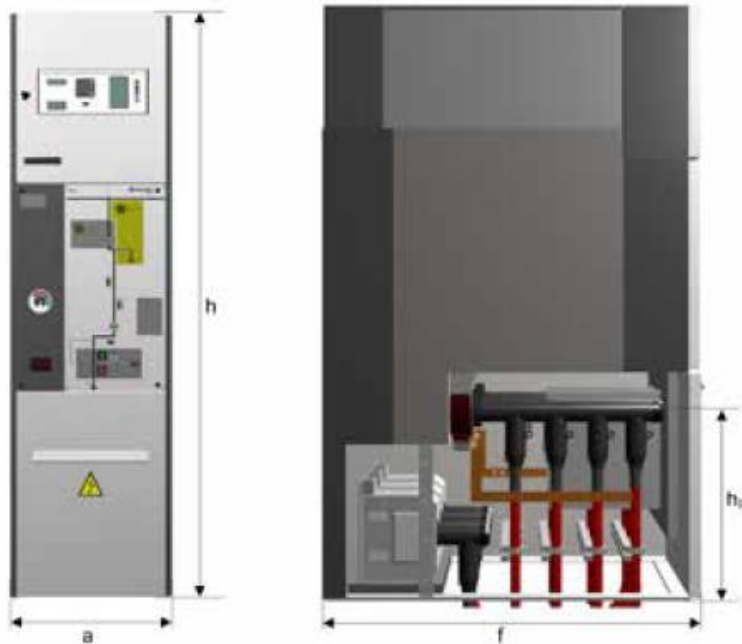
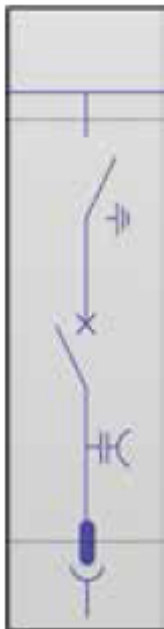


Figura 25: Cotas tipo celdas Ormazabal [19]

CELDA DE INTERRUPTOR AUTOMÁTICO



Se trata de una celda que incluye un interruptor automático de corte en vacío y un seccionador de tres posiciones en serie con este.

En la subestación diseñada se van a emplear 10 celdas de esta tipología, 8 para realizar la protección de las líneas de salida de 30 kV, y las otras dos barras para realizar la protección de la alimentación de las celdas.

Este tipo de celdas está compuesto por los siguientes componentes:

- Seccionador con opción a puesta a tierra
- Interruptor automático
- Transformador de tensión
- Transformador de intensidad.

Las características eléctricas generales de la celda son las siguientes:

Celda de interruptor automático

Modelo: cpg.0-v

Tensión asignada: 30 kV

Frecuencia asignada: 50 Hz

Corriente asignada barra: 1250 A

Corriente asignada línea: 630 A

Tensión soportada a frecuencia industrial (1 min):

Entre fases y tierra: 70 kV

A través de la distancia de seccionamiento: 80 kV

Tensión soportada a impulso tipo rayo (1.2/50 μ s)

Entre fases y tierra: 170 kV

A través de la distancia de seccionamiento: 185 Kv

Dimensiones

a: 600 mm

h: 2125 mm

h_p: 665 mm

f: 1015 mm

Las características eléctricas del interruptor automático que contienen las celdas son las siguientes:

interruptor automático

Corriente admisible corta duración (3s): 31,5 kA

Corriente pico admisible: 80 kA

Poder de corte cortocircuito: 31,5 kA

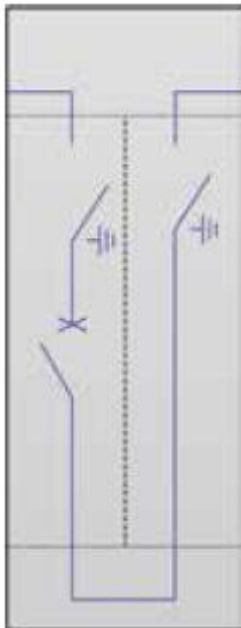
Las características eléctricas del seccionador que contienen las celdas son las siguientes:

Seccionador

Corriente admisible corta duración (3s): 31,5 kA

Corriente pico admisible: 80 kA

CELDA DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS



Se trata de una celda que incluye un interruptor automático de corte en vacío y dos seccionadores de tres posiciones en serie con él, uno aguas arriba y el otro aguas abajo del interruptor automático.

En la subestación diseñada se va a emplear una celda de estas características empleada para dividir el embarrado principal en dos tramos

La celda ilustrada es la celda convencional, sin embargo, al modelo básico se le va a añadir un T.I para conocer la tensión e intensidad en ese punto.

Las características eléctricas generales de la celda son las siguientes:

Celda de acoplamiento de barras

Modelo: cpg.0-c

Tensión asignada: 30 kV

Frecuencia asignada: 50 Hz

Corriente asignada barra: 1250 A

Tensión soportada a frecuencia industrial (1 min):

Entre fases y tierra: 70 kV

A través de la distancia de seccionamiento: 80 kV

Tensión soportada a impulso tipo rayo (1.2/50 μ s)

Entre fases y tierra: 170 kV

A través de la distancia de seccionamiento: 185 Kv

Dimensiones

a: 1200 mm

h: 2425 mm

h_p: 665 mm

f: 1365 mm

Las características eléctricas del interruptor automático que contienen las celdas son las siguientes:

interruptor automático

Corriente admisible corta duración (3s): 31,5 kA

Corriente pico admisible: 80 kA

Poder de corte cortocircuito: 31,5 kA

Las características eléctricas del seccionador que contienen las celdas son las siguientes:

Seccionador

Corriente admisible corta duración (3s): 31,5 kA

Corriente pico admisible: 80 kA

CELDA DE PROTECCIÓN CON FUSIBLES



Se trata de una celda que dispone de un interruptor-seccionador de tres posiciones (cerrado/abierto/puesto a tierra), incluyendo la protección con fusibles.

En la subestación diseñada se van a emplear dos celdas de estas características para alimentar el transformador de servicios auxiliares. Obviamente, no van a estar conectadas simultáneamente ambas celdas. Una de las celdas estará en servicio continuo y la otra entrará en servicio en caso de fallo.

A diferencia de las celdas anteriores, en esta celda no se emplea un interruptor automático debido a que el transformador de servicios auxiliares va a estar siempre conectado, por lo que se opta por una opción de protección más económica como es el empleo de fusibles.

Las características eléctricas generales de la celda son las siguientes:

Celda de protección con fusibles

Modelo: cpg.0-f

Tensión asignada: 30 kV

Frecuencia asignada: 50 Hz

Corriente asignada barra: 1250 A

Corriente asignada línea: 200 A

Tensión soportada a frecuencia industrial (1 min):

Entre fases y tierra: 70 kV

A través de la distancia de seccionamiento: 80 kV

Tensión soportada a impulso tipo rayo (1.2/50 μ s)

Entre fases y tierra: 170 kV

A través de la distancia de seccionamiento: 185 kV

Dimensiones

a: 600 mm

h: 2425 mm

h_p: 665 mm

f: 1365 mm

Las características eléctricas del interruptor -seccionador que contienen las celdas son las siguientes:

Interruptor-seccionador

Corriente admisible corta duración (3s): 31,5 kA

Corriente pico admisible: 80 kA

Poder de corte cortocircuito: 31,5 kA

SISTEMAS AUXILIARES

En este apartado se van a reunir los equipos de la subestación que, aunque no sean considerados como principales, su existencia es obligatoria para el correcto funcionamiento de la subestación.

Los elementos que se consideran equipos auxiliares son los siguientes:

- **Transformador de servicios auxiliares (Trafo SS.AA):** Transformador de pequeña potencia encargado de proporcionar suministro eléctrico a los accionamientos de los equipos principales, motores, alumbrado, dispositivos de control y de protección....
- **Alumbrado:** La subestación contará con alumbrado para poder trabajar en su interior bajo las condiciones visibles más adversas que puedan darse.
- **Apantallamiento:** La subestación se debe de proteger frente a las posibles descargas atmosféricas que puedan caer en la subestación. Para ello, se debe realizar una pantalla que cubra la totalidad de la subestación, pudiéndose emplear para ello conductores de guarda o pararrayos.
- **Elementos estructurales:** Los elementos estructurales son los equipos necesarios para soportar o proteger los distintos elementos de la subestación.

TRAFO SS.AA.

El transformador de servicios auxiliares es una parte esencial de la subestación, ya que proporciona suministro eléctrico en BT a todos los elementos de la subestación que lo requieran.

En la presente subestación se va a emplear solo un transformador de servicios auxiliares de 30kV/400V de 50 kVA. Aunque va a estar alimentado redundantemente por dos celdas de 30 kV, cada una de ellas alimentadas por un transformador de potencia distinto.

Las características del transformador de servicios auxiliares empleado son las siguientes:

Fabricante: Ormazabal

Potencia: 50 kVA

Tensión primaria: 30 kV

Tensión secundaria: 400 V

Además de la tensión secundaria de 400 V, el secundario se va a conectar en estrella, para poder extraer el neutro y obtener así tensiones de 400 y 230 V.

ALUMBRADO

De acuerdo a la normativa existente, no se exigen elementos de alumbrado en la instalación, por lo que las luminarias que se van a emplear serán las necesarias para poder maniobrar con seguridad con poca luz natural. Además, mantener iluminada la subestación permite tenerla visible desde el exterior, lo que es positivo tanto para la detección de fallos como la de posibles intrusos.

Por todo esto, para la parte exterior se van a emplear 4 focos, uno en cada esquina de la subestación con las siguientes características:

Foco exterior

Modelo: MCF403 MHN-SA2000W/956 A4 HRE AM

Fabricante: PHILIPS

Potencia: 2000 W

Tensión asignada: 400 V



Figura 26: Foco PHILIPS empleado [20]

En la parte interior de la caseta de las celdas y control es necesaria la iluminación. Sin embargo, al emplear para ello una caseta prefabricada, las luminarias vienen incorporadas.

APANTALLAMIENTO

En este apartado se van a exponer los posibles equipos empleados para proteger a los equipos de la subestación frente a las posibles caídas de descargas atmosféricas de la subestación.

La probabilidad de que caiga un rayo sobre algún elemento de la subestación es realmente baja. Sin embargo, los grandes destrozos que puede causar debido al elevado valor que pueden alcanzar las sobretensiones hace necesario disponer de ciertos mecanismos de protección.

Para la protección frente a las descargas atmosféricas se han empleado dos tipos de sistemas, principalmente, a lo largo de la historia, los cuales son los siguientes:

- **Cables de guarda:** Los extremos de los pórticos de la subestación se unen entre si mediante cables de guarda, los cuales atraen las descargas atmosféricas y las derivan a tierra.
- **Puntas Franklin:** Se ubican en los puntos elevados cercanos a la aparamenta más crítica de la subestación para que las posibles descargas vayan a tierra a través de ellas.

En las subestaciones que se están creando actualmente, el empleo de cables de guarda para apantallar la subestación se está viendo cada vez menos en beneficio de las puntas Franklin. Esto se debe a que si se produce una rotura del cable de guarda los conductores dañados caen desde

la altura a la que se encuentre, y debido a que en su estado normal están ubicados encima de la armadura caerían pudiendo cortocircuitar los distintos equipos de la instalación.

Por esta razón, en la subestación objeto de este proyecto se van a emplear pararrayos como medidas de protección de descargas atmosféricas.

La norma que rige los aspectos relacionados con la protección mediante pararrayos es la UNE 62305 [21] que determina las características del Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR) incluyendo su clase correspondiente y el método a aplicar para calcular su zona de protección.

La clase de SPCR es una clasificación que hace referencia a la situación de la instalación a proteger, siendo la clase 1 una instalación con alta actividad de rayos o una instalación en la que una caída de rayo puede provocar grandes daños, y la clase 4 es una instalación con poca frecuencia de caída de rayos y que la caída de un rayo no acarrea prácticamente problemas.

Una clase de SPCR más baja impone unos requisitos más estrictos a la hora de determinar la zona de protección. Debido a que una subestación es considerada como un bien público, pues en caso de falta puede quedarse una gran cantidad de personas sin suministro eléctrico, la instalación diseñada trata de una instalación de clase SPCR 2.

El área de protección de un pararrayos, según la UNE 62305, puede ser determinado por dos métodos igual de válidos. Considerando que la autoválvula crea un ángulo de protección sobre un plano en función de la altura o considerando que el pararrayos crea una zona de protección en forma de esfera comenzando por su vértice, siendo esta esfera, rodante, y teniéndose que “apoyar” en otro pararrayos para garantizar la protección. Este último método es llamado “Esfera rodante” y es el que se va a emplear en la subestación diseñada.

El tipo de pararrayos que se va a emplear en la subestación es el siguiente:

Pararrayos

Modelo: CU 1'1/2"

Fabricante: Ingesco

Clase de SPCR: II

Tipo: Punta múltiple

Material: Cu

Peso: 1200 g

Tamaño de la malla: 10 x 10 m

Radio esfera rodante: 30 m

Dimensiones

H: 344 mm

D1: 20 mm

D2: 41 mm

D3: 12 mm

A: 19 mm

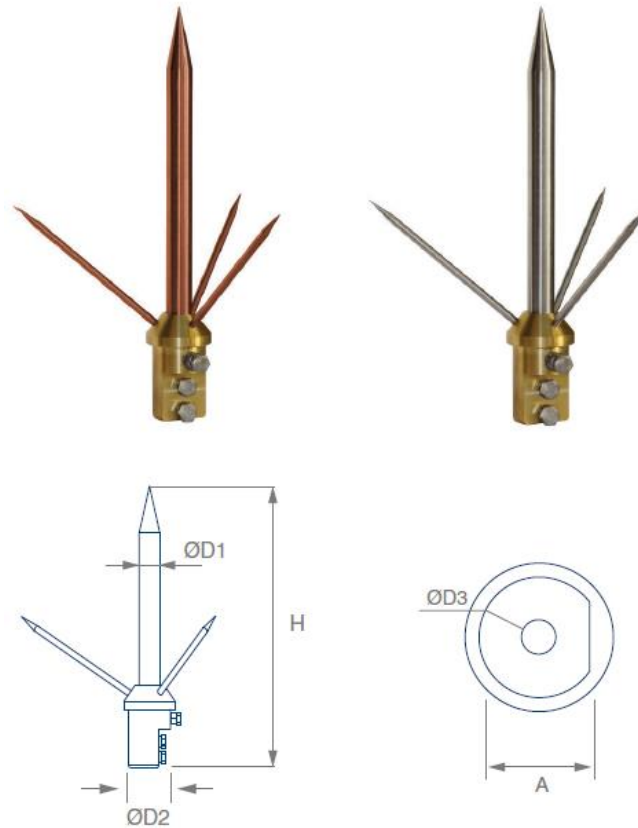


Figura 27:Punta captadora múltiple Ingesco [22]

Como se ha comentado anteriormente se va a aplicar el método de la esfera rodante para calcular el apantallamiento de la subestación. De acuerdo con la ficha de características del pararrayos seleccionado, el radio de la esfera de protección es de 30 metros, además, en la propia ficha técnica nos dan el tamaño máximo de la malla que debe existir para proteger una zona, que es de 10x10 metros.

Esto indica que, para proteger una zona, la separación máxima entre dos pararrayos debe ser de 10 metros. Teniendo este dato en cuenta, se realiza el posicionamiento de los pararrayos en la subestación tal y como se indica el apartado “Disposición”.

La altura de los pararrayos debe ser como mínimo igual a la altura del equipo más alto de la subestación, *en* este caso el transformador que se encontrará a 7 metros. Los pararrayos empleados se van a ubicar a un metro más alto que este elemento, quedando a una altura de 8 metros.

ELEMENTOS ESTRUCTURALES

En una subestación los elementos estructurales son de gran importancia, ya que permiten que los distintos elementos funcionales de la subestación funcionen como es deseado y en las

mejores condiciones posibles. En la presente subestación se van a emplear una serie de elementos estructurales para cumplir distintas funciones: Soportar el embarrado de 132 kV, ubicar los equipos a la altura deseada, proteger frente a los fenómenos climáticos adversos a los equipos más sensibles y canalizar conductores.

SOPORTE EMBARRADO 132 KV

Como se ha visto, el embarrado de 132 kV está compuesto por unos tubos circulares de 63 cm. Debido a que estos tubos se van a encontrar en tensión es necesario el empleo de elementos aislantes que soporten el peso del embarrado a la altura precisa.

El soporte tiene forma de trípode para poder sustentar las 3 fases simultáneamente y está compuesto por una parte aislante y una parte metálica. La parte aislante es la que se une al embarrado y tiene una longitud de 1500 mm. La parte metálica tiene función estructural y su altura es de 4500mm, la necesaria para que el embarrado se encuentre a la altura deseada. Una esquematización del equipo empleado es la mostrada en la figura 28.

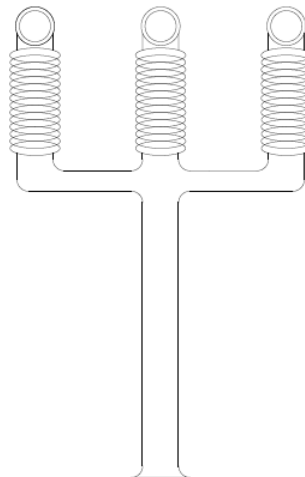


Figura 28: Estructura soporte embarrado 132 kV

El número de estos equipos que se van a emplear y su localización en la subestación se muestra en el apartado “Disposición”.

SOPORTE POSICIONAMIENTO ALTURAS

Para conseguir que los distintos equipos de la subestación estén posicionados a la altura deseada se deben emplear una serie elementos estructurales. Aunque depende de la altura a la que se quiera colocar se deben emplear unos equipos u otros. En este caso particular, no se puede emplear el mismo elemento para elevar los equipos de las líneas principales (TT, TI, interruptor, etc.) a una misma altura, que, para elevar equipos a una considerable altura sin conexión alguna entre ellos, como es el caso de los pararrayos.

Para conseguir que los equipos de las líneas principales estén a la altura deseada se va a emplear un báculo básico, el cual diseñado para soportar un único aparato y está formado por perfiles angulares triangulares de acero galvanizado, mediante celosía simple.

La altura que deben tener cada uno de estos elementos para esta aplicación se muestra en el apartado “Disposición”.

La forma de estos equipos es la siguiente:

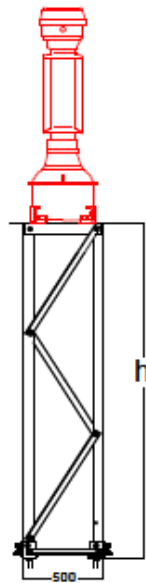


Figura 29: Báculo Básico IMEDEXSA [23]

En cambio, el empleo de estos báculos no sirve para la instalación de los pararrayos en la instalación, ya que la altura máxima de estos equipos de acuerdo con las especificaciones del fabricante es de 6 metros, y los pararrayos se van a ubicar a una altura de 8 metros.

Para la colocación de los pararrayos se van a emplear fustes de 7 metros de altura sobre la superficie (la altura total se muestra en el apartado obra civil), los cuales forman parte de una estructura modular de un pórtico, por lo que, en caso de una ampliación de la subestación, se pueden aprovechar los presentes fustes para realizar una nueva estructura. Disponen de una cabeza cuadrada, ideal para apoyar los pararrayos, y una celosía simple en las cuatro caras.

La disposición y el número de fustes empleados se muestra en el apartado “Disposición”, siendo la forma de cada fuste la siguiente:



Figura 30: Fuste pararrayos IMEDEXSA [24]

ENVOLVENTE

Para proteger las celdas de MT y los elementos de control de los fenómenos atmosféricos se deben ubicar dentro de una envolvente prefabricada. Esta envolvente debido a la naturaleza de los equipos que alberga en su interior debe posibilitar la entrada y salida de conductores de esta, por lo que debe disponer de una serie de orificios en la parte inferior de la envolvente para que los conductores puedan penetrar por ellos.

La envolvente tendrá unas dimensiones de 12x6 metros y 4 metros de altura.

Como se ha comentado, en esta envolvente irán ubicadas las celdas de 30 kV y los equipos de protección y control. Las celdas son ya equipos metálicos herméticos que vienen ya con su adecuada protección frente a los contactos exteriores. En cambio, los relés de protección en el momento de su adquisición vienen únicamente con su propia carcasa, por lo que será necesario emplear una especie de armario para contener unos cuantos relés protegiéndolos del posible polvo o los golpes que puedan recibir.

En el apartado “DISPOSICIÓN” se establecerá el plano en planta de la distribución de los equipos en la envolvente prefabricada. Además, en ese mismo apartado se determinará el tamaño necesario del armario contenedor de los relés empleado, así como de todas sus características principales.

CANALIZACIÓN

Debido a las características de la subestación va a ser necesario realizar una transición aero-subterránea y transportar los conductores bajo el suelo a la envolvente prefabricada de las celdas y los equipos de control.

Por lo tanto, es necesario definir cómo se va a realizar dicha transición y cómo van a ser transportados los conductores bajo el suelo

Para realizar dicha transición, los conductores desnudos provenientes de la autoválvula se conectan a un elemento aislante, a través del cual descienden al terreno y en cuyo interior se realiza el empalme entre el conductor aéreo desnudo y el aislante subterráneo. La apariencia gráfica de la conexión de la autoválvula con el elemento aislante para realizar la transición es la que se muestra en la siguiente figura.

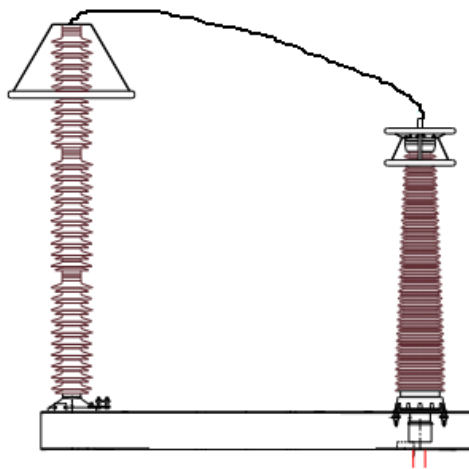


Figura 31: Autoválvula + aislador transición aero-subterránea

Para transportar los conductores hasta las celdas de protección ubicadas en la envolvente, se puede plantear el hecho de soterrar los conductores. Sin embargo, en el caso de que ocurriese una falta en ese tramo de la subestación sería imposible comprobar los daños fácilmente, además de que realizar una soterración para un tramo de seis metros es poco eficiente y resultaría poco económico. Por esa razón, para transportar los conductores hasta la envolvente se van a emplear canalizaciones revisables, en las cuales irán ubicados los distintos conductores de 30 kV.

El tipo de canalización elegido consiste en emplear unas pequeñas envolventes para los conductores, ya sean metálicas o de hormigón, las cuales envuelven al conductor por 3 lados dejando abierto el lado que da al suelo. Se deja abierto con el fin de colocar un elemento protector encima fácilmente extraíble, para comprobar en todo momento la situación de los conductores.

En este caso concreto, cada una de las canalizaciones para cada conductor estará formada por un perfil metálico en U de 20x20 mm con un espesor de 1,5 mm y cuya forma es la mostrada en la figura 32.



Figura 32: Perfil metálico en U

En el interior de cada uno de estos perfiles estará ubicado un conductor de fase, y para evitar que pueda ser fácilmente accesible, y conseguir una homogenización del terreno y protegerlo frente a los fenómenos atmosféricos, se tapa cada perfil metálico con una lámina metálica fácilmente extraíble.

CÁLCULOS

En este apartado se van a realizar los cálculos necesarios para conocer las características de la subestación y asegurarse de que las distintas instalaciones estén dimensionadas adecuadamente.

En este apartado únicamente se realizarán cálculos eléctricos, descartando los cálculos mecánicos clásicos de este tipo de subestaciones como son los cálculos de la flecha de conductores y los cálculos de tracción de los cables. Esto se debe a que el objeto tradicional de esos cálculos era el embarrado de la subestación porque solían ser de conductores clásicos, pero en este caso, los conductores son tubulares, cuyos valores de la flecha máxima en función de la distancia de los soportes los proporciona el fabricante, en este caso concreto, como la distancia máxima de los soportes será de 7,25 metros la flecha máxima será menor que 4,4 centímetros, tal y como se puede comprobar de acuerdo con el recorte mostrado en la figura 33 extraído de las especificaciones técnicas del fabricante.

FLECHAS MAXIMAS DEBIDO A PROPIO PESO CON 2 APOYOS / FLEXOES MAXIMAS DEVIDO AO PROPRIO PESO COM 2 APOIOS

Tabla 7 / Quadro 7

Denominación / Denominação	Características físicas / Características físicas		Flechas máx. debido a propio peso con 2 apoyos (cm) / Flexões máximas devido ao próprio peso com 2 apoios (cm)					
	Ø ext / Ø int / Ø ext / Ø int	Ø ext / Ø ext	Espesor (mm) / Espessura (mm)	Distancia entre soportes (m) / Distância entre suportes (m)				
			6	8	10	12	14	20
63/57	63	3	1,4	4,4				

Figura 33: Flecha máxima embarrado 132 kV [25]

Tal y como se ve, para el tubo seleccionado para conformar el embarrado de la subestación, la flecha máxima que se puede producir es de 4,4 cm.

Como se ha comentado, no han sido precisos cálculos para determinar la flecha máxima, no, así como en los cálculos de naturaleza eléctrica donde hay que realizar una serie de operaciones.

Por esta razón, el presente apartado está dividido en los 3 cálculos eléctricos que se van a realizar.

En primer lugar, se calculará la intensidad que circula por la subestación en régimen permanente. Posteriormente, se procederá a realizar el cálculo de las intensidades de cortocircuito monofásicas y trifásicas que puedan aparecer en los embarrados de 30 y 132 kV. Paso previo a realizar este cálculo será necesario conocer en primer lugar las componentes de secuencia de la instalación y de esta manera formar las redes de secuencia y realizar las operaciones correspondientes a partir de ellas.

INTENSIDAD NOMINAL

La intensidad que circulará en régimen nominal por cada una de las líneas depende de la potencia nominal que se espera que se transporte. En la subestación diseñada existen 3 distintos “tramos” principales donde la intensidad es diferente. A continuación se van a comentar cuales son dichos tramos.

1. **Líneas de entrada 132 kV:** Existen dos líneas de entrada de 132 kV, cada una de las líneas transporta una potencia nominal de 40 MVA.
2. **Líneas de salida transformador de potencia 30 kV:** Existen dos transformadores de potencia de 40 MVA de potencia nominal cada uno, estos transformadores reducen la tensión del sistema desde 132 kV hasta 30 kV.
3. **Líneas de salida 30 kV:** Existen 8 líneas de salida de 30 kV, cada uno transportando una potencia de 10 MVA.

La expresión empleada para calcular la intensidad que circula por cada uno de los tramos de la subestación es la siguiente:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (A) \quad (17)$$

Donde:

S (VA)= Potencia que transporta la línea

U (V)= Tensión entre fases

Aplicando esta expresión para cada caso se obtiene:

1. **Líneas de entrada 132 kV:** Por cada línea de 132 kV circulará una intensidad nominal aproximada de 175 A.
2. **Líneas de salida transformador de potencia 30 kV:** Por cada línea de 36 kV circulará una intensidad nominal aproximada de 770 A.
3. **Líneas de salida 30 kV:** Por cada una de las líneas de salida de 36 kV circulará una intensidad nominal aproximada de 192 A.

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS

Toda subestación está expuesta a que ocurran faltas en su interior, por lo que conocer la magnitud de estas faltas es el primer paso para poder despejarlas a tiempo y evitar que sufra daños la subestación.

Se entiende como cortocircuito la conexión accidental a través de una impedancia relativamente baja de dos o más partes del sistema. Un cortocircuito provoca por lo general corrientes muy elevadas que conllevan a problemas térmicos, esfuerzos electrodinámicos y variaciones de tensión.

Debido a estos problemas que ocurren al presentarse un cortocircuito es necesario calcular los valores del mismo. Lo cual, permite seleccionar y coordinar los equipos que constituyen el sistema de protección, y seleccionar adecuadamente los equipos de la subestación para que sean capaces de soportar las intensidades que ocurran.

Existen cuatro tipos de faltas que pueden llegar a ocurrir: Falta monofásica, falta bifásica, falta bifásica a tierra y falta trifásica. De estas, se van a analizar las faltas monofásicas y las faltas trifásicas. Las faltas monofásicas por ser las que en la práctica más se presentan (Sobre un 70% del total) y las faltas trifásicas, pese a que son las menos frecuentes, son las que mayores corrientes de cortocircuitos provocan.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se va a emplear el método de las componentes simétricas, ya que, salvo cuando ocurren faltas trifásicas, una falta provoca corrientes y tensiones asimétricas en la instalación. Para darle solución, se descompone el sistema desequilibrado por uno equivalente igual a la suma de tres sistemas equilibrados: secuencia directa, secuencia inversa y secuencia homopolar. A cada uno de estos sistemas estará asociado un circuito con unas variables diferentes en función de la secuencia.

Como se ha dicho, para calcular las corrientes de cortocircuito es necesario conocer las componentes de secuencia de los circuitos. En el caso de la subestación diseñada, se van a calcular las componentes de secuencia únicamente de los conductores de 132 kV, ya que la parte de 30 kV es pequeña en comparación a ella y su efecto no será apreciable. Además, no contar con el valor de esas impedancias no va a ser perjudicial para el diseño de la subestación, ya que va a resultar en una corriente de cortocircuito mayor, llenando de esta manera del lado de la seguridad.

Se tendrá en cuenta que el punto de conexión de la red a la que están enganchadas las líneas de 132 Kv tienen una potencia de cortocircuito de 1000 MVA, mientras que las líneas de 30 KV tienen una potencia de cortocircuito en el punto de enganche de 160 MVA. Estas redes con dichas potencias de cortocircuito son representadas mediante una fuente de tensión y una impedancia serie cuyo cociente está relacionado con la intensidad de cortocircuito asociada.

Los valores de los distintos elementos del sistema se van a expresar en por unidad, es decir, el valor de las unidades físicas se va a relacionar con un valor base apropiado. Para el sistema concreto de la subestación se va a emplear una potencia base (S_B) de 200 MVA Y unas tensiones base (U_B) de 30 y 132 kV. Lo que resulta en una impedancia base (Z_b) de 87,12 Ω y de 4,5 Ω para las tensiones de 132 kV y de 30 kV respectivamente.

Teniendo estos datos en cuenta, el presente capítulo se va a dividir de la siguiente manera:

- Cálculo de las componentes de secuencia de las líneas de 132 kV.
- Redes de secuencia de la subestación.
- Cálculo de cortocircuitos.

COMPONENTES DE SECUENCIA 132 KV

En este apartado se va a calcular los componentes de secuencia de la línea de 132 kV, es decir, conocer las impedancias de secuencia directa, inversa y homopolar. El cálculo del valor de estas impedancias se va a realizar de acuerdo con la documentación que aparece en el libro "Distribution-System protection manual" de McGraw Edison [26]. En este libro, se ofrecen una serie de tablas con los valores de la impedancia de secuencia directa y homopolar en función del tipo de conductor de fase, del neutro y de la configuración de la línea.

El conductor empleado en 132 kV es un conductor desnudo de aluminio acero de una sección aproximada de 427,7 mm², lo cual resulta en un conductor de un diámetro aproximado de 235 cm.

A continuación, se presenta la tabla 6, extraída del libro "Distributios Systems Protection" donde se muestra los valores de las impedancias de secuencia. Dicha tabla está calculada para valores de un GMR de 4,69 pies y una resistividad de 100 $\Omega \cdot m$. El valor de la resistividad del terreno para la que ha sido realizado el cálculo es menor que la resistividad del terreno de la subestación, por lo que la tabla ofrecerá valores más pequeños que los reales, estando a favor de la seguridad. El valor del GMR real de la configuración empleada se tendrá en cuenta aplicando los factores de corrección que aparecen en la parte inferior izquierda de la tabla 6.



Tabla 6: Valores impedancias de secuencia [26]

TABLE 2
Impedance of ACSR Conductor in Ohms per Thousand Feet
Three-phase Geometric Mean Spacing: 4.69 feet Line-to-neutral Spacing: 4.00 feet
Earth Resistivity: 100 meter-ohms Conductor Temperature: 50°C

Phase Conductor Wire Size	Strands	Positive and Negative Sequence Impedance Components			Zero Sequence Impedance Components for Three Wire Circuits			Phase Conductor Wire Size	Neutral Wire Size	Zero Sequence Impedance Components for Four Wire Multi-grounded Neutral Circuits		
		$R_1 = R_2$	$X_1 = X_2$	$Z_1 = Z_2$	R_0	X_0	Z_0			R_0	X_0	Z_0
795,000 CM	26	.0244	.1108	.1138	.0786	.5871	.5928	795,000 CM	4/0	.1144	.3494	.3605
715,000	26	.0273	.1119	.1153	.0814	.5883	.5938	795,000	3/0	.1233	.3617	.3807
666,600	54	.0303	.1133	.1170	.0845	.5896	.5947	795,000	2/0	.1337	.3761	.3977
636,000	26	.0307	.1133	.1172	.0848	.5896	.5947	715,000	4/0	.1172	.3506	.3703
606,000	26	.0326	.1138	.1188	.0857	.5902	.5966	715,000	3/0	.1261	.3629	.3835
556,500	26	.0352	.1148	.1203	.0894	.5911	.5975	715,000	2/0	.1367	.3773	.4019
500,000	30	.0390	.1180	.1214	.0932	.5913	.5994	666,600	4/0	.1203	.3519	.3722
477,000	26	.0409	.1167	.1239	.0951	.5930	.6004	666,600	3/0	.1292	.3642	.3862
397,500	26	.0481	.1188	.1284	.1032	.5951	.6023	666,600	2/0	.1398	.3786	.4034
336,400	26	.0680	.1206	.1341	.1121	.5970	.6061	636,000	4/0	.1206	.3519	.3722
300,000	26	.0648	.1220	.1379	.1189	.5983	.6098	636,000	3/0	.1295	.3642	.3867
266,800	26	.0729	.1233	.1430	.1271	.5996	.6136	636,000	2/0	.1400	.3784	.4034
4/0	6	.1121	.1493	.1833	.1663	.6216	.6420	606,000	4/0	.1225	.3525	.3722
3/0	6	.1369	.1528	.2095	.1911	.6292	.6572	606,000	3/0	.1314	.3648	.3863
2/0	6	.1695	.1566	.2311	.2237	.6330	.6705	606,000	2/0	.1419	.3792	.4049
1/0	6	.2121	.1595	.2555	.2563	.6358	.6894	566,500	4/0	.1252	.3534	.3750
1	6	.2614	.1612	.3078	.3155	.6375	.7121	566,500	3/0	.1341	.3657	.3898
2	6	.3201	.1612	.3570	.3742	.6375	.7424	566,500	2/0	.1445	.3801	.4072
3	6	.3920	.1604	.4233	.4462	.6367	.7765	500,000	4/0	.1292	.3536	.3769
4	6	.4867	.1600	.5133	.5409	.6364	.8371	500,000	3/0	.1381	.3659	.3924
6	6	.7538	.1627	.7689	.8000	.6390	1.0303	500,000	2/0	.1487	.3803	.4091
								477,000	3/0	.1398	.3676	.3930
								477,000	2/0	.1504	.3820	.3939
								477,000	1/0	.1614	.4006	.4318
								397,500	3/0	.1477	.3697	.3977
								397,500	2/0	.1583	.3841	.4153
								397,500	1/0	.1693	.4028	.4375
								336,400	3/0	.1568	.3716	.4025
								336,400	2/0	.1672	.3860	.4195
								336,400	1/0	.1784	.4047	.4428
								300,000	2/0	.1742	.3873	.4244
								300,000	1/0	.1852	.4061	.4470
								300,000	1	.1943	.4248	.4661
								266,800	2/0	.1822	.3886	.4545
								266,800	1/0	.1934	.4074	.4492
								266,800	1	.2023	.4261	.4705
								4/0	1/0	.2304	.4294	.4879
								4/0	1	.2415	.4481	.5085
								4/0	2	.2447	.4652	.5246
								3/0	1/0	.2574	.4369	.5076
								3/0	1	.2665	.4557	.5275
								3/0	2	.2697	.4727	.5445
								2/0	1	.2989	.4595	.5483
								2/0	2	.3021	.4755	.5610
								2/0	3	.3025	.4970	.5814
								1/0	2	.3447	.4794	.5909
								1/0	3	.3451	.4988	.6117
								1/0	4	.3443	.5214	.6241
								1	2	.3941	.4811	.6222
								1	3	.3945	.5015	.6383
								1	4	.3938	.5231	.6534
								2	2	.4528	.4811	.6610
								2	3	.4532	.5015	.6829
								2	4	.4525	.5231	.6932
								3	3	.5252	.5008	.7254
								3	4	.5244	.5223	.7008
								3	6	.5102	.5953	.7500
								4	4	.6193	.5220	.8068
								4	6	.6051	.5949	.8210
								6	6	.8722	.5576	1.0199

For geometric mean spacing of 4.0 Ft. subtract .0034 from $X_1 = X_2$ and solve for $Z_1 = Z_2$
 For geometric mean spacing of 3.5 Ft. subtract .0064 from $X_1 = X_2$ and solve for $Z_1 = Z_2$
 For geometric mean spacing of 3.0 Ft. subtract .0100 from $X_1 = X_2$ and solve for $Z_1 = Z_2$
 For geometric mean spacing of 5.0 Ft. add .0017 to $X_1 = X_2$ and solve for $Z_1 = Z_2$
 $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$

Atendiendo a los datos proporcionados por la tabla, el valor más cercano al diametro del conductor es de 266,8 cm, valor superior al diametro empleado, por lo que emplear estos datos haría cometer un error que va en contra de la seguridad. Para evitar esto, se va a interpolar el valor de cada impedancia al diametro correspondiente del conductor empleado.

Siendo los valores de partida los siguientes:

300 cm	R ₁ = 0,0648	X ₁ = 0,122	R ₀ = 0,1189	X ₀ = 0,5983
266,8 cm	R ₁ = 0,0729	X ₁ = 0,1233	R ₀ = 0,1271	X ₀ = 0,5996

Interpolando ambos valores, se obtiene par un diametro de 235 cm lo siguiente:

235cm	R ₁ = 0,0807	X ₁ = 0,1245	R ₀ = 0,135	X ₀ = 0,6008
--------------	-------------------------	-------------------------	------------------------	-------------------------

Como se ha dicho, estos valores de secuencia estan calculados para una configuración con un GMD de 4,69 pies, por lo que se debe ajustar el valor obtenido al caso concreto de esta subestación. El valor del GMD de la presente subestación es el siguiente:

$$GMD = \sqrt[3]{1,75 \times 1,75 \times 3,5} = 2,2 \text{ m} \approx 7,2 \text{ pies} \quad (18)$$

La tabla nos indica que para un GMD superior a 5 pies, para corregir el valor de la tabla sumemos al valor X₁:0,017. Por lo tanto, teniendo en cuenta dicha corrección, se obtiene una impedancia homopolar del valor de:

$$Z_1 = Z_2 = 0,0807 + 0,1415 \cdot j \left(\frac{\Omega}{1000 \text{ pies}} \right) = 0,2648 + 0,4642 \cdot j \left(\frac{\Omega}{km} \right) \quad (19)$$

$$Z_0 = 0,135 + 0,6008 \cdot j \left(\frac{\Omega}{1000 \text{ pies}} \right) = 0,4429 + 1,9711 \cdot j \left(\frac{\Omega}{km} \right) \quad (20)$$

REDES DE SECUENCIA

A continuación, en la figura 34 se va a presentar un esquema simplificado de la subestación, y a partir de él, se desarrollarán las distintas redes de secuencia con sus valores y características correspondientes.

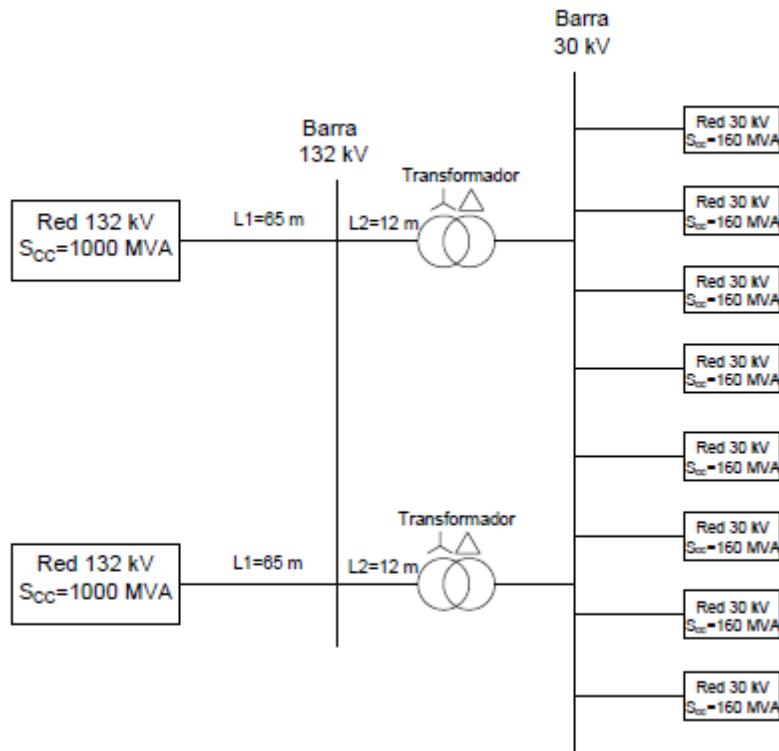


Figura 34: Esquema simplificado subestación

Secuencia directa

Se trata del circuito asociado al sistema funcionando bajo condiciones normales, en un sistema funcionando correctamente balanceado únicamente existirán corrientes y tensiones de secuencia directa, es por eso que para cortocircuitos trifásicos solo se estudia esta secuencia.

Atendiendo al circuito simplificado, los valores de las variables representadas son las mostradas en la tabla 7.

Tabla 7: Variables secuencia directa

Variable	S_n (MVA)	U_n (kV)	X	X (p.u)
L1	-	132	0,0302 Ω	0,00035 j
L2	-	132	0,0056 Ω	0,00006 j

Transformador	40	132/30	8%	0,4 j
Red 132 kV	1000	132	17,424 Ω	0,2 j
Red 30 kV	160	30	5,625 Ω	1,25 j

Con estos datos el circuito de secuencia directa resultante sería el mostrado en la figura 35.

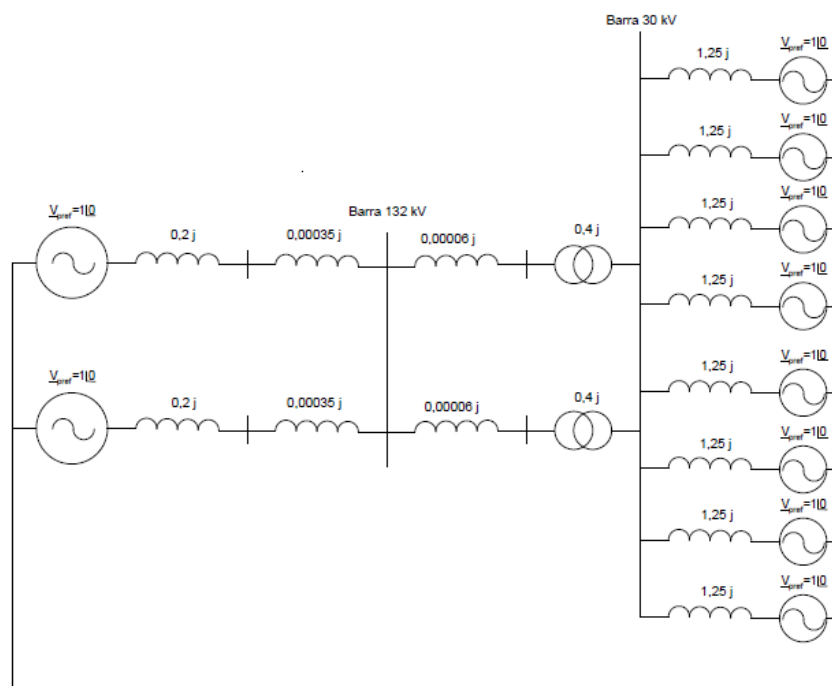


Figura 35: Red de secuencia directa

Secuencia inversa

Para que en un sistema aparezcan unidades de secuencia inversa debe existir una falta desequilibrada. Los valores de las variables del sistema son generalmente iguales a los de secuencia directa. Por lo tanto, los circuitos de secuencia inversa suelen ser iguales a los de secuencia directa con una diferencia, en el circuito de secuencia inversa se deben eliminar las fuentes de tensión.

Atendiendo al circuito simplificado, los valores de las variables representadas son las que se muestran en la tabla 8.

Tabla 8: Variables secuencia inversa

Variable	S_n (MVA)	U_n (kV)	X	X (p.u)
L1	-	132	0,0302 Ω	0,00035 j
L2	-	132	0,0056 Ω	0,00006 j
Transformador	40	132/30	8%	0,4 j
Red 132 kV	1000	132	17,424 Ω	0,2 j
Red 30 kV	160	30	5,625 Ω	1,25 j

Con estos datos el circuito de secuencia inversa resultaría en el mostrado en la figura 36.

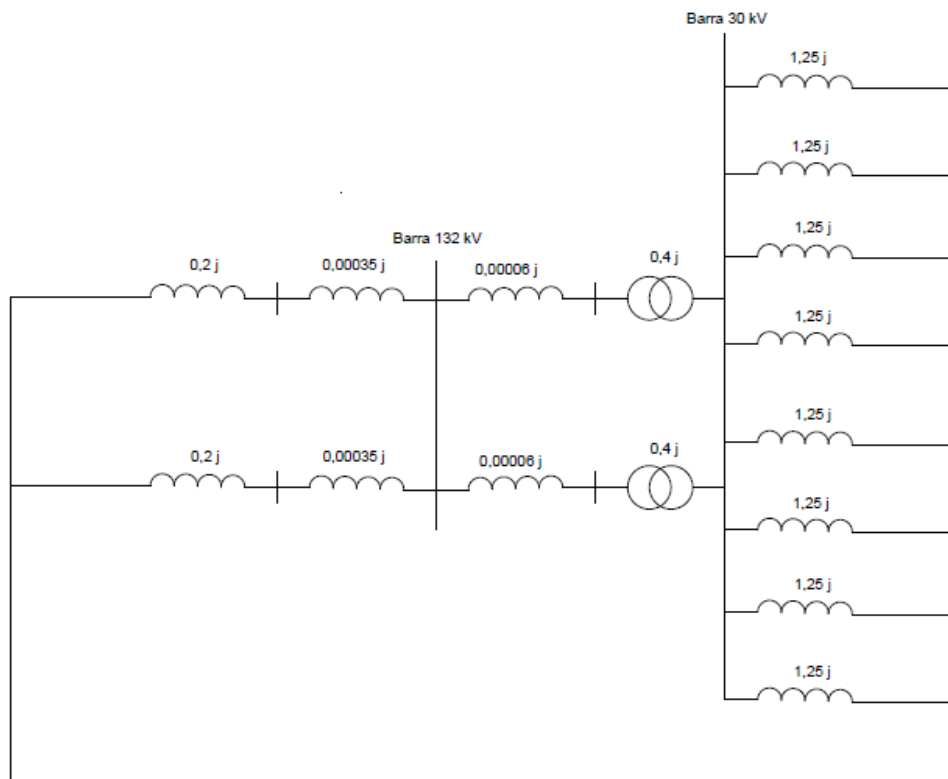


Figura 36: Red de secuencia inversa

Secuencia homopolar

Las tensiones e intensidades de secuencia homopolar aparecen en los sistemas cuando ocurre una falta desequilibrada. Estos circuitos no contienen fuentes de tensión al igual que los circuitos de secuencia inversa. Además, el modo de conexión de los elementos del sistema afecta a la continuidad del circuito, es decir, para que exista continuidad en el sistema debe existir un camino de retorno para las corrientes, ya sea a través de un conductor neutro o una tierra general.

Atendiendo al circuito simplificado, los valores de las variables representadas son las representadas en la tabla 9.

Tabla 9: Variables secuencia homopolar

Variable	S_n (MVA)	U_n (kV)	X	X1 (p.u)
L1	-	132	0,1281 Ω	0,00147 j
L2	-	132	0,0237 Ω	0,00027 j
Transformador	40	132/30	8%	0,4 j
Red 132 kV	1000	132	17,424 Ω	0,2 j
Red 30 kV	160	30	5,625 Ω	1,25 j

Con estos datos el circuito de secuencia homopolar resultante sería la mostrada en la figura 37.

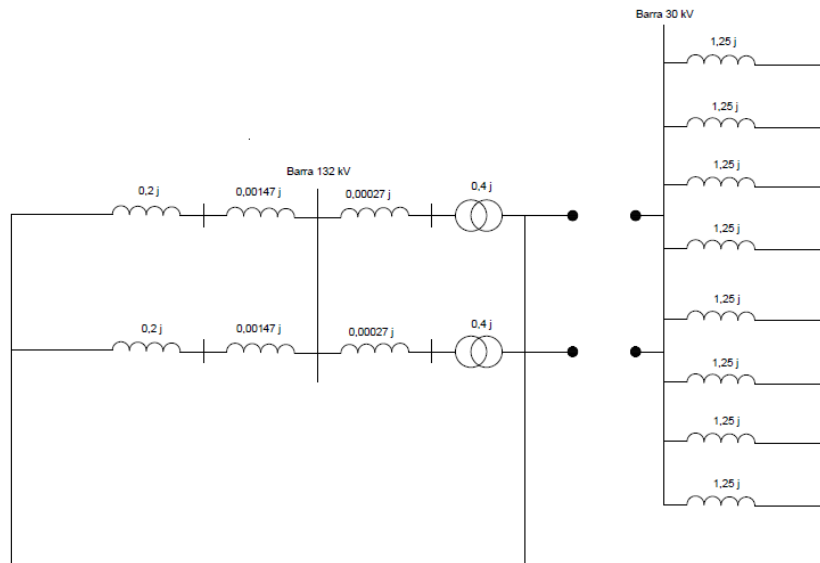


Figura 37: Red de secuencia homopolar

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS

En este apartado se van a realizar los cálculos de cortocircuitos de la subestación diseñada. Para ello, se va a emplear el método de las componentes simétricas, donde se hará uso de las redes de secuencia de la subestación expuestas en el apartado anterior.

Las situaciones que se van a analizar serán las faltas monofásicas y las faltas trifásicas en las barras de la subestación de 132 kV y de 30 kV.

Para calcular las componentes simétricas de la tensión e intensidad de falta para las faltas monofásicas y trifásicas, es necesario tener en cuenta que para caso existe una reducción del sistema distinto para calcular a partir de él, las magnitudes correspondientes. Los esquemas reducidos que se van a emplear en este apartado están sacados de los apuntes de clase de la asignatura “Análisis y diseño de sistemas eléctricos” del Master en Tecnología Industrial de la UPV/EHU [27].

Para cada secuencia se aplica el teorema de Thevenin en el punto de falta para obtener las redes de secuencia reducidas al punto de falta.

En el caso de una falta trifásica, al tratarse de una falta equilibrada, únicamente está presente la secuencia directa. A continuación, se presenta el esquema reducido del caso de falta trifásico con sus correspondientes expresiones.

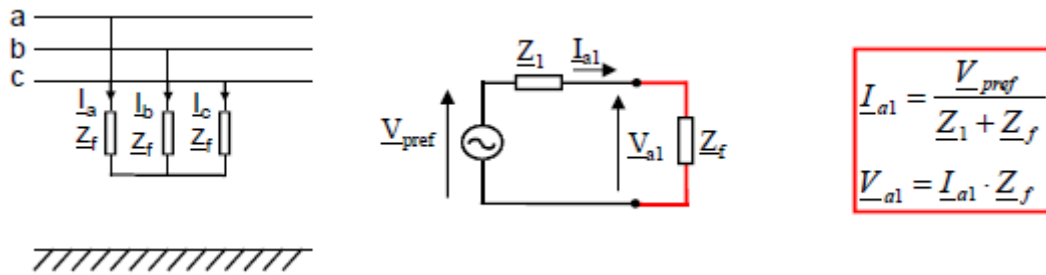


Figura 38: Caso falta trifásica [27]

Para el caso de una falta monofásica existen 3 secuencias, ya que se genera un sistema desequilibrado. El esquema reducido y las expresiones correspondientes para este tipo de sistema son las presentadas en la figura 39.

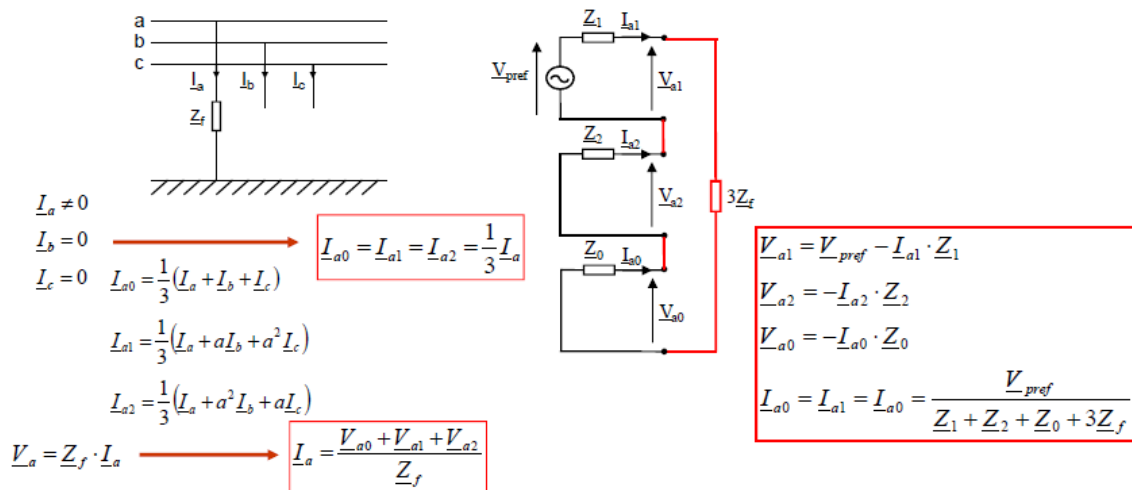


Figura 39: Caso falta monofásica [27]

Cortocircuito en barra 132 kV

En primer lugar, se van a calcular las redes de secuencia reducidas para una falta ubicada en la barra de 132 kV, los equivalentes de Thevenin correspondientes a cada tipo de secuencia para este caso son las presentadas en la figura 40.

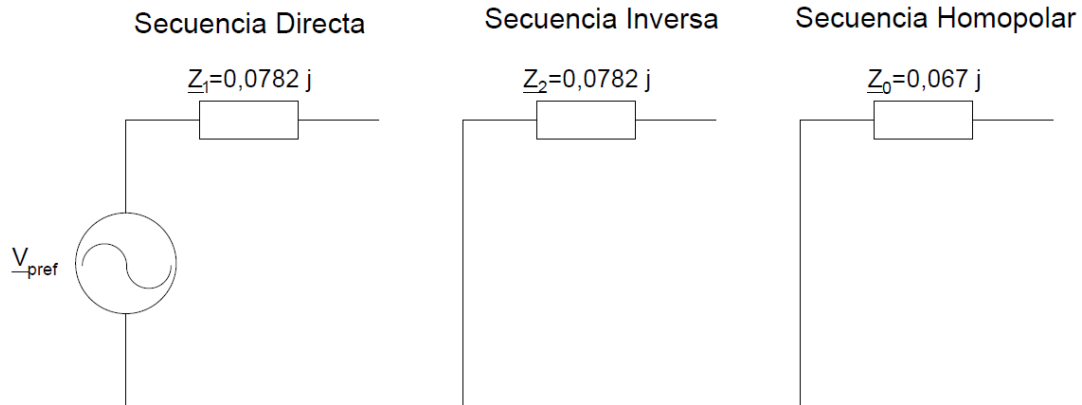


Figura 40: Redes de secuencia reducidas 132 kV

Para el caso de una **falta trifásica**, tal y como se ha dicho anteriormente y aparece en la figura 38, únicamente están presentes las componentes de secuencia directa, siendo $\underline{Z}_1 = 0,0782 j$ (p.u.). De esta manera, el valor de la intensidad de cortocircuito trifásica derivada a la falta por la fase a, sería:

$$\underline{I}_{a1} = \frac{V_{pref}}{\underline{Z}_1} = \frac{1}{0,0782 \cdot j} = -12,7895 \cdot j \text{ (p.u.)} \quad (21)$$

El valor de la intensidad de cortocircuito anterior está en valores por unidad, por lo que para obtener el valor real en las unidades del sistema, se debe multiplicar el anterior valor por la intensidad base, la cual para la barra de 132 kV es la siguiente:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} = \frac{200 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3} = 874,77 \text{ A} \quad (22)$$

Teniendo en cuenta el valor de la intensidad base, el módulo de la intensidad de cortocircuito trifásica por fase en la barra de 132 kV es igual a:

$$I_{cc_{trif}} = I_{a1} \cdot I_b = 12,7895 \cdot 874,77 = 11187,88 \text{ A} = \mathbf{11,188 \text{ kA}} \quad (23)$$

Para el caso de una **falta monofásica a tierra**, al ser una falta desequilibrada están presentes todas las componentes de secuencia. Para el presente caso particular se va a estudiar el caso de una falta monofásica en a, siendo para el resto de fases el mismo valor desplazado 120°. Además, se va a considerar una resistencia de 5 Ω en el punto de falta. Teniendo en cuenta lo anterior, en la figura 41 se presenta el esquema simplificado en valores por unidad, para este caso concreto.

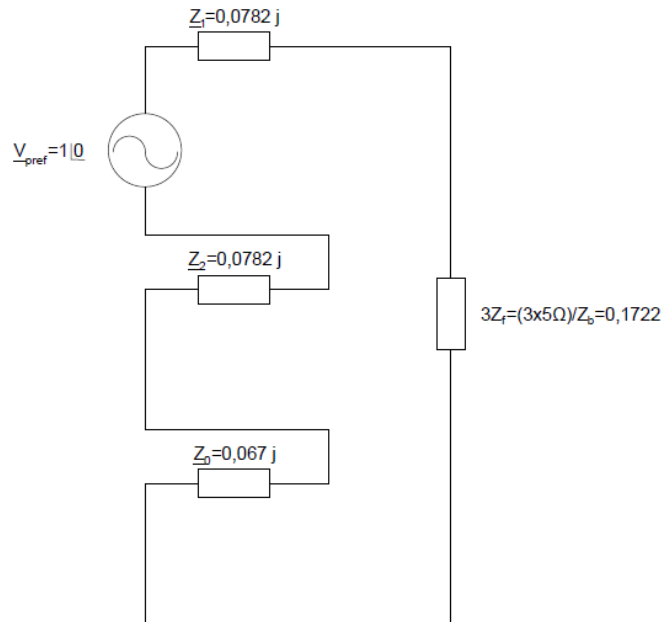


Figura 41: Red de secuencia monofásico 132 kV

Teniendo en cuenta el anterior esquema y las ecuaciones que aparecen en la figura 39, la intensidad de cortocircuito monofásico en valores por unidad sería la siguiente:

$$\begin{aligned}
 \underline{I}_a &= 3 \times \frac{V_{pref}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + 3 \cdot \underline{Z}_f} = 3 \times \frac{1}{0,0782 \cdot j + 0,0782 \cdot j + 0,067 \cdot j + 0,1722} = \\
 &= 6,5 - 8,42 \cdot j \rightarrow I_a \approx 10,64 \text{ (p.u.)}
 \end{aligned}
 \tag{24}$$

Teniendo en cuenta el valor de la intensidad base, el valor de cortocircuito monofásico en la barra de 132 kV sería el siguiente:

$$I_{cc_{monof}} = I_a \cdot I_b = 10,64 \cdot 874,77 = 9.307,55 \text{ A} = \mathbf{9,308 \text{ kA}}
 \tag{25}$$

Cortocircuito en barra 30 kV

En primer lugar, se van a calcular las redes de secuencia reducidas para una falta ubicada en la barra de 30 kV, los equivalentes de Thevenin correspondientes a cada tipo de secuencia para este caso son los siguientes.

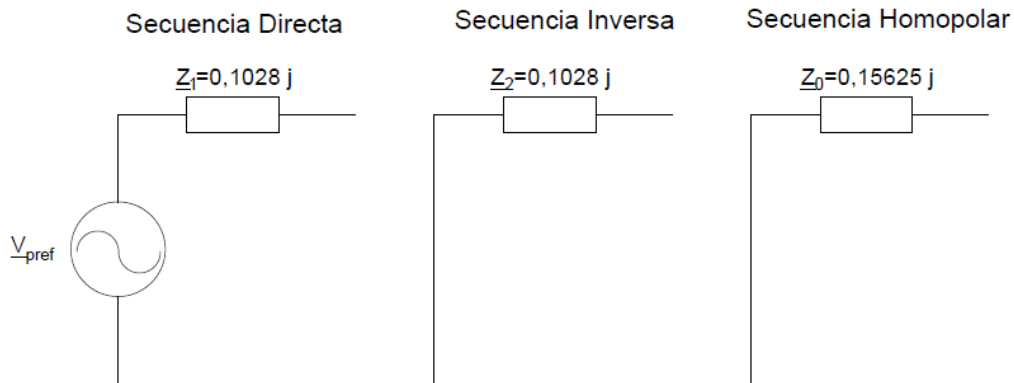


Figura 42: Redes de secuencia reducidas 30 kV

Para el caso de una **falta trifásica**, tal y como se ha dicho anteriormente y aparece en la figura 39, únicamente están presentes las componentes de secuencia directa, siendo $\underline{Z}_1 = 0,1028 \text{ j}$ (p.u.). De esta manera, el valor de la intensidad de cortocircuito trifásica derivada a la falta por la fase a , sería:

$$\underline{I}_{a1} = \frac{V_{pref}}{\underline{Z}_1} = \frac{1}{0,1028 \cdot j} = -9,7 \cdot j \text{ (p.u.)} \quad (26)$$

El valor de la intensidad de cortocircuito anterior está en valores por unidad, por lo que para obtener el valor real en las unidades del sistema, se debe multiplicar el anterior valor por la intensidad base, la cual para la barra de 30 kV es la siguiente:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} = \frac{200 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 3.849 \text{ A} \quad (27)$$

Teniendo en cuenta el valor de la intensidad base, el módulo de la intensidad de cortocircuito trifásica por fase en la barra de 30 kV es igual a:

$$I_{cc_{trif}} = I_{a1} \cdot I_b = 9,7 \cdot 3.849 = 37.335,3 \text{ A} = \mathbf{37,335 \text{ kA}} \quad (28)$$

Para el caso de una **falta monofásica** a tierra, al ser una falta desequilibrada están presentes todas las componentes de secuencia. Para el presente caso particular se va a estudiar el caso de una falta monofásica en a, siendo para el resto de fases el mismo valor desplazado 120°. Además, se va a considerar una resistencia de 5 Ω en el punto de falta. Teniendo en cuenta lo anterior, se presenta el esquema simplificado en valores por unidad, para este caso concreto.

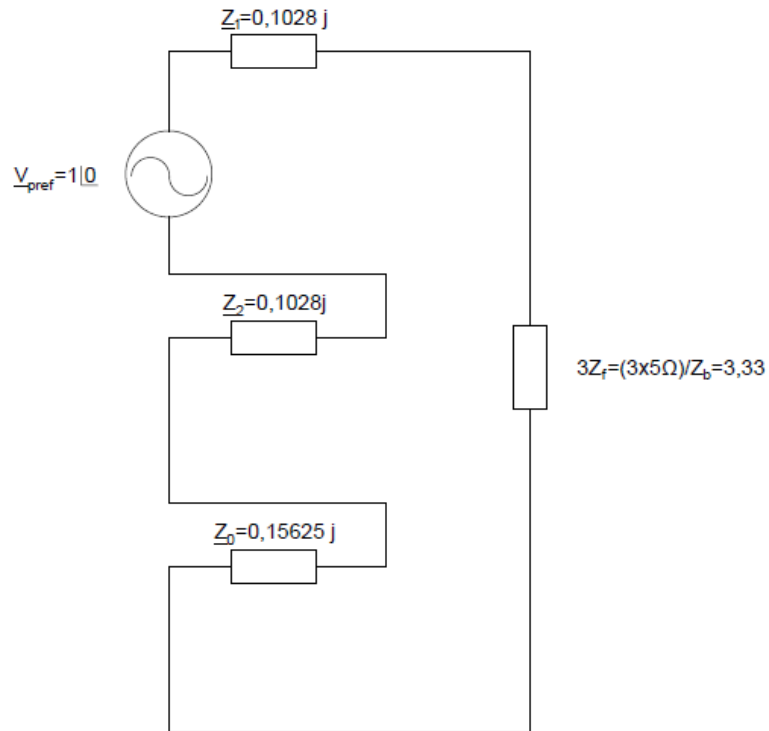


Figura 43: Red de secuencia monofásica 30 kV

Teniendo en cuenta el anterior esquema y las ecuaciones que aparecen en la figura 39, la intensidad de cortocircuito monofásica en valores por unidad sería la siguiente:

$$\begin{aligned}
 \underline{I}_a &= 3 \times \frac{V_{pref}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0 + \underline{3 \cdot Z}_f} = 3 \times \frac{1}{0,1028 \cdot j + 0,1028 \cdot j + 0,15625 \cdot j + 3,33} = \\
 &= 0,3 - 0,032 \cdot j \rightarrow I_a \approx 0,302 \text{ (p.u.)}
 \end{aligned}
 \tag{29}$$

Teniendo en cuenta el valor de la intensidad base, el valor de cortocircuito monofásico en la barra de 132 kV sería el siguiente:

$$\underline{I}_{cc_{monof}} = I_a \cdot I_b = 0,302 \cdot 3.849 = 1.161,25 \text{ A} = \mathbf{1,16 \text{ kA}}
 \tag{30}$$

RED DE TIERRAS

La red de tierras es uno de los sistemas más importante de la subestación, su correcto diseño es crucial debido a las siguientes razones:

- Proporciona una vía de disipación de corriente y tensiones a tierra, permitiendo no dañar los equipos de la subestación.
- Proporciona un entorno seguro a lo largo de toda la subestación en momentos en los que la subestación se encuentra bajo condiciones de falta, es decir, limita las tensiones de paso y contacto cuando se produce una falta.
- Proporciona una red equipotencial de referencia para los equipos cuyos neutros deban conectarse a tierra.

La puesta a tierra de la subestación debe estar conforme a la normativa propia de cada país, en este caso la española, cuyas directrices están expuestas en la ITC-RAT 13 “Instalaciones de puesta a tierra” [4]. En esta norma, no se expone la forma en la que haya que desarrollar la puesta a tierra, sino que imponen unos máximos de gradientes de tensión que la instalación de puesta a tierra correspondiente no puede sobrepasar. La normativa permite para el diseño de la puesta a tierra el empleo de otros documentos de referencia contrastados. Uno de los documentos más relevantes a lo largo de la historia relacionado con las puestas a tierra es el estándar 80 del IEEE “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding” [28], cuyos procedimientos se van a emplear como base para el diseño de la puesta a tierra de la subestación.

Teniendo en cuenta la base sobre la que se va a fundamentar el presente capítulo, se va a dividir en seis apartados, que son los siguientes:

1. Equipos puestos a tierra
2. Datos de partida
3. Cálculo
4. Límites admisibles
5. Replanteo (Opcional)
6. Diseño definitivo

EQUIPOS PUESTOS A TIERRA

En este apartado se van a comentar los distintos elementos que se van a conectar a la red de tierras de la instalación. Los equipos se pueden conectar a la red de tierras por motivos de protección o por motivos de servicio, siendo la misma tierra común indiferentemente de la función. [27]

Por motivos de protección se conectan a la red de tierras las partes metálicas de la instalación no sometidas normalmente a tensión pero que pueden estarlo como consecuencia de una avería, en la presente subestación estos elementos son los siguientes:

- Chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Envoltentes y carcasas de transformadores y motores.
- Envoltentes metálicas de las celdas y de los equipos de protección
- Armaduras metálicas de los cables.
- Puerta y valla metálica.
- Conductos metálicos

Por motivos de servicio se conectan a tierra los elementos siguientes:

- Neutro de los transformadores
- Circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- Autoválvulas.
- Pararrayos.
- Elemento de derivación a tierra de los seccionadores con puesta a tierra.

A diferencia de estos elementos, según el reglamento, el transformador de servicios auxiliares debe ponerse a tierra mediante una tierra independiente de la malla de tierra general. De esta manera se evita que se transfieran tensiones peligrosas de AT a la parte de BT, evitando así posibles daños.

Por esta razón, una red de tierra independiente debe evitar el contacto simultáneo entre elementos conectados a tierras distintas y asegurarse de que no se transfieren tensiones peligrosas de una instalación a otra. Para conseguir este objeto, la solución más extendida es colocar la tierra del transformador de servicios auxiliares a 20 metros de la red de tierras general.

Para esta instalación se emplearán 4 electrodos de cobre de 25 mm² de 5 metros de longitud enterrados a una distancia de 0,5 metros.

DATOS DE PARTIDA

En el presente apartado se van a exponer todos los datos necesarios para conocer las características de la red de tierras de la subestación diseñada. En primer lugar, se van a exponer todos los valores geométricos de la red de tierras, incluyendo la configuración deseada, profundidad, longitudes, etc. Una vez conocidos los factores geométricos de la red de tierras se procede a determinar los valores relativos al terreno, como es la determinación del tipo de terreno a emplear, sus resistividades y finalmente la resistencia de la malla de tierras teniendo en cuenta estas resistividades. Por último, se van a calcular los aspectos relacionados con la intensidad de la malla de tierra, como es el propio valor, o la sección necesaria de conductor a emplear.

CONFIGURACIÓN GEOMÉTRICA

En primer lugar, se establece el propio diseño de la red de tierras, el cual va a estar formado por mallas cuadrulares de 4x4 metros y enterrados a una profundidad de 0,5 m. En esta primera instancia, no se considera el uso de picas, aunque, en función de los gradientes de tensión obtenidos su uso puede plantearse.

Para determinar la superficie total ocupada por la malla de la subestación, se debe tener en cuenta que se va a extender la malla 2 metros más por cada lado de la posición de la valla. Siendo por tanto una malla rectangular de 50X50 metros. Ocupando, por tanto, una superficie total (A) de 2.475 m².

Teniendo en cuenta las dimensiones de la red de tierras y teniendo en cuenta que cada malla cuadrangular por la que está formada tiene un ancho de 4 metros. El número de conductores que se deben de emplear por cada lado son: $\frac{50}{4} + 1 = 13,5 \rightarrow 14$ *conductores*

De esta manera se puede calcular el número total de metros de conductor horizontal que van a formar la malla de tierras (L_c), los cuales se calculan multiplicando el número total de conductores por tramo por la longitud de cada conductor, resultando de la siguiente manera:

$$L_c = 14 \text{ conductores} \times 50 \frac{\text{metros}}{\text{conductor}} + 14 \text{ conductores} \times 50 \frac{\text{metros}}{\text{conductor}} = 1.400 \text{ metros}$$

Teniendo en cuenta los datos que se han expuesto, también se pueden calcular una serie de valores que serán útiles en los siguientes apartados, como son el perímetro de la red de tierras y la distancia más larga existente entre dos puntos de la red de tierras. El perímetro de la red de tierras (L_p) sería: $2 \times (50 + 50) = 200$ *metros* y la longitud más grande entre dos puntos le corresponde a la distancia entre dos de los vértices enfrentados, cuyo valor sería igual a:

$$\sqrt{(50)^2 + (50)^2} = 70,71 \text{ metros}$$

También un valor útil en los siguientes apartados será conocer el valor el número de conductores en paralelo efectivos (n), valor desarrollado por Thapar, Gerez, Balakrishman y Blank, el cual se obtiene mediante la siguiente expresión: $n=n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$. Siendo n_b , n_c y n_d igual a uno para una malla cuadrada y n_a se obtiene de la siguiente expresión:

$$n_a = \frac{2L_C}{L_p} = \frac{2 \cdot 1400}{200} = 14 \quad (31)$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta que el resto de los valores son igual a 1, el valor de n es igual a 14.

A continuación, en la tabla 10 se va a hacer un resumen de los distintos valores determinados en este capítulo junto con su respectivo acrónimo, con el objeto de identificarlos más fácilmente en el resto de los capítulos.

Tabla 10: Valores relevantes configuración geométrica

Variable	Acrónimo	Valor	Unidades
Área malla de tierra	A	2500	m ²
Longitud total conductora malla	L _C	1400	m
Profundidad malla de tierra	h	0,5	m
Separación conductores	D	4	m
Distancia entre esquinas	D _m	70,71	m
Conductores en paralelo efectivos	n	14	-

TIPO DE TERRENO

Generalmente, conocer la resistividad del terreno es el primer paso para el diseño de la red de tierras. La resistividad del terreno está determinada principalmente por la composición física del suelo, siendo mejor cuanto menor sea la resistividad del terreno.

Para determinar la resistividad del terreno, la ITC-AT 13 establece que para las instalaciones de más de 66 kV la resistividad del terreno se debe obtener midiéndola in situ. En este caso, como se trata de un proyecto teórico se va a suponer un terreno habitual en el País Vasco. Atendiendo a los datos ofrecidos por geoEuskadi [29], la composición típica del terreno es, aproximadamente, 80 % arena arcillosa y 20% limo. En la tabla 2 de la ITC-RAT 13 se exponen unas resistividades orientativas en función de la naturaleza del terreno. Para el limo se establecen unas resistividades entre 20 y 100 $\Omega \cdot m$, mientras que para la arena arcillosa unas resistividades entre 50 y 500 $\Omega \cdot m$. Lo cual, tomando términos medios y empleando las proporciones correspondientes nos da un terreno de una resistividad (ρ) de 192 $\Omega \cdot m$.

Una vez conocida la resistividad del terreno y conociendo los factores geométricos de la red de tierras, el IEEE establece que la resistencia de la red de tierras (R_g) puede ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] = 192 \left[\frac{1}{1400} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 2500}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5 \sqrt{\frac{20}{2500}}} \right) \right]$$

$$= 1,82 \Omega \tag{32}$$

En las subestaciones no se emplea únicamente el tipo de terreno que exista en la ubicación, sino que suele existir una fina capa superficial de un material con alta resistividad, de tal manera que se incremente la resistencia de contacto entre los pies de la persona que toca el terreno y el propio suelo.

En el caso de que el material empleado en la capa superficial tenga una mayor resistividad que la del terreno, la tensión superficial será prácticamente la misma que sin dicha capa. Sin embargo, la corriente que circularía por un cuerpo humano sometido a una diferencia de potencial en ese tramo sería considerablemente menor. La reducción de esta intensidad sería proporcional a la relación de resistividades del terreno y el material de la capa superficial, y al espesor de la propia capa superficial.

En contraparte, si la resistividad de la capa superficial es menor que la del terreno parte de la corriente de la malla iría hacia la capa superficial alterando sustancialmente los gradientes de tensión, siendo poco beneficioso para la instalación.

Teniendo esto en cuenta se determina que se va a disponer de una capa superficial de 0,1 metros de hormigón (h_s), el cual tiene una resistividad media de 3000 $\Omega \cdot m$ (ρ_s)

Teniendo estos datos en cuenta, se procede a calcular con el objetivo de emplearlo más adelante el factor de reducción por degradación del valor de la resistividad de la capa superficial (C_s).

Para obtener el valor del factor de reducción de la capa superficial se han empleado una gran cantidad de expresiones a lo largo del tiempo. Entre ellas, se va a emplear la obtenida analíticamente por Thapar, Gerez y Kejriwal:

$$C_S = 1 - \frac{0,09 \times \left(1 - \frac{\rho}{\rho_S}\right)}{2h_S + 0,09} = 1 - \frac{0,09 \times \left(1 - \frac{192}{3000}\right)}{2 \cdot 0,1 + 0,09} = 0,71 \quad (33)$$

A continuación, en la tabla 11 se va a hacer un resumen de los distintos valores determinados en este capítulo, junto con su respectivo acrónimo, con el objeto de identificarlos más fácilmente en el resto de los capítulos.

Tabla 11: Valores relevantes tipo de terreno

Variable	Acrónimo	Valor	Unidades
Resistividad suelo	ρ	192	$\Omega \cdot m$
Resistividad capa superficial	ρ_S	3.000	$\Omega \cdot m$
Factor de reducción capa superficial	CS	0,71	-

INTENSIDADES

La intensidad que circula por la red de tierras es un parámetro muy a tener en cuenta en el diseño de la red de tierras, tanto por la propia configuración de la malla como por el tipo de conductor que se debe emplear.

Se debe tener en cuenta que cualquier falta a tierra debe retornar a su propia fuente de corriente. La corriente puede retornar por más de una trayectoria, ya sea por tierra o por trayectos metálicos.

Por esta razón, existe una distinción entre la corriente de falta que va a tierra y la corriente a la malla de tierra. Esta distinción se aprecia en las siguientes imágenes con distintos casos de fallas a tierra [30], donde I_G es la corriente a la malla de tierra e I_F la corriente de la falta a tierra.

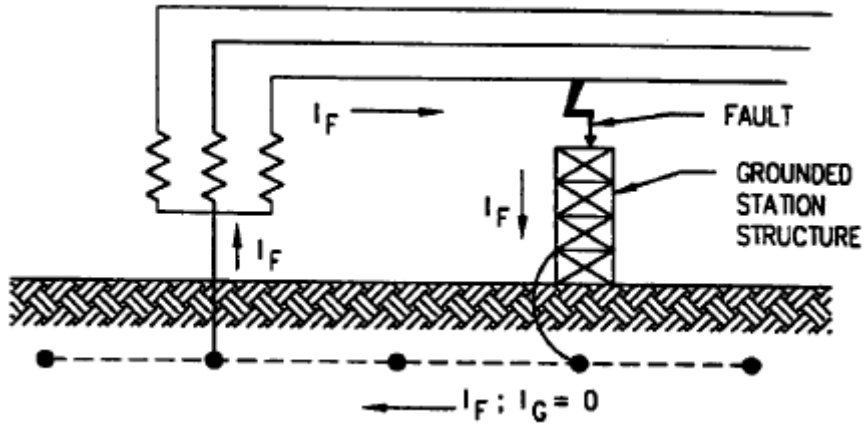


Figura 44: Falta dentro de la subestación con neutro puesto a tierra [30]

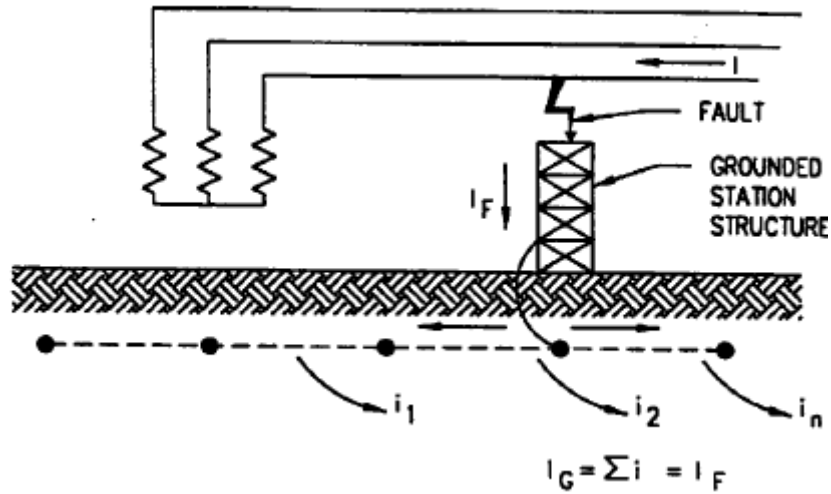


Figura 45: Falta dentro de la subestación con neutro no puesto a tierra [30]

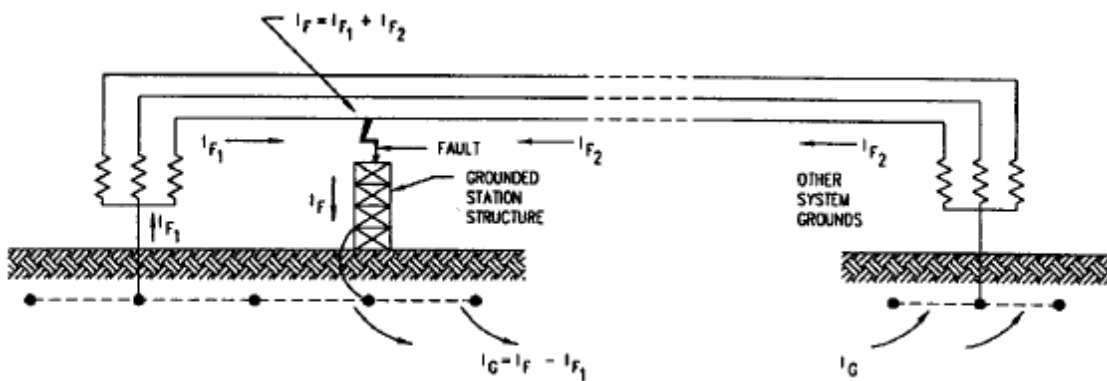


Figura 46: Falta dentro de la subestación con neutro puesto a tierra junto con más puntos de la red [30]

Como se puede apreciar, en el caso de que ocurra una falta dentro de la subestación y el neutro esté puesto a tierra rígidamente, la corriente de falta retorna por el neutro de la subestación y no existirá corriente a la malla de tierra. En caso de que el neutro no este puesto a tierra, la corriente de falta retorna a través de la tierra por una localización remota.

El transformador de potencia de la instalación funciona como un aislamiento galvánico, en el caso de la presente subestación el transformador tiene una configuración en estrella en el lado de 132 kV y una configuración en triangulo en lado de 30 kV. De esta manera, en el caso de que ocurra una falta en el lado de 132 kV la corriente va a retornar por el neutro de la instalación sin fugar corriente a tierra. Sin embargo, si ocurre una falta en el lado de 30 kV, la corriente no puede retornar por la subestación debido a la configuración en triangulo, y fuga corriente a tierra para que retorne por otros puntos ajenos a la subestación.

Atendiendo a este hecho, la malla de tierra debería estar únicamente dimensionada para la mayor corriente de cortocircuito monofásica que se pueda presentar en el lado de 30 kV. Sin embargo, se va a contemplar también la zona de 132 kV con el objetivo de prever los casos en los que la falta este alejada de la subestación y retorne a través de la tierra pasando por el neutro de esta subestación.

Se va a tomar como el tiempo de actuación de las protecciones un tiempo de 0,2 segundos, lo que equivale a 10 ciclos de la onda de tensión, siendo un tiempo superior al que realmente se va a dar.

En el apartado “Cálculos de cortocircuito” del presente proyecto se han calculado las corrientes de cortocircuito monofásicas en la barra de 30 kV y en la barra de 132 kV. La mayor de estas corrientes es la que se produce en la parte de 132 kV dando un valor de $I_f = 9,308$ kA, que es la que servirá de base para calcular el resto de las intensidades. Sin embargo, esta no es la corriente máxima que circula por la red de tierras, ya que de acuerdo con lo que expone el estándar 80 del IEEE al valor anterior se le debe multiplicar por los siguientes coeficientes:

- **Factor de división de corriente (S_f):** Relaciona la magnitud de la corriente de falta monofásica con la porción de esta que fluye por la red de tierras. Este parámetro está relacionado con lo comentado anteriormente de que debido a que el neutro de la subestación está cercano, no circulara demasiada corriente por la malla de tierras. Este es un parámetro que se obtiene generalmente computacionalmente, pues tiene en cuenta la puesta a tierra de todos los elementos que rodean la subestación. En el presente caso se va a tomar un valor frecuentemente usado de 0,6.
- **Factor de decremento (D_f):** Se trata de un factor que ajusta el valor de la corriente simétrica alterna obtenida en el cálculo de cortocircuitos, con la corriente asimétrica inicial que se produce en los primeros instantes de la falta debido a la parte continua de los instantes iniciales de la falta. En la figura 48 se muestra una representación de una corriente de falta donde se puede distinguir que la parte inicial es asimétrica debido al

offset producido en los primeros instantes por la componente DC, esta componente DC decae a lo largo del tiempo en función de la relación X/R del circuito.

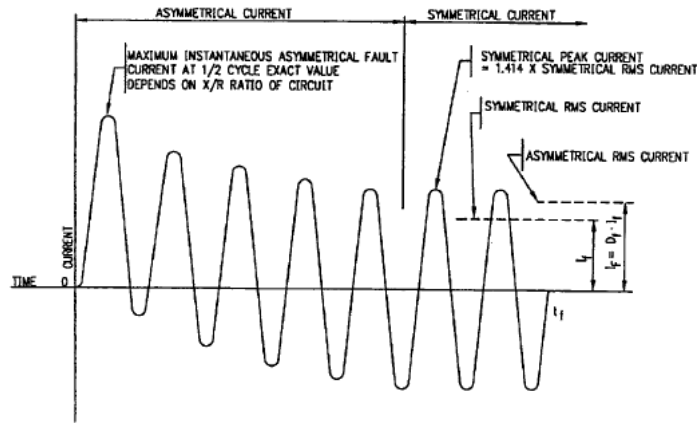


Figura 47: Representación corriente de cortocircuito a través del tiempo [29]

Por lo tanto, el valor D_f depende de la relación X/R y el tiempo en el que tardan en actuar las protecciones. El valor de esta constante se va a seleccionar de acuerdo al libro “elementos de diseño de subestaciones eléctricas” [30], donde especifican valores típicos de D_f asumiendo una relación X/R=20. Para el caso de una duración de falta de 0,25 segundos le corresponde un factor de decremento de 1,1.

De este modo, teniendo en cuenta el valor que se va a estipular del factor de división de corriente y del factor de decremento, se va a calcular la intensidad máxima de la malla de tierra, la cual es la siguiente:

$$I_G = I_F \times D_f \times S_f = 9308 \times 1,1 \times 0,6 = 6143,28 \text{ A} = 6,14 \text{ kA} \quad (34)$$

El valor de esta intensidad es uno de los valores que determina la sección del conductor a emplear. El tipo de conductor que se va a emplear para la puesta a tierra va a ser un conductor de cobre recocido flexible, la sección de este conductor se va a determinar de acuerdo a lo expuesto en el capítulo 11 del estándar 80 del IEEE “Selection of conductors and connections”. Mediante la siguiente expresión se obtiene la sección mínima estipulada por el IEEE para los conductores de la malla de tierras.

$$A = \frac{I_G}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_s \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{k_0 + T_m}{k_0 + T_a}\right)}} \quad (35)$$

Donde:

TCAP: Factor de capacidad térmica en $\text{j/cm}^3/^\circ\text{C}$.

t_s : Tiempo de la corriente de falta en segundos.

α_0 : Coeficiente térmico de resistividad a 0°C.

α_r : Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia.

ρ_r : Resistividad del conductor en $\mu\Omega/m$ a 20 °C.

T_m : Temperatura máxima permisible en °C.

T_a : Temperatura ambiente en °C.

T_r : Temperatura de referencia para las constantes del material en °C.

K_0 : $1/\alpha_0$

En función del tipo de conductor empleado, el IEEE expone en varias tablas el valor de algunas de las constantes que aparecen en la ecuación del cálculo de sección mínima. A continuación, en las tablas 12 y 13 se exponen las constantes correspondientes al material del conductor empleado.

Tabla 12: Constantes cobre recocido flexible-1

Description	Material conductivity (%)	α_r factor at 20 °C (1/°C)	K_0 at 0 °C (0 °C)	Fusing ^a temperature T_m (°C)	ρ_r 20 °C ($\mu\Omega\cdot\text{cm}$)	TCAP thermal capacity [J/(cm ³ ·°C)]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.00393	234	1083	1.72	3.42

Tabla 13: Constantes cobre recocido flexible-2

Material	Conductivity (%)	T_m^a (°C)	K_f
Copper, annealed soft-drawn	100.0	1083	7.00

Teniendo en cuenta los valores mostrados en las tablas y, por tanto, tomando como temperatura de referencia 20°C, se procede a desarrollar la ecuación del cálculo de sección.

$$\begin{aligned}
 A &= \frac{I_G}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{k_0 + T_m}{k_0 + T_a}\right)}} = \frac{6,14}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \times 10^{-4}}{0,1 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \cdot \ln\left(\frac{234 + 1083}{234 + 40}\right)}} = \\
 &= 10,89 \text{ mm}^2 \tag{36}
 \end{aligned}$$

A la vista de los resultados, la sección mínima de conductor debe ser de $10,89 \text{ mm}^2$, sin embargo, la ITC-RAT 13 establece que la sección mínima debe ser de 25 mm^2 , por lo que se empleara dicha sección. Lo cual equivale a un conductor de un diámetro de $5,64 \text{ mm}$

A continuación, se va a hacer un resumen de los distintos valores determinados en este capítulo, junto con su respectivo acrónimo, con el objeto de identificarlos más fácilmente en el resto de los capítulos.

Tabla 14: Valores relevantes intensidades

Variable	Acrónimo	Valor	Unidades
Intensidad máxima malla tierra	IG	6140	A
Tiempo duración falta	ts	0,2	s
Diámetro conductor	d	$5,64 \times 10^{-3}$	m

CÁLCULOS

En este apartado se van a calcular los valores máximos de las variables determinantes de una instalación de puesta a tierra. Para ello, se debe tener en cuenta que una instalación de puesta a tierra debe estar diseñada de forma que en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la subestación las tensiones de paso y contacto no superen unos valores máximos admisibles. Siendo las definiciones de las tensiones de paso y de contacto las siguientes:

- **Tensión de paso (U_p):** Es la parte de la tensión de puesta a tierra que aparece en caso de un defecto a tierra entre dos puntos del terreno separados un metro.
- **Tensión de contacto (U_c):** Es la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puentada por una persona entre la mano y un punto del terreno situado a un metro de separación o entre ambas manos.

El valor máximo de las tensiones de paso y contacto que pueden aparecer en la instalación pueden ser calculados una vez se conozcan los datos de partida de la subestación, los cuales se han determinado en los apartados anteriores. Para el cálculo de estos valores se van a seguir las indicaciones pertinentes del capítulo 16 del estándar 80 del IEEE “Design of grounding system”.

En este capítulo se establece que el valor de la tensión de contacto máxima que puede darse en una instalación bajo unas condiciones determinadas viene determinado por una expresión que relaciona un factor geométrico k_m , un factor de corrección k_i que tiene en cuenta algunas de las simplificaciones de k_m , la resistividad del terreno ρ y la relación entre la de falta máxima y la longitud de los conductores que conforman la red de tierras, I_G/L_M . Esta expresión es la siguiente:

$$U_c = \frac{\rho \cdot k_m \cdot k_i \cdot I_G}{L_M} \quad (37)$$

El valor de k_m viene determinado por la siguiente expresión:

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] \quad (38)$$

Donde:

$$k_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} = \frac{1}{(2 \cdot 13,93)^{2/13,93}} = 0,62 \quad (39)$$

$$k_h = \sqrt{1+h} = \sqrt{1+0,5} = 1,22 \quad (40)$$

Teniendo estos valores en cuenta y los que se han obtenido anteriormente se obtiene el valor de k_m .

$$\begin{aligned}
 k_m = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{4^2}{16 \cdot 0,5 \cdot 5,64 \cdot 10^{-3}} + \frac{(4 + 2 \cdot 0,5)^2}{8 \cdot 4 \cdot 5,64 \cdot 10^{-3}} - \frac{0,5}{4 \cdot 5,64 \cdot 10^{-3}} \right) \right. \\
 \left. + \frac{0,62}{1,22} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot 14 - 1)} \right) \right] = 0,79
 \end{aligned} \tag{41}$$

El valor de k_i para la ecuación de la tensión de contacto se obtiene de la siguiente manera:

$$k_i = 0,644 + 0,148n = 0,644 + 0,148 \cdot 14 = 2,72 \tag{42}$$

L_M es igual a la superficie de conductor enterrada efectiva, como no se van a emplear picas en la subestación el valor de L_M es igual al de L_C .

Por lo tanto, teniendo en cuenta los valores calculados en el presente apartado y los determinados en las condiciones de partida, la tensión de contacto máxima que se podría dar en la subestación con esta configuración de tierras es la siguiente:

$$U_c = \frac{\rho \cdot k_m \cdot k_i \cdot I_G}{L_M} = \frac{192 \cdot 0,79 \cdot 2,72 \cdot 6140}{1400} = 1804,35 \text{ V} \tag{43}$$

El valor de la tensión de paso máximo que puede darse en una distancia alrededor de un metro se va a calcular de acuerdo a la ecuación 44.

$$U_p = \frac{\rho \cdot k_s \cdot k_i \cdot I_G}{L_S} \tag{44}$$

El valor de k_s viene determinado por la ecuación 45.

$$k_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] \tag{45}$$

Lo que sustituyendo se obtiene:

$$k_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot 0,5} + \frac{1}{4 + 0,5} + \frac{1}{4} (1 - 0,5^{14-2}) \right] = 0,47 \tag{46}$$

El valor de L_S se obtiene de la siguiente manera:

$$L_S = 0,75L_C = 0,75 \cdot 1400 = 1050 \text{ metros}$$

Teniendo en cuenta estos valores y los datos de partida resulta en la siguiente tensión de paso:

$$U_p = \frac{\rho \cdot k_s \cdot k_i \cdot I_G}{L_S} = \frac{192 \cdot 0,47 \cdot 2,72 \cdot 6140}{1050} = 1429 \text{ V} \tag{47}$$

LÍMITES

En esta sección se comprobará que los valores obtenidos de la tensión de paso y de contacto máxima que puedan darse en la subestación están por debajo de los máximos permisibles.

Ya sean por las expresiones desarrolladas por el IEEE o por la ITC-RAT 13 española, la base para determinar cuál es la máxima tensión de paso u contacto que puede existir en la instalación es la energía eléctrica que puede llegar a soportar el cuerpo humano, es decir, es importante la magnitud como el tiempo en el que circula la corriente. Una expresión aceptada generalmente acerca de la intensidad máxima que puede soportar una persona de 50 kg, en función de la duración de la falta fue expuesta por Dalziel [31] y es la siguiente:

$$I_B = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (48)$$

Dicha ecuación fue obtenida mediante tesis de límite en el rango de 0,03 y 3 segundos, no siendo válida para el resto de los tiempos.

Ya sea mediante esta expresión o similares, la intensidad máxima admisible es el valor empleado para determinar posteriormente los valores admisibles de las tensiones de paso y contacto.

La verificación de las tensiones de paso y contacto se va a comprobar en primer lugar, de acuerdo al estándar 80 del IEEE, donde se cerciorará que los valores obtenidos se encuentran por debajo de sus máximos admisibles verificará que estos valores estén por debajo de los límites impuestos por el propio estándar 80 del IEEE, que es el que se ha empleado como base para el desarrollo de las expresiones relacionadas con la red de tierras.

Esta guía indica que la tensión de contacto máxima admisible para una persona de 50 kg es la siguiente:

$$U_{C_{adm}} = (1000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} = (1000 + 1,5 \cdot 0,71 \cdot 3000) \frac{0,116}{\sqrt{0,2}} = 1087,55 \text{ V} \quad (49)$$

La tensión de paso tolerable de acuerdo a esta guía es la siguiente:

$$U_{p_{adm}} = (1000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} = (1000 + 6 \cdot 0,71 \cdot 3000) \frac{0,116}{\sqrt{0,2}} = 3572,1 \text{ V} \quad (50)$$

De acuerdo a los resultados obtenidos, se aprecia que la tensión de contacto máxima admisible está por debajo del valor de la máxima tensión de contacto que se puede dar en la subestación por lo que el diseño inicial de la red de tierras no es válido.

Aunque se vaya a rediseñar la instalación de puesta a tierra se va a comprobar si los valores de la tensión de contacto y de paso entrarían dentro de los márgenes expuestos por la normativa española.

La ITC-RAT 13 realiza una distinción entre las tensiones aplicadas y las no aplicadas. Las tensiones aplicadas son las tensiones que resultan directamente aplicadas entre dos puntos del cuerpo humano. La ITC-RAT 13 expone los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies en función de la duración de la corriente de falta. La figura 49 relaciona

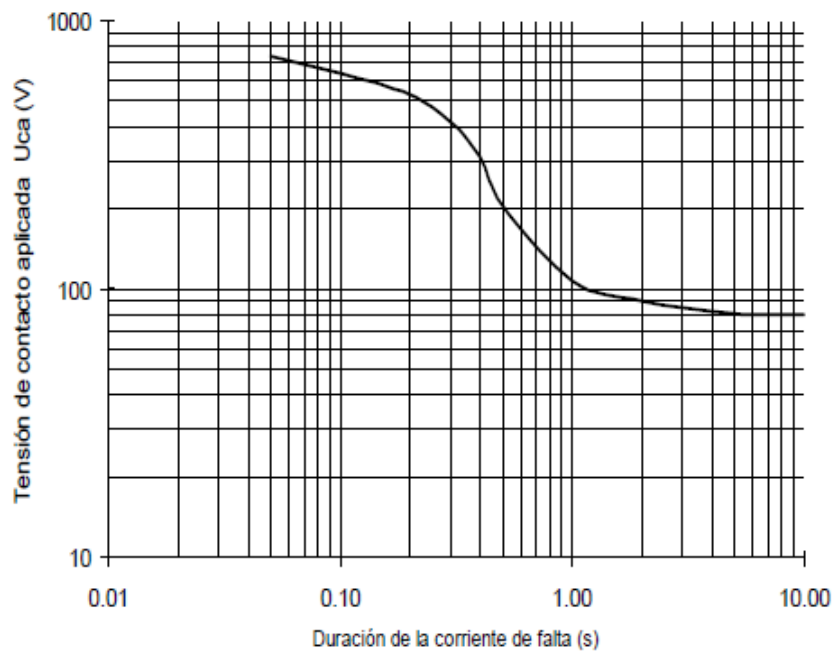


Figura 48: Duración de la falta-tensión admisible [4]

Algunos de los valores más representativos que aparecen en la figura 48 se muestran en la figura 49.

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Figura 49: Duración de la falta-tensión admisible. Valores [4]

De acuerdo con el valor de esta tabla, el valor máximo admisible de la tensión de contacto aplicada es de 528 V.

De acuerdo a la propia ITC-RAT 13 el valor de la tensión de paso aplicada admisible es 10 veces la tensión de contacto admisible, siendo por tanto $U_{pa}=5.280$ V.

Para poder compararlo con los valores de las tensiones de paso y contacto obtenidas en los cálculos, es necesario quitarle la coletilla “aplicada” a la tensión de contacto, para ello se emplean las siguientes expresiones:

$$U_c = U_{ca} \left[1 + \frac{1000 + 1,5\rho_s C_s}{1000} \right] = 2742,96 \text{ V} \quad (51)$$

$$U_p = 10U_{ca} \left[1 + \frac{4000 + 6\rho_s C_s}{1000} \right] = 72758,4 \text{ V} \quad (52)$$

Como se puede apreciar, los valores de la tensión máxima permisible son mucho más laxos en la normativa española, llegando a cumplir la red de tierras diseñada ambos valores admisibles.

Sin embargo, como se ha comentado antes debido a que la tensión de contacto máxima está por encima del máximo estipulado por el estándar 80 del IEEE, se procederá a buscar una solución para cumplir dicho máximo

REPLANTEO

Como se ha visto a la hora de realizar las comprobaciones, el valor de la tensión de contacto es superior al valor máximo admisible impuesto por el estándar 80 del IEEE.

$$U_{C_{admisible}} = 1087,55 < 1885,7 = U_{C_{m\acute{a}x}} \quad (53)$$

Para decidir qué partes de la red de tierras existente modificar para conseguir una instalación dentro de unos límites admisibles, es apropiado volver a recordar cuales son las expresiones que han dado estos valores de tensiones de contacto máximas y admisibles.

$$U_{C_{max}} = \frac{\rho \cdot k_m \cdot k_i \cdot I_G}{L_M} \quad (54)$$

$$U_{C_{adm}} = (1000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (55)$$

Para conseguir que la instalación este dentro de los límites admisibles existen 3 opciones: Reducir el valor de la tensión máxima, aumentar el valor de la tensión admisible o una mezcla de ambas.

La opción de aumentar el valor admisible, por si sola, encarecería bastante la instalación ya que las posibilidades radicarían en aumentar la resistividad superficial, empleando un material con mayor resistividad superficial y/o aumentando el espesor de dicha capa superficial. Además, debido a la forma de la ecuación, no se aumenta linealmente el valor de la tensión de contacto admisible. Por lo que tomar esta opción por si sola se va a descartar.

La opción más viable radica en disminuir el valor de la tensión de contacto máxima que se puede presentar en la subestación. Tal y como se puede apreciar, dicho valor depende de la resistividad del terreno, de las variables geométricas k_m y k_i , de la máxima intensidad que se pueda presentar y de la longitud total de los equipos enterrados.

Modificar la resistividad del terreno es algo que acarrearía un gran coste económico, ya que implicaría sacar todo el terreno de la subestación y posteriormente sustituirlo por un material de una resistividad pequeña, como puede ser el Limo o el Humus.

La máxima intensidad que se puede presentar en la subestación es un valor difícil que se pueda modificar, ya que depende de las características de la red

Los factores geométricos k_m y k_i y el factor L_M dependen de la configuración de la red de tierras, y modificando el espaciado entre conductores (D) y la profundidad a la que se ubica la malla de tierra (h) se logra variar el valor de la máxima tensión de contacto. Sin embargo, aun dividiendo

el ancho de la malla entre 2 seguiría existiendo una tensión de contacto de 1145 V, superior al máximo admisible.

Por esta razón se toma la decisión de emplear electrodos de puesta a tierra. Al haber hecho los cálculos con el empleo de electrodos de puesta a tierra se ha apreciado que se iba a necesitar modificar otro parámetro para conseguir dejar la instalación dentro de límites. Por lo que se ha decidido aumentar la sección de los conductores empleados a 95 mm². En cuanto a los electrodos, se emplearán un total de 28 electrodos de puesta a tierra de 7 metros de longitud cada uno.

Los valores de la ecuación de la tensión de contacto que se ven afectados debido al empleo de estas picas y a la reducción del ancho de la malla son los siguientes:

- **K_m**: El coeficiente geométrico varía por tres términos: debido al nuevo valor de n, debido a k_{ii}, el cual, en caso de emplear electrodos de puesta a tierra es igual a uno y debido a la reducción del ancho de malla. El nuevo valor de k_m es igual a 0,6
- **K_i**: El coeficiente geométrico varía debido a la variación de n, el nuevo valor sería 3,31.
- **L_M**: En el caso de introducir electros en la periferia, el valor de L_M se ve modificado en función de la siguiente expresión:

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{D_m} \right) \right] L_R \quad (56)$$

Siendo L_R la longitud total de los electrodos enterrados, cuyo valor es igual a 36·7=196 metros.

L_r es la longitud de cada electrodo, la cual es igual a 7 metros.

Teniendo en cuenta estos datos, L_M=1727,5 metros.

Por lo tanto, de acuerdo a la nueva configuración, el nuevo valor de la tensión de contacto máxima que se puede presentar en la instalación es la siguiente:

$$U_{cmax} = \frac{\rho \cdot k_m \cdot k_i \cdot I_G}{L_M} = \frac{192 \cdot 0,57 \cdot 2,72 \cdot 6140}{1.727,5} = 1049,85 V < U_{Cadm} = 1087,55 V \quad (57)$$

Aunque el resultado obtenido no esté muy por debajo del límite, se dará por valido, debido a que se han tomado una serie de suposiciones simplificativas que van del lado de la seguridad, siendo la distancia real entre ambos valores más amplia que la mostrada.

Debido a la nueva distribución de la puesta a tierra el valor de la tensión de paso también se ve afectado, siendo el nuevo valor U_p=1233,27 V.

DISEÑO DEFINITIVO

Tras los cambios realizados se ha conseguido una instalación de puesta a tierra fiable y que cumple la normativa española. A continuación, se muestran sus características más relevantes:

- En la figura 50 se observa una representación de la red de tierras del sistema.
- Malla de tierras de 52x52 metros, formada por cuadrículas de 4 metros. La malla de tierras estará enterrada a 0,5 metros del suelo.
- En acuerdo con lo anterior, es necesario el empleo de 28 conductores de 52 metros de longitud.
- Se van a emplear 28 electrodos de puesta a tierra en la periferia de la malla de tierras, de 7 metros de longitud cada uno.
- El terreno está formado principalmente por arena arcillosa y Limo, dando una resistividad superficial de $192 \Omega \cdot m$. La resistencia de la malla de tierras es de $1,74 \Omega$.
- Se emplea una capa superficial de hormigón de 10 cm de espesor.
- La intensidad máxima que se puede presentar en la malla de tierras es de 6.140 A.
- Se va a emplear un conductor de cobre flexible recocido de 95 mm^2 .
- El valor de la tensión de contacto máxima que puede aparecer en la instalación es de 1049,85 V
- El valor de la tensión de paso máxima que puede aparecer en la instalación es de 1233,27 V.

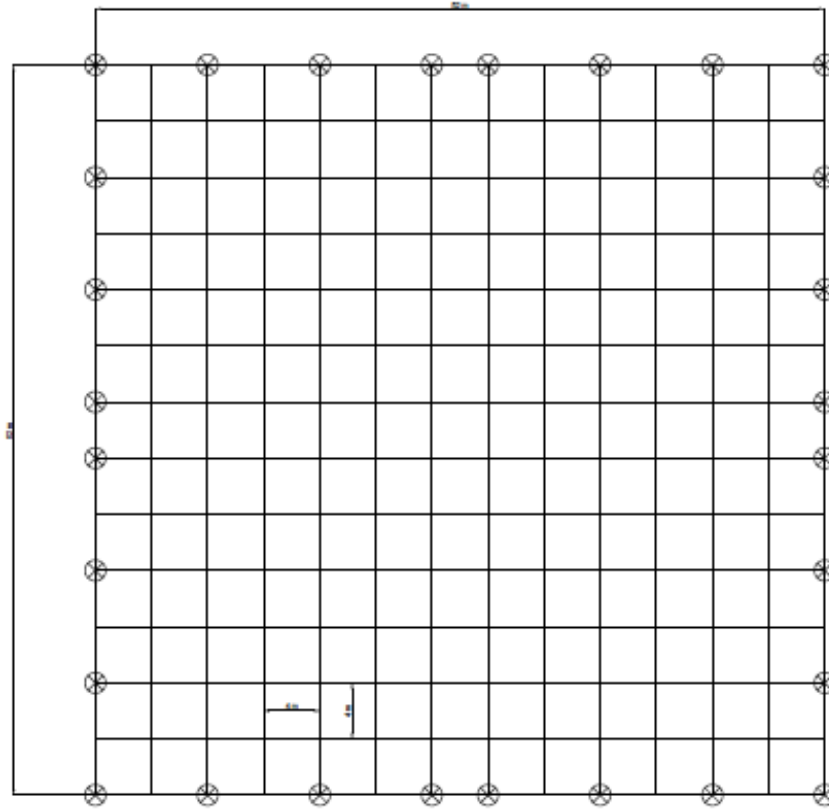


Figura 50: Representación red de tierra

PROTECCIONES

Las protecciones son una parte fundamental del sistema eléctrico, ya que sin ellas cualquier defecto que ocurriese en el sistema eléctrico acarrearía la pérdida del elemento afectado, suponiendo un coste económico inconcebible.

Aunque este apartado este exclusivamente centrado en los sistemas de protección activos relacionados con los relés, en la subestación existen otros sistemas que protegen a los seres humanos y a los quipos de la subestación de las distintas perturbaciones que puedan darse. Entre otros, los pararrayos, la red de tierras y las autoválvulas.

Hoy en día, todas las posiciones de una subestación llevan asociadas un conjunto de protecciones eléctricas que se basan en una serie de funciones básicas de protección, las cuales son:

- **Función de sobreintensidad:** Compara el tiempo en el que está presente una magnitud con unos valores de referencia. Este es el mismo principio que se emplea para las protecciones de tensión y frecuencia.
- **Función direccional:** Compara una magnitud y un ángulo con los de referencia.
- **Función diferencial:** Compara dos magnitudes fasoriales.
- **Función de distancia:** Realizan la comparación entre dos magnitudes fasoriales y un ángulo.

Este tipo de operaciones de comparación básicas son las que realizan los relés de protección, los cuales comparan el valor de dos o tres magnitudes y dan la orden de desconexión a la parte en falta. Como se ve, un relé no es un dispositivo independiente que garantiza que el sistema este protegido, sino que se encuentra englobado dentro de un sistema de protección conformado por dispositivos de medida (TI y TT) y elementos de disparo (interruptores), además de su correspondiente alimentación en BT.

Los relés, por tanto, son instrumentos que reciben valores de la red provenientes de los transformadores de medida. Posteriormente, analizan los datos recibidos comparándolos con los valores estipulados de acuerdo a los requisitos de sensibilidad, selectividad, rapidez y fiabilidad. Finalmente, si los valores del sistema leídos superan los límites de los estipulados, manda la orden de disparo al interruptor.

Conforme han ido pasando los años, la tecnología de los relés de protección ha ido mejorando con el tiempo, existiendo actualmente cuatro tipos principales de relés [33]:

- **Relés electromecánicos:** Es el tipo de relé más antiguo y el que mayor vida útil tiene, actualmente se emplean únicamente en situaciones excepcionales. Tienen un diseño muy sencillo y prácticamente solo contemplan una función por fallo, por lo que se

precisarían una gran cantidad de relés de este tipo para cubrir todas las necesidades de protección de la subestación.

- **Relés estáticos analógicos:** Se trata de una evolución de los relés electromecánicos. Mejora en muchos aspectos al relé precedente, posibilitando el empleo de esquemas de protección más complejos. Su funcionamiento se basa en un sistema electrónico, ya que no tiene elementos móviles, lo que permite tener un mayor tiempo de actuación. Sin embargo, al contar con una parte electrónica, el equipo es más sensible a los ambientes hostiles donde se puedan transferir tensiones.
- **Relés estáticos digitales:** Una evolución respecto a los analógicos, son equipos similares solo que más compactos, con posibilidad de implementar más esquemas de protección en el mismo equipo y con mejores funcionalidades y características generales. Los esfuerzos de diseño se desplazan del hardware al software y siguen siendo vulnerables a los lugares electromagnéticamente activos.
- **Relés numéricos:** Son los relés más modernos, mejorando las características de los anteriores tipos de relé. Integran nuevas funciones no integradas hasta ahora, como son las comunicaciones y el acceso remoto a través de estas, el autochequeo, registro de eventos, sistemas de postprocesado de la información, etc. Para su desarrollo se emplea electrónica digital y técnicas de procesado de señal, donde el algoritmo de protección esta codificado y ejecutado por un microprocesador. Permiten una amplia configuración tanto de las salidas y entradas como de las curvas de operación de las protecciones. De hecho, para conseguir los ajustes y funciones que puede ofrecer uno solo de estos relés habría que utilizar más de 100 relés electromagnéticos.

Como se puede apreciar, los relés más completos actualmente son los de tipo numérico, que serán los que se empleen en la subestación. El número de relés, modelo y características se determinarán en función de los tipos de protecciones que se necesiten.

Una vez vistas las características generales de los relés, se va a particularizar para el caso concreto de esta subestación. Para ello, en primer lugar, se van a exponer con gran detalle las funciones de protección principales que se van a emplear. Una vez conocidas las características básicas de las principales funciones de protección se muestra que funciones de protección se van a emplear para cada tramo de la subestación. Finalmente, a la vista de las necesidades de protección se eligen los relés que se van a emplear para llevar a cabo estas funciones.

Con el objetivo de la normalización de las funciones de protección y de los equipos que forman parte de la subestación, el IEEE en su documento C37.2-2008 [32] establece una nomenclatura para cada función de protección y para los equipos que forman parte de la subestación. De esta manera, cada número hace referencia a una función o equipo de manera inequívoca. En el presente proyecto se va a seguir dicha nomenclatura designando cada función de protección con su correspondiente número, siendo de esta manera fácilmente representable en el diagrama unifilar de la subestación.

FUNCIONES DE PROTECCIÓN

Las funciones principales de protección que se van a emplear en la subestación son las protecciones de sobreintensidad, de distancia, diferencial, de tensión y de frecuencia. Aunque a parte de estas funciones principales, existen otras que se van a emplear complementarias a estas, como son las relacionadas con el sentido de la corriente o las faltas a tierra, entre otras.

PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD 50/51

La protección por sobreintensidad fue el primer sistema de protección en desarrollarse, debido a lo crucial que era para los sistemas y que no era muy complicado su desarrollo e implantación. El objetivo principal de este sistema de protección es despejar los cortocircuitos que se produzcan ya sean de pequeña o alta impedancia.

El relé debe actuar con la máxima velocidad posible para la mayor intensidad de cortocircuito esperada. Además, el relé no debe operar para la mayor corriente de carga que se pueda dar en el circuito bajo condiciones normales, pero tiene que operar para la corriente de falta más pequeña esperada.

Relativas a la magnitud de la sobreintensidad y al tiempo de despeje de falta existen dos tipos de funciones distintas:

- Unidad instantánea (50): La unidad es sin demora intencionada, actúa instantáneamente cuando detecta una intensidad superior a la fijada.
- Unidad de tiempo diferido (51): La actuación de las protecciones dependen de una demora intencionada.

Estas dos unidades están conjuntamente integradas mediante lo conocido como curvas de protección de sobreintensidad. La IEC 60255 estipula una serie de curvas distintas en función de las características de la red, y del tiempo de actuación que se quiera de las protecciones. En la siguiente figura se muestran dos posibles curvas de sobreintensidad de relés que combinan las funciones 50 y 51. El primer tramo de la curva, el exponencial, está asociado a la función 51 donde en función de la intensidad que circule tarda un tiempo u otro en despejar la falta. Al finalizar el tramo exponencial y comenzar el tramo recto comienza lo asociado a la función 50, donde sea cual sea el valor de la intensidad, la falta es despejada siempre al mismo tiempo.

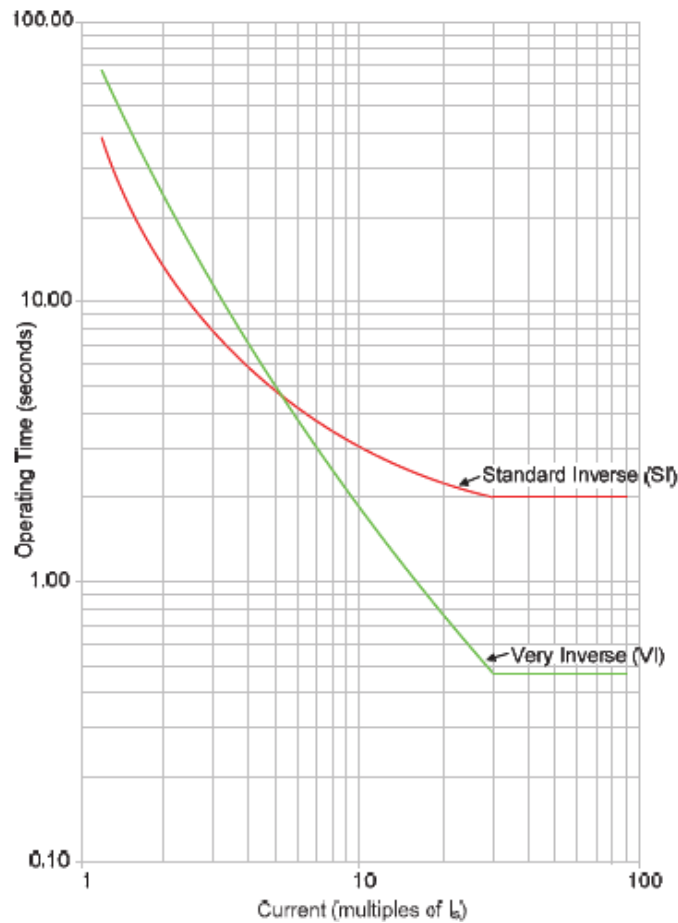


Figura 51: Curvas características sobre intensidad para relés inversos y muy inversos [34]

Para el caso de que la red tenga el neutro a tierra, como es este caso, se emplean para el caso de las sobrintensidades unidades de fase (51) y de neutro (51 N). Las unidades de fase actuarían para faltas entre fases y las unidades de neutro para faltas monofásicas. El empleo de dos unidades distintas se debe a que las faltas entre fases generan una intensidad muy grande y no detectarían las faltas monofásicas o las trifásicas de elevada impedancia. La unidad de neutro se ajusta a las faltas monofásicas, de esta manera se tiene más sensibilidad frente a las faltas de elevada impedancia.

Para una correcta coordinación de las protecciones y tener selectividad es necesario conocer el sentido en el que circula la corriente eléctrica. De esta manera se logra que actúen únicamente las protecciones necesarias permitiendo que la subestación pueda seguir funcionando.

Para determinar el sentido de la intensidad se emplea la unidad de sobrintensidad direccional (67). Esta unidad funciona comparando una magnitud de operación y una magnitud de referencia, denominada magnitud de polarización. La magnitud de operación, para las protecciones de sobrintensidad es la corriente, y la magnitud de polarización puede ser o una intensidad o una tensión de referencia. En la figura 52 se muestra el diagrama de esta

protección, donde cómo se puede apreciar, en función de la posición relativa de la magnitud respecto a la de referencia la corriente se “ve” o no se “ve”.

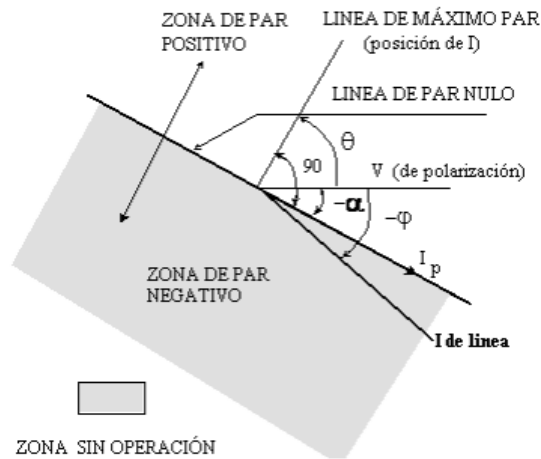


Figura 52: Representación del diagrama característico de protección direccional [35]

Las características que debe tener la magnitud de polarización es que no se anule y que no cambie de sentido en ningún caso. En función del tipo de falta, la forma de polarización cambia existiendo también unidades direccionales de fase y de neutro.

En el caso de las unidades de fase, como magnitud de polarización se emplea una tensión en cuadratura, es decir, para la intensidad de la fase A se emplea como referencia la tensión U_{bc} y así respectivamente con el resto de las fases. A esta tensión de referencia se la suele desplazar un ángulo denominado ángulo característico, el cual, en función de la aplicación toma un valor distinto, generalmente o treinta o cuarenta y cinco grados. En función de una u otra opción la sensibilidad máxima se dará para sesenta o cuarenta y cinco grados respectivamente.

A continuación, en la figura 53 se muestra la polarización de la unidad de la fase A, polarizada en cuadratura y con un ángulo característico de 30° .

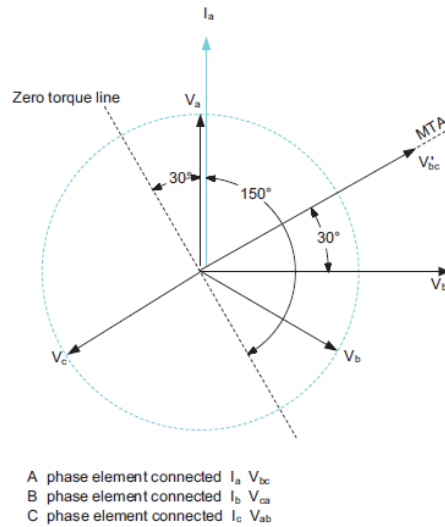


Figura 53: Diagrama característico protección direccional polarizado en cuadratura con ángulo característico 30°.

Las unidades de tierra se polarizan tanto por tensión como por intensidad. La polarización por intensidad se puede emplear solo para los casos en los que exista una puesta a tierra de la red, y, por tanto, exista corriente homopolar. Cuando se emplea la polarización por intensidad se compara la intensidad homopolar con la intensidad de fase y en función de si están en fase o en contrafase se opera o no se opera. La magnitud de polarización por tensión es la tensión residual del sistema.

Además de estas funciones relacionadas con la sobreintensidad, existe la función de reenganche (79). La cual es una función que permite cerrar de nuevo un interruptor que ha despejado la falta. Esta técnica es ampliamente usada debido a que la mayoría de las faltas son de corta duración y cuanto más rápido se cierren dichas faltas, menor será el tiempo de la interrupción y se mantendrá la estabilidad del sistema. Esta función es empleada principalmente para las redes de distribución.

En las redes de distribución normales, cuando se aplica esta función, la práctica es realizar un reenganche rápido por si la falta es fugitiva y hacer varios temporizados por si la falta es semipermanente. En el caso concreto de esta subestación, únicamente se realizará el reenganche rápido, para evitar daños en la subestación si la falta fuese permanente.

PROTECCIÓN DE DISTANCIA 21

No se debe olvidar que la subestación forma parte de un sistema eléctrico y que, por tanto, debe estar preparado para detectar y cortar las faltas que puedan ocurrir en las líneas eléctricas que parten de la subestación.

Para un sistema eléctrico, en virtud de su estabilidad, es importante determinar las zonas de protección a las que tiene que "llegar" cada interruptor, para evitar no disparar todos los

interruptores ante la misma falta y que cada interruptor se encargue de su línea, sirviendo de apoyo para el resto. Para conocer la distancia a la que ha ocurrido una falta se utiliza la protección de distancia (21).

El principio básico de esta protección es la comparación de la impedancia que mide el relé (Realizando el cociente de la V y la I) con la impedancia del tramo de línea que se quiere proteger. En caso de que la impedancia que se ha medido sea superior a la del tramo de la línea a proteger, indica que la falta está fuera de la línea. Mientras que, si la impedancia es menor a la de la línea, indica que la falta está en el interior de la línea y, por tanto, las protecciones deberían actuar.

Generalmente, un interruptor no va a proteger el 100% de su línea, ya que, debido a una ligera pérdida de sensibilidad o por algún factor externo, puede ver que hay faltas de su línea cuando realmente no lo están. Una causa común, es que al ver la parte continua de una falta fuera de la línea se ve una intensidad mayor que la que realmente hay. Provocando que el relé entienda que hay una impedancia menor que la real, y por tanto suponiendo que la falta ha ocurrido a una distancia más corta que la real. Normalmente, se suele proteger en instantáneo el 80 % de la línea, y en el resto de zonas sirviendo como apoyo actuando con una temporización.

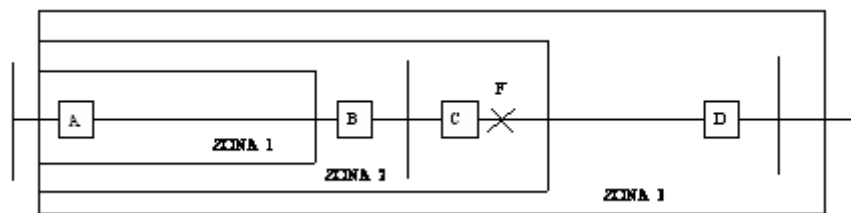


Figura 54: Zonas de protección en función de la ubicación de la falta [36]

Las curvas características de este tipo de protecciones se representan en un diagrama R/X, existiendo diversos tipos de curvas, de las cuales las más empleadas hoy en día son la curva característica de admitancia (Mho) y la cuadrilateral.

La curva característica de admitancia es una circunferencia que pasa por el origen del diagrama R/X, cuyo diámetro es igual a la impedancia de ajuste y que se encuentra desplazado un ángulo φ conocido como el ángulo característico del relé (RCA). Se trata de una característica direccional pues se encuentra polarizada por tensión.

En la figura 55, se muestra una curva característica de admitancia tipo, que como se puede apreciar, en el caso de que la impedancia detectada quede dentro de la circunferencia, indica que la falta está en la línea a proteger y debe actuar la protección. En cambio, si la impedancia queda fuera de la circunferencia indica que la falta ha ocurrido fuera de la línea a proteger. Para estos casos, y para realizar esquemas de distancia escalonada existen circunferencias concatenadas con un diámetro cada vez mayor para diferenciar en que zona de protección se encuentra la falta, y así determinar la temporización de la protección. Además, existe la opción

de desplazar la curva característica para que pueda ver atrás, lo cual es común para las protecciones de barras.

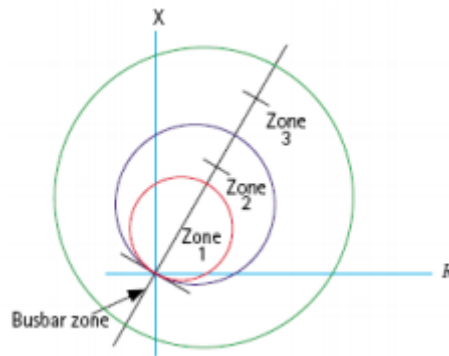


Figura 55: Curva característica Mho tipo con 3 zonas [36]

La curva característica cuadrilateral tiene forma poligonal y se caracteriza por poder ajustar independientemente la impedancia de alcance y el alcance resistivo. Por lo que a diferencia de las curvas Mho, tienen una mejor cobertura resistiva. Permitiendo un mejor comportamiento ante las faltas a tierra con una elevada resistencia de falta. Al igual que ocurría con la curva Mho, el alcance de esta característica se puede escalar, para contemplar las faltas fuera del alcance de la línea. En la figura 56, se muestra una representación de esta curva.

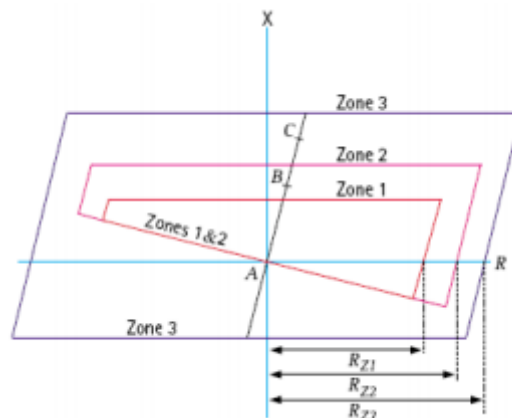


Figura 56: Curva característica cuadrilateral tipo [36]

PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87

La protección diferencial se basa en que a través del elemento a proteger se deben cumplir las leyes de Kirchhoff y que, de no ser así, ocurre algún tipo de falta. Los transformadores de intensidad se conectan como muestra en la siguiente figura, de manera que se crea un circuito eléctrico por el que circula la intensidad. Conectar eléctricamente los TI tiene una gran ventaja en cuanto al tiempo de sincronización de los relés, ya que, si únicamente se mandasen los datos

de las medidas y el relé los compara directamente pueden llegar a darse casos en los que las medidas estén desfasadas y se produzca un disparo innecesario.

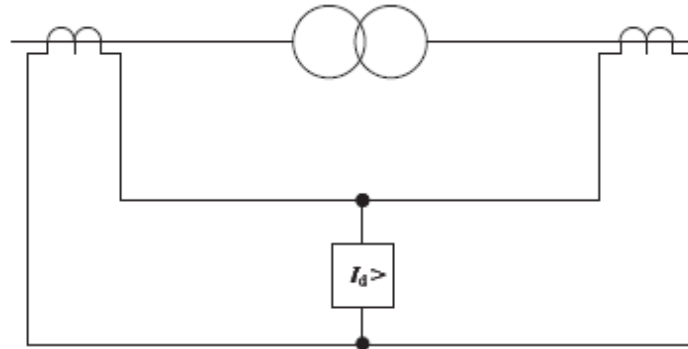


Figura 57: Principio de operación protección diferencial [37]

El principio de operación de esta protección se basa en la medición de la intensidad diferencial, la cual, aparece en la figura 57 representada como I_d . La intensidad I_d circula por el lazo diferencial y está caracterizado porque tiene una impedancia pequeña.

Con esta configuración, en el caso de que ocurra una falta interna, la intensidad que circularía por el lazo diferencial sería I_d . Mientras que si la falta fuese externa la corriente que circularía sería muy pequeña (No nula debido a las pérdidas del equipo).

Sin embargo, puede darse el caso de que durante una falta uno de los transformadores de intensidad se sature. Si esto sucede, toda la intensidad del transformador saturado es empleada para su magnetización, y consecuentemente, la intensidad que se vería ante una falta externa sería la misma que se vería ante una falta interna con el transformador de intensidad saturado.

Para solucionar este problema existen dos opciones: Emplear un detector de saturación o emplear lo conocido como frenado porcentual, que básicamente consiste en relativizar la I_d comparándola con algún valor general, como, por ejemplo, las medias de las corrientes de los TI. El último método comentado es el más empleado y el que se lleva a cabo en este proyecto.

A la hora de implementar este tipo de protección se deben tener en cuenta los siguientes aspectos [37]:

- **Diferentes intensidades a ambos lados del TI:** La intensidad es distinta a cada lado del transformador de potencia tanto en módulo como en ángulo. Actualmente estas compensaciones las realiza internamente el relé mediante software.
- **Tener en cuenta la configuración del transformador:** Debido a que la configuración del transformador se ha elegido como estrella-triángulo es necesario un filtro homopolar en el equipo. Esto se debe a que, para una falta a tierra externa al equipo, el diferencial

ve una intensidad homopolar que puede hacer disparar incorrectamente al equipo. Este filtro homopolar lo aplica internamente el relé.

- **Corriente de inserción:** Cuando un transformador es energizado ocurre un fenómeno transitorio que provoca la aparición de una corriente de un valor entre 10 y 20 veces más grande que el valor nominal del transformador. Esto puede provocar que las protecciones disparen al suponer que se trata de una falta, lo cual pone en peligro la estabilidad del sistema y, por tanto, se debe evitar.

En condiciones normales, la corriente de magnetización que origina el flujo magnético es pequeña. Sin embargo, en el momento que se energiza el transformador se origina un flujo que se “acopla” al flujo remanente del transformador. En función del momento en el que se cierran los interruptores, el flujo creado puede llegar a ser de una dirección opuesta al flujo remanente con lo que la corriente de inserción sería pequeña. De este hecho se podría sacar como conclusión que controlando el cierre del interruptor esta corriente se podría minimizar, lo cual es cierto, pero se debe tener en cuenta también que las fases están desfasadas 120° y por tanto la contraenergación no será igual de eficaz en todas las fases, este es el motivo por el que no se controla el instante de cierre del interruptor. La protección empleada frente a este fenómeno se va a basar en el análisis de su forma de onda típica que es la mostrada en la figura 58.



Figura 58: Corriente de magnetización típica [37]

Tal y como se aprecia en la representación, existen periodos en los que la corriente es nula. Teóricamente la mínima duración de ese tramo es un cuarto del periodo y un mecanismo para hacer frente a los disparos intempestivos se basa en esto justo; comprobar si la onda pasa durante más tiempo que un cuarto de periodo por 0 y si es así no actuar. Este método tiene un claro problema: la demora en el tiempo en el caso de que se trate de una falta. Además, puede darse el caso de que el tramo que pasa por 0 este al final del ciclo por lo que también se debe comprobar ese hecho, dándole si fuera preciso un retraso a la actuación del orden del periodo de la onda. Este problema hace que no se emplee esta técnica y se emplee en su lugar un filtrado armónico.

La corriente de inserción contiene armónicos de todos los órdenes, siendo el armónico secundario el que se analiza para la protección. Esto se debe a que una corriente de falta no contiene armónicos pares, además de que en el caso de estar el TI saturado si la corriente primaria contiene armónicos secundarios, la corriente del secundario del TI también los tendrá. Con este método de protección la corriente diferencial I_d es filtrada

para obtener el armónico secundario que es analizado y se determina mediante ello si procede disparar o no.

Para determinar en qué situaciones se debe actuar y en cuales no, se comparan en una curva característica la intensidad de frenado y la intensidad diferencial. En esta curva característica existen dos zonas separadas por la propia curva: La zona superior en la que dispara y la zona inferior en la que no dispara.

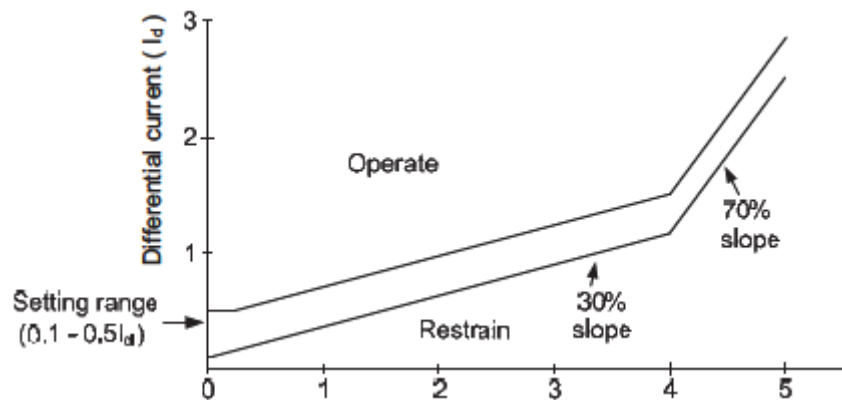


Figura 59: Curva característica protección diferencial. $I_d-I_{frenado}$ [37]

La forma de la curva depende del tipo de sensibilidad que se requiera y de las características del sistema. En la imagen mostrada se aprecian dos posibles curvas características distintas para ser empleadas en función de cómo se requiera de sensible el sistema. Además, se aprecia que la curva va tomando distintas pendientes conforme va aumentando el valor de la intensidad de frenado. Estas pendientes tienen como fin la compensación de ciertos errores como pueden ser los errores en los TI o por los cambiadores de tomas.

VARIACIONES DE TENSIÓN 27/59

Las subidas y bajadas de tensión son fenómenos frecuentes en el sistema eléctrico, las cuales pueden ser rápidas o lentas. Las variaciones de tensión rápidas no se pueden controlar mediante los interruptores, por lo que para estos casos se emplean las autoválvulas que se han descrito anteriormente. Sin embargo, frente a las variaciones de tensión lentas o permanentes se emplean funciones de protección, función contra sobretensiones (59) y función contra subtensiones (27)

La función contra sobretensiones (59) protege frente sobretensiones de poca magnitud y prolongadas en el tiempo. Este tipo de sobretensiones provocaría una pérdida de aislamiento en los equipos del sistema, por lo que se debe contar con protecciones frente a ellas. Los relés de máxima tensión actúan cuando la tensión supera unos valores de ajuste, pudiendo actuar instantáneamente o mediante una temporización.

La función contra subtensiones (27) protege frente a las bajadas de tensión desde unos pocos milisegundos hasta varios segundos. Un descenso de la tensión provoca paradas y sobrecalentamientos en algunos de los equipos alimentados a esa tensión, como pueden ser los motores. Para evitar estos fenómenos se emplean los relés de subtensión. Estos relés actúan cuando la tensión baja de un valor de ajuste, pudiendo actuar instantáneamente o mediante una temporización.

VARIACIONES DE FRECUENCIA 81 m/M

Mantener la frecuencia del sistema en 50 Hz es una misión conjunta de todos los elementos del sistema eléctrico. Pudiéndose presentar dos situaciones en el sistema: sobrefrecuencia y subfrecuencias.

Una situación de sobrefrecuencia se produce al estar generándose en el sistema más energía de la que se está consumiendo, para conseguir hacerle frente a este fenómeno se tienen dos alternativas, o generar menos o consumir más. En el sistema eléctrico, ante este tipo de situaciones las plantas de generación son las que actúan desconectando grupos de generación. Para realizar esta función se emplean relés de sobrefrecuencia (81M). Este tipo de funciones no se implementan en subestaciones, es exclusiva de plantas de generación.

En cambio, una situación de subfrecuencia se produce porque en el sistema se está generando menos energía que la que se está consumiendo. Ante estos fenómenos, actúan las regulaciones primaria y secundaria del sistema. Sin embargo, si el desequilibrio entre generación y demanda es muy grande se necesita desconectar la demanda "deslastre de cargas". Esta parte afecta a las líneas de salida de la subestación donde se emplea un relé de subfrecuencia (81m) que actúa desconectando las líneas de salida cuando la frecuencia cae por debajo de un valor de ajuste durante un tiempo prefijado.

PROTECCIONES EMPLEADAS POR TRAMO

En este apartado se va a determinar que funciones de protección se van a emplear para proteger cada tramo de la subestación. Los tramos de la subestación sobre los que se realizara la división de las protecciones son:

- Líneas entrada 132 kV
- Embarrado 132 kV
- Líneas Transformadores
- Embarrado 30 Kv
- Líneas de salida 30 kV

LÍNEA ENTRADA 132 KV

Las dos líneas de entrada de la subestación tienen que contar con las protecciones pertinentes para proteger la propia subestación y la línea de la red de distribución de la que forma parte.

Por esta razón las funciones de protección asociadas a este tramo de la subestación son las siguientes:

- **Distancia (21):** Empleada para conocer la posición de la falta en la línea de distribución de 132 kV.
- **Direccional (67):** Empleada para conocer el sentido en el que circula la intensidad de falta.
- **Reenganchador (79):** Esta función es empleada para reconectar automáticamente el interruptor tras una falta. Aprovechando la función direccional, esta protección se comportará de distinta manera en función de a donde se dirija el sentido de la corriente. Si la corriente va hacia el interior de la subestación, se producirá una actuación de acuerdo a las características de sobreintensidad, en cambio si la falta va hacia el exterior de la subestación se producirán un total de hasta 4 renganches, siendo el primero instantáneo y los demás temporizados.
- **Sobreintensidad (50/51-N):** Esta función se emplea para la protección frente a sobreintensidades de las faltas que ocurran en el interior de la subestación. Además de las unidades de fase se van a emplear unidades de neutro para poder detectar con más precisión las faltas monofásicas.
- **Variaciones de tensión (27/59):** Aprovechando los transformadores de tensión capacitivos de la entrada se va a proteger la subestación frente a subidas o bajadas de tensión permanentes.

En resumen, las líneas de entrada de la subestación deben contar con protecciones frente a las sobreintensidades tanto para el lado de la línea de distribución, como para el lado de la subestación, para ello se emplean las funciones de distancia y de sobreintensidad, conociéndose

el sentido de la falta gracias a la función direccional. Además, se empleará la función reenganchador para recuperar el sistema lo antes posible. Estando el sistema protegido también frente a las sobretensiones.

EMBARRADO 132 KV

No, así como las anteriores protecciones de los distintos elementos del sistema, realizar la protección de las barras de la subestación no es algo que sea siempre la mejor opción. Para determinar si es adecuado implementar una protección de barras se van a exponer las ventajas y desventajas de su implementación [38].

DESVENTAJAS

- Las barras se consideran equipos muy seguros. La probabilidad de que ocurra una falta en barras es realmente baja, de hecho, se promedia una falta en barras es de una cada veinte años.
- Un mal esquema de protección de barras puede provocar disparos intempestivos que creen problemas de estabilidad en el sistema. Teniendo en cuenta la poca probabilidad existente de que ocurra una falta en barras, un sistema de protección poco estable puede causar más problemas que los beneficios que ofrece tener esa protección.
- Los sistemas de protección pueden otorgar suficiente protección a las barras.

VENTAJAS

- Aunque el riesgo de que ocurra una falta es realmente bajo, no se puede dejar sin proteger este elemento. Una falta no despejada puede llegar a provocar la pérdida entera de la subestación por los daños provocados.
- Los sistemas de protección de sobreintensidad o de distancia pueden no llegar a proporcionar la cobertura requerida a las barras. Aunque se empleen protecciones de distancia para atender a estas faltas, las barras van a estar generalmente en zona 2 lo que conlleva un despeje que puede ser demasiado lento. Esto es un problema, debido a que los equipos van a estar durante más tiempo recorridos por la corriente de falta, además de propiciar una pérdida mayor de estabilidad del sistema

Debido a que la subestación diseñada es únicamente de 4 posiciones y está localizada en el sistema de distribución se va a tomar la decisión de no emplear un esquema de protecciones específico para las faltas en barra y las posibles faltas serán subsanadas por las protecciones de las líneas de 132 kV.

LÍNEAS TRANSFORMADORES

En la línea que contienen los transformadores de potencia se debe contar con las protecciones adecuadas por si ocurre una falta en ese tramo de la subestación y en los adyacentes, y sobre

todo para despejar una falta que pueda ocurrir en el propio transformador de potencia, ya que es el equipo más caro de la instalación y el que más protegido debe estar.

La protección del transformador de potencia es un requerimiento básico de las subestaciones a este nivel de tensión. Las faltas más comunes que pueden ocurrir son: las faltas en los bobinados y terminales, las faltas en el núcleo, las faltas en el tanque de aceite y las faltas ajenas al transformador ocasionadas por el funcionamiento del sistema eléctrico. Estas faltas derivan en un funcionamiento indeseado del transformador provocando aumentos de corriente, formación de gases o aumentos de temperatura, lo que es inaceptable para su correcto funcionamiento.

Para solventar estos problemas se debe instaurar un sistema de protección para los transformadores, para ello, existen distintos esquemas de protección que protegen frente a faltas concretas en elementos concretos, pero mediante la protección diferencial puedes cubrir todas las faltas que ocurren entre los transformadores de intensidad conectados al primario y al secundario del transformador de potencia.

Por lo tanto, teniendo en cuenta la protección principal del transformador de potencia se van a exponer el resto de las protecciones exclusivas del transformador de potencia:

- **Diferencial (87)**
- **Relé térmico (49):** Relé que actúa cuando la temperatura de alguna parte del transformador de potencia supera algún valor prefijado.
- **Relé sobrepresión (63):** Relé que actúa cuando la presión supera un valor fijado.

Además de las protecciones específicas de los transformadores, también se van a emplear otras funciones de protección más generales en los relés encargados de actuar sobre esta línea:

- **Sobreintensidad (50/51-N):** Esta función se emplea para la protección frente a sobreintensidades de las faltas que ocurran en el interior de la subestación. Además de las unidades de fase se van a emplear unidades de neutro para poder detectar con más precisión las faltas monofásicas.
- **Direccional (67):** Función empleada para conocer el sentido de la intensidad

En resumen, las protecciones de esta línea están principalmente enfocadas a la protección del transformador, siendo la función principal empleada para detectar un fallo en el interior del transformador la diferencial. Además de la función diferencial se emplean relés de protección térmicos y de sobrepresiones para prevenir cualquier posible tipo de anomalía que se pueda dar. Aun así, no se puede descuidar el resto de la subestación, por lo que se emplean funciones de sobreintensidad para tener protegido todas las líneas circundantes.

EMBARRADO 30 KV

Para la protección del embarrado de 30 kV sucede algo similar a lo que ocurría en el embarrado de 132 kV, no se va a emplear una protección específica para la protección de este, el embarrado estará protegido mediante las líneas que se conectan al mismo. Además, en comparación con el embarrado de 132 kV, el embarrado de 30 kV está en el interior de las celdas, siendo mucho más improbable aún el suceso de alguna falta en el embarrado.

Es preciso recordar, que las líneas que se conectan al embarrado procedentes de los transformadores de tensión cuentan con las protecciones indicadas en el apartado precedente "LÍNEAS TRANSFORMADORES". En él, se indica que las funciones de protección asociadas a esa celda relacionadas con el embarrado de 30 kV son: sobreintensidad, y direccional. Con estas funciones te aseguras una función de respaldo a las posibles faltas que puedan ocurrir en las líneas.

Se debe tener en cuenta el embarrado dispone de una celda de acoplamiento para los casos en los que la falta ocurra únicamente en un tramo del embarrado o que algún tramo haya quedado inutilizado, y se quiera mantener el suministro del otro tramo. Por esta razón, la celda de acoplamiento cuenta con un interruptor con las funciones de sobreintensidad y direccionales para actuar ante tales tipos de faltas.

LÍNEAS DE SALIDA 30 KV

Las líneas de salida de 30 kV forman parte de uno de los escalones más bajos del nivel de distribución a AT, por lo que estas líneas de salida formarán parte probablemente de líneas en anillo que alimenten a varios centros de transformación.

Por esta razón, las protecciones de estas líneas de salida están enfocadas directamente a la protección de estas líneas de distribución. Para ello, se van a emplear las siguientes funciones de protección:

- **Direccional (67):** Empleada para conocer el sentido en el que circula la intensidad de falta.
- **Distancia (21):** Empleada para conocer la posición de la falta en la línea de distribución de 30 kV.
- **Reenganchador (79):** Se trata de una función muy relevante en estos niveles de tensión. Normalmente, las faltas son transitorias y se van instantáneamente, por lo que este es el nivel de tensión más apropiado para usar esta función. Se va a emplear un reenganche instantáneo y posteriormente tres temporizados.
- **Sobreintensidad (50/51):** Esta función se emplea para la protección frente a sobreintensidades de las faltas que ocurran en el interior de la subestación.
- **Variaciones de tensión (27/59):** Se protegerán las líneas frente a las posibles subidas o bajadas de tensión que puedan darse.

- **Subfrecuencia (81m):** Se equipa por cada celda un relé de subfrecuencia para las situaciones en los que sea necesario deslastrar líneas.

En resumen, las celdas de protección de las líneas de 30 kV cuentan con las protecciones necesarias para proteger las líneas de 30 kV que parten de la propia celda. Como son las protecciones de distancia, sobreintensidad y el reenganchador. Además, cuentan con protecciones “extras” como son las protecciones frente a las variaciones de tensión y frecuencia.

RELÉS EMPLEADOS

Los relés que se van a emplear en la presente subestación van a ser de la compañía ZIV, y tal y como se ha comentado antes, los relés actuales realizan más de una función de protección, siendo probablemente el número de funciones que realizan superior a las funciones básicas que se han requerido para cada zona anteriormente. Debido a esto, en el caso de contemplar que los relés empleados realizan más funciones, se analizarán dichas funciones y se contemplará su uso en caso de ser útil para el presente caso concreto.

En este apartado, la división se realizará de igual manera a la que se ha hecho en el apartado anterior, exceptuando las zonas relativas a los embarrados de la subestación.

En el esquema unifilar de la instalación se muestran gráficamente todas las funciones de protección empleadas en la subestación.

LÍNEA DE ENTRADA 132 KV

Para la protección de la línea de 132 kV y la propia subestación se va a emplear el relé 8ZLV de ZIV. Se van a emplear un total de 6 relés de este tipo, empleando uno por cada fase de las líneas de 132 kV que entran a la subestación. Cada relé cuenta con unas dimensiones de 482,6X295X132,5 milímetros y la apariencia de este es la que se muestra en la figura 60.



Figura 60: Carcasa relé 8ZLV ZIV [39]

De acuerdo con las especificaciones técnicas del fabricante, el relé cuenta con las siguientes funciones de protección:

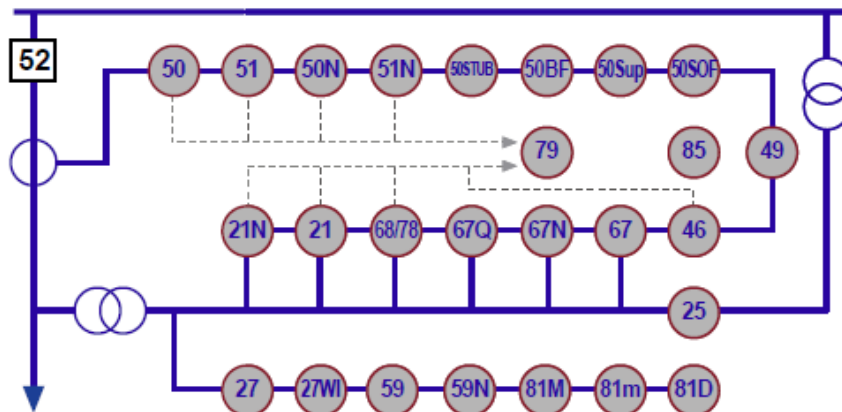


Figura 61: Funciones de protección disponibles relé 8ZLV ZIV [39]

Como se puede apreciar, el relé cuenta con todas las funciones de protección que se pretendía que tuviera este tramo de la subestación, por lo que su elección es apropiada. Además, cuenta con varias funciones de protección no contempladas anteriormente pero que pueden ser interesante incluirlas:

- **Esquemas de protección de distancia (85):** Se trata de lógicas de protección que trabajan paralelamente a las de distancia y generalmente se ejecutan más rápido. Los resultados de estos algoritmos pueden ser complementados con los obtenidos en las protecciones de distancia, pudiéndose ejecutar lógicas de bloqueo en caso de contradicciones. Se trata de una función complementaria a la de distancia y se va a emplear.
- **Bloqueo en condiciones de gran carga (68/78):** Se emplea para evitar que disparen los interruptores en situaciones con gran carga, bloqueando la operación de los elementos de distancia. Se empleará.
- **Direccional funciones complementarias (N, Q):** Permiten conocer la dirección de las corrientes del neutro y de secuencia negativa. Se empleará.
- **Funciones complementarias sobreintensidad (STUB, BF, Sup, SOF):** Las funciones de protecciones STUB están relacionadas con las configuraciones de interruptor y medio y la configuración en anillo, por lo que no procede emplear esta función. La función BF es la asociada a la función de fallo del interruptor, por lo que se va a emplear. La función Sup es la encargada de supervisar que la protección de distancia actúa correctamente y actúa en caso de error de dicha función, se empleará. La función SOF permite aperturas instantáneas del interruptor de las faltas detectadas cuando el interruptor se cierra. Esta función se empleará.
- **Función de sincronismo (25):** Función para garantizar que existen los mismos valores de frecuencia, módulo y argumento entre dos partes del sistema. En el caso concreto de la subestación se va a emplear para garantizar que las dos líneas de entrada de la subestación de 132 kV tengan los mismos valores.

- **Funciones complementarias variaciones de tensión y frecuencia (59N, 81):** La función 59N hace referencia a las posibles sobretensiones del neutro, se empleará. Tiene varias funciones relacionadas con subfrecuencia y sobrefrecuencia, la función relacionada con la sobrefrecuencia no se empleará, ya que para este tipo de situaciones las subestaciones no deben actuar. En cambio, la función de subfrecuencia se empleará como una función de respaldo a las líneas de 30 kV para cuando sea necesario deslazar cargas.

LÍNEAS TRANSFORMADORES

Para la protección de las líneas de los transformadores se va a emplear el relé 8IDV de ZIV. Se van a emplear un total de 6 de estos relés en la subestación, 1 para cada fase de las líneas que llegan a los transformadores. El relé cuenta con unas dimensiones de 482,6X295X132,5 milímetros y la apariencia de este es la mostrada en la figura 62.



Figura 62: Carcasa relé 8IDV ZIV [40]

De acuerdo con la ficha técnica del fabricante, el relé cuenta con las funciones de protección que aparecen en la figura 63.

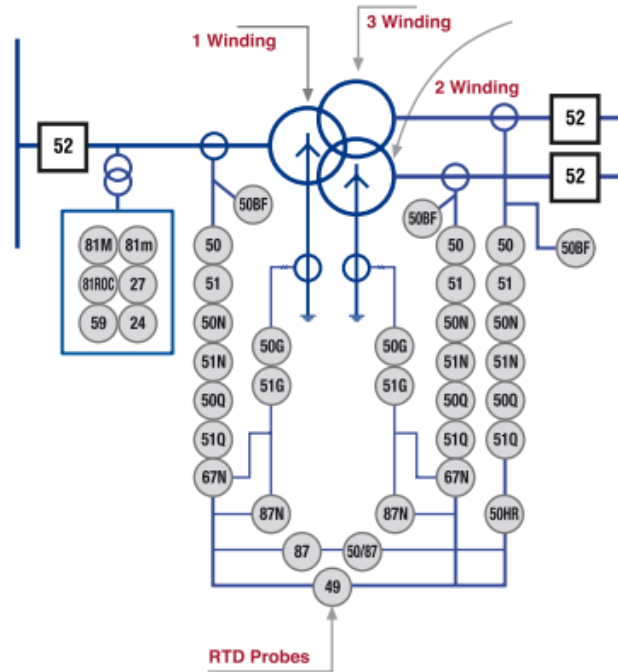


Figura 63: Funciones de protección relé 8IDV ZIV [40]

Como se puede apreciar, el relé es válido ya que cuenta con todas las funciones principales que se han precisado para la protección del transformador. Aunque falta el relé que actué frente a las sobrepresiones, 63, aunque debido a la simplicidad de la función se va a añadir en este propio relé dicha función.

A continuación, se va a analizar la idoneidad de emplear el resto de las funciones que ofrece este relé.

- **27 y 81:** Ambas son funciones relacionadas con la frecuencia de la red. No se pretendía emplearlas, pero debido a que el relé las tiene incorporadas se van a emplear como funciones de respaldo en caso de que las protecciones de las líneas de salida no actúen.
- **Funciones complementarias sobreintensidad (Q, G, BF, HR):** Las funciones Q, funcionan por corriente inversa permitiendo detectar faltas ente fases con más impedancia, se empleará. Las funciones G funcionan midiendo la intensidad que circula por el neutro del transformador, actuando cuando la intensidad supera un valor determinado, se empleará. Las funciones BF contemplan el fallo del interruptor, se empleará. La función HR está relacionada con el terciario de los transformadores, no siendo de aplicación en este caso, no se empleará.
- **Funciones complementarias del diferencial (50/87, N):** La función 87/50 es una función diferencial instantánea, se empleará. La función 87N es una función diferencial con mayor sensibilidad ante faltas a tierra, se empleará.

LÍNEAS DE SALIDA 30 KV

Para la protección de las líneas de 30 kV se van a emplear los mismos relés empleados para la protección de las líneas de 132 kV, es decir el modelo 8ZLV de ZIV. Para estas líneas serán necesarios 24 relés debido a que existen 8 líneas trifásicas.

Las unidades de protección que se van a emplear por cada línea de 30 kV son:

- **Subtensión / Sobretensión (27/59)**
- **Subfrecuencia (81m)**
- **Direccional (67)**
- **Distancia (21)**
- **Reenganchador (79)**
- **Funciones de sobreintensidad y complementarias:** Entre éstas se encuentran las funciones de sobreintensidad direccional y temporizada (50/51), las de neutro (N), las de secuencia inversa (Q) y las de protección frente al fallo del interruptor (BF).

CONTROL Y COMUNICACIONES

INTRODUCCIÓN

Aunque no se desarrolle muy a fondo, y haya muchos aspectos que no se puedan tener en cuenta debido a su dimensión, este apartado expondrá las características de los elementos de control y de comunicaciones empleadas en la subestación.

La parte de control y comunicaciones son funciones distintas de una subestación que tradicionalmente han sido realizadas por distintos elementos. Actualmente, la tendencia es que un mismo elemento realice ambas funciones, incluyendo también las funciones de protección. Sin embargo, tal y como se ha podido ver en el apartado de protecciones, se han elegido ya los dispositivos específicos para las funciones de protección, por lo que esta función no se realizará junto a las otras.

Tal y como se ha expuesto en el párrafo anterior, las funciones de control y comunicaciones, hoy en día, no se entienden una sin la otra. Aun así, en el inicio del presente capítulo se van a exponer las características generales de ambos sistemas por separado para comprender individualmente sus funciones.

Finalmente, una vez expuestas las características de los sistemas de control y comunicaciones por separado, se expondrá el funcionamiento de estos sistemas de manera conjunta, eligiendo el sistema de control y comunicaciones que se llevará a cabo en la presente subestación.

CONTROL

Las funciones del sistema de control son unas funciones realmente fundamentales para el entendimiento de las subestaciones de hoy en día. Las funciones asociadas a este sistema son elevadas, entre ellas se incluyen las operaciones de mando sobre los equipos de la subestación, las operaciones de adquisición de datos para la supervisión de la red, el mantenimiento, generación de informes, etc.

Un sistema de control requiere normalmente disponer de las siguientes características [33]:

- Control de todos los eléctricos de la subestación desde un punto central.
- Monitorizar los equipos eléctricos desde un punto central.
- Intercambiar datos con el despacho
- Control y monitorización local de los equipos de cada posición
- Gestión de la energía y base de datos del sistema

Todas estas características no tienen porque ser puestas en marcha para la misma subestación, ya que cada una adoptará las características de control de acuerdo con la relevancia y envergadura de la subestación.

Con tal de comprender mejor el sistema de control de la subestación, se va a dividir este apartado en dos subapartados que tratan dos aspectos distintos, pero relacionados, dentro de este ámbito. En el primero se expondrán los elementos principales que componen el sistema de control de la subestación y en el segundo se verán las distintas topologías posibles para el sistema de control

ELEMENTOS SISTEMA DE CONTROL

En este apartado se van a presentar los principales elementos que pueden componer el sistema de control de la subestación. Con el paso del tiempo, conforme ha ido evolucionando la tecnología los sistemas de control han ido evolucionando de más simples a más complejos, logrando realizar con un solo equipo las funciones que antiguamente debían realizar varios equipos.

Actualmente, los elementos que componen el sistema de control de las subestaciones son los siguientes [33, 41]:

- **Dispositivo electrónico inteligente (IED):** Se trata de un equipo que realiza una serie de funciones en una posición de la subestación. Como es el caso de un relé de protección.
- **Unidad de control de posición (UCP):** Se trata del equipo que, generalmente, tiene el software necesario para el control de cada posición. Cuenta con las suficientes entradas y salidas para conectar los equipos de medida, control y protección de la posición, además de estar conectado con distintos IEDs.

- **Unidad central de subestación (UCS):** Es el equipo que realiza el control de la subestación y mantiene la base de datos con la información de campo. Actualmente este equipo consiste en un PC que se encarga también de las comunicaciones, aunque tradicionalmente las funciones que realiza este equipo eran realizadas por la remota (RTU) y por la interfaz hombre máquina (HMI).
 - **Remote Terminal Unit (RTU):** Se trata de un equipo que se encargaba de coleccionar todos los datos de la subestación y transmitirlos en un formato apropiado al SCADA remoto.
 - **Human Machine Interface (HMI):** Se trata de la principal interfaz de usuario.
- **Buses de comunicaciones:** Los elementos de control no se conciben sin la existencia de buses que enlazan los diferentes dispositivos de la subestación. Actualmente, lo más empleado para enlazar dispositivos es la fibra óptica para evitar las tendencias agresivas del electromagnetismo.
- **Enlace con el SCADA remoto:** Generalmente es una función de la que se suele ocupar la UCS, aunque puede existir una unidad exclusivamente dedicada a ello.

TOPOLOGÍA

La topología del sistema de control de la subestación es la arquitectura del sistema digital empleado. En función de cómo estén interconectados los elementos del sistema, la topología del sistema de control será distinta.

Actualmente, respecto a las topologías a emplear no suele haber demasiadas variaciones, ya que se emplea básicamente o una topología centralizada o distribuida. En la siguiente figura extraída del libro *NETWORK PROTECTION & AUTOMATION GUIDE* de Alstom [41], se muestra la topología básica de los sistemas centralizados y distribuidos.

Si bien es verdad, que, aunque existan dos tipologías principales, existen dos variaciones de la tipología centralizada, en función de si se basa en la RTU o HMI.

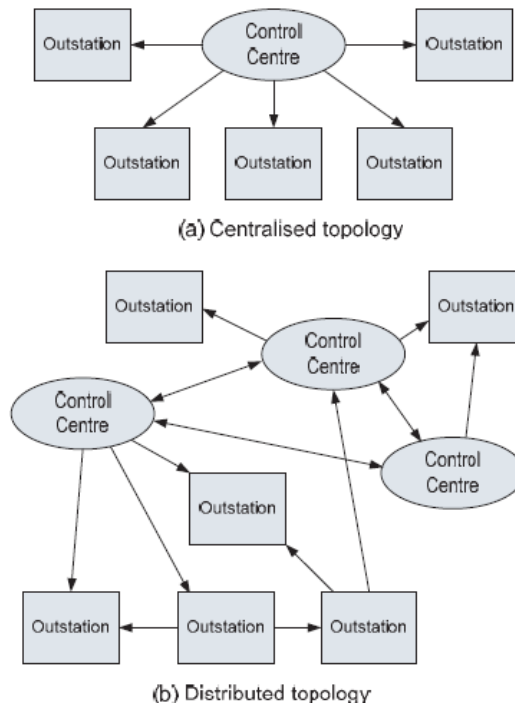


Figura 64: Topología simplificada de los sistemas de control [41]

A continuación, se exponen las características principales de las tres tipologías empleadas clásicamente, como son la centralizada basada en la RTU o HMI y la distribuida.

Arquitectura centralizada basada en HMI

En la figura 65 se puede ver de una manera esquematizada este tipo de topología. En este sistema, el software que controla las funciones de control reside en el HMI que adopta la forma de un PC. Tal y como se puede ver, este HMI está conectado directamente con los IEDs empleando los protocolos de comunicación correspondientes. El enlace con el SCADA remoto se puede realizar también desde este PC.

Como se puede concluir teniendo en cuenta que solo existe un PC que controla todos los IEDs de la subestación, si el HMI o su enlace con las IEDs fallan, solo se podrían realizar operaciones de manera manual a pie de equipos. Por esta razón, esta topología está pensada para subestaciones pequeñas, donde una pérdida del control de manera remota se pueda permitir.

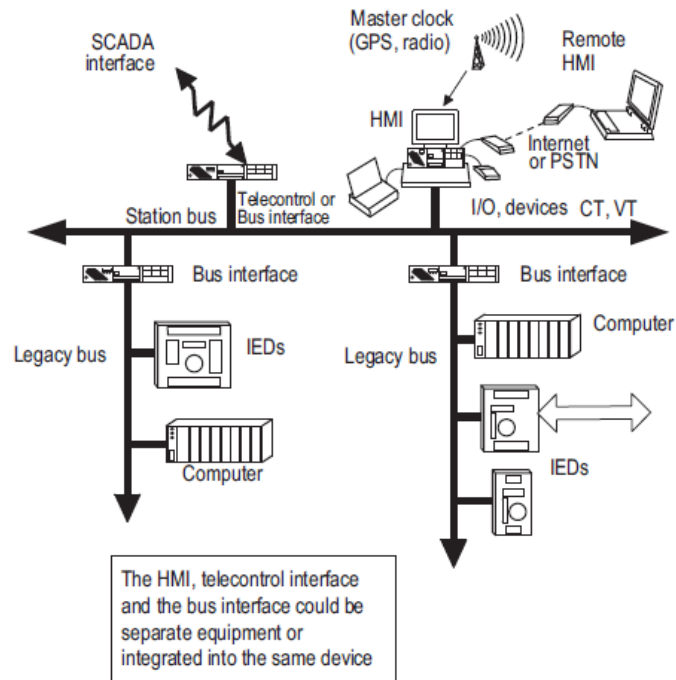


Figura 65: Configuración Arquitectura centralizada basada en HMI [41]

Arquitectura centralizada basada en RTU

En la figura 66 se puede ver de una manera esquematizada este tipo de topología. Este sistema es una versión mejorada de la topología anterior. En esta configuración, la remota se encarga de las funciones de control, liberando el HMI para las funciones de la interfaz. Por esta razón, el PC del HMI puede ser menos potente que el del anterior caso, pudiéndose incluso prescindir del HMI y emplear un portátil en los momentos en los que se visiten las instalaciones.

Esta configuración permite emplear un gran número de entradas y salidas, siendo por tanto la solución que se ha adoptado tradicionalmente para grandes subestaciones. Además, no es necesario el empleo de UCPs, ya que la RTU puede realizar esas funciones.

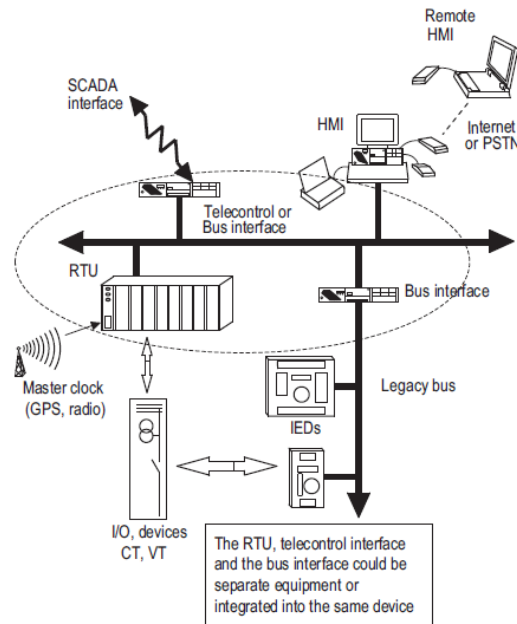


Figura 66: Configuración Arquitectura centralizada basada en RTU [41]

Arquitectura distribuida

En la figura 67 se puede ver de una manera esquematizada este tipo de topología. Esta topología se caracteriza porque cada posición de la subestación está controlada por una UCP. Estas UCPs, por tanto, se encargan de controlar los IEDs de cada posición. Además, es posible emplear un PC HMI para realizar un control local de las posiciones.

Además de UCPs por cada posición, existe una UCS que está conectada a todas las UCP. Esta UCS es generalmente un PC de gran potencia y puede realizar las funciones de comunicación con el SCADA, telecontrol y HMI entre otras, aunque estas funciones con el fin de liberar la carga de la UCS pueden ser realizadas por equipos diferentes.

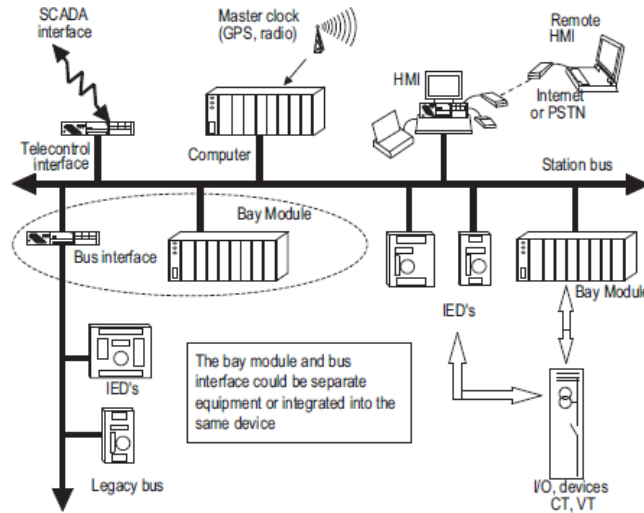
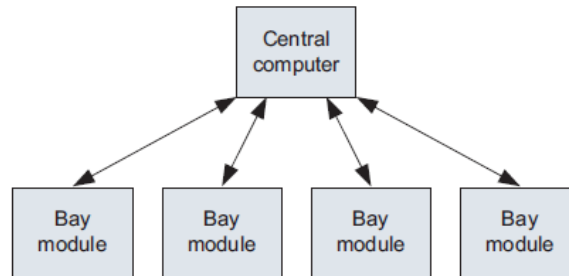
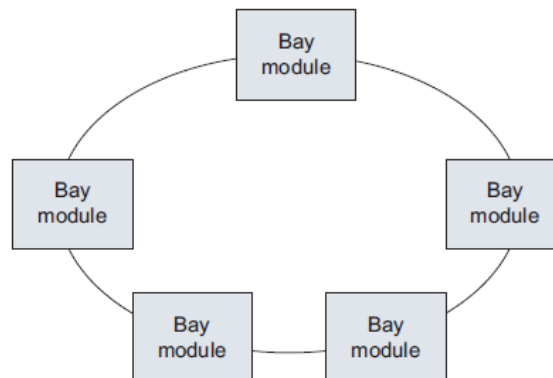


Figura 67: Configuración Arquitectura distribuida [41]

La forma en la que está conexonada la UCS con las distintas UCPs es un aspecto de relevancia, ya que en función de su conexionado cabe la posibilidad de emplear dos tipos de configuraciones distintas, en estrella o en anillo, cada una con sus pros y contras. En la figura 68 se muestra una pequeña representación de ambos esquemas.



(a) Star connection of bay modules



(b) Ring connection of bay modules

Figura 68: Métodos de interconexión [41]

Tal y como se puede ver, la configuración más simple y barata es en estrella, aunque tiene el inconveniente de que, si se rompe el enlace entre la UCS y alguna UCP, el control remoto de esa posición se pierde, siendo únicamente posible el control local a través de la UCP de la posición. Además, tiene otro inconveniente que se acentúa cuanto mayor es la subestación como es el hecho de que el número de puertos de la UCS limita la cantidad de UCPs, por lo tanto, si una subestación cuenta con muchas posiciones, sería necesario emplear una UCS con un gran número de entradas y salidas, encareciendo así su precio.

En contraposición a la configuración en estrella se encuentra la configuración en anillo. En esta configuración, las UCPs y la UCS se encuentran formando un anillo en el que todos y cada uno de los elementos pueden comunicarse con el resto sin problemas. Además, por un simple corte en el anillo no se pierden las comunicaciones entre equipos, pudiendo los propios equipos detectar las desconfiguraciones y reestablecerlas ellos mismos. De esta manera, la fiabilidad y la respuesta frente a faltas mejora considerablemente en comparación con la configuración en estrella. Eso sí, esta mejoría se paga, resultando en una configuración reservada únicamente para situaciones en las que sea requerida una alta fiabilidad y disponibilidad.

COMUNICACIONES

La comunicación, permite comunicar entre sí los distintos equipos de la subestación, y esta a su vez con los centros de control remotos. Es por esto, que es un aspecto fundamental dentro de una subestación.

Como se puede llegar a comprender, la comunicación es necesaria en una gran cantidad de situaciones dentro de la subestación, teniendo que emplear soluciones distintas para cada una de ellas. Las necesidades de comunicación principales son para la comunicación entre protecciones remotas (Teleprotección), para la comunicación entre equipos y para la comunicación entre la UCS y el despacho remoto.

En este apartado se van a exponer las distintas posibilidades de comunicación que pueden ser adoptadas en la subestación, en primer lugar, se mostrará cual es la solución elegida para la teleprotección, y después, se mostrará el tipo de comunicación elegida para las interacciones entre equipos, y entre la UCS y el despacho remoto. La comunicación relativa a las necesidades de estos últimos equipos se le conoce como comunicación digital, y ese mismo será el nombre del apartado que tratará esta necesidad.

TELEPROTECCIÓN

La teleprotección es un tipo específico de comunicación que se usa para la protección unitaria de líneas y para permitir el teledisparo de interruptores remotos, en caso de que sea necesario un disparo transferido.

Básicamente, el objetivo de la teleprotección es permitir la comunicación con otras subestaciones o equipos de protección ajenos, para así tener claro lo que “ven” o está ocurriendo en esos tramos, y así poder actuar consecuentemente.

Para poder comunicarse, tradicionalmente han existido principalmente tres alternativas de comunicación. El Hilo Piloto, la Onda Portadora o la radio. A estas tres, en los últimos años se le ha unido la fibra óptica como alternativa para realizar las comunicaciones.

El hilo piloto es una tecnología que consiste en transferir señales a la frecuencia de voz mediante un hilo de cable. El canal de comunicación es el propio hilo de cable que puede ser de la propia compañía eléctrica o alquilado a una compañía de telecomunicaciones.

La solución de la onda portadora, como ya se ha adelantado a la hora de la elección de los transformadores capacitivos y las bobinas de bloqueo, es la solución que se adopta en la subestación, debido a que es una solución barata que aprovecha las instalaciones existentes, y es una solución fiable debido a que lleva mucho tiempo siendo empleada con buenos resultados. Brevemente, esta solución consiste en emplear las líneas eléctricas como medio transmisor, y mandar el mensaje acoplado en ellas en señales de alta frecuencia.

También, se han llegado a enviar mensajes relacionados con fines de teleprotección en microondas a muy alta frecuencia a través del aire. Este método de comunicación, a diferencia de la fibra óptica permitía mandar tanto mensajes digitales como analógicos.

Hoy en día, la solución preferida es emplear fibra óptica como medio de comunicación, que normalmente va integrado en el conductor de tierra de las líneas eléctricas.

COMUNICACIÓN DIGITAL

Para comprender este capítulo se debe tener claro que el término comunicación digital hace referencia a la comunicación interna entre los equipos inteligentes de la subestación y entre los equipos de la subestación y el despacho remoto.

Para entender que características debe tener este sistema es básico entender que lo que se debe lograr es la transmisión de información desde una fuente hasta un destino. En la figura 69 se muestra el modelo matemático de las comunicaciones producido por Shannon y Weaver [42].

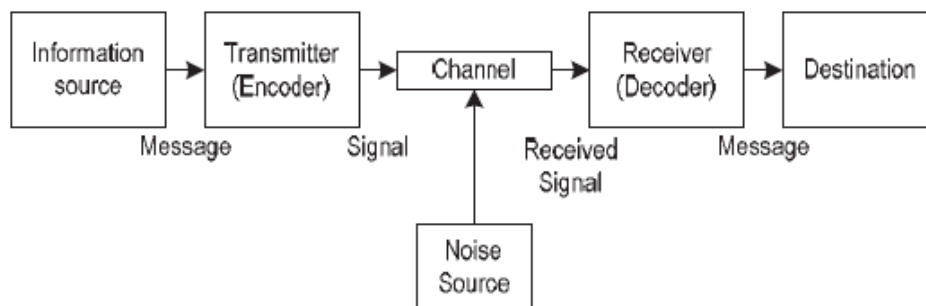


Figura 69: Modelos matemático comunicaciones Shanon Weaver [42]

En el modelo, se aprecia que para que exista un flujo de información entre un transmisor y un receptor, es necesario que ambos estén conectados entre sí mediante un canal apropiado, además, se demuestra que el ruido existente afecta negativamente a la comunicación.

En el caso específico de la subestación, la comunicación consiste transferir información de un dispositivo inteligente a otro, pero para poder comunicarse ambos equipos deben tener un protocolo, formato y lenguaje común. Siendo el protocolo todo lo referente al hardware y a los niveles de señal. El formato y el lenguaje hacen referencia hacen referencia al control del flujo de datos y a su estructura respectivamente.

La ISO con el objetivo de estandarizar el proceso de comunicaciones divide el proceso en siete capas distintas, representando cada capa un estado del proceso de comunicación, y estando relacionadas cada capa inferior con la inmediatamente superior. Las capas del modelo son las que se muestran en la figura 70:

Layer Type	Data Unit	Layer	Function
Host Layers	Data	7 Application layer	Communication application
		6 Presentation layer	Encryption and data representation
		5 Session layer	Inter-host communication
	Segment	4 Transport layer	End-to-end connections and reliability
Media Layers	Packet	3 Network layer	Logical addressing
	Frame	2 Link layer	Physical addressing
	Bit	1 Physical layer	Media, signal and binary transmission

Figura 70: Modelo de 7 capas ISO [43]

1. **Capa física:** Hace referencia al medio de transmisión empleado. Este medio de transmisión normalmente tiene forma de conductor o hilo, aunque también puede ser inalámbrico, como es el caso de la transmisión por radio. En esta capa se especifica el tipo de medio empleado entre el emisor y receptor, así como los conectores necesarios. El tipo de medio más empleado es Ethernet con el modelo de cable CAT 5 STP.
2. **Capa de enlace de datos:** El objetivo de la capa de enlace es que la información fluya libre de errores entre el emisor y el receptor del mensaje. Para lograrlo, montan paquetes de información, realiza la gestión de las banderas de inicio y final evitando que se confundan con los datos y se encarga del control de flujo entre equipos.
3. **Capa de red:** Es una capa que gestiona la estructura de la red y se encarga del envío de paquetes de datos. Para el envío correcto de paquetes de datos establecen entre el emisor y receptor lógicas que definen de donde proviene el paquete de información y a donde va.
4. **Capa de transporte:** Esta capa es la encargada de gestionar y secuenciar los paquetes de datos una vez llegan al destino. La capa básica únicamente se encarga de determinar la proveniencia, sin tener en cuenta si tiene algún tipo de error, aunque los protocolos más complejos si llegan a realizar esta tarea.
5. **Capa de sesión:** Las cuatro primeras capas establecen medios de comunicación fiables entre dos equipos inteligentes, pero no tratan con una inteligente gestión de la comunicación, que es lo que se realiza en esta capa. Esta capa consiste en la interacción de equipos inteligentes por si uno quiere hablar con otro.
6. **Capa de presentación:** A esta capa le concierne como se representan los datos y tiene en cuenta los protocolos y códigos para interpretar los datos. Como puede ser el código ASCII.
7. **Capa de aplicación:** La capa de aplicación es la que se encarga de interactuar con el usuario. Permite al usuario definir como es la comunicación

Dentro de una subestación, para permitir las comunicaciones, todos los sistemas de comunicación deben tener definidas igual las mismas capas. Por esto, es por lo que existen los protocolos, cada protocolo elige que capas emplear y como definir las empleadas, no siendo necesario emplear todas.

El protocolo empleado está altamente relacionado con el formato de la comunicación empleada. Actualmente, hay dos tipos de formatos básicos que se emplean, la comunicación serie y la comunicación paralelo. Como su nombre indica, en el formato serie los bits de datos son intercambiados en serie, mientras que en la comunicación en paralelo se pueden intercambiar múltiples bits simultáneamente. Actualmente, el formato más empleado es la comunicación en serie, ya que los medios físicos más empleados como son el RS 232, el RS 485 y Ethernet son formas de comunicación serie.

Teniendo en cuenta que el formato de la comunicación es el serie, los protocolos empleados deben estar de acuerdo con este formato, pueden existir una gran cantidad de protocolos en función de cómo sea el lenguaje y las reglas del intercambio de información. Tener en cuenta que protocolo de comunicación emplea cada equipo es realmente importante, ya que dos equipos no se pueden comunicar entre sí, sino comparten el mismo protocolo.

En un principio, como no existían protocolos estándar, cada fabricante de equipos creaba su propio protocolo de comunicaciones, que solo era compatible con los productos del propio fabricante. Esto obligaba, a que o se empleasen todos los equipos del mismo fabricante o que se emplee un convertidor de protocolos para los equipos que necesiten operar con protocolos de distintos fabricantes.

El hecho de que no se pudieran comunicar todos los equipos entre sí, sino eran del mismo fabricante, era un problema, tanto por el sobrecoste necesario para permitir las comunicaciones como por los problemas de interoperabilidad. Por esta razón, se definieron tres protocolos estándar libres para las comunicaciones con el objeto de permitir la interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes, los cuales eran el Modbus, el IEC 60870-5-103 y el DNP3.

La inclusión de estos sistemas simplifican la ingeniería de sistemas, permitiendo el desarrollo de los sistemas de comunicaciones y evitando los problemas de interoperabilidad, aunque pareciese que con esto se resolvían los problemas, no ha sido así, ya que estos protocolos tenían ambigüedades que los fabricantes aprovechaban para introducir particularidades en sus protocolos y convertirlos en únicos.

Por esta razón, y con el objetivo de conseguir por fin la interoperabilidad real entre dispositivos se ha desarrollado el protocolo IEC 61850, que es el que se va a desarrollar en la subestación y es el que más se está instalando en las subestaciones de hoy en día, aunque este en fase de desarrollo.

La IEC 61850 es un estándar de comunicaciones basado en Ethernet. Realmente, no es un simple protocolo que se encarga únicamente de las protecciones, ya que trata sobre la integración de todas las funciones de protección, control, medida y monitorización dentro de la subestación, es decir, contempla todas las tecnologías de red que se pueden dar dentro de la subestación.

Algunas de las características más importantes de este estándar son las siguientes:

- **Nodo lógico.** Probablemente el concepto más importante del IEC 61850 y para entenderlo es apropiado presentar el modelo de datos del IEC 61850, que es el siguiente.

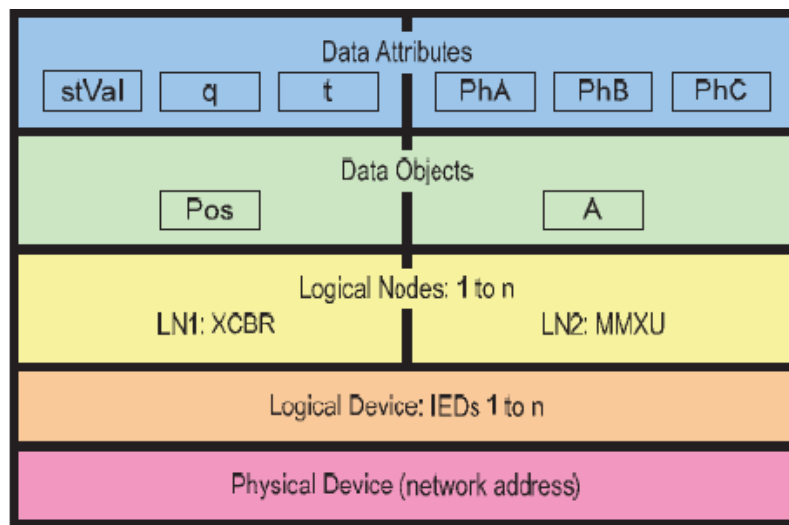


Figura 71: Modelo de datos IEC 61850 [73]

El punto de partida del modelo comienza con el equipo físico que se conecta a la red, generalmente los IED, los cuales están definidos por su dirección IP. Dentro de cada equipo físico pueden existir varios equipos lógicos. A su vez, cada equipo lógico dispone de uno o más *nodos lógicos*, que son grupos de datos y servicios que están lógicamente relacionados con las funciones de los sistemas de potencia. Además, disponen de una arquitectura de automatización a medida, pues es posible la libre asignación de las funciones a los diferentes equipos. En definitiva, un nodo lógico es el modelo de datos más elemental de alguna de las funciones que se realizan en la subestación.

- **Interoperabilidad:** Se emplean modelos de datos pensados para buscar la interoperabilidad entre equipos. Se han modelado todos los equipos o funciones que puedan llegar a existir en la subestación. Se emplea una arquitectura cliente/servidor, donde todos los equipos declaran los datos disponibles (Servidor) y todos los equipos pueden acceder a los datos de los demás (Cliente), además es conocida todos los mensajes que se intercambian. El objetivo de la interoperabilidad es permitir cambiar un equipo por otro de otro fabricante y que siga funcionando igual.

- **Todo conectado:** Se elimina todo el cableado de cobre tradicional y se conectan todos los elementos de la subestación creando una red inteligente.
- **Transmisión de información:** La propia norma incluye protocolos de comunicación que pueden ser empleados en las aplicaciones de la subestación, en la figura 72 se muestra de una manera resumida una tabla con los protocolos de comunicación del IEC 61850 y como encajan en el modelo de 7 capas ISO de la figura 70.

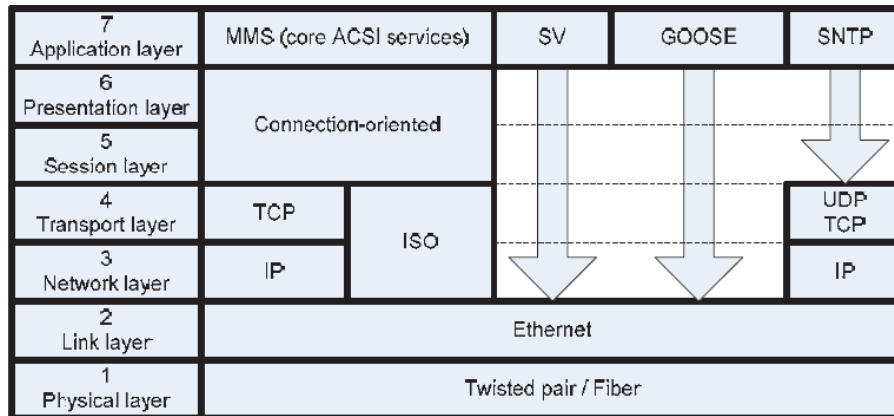


Figura 72: Protocolos de comunicaciones IEC 61850

Tal y como se puede apreciar en la figura 72, existen cuatro protocolos que contempla la IEC 61850 que, a continuación, se van a comentar brevemente:

- **MMS (Manufacturing Message Specification):** La MMS está especificado en la ISO 9506 [44] y es el único estándar ISO libre que puede soportar sin problemas los servicios de la IEC 61850. Es un sistema de mensajes para intercambiar datos en tiempo-real y supervisar la información de control entre dispositivos conectados.
- **SV (Sampled Value):** El protocolo de comunicaciones SV es un tipo de comunicación *publisher/subscriber* pensado para la transmisión de información de los transformadores de medida. Donde estos se comportan como los “publicadores” quienes transmiten información periódicamente a los equipos suscritos. La frecuencia con la que el “publicador” publica los mensajes es un tiempo definido y depende de la frecuencia de la señal medida y las muestras por periodo. Como se puede ver interpretando la figura 72, la información se transmite muy rápido pues pasa no tiene en cuenta las capas de la 6 a la 3.
- **GOOSE (Generic Object Oriented Systemwide Events):** Se emplea para la transferencia rápida de eventos, generalmente con fines de protección. Son mensajes que circulan muy rápido por Ethernet y que están continuamente actuando, ya que únicamente se trata de un bit que en el momento que cambie de 1 a 0 o viceversa, indica que ha ocurrido algo inesperado en el sistema. Como

se puede ver interpretando la figura 72, la información se transmite muy rápido pues pasa no tiene en cuenta las capas de la 6 a la 3.

- **SNTP (Simple Network Time Protocol):** Se trata de un protocolo para sincronizar los relojes de sistemas informáticos de las redes. Se emplea porque todos los equipos deben funcionar con un reloj sincronizado entre sí. Este protocolo permite conseguir precisiones del orden de microsegundos, en caso de ser necesaria mayor precisión se emplea el protocolo IEEE 1588 o PTP

SIPCO SUBESTACIÓN

En este apartado se va a definir el Sistema Integrado de Protección y Control de la subestación, teniendo en cuenta los aspectos que se han analizado anteriormente. Además, tal y como se ha avanzado anteriormente, los equipos de protección van a ser independientes a los equipos de control.

Como se ha adelantado en el apartado de control, se va a emplear una configuración de la subestación descentralizada con una UCP por cada posición, siendo necesarias un total de 16 unidades. Debido a que la subestación se encuentra en el ámbito de la distribución eléctrica, se va a emplear un sistema en estrella, ya que no se considera necesaria una inversión mayor en equipos.

Además, se debe tener en cuenta que se ha decidido emplear una subestación bajo el estándar del IEC 61850, lo cual tiene consecuencias en lo referente a las comunicaciones y los medios que se emplean.

En la subestación, van a existir cuatro niveles en función de la jerarquía de los equipos. Estos niveles, están unidos entre sí, de acuerdo con la forma de comunicación estipulada en el protocolo correspondiente, en este caso el IEC 61850. Una representación simplificada de los cuatro niveles de la subestación se puede apreciar en la figura 73, en la cual no aparece exactamente la nomenclatura que se ha empleado hasta el momento, pero se aprecian estendadamente los protocolos de comunicación que se emplean en la subestación.

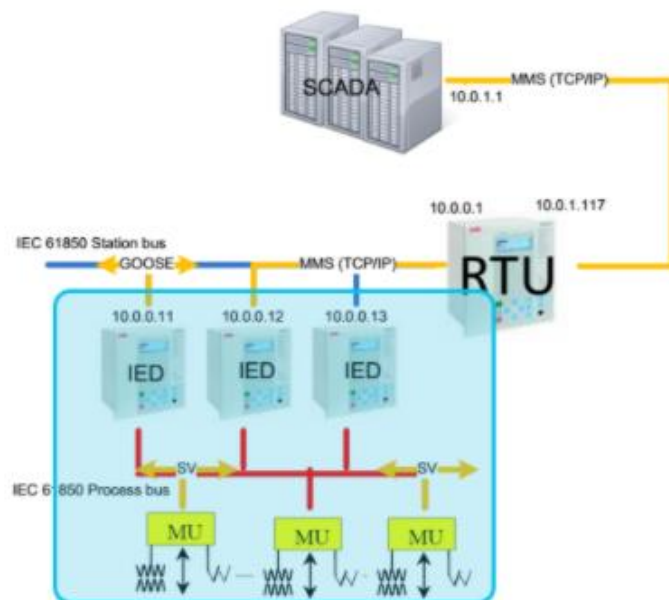


Figura 73: Niveles de la subestación [45]

A continuación, se exponen los cuatro niveles en los que se divide la subestación, con el fin de facilitar el entendimiento de la figura anterior:

- **Nivel 0 – Aparellaje:** Se trata del primer eslabón del SIPCO, y en él se encuentran los equipos de los que se extraen medidas. En la figura 43, este nivel se corresponde con los equipos de la parte inferior hasta que comienza el cableado rojo. Además, como la comunicación entre equipos es digital, no es posible mandar una señal analógica como la que puede entregar un transformador de intensidad. Por lo tanto, es necesario un equipo que convierta la señal analógica que entregan los elementos de medida a una señal digital que pueda ser transportada por la red de comunicaciones, este equipo es lo que se conoce como Mergin Unit (MU), y se encarga de analizar, corregir posibles errores y transformar la señal analógica de los instrumentos de medida, a una señal digital muestreada.
- **Nivel 1 – Posición:** Se trata del nivel en el que se encuentran todas las UCP de la subestación, las cuales están conectadas todas entre sí, y cada una se encarga del control de una posición.
- **Bus de procesos – Nivel 0 & Nivel 1:** Se le conoce como bus de procesos a la red de comunicaciones que conecta el nivel 0 con el nivel 1. Esta comunicación se realiza mediante Ethernet mediante el protocolo de comunicación SV.
- **Nivel 2 – Estación:** En este nivel se encuentra el nivel de estación, donde se encuentra la UCS que controla el total de la subestación. A su vez, se encarga también de las funciones de comunicación con el despacho de control o SCADA, de la gestión de la base de datos del sistema y dispone de la interfaz para el control de los equipos de la subestación desde el punto central.
- **Bus de estación – Nivel 1 & Nivel 2:** Se conoce como bus de estación la red de comunicaciones que comunica las distintas UCP con la UCS a través de un tendido de Ethernet. En este bus se transmiten señales GOOSE y se emplea el protocolo MMS.
- **Despacho – Nivel 3:** En este apartado se reúnen todas las aplicaciones que funcionan o que necesitan información de la subestación para poder mantener el sistema eléctrico estable. La comunicación con estos despachos se realizará mediante internet.

DISPOSICIÓN

INTRODUCCIÓN

En este apartado se definirá la disposición de los distintos equipos a lo largo de la subestación. Para ello, se debe tener en cuenta que la subestación debe estar emplazada como máximo en un terreno de unas dimensiones de 50x50 metros, por lo que la distribución de los equipos no puede ser arbitraria, ya que cada uno cuenta con dimensiones específicas expuestas en el apartado “DESCRIPCIÓN EQUIPOS”.

En primer lugar se van a señalar las distancias y/o medidas normativas que deben cumplir los distintos elementos/partes de la subestación. Una vez expuestas cada una de las medidas a cumplir por parte de la subestación, se procede a determinar el posicionamiento y disposición definitivas de cada elemento de la subestación.

MEDIDAS NORMATIVAS

En este apartado se van a definir las distintas medidas normativas que afectan a la disposición de la subestación. Estas normas que debe de cumplir la subestación vienen descritas en el Real Decreto 337/2014 [4]. En dicho real decreto vienen expuestas 23 Instrucciones Técnicas Complementarias RAT (ITC-RAT) donde aparecen expuestas las normativas a cumplir para cada tipo de equipo o elemento de la subestación.

Las distintas secciones de la instalación sobre las que se van a exponer los aspectos reglamentarios son los siguientes:

- **Cerramiento de la instalación**
- **Aislamiento-distancias en el aire**
- **Altura**
- **Pasillos edificio**

CERRAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

De acuerdo con la ITC-RAT 15 "*Instalaciones eléctricas de exterior*" las instalaciones eléctricas al exterior, como la presente subestación, deben estar convenientemente valladas en su totalidad. Esta valla debe contar con una altura mínima desde el exterior de 2,2 metros y debe contar con señales de advertencia de peligro por alta tensión en cada una de las orientaciones. La cuadrícula de la reja será como máximo de 50x50 mm.

De acuerdo con la propia ITC-RAT 15 los elementos que se encuentran a tensión dentro de la subestación no se pueden encontrar a menos distancia de la verja que la suma de la distancia de aislamiento en aire más 150 cm. Teniendo en cuenta, que los elementos a tensión sin aislar se encuentran a 132 kV, la distancia mínima de los elementos a tensión a la que se debe colocar la verja es de 2800mm.

Las líneas eléctricas entrantes y salientes de la subestación no deben sobrevolar las instalaciones, para evitar que si ocurre alguna rotura caigan encima de cualquier elemento.

AISLAMIENTO-DISTANCIAS EN EL AIRE

La ITC-RAT 12 "*Aislamiento*" establece, para las instalaciones eléctricas situadas a menos de 1000 metros de altitud, las distancias mínimas de aislamiento en aire entre fases y entre cualquier fase a tierra. Los aspectos de los que depende la distancia de aislamiento son:

- **Tensión más elevada para el material**
- **Tensión soportada nominal a frecuencia industrial**
- **Tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo.**

En el caso particular del tramo de la subestación de 132 kV la distancia mínima de aislamiento al aire que impone la ITC-RAT 12 es de 1300 mm.

Para el caso de la parte de 30 kV, aunque principalmente se encuentre en celdas y vía subterránea, la distancia mínima de aislamiento al aire que impone la ITC-RAT 12 es de 320 mm.

Dicha ITC-RAT 12 establece que las distancias necesarias entre los puntos a tensión y las estructuras metálicas puestas a tierra sean como mínimo iguales a las establecidas para las distancias entre fases y entre fase-tierra.

ALTURA

La altura mínima sobre la que se puede colocar un elemento a tensión respecto al suelo se ha visto en el subapartado precedente, ya que se había dictaminado las distancias mínimas de aislamiento al aire que hay que mantener entre fases y entre fase y tierra. Sin embargo, en ese apartado no se contempla la posibilidad de que entre esas distancias se encuentre una persona realizando cualquier tipo de tarea.

Por esta razón, la ITC-RAT 15 dispone que los elementos en tensión no protegidos deben ir a una cota H sobre el suelo igual a la suma de 250 cm más la distancia mínima de aislamiento vista en el subapartado anterior.

Por lo tanto, la distancia mínima al suelo para cada nivel de tensión será de 3800 mm y 2820 mm para 132 kV y 30 kV respectivamente.

PASILLOS EDIFICIO

Este apartado es aplicable al edificio contenedor de las celdas de 30 kV y de los elementos de control y protección de la subestación.

De acuerdo con la ITC-RAT 14 "*Instalaciones eléctricas de interior*" la anchura de los pasillos tiene que ser suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión de los mismos. De acuerdo con la ITC-RAT 14 la anchura de los pasillos para cada caso no será inferior a los siguientes valores:

- **Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a un solo lado:** 1 m
- **Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a ambos lados:** 1,2 m
- **Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a un solo lado:** 0,8 m
- **Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a ambos lados:** 1 m

Estas distancias, según la ITC-RAT 15 son aplicables también para los pasillos de las instalaciones eléctricas de exterior.

DISPOSICIÓN SUBESTACIÓN

En este apartado se va a definir la ubicación de cada uno de los elementos de la subestación y las distancias que se van a emplear entre los distintos equipos. En el Anexo II "Planos" se encuentran los planos de planta y alzado de la subestación donde se detalla la disposición relativa de los equipos de la subestación.

La exposición del emplazamiento de los equipos se hará de una manera ordenada, siguiendo el siguiente orden:

1. Zona 132 kV
2. Embarrado 132 kV
3. Zona 30 kV
4. Edificio celdas-protección-control

ZONA 132 KV

De acuerdo con la normativa, la separación mínima entre las fases que están a 132 kV es de 1300 mm. En cambio, en la presente subestación se va a emplear una distancia entre fases de 1750 mm, la razón de ser de esta decisión es que la separación entre los distintos polos del interruptor seleccionado es justo 1750 mm.

A la hora de determinar la distancia entre dos equipos de la misma fase, la normativa contiene dos normas que afectan a esta distancia, de entre las cuales se va a elegir la más restrictiva. Por un lado, la norma impone un aislamiento en aire de 1300 mm entre las distintas partes metálicas. Por otro lado, los 1200 mm reglamentarios para que se pueda realizar maniobras entre ambos equipos. Teniendo esto en cuenta, la distancia mínima a dejar entre equipos de la misma fase son 1300 mm. En la subestación objeto del proyecto, con el fin de ir del lado de la seguridad y emplear una medida más estándar se van a emplear 1500 mm.

La altura mínima de los elementos a tensión de la subestación de acuerdo con lo impuesto en la normativa es de 3800 mm. Sin embargo, al igual que ocurría con la distancia entre fases, las características constructivas del interruptor afectan a la altura que se va a emplear en la subestación.

En el interruptor seleccionado las entradas y salidas de la cámara de extinción se encuentran a distinto nivel, en concreto a 3901 mm y a 5584 mm. El terminal que se encuentra a menor altura es el que se va a enlazar con el embarrado, y el terminal que se encuentra a mayor altura es el que se va a enlazar con el transformador de intensidad.

Teniendo esto en cuenta, se decide que todos los elementos a tensión, a excepción de los elementos del embarrado y del interruptor, se encuentren situados a una altura de 4000 mm,

empleando para ello los soportes correspondientes para cada caso. En cambio, el interruptor se va a emplear tal y como ha sido suministrado, sin emplear ningún tipo de soporte adicional

EMBARRADO 132 KV

El embarrado de 132 kV, tal y como aparece en el apartado “DESCRIPCIÓN EQUIPOS” está compuesto por 3 conductores tubulares de aluminio (Uno para cada fase), y por tanto son de aplicación las mismas normas que aparecen en el Real Decreto 337/2014.

El embarrado se encuentra en perpendicular respecto a los circuitos de entrada y salida de la subestación. Situándose la primera fase a 1500 mm del seccionador más cercano.

La distancia entre los tubos de distinta fase del embarrado va a ser igual a la empleada entre las fases de los circuitos de entrada y salida vistos en el apartado anterior, es decir, 1750 mm.

La distancia entre los distintos equipos y fases que se conectan a la misma fase es de 1750 mm.

La altura a la que están ubicados los distintos tubos del embarrado será de 6000 mm.

El embarrado dispone en ambos extremos y por fase de transformadores de tensión. Los cuales se encuentran a una altura de 4000 mm. Los transformadores de tensión se encuentran a una distancia horizontal de 1500 mm del embarrado y se enlazan a él mediante el conductor 160-Al/S1A-26/7, el mismo que se usa para el resto de tramos de 132 kV.

El seccionador de partición no es solidario a la estructura tubular del embarrado, se une a él mediante el conductor 160-Al/S1A-26/7 y está ubicado a una altura de 4000 mm a una distancia horizontal de 1500 mm de ambas divisiones del embarrado.

Para aguantar el peso del embarrado se emplean varios soportes aislantes a lo largo de toda la estructura, empleándose 6 en total. Situándose 3 a cada lado del embarrado, a una distancia de 7,25 metros entre sí.

Zona 30 kV

La zona de la subestación de 30 kV cuenta con distintos tramos, los cuales comienzan en los transformadores de potencia de la subestación.

La normativa dicta que, para este nivel de tensión, la distancia mínima de aislamiento en aire es de 320 mm. Por esta razón la distancia entre el transformador de potencia y las autoválvulas será de 1000 mm y posteriormente la transición aéreo-subterránea se realiza a 700 mm de la autoválvula.

En este caso, no se dejan los 1200 mm reglamentarios para realizar maniobras, ya que los equipos presentes son equipos pasivos que no deben ser maniobrados.

La altura a la que se deben encontrar los elementos a tensión según la normativa correspondiente es de 2820 mm. Sin embargo, con el fin de conseguir una transición más escalonada, la autoválvula se va a disponer a 4000 mm sobre el suelo, mientras que el equipo aislador para realizar la transición aéreo-subterránea se encuentra a 3000 mm del suelo.

Del equipo empleado para realizar la transición aero-subterránea, el conductor transcurre durante 3000 mm bajo las atarjeas revisables correspondientes hasta el edificio contenedor de las celdas. Durante la parte subterránea en las atarjeas revisables, los conductores transcurren por su ranura correspondiente.

EDIFICIO CELDAS-PROTECCIÓN-CONTROL

Para albergar los distintos equipos sensibles a las condiciones atmosféricas es preciso de un edificio que las proteja. Las dimensiones necesarias del edificio las marcan principalmente el tamaño de las celdas empleadas y las medidas reglamentarias existentes, ya que el tamaño de los relés y los equipos de control es muy reducido comparado con el de las celdas.

En el edificio se van a colocar las celdas en serie, siendo la longitud total de las celdas teniendo en cuenta todas las tecnologías: $10 \times 600 + 2 \times 600 + 1 \times 1200 = 8.400$ mm. La altura máxima de las celdas es de 2.425 mm y la profundidad máxima es de 1.365 mm.

Todos los relés son de la misma medida: 482,6 mm de ancho, 295 mm de profundidad y 132,5 mm de alto. En total, se van a emplear 36 relés, los cuales se van a colocar agrupados en 6 compartimentos de 6 relés cada uno. En estos compartimentos se van a colocar un total de 6 relés en cada uno. Empleándose un compartimento para los relés asociados a las líneas de 132 kV, otro compartimento para los relés encargados de la protección de los transformadores, y cuatro compartimentos para los relés de las ocho líneas de salida de 30 kV. Las dimensiones de estos compartimentos serán de 800 mm de ancho, 1000 mm de profundidad y 2000 mm de altura.

Aunque no entre en el alcance del proyecto y no se hayan elegido los equipos específicos para la parte de control y comunicaciones, se va a dejar un espacio igual al que se le ha dejado para los relés de protección.

Teniendo en cuenta las medidas reglamentarias sobre las instalaciones de interior expuestas en la ITC-14, y las dimensiones de los elementos principales que se van a ubicar en el edificio contenedor de las celdas y de los equipos de protección y control, en la figura 74 se muestra el plano en planta de la envolvente donde se muestra la ubicación de todos los equipos.

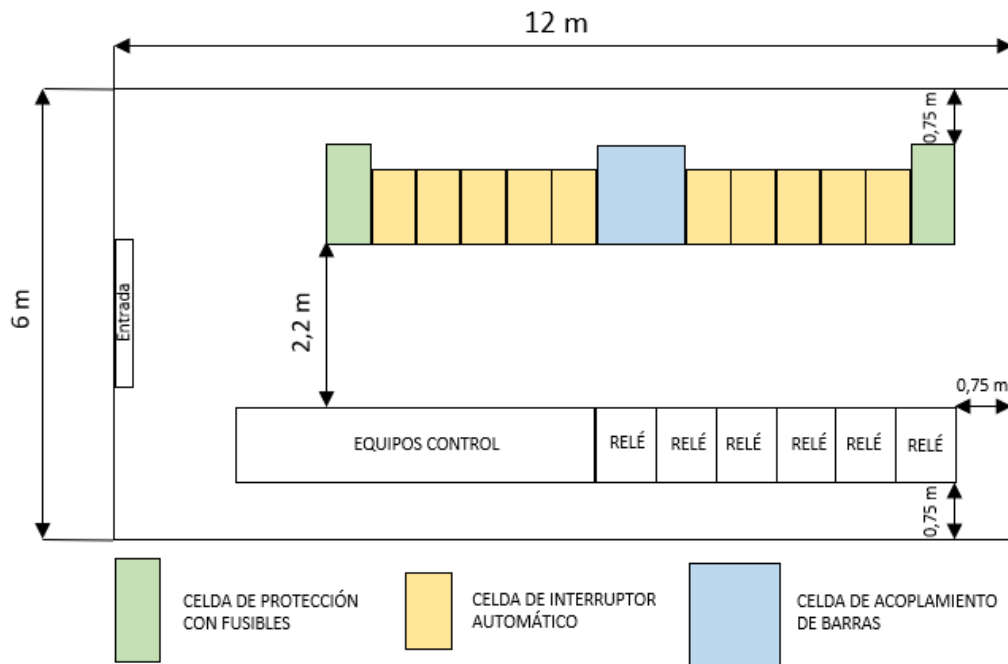


Figura 74: Plano en planta edificio celdas-protección-control

PARARRAYOS

La disposición de los pararrayos en la subestación se ha determinado de tal manera que cubran en la malla ficticia que forman todos los equipos de la subestación.

De acuerdo con las especificaciones del fabricante del pararrayos empleado, la distancia máxima entre dos pararrayos contiguos para formar la malla es de 10 metros. Además, se debe tener en cuenta que cada pararrayos va ubicado en un fuste metálico, por lo que de acuerdo con el reglamento debe respetar los 1200 mm con el resto de los elementos a tensión que lo rodean (en caso de ser equipos a 130 kV). En este caso concreto, los fustes de los pararrayos mantienen una distancia de seguridad mínima de 1500 mm con el resto de los equipos. Esta distancia es de 1300 mm en los fustes ubicados entre circuitos, debido al menor margen existente en ese caso.

En total, se han empleado un total de 18 pararrayos, recogiendo en el interior de la periferia de estos a todo el aparellaje de alta tensión de la subestación.

OBRA CIVIL

INTRODUCCIÓN

Aunque no se desarrolle muy a fondo debido a que en el alcance del proyecto se le ha dado un papel secundario, se van a exponer los aspectos principales relacionados con la obra civil de la subestación. Es preciso recalcar que como no se trata de un proyecto real, es un apartado poco preciso ya que en función de la ubicación en la que se fuera a emplazar la subestación, la obra civil sería una u otra.

En una primera instancia, se van a comentar las características del terreno de la subestación, especificando sus características, cotas y materiales de los que está constituido, además de indicar la forma de proceder en caso de ser necesario algún movimiento de tierras.

Se estudiarán los accesos a la subestación, tanto para permitirlos como para impedirlos. Se determinará el tipo de cercado que se empleará en la subestación y los viales de acceso para acceder a la misma.

Además, para finalizar este apartado se analizará el tipo de cimentaciones que se deberían emplear para los equipos principales de la subestación que necesiten sustento.

TERRENO

Para colocar los elementos de la subestación sobre el terreno se debe garantizar que la totalidad de esta sea horizontal y se encuentre a una única cota. Además, con el fin de evitar encharcamientos de agua en la superficie del terreno, se le dará una ligera pendiente al mismo.

Anteriormente, en el momento de definir la resistividad del terreno para diseñar a partir de ella la red de tierras, se ha indicado que el tipo de terreno que se iba a emplear sería el propio del País Vasco, el cual está comúnmente compuesto por limos y arenas arcillosas en una proporción del 20 % y 80 % respectivamente. La composición del terreno en sí misma no es de tan gran relevancia, lo realmente importante es la resistividad eléctrica de estos materiales.

Aunque se pretenda que el tipo de terreno empleado en la subestación sea el propio del País Vasco, en el caso de que el diseño de la presente subestación se ponga en marcha para su construcción, se debe medir la resistividad del terreno de la subestación, y en caso de que al medir la resistividad del terreno sea superior a los $192 \Omega \cdot m$ que se han estimado para el cálculo de la red de tierras, se deben recalcular las tensiones de paso y contacto máximas que pueden aparecer en la instalación y en caso de que los valores sean superiores a los máximos exigidos, quedarían dos opciones, o rediseñar la red de tierras o cambiar el material del terreno empleando uno con una resistividad inferior para la que se ha diseñado. En este último caso, cabría la posibilidad de emplear materiales de resistividad bastante inferior a la actualmente considerada, como pueden ser el limo, el humus o la turba húmeda, de esta manera se podría rediseñar la red de tierras de la subestación a configuraciones más económicas.

En el caso de que se deba realizar una excavación, los materiales excavados que no se vayan a emplear en la presente subestación deben ser trasladados a un vertedero autorizado.

En la subestación, como se ha indicado anteriormente se va a emplear una capa de 10 cm de hormigón. Las características generales acerca del hormigón y de la manera más correcta de emplearlo se muestran en el Pliego de condiciones.

ACCESOS

Como se ha adelantado en la introducción, se van a tratar tanto los viales de acceso, como las vallas o verjas necesarias para no permitir que entre a la subestación nadie ajeno a la misma.

En cuanto al cerramiento, se realizará a lo largo de todo el perímetro de la instalación, se rodeará con una valla de 2,2 metros y una cuadrícula de 50x50 mm como máximo. Esta valla se colocará sobre una cimentación de apoyo de hormigón armado y se colocarán postes metálicos galvanizados de perfil circular cada 5,5 metros de reja. Además, en los cambios de dirección se emplearán tornapuntas en los cambios de dirección de la valla.

En la parte central de cada una de las orientaciones se colocará una señal de advertencia de peligro por alta tensión.

Con el empleo del cercado de la subestación se evita que personas ajenas a la subestación se acerquen a los elementos de tensión, se protege a las instalaciones frente a posibles daños intencionados y se evitan robos en las instalaciones.

La entrada a la subestación se realizará mediante una puerta metálica, ubicada en la parte inferior derecha de la subestación. Esta puerta metálica debe ser de 6 metros de longitud y el mecanismo de apertura debe ser de corredera, con una apertura y un cierre automático por medio de un motor eléctrico.

CIMENTACIONES

Las cimentaciones de la subestación no se pueden determinar de manera concisa sin realizar previamente un estudio geotécnico por medio de algún sondeo o cata, las cuales consisten en un conjunto de técnicas que nos permiten conocer la estructura del terreno permitiéndonos entre otras cosas:

- Conocer los tipos de estratos subterráneos.
- Conocer la resistencia y profundidad del estrato de cimentación.
- Conocer las sustancias agresivas que puede contener el suelo, como pueden ser los sulfatos o cloruros.
- Localizar el nivel freático en caso de que existiera.

Como se ha comentado, no se puede definir como serán las cimentaciones sin conocer previamente las características del terreno, ya que se debe conocer la profundidad del estrato resistente y la capacidad de asiento de este estrato. Aunque, generalmente, existen tres tipos de cimentaciones en función de la localización del estrato resistente: superficiales, semi-profundas y profundas.

Las cimentaciones superficiales se realizan si el estrato resistente está en una profundidad de hasta 2,5 metros, las cimentaciones semi-profundas hasta 7 metros y las cimentaciones profundas con estratos resistentes que se encuentren a más de 7 metros.

Realmente, por un tema económico, se va a intentar no realizar la subestación en un lugar que requiera cimentaciones profundas por lo que presumiblemente se van a emplear cimentaciones superficiales, o en su defecto, semi-profundas.

Los distintos elementos que requieren cimentaciones son:

- Edificio contenedor celdas
- Báculos soporte equipos
- Fustes soporte pararrayos
- Fustes soporte luminarias

Debido a que el edificio contenedor de celdas será prefabricado, las cimentaciones de este serán las recomendadas por el propio suministrador.

La cimentación para cada uno de los báculos que soportan los equipos de la subestación se realizará mediante el empleo de dados de hormigón junto con pernos soldados. Las dimensiones del dado de hormigón dependerán de las características del elemento que soportan y en función del tipo de terreno que exista en el emplazamiento de la subestación (rocoso, normal o blando), y serán calculadas mediante la ecuación de Sultzberger [46].

En la siguiente figura se muestra la pinta de los dados de hormigón que se van a emplear para cada uno de los báculos de la subestación:

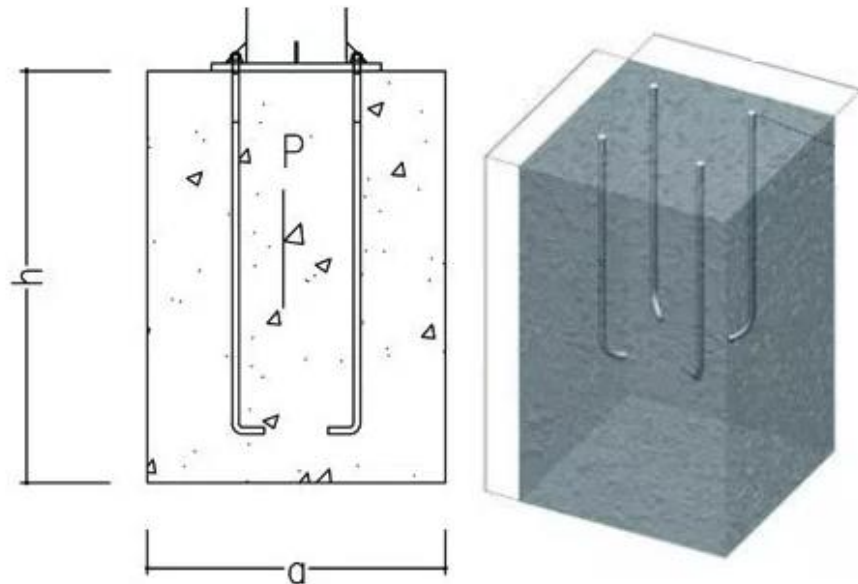


Figura 75: Apariencia cimentación báculos [47]

Además, en caso de ser necesario, y si con esta cimentación no fuera suficiente se pueden llegar a emplear vigas de atado entre los diferentes dados de hormigón, con el fin de equilibrar los propios dados, ayudar a reducir los asentamientos y sujetar los elementos que se puedan ver más exigidos.

Para las cimentaciones de los fustes empleados para los pararrayos y las luminarias se debe tener en cuenta que la altura libre sobre el terreno es de 7 metros, sin embargo, esa no es la altura total, ya que parte del fuste se debe introducir bajo el terreno introduciéndolo en un dado de hormigón. La altura extra que estará sumergido el fuste es proporcional al esfuerzo que soporten los mismos.

Como se ha adelantado, la cimentación de estos fustes consistirá en introducir parte del fuste en dados de hormigón. La dimensión de estos dependerá de los esfuerzos que deban soportar. En la siguiente figura se muestra la apariencia tipo de estas cimentaciones.

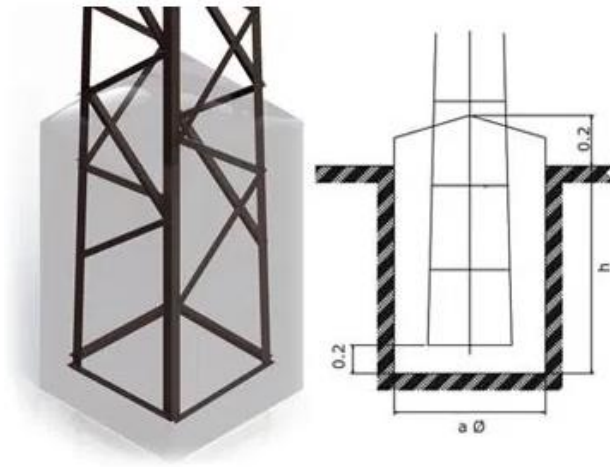


Figura 76: Cimentación tipo empleada para los fustes de los pararrayos y luminarias [48]

9. ANÁLISIS DE RIESGOS

En este apartado se van a analizar los distintos riesgos a los que el proyecto se enfrenta a la hora de llevarse a cabo. El análisis se va a enfocar en los riesgos que podrían ocurrir en el momento del diseño y los que pudieran ocurrir una vez se ponga en marcha la instalación.

En primer lugar, se ha enfocado la atención al carácter económico del proyecto. Al no tratarse de un proyecto real, no se van a tratar los riesgos de forma particular, sino de una manera general para los proyectos de estas características. En un proyecto de estas características en el que para construirlo se necesitan un conjunto variopinto de equipos y servicios, puede darse la situación que debido a la gran cantidad de recursos que se deben contratar se hayan quedado fuera del presupuesto actividades que no se habían contemplado en un primer instante.

Con una cierta unión a los asuntos económicos, se encuentran los riesgos relacionados con las políticas gubernamentales. El gobierno en cualquier momento puede cambiar las normativas actuales afectando directamente a los equipos de la subestación, además, la situación inestable del gobierno español propicia que estos sucesos ocurran más frecuentemente. Estos cambios que puede ocasionar el gobierno pueden ser por prohibiciones, endurecimiento de medidas o primas que se den a distintos equipos o tecnologías que hagan que existan mejores opciones a las empleadas.

En cuanto a los riesgos asociados a los momentos en los que la subestación ya está implantada se encuentran los debidos a las decisiones y simplificaciones tomadas. En una subestación de estas características no se diseñan todos los elementos para soportar las mayores solicitaciones o fenómenos que se puedan dar, sino que la parte económica se debe tener en cuenta y se debe tomar una solución intermedia que satisfaga a ambas partes.

Tras la identificación de las distintas fuentes de posibles riesgos se comienza el análisis cualitativo de cada uno de los riesgos. Para cada uno de los riesgos se realiza tanto un estudio de probabilidad de ocurrencia como un estudio del impacto que tendría el riesgo.

La probabilidad de ocurrencia se ha dividido en cuatro niveles en función de las posibilidades de que suceda, yendo desde los riesgos improbables hasta los frecuentes.

Tabla 15: Ponderación-Probabilidad de ocurrencia

Ponderación	Probabilidad
1	Improbable

2	Remota
3	Elevada
4	Segura

El segundo caso para completar este análisis cuantitativo es realizar un estudio del impacto que tendrían los riesgos. Se han dividido en 4 niveles de riesgo yendo desde el insignificante hasta uno fatal que puede llegar a provocar cancelar el proyecto o que cuando esté en funcionamiento resulte dañada en su totalidad.

Tabla 16: Ponderación-Impacto del riesgo

Ponderación	Impacto
1	Insignificante
2	Leve
3	Grave
4	Fatal

Un último paso para su evaluación consiste en estimar la importancia que tiene cada riesgo y en función de está tomar las medidas precisas. Para esta evaluación, se realiza la tabla 17 en la que tras multiplicar los valores obtenidos para la frecuencia y el impacto se obtiene un valor representativo de la importancia que tiene el riesgo. Se ha realizado una división en tres niveles de importancia:

- **Peligros significativos:** Son aquellos cuyo riesgo es elevado; tienen asociado un factor de riesgo elevado; son de tratamiento prioritario, se corresponden al color rojo de la tabla 17
- **Peligros no significativos:** Son aquellos cuyo riesgo es menor; tienen asociado un factor de riesgo menor, se corresponden al color amarillo de la tabla 17.
- **Peligros despreciables:** No requieren atención especial; se corresponden al color verde de la tabla 17

Tabla 17: Probabilidad-Impacto

Probabilidad	Impacto			
	Insignificante 1	Leve 2	Grave 3	Fatal 4
Improbable 1	1	2	3	4
Remota 2	2	4	6	8
Elevada 3	3	6	9	12
Segura 4	4	8	12	16

A continuación, se van a enumerar los diferentes riesgos, también se clasificarán según su importancia y se describirán las distintas respuestas adoptadas.

1. Variación significativa del precio de alguno de los equipos: Es importante conocer la situación de la empresa a la que le compran los equipos, y estar al tanto de los movimientos del gobierno acerca de dicha tecnología. Las compras de los equipos principales de la subestación se realizarán a entidades contrastadas para garantizar que es una empresa fiable y que el precio no experimentará fluctuaciones importantes. Si se prevé que el gobierno esté pensando en modificar la situación de alguno de esos productos se tomarán las medidas oportunas para hacer frente a dichas acciones o aprovecharse de ellas. La probabilidad de que ocurra este suceso es remota en condiciones normales, aunque en momentos en los que haya cambios de gobierno esta probabilidad aumenta. Que se produzca una variación del precio en alguno de los equipos tiene una gravedad leve, ya que en caso de ocurrir se podrían buscar equipos

- sustitutivos sin tener demasiadas complicaciones. Valoración: Remota (2) x Leve (2) = 4. Por lo que de acuerdo con la tabla 17 el riesgo se considera despreciable.
2. Necesidad de ampliación de la subestación. Tener que ampliar la subestación implicaría añadir nuevos equipos a la subestación, y actualmente en la subestación no se ha contemplado la posibilidad de ampliarla por lo que no existen espacios intencionados para futuras ampliaciones. Aun así, debido a la configuración elegida, existe espacio suficiente para ampliar el número de salidas de 30 kV, no así para el número de entradas a la subestación de 132 kV. Si se quisiera ampliar la subestación en este último aspecto, empleando la misma superficie, cabría la posibilidad de pasar a configuraciones más compactas como la GIS o HIS, pero para ello habría que desmantelar toda la instalación, por lo que no saldría económico, siendo la mejor opción ampliar el terreno disponible si fuera posible. De todas formas, en un proyecto real si se contemplasen futuras ampliaciones sería una de las especificaciones iniciales, por lo que realmente es improbable de que se tenga que realizar una ampliación. La necesidad de realizar una ampliación es un hecho grave, ya que conseguir aumentar las instalaciones pasa en la mayoría de los casos por realizar un desembolso económico muy grande. La valoración que se le da a este riesgo de acuerdo con lo establecido sería: Improbable (1) x Grave (3) = 3, por lo que de acuerdo con la tabla 17 el riesgo se considera despreciable.
 3. Suceso de una falta o fenómeno cuya magnitud sea mayor a la contemplada en los cálculos. Actualmente, todos los equipos de la subestación se diseñan para unas determinadas magnitudes que pretenden recoger la mayoría de los casos que se pueden dar en la subestación. Sin embargo, por motivos económicos es imposible cubrir todo y algunos de los sucesos que remotamente pudieran ocurrir no se contemplan. Por esta razón, la probabilidad de que ocurra un suceso no contemplado es realmente improbable, ya que, a la hora de determinar los fenómenos que se deben contemplar se siguen estándares internacionales que contemplan los casos límite más frecuentes. En el caso de que suceda una falta no contemplada las consecuencias serían fatales para la instalación, cabiendo la posibilidad de que se destruyan los equipos afectados. La valoración que se le da a este riesgo de acuerdo con lo establecido sería: Improbable (1) x Fatal (4) = 4, por lo que de acuerdo con la tabla 17 el riesgo sería despreciable. De todas maneras, si se observa una tendencia global en la que se dan fenómenos con mayor magnitud que los que se han tenido en cuenta, se protegerá de la manera correspondiente a los elementos que puedan verse afectados.

II. METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO

1. INTRODUCCIÓN

A lo largo de la memoria del presente proyecto se ha realizado el diseño de los distintos elementos que conforman la subestación. Aunque a lo largo del documento se siga un cierto orden, ese no es el que se ha seguido para conceptualizar la subestación, sino que es el orden elegido para presentar todos los datos de la subestación de una manera clara, y mostrando un recorrido a través de los distintos componentes que garantice el entendimiento de todos ellos, como de sus respectivas relaciones entre sí

Por lo tanto, el orden en el que se ha presentado el proyecto no es el mismo orden que en el que se han ido ejecutando cada uno de sus apartados

En este capítulo se va a presentar cual ha sido la planificación seguida para realizar el diseño de la instalación para este caso concreto. Como se trata de un proyecto que se ha realizado por un gusto personal, más que por un encargo particular existen partes de la metodología que se debe seguir para el diseño de una subestación que han tenido que ser supuestos por mí, que en un caso real serían los datos que ofrezca la propia promotora de la subestación o la propietaria de las líneas eléctricas de la zona. En este apartado se va a suponer que los datos que he tenido que poner como datos de partida me los han otorgado los organismos correspondientes.

Para exponer con la mayor claridad posible la metodología seguida para realizar el diseño de la subestación se va a dividir el presente capítulo en dos apartados. En el primero de ellos, se expondrán todas las fases que son necesarias realizar en el proyecto, incluyendo todas las tareas que son necesarias realizar por cada fase, indicando la relación que tienen estas con el resto de tareas de otra fase. Además, se estimará el tiempo que lleva cada tarea.

Una vez se haya expuesto la metodología seguida de una manera textual, en el siguiente apartado se realiza un resumen de todas las tareas necesarias para la realización de la subestación junto con un diagrama Gantt donde se pueden ver gráficamente todas las tareas que se han seguido para realizar el diseño, así como su relación con el resto de tareas y su duración.

2. METODOLOGÍA SEGUIDA. DISTINTAS FASES

En este apartado se van a presentar las distintas fases que se han seguido para realizar el proyecto. La organización a través de este capítulo va a constar de la exposición cronológica de todas las fases que son necesarias para desarrollar el proyecto, a continuación, se muestra la información que contiene cada una de las fases:

- Nombre de la fase y su correspondiente nomenclatura. Se va a numerar cada una de las fases para un mejor manejo de las mismas.
- Alcance de la fase. Se expone el alcance de la fase.
- Tareas. Se exponen las tareas que se deben completar en esa fase, con una breve explicación de lo que consisten, la duración de cada una de ellas, y la relación existente entre las distintas tareas
- Relaciones entre fases. Se van a exponer las relaciones existentes entre las distintas fases del proyecto, indicando en el caso de ser preciso cuales serían las fases precedentes, las fases a las que sirve como base, o las fases que deben de desarrollarse en paralelo.
- Duración. Se va a exponer la duración total de la fase.

Estos datos se van a exponer por cada una de las fases que sean necesarias para la realización del proyecto. Se debe tener en cuenta, que, en el caso de un proyecto real, las fases que se deben realizar mutuamente tendrían menor duración que las presentadas aquí, ya que las desarrollarían simultáneamente distintos equipos de personas.

A continuación, se presentan las distintas fases que se han ido desarrollando en el proyecto.

1. NECESIDAD DE LA SUBESTACIÓN

Alcance: Es el punto de partida, una subestación ocurre porque se necesita, ya sea porque ha aumentado la demanda de energía en esa zona o porque se quiere mejorar la infraestructura eléctrica de esa zona. En esta fase se encuentran generalmente todos los datos necesarios para comenzar el proyecto.

Tareas: Realmente en este apartado no se realizan tareas como tal, sino que se presentan datos de partida de la subestación que permiten conocer los datos relacionados con ellos y que son el punto de partida del proyecto.

- **Función de la subestación:** Se especifica para que se quiere la subestación, cual es la función dentro del sistema. Con estos datos, se determina cual es el grado de fiabilidad que debe tener la subestación y su nivel de tensión, entre otros. Se emplea un tiempo de 5 horas.

- **Ubicación de la subestación:** Se especifica el lugar en el que se debe ubicar la subestación, y la superficie máxima que puede ocupar. En función del terreno y la superficie a ocupar se determina la tecnología a emplear, entre otros. Se emplea un tiempo de 2 horas.
- **Características de la red:** Se dan los datos de las redes eléctricas adyacentes, normalmente en una primera instancia se dan los datos más generales y conforme se va realizando el proyecto se solicitan los datos más específicos. Se emplea un tiempo de 3 horas.

Relaciones: Se trata del punto de partida del diseño de la subestación, afecta de una manera u otra a todas las fases del diseño.

Duración: En el presente proyecto, la decisión de los datos de partida a emplear y conocer la influencia que tienen sobre el resto de factores ha llevado un tiempo aproximado de 10 horas.

2. REVISIÓN DOCUMENTACIÓN

Alcance: Este apartado consta de la revisión, análisis y estudio de documentación para realizar el diseño de la subestación teniendo en cuenta los datos de partida. Al finalizar este apartado se debe tener claro las etapas que se deben seguir y apartados que se deben tratar para diseñar la subestación. Obviamente, en todos los tramos del diseño será necesaria la revisión de distinta documentación, para estar al tanto del funcionamiento de cada uno de los elementos, este apartado permite conocer globalmente la historia del arte de las subestaciones.

Tareas:

- **Análisis datos de partida:** Antes de comenzar con la revisión de la documentación, se debe de tener claro que es lo que se quiere con esta subestación y cuáles son los datos de partida de esta. En este apartado se analizan todos los datos de partida de la subestación. Tiene una duración aproximada de 5 horas.
- **Revisión proyectos similares:** En este primer apartado se revisan proyectos de unas características similares a las del presente, con el objetivo de lograr una idea general sobre cuáles son las diferentes partes que debe tener esta instalación y cuáles son las estrategias de diseño comúnmente adoptadas. Tiene una duración aproximada de 12 horas.
- **Análisis reglamentación:** Una vez analizados los proyectos similares, se analiza la reglamentación existente que afecta al proyecto. Normalmente en los proyectos similares analizados previamente se exponen las medidas normativas que se debían cumplir en dichos proyectos. Esto es un excelente punto de partida para determinar las normas de básico cumplimiento. Este apartado es un tanto general, y servirá para conocer las medidas normativas, pero sin profundizar en exceso, ya que para cada

apartado en particular se revisarán las normas aplicables. Tiene una duración aproximada de 6 horas.

- **Revisión bibliografía universal:** Con este apartado se da por terminada esta fase, consta de revisar distintos libros, noticias, publicaciones, apuntes... que puedan ser útiles para el diseño de la subestación. En la conclusión de este apartado das forma en rasgos generales a lo que quieres que sea la subestación. Tiene una duración aproximada de 10 horas.

Relaciones: Esta relacionado con todas las fases del proyecto, ya que aborda de manera global la subestación.

Duración: 33 horas.

3. DIAGRAMA UNIFILAR PRELIMINAR

Alcance: Teniendo en cuenta los datos de partida y los requerimientos que se quieren dar a la subestación se desarrolla su correspondiente diagrama unifilar. Este apartado incluye la elección de la configuración de barras, del tipo de equipos empleados y de su número.

Tareas:

- **Revisión bibliográfica:** Se analizan los elementos empleados en estas instalaciones, las configuraciones de barras clásicas y sus tendencias actuales, y las consecuencias del empleo de todo ello en relación a los cumplimientos de requisitos de la subestación. Tiene una duración aproximada de 18 horas.
- **Configuración de barras:** Se determina la configuración de barras a emplear en el sistema teniendo en cuenta los requisitos de flexibilidad, fiabilidad, mantenimiento... exigidos. Tiene una duración aproximada de 18 horas.
- **Determinación equipos:** Teniendo en cuenta las necesidades de las subestaciones de acuerdo a su cometido, y de las condiciones particulares de la presente subestación se elige el tipo de equipos necesarios para desarrollar la subestación y su posición en el sistema. Tiene una duración de 5 horas.

Relaciones: De acuerdo a los problemas y novedades que surjan en el resto de apartados, se realizarán modificaciones en el diagrama unifilar. Este diagrama unifilar preliminar sirve para ir comenzando con las fases preliminares de “selección de equipos”, “cálculos” y “disposición”.

Duración: 41 horas.

4. CÁLCULOS PRELIMINARES

Alcance: Teniendo en cuenta los datos de la red considerados como datos de partida y, en caso de ser necesario, empleando valores estándar del tipo de equipos seleccionados, se realizan los primeros cálculos de intensidades admisibles y de cortocircuito en la subestación.

Tareas:

- **Revisión bibliográfica:** Se analizan las distintas formas que se deben emplear o se aconsejan emplear para el cálculo de cortocircuitos y de intensidades nominales. Se revisan varios ejemplos de situaciones similares para estimar aproximadamente datos que todavía no son conocidos en la subestación y de esta manera realizar aproximaciones fiables. Tiene una duración de 4 horas.
- **Cálculo de intensidades:** Se calcula la intensidad nominal de los distintas partes de la subestación. Tiene una duración de 1 hora
- **Cálculo de cortocircuitos:** Se realiza el cálculo de cortocircuitos en la subestación. Tiene una duración de 6 horas.

Relaciones: Este apartado está directamente relacionado el apartado de selección de equipos, ya que determina las características mínimas con las que deben contar estos equipos.

Duración: 11 horas.

5. SELECCIÓN DE EQUIPOS PRELIMINAR

Alcance: En este apartado se profundiza en los equipos que se van a emplear y se eligen los modelos reales de los mismos, teniendo en cuenta los requisitos de la subestación y las solicitudes a las que estarán expuestos. Se van a seleccionar los siguientes equipos: transformador de tensión, transformador de intensidad, bobina de bloqueo, interruptor, seccionador, autoválvulas, transformador de potencia, celdas y pararrayos.

Tareas:

- **Revisión bibliográfica equipos:** Se analiza el funcionamiento y características de cada uno de los equipos empleados, se analiza la normativa a la que están expuestos, y se estudian las particularidades y características que más afectan a cada uno de ellos. Aproximadamente se emplea un total de 15 horas para el estudio de cada uno de los equipos de la subestación. Como se van a emplear un total de 9 equipos, se van a emplear aproximadamente 135 horas.
- **Selección de equipos:** Se selecciona el modelo exacto de los equipos seleccionados. Para cada equipo se emplea aproximadamente 2 horas, siendo necesarias 18 horas totales.

Relaciones: La selección de equipos preliminares se basa en los equipos que se han seleccionado en el diagrama unifilar, y se eligen de tal manera que satisfagan las solicitudes establecidas en el apartado cálculos. Las dimensiones de los equipos elegidos sirven como base para determinar las disposiciones

Duración: 153 horas.

6. DISPOSICIÓN PRELIMINAR

Alcance: En este apartado se elige la disposición sobre el terreno que tienen los equipos seleccionados, tanto la posición relativa de cada uno de ellos dentro de la subestación como las alturas a las que deben ser ubicados

Tareas:

- **Revisión instalaciones actuales + normativa:** En esta tarea, no se ha realizado una investigación bibliográfica al uso, lo que se ha hecho ha sido analizar la disposición de otras subestaciones parecidas y aprender de los métodos empleados en ellas, tanto realizando búsqueda web, como acudiendo a instalaciones cercanas a observarlas y tomar fotografías de estas para después analizarlas. De esta manera, se han ido encontrando distintas posibilidades y descubriendo los beneficios de cada una de ellas. Para conocer las distancias necesarias que deben existir entre los distintos equipos de la subestación se ha analizado la normativa existente comparándola con las condiciones de la presente subestación. Se ha empleado un total de 20 h, aunque el tiempo parezca excesivo, se ha tenido en cuenta el tiempo necesario para acudir a las subestaciones cercanas.
- **Disposición:** Se elige la disposición de todos los equipos de la subestación, de tal manera que todos los equipos cumplan las medidas reglamentarias y encajen dentro de la superficie máxima de la subestación. Se ha empleado un total de 15 horas.

Relaciones: Para realizar este aspecto es necesario conocer las dimensiones de los equipos seleccionados, los requisitos de la subestación y la superficie ocupable.

Duración: 35 horas.

7. DIAGRAMA UNIFILAR, CÁLCULOS, EQUIPOS Y DISPOSICIÓN DEFINITIVAS

Alcance: En esta fase se encuentran las distintas acciones para conseguir el diseño definitivo de esa parte del sistema, ya que, mientras se realizan las fases preliminares anteriores, se encuentran problemas que afectan directamente a otras fases, siendo necesaria su modificación. Además, en algunos casos, al tratarse de fases preliminares no están completas, necesitando del resto de fases para completarse.

Tareas:

- **Revisión diagrama unifilar:** Probablemente el apartado al que menos le afecten los resultados del resto de fases, ya que el diagrama unifilar es el que es por los requisitos del sistema. No se contempla duración
- **Cálculos:** El resto de fases afecta considerablemente a este apartado, ya que, ahora si que se tienen los datos completos de los equipos de la subestación para realizar adecuadamente los cálculos de cortocircuito. Se estima un tiempo de 12 horas.
- **Equipos:** En caso de que tras los nuevos cálculos los equipos no afronten las nuevas solicitudes o que haya problemas de disposición por el espacio ocupado por los equipos, se deben seleccionar nuevos equipos. Tiene una duración aproximada de 3 horas.
- **Disposición:** En el caso de que con los nuevos equipos seleccionados no se cumplan adecuadamente las distancias reglamentarias, se deberá modificar la disposición de la subestación. Tiene una duración aproximada de 3 horas.

Relaciones: El diseño del diagrama unifilar, los cálculos, la selección de equipos y la disposición del terreno están relacionadas entre sí.

Duración: 18 horas.

8. ELEMENTOS AUXILIARES

Alcance: En esta fase se determinan que equipos auxiliares son necesarios para el funcionamiento de la subestación y se eligen los modelos concretos.

Tareas:

- **Determinación equipos necesarios y características:** Para esta tarea, una vez conocidos los equipos principales que se van a emplear y cómo van a ser empleados, se analiza que equipos hacen falta para el correcto funcionamiento de la subestación y los requisitos que deben satisfacer. Tiene una duración aproximada de 15 horas.
- **Elección modelo concreto:** Se selecciona un modelo concreto para cada equipo auxiliar necesario. Se estima un tiempo de 7 horas.

Relaciones: Para poder realizar esta fase, es necesario conocer cuáles son las características de la subestación diseñada para conocer cuáles son las necesidades de esta.

Duración: 22 horas.

9. RED DE TIERRAS

Alcance: En esta fase se diseña la red de tierras a emplear en la subestación.

Tareas:

- **Revisión bibliográfica:** Para esta tarea, se revisa la normativa existente en España para conocer los valores máximos que se pueden presentar en la red de tierras. Sin embargo, como en la normativa no exponen pautas sobre cómo realizarla, se analizan documentos contrastados que expongan los parámetros de diseño de esta. Duración aproximada 30 horas
- **Diseño y comprobación:** Se diseña la red de tierras de acuerdo a los procedimientos y recomendaciones establecidas, y una vez diseñada, se comprueba que los valores que se pueden presentar en la misma están por debajo de los permitidos. Se estima un tiempo de 30 horas.

Relaciones: Para poder realizar esta fase, es necesario conocer las características de la ubicación del terreno en el que se desarrolla la subestación, así como de algunos valores expuestos en el apartado cálculos.

Duración: 60 horas.

10. PROTECCIONES

Alcance: En esta fase se eligen las protecciones empleadas en la subestación.

Tareas:

- **Revisión bibliográfica:** Para esta tarea, se revisa la normativa existente en España para conocer las protecciones obligatorias en este tipo de instalaciones, además se analizan las funciones de protección principales, y los tipos de protecciones más característicos para cada tipo de equipos. Se emplean unas 20 horas
- **Funciones de protección necesarias:** Se eligen las funciones de protección que necesita cada tramo de la subestación. Se emplean aproximadamente 12 horas.
- **Elección de relés:** Se eligen los relés más apropiados para conseguir satisfacer todas las funciones de protección necesarias. Se emplea 1 hora.
- **Funciones adicionales relés:** Se estudian si las funciones adicionales de los relés seleccionados pueden ser útiles para la subestación, y en caso de serlo, se seleccionan para su empleo en la subestación. Se emplean 15 horas

Relaciones: Para realizar este apartado es necesario conocer el diagrama unifilar de la subestación para conocer cada uno de los equipos que la conforman, y de esta manera, conocer la forma de protección más apropiada. Además, se deben conocer las características de los transformadores de medida para determinar las características de los relés.

Duración: 48 horas.

11. CONTROL Y COMUNICACIONES

Alcance: En esta fase se analizan las técnicas de control y comunicación más habituales

Tareas:

- **Revisión bibliográfica:** Para esta tarea, se revisan las soluciones más empleadas hasta el momento en materia de control y comunicaciones, analizando la idoneidad de cada solución. Se emplean unas 30 horas
- **Selección solución:** Entre todas las soluciones que existen en el mercado, se elige la solución más adecuada para la subestación. Se emplean aproximadamente 10 horas.

Relaciones: Para realizar este apartado es necesario conocer lo fundamental que sería la subestación en el conjunto del sistema eléctrico para poder conocer el nivel de complejidad y fiabilidad que debe tener el sistema de control-comunicación. Además, el sistema de control-comunicaciones depende de qué tipo de protecciones sea empleado, por lo que se debe analizar primero este apartado antes de tomar alguna solución.

Duración: 40 horas.

12. OBRA CIVIL

Alcance: En esta fase se analizan algunos aspectos relacionados con la obra civil de la subestación.

Tareas:

- **Análisis necesidades:** Se analizan todos los elementos y partes de la subestación en los que la obra civil es relevante. Se analiza la situación actual de la subestación diseñada para enfocar la revisión bibliográfica a la búsqueda de las soluciones a las necesidades. Se emplean unas 5 horas.
- **Revisión bibliográfica:** Teniendo en cuenta que elementos de la subestación precisan de obra civil, se estudian las soluciones clásicas para realizar esa obra civil. Se emplean unas 15 horas.
- **Solución:** Teniendo en cuenta, las soluciones posibles y las necesidades de la subestación, se seleccionan la opción más apropiada para la subestación.

Relaciones: Para realizar este apartado es necesario haber diseñado toda la subestación previamente para conocer las características y necesidades de esta

Duración: 25 horas.

13. ANÁLISIS DE RIESGOS – PLIEGO DE CONDICIONES

Alcance: En esta fase se analizan dos aspectos de la subestación, el análisis de riesgos y el pliego de condiciones. En el análisis de riesgos se van a analizar todos los riesgos que se puedan presentar en la subestación, tanto en su diseño como en el momento de su implementación. En el pliego de condiciones se exponen las normas y condiciones que debe cumplir la instalación.

Tareas:

- **Revisión bibliográfica:** Se realiza un análisis sobre los distintos riesgos que se pueden presentar en este tipo de instalaciones, y las distintas normativas que afectan a las mismas. Se emplean unas 15 horas.
- **Análisis de riesgos:** Se comparan los riesgos típicos que ocurren en las subestaciones con el tipo de subestación que ha sido diseñada. Se emplean unas 12 horas.
- **Pliego de condiciones:** Se determina la normativa que afecta a este tipo de instalaciones y las condiciones que deben de cumplir los equipos empleados en la subestación. Se emplean 7 horas

Relaciones: Para realizar este apartado es necesario haber diseñado toda la subestación previamente para conocer las características de esta, y así, en función de sus características conocer los riesgos a los que se enfrenta

Duración: 34 horas.

14. DOCUMENTO

Alcance: Esta fase incluye lo relacionado con la ejecución del documento, tanto de su redacción como de la elaboración de todos los planos correspondientes

Tareas:

- **Redacción:** Se redacta el proyecto. Se emplean unas 90 horas.
- **Planos:** Se dibujan todos los planos de la subestación. Se emplean unas 45 horas.

Relaciones: Para realizar esta fase es necesario tener finalizadas todas las partes que se vayan a redactar o representar en un plano

Duración: 125 horas.

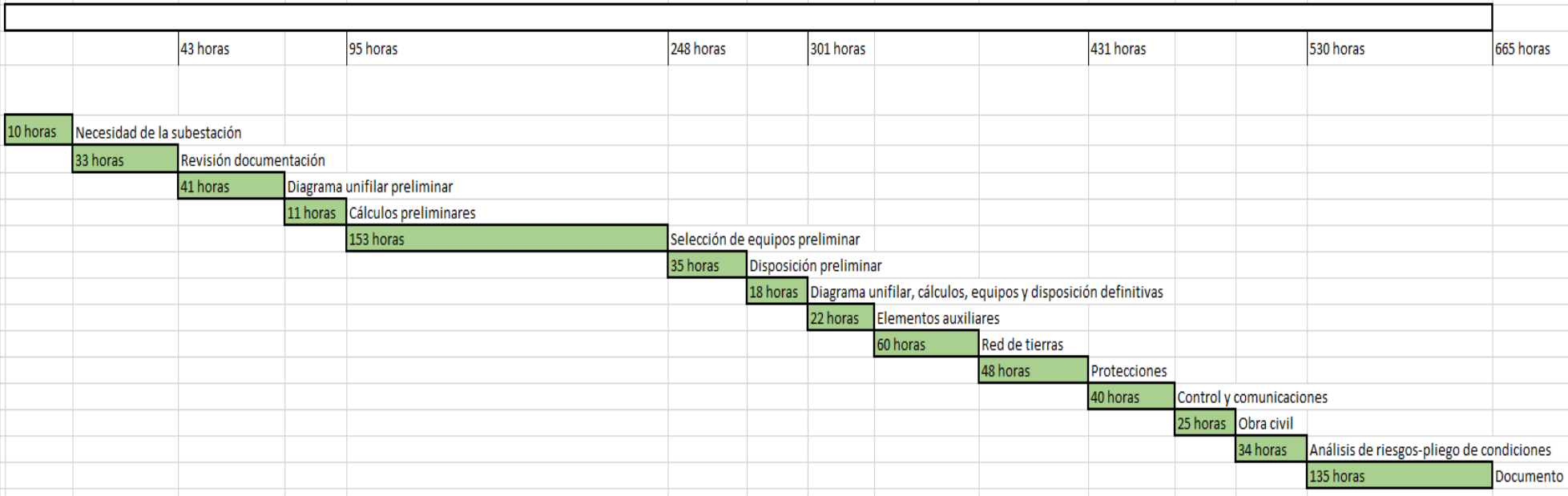
3. METODOLOGÍA SEGUIDA. RESUMEN DE LAS FASES

En este apartado se van a exponer agrupadas todas las fases que se han desarrollado en la subestación, junto con el tiempo que ha sido necesario para realizarlas, y que se han expuesto en el apartado anterior. Además, se va a exponer un Diagrama Gantt para poder comprender de manera más visual las fases seguidas.

Las fases que se han seguido para realizar el diseño de la subestación son las siguientes:

1. Necesidad de la subestación: 10 horas
2. Revisión documentación: 33 horas
3. Diagrama unifilar preliminar: 41 horas
4. Cálculos preliminares: 11 horas
5. Selección de equipos preliminar: 153 horas
6. Disposición preliminar: 35 horas
7. Diagrama unifilar, cálculos, equipos y disposición definitivas: 18 horas
8. Elementos auxiliares: 22 horas
9. Red de tierras: 60 horas
10. Protecciones: 48 horas
11. Control y comunicaciones: 40 horas
12. Obra civil: 25 horas
13. Análisis de riesgos-Pliego de condiciones: 34 horas
14. Documento: 135 horas

DIAGRAMA GANTT



III. ASPECTOS ECONÓMICOS

1. PRESUPUESTO

En este apartado se va a representar el presupuesto para poder implementar en la subestación los bienes diseñados. En este presupuesto no se encuentran todos los gastos necesarios para llevar a cabo la subestación, como es el caso de la obra civil, sistemas de comunicaciones y la propia mano de obra.

Tabla 18: Presupuesto

	Ud	Nº Unid	Precio/Unidad	Precio
Línea entrada 132 kV				947.664,0 €
Transformador de tensión capacitivo + Bobina de bloqueo	-	6,00	28.000 €	168.000,0 €
Interruptor 132 kV	-	6	56.500 €	339.000,0 €
Seccionador 132 kV	-	12	28700	344.400,0 €
Transformador de intensidad 132 kV	-	6	15.000 €	90.000,0 €
Conductor 400-Al/S1A-45/7	m	72	87 €	6.264,0 €
Línea transformador				1.808.685,0 €
Transformador de potencia 132/30 kV	-	2	400.000 €	800.000,0 €
Interruptor 132 kV	-	6	56.500 €	339.000,0 €
Seccionador 132 kV	-	12	28.700 €	344.400,0 €
Transformador de intensidad 132 kV	-	6	15.000 €	90.000,0 €
Autoválvula 132 kV	-	6	17.500 €	105.000,0 €
Autoválvula 30 kV	-	6	13.000 €	78.000,0 €
Aislamiento aéreo-subterráneo	-	6	4.000 €	24.000,0 €
Canalización atarjea revisable	m	18	750 €	13.500,0 €
Conductor 400-Al/S1A-45/7	m	95	87 €	8.265,0 €
HEPRZ1 18/30 kV 630mm ²	m	40	163 €	6.520,0 €
Línea salida 30 kV				298.000,0 €
Celda Interruptor automático	-	10	24.000 €	240.000,0 €
Celda de protección con fusibles	-	2	11.000 €	22.000,0 €
Celda de acoplamiento de barras	-	1	36.000 €	36.000,0 €
Red de tierras				14.868,0 €
Conductor Cu malla de tierras	m	1456	9 €	13.104,0 €
Electrodo Cu	m	196	9 €	1.764,0 €
Protecciones				351.000,0 €
Relé 8ZLV ZIV	-	30	9.500 €	285.000,0 €
Relé 8IDV ZIV	-	6	11.000 €	66.000,0 €
Otros elementos				272.174,1 €
Tubo embarrado	m	43,5	73 €	3.175,5 €

Transformador de tensión embarrado	-	6	15.000 €	90.000,0 €
Soportes embarrado	-	6	3.300 €	19.800,0 €
Seccionador embarrado	-	3	28.700 €	86.100,0 €
Báculos soporte equipos	m	99,804	150 €	14.970,6 €
Pararrayos	-	18	700 €	12.600,0 €
Fuste 7 m	-	18	1.200 €	21.600,0 €
Transformador SS.AA.	-	1	15.000 €	15.000,0 €
Envolvente Celdas	m3	288	31 €	8.928,0 €
TOTAL				3.692.391,1 €

IV. CONCLUSIONES

Como conclusión del presente proyecto se van a exponer los aspectos más relevantes de la subestación diseñada, así como exponer las líneas futuras del mismo.

1. CONCLUSIONES

- La subestación diseñada es una subestación de distribución que reduce la tensión de 132 kV a 30 kV. Cuenta con dos líneas de entrada a 132 kV de 40 MVA y 8 líneas de salida a 30 kV de 10 MVA
- La realización de la subestación aportará beneficios al sistema eléctrico, los consumidores, el medio ambiente y el empleo.
- Para la zona de 132 kV se emplea una configuración de embarrado de barra simple partida por seccionador. Mientras que para la zona de 30 kV se emplea una configuración de barra simple con una celda de acoplamiento intermedia.
- La zona de 132 kV está aislada en aire y está compuesta por un transformador de tensión capacitivo, bobina de bloqueo, seccionadores, interruptor y transformador de intensidad.
- El embarrado de la subestación se encuentra a 132 kV y se conectan a él las dos líneas de entrada y las dos líneas que se conectan a los transformadores de potencia. El embarrado está dividido en la parte central mediante un seccionador y cuenta en sus extremos con transformadores de tensión
- Para reducir la tensión de 132 a 30 kV se emplean dos transformadores de potencia de 40 MVA cada uno. Los equipos que se encuentran entre el embarrado y el transformador son: seccionadores, interruptor, transformador de intensidad y autoválvula. La zona de 30 kV está compuesta por una autoválvula aislada en aire, un elemento de transición aero-subterránea y un tramo subterráneo hasta las celdas de 30 kV.
- Para alimentar los sistemas de baja tensión de la subestación se emplea un transformador de servicios auxiliares que reduce la tensión de 30 kV a 400 V
- Para la protección frente a descargas atmosféricas, la subestación cuenta con 18 pararrayos que envuelven la subestación con una malla protectora con una distancia máxima de 10 metros entre pararrayos.
- La intensidad nominal de las líneas de entrada de la subestación es de 175 A. La intensidad nominal de las líneas de salida de 30 kV es de 192 A.
- La intensidad de cortocircuito trifásica máxima que se puede presentar en la instalación se da en el embarrado de las celdas de 30 kV con un valor de 37,335 kA. La intensidad de cortocircuito monofásica máxima que se puede presentar en la instalación se da en el embarrado de 132 kV con un valor de 9,308 kA.
- Con el fin de tener la suficiente rigidez dieléctrica, la separación entre fases es de 1,75 metros y la separación entre distintos equipos de la misma fase es de 1,5 metros.

- La altura a la que se ubican los equipos a excepción del embarrado es de 4 metros, el embarrado se encuentra a 6 metros.
- La instalación de puesta a tierra es una malla de 52x52 metros formada por cuadrículas de 4 metros con 28 electrodos de puesta a tierra ubicados en la periferia
- Las funciones de protección que se van a emplear en la subestación son las asociadas al relé 8ZLV de ZIV para la protección de las líneas de entrada y salida. Se emplean las funciones de protección asociadas al relé 8IDV de ZIV para la protección de las líneas del transformador.
- Para realizar el proyecto de diseño de la subestación se han empleado un total de 600 horas.
- El precio necesario para llevar a cabo la instalación es de 3.692.391,1 €.

2. LÍNEAS FUTURAS

En este apartado se van a exponer cuales son los aspectos en los que se debe profundizar en este documento para poder llevar a la realidad la totalidad de la subestación diseñada. A continuación, se van a exponer en un orden de mayor a menor relevancia las cuestiones sobre las que se debe profundizar:

- 1. Obra civil:** Se trata de uno de los aspectos más importantes de la subestación y que no se ha tratado en profundidad. La profundización en este apartado se podrá llevar a cabo en el momento en el que se conozca la ubicación real del terreno y se pueda analizar el mismo. Además, se deben definir las características mecánicas que debe tener la aparamenta no eléctrica elegida, así como definir como deberían ser las canalizaciones subterráneas.
- 2. Control y comunicaciones:** El sistema de control y las comunicaciones es un aspecto cada vez más importante en las nuevas subestaciones diseñadas. Aunque se haya dedicado un apartado dedicado al sistema de control y comunicaciones, no se ha expuesto en detalle como debe ser este sistema, y los equipos concretos que forman parte de el
- 3. Cálculos:** La mejoría en los cálculos se encuentra ligada a la posibilidad de profundizar en las protecciones y en realizar cálculos más precisos. Debido a que no se tienen las condiciones reales de la red, ni un software de ayuda en el cálculo, únicamente se han calculado los casos más estándar, pudiéndose profundizar en este aspecto
- 4. Protecciones:** Aunque se hayan especificado las protecciones necesarias para cada tramo de la subestación, no se han especificado para cada una de las funciones de protección las curvas de protección ni los valores de funcionamiento correspondientes. El problema de profundizar en este apartado es que se debe profundizar realizando cálculos más específicos.
- 5. Red de baja tensión:** Un aspecto que no se ha tratado en el proyecto es la instalación de baja tensión de la subestación. Para poner la subestación en marcha es necesario definir la red de baja tensión del mismo, definiendo que elementos deben ser conectados a la misma y sus correspondientes protecciones, entre otros.

V. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Parlamento Europeo (2018, 7 de marzo). *Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía)*. Recuperado el 11 de agosto de 2020 de <https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia>
- [2] Parlamento Europeo (2018, 8 de marzo). *Reducir las emisiones de carbono: objetivos y acciones de la UE*. Recuperado el 11 de agosto de 2020 de <https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20180305STO99003/reducir-las-emisiones-de-carbono-objetivos-y-acciones-de-la-ue>
- [3] Deloitte (s.f.). *Recomendaciones para la descarbonización del transporte en España*. Recuperado el 11 de agosto de 2020 de <https://www2.deloitte.com/es/es/pages/strategy/articles/medidas-descarbonizacion-transporte.html>
- [4] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (2014, 9 de junio). *Real Decreto 337/2014 Por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23*.
- [5] Burke, Jim, & Sahazizian, Anne-Marie (2013). How a Substation Happens. En *ELECTRIC POWER SUBSTATIONS ENGINEERING* (3.ª ed.) Boca Raton: John D. McDonald.
- [6] Hitachi ABB Power Grids (s.f). *Ardnacrusha GIS substation in Ireland*. Recuperado el 12 de agosto de 2020 de <https://www.hitachiabb-powergrids.com/references/high-voltage-switchgear---breakers/reference-ardnacrusa-gis-substation-in-ireland>
- [7] Hitachi ABB Power Grids (s.f). *Hybrid substations*. Recuperado el 12 de agosto de 2020 de <https://www.hitachiabb-powergrids.com/offering/product-and-system/substations/hybrid-substations>
- [8] iAguá (2020, 3 de agosto). *La tecnología sin gas SF6 de Schneider Electric, premiada por el Programa LIFE y por el IEEA*. Recuperado el 12 de agosto de 2020 de <https://www.iagua.es/noticias/schneider-electric/tecnologia-gas-sf6-schneider-electric-premiada-programa-life-y-ieea>
- [9] arteche (s.f). *TRANSFORMADORES DE MEDIDA. ALTA TENSIÓN*. Recuperado el 13 de agosto de 2020 de www.artechecom
- [10] ABB (s.f). *Instrument Transformers | Application Guide*. Recuperado el 13 de agosto de 2020 de www.abb.com
- [11] arteche (s.f). *ACERCAMIENTO A LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA*. Recuperado el 13 de agosto de 2020 de www.artechecom

[12] arteche (s.f). *TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS Y CONDENSADORES DE ACOPLAMIENTO* | *Aislamiento papel-aceite*. Recuperado el 13 de agosto de 2020 de www.arteche.com

[13] arteche (s.f). *TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD* | *Aislamiento papel-aceite*. Recuperado el 13 de agosto de 2020 de www.arteche.com

[14] arteche (s.f). *BOBINAS DE BLOQUEO*. Recuperado el 13 de agosto de 2020 de www.arteche.com

[15] Hitachi ABB (s.f). *Horizontal double break disconnecter type GW56, up to 300 kV*. Recuperado el 13 de agosto de 2020 de <https://www.hitachiabb-powergrids.com/offering/product-and-system/disconnectors/double-break-disconnectors/double-break-up-to-245-kv>

[16] ABB (s.f). *Live Tank Breaker AirPlus™* | *Leading the way for a greener grid*. Recuperado el 13 de agosto de 2020 de https://library.e.abb.com/public/3e456f428ed7477cac2ae80a3a6068e2/ABB_LTB145kV_Airplus_Brochure_V7.pdf

[17] ABB (s.f). *Descargadores de sobretensiones de alto voltaje* | *Guía para el comprador*. Recuperado el 13 de agosto de 2020 de https://www.unioviado.es/pcasielles/uploads/cat%C3%A1logos/Pararrayos/ABB_pararrayos_guia_comprador.pdf

[18] AENOR (2011, mayo). *UNE 211435: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica*

[19] Ormazabal (s.f). *Aparamenta de media tensión para Soluciones de Subestación* | *cpg.0 y cpg.1* | *Familias de celdas tipo GIS de simple y doble barra*. Recuperado el 14 de agosto de 2020 de www.ormazabal.com

[20] PHILIPS (s.f). *MVF403 MHN-SA2000W/956 A2 SI*. Recuperado el 14 de agosto de 2020 de https://www.lighting.philips.com/main/prof/outdoor-luminaires/sports-and-area-floodlighting/high-end-sports-floodlighting/arenavision-mvf403/910925748412_EU/product

[21] AENOR (2016, 7 de diciembre). *UNE-EN 62305: Protección contra el rayo*

[22] Ingesco Lightning solutions (s.f). *PUNTA CAPTADORA MÚLTIPLE*. Recuperado el 14 de agosto de 2020 de ingesco.com

[23] IMEDEXSA (s.f). *ESTRUCTURAS PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS* | *SOPORTES DE EQUIPOS*. Recuperado el 14 de agosto de 2020 de <http://www.imedexsa.es/estructuras-para-subestaciones-electricas/>

- [24] IMEDEXSA (s.f). *ESTRUCTURAS PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS | PÓRTICOS*. Recuperado el 14 de agosto de 2020 de <http://www.imedexsa.es/estructuras-para-subestaciones-electricas/>
- [25] BRONMETAL (s.f). *TUBOS DE ALUMINIO PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS*. Recuperado el 15 de agosto de 2020 de info@ibronmetal.com
- [26] McGraw-Edison Company. Power Systems Division (1971). System Faults. En *Distribution-system protection manual*.
- [27] Departamento ingeniería eléctrica | UPV (2019). *Análisis y diseño de sistemas eléctricos*.
- [28] Substations Committee of the IEE Power Engineering Society (2000, 30 de enero). *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. IEEE Std 80-2000 (Revisión del IEEE Std 80-1986).
- [29] geoEuskadi (s.f.). *geoEuskadi, Infraestructura de Datos Espaciales (IDE) de Euskadi*. Recuperado el 15 de agosto de 2020 de <https://www.geo.euskadi.eus/s69-15375/es/>
- [30] Enriquez Harper, Gilberto (2004). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas / Gilberto Enriquez Harper* (2.º ed.) México :Limusa, 2004
- [31] P. Keil, Richard (2013). Substation Grounding. En *ELECTRIC POWER SUBSTATIONS ENGINEERING* (3.º ed.) Boca Raton: John D. McDonald.
- [32] IEEE STANDARDS ASSOCIATION (2008, 6 de diciembre). *IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*.
- [33] Departamento ingeniería eléctrica | UPV (2019-2020). Protección de sistemas eléctricos en *Sistemas de Protección en Instalaciones eléctricas*.
- [34] ALSTOM GRID (2011, mayo). Overcurrent Protection for Phase and Earth Faults en *NETWORK PROTECTION & AUTOMATION GUIDE | Protective Relays, Measurement & Control* (may 2011 edition).
- [35] Departamento ingeniería eléctrica | UPV (2019-2020). Protección direccional de sobreintensidad en *Sistemas de Protección en Instalaciones eléctricas*.
- [36] Departamento ingeniería eléctrica | UPV (2019-2020). Protección de distancia en *Sistemas de Protección en Instalaciones eléctricas*.
- [37] ALSTOM GRID (2011, mayo). Transformer and Transformer Feeder Protection en *NETWORK PROTECTION & AUTOMATION GUIDE | Protective Relays, Measurement & Control* (may 2011 edition).

- [38] ALSTOM GRID (2011, mayo). Busbar Protection en *NETWORK PROTECTION & AUTOMATION GUIDE | Protective Relays, Measurement & Control* (may 2011 edition).
- [39] ZIV (s.f). *8ZLV | Distance Protection*. Recuperado el 16 de agosto de 2020 de www.ziv.es
- [40] ZIV (s.f). *8IDV | Transformer Protection and Control IED*. Recuperado el 16 de agosto de 2020 de www.ziv.es
- [41] ALSTOM GRID (2011, mayo). Substation Control and Automation en *NETWORK PROTECTION & AUTOMATION GUIDE | Protective Relays, Measurement & Control* (may 2011 edition).
- [42] Shannon, C. E., & Weaver, W. (1949). *THE MATHEMATICAL THEORY OF COMMUNICATION*. Urbana, Illinois: University of Illinois Press
- [43] ALSTOM GRID (2011, mayo). The Digital Substation en *NETWORK PROTECTION & AUTOMATION GUIDE | Protective Relays, Measurement & Control* (may 2011 edition).
- [44] International Organization for Standardization (2003, agosto). *ISO 9506 :2003: Industrial automation systems – Manufacturing Message Specification* (segunda edición)
- [45] Typhoon HIL Schematic Editor Library (s.f). *IEC 61850 Sampled Values protocol*. Recuperado el 9 de septiembre de 2020 de https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-schematic-editor-library/References/iec_61850_sampled_values_protocol.html
- [46] Universidad Nacional de Salta Asignatura Fundaciones (2018/2019). *BLOQUES DE FUNDACIÓN-Método de Sulzberger*. Recuperado el 6 de septiembre de 2020 de <https://www.studocu.com/es-ar/document/universidad-nacional-de-alta/fundaciones/apuntes-de-clase/metodo-de-sulzberger-apuntes/2982735/view>
- [47] JOVIR (s.f). *CIMENTACIONES PARA BÁCULOS Y COLUMNAS*. Recuperado el 6 de septiembre de 2020 de <http://www.jovir.es/Jovir/cimentaciones/>
- [48] JOVIR (s.f). *APOYOS DE PRESILLA*. Recuperado el 6 de septiembre de 2020 de http://www.jovir.es/Jovir/2_presilla-4/
- [49] e-on| Distribución (noviembre de 2013). PLIEGO DE CONDICIONES en *PROYECTO TIPO SUBESTACIONES CON APARAMENTA CONVECIONAL* (edición 1).
- [50] MINISTERIO DE FOMENTO (2015, 3 de enero). *Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes* (edición 2015).

I. ANEXO I: PLIEGO DE CONDICIONES

1. OBJETIVO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este pliego de condiciones tiene por objetivo establecer los criterios que se deben cumplir en la ejecución del montaje de esta subestación. Para ello, se han analizado pliegos de condiciones de proyectos tipo de empresas distribuidoras con el fin de establecer unas condiciones similares a las que se establecen en proyectos similares. En particular se ha tomado como base el pliego de condiciones que la distribuidora e-on dispone en su proyecto tipo de subestaciones con apartamentada tradicional [49].

Debido a que en este proyecto se trata principalmente la parte eléctrica, se establecerán las condiciones de este tipo de apartamentada, aunque también, muy brevemente se expondrán las condiciones de los elementos que formen parte de la obra civil.

Las condiciones técnicas y operativas que se indican en cada uno de los apartados no tienen carácter limitativo. La empresa que ejecute el trabajo recogerá en su procedimiento todas las actividades necesarias para llevarlo a cabo, y en el caso de no seguir alguno de los procedimientos aquí expuestos se deberá justificar dicha omisión.

Toda empresa y subcontrata que participase en la obra deberá conocer y admitir el presente pliego de condiciones.

Este pliego de condiciones trata sobre el suministro, instalación, pruebas, ensayos, características y calidades de los elementos necesarios para llevar a cabo la subestación del presente proyecto.

El objetivo de que se cumpla el presente pliego de condiciones es garantizar la seguridad de las personas, el bienestar social y la protección del medio ambiente, siendo necesario que las instalaciones eléctricas posean los fines básicos de funcionalidad y seguridad, de tal forma que el uso normal de la instalación no suponga ningún riesgo de accidente para las personas y cumpla la finalidad para la cual ha sido diseñada.

2. REFERENCIAS

Todas las obras que se precisen para realizar la subestación, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se ejecutarán conforme a lo declarado en:

- Real Decreto 337/2014 Por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT) y sus correspondientes modificaciones y correcciones.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (Orden 12 de abril de 1999) y Procedimientos Técnicos (Resolución de 12 de febrero de 2004 de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, Instrucciones Técnicas Complementarias y modificaciones posteriores.
- Normativa Europea EN
- Normativa CENELEC
- Normativa CEI
- Normativa Uni
- Otras normas, estándares y recomendaciones

En el caso particular de la realización de las tareas de obra civil se deberán cumplir los siguientes reglamentos:

- Normas Básicas de la Edificación “NBE”, del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo
- Normativa Técnica de la Edificación (NTE) aplicable
- Real Decreto 1797/2003, de 26 de diciembre, por el que se aprueba la Instrucción para la Recepción de Cementos (RC-03)
- Instrucción de Hormigón Estructural (EHE)
- Instrucciones Técnicas del fabricante, aplicables a los equipos y componentes a instalar y correspondientes a almacenamiento, manipulación, montaje ensayos y puesta en servicio.
- Normas de Ensayo del Laboratorio del Transporte y Mecánica del suelo (NLT)
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

3. CONDICIONES GENERALES

En este apartado, tal y como su nombre indica, se van a exponer las características generales de los elementos principales que se han contemplado a la hora de realizar el diseño de la subestación.

ELEMENTOS PREFABRICADOS DE HORMIGÓN

Durante el proceso de carga, transporte y montaje, los elementos prefabricados deberán suspenderse y apoyarse en los puntos previstos, a fin de que no se produzcan solicitaciones desfavorables.

ESTRUCTURAS METÁLICAS

La presentación de los anclajes se efectuará con las plantillas previstas para este fin.

Cada estructura se clasificará comprobándose las dimensiones y los taladros de las mismas asegurando que son las que se corresponden a las proyectadas.

CONEXIONES

EMBARRADO DE TUBO

El embarrado tubular se preparará y ejecutará en el suelo, incluyendo los empalmes y taladros necesarios. Una vez preparado el embarrado se izarán y se montarán los diferentes tramos.

CONEXIONES

Se prepararán, limpiarán, colocarán y apretarán las piezas de conexión según este indicado.

APARAMENTA

INTERRUPTORES

Se procederá a la fijación en su bancada y una vez nivelados se regularán y ajustarán según instrucciones del fabricante

El llenado del SF₆ se realizará a la presión de trabajo indicada por el fabricante. En su recepción se comprobará la densidad del gas a través del densímetro y la presión.

Los fabricantes del interruptor deberán revisar el montaje y dar aprobación al mismo.

SECCIONADORES

Se procederá al izado, fijación en sus soportes y una vez nivelados se regularán y ajustarán según instrucciones del fabricante.

Se comprobarán los ajustes, engrases finales, así como la penetración de las cuchillas, conforme a las indicaciones del fabricante.

RESTO DE LA APARAMENTA

Se procederá a la situación, nivelación y fijación a los soportes correspondientes y, en donde proceda, se instalarán las conducciones necesarias hasta las cajas de centralización.

Para su montaje se seguirán las instrucciones del fabricante.

- Al montar los transformadores de medida se medirán aislamientos. En los TI además, se medirá la polaridad y relación de transformación.
- En las autoválvulas, cuando proceda, se montarán los contadores de descargas. Se comprobará y medirá el aislamiento entre la base donde lleve la puesta a tierra y el soporte metálico.

TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Actividades principales a desarrollar en el montaje:

- Descarga y traslado hasta su emplazamiento definitivo junto con sus accesorios
- Montaje de accesorios y bornas
- Tratamiento y llenado de aceite bajo vacío
- Recepción final.
 - Se comprobará la existencia de una ligera sobrepresión de gas en la cuba del transformador.
 - Se efectuará el vacío de la cuba, al mismo tiempo se realizará el filtrado del aceite en depósitos aparte.
 - Una vez conseguidos los valores de rigidez dieléctrica y vacío apropiados, se iniciará el llenado de la cuba por la parte inferior hasta alcanzar un nivel cercano a la tapa.
 - Se procederá a la rotura del vacío.
 - Una vez montados los elementos del transformador se procederá a su llenado final.

El aceite antes del llenado debe tener un contenido de humedad de 10 ppm o menos y el contenido de gases no debe exceder del 1%.

Cuando la cuba no esté preparada para pleno vacío, se procederá solamente al tratamiento del aceite y al llenado del transformador.

CELDAS DISTRIBUCIÓN 30/36 KV

Se realizarán las siguientes operaciones:

- Desembalaje, situación, ensamblado, nivelado y fijación de los diversos elementos que componen el conjunto.
- Se realizarán la unión de embarrados principales y derivaciones
- Comprobación y colocación de los aislamientos de embarrados.
- Cableado de interconexiones entre celdas, hasta la caja de centralización, colocación y cableado de todos los aparatos.
- Puesta a tierra.
- Pruebas funcionales de maniobra u control
- Ensayos de rigidez dieléctrica del embarrado

CABLES DE POTENCIA

El tendido se realizará formando ternas trifásicas (fases R, S, T).

No se admitirán empalmes en el tendido de los cables de potencia.

Se comprobará el cumplimiento de las instrucciones de tendido y montaje dadas por el fabricante del cable, así como los ensayos eléctricos previos a la puesta en servicio.

Los cables irán marcados identificando circuito y fase en las zonas visibles, atarjeas revisables y arquetas de registro.

PUESTA A TIERRA

Cualquier elemento que no soporte tensión deberá estar conectado a la malla de tierra. El contacto de los conductores de tierra deberá hacerse de forma que quede completamente limpio y sin humedad.

La malla de tierra se tenderá con la profundidad y configuración indicadas en el proyecto.

Los cruzamientos se realizarán sin cortar cable.

ELEMENTOS OBRA CIVIL

CALIDAD

El proyectista que lleve a cabo la subestación debe informar a los proveedores las cualidades que se exigen para los distintos materiales, siendo el propio proveedor el responsable de los materiales que se empleen. En el caso de que se detecte que algún material es de unas cualidades inferiores a las exigidas deberá ser sustituido acarreado el proveedor con todos los gastos derivados de ello.

RELLENOS

En caso de que sea necesario el empleo de rellenos en la subestación, se permitirá el empleo de los suelos definidos según el artículo 330 del Pliego de Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para obras de Carreteras y Puentes del Ministerio de Fomento [50]

HORMIGÓN

El hormigón es el material principal empleado para construcción y está compuesto generalmente por una mezcla de cemento, agua, árido fino y árido grueso. Esta composición será la adecuada para que el hormigón cumpla las características especificadas en los artículos 30 y 39 de la EHE según sea su uso.

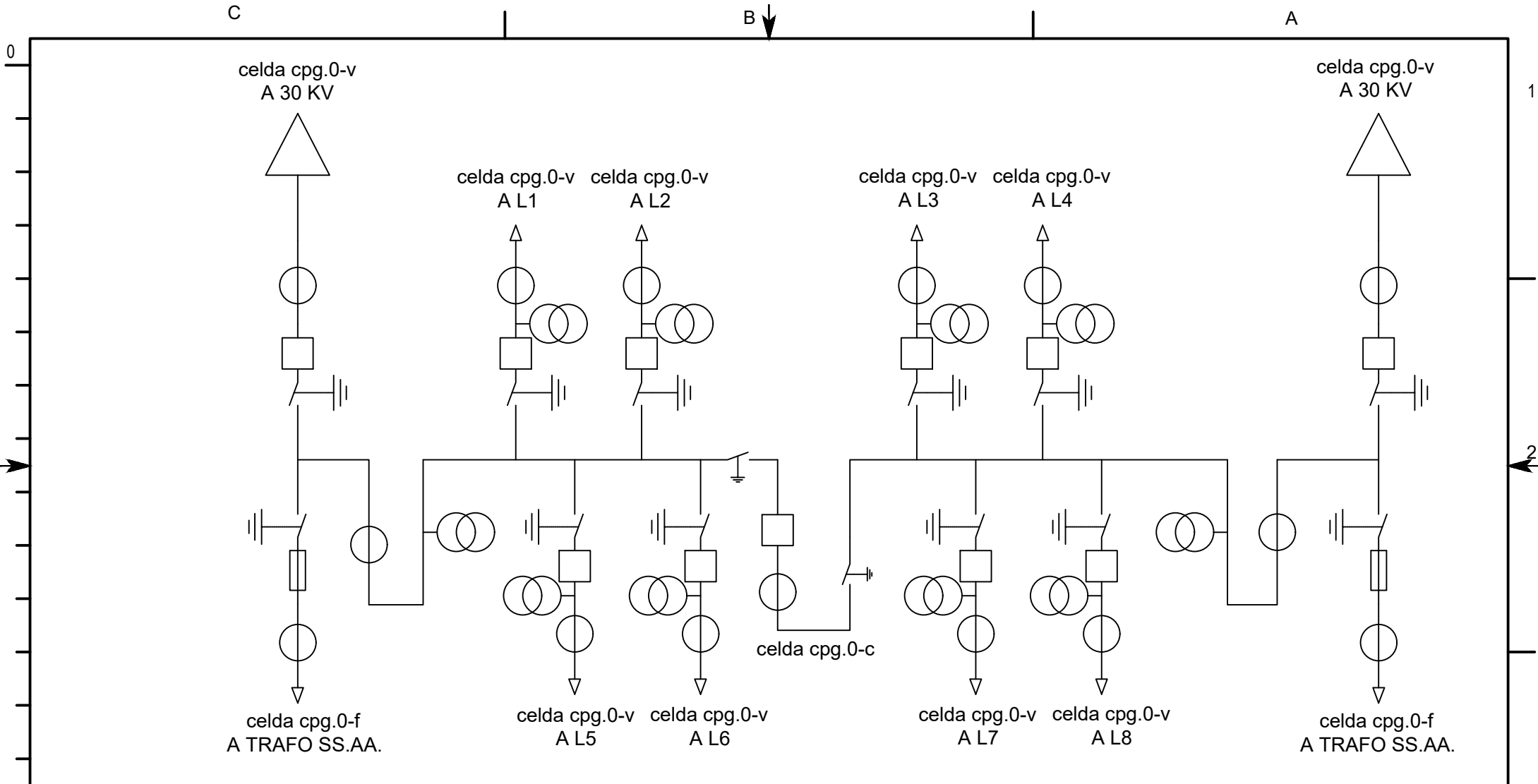
Para garantizar que el hormigón tenga la resistencia y consistencia acordes al plan de calidad previsto, se sacarán probetas de la masa de hormigón que se emplee. Estas probetas se romperán a los siete y veintiocho días de su fabricación y si las cargas medias de rotura fueran inferiores a las previstas, podrá ser rechazada la parte de obra correspondiente.

/II. ANEXO II: PLANOS

1. LISTA DE PLANOS

Los planos que se encuentran en este apartado son los siguientes:

1. Diagrama unifilar. Parque 132 kV + transformadores
2. Diagrama unifilar. Configuración celdas 30 kV
3. Plano en planta
4. Plano en alzado. Líneas 132 kV entrada subestación
5. Plano en alzado. Líneas transformadores
6. Configuración de la red de tierras
7. Unión red de tierras-equipos subestación
8. Funciones de protección líneas 132 kV
9. Funciones de protección transformador
10. Funciones de protección líneas 30 kV



0	-	J.R.	J.R.	P.E.	SUBESTACION 132/30 KV
REV.	FECHA	DIBUJ.	COMP.	APROB.	CONCEPTO



-
-
PARQUE 30 KV
DIAGRAMA UNIFILAR 132/30 KV

PLANO NUMERO:			2
ESCALA		- DIN-A4	
ARCHIVO			
HOJA	2	SIGUE HOJA	3
		REV.	0

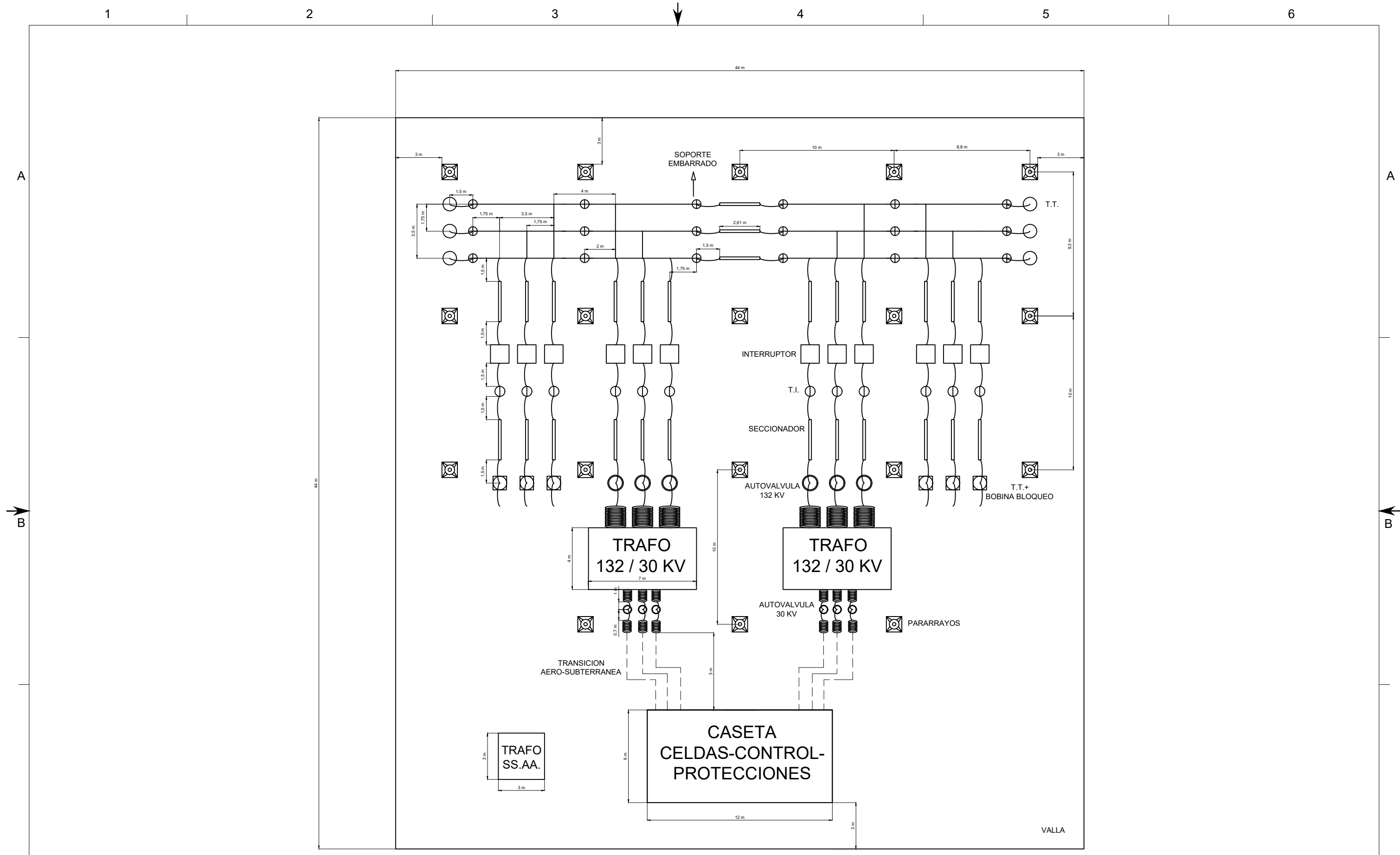
150 mm


0

1

2

3



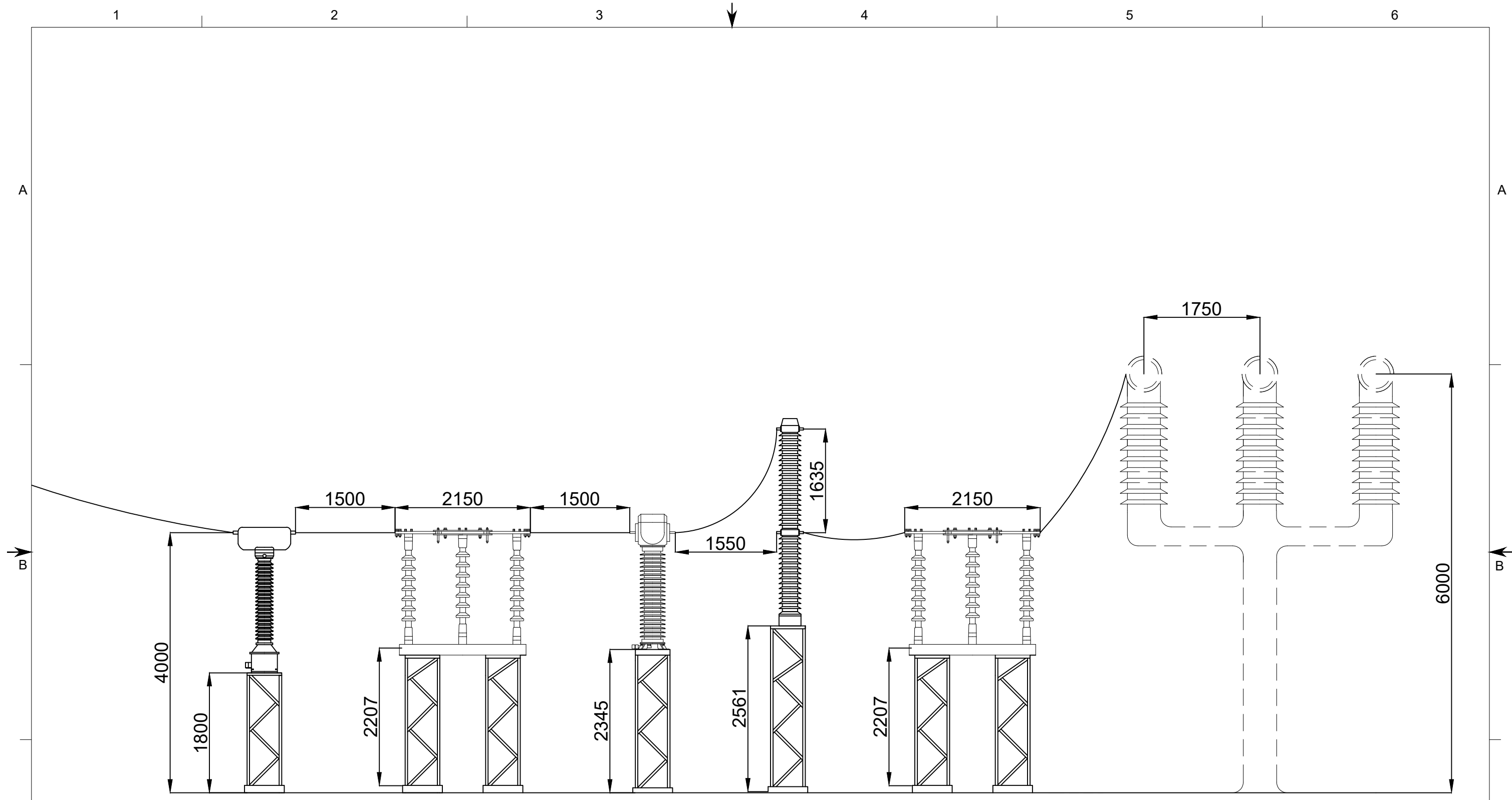
					PLANO NUMERO: 3	
					ESCALA - DIN-A3	
					ARCHIVO -	
0	-	J.R.	J.R.	P.E.	PLANO EN PLANTA SUBESTACION	
REV.	FECHA	DIBUJ.	COMP.	APROB.	CONCEPTO	
						
					PLANO EN PLANTA SUBESTACION	
					HOJA 3 SIGUE HOJA 4 REV. 0	


FORMATO ORIGINAL A3 (420 x 297)

0

↑

150 MM



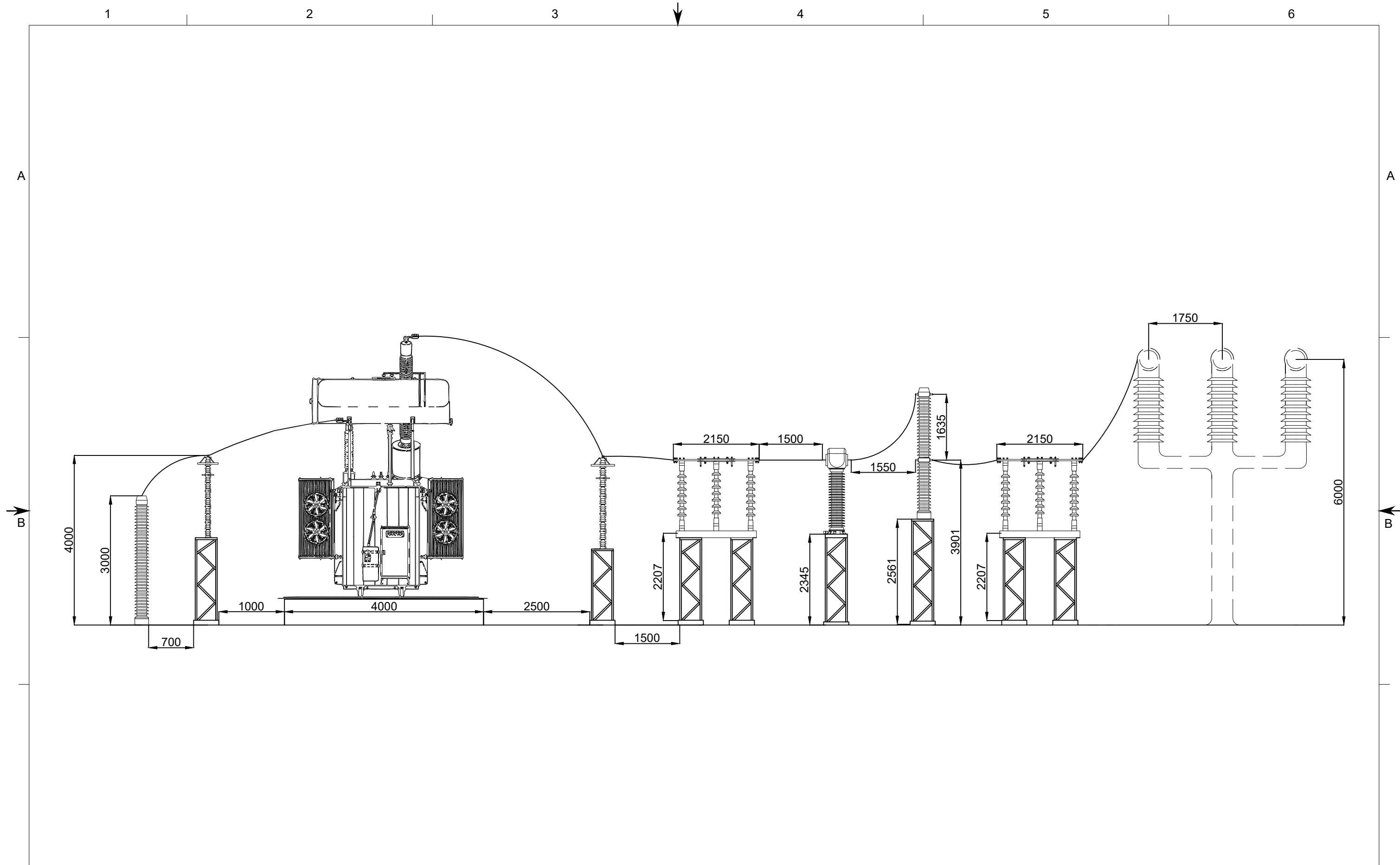
					 UPV EHU		LINEA ENTRADA 132 KV PLANO EN ALZADO SUBESTACIÓN		PLANO NUMERO: <div style="text-align: right;">4</div>		
									ESCALA <div style="text-align: right;">- DIN-A3</div>		
									ARCHIVO <div style="text-align: right;">-</div>		
0	-	J.R.	J.R.	P.E.	CONCEPTO				HOJA	SIGUE HOJA	REV.
REV.	FECHA	DIBUJ.	COMP.	APROB.							4

FORMATO ORIGINAL A3 (420 x 297)

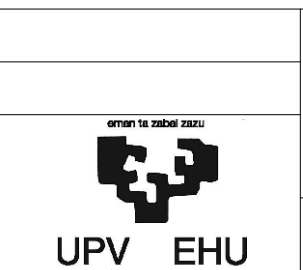
0

↑

150 MM



0	-	J.R.	J.R.	P.E.	PLANO EN ALZADO SUBESTACIÓN
REV.	FECHA	DIBUJ.	COMP.	APROB.	CONCEPTO



LINEA TRANSFORMADOR 132/30 KV
 PLANO EN ALZADO SUBESTACIÓN

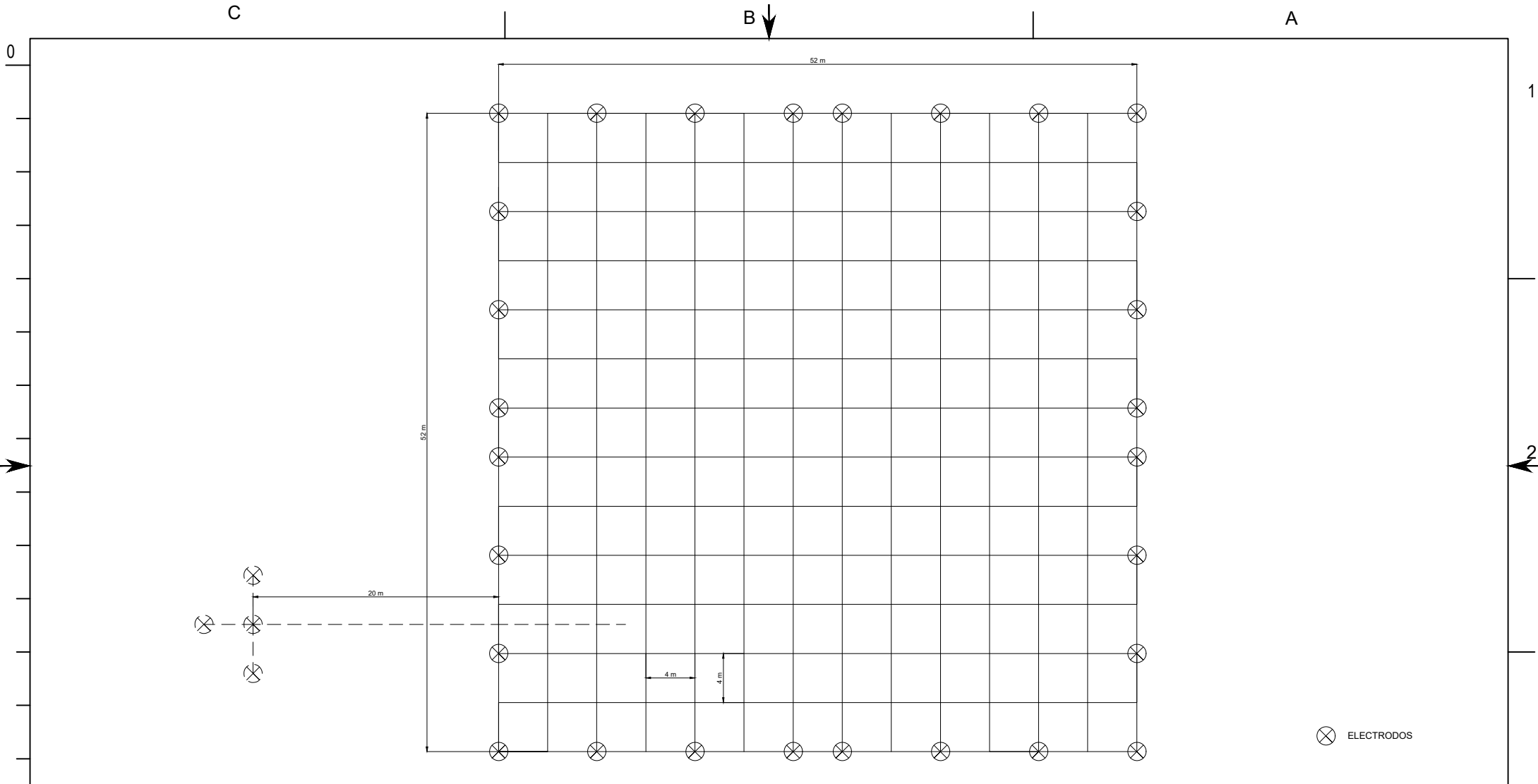
PLANO NUMERO:			5
ESCALA	-	DIN-A3	
ARCHIVO			
HOJA	5	SIGUE HOJA	6
REV.	0		

FORMATO ORIGINAL A3 (420 x 297)

0



150 MM



0	-	J.R.	J.R.	P.E.	SUBESTACION 132/30 KV
REV.	FECHA	DIBUJ.	COMP.	APROB.	CONCEPTO



RED DE TIERRAS

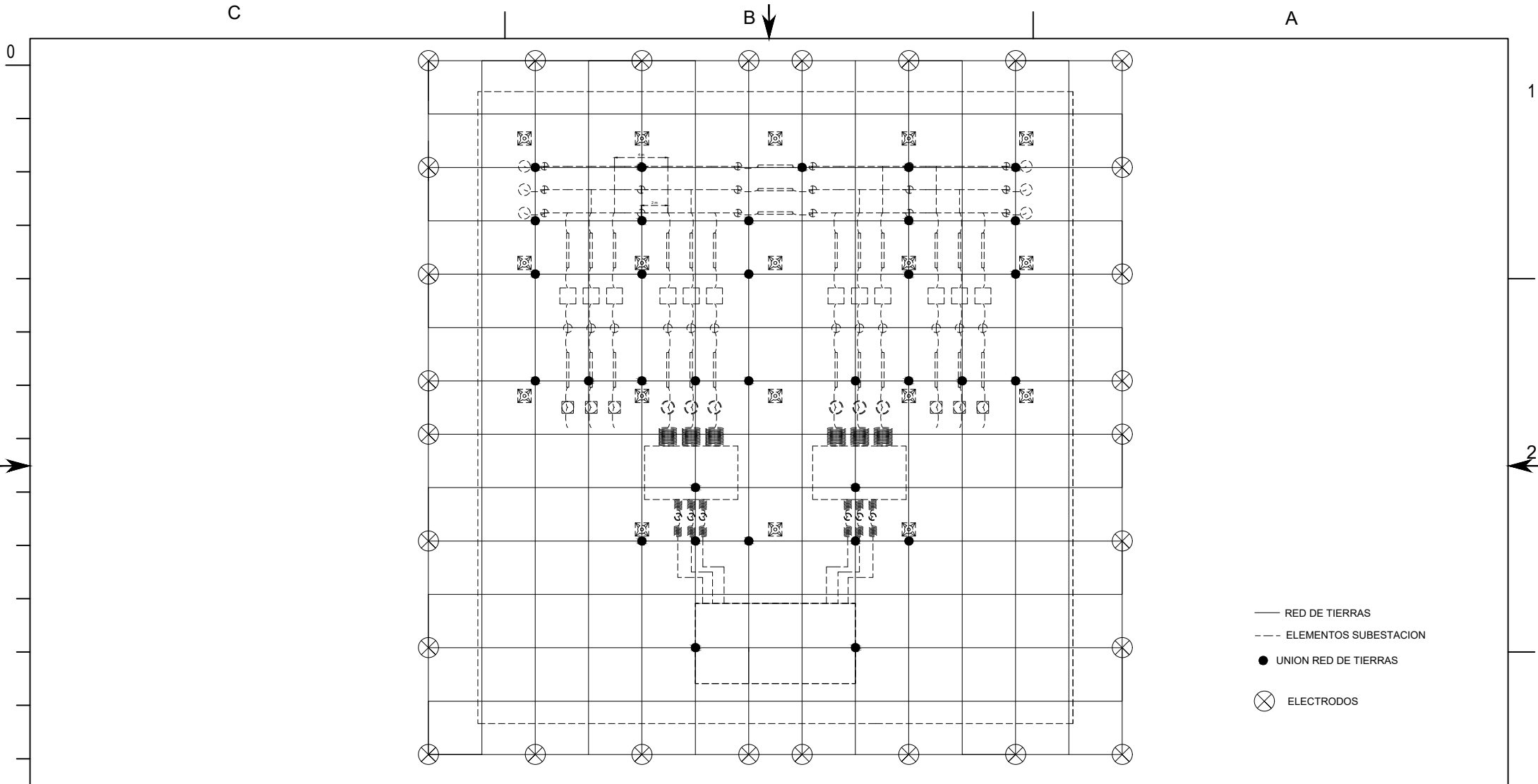
PLANO NUMERO:		6
ESCALA	-	DIN-A4
ARCHIVO		-
HOJA	6	SIGUE HOJA 7
		REV. 0

150 mm

1

2

3



- RED DE TIERRAS
- - - ELEMENTOS SUBESTACION
- UNION RED DE TIERRAS
- ⊗ ELECTRODOS

0	-	J.R.	J.R.	P.E.	SUBESTACION 132/30 KV
REV.	FECHA	DIBUJ.	COMP.	APROB.	CONCEPTO



-
 RED DE TIERRAS-ELEMENTOS METALICOS
 PUNTOS DE UNION
 RED DE TIERRAS

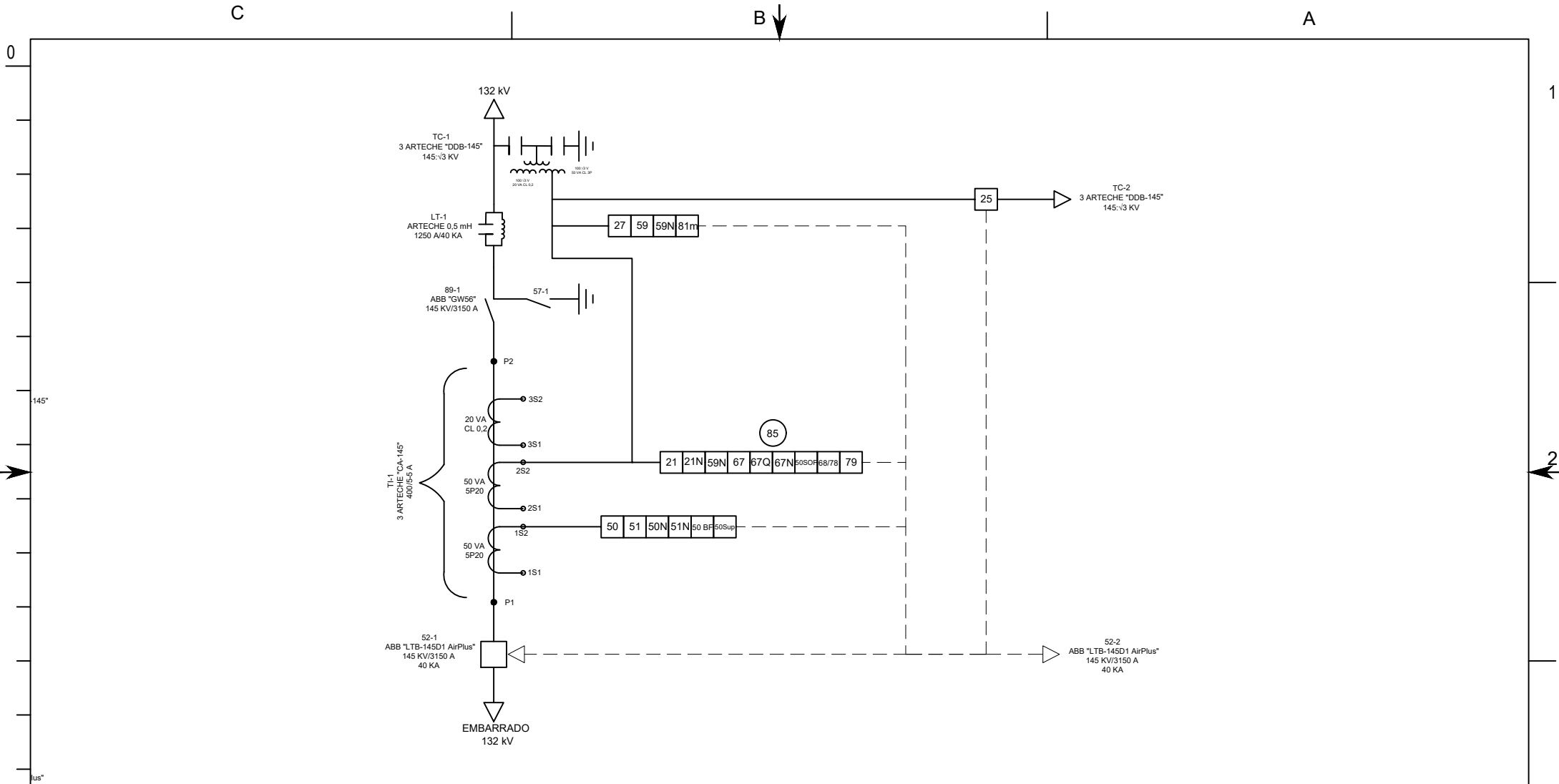
PLANO NUMERO:		7
ESCALA	-	DIN-A4
ARCHIVO		-
HOJA	7	SIGUE HOJA
		8
		REV.
		0

150 mm

1

2

3



0	-	J.R.	J.R.	P.E.	SUBESTACION 132/30 KV
REV.	FECHA	DIBUJ.	COMP.	APROB.	CONCEPTO



-
-
FUNCIONES DE PROTECCION LINEA 132 KV
PROTECCIONES

PLANO NUMERO:		8
ESCALA		- DIN-A4
ARCHIVO		-
HOJA	SIGUE HOJA	REV.
8	9	0

150 mm

0

145"

145"

1

2

3

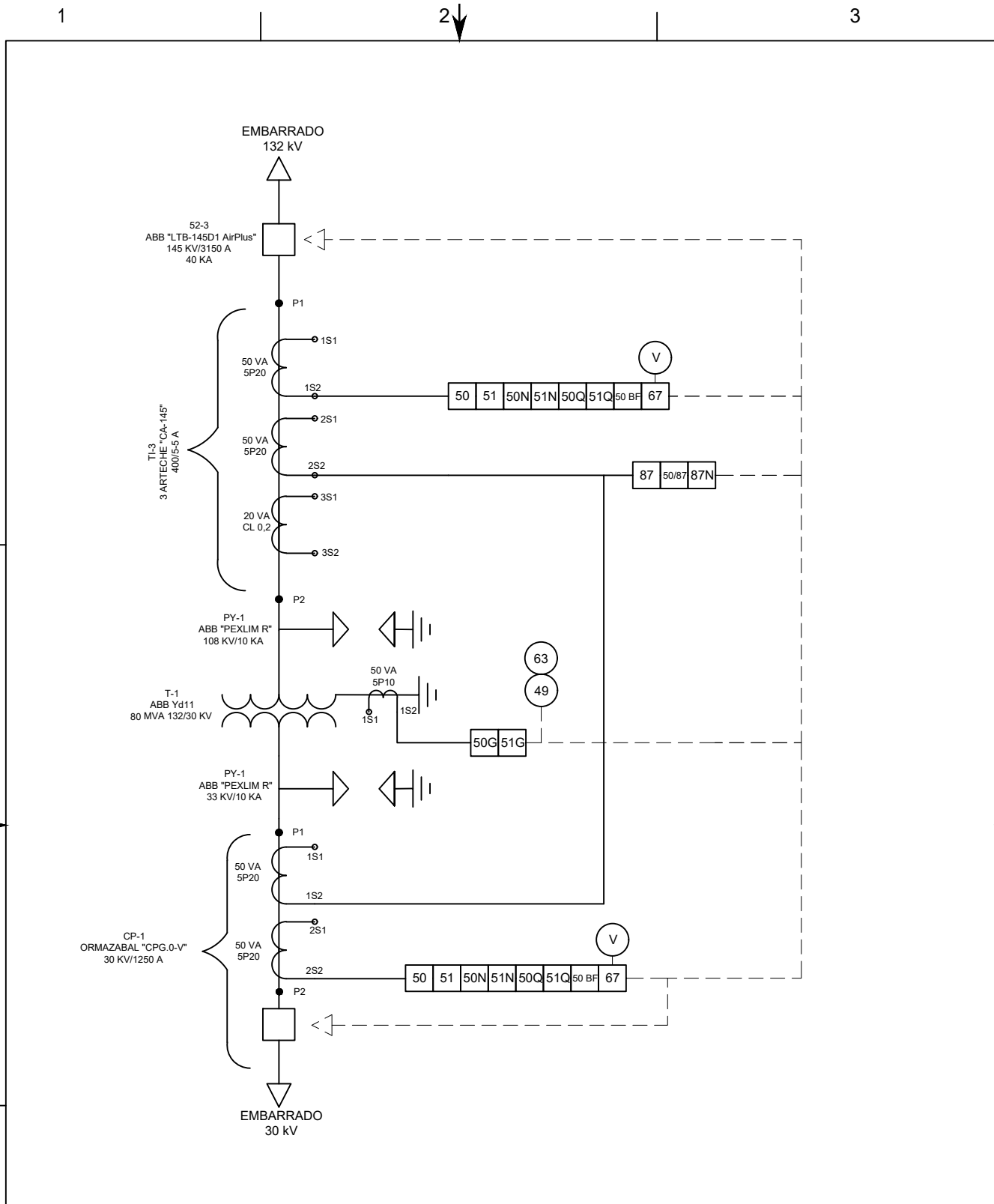
C

B

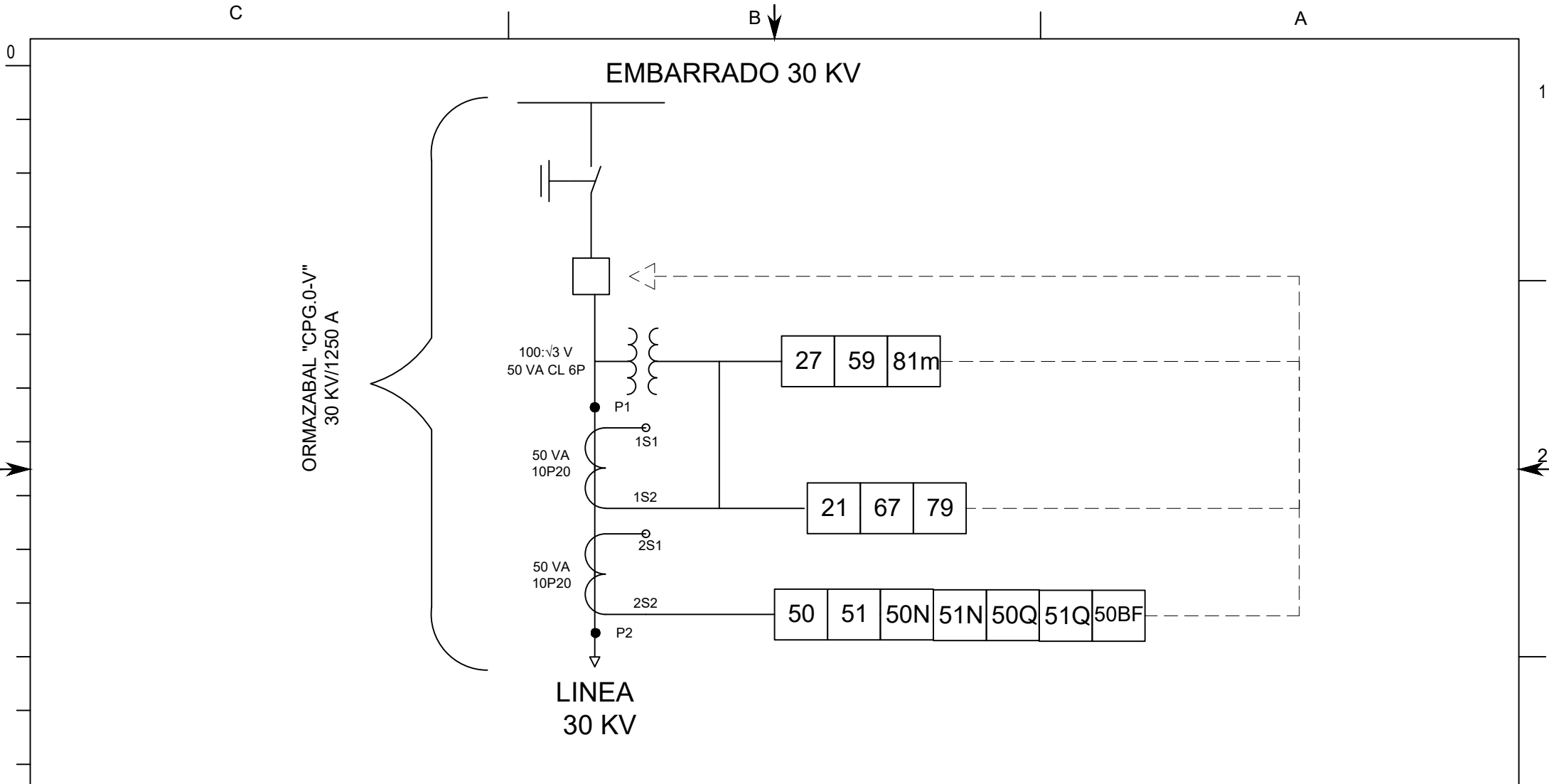
A

B

A



0	-	J.R.	J.R.	P.E.	SUBESTACIÓN 132/30 KV		 UPV EHU		
REV.	FECHA	DIBUJ.	COMP.	APROB.	CONCEPTO				
FUNCIONES DE PROTECCION LINEA TRANSFORMADOR PROTECCIONES						PLANO NUMERO:		9	
						ESCALA		-	DIN-A4
						ARCHIVO		-	
				HOJA	9	SIGUE HOJA	10	REV.	0



0	-	J.R.	J.R.	P.E.	SUBESTACION 132/30 KV	
REV.	FECHA	DIBUJ.	COMP.	APROB.	CONCEPTO	

-
-
FUNCIONES DE PROTECCION LINEA 30 KV
PROTECCIONES

PLANO NUMERO:		10	
ESCALA	-	DIN-A4	
ARCHIVO		-	
HOJA	10	SIGUE HOJA	-
		REV.	0

150 mm



B ↓

B ↑

C

A

A

1

2

3