

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
TRABAJO FINAL DE MÁSTER

***DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN
132/13,2 kV LIBRE DE SF₆***

Estudiante: Queréndez Fernández, Gonzalo

Director: Etxegarai Madina, Agurtzane

Año: 2021/2022

Fecha: Bilbao, 12 de Septiembre de 2022

RESUMEN

El presente proyecto abarca el diseño de una subestación verde de 132/13,2 kV, desarrollando principalmente las especificaciones eléctricas de la misma. Se trata de una subestación diseñada para aplicaciones de distribución que se desarrollará de acuerdo con el reglamento estipulado para este tipo de instalaciones en España.

Este documento tiene por objeto desarrollar la memoria técnica de una nueva subestación que se pueda denominar como “verde”, es decir, aquella en la que se deja de utilizar, en la medida de lo posible, materiales y/o servicios que repercutan negativamente en el comúnmente denominado “efecto invernadero”, como es el caso del SF₆.

Adicionalmente, se aprovecha la reflexión para evaluar los diseños, equipos, medios y servicios necesarios para la construcción de la subestación, de forma que se reduzca de forma significativa el impacto ambiental de la tecnología asociada a estas instalaciones. Se trata de aplicar nuevos desarrollos tecnológicos, disminución del equipamiento y materiales, el empleo de formas sostenibles en lo relativo a transporte de personal y de los equipos y la ejecución de las obras, mayor seguridad y salud para el personal en la operación y en el mantenimiento, etc.

En el documento se procede a realizar la selección de los equipos principales que forman parte de ella, explicando su funcionalidad y las características de dichos elementos. Adicionalmente, se tienen en cuenta todos los equipos o sistemas necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación. En lo que a seguridad respecta se procede a la realización de diferentes cálculos sobre los que se fundamenta el diseño de la red de tierras y el dimensionamiento de los equipos, así como selección de 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, se tiene en consideración la planificación de los aspectos económicos y legales que, aunque no muy a fondo, se abordarán a lo largo del proyecto.

Palabras clave

Subestación, 132/13,2 kV, Red de distribución, Doble barra,
Libre de SF₆, Efecto invernadero, Calentamiento global

LABURPENA

Proiektu hau 132/13,2 kV-ko azpiestazio berde baten diseinuan datza, batez ere bere ezaugarri elektrikoak garatuz. Banaketa-aplikazioetarako diseinatutako azpiestazioa da, eta Espainian mota honetako instalazioetarako ezarritako araudiaren arabera garatuko da.

Dokumentu honen xedea "berdea" dei daitekeen azpiestazio berri bati buruzko txosten teknikoa egitea da, hau da, ahal den neurrian, materialak eta/edo zerbitzuak erabiltzeari utziko diogun batean. normalean "berotegi-efektua" deitzen zaio, SF₆ eta beste batzuen kasuan bezala.

Gainera, hausnarketa egiten da azpiestazio bat eraikitzeke beharrezkoak diren diseinu, ekipamendu, bitarteko eta zerbitzu guztiak aztertuz, instalazio horiei lotutako teknologiek ingurumenean duten eragina nabarmen murrizteko xedearekin. Garapen teknologiko berriak aplikatzea, ekipamenduak eta materialak murriztea, langileak eta ekipamenduak garraiatzeko eta obren exekuziorako modu iraunkorrak, operazio eta mantentze lanetan langileen segurtasun eta osasun handiagoa, etab. Aplikatzea sustatzen da.

Dokumentuan azpiestazioa osatzen duten ekipamendu nagusiaren hautaketa egin da, bere funtzionaltasuna eta elementu horien ezaugarriak azalduz. Gainera, azpiestazioak behar bezala funtzionatzeko beharrezkoak diren ekipamendu edo sistema guztiak hartzen dira kontuan. Segurtasunari dagokionez, kalkulu desberdinak egin dira lursarearen diseinua eta ekipoen dimentsionatzea oinarritzat hartuta, baita ere azpiestazioa eta azpiestazioa konektatuta dagoen banaketa-sareko lineak babesteko babes-funtzio egokiak hautatu dira

Azkenik, plangintza, ekonomia eta lege kontuak daude, oso sakon ez bada ere, proiektuan zehar landuko direnak.

Gako-hitzak

Azpiestazioa, 132/13,2 kV, Banaketa sarea, Barra bikoitza,
SF₆ gabe, Berotegi-efektua, Berotze globala

ABSTRACT

This project consists of the design of a 132/13,2 kV green substation, mainly developing its electrical characteristics. It is a substation designed for distribution applications that will be developed in accordance with the regulations stipulated for this type of installation in Spain.

The purpose of this document is to prepare a technical report on a new substation that can be called "green", that is, one in which we stop using, as far as possible, materials and/or services that have a negative impact on the commonly called "greenhouse effect", as is the case of SF₆ and others.

Additionally, an analysis is made to evaluate all the designs, equipment, means and services necessary for the construction of a substation, to significantly reduce the environmental impact of the technology associated with these facilities. It is about applying new technological developments, reducing equipment and materials, sustainable ways in terms of personnel and equipment transportation and execution of works, greater safety and health for personnel in operation and maintenance, etc.

The document proceeds to the selection of the main equipment that forms part of it, explaining its functionality and the characteristics of said elements. Additionally, all the equipment or systems necessary for the correct operation of the substation are considered. As far as security is concerned, different calculations are carried out on which the design of the earth network and the sizing of the equipment are based, as well as the selection of the appropriate protection functions to protect both the substation and the lines of the distribution network to which the substation is connected.

Finally, planning, economic and legal considerations will be addressed throughout the project.

Keywords

Substation, 132/13,2 kV, Distribution network, Double bar,
SF₆ free, Greenhouse effect, Global warming

ÍNDICE

ÍNDICE	IV
ÍNDICE DE TABLAS	X
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE ACRÓNIMOS	XIII
I. MEMORIA.....	0
0. INTRODUCCIÓN	1
0.1. SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN	1
0.2. DISEÑO DE LA SUBESTACION 132/13 kV. I-DE	6
1. CONTEXTO	7
1.1. SISTEMA ELÉCTRICO	7
1.2. SUBESTACIÓN	8
1.3. SISTEMAS CON SF ₆	8
2. CARÁCTER Y EMPLAZAMIENTO.....	10
2.1. CARÁCTER.....	10
2.2. EMPLAZAMIENTO	10
3. OBJETIVOS Y ALCANCE.....	11
4. ESTADO DEL ARTE.....	13
4.1. ANALISIS DEL GAS SF ₆	13
4.1.1. <i>USO DEL SF₆ EN LA INDUSTRIA DE LA ENERGIA</i>	15
4.1.1.1. SF ₆ COMO MEDIO AISLANTE	16
4.1.1.2. SF ₆ COMO MEDIO INTERRUPTOR.....	17
4.1.2. <i>PROPIEDADES DEL SF₆</i>	18
4.1.3. <i>MONITORIZACIÓN Y MANTENIMIENTO</i>	19
4.1.4. <i>PELIGROS</i>	20
4.2. SUBESTACIÓN VERDE FRENTE A SUBESTACIÓN LIBRE DE SF ₆	22
4.3. ALTERNATIVAS AL SF ₆	24
4.3.1. <i>REQUISITOS</i>	24
4.3.2. <i>ALTERNATIVAS DE AISLAMIENTO</i>	26
4.4. MATERIALES Y EQUIPOS CON AFECTACIÓN DIRECTA EN LA “HUELLA ECOLÓGICA”	30
4.4.1. <i>TRANSFORMADORES</i>	30
4.4.2. <i>APARELLAJE DE 132 KV</i>	33
4.4.2.1. SOLUCIÓN GENERAL ELECTRIC	34
4.4.2.2. SOLUCIÓN SIEMENS	35
4.4.2.3. SOLUCIÓN ABB	36
4.4.3. <i>APARELLAJE DE MEDIA TENSIÓN</i>	36
4.5. MATERIALES, EQUIPOS Y SERVICIOS CON AFECTACIÓN INDIRECTA EN LA “HUELLA VERDE” ..	40
4.5.1. <i>EQUIPOS ADICIONALES CON USO DE FLUIDOS POTENCIALMENTE CONTAMINANTES</i>	40
4.5.1.1. EQUIPOS DE EXTINCIÓN DE INCENDIOS	40
4.5.1.2. EQUIPOS DE REFRIGERACIÓN.....	41
4.5.2. <i>EQUIPOS Y MATERIALES SIGNIFICATIVOS</i>	41
4.5.3. <i>TRANSPORTES</i>	42
4.5.4. <i>EMBALAJES Y OTROS</i>	42
4.6. INCREMENTO DE COSTE Y REDUCCIÓN DE CO ₂	44
5. BENEFICIOS QUE APORTA EL PROYECTO	48
5.1. MEDIO AMBIENTE	49

5.2.	SISTEMA ELÉCTRICO Y SUS CONSUMIDORES	51
5.3.	EMPLEO	52
6.	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	53
6.1.	INTERRUPTOR.....	53
6.2.	SECCIONADOR	56
6.3.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	57
6.4.	TRANSFORMADORES DE MEDIDA	57
6.4.1.	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD.....	58
6.4.2.	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	62
6.5.	CELDAS	66
6.6.	SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES	68
6.7.	FUNCIONES DE PROTECCIÓN, CONTROL Y COMUNICACIONES	70
6.8.	CONFIGURACIÓN DE BARRAS EN ALTA	71
6.8.1.	BARRA SIMPLE	71
6.8.2.	BARRA SIMPLE PARTIDA	72
6.8.3.	BARRA SIMPLE CON BARRA DE TRANSFERENCIA	73
6.8.4.	DOBLE BARRA CON SIMPLE INTERRUPTOR	74
6.8.5.	CONFIGURACIÓN EN ANILLO	76
6.9.	COMPARACION DE ELEMENTOS CON Y SIN SF ₆	77
7.	ELECCIÓN DE ALTERNATIVAS	79
7.1.	NUMERO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	82
7.2.	CONFIGURACIÓN DE BARRAS	83
7.2.1.	CONFIGURACIÓN EN AT.....	83
7.2.2.	CONFIGURACIÓN EN BT.....	84
8.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	85
8.1.	SISTEMA DE 132 KV.....	85
8.1.1.	CARACTERISTICAS TECNICAS GENERALES.....	87
8.1.2.	INTERRUPTORES AUTOMATICOS.....	87
8.1.3.	SECCIONADORES.....	88
8.1.3.1.	SECCIONADORES DE AISLAMIENTO DE BARRAS Y LINEAS.....	88
8.1.3.2.	SECCIONADORES RAPIDOS DE PUESTA A TIERRA.....	88
8.1.4.	TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD	88
8.1.5.	TRANSFORMADORES DE TENSION	89
8.2.	SISTEMA DE 13 KV.....	90
8.2.1.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES.....	92
8.2.2.	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.....	92
8.2.3.	SECCIONADORES DE AISLAMIENTO Y PUESTA A TIERRA	93
8.2.4.	TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD	93
8.2.5.	TRANSFORMADORES DE TENSION	94
8.2.6.	TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES.....	94
8.2.7.	BATERIAS DE CONDENSADORES.....	95
8.3.	ESTRUCTURA METÁLICA, EMBARRADOS Y AISLADORES	97
8.3.1.	ESTRUCTURA METÁLICA	97
8.3.1.1.	CARACTERISTICAS GENERALES.....	97
8.3.1.2.	ESTRUCTURA METÁLICA NECESARIA EN LA INSTALACIÓN	99
8.3.2.	EMBARRADOS.....	100
8.3.2.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL Y CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO	100
8.3.2.2.	EMBARRADOS DE 132 KV	101

8.3.2.3.	EMBARRADOS DE 13,2 KV	101
8.3.2.4.	PIEZAS DE CONEXIÓN	101
8.3.3.	<i>RED DE TIERRAS</i>	102
8.4.	CUADROS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES	104
8.4.1.	<i>DESCRIPCIÓN GENERAL</i>	104
8.4.2.	<i>UNIDADES DE CONTROL</i>	104
8.4.3.	<i>PROTECCIONES</i>	105
8.4.3.1.	SISTEMA DE 132KV	105
8.4.3.2.	TRANSFORMADOR	106
8.4.3.3.	SISTEMA DE 13,2 KV	106
8.4.4.	<i>ARMARIOS DE CONTROL Y PROTECCIONES</i>	107
8.5.	MEDIDA	108
8.5.1.	<i>MEDIDA DE ENERGIA</i>	108
8.5.2.	<i>RESTO DE MEDIDAS</i>	108
8.5.3.	<i>TELECONTROL</i>	108
8.6.	SERVICIOS AUXILIARES	109
8.6.1.	<i>SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA</i>	109
8.6.2.	<i>SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA</i>	109
9.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	111
9.1.	INTENSIDAD NOMINAL	111
9.2.	CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS	112
9.2.1.	<i>REDES DE SECUENCIA</i>	114
9.2.1.1.	SECUENCIA DIRECTA	115
9.2.1.2.	SECUENCIA INVERSA	117
9.2.1.3.	SECUENCIA HOMOPOLAR	119
9.2.2.	<i>RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS</i>	121
9.2.2.1.	CORTOCIRCUITO EN BARRA 132 KV	122
9.2.2.2.	CORTOCIRCUITO EN BARRA 13,2 KV	124
9.2.2.3.	RESUMEN DE RESULTADOS	126
9.2.3.	<i>CONCLUSIONES</i>	127
9.3.	NIVELES DE AISLAMIENTO	128
9.4.	DISTANCIAS MÍNIMAS	129
9.5.	CÁLCULOS EMBARRADOS	132
9.5.1.	<i>EMBARRADOS</i>	132
9.5.2.	<i>CONDUCTORES DE CABLE AISLADO</i>	132
9.6.	CÁLCULO DE TIERRAS INFERIORES	134
9.6.1.	<i>OBJETO</i>	134
9.6.2.	<i>METODOLOGÍA Y HERRAMIENTA UTILIZADA</i>	134
9.6.3.	<i>DATOS DE ENTRADA E HIPÓTESIS DE CÁLCULO</i>	135
9.6.3.1.	DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	135
9.6.3.2.	DATOS DEL TERRENO Y DE LOS CONDUCTORES DE TIERRA	135
9.6.3.3.	RESISTIVIDAD DEL TERRENO	136
9.6.3.4.	DATOS GEOMÉTRICOS	137
9.6.3.5.	DATO INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO	138
9.6.4.	<i>DATOS DE SALIDA: RESULTADOS</i>	138
9.6.4.1.	CONDUCTOR DE TIERRA	138
9.6.4.2.	ANÁLISIS INTENSIDADES APORTADAS POR LAS LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN	139
9.6.4.3.	CÁLCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO ADMISIBLES (ITC – RAT 13)	139
9.6.4.4.	CÁLCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO TRASMITIDAS AL TERRENO	141

9.6.5.	CONCLUSIÓN	143
9.7.	CÁLCULO DE ESTRUCTURAS METÁLICAS	144
9.7.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL	144
9.7.2.	NORMATIVA APLICADA	144
9.7.3.	MATERIALES UTILIZADOS.....	144
9.7.4.	CARGAS CONSIDERADAS.....	145
9.7.4.1.	CARGAS PERMANENTES (G)	145
9.7.4.2.	CARGAS VARIABLES (Q)	145
9.7.4.3.	CARGAS ACCIDENTALES (A)	146
9.7.5.	COMBINACIONES DE CARGA	147
9.7.6.	SOPORTES DE LA APARAMENTA.....	148
9.7.6.1.	CARGAS	148
9.7.6.2.	DATOS DE SALIDA (RESULTADOS)	148
9.8.	CÁLCULO DE LAS CIMENTACIONES DE LA APARAMENTA	150
10.	CAMPOS MAGNÉTICOS.....	151
10.1.	OBJETO	151
10.2.	NORMATIVA VIGENTE	152
10.3.	CRITERIOS DE APLICACIÓN	153
10.4.	CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN	154
10.5.	ANÁLISIS DE CAMPOS MAGNÉTICOS	155
10.5.1.	CRITERIOS Y CONSIDERACIONES	155
10.5.2.	APLICACIÓN DE SUPERPOSICIÓN	155
10.6.	RESULTADOS OBTENIDOS.....	156
10.6.1.	ACOMETIDA 132 KV EN SUBTERRÁNEO.....	156
10.6.2.	ACOMETIDA SUBTERRÁNEA DE MT.....	157
10.6.3.	TRANSFORMADORES DE POTENCIA 132/13,2 KV	157
10.6.4.	CELDAS GIS 132 KV.....	160
10.6.5.	RESTO APARELLAJE	160
10.7.	CONCLUSIONES	161
11.	ANÁLISIS DE RIESGOS	162
II.	METODOLOGIA.....	168
1.	INTRODUCCIÓN	169
2.	FASES SEGUIDAS.....	170
2.1.	SUBESTACIÓN LIBRE DE SF ₆ - ZORROTZAURRE.....	172
2.2.	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	173
2.3.	ESQUEMA UNIFILAR	174
2.4.	CÁLCULOS.....	175
2.5.	SELECCIÓN DE EQUIPOS	176
2.6.	DISPOSICIÓN DE LOS EQUIPOS	177
2.7.	RED DE TIERRAS	178
2.8.	ELEMENTOS DEFINITIVOS.....	179
2.9.	ANÁLISIS DE RIESGOS Y PLIEGO DE CONDICIONES.....	180
2.10.	DOCUMENTO.....	181
3.	RESUMEN DE LAS FASES	182
3.1.	DIAGRAMA GANTT	183
III.	ASPECTOS ECONÓMICOS	184
1.	OBRA ELÉCTRICA.....	185
1.1.	SISTEMA DE 132 KV.....	185

1.1.1.	ELEMENTOS INDUSTRIALES DE TRABAJO	185
1.1.2.	ELEMENTOS AUXILIARES DE TRABAJO	185
1.2.	SISTEMA DE 13,2 KV	186
1.2.1.	ELEMENTOS INDUSTRIALES DE TRABAJO	186
1.2.2.	ELEMENTOS AUXILIARES DE TRABAJO	187
1.3.	TRANSFORMACIÓN	188
1.3.1.	ELEMENTOS INDUSTRIALES DE TRABAJO	188
1.3.2.	ELEMENTOS AUXILIARES DE TRABAJO	188
1.4.	CONTROL, PROTECCIÓN Y SERVICIOS AUXILIARES	189
1.4.1.	ELEMENTOS INDUSTRIALES DE TRABAJO	189
1.4.2.	ELEMENTOS AUXILIARES DE TRABAJO	190
2.	OBRA CIVIL	190
3.	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	191
4.	INSTALACIONES COMPLEMENTARIAS	191
5.	RESUMEN	191
IV.	CONCLUSIONES	192
1.	CONCLUSIONES	193
2.	LINEAS FUTURAS	194
3.	CONTRIBUCIONES E INNOVACIÓN	195
V.	BIBLIOGRAFIA	196
VI.	ANEXO 1: PLIEGO DE CONDICIONES	202
1.	NORMATIVA	203
1.1.	NORMATIVA ESTATAL	203
1.2.	NORMATIVA AUTONÓMICA	205
1.3.	NORMATIVA LOCAL	205
1.4.	CÓDIGOS Y NORMAS DE CELDAS BLINDADAS	205
1.5.	COMPATIBILIDAD ELECTROMÁGNÉTICA	206
VII.	ANEXO 2: PLANOS	207
VIII.	ANEXO 3: DOCUMENTOS	218
1.	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS	219
	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE HEXAFLORURO DE AZUFRE	219
	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE VACÍO	222
2.	CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS	224
3.	FUNCIONES DE PROTECCIÓN	226
3.1.	PROTECCIÓN DE SOBREENSIDAD 50/51	226
3.2.	PROTECCION DIRECCIONAL 67	228
3.3.	FUNCIÓN DE REENGANQUE 79	229
3.4.	PROTECCIÓN DE DISTANCIA 21	230
3.5.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87	232
3.6.	VARIACIONES DE TENSIÓN 27/59	234
3.7.	VARIACIONES DE FRECUENCIA 81 M/M	235
4.	CONTROL Y COMUNICACIONES	236
4.1.	CONTROL	236
4.1.1.	ELEMENTOS SISTEMA DE CONTROL	237
4.1.2.	TOPOLOGÍA	238
4.2.	COMUNICACIONES	241
4.2.1.	TELEPROTECCIÓN	242

4.2.2.	COMUNICACIÓN DIGITAL.....	243
4.3.	SIPCO SUBESTACIÓN.....	248
5.	ALUMBRADO Y FUERZA	250
5.1.	OBJETO	250
5.2.	ALUMBRADO Y FUERZA INTERIOR EDIFICIOS.....	251
5.2.1.	DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO.....	251
5.2.2.	INSTALACIÓN DE ALUMBRADO	251
5.2.3.	INSTALACIÓN DE FUERZA	252
5.2.4.	CABLES Y CONEXIONADO.....	252
5.3.	ALUMBRADO EXTERIOR.....	253
6.	VENTILACIÓN Y CLIMATIZACIÓN	255
6.1.	OBJETO	255
6.2.	NORMATIVA	256
6.3.	DESCRIPCIÓN GENERAL	258
6.3.1.	PLANTA SÓTANO	258
6.3.2.	PLANTA BAJA	259
6.3.2.1.	SALAS TRANSFORMADORES T-1 Y T-2.....	259
6.3.2.2.	SALAS CELDAS MT	261
6.3.2.3.	SALA CELDAS Y SÓTANO GIS 132 KV	262
6.3.2.4.	SALA PCI	263
6.3.2.5.	SALA NOVEC.....	263
6.3.3.	PLANTA PRIMERA	263
6.3.3.1.	SALA DE EQUIPOS.....	264
6.3.3.2.	SALA DE CONTROL Y COMUNICACIONES	264
7.	SISTEMA CONTRAINCENDIOS	266
7.1.	OBJETO	266
7.2.	NORMATIVA	267
7.3.	MEDIDAS ADOPTADAS	268
7.3.1.	SECTORIZACIÓN	268
7.3.2.	COMPORTAMIENTO AL FUEGO DE LOS MATERIALES.....	268
7.3.3.	COMPORTAMIENTO AL FUEGO DE ELEMENTOS PORTANTES	269
7.3.4.	RESISTENCIA AL FUEGO ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS CERRAMIENTO.....	269
7.3.5.	EVACUACION	269
7.3.6.	VENTILACIÓN Y ELIMINACIÓN DE HUMOS Y GASES	269
7.3.7.	INSTALACIONES TÉCNICAS DE SERVICIOS	270
7.4.	REQUISITOS DE LAS INSTALACIONES	271
7.4.1.	SISTEMAS AUTOMÁTICOS DE DETECCIÓN DE INCENDIOS.....	271
7.4.2.	SISTEMAS MANUALES DE ALARMA DE INCENDIOS	273
7.4.3.	SISTEMAS DE COMUNICACIÓN DE ALARMA.....	273
7.4.4.	SISTEMAS DE ABASTECIMIENTO DE AGUA	273
7.4.5.	EXTINTORES DE INCENDIOS.....	274
7.4.6.	SISTEMAS DE ESPUMA DE MEDIA EXPANSIÓN	274
7.4.7.	SISTEMAS DE EXTINCIÓN POR AGENTE GASEOSO	275
7.4.8.	ALUMBRADO DE EMERGENCIA	276
7.4.9.	SEÑALIZACIÓN	276

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. GWP de gases de efecto invernadero [44].	14
Tabla 2. Propiedades clave de SF ₆ para aplicaciones [44].	19
Tabla 3. Descripción del peligro del gas SF ₆ y sus subproductos [44].	21
Tabla 4. Rigidez dieléctrica relativa de PFC (en comparación con SF ₆) [44].	28
Tabla 5. Comparativa entre diferentes fluidos aislantes [46].	31
Tabla 6. Características de los ésteres [45].	32
Tabla 7. Características de los fluidos según IEC 61100 [45].	32
Tabla 8. Soluciones propuestas por los principales fabricantes. Elaboración propia.	34
Tabla 9. Opciones de celdas de MT Aisladas en aire [46].	37
Tabla 10. Incremento de coste por equipo, porcentual. Elaboración propia.	44
Tabla 11. Toneladas equivalentes gas SF ₆ ahorradas Elaboración propia.	45
Tabla 12. Cantidad de CO ₂ ahorrada por equipos. Elaboración propia.	45
Tabla 13. Reducción de CO ₂ por proceso en la ST Verde. Elaboración propia.	47
Tabla 14. Clases de precisión para medida de los T.I. [27].	61
Tabla 15. Clase de precisión para protección de los T.I.[27].	62
Tabla 16. Modos de conexión de los T.T. [28].	64
Tabla 17. Clase de precisión para medida de los T.T.[28].	65
Tabla 18. Clase de precisión para protección de los T.T.[28].	65
Tabla 19. Comparativa de elementos con y sin SF ₆ . Elaboración propia.	77
Tabla 20. Configuración de barras en AT. Elaboración propia.	83
Tabla 21. Designaciones de aceros para perfiles [48].	98
Tabla 22. Designaciones en vigor según la norma [48].	98
Tabla 23. Valores de secuencia directa. Elaboración propia.	115
Tabla 24. Valores de secuencia inversa. Elaboración propia.	117
Tabla 25. Valores de secuencia homopolar. Elaboración propia.	119
Tabla 26. Resumen de cálculos. Elaboración propia.	126
Tabla 27. Tabla de distancias mínimas [32].	129
Tabla 28. Resistividad del terreno. Elaboración propia.	136
Tabla 29. Reparto de corriente de falta. Elaboración propia.	139
Tabla 30. Valores de tensión en base de la corriente de falta. Elaboración propia.	139
Tabla 31. Resultados obtenidos. Elaboración propia.	141
Tabla 32. Tensiones de paso y contacto máximas. Elaboración propia.	141
Tabla 33. Resultados obtenidos. Elaboración propia.	143
Tabla 34. Coeficientes de mayoración [32].	147
Tabla 35. Coeficientes de combinación [32].	147
Tabla 36. Niveles de campo según la norma [32].	153
Tabla 37. Niveles de probabilidad. Elaboración propia.	164
Tabla 38. Niveles de impacto. Elaboración propia.	164
Tabla 39. Tabla de impacto y probabilidad. Elaboración propia.	165
Tabla 40. Resumen del presupuesto. Elaboración propia.	191

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Elementos de una subestación de distribución [1].....	2
Figura 2. Transformador eléctrico [3].	2
Figura 3. Varios tipos de celdas [4].	3
Figura 4. Transformadores de medida [5].	4
Figura 5. Relé multifunción [6].	5
Figura 6. Elementos del sistema eléctrico [7].	7
Figura 7. Características técnicas de distintos gases [44].	22
Figura 8. Distancias eléctricas en base de la tensión y presión de distintos medios. ..	53
Figura 9. Comparación de rigidez dieléctrica para medios desionizantes [20].	53
Figura 10. Funcionamiento de un interruptor automático [20].	55
Figura 13. Seccionador de apertura central.	56
Figura 11. Seccionador de apertura lateral [23].	56
Figura 12. Seccionador de tipo pantógrafo [23].	56
Figura 14. Transformadores de medida existentes [24].	57
Figura 15: Transformador de intensidad tipo [25].	58
Figura 16. Transformador de tipo bobinado [27].	59
Figura 17. Transformador de corriente tipo barra [27].	59
Figura 18. Esquema de T.I.	61
Figura 19. Esquema de T.T.	64
Figura 20. Disposición de celdas de una línea [29].	67
Figura 21. Configuración de barra simple [20].	71
Figura 22. Configuración de barra simple con bypass [20].	72
Figura 23. Configuración de barra simple partida [20].	73
Figura 24. Configuración de barra simple con barra de transferencia [20].	73
Figura 25. Configuración de doble barra simple interruptor [20].	74
Figura 26. Configuración de doble barra doble interruptor [20].	75
Figura 27. Configuración de doble barra interruptor y medio [20].	75
Figura 28. Configuración en anillo [20].	76
Figura 29. Esquema unifilar simplificado.	114
Figura 30. Configuración de secuencia directa.	116
Figura 31. Configuración de secuencia inversa.	118
Figura 32. Configuración de secuencia homopolar	120
Figura 33. Esquema de falta trifásica.	121
Figura 35. Equivalentes de Thevenin en AT.	122
Figura 34. Esquema falta monofásica.	122
Figura 36. Equivalentes de Thevenin falta monofásica en AT.	123
Figura 37. Equivalentes de Thevenin en BT.	124
Figura 38. Equivalentes de Thevenin falta monofásica en BT.	125
Figura 39. Resultados del programa de red de tierras.	136
Figura 40. Red mallada de la subestación.	137
Figura 41. Mapa de tensiones de contacto en la instalación.	142
Figura 42. Mapa de tensiones de paso en la instalación.	142
Figura 43. Campo magnético generado.	156

Figura 44. Campo magnético de la acometida.....	157
Figura 45. Campo magnético del trafo de 0 a 2 metros.....	158
Figura 46. Campo magnético del trafo de 2 a 5 metros.....	158
Figura 47. Campo de las celdas GIS.	160
Figura 48. Medios de interrupción de interruptores.	219
Figura 49. Interruptor tipo soplador de presión única.	220
Figura 50. Esquema del interruptor automático de 'autoexplosión'.....	221
Figura 51. Sección transversal del interruptor automático de vacío.	222
Figura 52. Ilustración de contacto del disyuntor de vacío.....	223
Figura 53. Secuencia directa, inversa y homopolar.....	225
Figura 54. Curvas IEC para relés de protección.....	228
Figura 55. Protección direccional 67.	229
Figura 56. Zonas de funcionamiento de relés de distancia [31].....	231
Figura 57. Zonas de funcionamiento de relés de distancia.....	232
Figura 58. Protección diferencial.....	233
Figura 59. Zonas de operación.	234
Figura 60. Jerarquía del control y comunicaciones.	236
Figura 61. Arquitectura HMI.	239
Figura 62. Arquitectura RTU centralizada.	240
Figura 63. Arquitectura distribuida.	240
Figura 64. Sistema de comunicación.	241
Figura 65. Sistema de teleprotección.....	242
Figura 66. Modelo OSI.....	245
Figura 67. Conector RS-232.	246
Figura 68. Conector RS-485.	246
Figura 69. Subestación SIPCO.	248
Figura 70. Niveles del SIPCO.	249

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

AEDIVE	Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso del Vehículo Eléctrico
AIS	Air Insulated Switchgear
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
CAPEX	Inversiones en bienes de capital
CCVT	Transformador de Tensión Acoplado por Capacitor
CVT	Transformador de Tensión Capacitor
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CMT	Celdas de Media Tensión
FI	Fallo Interruptor
FS	Factor de Seguridad
G³	Green Gas for Grids
GE	General Electric
GEI	Efecto Gas Invernadero
GIL	Gas Insulated Lines
GIS	Gas Insulated Switchgear
GWP	Global Warming Effect
HMI	Interfaz Humano Maquina
HV	High Voltage
i-DE	Iberdrola Redes Eléctricas Inteligentes
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IPL	Intensidad Primaria Limite
ITC	Instrucción Técnica Complementaria
MAT	Muy Alta Tensión
MT	Media Tensión

OCPD	Dispositivo de Protección contra Sobreintensidad
ODP	Ozone Depletion Potential
OPGW	Conductor de Tierra de las Líneas Aéreas
PCA	Potencial de Calentamiento Atmosférico
PDB	Protección Diferencial de Barras
RD	Real Decreto
RLAT	Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión
SAS	Sistema de Control de Protección
SF₆	Hexafluoruro de Azufre
SIPCO	Sistema Integrado de Protección y Control
ST	Subestación Transformadora
TI	Transformador de Intensidad
TM	Transformador de Medida
TP	Transformador de Potencia
TRL	Technology Readyness Level
TT	Transformador de Tensión
UCP	Unidad de Control de Posición
UCS	Unidad de Protección de Subestación

I. MEMORIA

0. INTRODUCCIÓN

En este documento se realiza el desarrollo de una subestación transformadora de distribución de 132 a 13,2 kV libre de SF₆. En su primera parte, se presenta el contexto de la subestación, la ubicación y los aspectos que condicionan su estructura.

Posteriormente se van a exponer los objetivos a conseguir y se definirá el alcance que tiene el proyecto, analizando qué aspectos se desarrollarán y cuáles no. A continuación se expondrán los beneficios que aporta este trabajo, determinando qué partes se ven beneficiados por éste y cuáles son sus particulares beneficios.

El siguiente apartado estará relacionado el estado del arte de las subestaciones, donde se mostrará cuáles son las tendencias actuales y qué rumbo es el que se está tomando en el sector. Seguido del cual se hará un análisis extenso del gas SF₆ y se analizarán todas sus alternativas y puntos de mejora.

Seguido, se presenta un apartado directamente relacionado con la subestación diseñada y las posibilidades existentes. Mostrando en primer lugar varias alternativas, las cuales 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 planifican 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 todos los elementos del proyecto. Además, el presupuesto sirve de punto de partida para analizar algunos de los posibles riesgos que podrían llevar el proyecto al fracaso y que se deben evitar.

Para finalizar, se van a resumir los aspectos más relevantes del proyecto en un último apartado de conclusiones, con la intención de ofrecer una visión global del mismo y definir apartados con futuros desarrollos.

0.1. SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Las subestaciones de distribución reducen el voltaje de las líneas de transmisión hasta el nivel de las redes de distribución de energía. Estas redes proporcionan electricidad a los consumidores, tanto domésticos como industriales. Suelen tener tensiones de entre 3 kV y 30 kV. Antes de ser utilizado por los consumidores, debe ser transformado nuevamente para reducir hasta los niveles de tensión adecuados para su consumo final.

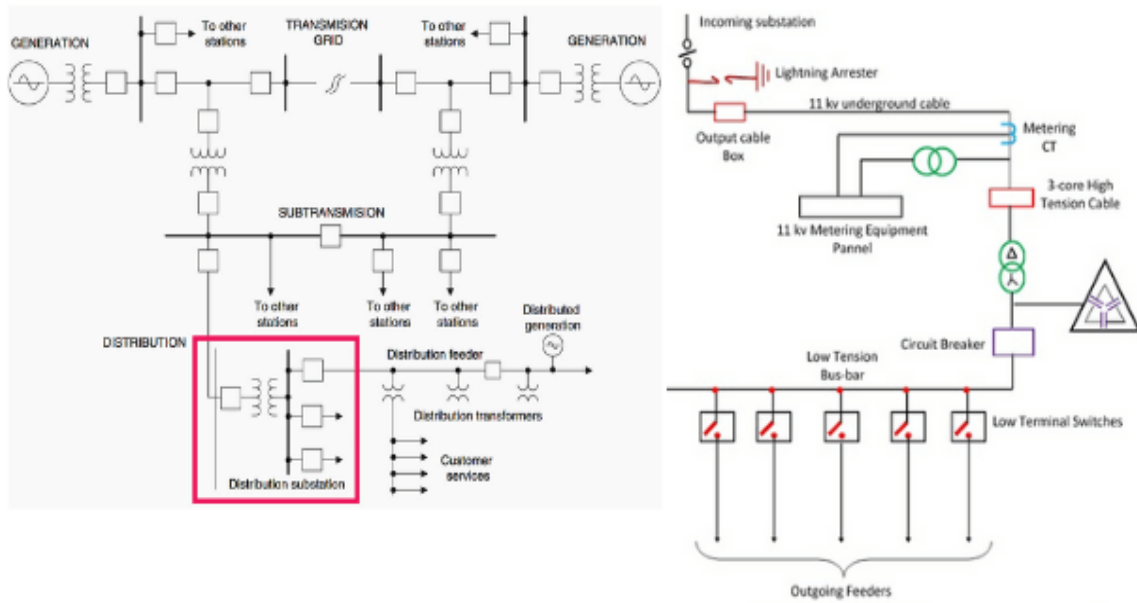


Figura 1. Elementos de una subestación de distribución [1].

A continuación, se van a analizar los elementos más importantes de las subestaciones, realizando una breve descripción de cada uno. Dichos elementos fundamentales de las subestaciones de distribución son los siguientes [2]:

- Líneas de alimentación: Son la fuente de la energía que es necesario transformar en la subestación en el lado de alta tensión. La mayoría de las veces hay más de una línea de suministro para aumentar la fiabilidad del suministro. Estas líneas van al primario del transformador.
- Transformador: Reduce el nivel de tensión de la electricidad procedente de las líneas de suministro hasta el nivel de la red de distribución. Al igual que con las líneas de suministro, es común tener más de un transformador para garantizar la fiabilidad.
- Barras: Se utilizan para transportar grandes corrientes y distribuirlas a otros circuitos o equipos. La corriente



Figura 2. Transformador eléctrico [3].

proveniente de las líneas de suministro se dirige a las barras. La intensidad proveniente desde el secundario del transformador se dirige a las barras, donde se conectan las celdas.

- Celdas: Son estructuras metálicas verticales donde se alojan los equipos de maniobra y medición en su interior. También pueden contener otros elementos, como equipos de protección y control. Se conectan a las barras y cuentan con un disyuntor y un interruptor automático que permite desconectar la conexión. También pueden contener transformadores de corriente y tensión. Resulta posible tener dispositivos de control digital montados en la estructura exterior. La barra de alimentación, así como las líneas de salida, bancos de condensadores, servicios auxiliares, etc., se conectan a las barras mediante celdas.



Figura 3. Varios tipos de celdas [4].

- Seccionador: Es un elemento electromecánico que se puede utilizar para aislar un circuito eléctrico. No tiene valor para cortar la corriente eléctrica, ya que no tiene mecanismo para destruir el arco eléctrico; una vez que se corta el disyuntor, se debe utilizar. Los cortadores a menudo tienen una posición de conexión a tierra, lo que garantiza la seguridad para el trabajo eléctrico.
- Interruptor automático: Tienen la facultad de cortar la corriente eléctrica, en situaciones de intensidad nominal, pero también en situaciones de sobrecarga y cortocircuito.

En su mayoría están situadas en un ambiente dieléctrico, que elimina el arco eléctrico y asegura el aislamiento. Los aisladores más utilizados para este fin son el gas SF₆ y el vacío, antiguamente, el aceite también se usaba para realizar esta función.

- Transformadores de medida y protección: Existen dos tipos: transformadores de intensidad y transformadores de tensión.
 - Los transformadores de intensidad tienen pocas bobinas en el primario y un mayor número de vueltas en el secundario. De este modo la intensidad en el secundario será proporcional a la corriente del primario, pero menor. Esta intensidad se lleva a los convertidores de medidas y las protecciones para proporcionar información sobre la intensidad real.
 - Los transformadores de tensión funcionan a la inversa: son transformadores reductores. Dependiendo del tipo, puede haber una fase y una o dos fases en el primario. Dado que la tensión obtenida en el secundario será proporcional al primario, puede usarse como información de tensión y enviada a los convertidores y las protecciones.



Figura 4. Transformadores de medida [5].

- Relés de protección: Son dispositivos que operan sobre los interruptores para abrirlos y cerrarlos. Esto permite que, cuando se produce una falta eléctrica, se pueda aislar la parte defectuosa del sistema. Inicialmente, eran dispositivos electromagnéticos, y estaban diseñados para ser activados por un transformador de intensidad, tensión o dispositivos similares, cuando se detectaba una falta. Por lo tanto, cada relé tenía su propia función.

Hoy en día, se utilizan relés inteligentes con microprocesadores. Pueden realizar una variedad de funciones y son programables. Tienen la capacidad de conectarse entre sí a través de redes de comunicación, mejorando el sistema de seguridad y reduciendo la cantidad de cables en el sistema de protección. Son la base de los sistemas de automatización de subestaciones. Esto se desarrollará más adelante con mayor detalle.



Figura 5. Relé multifunción [6].

0.2. DISEÑO DE LA SUBESTACION 132/13 kV. I-DE.

i-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U., antigua IBERDROLA DISTRIBUCION ELÉCTRICA S.A.U., con domicilio social en la Av./ San Adrián, 48, 48003-Bilbao (BIZKAIA), es una empresa dedicada a la distribución de energía eléctrica, que abastece una parte importante del mercado nacional, siendo la provincia de BIZKAIA una de las zonas geográficas en las que i-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U. desarrolla su actividad.

Entre las actuaciones previstas por i-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U. para la continua mejora y ampliación de la infraestructura necesaria para el abastecimiento eléctrico en el ámbito geográfico de su responsabilidad, se contempla la construcción de una nueva subestación transformadora de reparto de 132/13,2kV, motivado por la necesidad de suministro a la isla de Zorrotzaurre.

La finalidad de este proyecto es implementar cuanto antes la infraestructura eléctrica en la zona y su entorno, para poder atender adecuadamente la demanda de las nuevas peticiones registradas, garantizando, de esta forma, tanto la calidad del suministro como su regularidad y seguridad.

En conclusión, por todo ello, i-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A.U. tiene prevista la construcción de una nueva subestación 132/13,2kV a construir en el término municipal de Zorrotzaurre.

Este documento tiene por objeto desarrollar la memoria técnica de una nueva subestación que se pueda denominar como “verde”, es decir, aquella en la que dejamos de utilizar, en la medida de lo posible, materiales y/o servicios que repercutan negativamente en el comúnmente denominado “efecto invernadero”, como es el caso del SF₆ y otros.

1. CONTEXTO

1.1. SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico está formado por los elementos necesarios para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

- **Generación:** Los sistemas de generación generan electricidad a partir de otras fuentes de energía. Generalmente se convierte en centrales eléctricas y desde allí se envía a la red de transmisión; sin embargo, en algunos casos esta energía es suministrada directamente en las redes de distribución.
- **Transporte:** la electricidad de las centrales eléctricas suele ser generada por debajo de los 30 kV. El transporte en semejantes condiciones resultaría en pérdidas muy significativas debido al efecto Joule (pérdidas térmicas), por lo tanto, se eleva el nivel de tensión en las subestaciones, con el objetivo de bajar la corriente que circula por las líneas. El rango de tensión de transmisión suele estar entre 220 kV y 400 kV.
- **Distribución:** Para que sea útil para el consumo eléctrico, se debe reducir el nivel de tensión. Dependiendo de la red de distribución, se utilizan diferentes niveles de tensión, que van desde 1 kV hasta 132 kV. Finalmente, el consumo desciende hasta los 230 V - 400 V mediante transformadores de distribución.

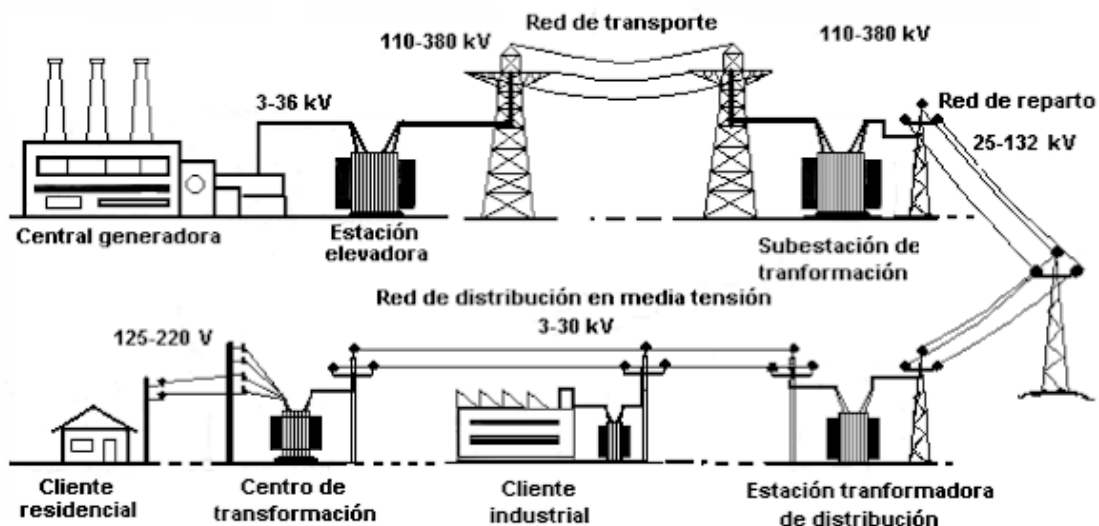


Figura 6. Elementos del sistema eléctrico [7].

1.2. SUBESTACIÓN

Las subestaciones son instalaciones eléctricas ubicadas en los extremos de las líneas eléctricas. Pueden tener varios objetivos, incluido cambiar el nivel de voltaje, operar el sistema eléctrico conectando o desconectando las líneas y monitoreando y protegiendo el sistema. Sin embargo, también pueden realizar otras funciones, como cambiar la frecuencia, ajustar el factor de potencia, rectificar, etc.

Existen diferentes tipos de subestaciones dependiendo de sus funciones y ubicación. Uno de estos tipos son las subestaciones de distribución. Este trabajo se centrará en este último tipo.

1.3. SISTEMAS CON SF₆

El gas hexafluoruro de azufre (SF₆) se usa ampliamente en equipos de conmutación de alto voltaje (HV) como medio aislante y de corte de corriente. El SF₆ tiene excelentes capacidades de aislamiento y extinción de arcos que brindan una gran fiabilidad en diseños relativamente compactos. Por lo tanto, es muy adecuado para aplicaciones de sistemas de energía donde el equipo a menudo se encuentra en áreas con un pequeño espacio disponible, como entornos urbanos densamente poblados, plataformas marinas o instalaciones de energía eólica.

En los últimos años, el SF₆ ha sido ampliamente reconocido como un gas que potencia el calentamiento global, o gas de efecto invernadero (GEI), con un potencial de calentamiento global (GWP) de 23 900 durante un período de 100 años y una vida útil de 3200 años.

Como resultado, el SF₆ se incluyó en el Protocolo de Kioto de 1997, lo que ha llevado a que diferentes gobiernos tomen medidas para reducir las emisiones y el consumo de SF₆ y ahora se han implementado regulaciones específicas en todas las industrias. Para la industria de la energía, esto significa que las empresas deben operar y mantener las celdas de SF₆ de manera responsable. Esto incluye gestionar la aparamenta en un ciclo cerrado para evitar la liberación deliberada de gases a la atmósfera y controlar las emisiones durante su funcionamiento.

Las preocupaciones sobre el impacto ambiental del SF₆, así como las regulaciones cada vez más restrictivas, han llevado a la industria y la academia a buscar activamente soluciones alternativas en un esfuerzo por eliminar las emisiones de gas SF₆ de los equipos eléctricos de a AT (alta tensión). Ha habido avances en el desarrollo de medios alternativos para su uso en aparamenta eléctrica de varios fabricantes que se encuentran en diferentes niveles de preparación tecnológica (TRL) [8].

El proyecto de “Alternativas al SF₆” [46] busca identificar un sustituto viable del SF₆ para ser utilizado en aparamenta de distribución. El proyecto explorará las posibles soluciones de modernización e investigará también sobre las opciones de productos disponibles comercialmente.

2. CARÁCTER Y EMPLAZAMIENTO

2.1. CARÁCTER

Este documento consta de un carácter de tipo público. Principalmente los datos obtenidos han sido facilitados por i-DE.

Es un documento de carácter informativo y realizado para ahondar en el conocimiento de alternativas libres de SF₆ en las subestaciones eléctricas.

2.2. EMPLAZAMIENTO

La ST 132/13,2 kV VERDE estará ubicada en la provincia de Bizkaia, y más concretamente en el término municipal de Zorrotzaurre. Su cota aproximada de explanación se sitúa en el nivel del mar.

La localización queda reflejada en el plano de situación geográfica adjunto en el documento “Planos”. En este mismo documento se incluye como hoja un plano de la ubicación.

La parcela destinada a la instalación se localiza en la coordenada georreferenciada (coordenadas U.T.M) siguiente:

X: 502.702

Y: 4.791.454

Ocupando una extensión de 50x26 m².

3. OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo principal del proyecto es diseñar una subestación transformadora de distribución de tensiones 132/13,2 kV libre de SF₆, cumpliendo la normativa española aplicable. Así, se realizará un extenso análisis del gas que se pretende eliminar y de sus alternativas.

El diseño de una subestación está realizado por distintos grupos de trabajo, cada uno especializado en una materia distinta, haciendo prácticamente imposible realizar un análisis detallado de todos y cada uno de los elementos que las componen. Por esta razón, el presente proyecto estará centrado principalmente en el diseño de los aspectos relativos a la rama eléctrica sin profundizar excesivamente en el resto de los campos, como puede ser los relativos a la obra civil y el control.

i-DE pretende ejecutar el proyecto en un futuro próximo, pero de momento el marco del proyecto será principalmente teórico. Pese a ello, todos los equipos que se seleccionen para el empleo en el proyecto de la subestación serán equipos concretos, para que cuando lo diseñado en este proyecto se lleve a la práctica, se pueda contar con todos los equipos presentes en el mismo. La elección de todo el equipamiento de la subestación se va a realizar buscando que cada uno sea el más adecuado para cumplir con las bases de diseño y en la experiencia de los proyectos realizados previamente por i-DE.

Para cada equipo seleccionado se pretende ofrecer en primer lugar una descripción teórica del funcionamiento de este, desarrollando sus características y los factores que determinan su elección. De esta manera, en caso de que las bases de partida del proyecto cambiaran y, por tanto, resultara preciso cambiar el modelo del equipo, estén determinadas las funciones que deben realizar y qué aspectos afectan a ese tipo de elemento, haciendo así más funcional el documento realizado.

Es un objetivo del proyecto el determinar cuál debe ser la configuración más idónea de la subestación, así como definir cuál sería la disposición adecuada de sus elementos. Los aspectos relacionados con el anclaje de estos equipos y lo relacionado con su parte mecánica se verán de manera sucinta.

Otro de los objetivos del proyecto es el de realizar el diseño de la red de tierras de la subestación, teniendo en cuenta todas las variables y partiendo de datos previos de subestaciones en uso.

Este proyecto no tiene el objetivo de realizar los cálculos a través de software específico, pero para el análisis de tierras y ciertos elementos, se va a proceder a la utilización de los resultados del software empleado por i-DE, que se utilizarán como base en el apartado de cálculos.

No es tampoco objeto de este proyecto el 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 zanjas correspondientes. Pese a ello, deberá tenerse en cuenta en el diseño, localizando tanto las líneas de entrada y como de salida en lugares fácilmente accesibles. Asimismo, como en apartados previos, se utilizarán proyectos ya realizados por i-DE, así como normas internas y manuales técnicos propios de la empresa como base para este análisis.

Queda fuera del alcance del proyecto todo lo correspondiente con el apartado de obra civil, si bien se podrá ver levemente la disposición de los equipos sobre el terreno, será meramente orientativo.

Resumiendo, este documento tiene por objeto realizar una memoria técnica de una nueva subestación que se pueda denominar como “verde”, es decir, aquella en la que dejamos de utilizar, en la medida de lo posible, materiales y/o servicios que repercutan negativamente en el comúnmente denominado “efecto invernadero”, como es el caso del SF₆ y otros.

Adicionalmente, se aprovecha la reflexión para evaluar todos los diseños, equipos, medios y servicios necesarios para la construcción de una subestación, de forma que se reduzca de forma significativa el impacto ambiental de la tecnología asociada a estas instalaciones.

En definitiva, se trata de aplicar nuevos desarrollos tecnológicos, con una disminución del equipamiento y los materiales, con formas sostenibles en cuanto a transporte de personal y equipos y ejecución de las obras, mayor seguridad y salud para el personal en la operación y en el mantenimiento, etc.

4. ESTADO DEL ARTE

Como situación de partida, se va a evaluar la tecnología de AT y MAT (muy alta tensión) desarrollada alrededor de 1980, que es la que se ha estado usando hasta el momento de forma masiva. A partir de ella, se valorarán las posibilidades de mejora y/o cambio de tecnología.

Se van a considerar dos vías de análisis: Los elementos cuyo cambio de tecnología supone una modificación o mejora directa sobre el impacto ambiental (eliminación de SF₆, eliminación de productos contaminantes o tóxicos, etc.), y aquellos otros cuya afectación sobre el impacto ambiental es “indirecto”.

Ejemplos de afectación indirecta serían, la energía requerida en los procesos de fabricación, residuos que se generan durante la misma, aspectos relacionados con los transportes, etc. En estos últimos casos, se valorará cómo la reducción del uso de ciertos materiales o tecnologías mejora indirectamente en el impacto global sobre el medioambiente.

4.1. ANALISIS DEL GAS SF₆

El SF₆ se ha utilizado en una serie de aplicaciones más allá de la industria energética, incluido el aislamiento eléctrico en equipos médicos (como máquinas de rayos X), grabado láser, compuestos trazadores, ventanas vidriadas aislantes y fundición a presión. Las propiedades ventajosas de este gas único han llevado a su uso generalizado en una gran variedad de industrias.

Sin embargo, con la introducción del reglamento EU 517/2014 [9] y sus predecesores, el uso de SF₆ ha sido restringido en la mayoría de las industrias, y las industrias restantes se encuentran obligadas a seguir estrictos procedimientos de control de fugas, que se analizan más adelante. La industria energética está en condiciones de continuar con el uso de SF₆ sujeto al estricto cumplimiento de la normativa.

Los gases de efecto invernadero se pueden definir como gases atmosféricos que absorben la radiación infrarroja emitida por la tierra y posteriormente la irradian de regreso a la tierra, en lugar de permitir que escape al espacio. Esta absorción de rayos infrarrojos y su re-irradiación hacia la tierra contribuye a un aumento promedio en la temperatura de la superficie terrestre. Este aumento de la temperatura perturba el ecosistema, infligiendo lo que se conoce como 'cambio climático' o 'calentamiento global' con efectos como el retroceso de los glaciares, el aumento del nivel del mar y la acidificación de los océanos, que se observan en todo el mundo [11].

La estabilidad de la molécula SF₆ implica que sea un potente gas de efecto invernadero, ya que es capaz de absorber la radiación infrarroja y es en gran medida resistente a la descomposición química o fotoquímica, y es por ello por lo que tiene una vida útil atmosférica de 3200 años. Esta vida útil hace que cualquier liberación atmosférica sea irreversible, siendo esta la razón de que el SF₆ sea tan dañino para el medio ambiente.

En comparación con otros gases de efecto invernadero, la concentración atmosférica de SF₆ es extremadamente baja. En 1993, se estimó que la contribución del SF₆ al calentamiento global no natural estaba entre 0,01% y 0,07%. La principal preocupación con el SF₆ es que su larga vida atmosférica significa que incluso los pequeños escapes de SF₆ tendrán un impacto ambiental acumulativo y casi permanente [44].

El impacto del SF₆ en la tendencia del Calentamiento Global se puede cuantificar por el Potencial de Calentamiento Global (GWP); una medida comparativa que evalúa el impacto de un gas en particular comparado con el CO₂. Específicamente, compara cuánta energía de radiación puede ser absorbida por 1 tonelada de gas, en relación con 1 tonelada de CO₂ durante 100 años. La Tabla 1 muestra el GWP que posee el SF₆, en relación con una selección de algunos de los principales gases de efecto invernadero utilizados en la industria; Desde entonces, algunos de estos gases han sido prohibidos en la industria a medida que se han obtenido más alternativas ambientales.

Tabla 1. GWP de gases de efecto invernadero [44].

Gas	Fuente o aplicación común	GWP
Carbono Dióxido (CO ₂)	Extinción de incendios, bebidas carbonatadas, subproducto del consumo de combustibles fósiles.	1
Metano (CH ₄)	Consumido como combustible (también conocido como Gas Natural).	21
HFC ⁶ -152a	Refrigerante, propulsor de aerosol.	140
Oxido Nitroso (N ₂ O)	Conocido como "Gas de la risa", alivio del dolor en procedimientos dentales, rendimiento del automóvil y conservante.	310
HFC-32	Refrigerante.	650
HFC-134a	Refrigerante, Alternativa al SF ₆ protección contra derretimiento en Magnesio.	1.300
HFC-4310mee	Disolvente para proceso de limpieza.	1.300
HFC-125	Utilizado como agente de extinción de incendios.	2.800
HFC-227ea	Utilizado como agente de extinción de incendios.	2.900
HFC-143a	Refrigerante, propulsor de aerosol.	3.800

HFC-236fa	Utilizado como agente de extinción de incendios.	6.300
CF ₄	Refrigerante, fabricación electrónica.	6.500
C ₄ F ₁₀	Extintor de incendios, contraste ultrasónico.	7.000
C ₂ F ₆	Fabricación de semiconductores.	9.200
Fluoroformo (HFC-23)	Fabricación de semiconductores, extinción de incendios.	11.700
SF ₆	Aparamenta eléctrica	23.900

Como puede verse en la Tabla 1, el SF₆ tiene un GWP extremadamente alto de 23.900. Posteriormente, fue identificado en el protocolo de Kioto como un gas de efecto invernadero, tomándose medidas para eliminar las emisiones a la atmósfera y reducir su uso en la industria.

La política aplicada espera ver una reducción del 80% en las emisiones de F-Gases para 2035, que se logrará a través de [44]:

- Disminución de los permisos para que los productores e importadores de gases fluorados influyan en la cantidad de dichos gases que se pueden colocar en el mercado.
- Prohibiciones del uso de ciertos gases fluorados en aplicaciones particulares.
- Obligaciones más estrictas sobre la verificación de fugas, reparaciones, recuperación y capacitación.

Las normas antes mencionadas han llevado a prohibir el uso de SF₆ en industrias como la fundición a presión de magnesio y otras donde existen alternativas adecuadas, incluidas aplicaciones de refrigeración, aire acondicionado y protección contra incendios. Sin embargo, las aplicaciones en las que el uso de equipos alternativos, es decir, equipos que no contienen SF₆, implicarían costos técnicos, de seguridad o incrementarían significativamente los costos están sujetas a algunas exenciones. A la aparamenta eléctrica se le concede la exención debido a la falta de alternativas comercialmente disponibles que supongan una solución razonable.

4.1.1. USO DEL SF₆ EN LA INDUSTRIA DE LA ENERGIA

De las 8000 toneladas de SF₆ producidas anualmente, aproximadamente el 80% de este volumen es consumido por la industria energética para su uso en aparamenta. "Aparamenta" es un término amplio que cubre una gama de equipos que pueden conmutar e interrumpir corrientes en un sistema de energía eléctrica durante

condiciones normales y anormales (de falta), para la protección y el control del sistema de energía.

Los ejemplos típicos de aparataje son los interruptores automáticos, fusibles y aisladores.

La aparataje AT de SF₆ es popular ya que ofrece ventajas significativas en comparación con otros tipos de aparataje, entre ellos:

- Alta confiabilidad operativa.
- Menos susceptibilidad a las condiciones ambientales.
- Mantenimiento reducido.
- Seguridad del personal local.
- Requisitos de espacio reducidos.

Como se ha comentado anteriormente, la aplicación de SF₆ en la aparataje puede tener dos roles distintos; para aislar los componentes vivos de tierra y para interrumpir el arco generado al abrir los contactos del interruptor automático.

Los principales tipos de aparataje de alta tensión que utilizan SF₆ como medio aislante o de interrupción son:

- GIS (Aparataje aislada en gas para alta tensión en aplicaciones interiores y exteriores);
- Transformadores Aislados en Gas;
- Subestaciones Aisladas en Gas; y
- Montajes de equipos AT y GIS (Líneas aisladas en Gas).

4.1.1.1. SF₆ COMO MEDIO AISLANTE

Un aislador eléctrico es el elemento que impide que la corriente eléctrica fluya a través de él, lo que significa que el movimiento de las cargas eléctricas internas se inhibe, e impide el flujo de corriente. Esto puede resultar necesario en equipos eléctricos para controlar la dirección de la corriente y evitar daños tanto al personal como a los elementos de la red.

Por lo general, en materiales o medios aislantes, habrá un límite eléctrico en las propiedades aislantes, por encima del cual comenzará a degradarse como resultado de un voltaje excesivo. Esto se conoce como la "rigidez dieléctrica" de un medio, una característica importante en el diseño de la aparataje eléctrica.

Debido a su composición molecular, el SF₆ es extremadamente estable, lo que le otorga una alta rigidez dieléctrica. En comparación con otros medios aislantes comunes, el SF₆ tiene aproximadamente 2,5 veces la rigidez dieléctrica del aire a

presión atmosférica y 5 veces la densidad, lo que lo convierte en un medio aislante de capacidad superior. Además, existe una relación proporcional entre la presión del gas y la rigidez dieléctrica. A 3 kg/cm^2 (2,94 bar), el SF_6 tiene una mayor rigidez dieléctrica en comparación con el aceite aislante. Esta alta rigidez dieléctrica es ventajosa en el diseño de equipos eléctricos, ya que permite un diseño de equipos más compacto con espacios más pequeños.

Además, el SF_6 posee un calor específico volumétrico (la capacidad de almacenar calor internamente antes de un cambio de fase) que es 3,7 veces mayor que el aire, lo que evita que el calor se transfiera a los equipos eléctricos, cosa que a su vez limita el daño potencial causado por la exposición al calor [12].

En las aplicaciones para sistemas eléctricos, los medios de aislamiento eléctrico comunes son el aire o el SF_6 , también existen algunos equipos de conmutación antiguos que emplean aceite mineral. Sin embargo, estos equipos antiguos tienen riesgos inherentes de incendio y explosión, en caso de falta.

Los dispositivos con aislamiento mediante aire suelen ser grandes y sensibles a las condiciones ambientales, como la contaminación o la humedad, por ejemplo. La aparatación con aislamiento de es un producto competitivo, sin embargo, habría problemas para sustituir equipos que actualmente usan SF_6 como medio, debido a la diferencia de tamaño físico y la manejabilidad del gas.

En algunos casos, se pueden desarrollar soluciones híbridas, que incluyen aparatación de interrupción de vacío con aislamiento sólido y de interrupción de vacío con aislamiento de SF_6 . En general, el SF_6 es un aislante superior a los medios disponibles actualmente, como el aire y el aceite, ya que puede proporcionar soluciones compactas de aparatación y tiene una rigidez dieléctrica sin igual, lo que le permite implementarse más fácilmente en MAT.

4.1.1.2. SF_6 COMO MEDIO INTERRUPTOR

Cuando se utiliza como medio de corte, el SF_6 puede extinguir rápidamente el arco generado cuando se separan los contactos eléctricos.

El SF_6 es un gas electronegativo. Esto permite que las moléculas de gas capturen electrones libres, producidos en el arco, y los combinen con las moléculas del gas existentes para producir iones grandes, pesados y de movimiento lento. La absorción de los electrones de libre movimiento y la baja movilidad de los iones combinados mejoran aún más la rigidez dieléctrica del gas, en relación con el aire y otros gases.

Si bien el SF_6 es térmicamente estable hasta los $500 \text{ }^\circ\text{C}$, la temperatura en un núcleo de arco puede alcanzar hasta $20.000 \text{ }^\circ\text{C}$, lo que significa que las moléculas de SF_6 se disociarán en múltiples gases. Sin embargo, el SF_6 se conoce como un dieléctrico de

"autocuración". A medida que baja la temperatura, las moléculas se recombinarán permitiendo que se recupere la rigidez dieléctrica.

Esta capacidad de recombinación después del arco, consumiendo muy poco gas durante el proceso, es muy valiosa. La mayoría de los subproductos estables no degradan la rigidez dieléctrica, lo que significa que ningún subproducto deja depósitos que pueden comportarse como conductores y puede eliminarse mediante filtrado. El tiempo necesario para esta recuperación dieléctrica se conoce como "constante de tiempo de arco" y para SF₆, esto sucede en microsegundos, lo que permite múltiples interrupciones de intervalo corto si resultara necesario.

Durante la disociación, las moléculas absorben calor que posteriormente se libera a medida que las moléculas se transforman en SF₆ en el borde del arco, transfiriendo así el calor de manera muy eficiente y enfriando el gas. Durante el proceso de extinción del arco, el gas se sopla a través del arco, eliminando el calor a través de convección tanto natural como forzada. La alta densidad y la baja viscosidad mejoran aún más la eficiencia de este proceso.

Se requiere un medio de interrupción en los diseños de equipos de conmutación para controlar y extinguir el arco lo más rápido posible y luego para garantizar que los contactos de unión estén eléctricamente aislados una vez que se abren los contactos. Los interruptores automáticos son un tipo de elemento de conmutación, diseñados para poder interrumpir las corrientes de falta, así como activar y desactivar los circuitos en operación.

4.1.2. PROPIEDADES DEL SF₆

Otras propiedades del SF₆ son que no resulta inflamable, no es explosivo, es incoloro, inodoro y no es tóxico. Estas propiedades son importantes cuando se valoran otros medios utilizados en la industria energética, como son los interruptores automáticos de aceite los cuales suponen un riesgo inherente de inflamabilidad y explosión. Sin embargo, aunque el SF₆ no es tóxico, no es respirable y puede causar asfixia.

El SF₆ es químicamente inerte y no reaccionará con elementos o contactos metálicos. Dichos componentes no se oxidarán ni corroerán en consecuencia, lo que significa que se reduce el mantenimiento del equipo.

Los beneficios principales del uso de gas SF₆ en aplicaciones de en empresas eléctricas se describen en la Tabla 2. Además, el SF₆ tiene una gran difusión con una amplia disponibilidad en el mercado, y que también es de fácil de manejo por parte del personal del emplazamiento durante el mantenimiento.

A partir de la Tabla 2, se puede demostrar que cualquier alternativa tendría múltiples aspectos que cumplir para proporcionar un gas alternativo que pueda brindar los mismos beneficios que el SF₆.

Tabla 2. Propiedades clave de SF₆ para aplicaciones [44].

Beneficios de usar SF ₆ como medio aislante	Beneficios de usar SF ₆ como medio interruptor
Alta fuerza dieléctrica	Gas electronegativo
Alta estabilidad térmica	Alta estabilidad térmica
Alta densidad	Gas “autocurativo”
Baja transferencia de calor	Subproductos de interrupción despreciables
No toxico	No toxico
Químicamente inerte	Químicamente inerte
Reducido espacio de la aparamenta	No inflamable
	Extinción rápida de arco
	Constante de tiempo de arco baja

4.1.3. MONITORIZACIÓN Y MANTENIMIENTO

El SF₆ se controla para garantizar que el gas esté a una presión suficiente para mantener la rigidez dieléctrica necesaria para proporcionar el espacio libre eléctrico. Además, se debe monitorear y registrar las cantidades de SF₆ que se fugan a la atmósfera.

Existen dos métodos fundamentales para detectar fugas de gas de los equipos:

1. Tomar lecturas separadas para gas y temperatura
2. Medir la densidad del gas a través de lecturas de frecuencia natural utilizando un monitor de densidad de gas

Como la temperatura ambiental afectará las lecturas los dos métodos anteriores buscan eliminar el impacto de la temperatura en las mediciones.

Además, la aparamenta aislada con SF₆ puede tener una serie de alarmas y sensores:

- Manómetro con alarmas de alta y baja presión taradas
- Sensor de densidad de gas
- Detección de humedad

Normalmente, la aparatada de SF₆ tendrá manómetros o medidores de densidad instalados en los compartimentos aislados. Por lo general habrá un valor para la presión operativa mínima, por debajo del cual se compromete la funcionalidad operativa del interruptor automático; algunos dispositivos pueden dispararse y "bloquearse" si la presión cae por debajo de este valor. En los sistemas de distribución, el SF₆ y el GIS funcionan a presiones relativamente bajas; entre 0,1 bares y 0,9 bares.

Los equipos también pueden tener una alarma de presión alta, que indica un aumento de la presión. Esto puede ocurrir si el sello entre los compartimentos adyacentes ha fallado y los compartimentos funcionan a diferentes presiones. Además, se pueden colocar sensores de densidad de SF₆ adicionales dentro del recinto cerrado para monitorear la cantidad de gas presente en el compartimiento local. Para garantizar que la calidad del SF₆ sea satisfactoria, normalmente hay un compresor que puede proporcionar una muestra de gas para analizar.

La humedad también es un problema importante en los interruptores de SF₆, en caso de que se liberen subproductos tóxicos; algunos compuestos sólidos pueden volverse más peligrosos cuando entran en contacto con la humedad. Los diseños de GIS generalmente estarán diseñados para facilitar la eliminación de humedad en los productos, pero estos elementos tendrán un límite y, por lo tanto, se pueden usar alarmas y equipos de detección de humedad para advertir a los operadores sobre una posible ruptura en el sello.

Algunas aparatadas se pueden recargar con SF₆ adicional, mediante sistemas de presión cerrados, si la presión interna se detecta como inferior a la presión nominal. El medio generalmente se entrega como un líquido a baja temperatura. El llenado solo lo puede realizar personal especializado capacitado, debido a los riesgos de derrame, sobrellenado y ajuste de la cantidad de gas requerida, en función de la temperatura del gas y la temperatura atmosférica local.

El sobrellenado puede conducir a la ruptura del equipo y causar una liberación completa del gas.

4.1.4. PELIGROS

Las operaciones de corte de servicio en carga pueden generar subproductos dañinos a partir de la descomposición. Durante una operación sellada típica, estos subproductos se recombinarán en SF₆. Sin embargo, durante los arcos o en caso de fallo de la aparatada, el SF₆ y sus subproductos pueden liberarse al medio ambiente.

Los subproductos de SF₆ se pueden producir debido a descargas parciales por defectos de aislamiento, arcos de conmutación, chispas durante las operaciones de

conmutación o fallas de arco. Diferentes subproductos se forman a través de las descargas eléctricas.

Si bien el SF₆ en su forma pura no resulta tóxico, no es compatible con la vida y, por lo tanto, puede convertirse en un peligro para la respiración si se acumula. Como es más pesado que el aire, normalmente se acumulará cerca del suelo, en zanjas de cables o sistemas de drenaje, por ejemplo. Por lo tanto, se instruye al personal del sitio para que tenga cuidado en tales entornos. Se han desarrollado procedimientos de uso para asesorar sobre cómo retirar los subproductos sólidos y eliminarlos de manera responsable.

Los subproductos gaseosos pueden afectar la pureza del gas SF₆ (que debe cumplir con la norma IEC 60736), lo que también afectará a la manipulación del SF₆ usado, ya que la mezcla puede tener efectos tóxicos.

La exposición a esos subproductos sólidos, si se inhalan, pueden producir irritación de la piel y los ojos expuestos, la nariz, la garganta y los pulmones; pueden ocurrir más síntomas si llega suficiente volumen al tracto gastrointestinal. Los subproductos clave del SF₆ se enumeran en la Tabla 3, priorizados según la toxicidad y el riesgo.

Tabla 3. Descripción del peligro del gas SF₆ y sus subproductos [44].

Formula química	Nombre químico	Límite de exposición permisible (sobre un día de trabajo)	Concentración experimental (porcentaje en volumen)
HF	Fluoruro de hidrógeno	1,8 ppm	1
SOF ₂ (SF ₄)	Sulfuro de tionilo (tetrafluoruro de azufre)	0,1 ppm	0,5
SOF ₄	Óxido de tetrafluoruro de azufre	0,1 ppm	0,085
SiF ₄	Tetrafluoruro de silicio	0,5 ppm	0,085
S ₂ F ₁₀ (SF ₅)	Decafluoruro de disulfuro	0,01 ppm	0,025
SO ₂ F ₂	Fluoruro de sulfurilo	5 ppm	0,006
SO ₂	Dióxido de azufre	2 ppm	0,002

Además, se pueden formar subproductos adicionales como resultado de descargas eléctricas o arcos: SF₂, SOF₁₀, S₂O₂F₁₀ y H₂S. Además, se pueden formar algunos compuestos de fluoruros metálicos, como el fluoruro de cobre (CuF₂), el fluoruro de aluminio (AlF₃) y los compuestos de tungsteno (como WF₆ y WO₃).

De estos subproductos, es sabido que el S_2F_{10} tiene una toxicidad relativamente alta y supone una gran preocupación para la seguridad del personal.

Los productos se pueden encontrar de dos formas: como gases o en forma sólida. Algunas pistas sobre cómo reconocer la presencia de dicho producto son:

1. Un fuerte olor a "huevo podrido" en bajas concentraciones.
2. Irritación de ojos, nariz, garganta y pulmones a altas concentraciones.
3. Presencia de polvos residuales (blanco, tostado o gris).

Sin embargo, no es válido el uso de dichos indicadores como método de seguridad preventivo, ya que el S_2F_{10} es inodoro en forma pura.

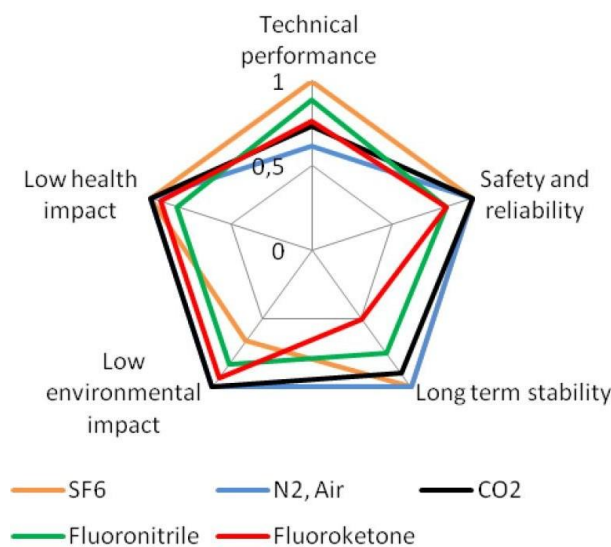


Figura 7. Características técnicas de distintos gases [44].

4.2. SUBESTACIÓN VERDE FRENTE A SUBESTACIÓN LIBRE DE SF_6

Con idea de facilitar una mejor comprensión del alcance del documento y sin tener en cuenta otras posibles clasificaciones o definiciones que puedan existir, en esta memoria se pretende exponer las diferencias entre una Subestación Libre de SF_6 (SF_6 Free Substation) y una Subestación Verde (Green Substation).

Ambos conceptos abarcan nuevos diseños de subestaciones, que procuran reducir la comúnmente denominada como “huella ecológica”, o “huella de Carbono”.

El término “huella ecológica” es un concepto amplio creado por William Rees y su entonces alumno Mathis Wackernagel en 1996, que analiza los patrones del consumo de recursos y la producción de desechos de una población determinada; ambos se expresan en áreas biológicamente productivas necesarias para mantener tales servicios. La huella muestra el cálculo de los recursos específicos y añade los efectos

por la falta de recursos. Es una herramienta que ayuda a analizar el impacto en la naturaleza por la humanidad [13].

El término “huella ecológica” incorpora una herramienta que nos permite medir qué es ambientalmente sostenible y establecer qué responsabilidad tiene un ente en el cambio climático, desde una persona hasta un país, pasando por las empresas o las organizaciones no lucrativas.

Cuando la huella ecológica aumenta, quiere decir que el conjunto de recursos naturales a consumir para mantener la actividad en cuestión es mayor, y por tanto el sistema es menos sostenible.

El cálculo de la huella ecológica es considerado un elemento de medida, comparable, y que se define como la superficie necesaria (calculada en hectáreas) para producir los recursos consumidos por un ciudadano, una actividad, país, ciudad o región, etc., así como la necesaria para absorber los residuos que genera, independientemente de donde estén localizadas estas áreas.

Al ser un concepto tan amplio, restringiremos el uso de la huella ecológica en este documento al del cálculo asociado a los residuos generados, y dentro de estos, a aquellos elementos que puedan provocar o evitar la emisión de gases de efecto invernadero (Green House Effect). Uno de estos gases es el mencionado hexafluoruro de azufre entre otros.

Una forma de evaluación de los gases de efecto invernadero, expresada en términos comparables, es la cantidad de gas emitida equivalente al daño creado por la emisión de una tonelada de CO₂ (dióxido de carbono).

En base a lo descrito, denominaremos Subestación Libre de SF₆ a aquella que está diseñada y construida con equipos que no contienen o usan SF₆ como elemento de aislamiento eléctrico y/o extinción del arco eléctrico.

En contraposición, denominaremos Subestación Verde aquella que ha sido diseñada y construida teniendo en cuenta no solo la eliminación de SF₆ sino el uso de materiales, equipos y medios constructivos que reduzcan al máximo la huella verde asociada a esta instalación. Un ejemplo claro sería el uso adicional de elementos biodegradables para aislamiento de transformadores, vehículos de transporte verde, etc.

Teniendo en cuenta la clasificación señalada, en este documento se tratará de analizar el diseño y construcción de una Subestación Verde. Para alcanzar este objetivo, se analizarán de forma separada los equipos y materiales, los cuales tienen un efecto medible y que afecta directamente a la huella verde, y otros elementos, sistemas, etc., con efecto indirecto dentro del análisis.

4.3. ALTERNATIVAS AL SF₆

4.3.1. REQUISITOS

Si bien el impacto ambiental del SF₆ se conoce y cuantifica desde hace décadas, ha habido una gran dificultad para encontrar un medio alternativo que no solo coincida con el rendimiento técnico del SF₆, sino que también pueda proporcionar la misma solución compacta para las aplicaciones actuales.

Cualquier elemento por emplear debe tener un GWP bajo y también cumplir con los estrictos criterios de la normativa actual. Las especificaciones por cumplir incluyen:

- Alta rigidez dieléctrica.
- Alta disipación de calor.
- Bajo punto de ebullición.
- Baja toxicidad.
- Capacidad de extinción rápida del arco.
- Sin agotamiento del ozono (ODP).
- No inflamabilidad.
- Compatible con materiales de interruptores (no corrosivos).
- Químicamente inerte.
- Huella similar a las unidades de SF₆.
- Alta estabilidad.
- Disponibilidad de mercado.
- Fácil de manejar durante los trabajos de mantenimiento.

Algunas de estas propiedades se detallan a continuación para explicar el por qué es necesario incluirlas en los requisitos técnicos de una alternativa al SF₆:

- **Bajo punto de ebullición**

Para evitar la condensación dentro del rango de temperatura típico cualquier alternativa de interrupción debe tener un punto de ebullición adecuado, esto asegurará que el medio permanezca gaseoso. El SF₆ tiene un punto de ebullición de -63,8 °C. Los fabricantes señalan que sus clientes exigen una temperatura mínima de funcionamiento de entre -15 °C y -25 °C.

- **Potencial de agotamiento del ozono (ODP)**

Si bien el SF₆ solo afecta el medio ambiente por ser un GEI, cualquier alternativa no debe aumentar el impacto ambiental general. Esto incluye el potencial de agotamiento del ozono y el calentamiento global.

- **Compatible con materiales de aparamenta (no corrosivo)**

Cualquier alternativa no deberá corroer la unidad de aparamenta, lo que disminuiría su vida útil más allá de las unidades desplegadas actualmente.

- **Tamaño similar a las unidades de SF₆**

Aumentar el tamaño del GIS daría lugar a otros problemas, como la necesidad de alquilar o comprar nuevos terrenos. En áreas urbanas, donde los precios de la tierra son muy elevados, esto puede suponer un porcentaje significativo del gasto del capital total; si el tamaño físico no fuera una limitación los interruptores AIS o CO₂ serían una solución aceptable.

- **Disponibilidad en el mercado**

Idealmente, la alternativa estaría disponible en múltiples suministradores para facilitar la competencia en el mercado. Además, el costo de transporte del medio no resultaría excesivo.

- **Fácil manejo durante los trabajos de mantenimiento**

La alternativa debe tener una toxicidad mínima, en la medida en que pueda manejarse con seguridad y la exposición no sea dañina. Se sabe que los subproductos de SF₆ son dañinos en diversos grados; sin embargo, hay una serie de para ayudar a los trabajadores de mantenimiento a identificar y protegerse de estos compuestos.

El gas debe tener un método de transporte y mantenimiento seguro una vez la aparamenta está llena. Si la aparamenta requiere un "relleno periódico", el fabricante debe indicarlo en el manual del producto.

Se han investigado y probado miles de composiciones de gases mediante cribado computacional; sin embargo, ha sido difícil identificar sustitutos que posean todas las características mencionadas anteriormente con la configuración actual de los equipos.

También se han realizado investigaciones holísticas previas sobre medios alternativos que investigan áreas como la toxicidad, la hermeticidad, la compatibilidad con el medio, la inflamabilidad y el GWP. Los resultados del estudio señalaron que ningún medio cumplía completamente con todos los criterios, algunos producían subproductos muy tóxicos, otros tenían fuertes reacciones con otros materiales y otros eran inflamables.

La literatura disponible sobre las posibles alternativas al SF₆ no es tan completa como la existente que detalla las características del SF₆. La industria reconoce que tales investigaciones aún son tempranas y se requiere más trabajo de I+D.

4.3.2. ALTERNATIVAS DE AISLAMIENTO

Las soluciones presentadas en esta exposición se han evaluado previamente como solo adecuadas para fines de aislamiento, puesto que tienen capacidades de extinción de arco deficientes.

Soluciones e investigaciones realizadas:

- **Mezclas SF₆/N₂**

El trabajo inicial para reducir el volumen de SF₆ dentro de la aparamenta consistía en mezclar nitrógeno puro (N₂) o dióxido de carbono (CO₂).

Las mezclas que contienen N₂ ya se han utilizado en GIL, donde se requieren grandes volúmenes de gas. Se encontró que una mezcla de N₂ con 10-20% de SF₆ mostró una mejora significativa en la rigidez dieléctrica, sin embargo, el volumen de SF₆ significaba que la mezcla aún poseía un GWP alto.

En estudios de casos anteriores, se encontró que una mezcla de SF₆ y N₂ en una proporción de volumen de 10/90 producía una rigidez dieléctrica del 59 %, en relación con el SF₆ puro, pero el GWP es 8650 (38 % de SF₆ puro). Este GWP todavía es relativamente alto en comparación con los gases de efecto invernadero descritos en la Tabla 1 y, por lo tanto, no se puede decir que tenga un impacto ambiental bajo. Además, tales mezclas requieren una presión más alta para igualar la rigidez dieléctrica del SF₆ y aún pueden emitir potencialmente SF₆ a la atmósfera. La conclusión del uso de tales mezclas fue que podrían servir como un paso intermedio en el proceso para identificar una alternativa que eliminaría la contribución de SF₆, pero no como una verdadera alternativa.

- **Gases fluorados**

Los gases fluorados se identificaron en las primeras etapas de la búsqueda de una alternativa al SF₆ debido a la alta rigidez dieléctrica asociada con dichos compuestos. Existían preocupaciones de partida con respecto a sus altos puntos de ebullición; es típico que los gases puros escalan la rigidez dieléctrica con el punto de ebullición. Este es un problema para el despliegue de dichos gases en aparamenta, sin embargo, la solución convencional sería reducir el punto de ebullición introduciendo un gas amortiguador.

Las investigaciones sobre gases alternativos generalmente se evalúan según los criterios básicos que incluyen: toxicidad, corrosividad, inflamabilidad y bajo GWP. A

partir de esa evaluación inicial, se concluyó que los gases de las siguientes familias tienen el mejor potencial:

- **Hidrofluoroolefinas (HFO1234ze y HFO1234yf)**

Las pruebas demostraron que estos compuestos tenían un GWP bajo (menos de 10) y una rigidez dieléctrica del 80 % de SF₆, pero se consideraron inadecuados para aplicaciones de aparamenta debido a su inflamabilidad y que producen residuos de carbono durante la descomposición del gas.

- **Fluorocetonas (incluyendo C5FK y C6FK)**

Se han probado múltiples compuestos, específicamente para aplicaciones AT GIS. Los estudios han demostrado una mayor rigidez dieléctrica y un GWP bajo en comparación con el SF₆. Sin embargo, los productos tienen altos puntos de ebullición y requerirían mezclarse con productos amortiguadores para mantener un estado gaseoso a las temperaturas de operación. Además, algunos productos tenían alta toxicidad y presión de vapor, lo que supone un riesgo de manipulación industrial por lo que fueron descartados.

- **Fluoronitrilos (iC4F7N)**

Los estudios han mostrado resultados prometedores, con una alta rigidez dieléctrica (aproximadamente el doble que la del SF₆), un GWP reducido de 2.300 y un punto de ebullición bajo. Se ha desarrollado en compuestos que actualmente se están probando en múltiples ensayos.

- **Perfluorocarbonos**

Si bien la investigación sobre los perfluorocarbonos (PFC) mostró una rigidez dieléctrica prometedora, el GWP general aún estaba en el rango de 5.000 a 12.000. La Tabla 4 describe la rigidez dieléctrica y el GWP de una selección de PFC.

- **Fluorooxiranos**

Se encontró que esta familia tenía algunos compuestos que respondían de manera similar a las fluorocetonas. Sin embargo, la composición molecular es diferente, lo que da como resultado un compuesto más estable bajo la radiación solar (con una vida útil de 38 años y un GWP posterior de 4100).

Los estudios se centraron en C4F8O, debido a su bajo punto de ebullición (0 °C), baja toxicidad y elevada rigidez dieléctrica (en relación con el SF₆), sin embargo, las conclusiones fueron que el GWP era demasiado alto frente a los beneficios técnicos.

También se han investigado los fluoroéteres y las hidroclofluoroolefinas. Algunos de estos gases también se utilizaban como gases de reemplazo para aplicaciones de

refrigeración y extinción de incendios, otras industrias que anteriormente habían estado usando medios con un GWP o ODP alto y que posteriormente tuvieron que encontrar alternativas para cumplir con las regulaciones gubernamentales; sin embargo, estos gases no resultaron alternativas adecuadas para la industria energética por varias razones.

Tabla 4. Rigidez dieléctrica relativa de PFC (en comparación con SF₆) [44].

PFC	Fuerza dieléctrica (% de SF ₆)	GWP
CF ₄	40%	7.390
C ₃ F ₈	88%	8.830
C ₄ F ₁₀	120%-130%	8.860
C ₄ F ₈	125%	10.300
C ₂ F ₆	78%	12.200

Dos productos químicos clave han mostrado grandes beneficios en múltiples etapas de prueba; fluorocetonas y fluoronitrilos [44]. 3M ha producido recientemente medios específicamente diseñados para reemplazar el SF₆ dentro de la industria energética como aislante e interruptor. Estos productos son dos fluidos dieléctricos, Novec 5110 (una fluorocetona) y Novec 4710 (un fluoronitrilo). Dado que ambos son fluidos a temperaturas de funcionamiento típicas, deben vaporizarse y mezclarse con otros gases (normalmente aire o CO₂) para producir un gas que pueda utilizarse dentro de la apartamentada.

- **Otras investigaciones**

El cianoceteno (OCCHCN) se ha estudiado teóricamente como un posible gas de aislamiento alternativo para el SF₆, utilizando métodos computacionales. Sin embargo, hasta el momento no hay evidencia de que el gas esté siendo analizado para confirmar los hallazgos del informe. El TRL de este gas, para su aplicación como medio de aislamiento dentro de la apartamentada, se puede estimar en 1 según la literatura disponible y es demasiado bajo para los fines de este proyecto.

Anteriormente, en 2010, Honeywell presentó una patente de EE. UU. para dieléctricos gaseosos con bajo potencial de calentamiento global, bajos puntos de ebullición y niveles de toxicidad razonables, y registraron numerosos gases con características potenciales para usarse como medio de aislamiento en equipos eléctricos. Estos incluían hidrofluorocarbonos como el HFC-134a, como se detalla en la Tabla 4. Sin embargo, ninguna literatura ha sugerido que se haya llevado a cabo más trabajos para

producir un medio alternativo al SF₆ para aplicaciones de aparamenta sobre la base de esta patente.

- **Soluciones en investigación:**

- **HFO1234zee**

HFO1234zee, una hidrofluoroolefina, se presentó en CIRED 2017 como una posible alternativa al SF₆ para aparamenta de MT como medio de aislamiento.

El HFO1234zee es una alternativa factible al SF₆ para aparamenta de MT con aislamiento eléctrico. Es posible que se requieran pruebas adicionales para llevarlo a un TRL similar a las otras alternativas.

- **Aire sintético**

Si bien las secciones anteriores de este informe han explicado por qué el SF₆ es un medio aislante superior en comparación con el aire, Nuventura, una empresa establecida en Alemania, ha presentado recientemente un concepto de diseño que utiliza aire sintético solo como aislante eléctrico sin comprometer la compacidad del diseño.

4.4. MATERIALES Y EQUIPOS CON AFECTACIÓN DIRECTA EN LA “HUELLA ECOLÓGICA”

4.4.1. TRANSFORMADORES

En un transformador de potencia, el elemento con mayor influencia sobre el medio ambiente es el fluido aislante contenido dentro de la cuba del transformador.

Los medios aislantes conocidos hasta el momento son:

- SF₆.
- Aceite mineral sintético.
- Silicona.
- Éster Sintético.
- Éster Natural.
- Aislamiento Seco.

El SF₆ se ha utilizado solo en países orientales, siendo su mayor inconveniente que el gas aislante no es válido para la refrigeración del transformador, por lo que prácticamente ha quedado a nivel prototipo.

La silicona se ha empezado a usar de forma masiva en los centros de transformación, por su mayor temperatura de inflamabilidad, pero el hecho de que siga siendo no biodegradable ha supuesto que no haya dado el salto a instalarse en transformadores de potencia.

Los transformadores de aislamiento seco, solo se pueden usar para potencias bajas (servicios auxiliares, etc.) dado que su propia configuración hace que sea difícil la refrigeración.

Hace años se cambió el tipo de aceite mineral de los transformadores de potencia a variantes de PCB (policlorobifenilos o bifenilos policlorados). Estos compuestos fueron utilizados debido a su alta estabilidad térmica y a su bajísima inflamabilidad, por lo cual su uso se fue extendiendo. Sin embargo, su elevada toxicidad determinó su prohibición en la década de los 90 (según el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, PNUMA), considerando el PCB como uno de los doce contaminantes más nocivos fabricados por el ser humano.

El salto tecnológico en este campo se ha debido a la utilización de “ésteres” como fluidos aislantes. Bajo esta denominación, se engloban una gran cantidad de compuestos orgánicos, sintetizados a partir de precursores orgánicos (ésteres inorgánicos), o disponibles a partir de productos agrícolas (ésteres naturales).

Ambas opciones, éster sintético y natural (o vegetal), son altamente atractivas debido a sus propiedades, entre las que podemos enumerar las siguientes:

- Alta biodegradabilidad.
- Alta resistencia al fuego.
- Gran habilidad para retener la humedad.
- Buena capacidad dieléctrica.

Como comparativa entre los diferentes fluidos aislantes, tenemos:

Tabla 5. Comparativa entre diferentes fluidos aislantes [46].

Parámetro	Aceite Vegetal	Aceite Sintético	Silicona	Aceite Mineral
Procedencia	Éster vegetal	Éster Sintético	Química	Refino Petróleo
Biodegradación	Excepcional (≥ 99 %)	Buena (≥ 80 %)	No biodegradable	No biodegradable
Punto de Inflamación (°C)	>300	>250	250	160 - 170
Punto Combustión (°C)	>350	>300	360	170 - 180
Clasificación Térmica	K2	K3	K3	O
Densidad (kg/dm ³)	0,92	0,97	0,96	0,85
Calor de Combustión (MJ/Kg)	40,5	32	28	45
Rigidez Dieléctrica (kV)	65	75	50	60
Esperanza de vida (años)	35 – 40	35 – 40	25 – 30	25 - 30

No obstante, aunque el empleo de ésteres naturales en transformadores se remonta a unos 20 años, también es cierto que durante este periodo de tiempo son pocos los fabricantes que han optado por esta tecnología, lo cual hace dudar entre éster natural y sintético.

La oxidación, que en los ésteres naturales es elevada al contacto con el aire, y la acidez, son factores para tener en cuenta para su uso como dieléctricos. De acuerdo con IEC 61125C:

Tabla 6. Características de los ésteres [45].

	Aceite mineral	Ester sintético	Ester natural
Horas de estabilidad	500 horas	164 horas	48 horas
Acidez alcanzada	0,3 mgKOH/g	0,3 mgKOH/g	0,6 mgKOH/g

La clasificación de los fluidos partiendo del punto de inflamación y poder calorífico según IEC 61100 [45]:

Tabla 7. Características de los fluidos según IEC 61100 [45].

Clase	Punto Inflamación	Clase	Poder Calorífico
O	≤ 300 ° C	1	≥ 42 MJ/kg
K	>300 ° C	2	≤ 42 MJ/kg y ≥ 32 MJ/kg
L	No medible	3	< 32 MJ/kg

El mayor punto tanto de inflamación como de combustión hace viable que no haya que incluir un sistema de extinción de incendios en exteriores, o bien rebajar los requisitos funcionales y no requerir de un doble sistema de extinción en interiores.

Para el caso de, la eliminación del fluido derramado no es preciso considerarlo como un residuo tóxico.

Dentro de la reglamentación española, el reglamento de Alta Tensión Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, instrucción 14 Instalaciones Eléctricas de Interior, punto 5.1 a) se indica:

a) Instalación de dispositivos de recogida del líquido dieléctrico en fosos colectores.

Si se utilizan aparatos o transformadores que contengan más de 50 litros de dieléctrico líquido, se dispondrá de un foso de recogida del líquido con revestimiento resistente y estanco, para el volumen total de líquido dieléctrico del aparato o transformador. En dicho depósito o cubeta se dispondrán cortafuegos tales como: lechos de guijarros, sifones en el caso de instalaciones con colector único, etc. Cuando se utilicen pozos centralizados, se dimensionarán para recoger la totalidad del líquido dieléctrico del equipo con mayor capacidad.

Cuando se utilicen dieléctricos líquidos con punto de combustión igual o superior a 300°C será suficiente con un sistema de recogida de posibles derrames, que impida su salida al exterior.

En cuanto a los sistemas de extinción fijos, el apartado 5.1 b.2):

b.2) Sistemas fijos.

En aquellas instalaciones con transformadores cuyo dieléctrico sea inflamable o combustible de punto de combustión inferior a 300°C y potencia instalada de cada transformador mayor de 1000 kVA en cualquiera o mayor de 4000 kVA en el conjunto de transformadores, deberá disponerse un sistema fijo de extinción automático adecuado para este tipo de instalaciones. Asimismo, en aquellas instalaciones con otros equipos cuyo dieléctrico sea inflamable o combustible de punto de combustión inferior a 300°C y con volumen de aceite en cada equipo mayor de 600 litros o mayor de 2400 litros en el conjunto de aparatos también deberá disponerse un sistema fijo de extinción automático adecuado para este tipo de instalaciones. Se dispondrá de un sistema de alarma que prevenga al personal de la actuación del sistema contra incendios, provisto de un tiempo de retardo suficiente para poder evacuar el recinto.

Si la instalación de alta tensión está integrada en un edificio de uso de pública concurrencia y tiene acceso desde el interior del edificio dichas potencias se reducirán a 630 kVA y 2520 kVA y los volúmenes a 400 litros y 1600 litros respectivamente. La actuación de estos sistemas fijos de extinción de incendios será solamente obligatoria en los compartimentos en los que existan aparatos con dieléctrico inflamable o combustible.

Si los transformadores o equipos utilizan un dieléctrico de punto de combustión igual o superior a 300°C podrán omitirse las anteriores disposiciones, pero deberán instalarse de forma que el calor generado no suponga riesgo de incendio para los materiales próximos.

Por lo tanto, el uso de los ésteres permite simplificar las medidas de seguridad a tomar frente al riesgo de incendio.

Para el uso en esta subestación verde, se solicitará que el refrigerante y aislante sea de tipo éster, y que se valoren en las ofertas las posibilidades del uso de las opciones sintético y/o natural (vegetal).

4.4.2. APARELLAJE DE 132 KV

Nos centraremos en aparellaje de instalaciones encapsuladas en gas (GIS) adoptadas para esta instalación.

En el caso de las instalaciones GIS, parece que no existe unanimidad en el tipo de gas a usar, sino que hay diferentes soluciones dependiendo del fabricante del GIS.

Básicamente las tecnologías empleadas por los principales fabricantes están agrupadas en dos grandes bloques:

Tabla 8. Soluciones propuestas por los principales fabricantes. Elaboración propia.

Soluciones “g ³ ” basadas en gas 3M Novec	Soluciones basadas en Vacío/Aire purificado
GE	Siemens
ABB	

4.4.2.1. SOLUCIÓN GENERAL ELECTRIC

General Electric ha optado por la sustitución del gas SF₆ de sus GIS actuales de 132 kV (F35-145 kV) por otro denominado como “g³” (“green gas for grid”, pronunciado como g-cubed y en adelante g3), que está formado en base a una mezcla de gas fluoro-nitrilo y CO₂. La base es el gas “Novec 4710” de 3M [46].

Si bien las propiedades aislantes y de extinción de arco del SF₆ son superiores al g³, el GWP del SF₆ es 23500 superior al del CO₂. Sin embargo, con el g³, GE ha sido capaz de desarrollar una alternativa funcional viable, con una reducción del GWP del 98% sobre el SF₆, es decir 470 veces el CO₂.

GE ha comprobado que su mezcla de gases es compatible con los materiales (metales y plásticos) que estaban presentes en su diseño de GIS, en cuanto a la falta de una reacción química adversa para el material o polución sobre el gas. Como la molécula del CO₂ es más pequeña, se han tenido que sustituir las juntas de goma para conseguir la misma estanqueidad.

Si bien el g³ tiene buenas propiedades aislantes, para conseguir las mismas características que con el SF₆ se ha subido la presión de funcionamiento del gas al entorno de 7 bares, y se han tenido que hacer algunos cambios en los compartimentos del interruptor, dado que la capacidad de corte del arco con g³ es inferior. En lo demás, ha mantenido el diseño del GIS de 132 kV que comercializa con SF₆.

Como las características funcionales dependen mucho de la proporción de componentes dentro del g³, es preciso disponer de un dispositivo de relleno diseñado específicamente. Para asegurar la homogeneidad, el dispositivo debe calentar la botella de gas (ya viene premezclado de fábrica), por lo que, a falta de más información o experiencia, parece que el procedimiento de relleno es más delicado que con el actual SF₆.

Las principales características que destaca GE son:

- Mismas dimensiones vs SF₆.
- Mismas características técnicas y de rango de temperatura de funcionamiento.
- Tecnología que va a estar disponible para toda la gama GIS, ya que no tiene límites de corriente ni de tensión. Están ahora desarrollando el producto para 420 kV.
- El impacto medioambiental GWP del gas g3 se reduce más de un 98 % vs SF₆.
- Si consideramos el análisis para el ciclo de vida en base a la ISO14040, según GE son los que menor impacto medioambiental tienen, ya que al ser de las mismas dimensiones que la solución del SF₆ no hay mayor contribución del impacto con la producción de los materiales, generación durante la fabricación, transporte, edificio, etc.
- USA apoya su tecnología.

4.4.2.2. SOLUCIÓN SIEMENS

El concepto de los nuevos GIS libres de SF₆ (modelo 8VN1) mantiene la modularidad y compartimentación de los homólogos de SF₆ y permiten las mismas configuraciones de barras así como alcanzar los mismos requisitos de continuidad de servicio. Un ejemplo de implantación aportado para una ST Tipo sigue los criterios de la INS 50.43.02 Issue 6 con MRE11 [14].

La solución 8VN1 para soluciones hasta 145 kV combina la tecnología ya probada de corte en vacío con las ventajas del “Clean Air” como medio aislante.

A nivel dimensional, los módulos 8VN1 son un poco más grandes que los actuales de SF₆. En todo caso, estas dimensiones no implican un edificio de dimensiones mucho mayores.

Desde un punto de vista de especificación técnica no hay mayores implicaciones.

La tecnología de Clean Air tiene un GWP (Global Warming Potential) de 0. Clean Air está compuesto con un 80% de N² y un 20% de O², filtrado y libre de humedad.

Las principales características del nuevo modelo de GIS rondan en torno a:

- Medio aislante no contaminante.
- Cumple con las normas de soluciones sostenibles.
- Alta seguridad.
- Bajos costes operativos a lo largo del ciclo de vida.

4.4.2.3. SOLUCIÓN ABB

ABB denomina a su medio aislante como AirPlus. El gas es un compuesto de gases C5-FK mezclados con O₂, N₂ y CO₂ desarrollado en colaboración con 3M [46].

Las principales características son:

- ECO-GIS de ABB tiene dimensiones mayores que la GIS estándar (modelo ELK-04 que está en el AM de 132 kV). En resumen, su tamaño es similar a la GIS de 170 kV y estos valores deben tenerse en consideración a la hora de dimensionar el edificio.
- Hasta 145kV, los componentes son en su mayoría los mismos que los de la familia ELK-04 homologada en IBERDROLA. En tensiones superiores están realizando proyectos donde suministran los fluoductos con dicho gas para en un posterior desarrollo poder suministrar la GIS completa.
- Estas soluciones también podrían ser instaladas en contenedores.
- Tienen los mismos mecanismos de operación, mismo tipo de envolvente, con materiales compatibles para el sellado.
- Pequeños cambios en la cámara de corte, en los discos de compartimentación, y en los sensores de gas. Resulta preciso cambiar igualmente las tomas de llenado de Gas.
- AirPlus tiene un GWP < 1, en contraposición con los 23500 del SF₆. Su poder de aislamiento es un 70% menor y la temperatura mínima de funcionamiento sube de -40°C a -5°C.
- El nivel máximo desarrollado y disponible en el GIS AirPlus es de 170kV.

4.4.3. APARELLAJE DE MEDIA TENSIÓN

Desde el punto de vista técnico hay tres tecnologías que ofrecen soluciones de aislamiento en el aparellaje de Media Tensión (en adelante MT). Se indican para cada una de ellas las ventajas e inconvenientes.

- Celdas de MT Aisladas en aire: Son las más tradicionales hasta los años 90 y como elemento de corte se ha venido usando desde el aceite, hasta el SF₆ y como última tecnología, el corte en vacío. La aparición de envolvente metálica, capaz de soportar un arco interno sin que explote la celda ni libere elementos metálicos, soportes, tornillos, resinas etc. que pueda suponer un peligro para el personal que esté cercano, las ha dotado de gran una gran seguridad de operación. Dentro de las celdas metálicas tenemos dos opciones metal clad o metal enclosed.

Tabla 9. Opciones de celdas de MT Aisladas en aire [46].

Metal Clad	Metal Enclosed
Consideradas sólo en estándar ANSI – IEEE [36]	Consideradas en estándar ANSI/IEEE como en IEC [36]
Sólo interruptores extraíbles	Interruptores extraíble, fijo o removible
Módulos compartimentados por barreras metálicas compartimentadas	Compartimentación de acuerdo al grado de accesibilidad LSC, puede ser metálica PM o aislante PI
Barras y uniones aisladas	Barras desnudas. Aislamiento opcional
Bloqueos mecánicos	Bloqueos mecánicos
Segregación del equipo de baja tensión del circuito primario	Segregación del equipo de baja tensión del circuito primario

La principal desventaja es que, para arquitecturas de doble barra, o su alternativa back to back, son de muy elevadas dimensiones.

- Celdas de MT aisladas en SF₆. Han supuesto una reducción de espacio considerable, bajo mantenimiento y posibilidad de emplear esquemas de doble barra etc. Como medio de corte pueden emplearse tanto interruptores de SF₆ como de vacío.
- Celdas de MT libres de SF₆. Este es un desarrollo moderno en el que se sabe del uso de mezclas de gases sintéticos fluorados por parte de algunos fabricantes con GWP<1 y mezclas de gases naturales por parte de otros con GWP=0.

La tecnología de medios aislantes sólidos no ha llegado a desarrollarse de forma satisfactoria.

A título informativo, se hace una exposición de algunos gases utilizados en el mercado por los fabricantes más habituales (Hitachi/ABB, Ormazábal, Siemens, Mesa/Schneider) y las características principales que se conocen de ellos [46]:

- SF₆
 - Utilizado por todos los fabricantes.
 - Hexafluoruro de azufre.
 - GWP 23500.
 - Se descompone en más de 3000 años de exposición a la radiación atmosférica.
 - Ante fugas, es un gas asfixiante en zonas confinadas.

- **AirPlus**
 - Utilizado por Hitachi/ABB.
 - Composición aproximada: 80 % aire seco (O_2 , N_2 , CO_2) + 20 % Novec 5110 (Fluorocetona C5K).
 - $GWP < 1$.
 - Como media, se descompone a los 16 días de exposición a la radiación atmosférica.
 - Rendimiento técnico muy similar al del SF_6 .
 - Prácticamente no resulta tóxico.
 - La manipulación no requiere más medidas de seguridad que la del SF_6 .
 - Requiere de DILO.
- **Aire Sintético**
 - Utilizado por Ormazábal.
 - Composición: 21,9 % Novec 5110 (Fluorocetona C5K) + 3 % hidrofluoroolefina (HFO.3E) + aire sintético ($20,9 \pm 1$ % O_2 y $79,1 \pm 1$ % N_2).
 - $GWP < 1$.
 - Requiere de DILO.
- **Clean Air**
 - Utilizado por SIEMENS [13].
 - Basado en componentes del aire ambiente, composición confidencial.
 - $GWP < 1$.
 - No tóxico.
- **Aire Puro**
 - Utilizado por MESA/Schneider.
 - Aire puro.
 - $GWP = 0$.
 - No tóxico.

Para aquellos gases que llevan como componente el Novec 5110, en el caso de que se produzca un arco, el Novec se descompondrá casi por completo y sus productos de descomposición contienen las siguientes sustancias: monóxido de carbono y dióxido de carbono, otros gases y óxidos metálicos, en algunos casos tóxicos (óxido de cobre, fluoruros de hierro y aluminio). Por contra, los formados por componentes del aire, se descomponen en productos que no son tóxicos.

Se deberán realizar ensayos experimentales para comprobar la compatibilidad de los compuestos de las mezclas empleadas en los diferentes gases con los materiales de uso habitual en la fabricación de las celdas. En aquellos casos en los que los resultados no sean positivos deberán buscarse materiales alternativos. Por ejemplo, en el caso de Ormazábal, se han llevado a cabo ensayos de envejecimiento térmico acelerado durante un tiempo con distintos materiales susceptibles de ser usados en las celdas y el resultado obtenido ha sido la necesidad de modificar las juntas tóricas que sellan los pasatapas a las celdas y el material del retén empleado para el sellado a la celda del eje de accionamiento del seccionador.

A la vista de lo expuesto anteriormente, parece que la decisión de utilizar un gas u otro estará fuertemente influenciada por las características técnicas que se puedan llegar a obtener en las celdas y, en concreto, la intensidad nominal que se pueda alcanzar en los equipos.

En cualquier caso, e independientemente de su composición, la diferencia en cuanto al valor del GWP de los 4 gases listados frente al SF₆ es incomparable, siendo este menor que 1 y medioambientalmente mucho más favorables.

También hay que tener en cuenta que estos son los primeros pasos que se han dado para esta nueva tecnología y es de esperar que los fabricantes continuarán con sus desarrollos. Algunos indican su intención de seguir adelante para ofrecer una gama de productos adecuados a todas las nuevas necesidades, ampliando a la configuración de doble barra y dar el salto a los 36 kV.

4.5. MATERIALES, EQUIPOS Y SERVICIOS CON AFECTACIÓN INDIRECTA EN LA "HUELLA VERDE"

Adicionalmente a los grandes equipos analizados en el apartado anterior, podemos analizar qué otros aspectos del diseño y construcción de una subestación puedan ayudar a categorizarla como "verde".

Obviamente, solo se van a analizar aquellos aspectos que contribuyan de forma significativa, por el volumen utilizado o por su incidencia contaminante.

4.5.1. EQUIPOS ADICIONALES CON USO DE FLUIDOS POTENCIALMENTE CONTAMINANTES

Los equipos adicionales, presentes en una subestación, que usan fluidos con posibilidad de generar contaminación son:

4.5.1.1. EQUIPOS DE EXTINCIÓN DE INCENDIOS.

Los sistemas de extinción de incendios, fundamentalmente para la protección ante incendio de los transformadores de potencia, pueden ser de diferentes tecnologías:

- Agua Pulverizada.
- Sistema de extinción por espuma.
- Extintores portátiles.
- Extinción en base a inundación de CO₂.
- Extinción en base a NOVEC.

En la actualidad, en I-DE y para subestaciones en las que los transformadores se instalan en el interior de cubículos cerrados, como es el caso que nos ocupa, los sistemas fijos contra incendios que se están utilizando en zonas catalogadas como casco urbano con proximidad de viviendas son los de extinción por espuma y gas NOVEC.

Tal y como se ha indicado en el apartado correspondiente a transformadores, el fluido refrigerante que se pretende utilizar tendrá una temperatura de combustión o fire point superior a 300°C, lo que por reglamentación hace que no sea necesario ningún sistema de extinción fijo. No obstante, se ha decidido mantener en este piloto uno de los dos sistemas que I-DE utiliza, habiendo considerado que el sistema NOVEC es el más adecuado por requerir menos instalaciones y ocupar mucho menos espacio que el sistema de espuma.

En cuanto a los extintores portátiles, se seguirán empleando los que utilizan polvo químico seco tipo ABC, no CO₂, no habiendo ninguna nueva especificación o diseño posible.

4.5.1.2. EQUIPOS DE REFRIGERACIÓN.

Los gases convencionalmente usados en sistemas de refrigeración son del tipo fluorado y por ello son gases de efecto invernadero (GEI) que afectan negativamente a la capa de ozono.

Para la limitación y extinción definitiva se ha desarrollado la normativa europea FGAS cuyo objetivo principal es la reducción del uso de gases fluorados de efecto invernadero (GEI) en un 70% de cara al año 2030.

La normativa F-GAS [44] fija un calendario de eliminación gradual de uso de refrigerantes, conocido como phase/down, en el que se fijan las cuotas de comercialización de HFCs, establecida en el citado Reglamento y se promueve el uso de refrigerantes alternativos que puedan sustituir a los HFCs de alto Global Warming Potential (GWP)/Potencial de Calentamiento Atmosférico (PCA).

Debido a que en la actualidad se están desarrollando nuevos refrigerantes, la única recomendación en cuanto a la instalación de equipos de refrigeración, es que éstos cumplan con el calendario y normativa especificada por la FGAS y el Reglamento nº.517/2014, del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de abril de 2014 sobre los gases fluorados de efecto invernadero.

En cuanto a las cantidades utilizadas dentro de una subestación, se pueden considerar irrelevantes para incluirlas en el estudio técnico económico comparativo.

4.5.2. EQUIPOS Y MATERIALES SIGNIFICATIVOS

Los materiales principales usados en la construcción de una subestación son el hormigón y el acero. En nuestro caso, por tratarse de un entorno urbano, la subestación se construirá totalmente en el interior de un edificio que podría ser prefabricado de hormigón, aunque no se descarta la posibilidad de que también pueda ser metálico en parte. El acero también es el principal material para la construcción de las envolventes de los equipos eléctricos tanto primarios (aparellaje) como secundarios (envolventes de armarios de control y protección y/o de servicios auxiliares).

El uso de cobre y de envolventes aislantes se ha reducido considerablemente con los equipos digitales de protección y control, así como por la reducción de distancias en las subestaciones compactas.

En este momento es inabordable analizar la totalidad de componentes de la fabricación que intervienen directa o indirectamente en los propios materiales o en los procesos de fabricación, si existen o no elementos contaminantes y en su caso alternativas etc. De todas formas, se entiende que su influencia no será tampoco significativa en el total de la instalación.

En todo caso, en relación con estos equipos, sí que parece razonable exigir o impulsar que la energía empleada en la fabricación tenga origen renovable. Será responsabilidad de la empresa suministradora el certificar que la energía necesaria para la fabricación de los equipos que suministra sea de origen renovable (o en su defecto en qué proporción). Será su responsabilidad el que sus contratos de suministro de energía avalen la condición solicitada.

Adicionalmente a la certificación, deberán aportar la estimación de energía consumida en la fabricación del equipo suministrado con objeto de evaluar el peso de CO₂ equivalente a la energía empleada de origen no renovable.

Se solicitará por tanto la certificación de que el uso de energía empleada en la fabricación sea de origen renovable, y la cantidad total de energía empleada (kWh), a los fabricantes de los siguientes equipos:

- Aparellaje de equipos principales de AT y MT, junto a armarios adicionales de control (GIS).
- Cuadros de Control y Protección, y auxiliares.
- Transformadores de Potencia.
- Edificios prefabricados o metálicos.

4.5.3. TRANSPORTES

Se deberá solicitar a las empresas de construcción de obra civil y de montaje que todos los vehículos empleados en el transporte de las personas a la obra, y/o pequeño material sean eléctricos.

Hoy día, la tecnología disponible para los vehículos de transporte, grúas etc. empleando combustibles de origen renovable está poco madura (basados en hidrógeno o equivalente). Es por ello por lo que no se solicitará ningún requisito especial, adicional a lo actual, para este tipo de vehículos.

4.5.4. EMBALAJES Y OTROS

Hay otros aspectos que se pueden considerar de menor afectación, aunque, sí son importantes desde el punto de vista de la concienciación y difusión de la importancia de rebajar la huella. Este es el caso de los embalajes de plástico. Se tratará de trasladar

a los proveedores que minimicen en lo posible el uso de plásticos en sus embalajes, sustituyéndolos por madera, cartón etc.

Para los embalajes que hayan tenido que realizarse mediante plásticos, se prestará especial atención a su depósito en contenedores de reciclaje.

Adicionalmente se va a analizar el uso de nuevos materiales de construcción que incorporen procesos de fabricación o componentes de origen reciclado, como pueden ser, el rematado de los pisos, el asfaltado de los viales de transformadores, etc.

4.6. INCREMENTO DE COSTE Y REDUCCIÓN DE CO₂

Como análisis complementario a todo lo expuesto técnicamente, se incluyen porcentajes estimados de lo que puede suponer el incremento en el coste de inversión (CAPEX) de los equipos principales utilizados debido al empleo de gases respetuosos con el medio ambiente, celdas de MAT y MT y transformadores de potencia, así como la reducción del CO₂ equivalente que se podría llegar a conseguir.

Como ya se ha indicado, el análisis se realizará para la futura ST ZORROTZAURRE cuyo alcance ha quedado descrito en apartados anteriores.

Inicialmente consideraremos que el edificio será del tipo hormigón prefabricado de 50 x 26 = 1.300 m² en planta.

La Tabla 10 indica una estimación del incremento del coste por equipo en comparación con el empleo de gases SF₆ en GIS y celdas y aceite mineral en transformadores.

Tabla 10. Incremento de coste por equipo, porcentual. Elaboración propia.

Incremento medio de coste por Equipo	%
Incremento de coste sistema de MT	25%
Incremento de coste sistema de MAT	20-30%
Incremento Coste por Transformador	10-15%

Respecto a estos incrementos estimados, es de esperar que se verán reducidos en el futuro dependiendo del volumen de ventas que vayan teniendo los fabricantes.

También hay que tener en cuenta el ahorro por la eliminación de uno de los sistemas de extinción de incendios, debido al empleo de ésteres en los transformadores.

Reducción de CO₂ equivalente por eliminación del SF₆:

En el caso del GIS de 132 kV, para subestaciones similares a las que se plantean se podría estimar en aproximadamente 635 kg de gas SF₆. Si consideramos un nivel de pérdidas del 0,4% anual, al cabo de 40 años de vida útil tendremos 767 x 0,4% x 40 = 123 kg. En total tendremos 767 + 123 = 890 kg de gas en 40 años.

En cuanto a la huella de CO₂ de las celdas de SF₆ hay que señalar que para una instalación con un alcance en configuración de simple barra partida anillada con ocho (8) celdas de línea, dos (2) celdas de transformador, dos (2) celdas de servicios auxiliares, cuatro (4) particiones y cuatro (4) uniones, se necesitan, aproximadamente, unos 82 kg de SF₆.

Tabla 11. Toneladas equivalentes del gas SF₆ ahorradas en el sistema. Elaboración propia.

Reducción de CO ₂ equivalente	Kg SF ₆	GWP SF ₆	Total Toneladas CO ₂
Sistema de MT	82	23.500	1.927
Sistema de MAT	890	23.500	20.915
TOTAL:			22.842

Se ha descartado incluir en el cálculo a los refrigerantes, dado que su volumen es despreciable respecto del aparellaje libre de SF₆.

- Reducción de CO₂ por la fabricación de los equipos con Energía Procedente de Fuentes Renovables:

Los datos oficiales de 2019 de acuerdo con el documento FACTORES DE EMISIÓN Y REGISTRO DE HUELLA DE CARBONO, COMPENSACIÓN Y PROYECTOS DE ABSORCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO, editado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de fecha junio 2020 [47], establece una intensidad de emisión equivalente, en distribución eléctrica de baja tensión, de 310 grCO₂/kWh (2019), y los valores que se están tomando en la actualidad están en torno a los 400 gr de media. Tomaremos esta última cifra como valor medio para el cálculo, 400 grCO₂/kWh.

Por lo tanto, en base a una estimación muy gruesa, la energía consumida por tipo de equipo, y por ello la cantidad de CO₂ equivalente que se ahorraría por uso de energía procedente de fuentes renovables sería la expresada por la Tabla 12.

Tabla 12. Cantidad de CO₂ ahorrada por equipos. Elaboración propia.

Tipo de equipo	Días equiv. fabricación por equipo	Horas/Día	kW asignado	Total kWh	400 grCO ₂ /kWh		Total toneladas CO ₂
					kg CO ₂ por equipos	Número equipos	
Celda MT	4	8	15	480	192	28	5,376
Posición MAT	15	8	15	1.800	720	8	5,76
Cuadros P&C	3	8	10	240	96	20	1,92
Transformadores	30	8	20	4.800	1.920	2	3,84
TOTAL							16,896

En el cómputo de los días de fabricación de cada equipo, horas diarias y potencia eléctrica de la maquinaria etc. asociada NO se ha incluido el tratamiento de los materiales desde su origen, en bruto, hasta su envío a la instalación. Si buscamos el

valor de la producción total de CO₂, resulta complicado que los fabricantes puedan proporcionar este dato.

Como elemento de referencia, se considerará que en la fabricación total de un coche eléctrico se producen un total de 9 toneladas de CO₂, incluyendo la batería, que supone un 40% así como todos los medios de extracción y tratamiento de los materiales en su origen, por lo que no es directamente comparable con nuestro análisis.

En todo caso, se ha empleado un criterio muy conservador para esta estimación.

- Reducción de CO₂ por transporte:

La Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso del Vehículo Eléctrico (AEDIVE) ha publicado que, con las cifras oficiales, un vehículo eléctrico medio, con un consumo de electricidad de unos 15 kilovatios a la hora, generaría unas emisiones de 58 gramos de CO₂ por km recorrido [15]. Esta cifra aplica a España en base a su 'mix' energético.

Según datos de la Agencia Europea de Medio Ambiente, un coche de gasolina de tamaño mediano emite de media unos 143 gramos de CO₂ por kilómetro [16].

Por lo tanto, la reducción de CO₂ por kilómetro al pasar de gasolina a eléctrico sería de:

$$143 - 58 = 85 \text{ gr CO}_2/\text{km}$$

Para la construcción y montaje de la subestación consideraremos para el transporte de personal:

- Cinco meses de obra civil, tres vehículos 5 días/semana a 50 km/día = 15.000 km
- Cuatro meses de montaje, tres vehículos 5 días/semana a 50 km/día = 12.000 km

Por lo tanto, la reducción de emisiones equivalente de CO₂ para estos 27.000 km será:

$$0,085 \text{ kg} \times 27.000 = 2.295 \text{ kg CO}_2$$

En este cálculo no se ha tenido en cuenta la diferencia de CO₂ durante el período de fabricación de vehículo y su prorrateo en los km recorridos en su vida útil. Se comprende que afinar en estas cifras no va a resultar relevante, y lo cierto es que tampoco existen datos concluyentes e internacionalmente aceptados de la diferencia en emisiones en la fabricación de vehículos eléctricos versus los tradicionales de combustible fósil. Sí que está generalmente admitido el que, en el caso de los eléctricos, casi el 40% del total le corresponde a la fabricación de la batería (incluyendo extracción de metales etc.)

- Resultado final de CO₂:

Teniendo en cuenta todos los factores de reducción de CO₂ tendríamos:

Tabla 13. Reducción de CO₂ por proceso en la Subestación Verde. Elaboración propia.

Reducción de CO ₂ por proceso	Toneladas de CO ₂
Toneladas equivalentes por eliminación del SF ₆	22.842,0
Por fabricación de equipos con Energía Renovable	16,9
Transportes con vehículo eléctrico	2,3
TOTAL:	22.861,2

Se ve claramente que a nivel huella de carbono, todo es despreciable frente a los kg de SF₆ que se dejan de emplear.

A título informativo y a fecha de este documento, el valor publicado por la consultora especializada SENDECO2 [16] aporta una media de 50,40 €/Tonelada de CO₂.

5. BENEFICIOS QUE APORTA EL PROYECTO

En este apartado del trabajo se van a analizar los beneficios que aporta en ciertos ámbitos. Pese a que el objetivo principal del proyecto sea el de realizar una memoria técnica para una nueva subestación verde, los beneficios didácticos que aporta el mismo son muy variados. Ello es debido a que se va a proceder al análisis de cada uno de los elementos necesarios en las subestaciones, haciendo hincapié tanto en datos específicos como en sus funcionalidades generales, lo cual puede ser utilizado para proyectos tipo y como fuente de información para otro tipo de actividades.

Asimismo, si el proyecto se llevase a cabo, traería consigo una gran variedad de beneficios, afectando en diferentes niveles a la sociedad. Principalmente, las partes que se verían más beneficiadas serían las siguientes:

- Medio ambiente
- Sistema eléctrico y consumidores
- Empleo

5.1. MEDIO AMBIENTE

El sistema eléctrico está constantemente cambiando y evolucionando. En las últimas décadas el cambio climático y el desarrollo sostenible han sido las principales causas por las que el sistema eléctrico ha experimentado una revolución y se prevé que esto solo vaya a más. Uno de los factores clave para hacer frente al cambio climático es el sistema eléctrico, el cual debe evolucionar de ser parte del problema a ser parte de la solución.

Dentro de las alternativas existentes hoy en día se estaría principalmente hablando del coche eléctrico [18]. Pero hay que ir más allá del simple transporte de personas, y es en ese ámbito donde todavía queda por hacer un mayor trabajo, pues el transporte de mercancías realizado tanto por tierra en camiones, como por mar en barcos o por aire en aviones también ha de ser electrificado en pos de reducir las emisiones. Se prevé que en los próximos años las alternativas sean cada vez mayores, más eficientes y competitivas. Muchos países han establecido el año 2050 como límite para la completa electrificación del transporte.

Pero no es solo la electrificación del planeta lo que va a acarrear una reducción de emisiones, y es ahí donde entra uno de los objetivos de este proyecto. La minimización de los gases de efecto invernadero en todo el sistema eléctrico es igual de importante. Hoy en día, en prácticamente todas las subestaciones existen elementos que utilizan el famoso gas SF₆ en mayor o menor medida. Por lo tanto, el desarrollo de gases alternativos que proporcionen características similares, pero sean mucho menos contaminantes es muy importante para el medio ambiente.

Si bien el impacto ambiental del SF₆ se conoce y cuantifica desde hace décadas, ha habido una gran dificultad para encontrar un medio alternativo que no solo coincida con el rendimiento técnico del SF₆, sino que también pueda proporcionar la misma solución compacta para las aplicaciones actuales. Cualquier elemento por emplear debe tener un GWP bajo y también cumplir con los estrictos criterios de la normativa actual.

Es ahí donde hace especial hincapié el proyecto realizado, analizando las diversas alternativas que se están desarrollando tanto en gases como en distintos elementos a lo largo del proceso para reducir el impacto ambiental de las subestaciones eléctricas.

Junto con la mencionada electrificación, las subestaciones mantendrán su importancia en los próximos años, y así lo hará la normativa utilizada en ellas. Por todo ello, para cuidar el medio ambiente en la mayor medida posible es igual de importante reducir las emisiones generadas en la creación de todos los elementos que las componen y en todos los procesos que son llevados a cabo, desde el inicio hasta el final.

En este documento se tratará de analizar el diseño y construcción de una Subestación Verde. Para alcanzar este objetivo, se analizarán de forma separada los equipos y materiales, los cuales tienen un efecto medible y que afecta directamente a la huella verde, y otros elementos, sistemas, etc., con efecto indirecto dentro del análisis.

5.2. SISTEMA ELÉCTRICO Y SUS CONSUMIDORES

Las subestaciones son instalaciones eléctricas ubicadas en los extremos de las líneas eléctricas. Una nueva subestación eléctrica implica una ampliación del sistema eléctrico ya existente y pueden tener diversas utilidades, pero principalmente supondrán una mejora de interconexión entre puntos del sistema, flexibilidad de la red, repartición de la carga y seguridad.

La constante implementación de energías renovables y el hecho de que el sistema eléctrico esté avanzando hacia un futuro “Smart”, con las denominadas Smart Grids, supone la necesidad de mejorar las instalaciones eléctricas ya implementadas, así como la instalación de nuevas. Por ello hay que hacer hincapié en realizar las subestaciones de la manera más eficiente y amable con el medio ambiente.

Pero no solo eso, las leyes son cada vez más estrictas, tanto en Europa como en España, con el uso del SF₆ y en unos años el uso será muy limitado, por lo tanto el sistema eléctrico está destinado a cambio de una gran cantidad de elementos, concretamente todos los que usen dicho gas.

Es por ello que hay que analizar el sistema en su totalidad, analizando toda la aparamenta que emplea SF₆, no solo por las alternativas que existan para dicho gas, sino también para analizar el alcance que las restricciones que los gobiernos están imponiendo van a tener para el sistema eléctrico y sus consumidores.

5.3. EMPLEO

La creación de una subestación supone invertir una gran cantidad de dinero y de horas de trabajo por hacer. Por una parte, para todos los equipos físicos que son necesarios para el funcionamiento de esta y, por otra parte, por las obras necesarias para construir la subestación (terreno, cimientos, edificios...).

En este caso la empresa promotora de la subestación eléctrica será i-DE, que será la encargada de realizar las subcontrataciones necesarias para llevar a cabo el proyecto. Debido a la amplitud de este tipo de proyectos, se precisan muchas áreas de conocimiento diferentes, para cada cual habrá que realizar una subcontratación diferente según la especialización.

En lo correspondiente a la aparamenta, la manera de proceder será la siguiente:

1. I-DE determina las condiciones generales de la aparamenta a emplear.
2. Se realiza una especificación técnica básica que se les pasa a diferentes empresas suministradoras.
3. Las empresas suministradoras hacen ofertas de aparamenta basadas en la especificación técnica recibida.
4. I-DE analiza las diferentes ofertas recibidas para cada elemento y selecciona en base a diversos criterios, como pueden ser: cumplimiento de las condiciones, velocidad de entrega, fiabilidad, operabilidad, tamaño, etc.

Entre las empresas subcontratadas para la realización de aparamenta cabe recalcar que se fomentara principalmente el empleo local (o nacional en caso de no tener facilidades en las cercanías). En Bizkaia existen diversas empresas relacionadas a aparamenta eléctrica, entre las colaboradoras se encuentran Mesa, Ormazabal y ZIV por ejemplo. Por lo tanto, la creación de esta subestación favorece que el dinero se quede en la provincia y fomenta el empleo local todo lo posible.

Una subestación es una instalación que mezcla trabajo de una gran cantidad de áreas y empresas distintas, al estar proyectada en Zorrotzaurre, la mayoría de los trabajos a realizar pueden ser realizados con garantías por empresas autóctonas.

6. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

En este apartado se va a realizar un análisis detallado de todos los elementos que se pueden encontrar en las subestaciones eléctricas de distribución y se valorarán diferentes alternativas, según el caso.

6.1. INTERRUPTOR

Los interruptores automáticos se fabrican en diferentes tamaños, desde pequeños dispositivos que protegen circuitos de baja tensión o electrodomésticos individuales, hasta grandes dispositivos de conmutación diseñados para proteger circuitos de alta tensión que alimentan a toda una ciudad. La función genérica de un estos, como medio automático de aislar de un sistema defectuoso, a menudo se abrevia como OCPD (dispositivo de protección contra sobreintensidad) [19].

En este caso, para las subestaciones se analiza más específicamente el interruptor automático. Los interruptores están diseñados para realizar el corte lo más rápido posible.

Dependiendo del medio utilizado para la interrupción del arco existen diferentes tecnologías, entre las que se encuentran:

- Aire: atmosférico y comprimido
- Aceite: pequeño y gran volumen (casi extintos hoy en día)
- Vacío
- SF₆

- Nuevas tecnologías (objeto de desarrollo de este proyecto)

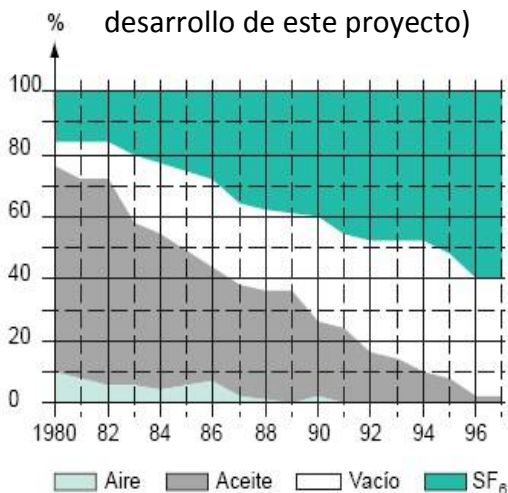


Figura 9. Comparación de rigidez dieléctrica para medios desionizantes [20].

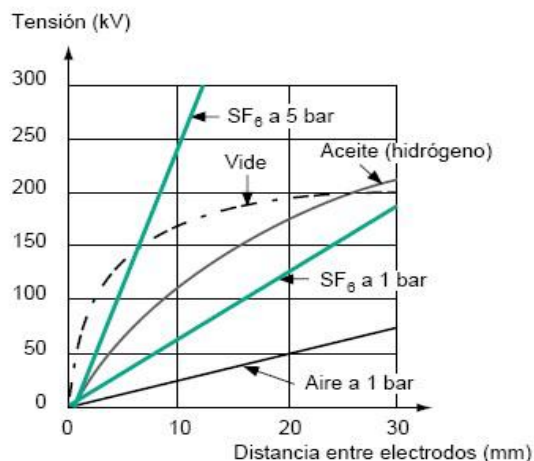
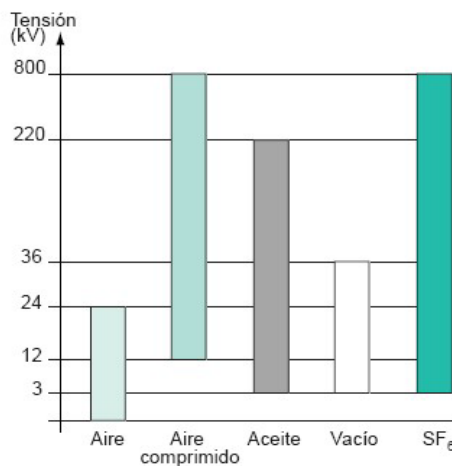


Figura 8. Distancias eléctricas en función de la tensión y presión de distintos medios.



Existen diferentes clasificaciones en función de sus mecanismos de accionamiento:

- Eléctrico: un motor eléctrico carga un resorte de cierre. Cuando se activa la bobina de cierre se libera el resorte de cierre, girando el eje principal y cerrando los contactos del interruptor. Durante la operación de cierre se procede a la carga del resorte de apertura. Cuando se activa la bobina de disparo el solenoide libera un pestillo que libera a su vez el resorte de apertura, moviendo el eje y abriendo los contactos del interruptor.
- Hidráulico: utiliza un mecanismo hidráulico para cargar los resortes.
- Servomotor: un motor eléctrico acciona directamente el contacto móvil.

En función del tipo de maniobra que realizan:

- Unipolar: un mecanismo de accionamiento independiente para cada polo (AT y MAT).
- Tripolar: un solo mecanismo acciona los tres polos (MT y AT).

Finalmente, también pueden analizarse en base al aislamiento del cubículo de los contactos:

- Tanque muerto (dead tank): el cubículo de alojamiento de los contactos esta sin tensión. Permite incorporar transformadores tipo bushing en las bornas de interruptor.
- Tanque vivo (live tank): el cubículo de alojamiento de los contactos está a tensión. En este tipo los transformadores de intensidad son exteriores al interruptor.

Los tipos de contactos del interruptor son dos. Los contactos principales son los contactos que abren y cierran el circuito de potencia. Los contactos auxiliares son los contactos que reflejan el estado de los contactos principales del interruptor (abierto o cerrado). Los contactos auxiliares son libres de potencial y según su estado, abiertos o cerrados, reflejarán el estado del interruptor tipo a (normalmente abierto) y tipo b (normalmente cerrado).

Las aperturas y cierres de los contactos auxiliares se producen por el movimiento de giro del eje del interruptor, al ser solidarios al mismo.

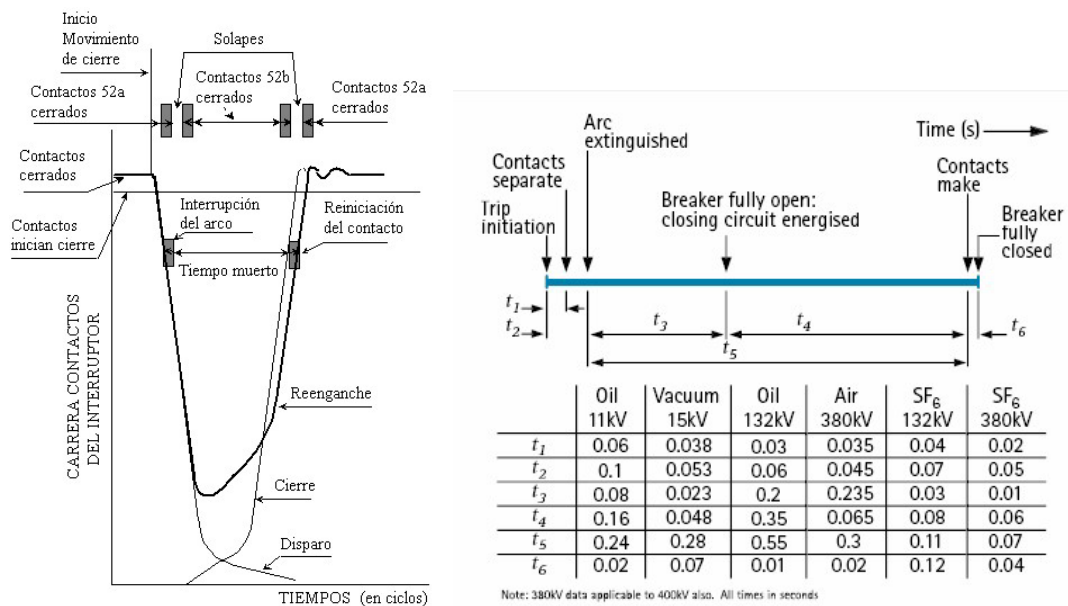


Figura 10. Funcionamiento de un interruptor automático [20].

Los interruptores pueden llevar asociadas una serie de funciones de protección y control, con el objetivo de monitorizar su funcionamiento o realizar alguna función de control los cuales serán objeto de análisis en apartados posteriores.

Para mayor información de interruptores automáticos y su desarrollo a lo largo de los años y relación con distintos gases visitar el "Anexo 3: Documentos".

6.2. SECCIONADOR

Los seccionadores pueden ser manuales o accionados por motor y pueden combinarse con un seccionador de puesta a tierra para conectar a tierra la parte que ha sido aislada del sistema, para garantizar la seguridad del equipo y del personal que trabaja en él [21, 22].

Los interruptores de aislamiento de alta tensión se utilizan en subestaciones eléctricas para permitir el aislamiento de aparatos tales como interruptores automáticos, transformadores y líneas de transmisión, para su mantenimiento. El seccionador generalmente no está diseñado para el control normal del circuito, sino solo para el aislamiento de seguridad.

La norma IEC 62271-102 define la funcionalidad y las características de un seccionador.

Los seccionadores tienen elementos para bloqueo y etiquetado, de modo que no sea posible una operación inadvertida. En sistemas complejos o de alta tensión, estas cerraduras pueden ser parte de un sistema de enclavamiento de llave atrapada, para garantizar la secuencia de operación adecuada. En algunos diseños, el interruptor aislador tiene la capacidad adicional de conectar a tierra el circuito aislado, lo que brinda una seguridad adicional. Tal esquema se aplicaría a circuitos que interconectan sistemas de distribución de energía donde ambos extremos del circuito deben estar aislados.

En función de sus características constructivas y su diseño existen varios tipos de seccionadores:

- Seccionadores de AT, MT y BT.
- Seccionadores giratorios de apertura lateral.
- Seccionadores giratorios de apertura central.
- Seccionadores giratorios de doble apertura.
- Seccionadores de tipo pantógrafo.

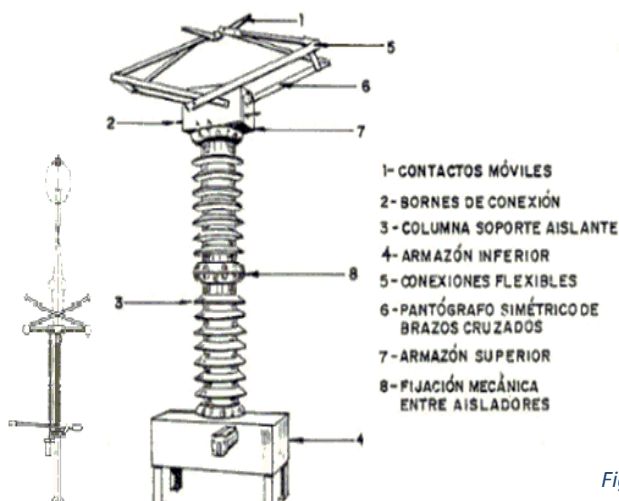


Figura 13. Seccionador de tipo pantógrafo [23].

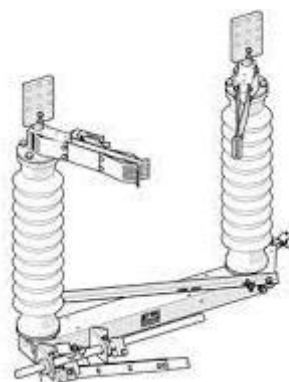


Figura 12. Seccionador de apertura lateral [23].

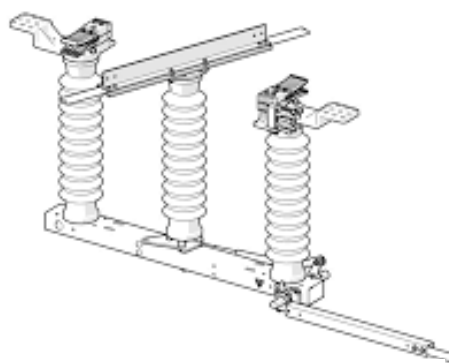


Figura 11. Seccionador de apertura central.

6.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia reduce el nivel de tensión de la electricidad proveniente de las líneas de suministro, al nivel de la red de distribución. Al igual que con las líneas de suministro, es común tener más de un transformador para garantizar la fiabilidad. Principalmente, esta es la máquina que se encarga, mediante la transformación de tensiones, de permitir el intercambio de potencia activa y reactiva.

6.4. TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Los transformadores de medida (TM) son los transformadores destinados a alimentar los instrumentos de medida, contadores, relés y otros aparatos análogos [24].

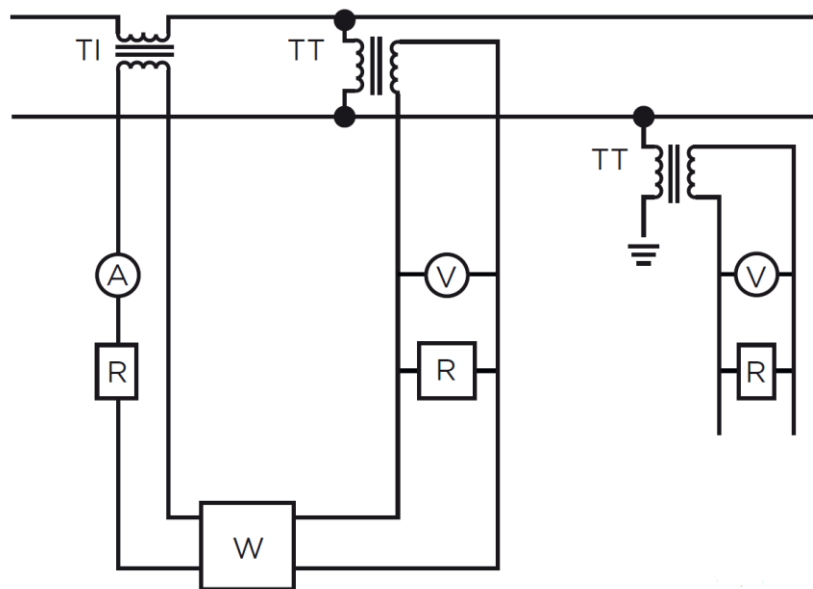


Figura 14. Transformadores de medida existentes [24].

Las funciones principales de los instrumentos de medida son:

- Transformar las intensidades y tensiones de unos valores elevados a unos valores bajos, que puedan ser fácilmente utilizados por los relés, convertidores de medida y otros equipos.
- Aislar el circuito secundario de medida del circuito primario en alta tensión.
- Permitir estandarizar los equipos y relés a unas tensiones e intensidades normalizadas.

Hay dos clases de transformadores de medida:

- Transformadores de intensidad, en los cuales la intensidad del secundario es, en las condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la intensidad

primaria y desfasada con relación a la misma en un ángulo próximo a cero, para un conexionado en el sentido apropiado.

- Transformadores de tensión, en los cuales la tensión del secundario es, en las condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la tensión primaria y desfasada con relación a la misma un ángulo próximo a cero, una vez conectado en el sentido apropiado.

6.4.1. TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

Un transformador de intensidad es un dispositivo que se utiliza para la transformación de la corriente de un valor superior en una corriente proporcional de un valor inferior. Transforma la corriente de medida en alta tensión en corriente a baja tensión, por lo que el amperímetro indica de forma segura la corriente intensa que fluye a través de las líneas de transmisión. El transformador de corriente se muestra en la Figura 15 [25].

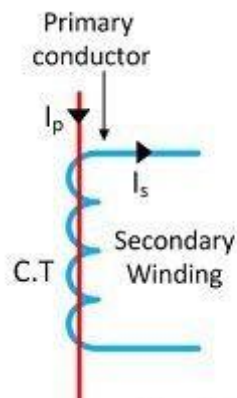


Figura 15: Transformador de intensidad tipo [25].

La intensidad del primario y del secundario de los transformadores de corriente son proporcionales entre sí. El transformador de intensidad se usa para medir la corriente de la parte de alta tensión y se utiliza en convertidores para medir la corriente hasta 100 A.

El núcleo del transformador de intensidad está construido con acero al silicio laminado. Los devanados primarios de los transformadores de corriente transportan la corriente que se va a medir y está conectado al circuito principal. Los devanados secundarios del transformador conducen una corriente proporcional a la corriente a medir, y está conectado a los convertidores e instrumentos.

La relación entre la intensidad primaria y la secundaria se conoce como relación de transformación de corriente del circuito. La relación de corriente del transformador suele ser alta. Las clasificaciones de corriente secundaria son de 5 A, 1 A y 0.1 A. Las clasificaciones primarias actuales varían de 10 A a 3000 A o superiores.

El principio de funcionamiento del transformador de corriente es ligeramente diferente al del transformador de tensión, en un transformador de corriente, la impedancia de la carga o carga en el secundario. Por lo tanto, el transformador de intensidad opera en condiciones de circuito secundario.

La carga de un transformador de corriente es el valor de la carga conectada a través del transformador secundario. Se expresa como la salida en voltios-amperios (VA).

En condiciones normales de operación, el devanado secundario de un TI está conectado a su carga y siempre está cerrado. Cuando la corriente fluye a través de los devanados primarios, siempre fluye a través de los devanados secundarios y los amperios de vuelta de cada devanado son, en consecuencia, iguales y opuestos.

El transformador de corriente se clasifica principalmente en tres tipos:

1. **Transformador de bobinado:** en este transformador, el devanado primario se arrolla dentro del transformador. El devanado primario tendrá una sola vuelta y estará conectado en serie con el conductor que medirá la corriente. El transformador bobinado se utiliza principalmente para medir la corriente de 1 a 100 A.

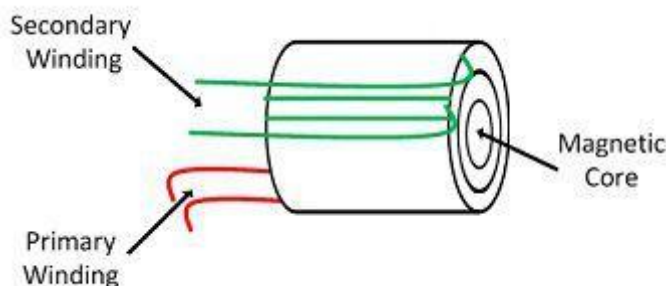


Figura 16. Transformador de tipo bobinado [27].

2. **Transformador de corriente tipo barra:** el transformador tipo barra solo tiene devanados secundarios. El conductor sobre el que se monta el transformador actuará como devanado primario de los transformadores de corriente.

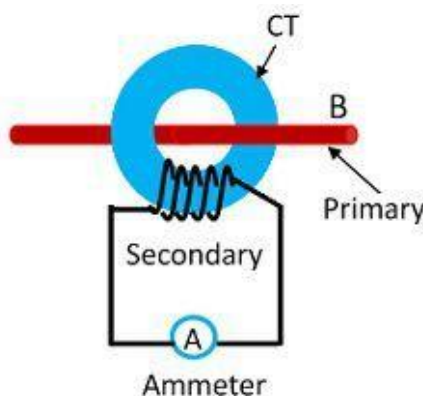


Figura 17. Transformador de corriente tipo barra [27].

3. **Transformador de corriente toroidal:** este transformador no contiene devanados primarios. La línea a través de la cual fluye la corriente en la red se une a través de un orificio de los transformadores. La principal ventaja de este transformador es que el transformador tiene una forma simétrica debido a que tiene un flujo de fuga bajo, por lo tanto, menos interferencia electromagnética.

Hay que diferenciar a los transformadores de medida de los de protección. En los de medida se busca que cuando ocurra una falta y por tanto circule una mayor intensidad (superior a la nominal), el equipo se sature y así el circuito de medida no sufra daños.

En los transformadores de protección, en cambio, se busca que cuando ocurra una falta el sistema pueda seguir midiendo adecuadamente sin saturarse.

Estas son algunas de las características normalizadas según la IEC 61869-2 (60044-1):

- Intensidad primaria nominal:
 - (A): 10 – 12,5 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 – 75 y sus múltiplos o submúltiplos decimales
- Intensidad secundaria nominal:
 - (A): 1 (TIs para régimen transitorio) y 5
- Relación de transformación nominal de acuerdo con los dos valores anteriores
- Intensidad de calentamiento: intensidad de sobrecarga en régimen permanente 1,2 – 1,5 – 2
- Intensidades de cortocircuito:
 - Intensidad térmica nominal de cortocircuito: valor eficaz de la corriente primaria que el transformador puede soportar durante 1 s con el secundario en cortocircuito.

$$I_{th} \geq I_{cc} * \sqrt{t}$$

- Intensidad dinámica nominal: valor de cresta de la intensidad primaria que el transformador puede soportar con el secundario en cortocircuito.

$$I_{din} \geq 2,5 * I_{th}$$

- Nivel de aislamiento nominal: valores normalizados de la tensión de ensayo
- Potencia de precisión: valor normalizado de la carga alimentada por el secundario expresada en voltio-amperios (VA) para un factor de potencia 0,8 inductivo: 2.5, 5, 10, 15 y 30

- Clase de precisión: error en la magnitud secundaria en condiciones normalizadas. Se definen dos tipos de error:

- Error de módulo (rég. senoidal):

$$\varepsilon(\%) = \frac{K_n * I_s - I_p}{I_p} * 100$$

- Error compuesto (rég. no senoidal):

$$\Sigma_c(\%) = \frac{100}{I_p} * \sqrt{\frac{1}{T} * \int_0^T (K_n * i_s - i_p)^2 * dt}$$

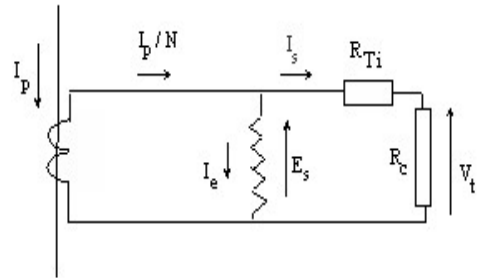


Figura 18. Esquema de T.I.

Dónde:

K_n : Relación de transformación.

I_s : Intensidad del secundario del transformador.

I_p : Intensidad del primario del transformador.

Las características específicas de los TI para medida son la intensidad primaria límite asignada (IPL) y el factor de seguridad (Fs). La IPL es el valor mínimo de la intensidad primaria para la cual el error compuesto es igual o superior al 10% con el secundario alimentando a la carga de precisión, mientras que el Fs es la relación entre la intensidad primaria límite y la intensidad primaria nominal.

La clase de precisión depende del error máximo en el valor eficaz y en el ángulo, los cuales deben ser indicados según la tabla 14.

Tabla 14. Clases de precisión para medida de los T.I. [27].

Tipo Type	± % Error para % I_n ± % error for % I_n				Desfase ± para % I_n ± Phase displacement for % I_n							
	5	20	100	120	Minutos / Minutes				Centiradianes / Centiradians			
					5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,40	0,20	0,10	0,10	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,20	0,20	30	15	10	10	0,9	0,45	0,30	0,30
0,5	1,50	0,75	0,50	0,50	90	45	30	30	2,7	1,35	0,90	0,90
1,0	3,00	1,50	1,00	1,00	180	90	60	60	5,4	2,70	1,80	1,80

Tipo Type	± % Error para % I_n ± % of error for % I_n					Desfase ± para % I_n ± Phase displacement for % I_n									
	1	5	20	100	120	Minutos / Minutes					Centiradianes / Centiradians				
						1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2S	0,75	0,35	0,20	0,20	0,20	30	15	10	10	10	0,90	0,45	0,30	0,30	0,30
0,5S	1,50	0,75	0,50	0,50	0,50	90	45	30	30	30	2,70	1,35	0,90	0,90	0,90

Las características específicas de los TI para protección son la intensidad límite de precisión y el factor límite de precisión. La intensidad límite de precisión es el valor más elevado de la intensidad primaria para la cual el TI no sobrepasa el límite de error compuesto que le ha sido asignado, mientras que el factor límite de precisión es la relación entre la intensidad límite de precisión y la intensidad primaria nominal. Los valores normalizados son: 5 – 10 – 15 – 20 – 30.

La clase de precisión es el error compuesto máximo para la intensidad límite de precisión cuando el TI alimenta por el secundario a la carga de precisión y está regida por la Tabla 15.

Tabla 15. Clase de precisión para protección de los T.I.[27].

Tipo Type	% Error para % I_n % of error for % I_n	Desfase para I_n Phase displacement for I_n		Error compuesto Composite error
		Minutos / Minutes	Centiradianes Centiradians	
5P	±1	±60	±1,8	5
10P	±3	---	---	10

6.4.2. TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Los transformadores de tensión (TT), también llamados transformadores de voltaje, son un tipo de transformador de medida conectado en paralelo. Están diseñados para presentar una carga insignificante para el suministro que se está midiendo y tienen una relación de voltaje y una relación de fase precisas para permitir una medida precisa en el secundario [26].

El TT generalmente se define por su relación de tensión de primario a secundario. Un TT 600:120 proporcionará un voltaje de salida de 120 voltios cuando existan 600 voltios en su devanado primario. Los valores de voltaje secundario estándar son 120 voltios y 70 voltios, compatibles con los instrumentos de medición estándar.

Hay tres tipos principales de transformadores de tensión: electromagnéticos, capacitores y ópticos. El transformador de potencial electromagnético es un transformador de alambre bobinado. El transformador de voltaje de capacitor (CVT) usa un divisor de tensión de capacitancia y se usa en voltajes superiores debido a que su coste es menor que un TT electromagnético. Un transformador de voltaje óptico emplea el efecto Faraday, luz polarizada giratoria, en materiales ópticos.

Un transformador de voltaje de capacitor (CVT), también conocido como transformador de voltaje acoplado por capacitor (CCVT), es un transformador que se usa en los sistemas de transmisión de energía para reducir las señales de tensión extra

alta y proporcionar una señal de baja tensión, para medir u operar un relé de protección.

En su forma más básica, el dispositivo consta de tres partes: dos condensadores a través de los cuales se divide la señal de la línea de transmisión, un elemento inductivo para sintonizar el dispositivo a la frecuencia de la línea y un transformador de tensión para aislar y reducir aún más el voltaje para la medida, convertidores o relés de protección.

La sintonización del divisor a la frecuencia de la línea hace que la relación de división general sea menos sensible a los cambios en la carga de los dispositivos de protección o de medición conectados. El dispositivo tiene al menos cuatro terminales: un terminal para la conexión de la señal de alto voltaje, un terminal de tierra y dos terminales secundarios que se conectan a la instrumentación o a un relé de protección. Los CVT son más económicos que los transformadores de tensión bobinados en alta tensión (más de 100 kV), ya que este último requiere más bobinado y materiales.

Los CVT en combinación con trampas de ondas se utilizan para filtrar señales de comunicación de alta frecuencia de la frecuencia de la red, lo cual forma una red de comunicación portadora a lo largo de la red de transmisión, para comunicarse entre subestaciones. Normalmente se instala en un punto después del pararrayos y antes del filtro.

Estas son algunas de las características normalizadas según la IEC 61869-3 (60044-2):

- Tensión primaria nominal:
 - Entre fases (kV):
2,2 – 3,3 – 5,5 – 6,6 – 11 – 13,2 – 16,5 – 22 – 27,5 – 33 – 44 – 55 – 66 – 110 ...
 - Fase tierra: las mismas divididas por $\sqrt{3}$
- Tensión secundaria nominal:
 - Entre fases: 100 V y 110 V
 - Fase-tierra: las mismas divididas por $\sqrt{3}$
- Relación de transformación nominal:
 - 10, 12, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 80 y sus múltiplos decimales
- Factor de tensión nominal: factor por el que hay que multiplicar la tensión primaria 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 según su clase de precisión:
 - 1,2 en régimen permanente
 - 1,5 durante 30 segundos

- 1,9 durante 30 segundos
- 1,9 durante 8 horas

Tabla 16. Modos de conexión de los T.T. [28].

Factor de tensión asignado	Tiempo asignado	Modo de conectar el arrollamiento asignado primario y condiciones de puesta a tierra
1,2	Continuo	Entre fases, en cualquier red. Entre el punto neutro de los transformadores en estrella y tierra, en cualquier red.
1,2	Continuo	Entre fase y tierra, en una red con neutro efectivamente puesto a tierra
1,5	30 s	
1,2	Continuo	Entre fase y tierra, en una red con neutro no efectivamente puesto a tierra con eliminación automática del defecto a tierra.
1,9	30 s	
1,2	Continuo	Entre fase y tierra en una red con neutro aislado, sin eliminación automática del defecto a tierra, o en una red compensada por bobina de extinción, sin eliminación automática del defecto a tierra.
1,9	8 h	

NOTA- Son admisibles tiempos asignados menores por acuerdo entre el fabricante y el usuario.

- Nivel de aislamiento nominal: valores normalizados de la tensión de ensayo
- Potencia de precisión: valor normalizado de la carga alimentada por el secundario expresada en voltio-amperios (VA) para un factor de potencia:
 - 1 inductivo: 1, 2.5, 5 y 10 (rango de carga I)
 - 0,8 inductivo: 10, 25, 50 y 100 (rango de carga II)
- Clase de precisión: error en la magnitud secundaria en condiciones normalizadas

$$\varepsilon(\%) = \frac{K_n * U_s - U_p}{U_p} * 100$$

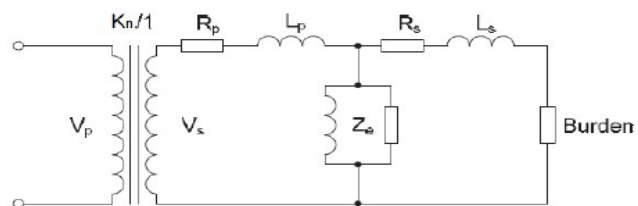


Figura 19. Esquema de T.T.

Dónde:

K_n : Relación de transformación

U_s : Tensión del secundario del transformador

U_p : Tensión del primario del transformador.

Si se analiza la clase de precisión para medida, el error máximo en el valor eficaz y en el ángulo debe ser el indicado en la Tabla 17, para la tensión entre el 80% y el 120% de la tensión nominal y para carga entre el 25% y el 100% de la potencia de precisión. La Tabla 17 presenta un resumen.

Tabla 17. Clase de precisión para medida de los T.T.[28].

Accuracy class	Percentage ratio error ε , $\varepsilon_{cor U}$			Phase error φ_e , $\varphi_{cor \varphi_0}$					
				\pm %			Minutes		
	at voltage (% of rated)			at voltage (% of rated)			at voltage (% of rated)		
	80	100	120	80	100	120	80	100	120
0,1	0,1	0,1	0,1	5	5	5	0,15	0,15	0,15
0,2	0,2	0,2	0,2	10	10	10	0,3	0,3	0,3
0,5	0,5	0,5	0,5	20	20	20	0,6	0,6	0,6
1,0	1,0	1,0	1,0	40	40	40	1,2	1,2	1,2
3,0	3,0	3,0	3,0	Not specified			Not specified		

Si se analiza la clase de precisión para protección se utilizan las mismas que para los de medida, pero, además, para los márgenes de tensión entre el 5% y el 80% de la tensión nominal y entre el 120% de la tensión nominal y el factor de tensión nominal, el error máximo en el valor eficaz y en el ángulo debe ser el indicado en la Tabla 18 para cargas entre el 0% y 100% de la potencia de precisión para el rango I y entre 25% y el 100% para el rango. La Tabla 18 presenta estos casos.

Tabla 18. Clase de precisión para protección de los T.T.[28].

Accuracy class	Ratio error ε , $\varepsilon_{cor U}$					Phase error φ_e , $\varphi_{cor \varphi_0}$									
						\pm %					\pm minutes				
	at voltage (% of rated)					at voltage (% of rated)					at voltage (% of rated)				
	2	20	80	100	F_v x100	2	20	80	100	F_v x100	2	20	80	100	F_v x100
0,1P	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	20	10	5	5	5	0,6	0,3	0,15	0,15	0,15
0,2P	1	0,4	0,2	0,2	0,2	40	20	10	10	10	1,2	0,6	0,3	0,3	0,3
0,5P	2	1	0,5	0,5	0,5	80	40	20	20	20	2,4	1,2	0,6	0,6	0,6
1P	4	2	1	1	1	160	80	40	40	40	4,8	2,4	1,2	1,2	1,2
3P	6	3	3	3	3	240	120	120	120	120	7	3,5	3,5	3,5	3,5
6P	12	6	6	6	6	480	240	240	240	240	14	7	7	7	7

6.5. CELDAS

Las celdas son equipos fundamentales en la parte de 13,2 kV, se trata de equipos modulares compactos [29]. Las Celdas de Media Tensión podrán ser de tecnología con aislamiento en aire (AIS –Air Insulated Switchgear) o con aislamiento en gas (GIS – Gas Insulated Switchgear). Son ideales para su uso en subestaciones de distribución, para controlar y proteger líneas de alimentación y transformadores de potencia.

Con el objetivo principal de reducir las distancias requeridas para aislar los elementos, el interior de las celdas se encuentra relleno de gas presurizado de características especiales, lo que a su vez garantiza el correcto aislamiento del equipo. Gracias a esto, se permite juntar en un equipo compacto una gran cantidad de elementos con diferentes funciones, reduciendo el espacio y los costes.

En las subestaciones se suelen emplear principalmente tres tipos principales de celdas, cada una de las cuales realizan funciones distintas, pero estando todas ellas interconectadas por medio del embarrado que incluyen las celdas. Los tipos de celdas empleados son los siguientes:

- **Celda de acoplamiento:** Este tipo de celdas tienen la función de dividir la barra de las celdas en dos tramos, para el caso de que una se encuentre averiada o en falta. De esta manera, se encargará de unir los equipos auxiliares con los del sistema.
- **Celdas de protección de líneas:** La función principal de dichas celdas será la de proteger las líneas de salida de la subestación, pero, también serán las principales responsables de la protección de todas las demás celdas con sus respectivas líneas de entrada. Sus componentes son elementos básicos tales como interruptores automáticos, seccionadores y elementos de medida.
- **Celdas de protección de transformador de servicios auxiliares:** Dichas celdas serán las encargadas de proteger el transformador de servicios auxiliares de la subestación. Sus componentes son normalmente un fusible y un seccionador.

En las celdas que se van a emplear se valorarán ofertas de diferentes empresas y se aceptará la más conveniente para las características de la subestación, partiendo de la base de que las celdas han de ser compatibles, influyendo de manera importante el gas que sustituya al SF₆.



Figura 20. Disposición de celdas de una línea [29].

Las celdas, están constituidas de diferentes compartimentos. Cada modelo tendrá un diseño diferente, desde abajo hasta arriba, por ubicación, normalmente serán los siguientes:

- **Compartimento de cables:** Ubicado en la parte inferior delantera de la celda. Aquí llegan los cables de 13,2 kV.
- **Cuba de gas:** Se trata del compartimento que alberga la apartamenta de corte y maniobra, la cual se encuentra sellada permanentemente y tiene como medio aislante el gas seleccionado.
- **Interfaz de operaciones:** Ubicado en la parte frontal de la celda de modo que resulte más accesible. Usualmente muestra el esquema unifilar de la celda y la posición de los elementos de maniobra de la celda en ese momento.
- **Compartimento de baja tensión:** Situado en la parte superior de la celda, se trata de un compartimento diferente de la zona de 13,2 kV. Es un compartimento de tamaño y diseño personalizado en cada proyecto, principalmente empleado para la instalación de los relés de protección y de los equipos de control y medida.
- **Compartimento del embarrado:** Se encuentra también en la parte superior de la celda y alberga el embarrado que realiza la función de realizar la interconexión eléctrica de todas las celdas. Es habitual la instalación de transformadores de intensidad y de tensión para evitar el empleo de nuevas celdas de medida.

6.6. SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES

En la red eléctrica y a las subestaciones pueden presentarse faltas como cortocircuitos, sobrecargas, sobretensiones y subtensiones. Estos errores afectan a la fiabilidad de la red eléctrica, por lo tanto, es necesario implementar sistemas de protección en las subestaciones [30].

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 importante.

Para ello se establecen sistemas de protección de líneas de alimentación, transformadores, barras, etc.; a través de estos, el elemento defectuoso se aísla del sistema, con el menor impacto posible para los elementos restantes. En particular, los sistemas de protección deben cumplir con los siguientes requisitos:

- **Sensibilidad:** La protección debe detectar correctamente las faltas, incluso si superan el límite.
- **Selectividad:** Las protecciones deben detectar las zonas donde se han producido los defectos y solo actuar cuando se han producido en su zona.
- **Rapidez:** Actuar con rapidez es fundamental en caso de falta; cuanto más larga sea la falta mayor será el daño.
- **Fiabilidad:** Por un lado, es importante tener la mayor probabilidad de que la protección funcione cuando ocurre una avería, esto se denomina obediencia. Por otro lado, se debe asegurar que no actuará en caso de un error del que no sea responsable, esto se denomina seguridad.

Los dispositivos que protegen los circuitos son los relés, y toman la decisión en función de las señales que les llegan. Estos dispositivos son capaces de realizar solo una o varias funciones; hoy en día son inteligentes y multifuncionales. Este tema se desarrollará más adelante.

Este apartado se ha centrado principalmente en los sistemas de protección activos relacionados con los relés, aunque cabe reseñar que 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 producirse cómo son, entre otros, los pararrayos, la red de tierras y las autoválvulas.

Las funciones básicas de protección son las siguientes:

- **Función de sobreintensidad:** Compara el tiempo en el que está presente una magnitud con unos valores de referencia.
- **Función diferencial:** Compara dos magnitudes fasoriales.

- **Función de distancia:** Compara dos magnitudes fasoriales y el ángulo.
- **Función direccional:** Compara una magnitud y un ángulo con los de referencia.

Cuando se hace referencia a operaciones de comparación, se habla de comparar el valor de varias magnitudes y dar la orden de desconexión a la parte en falta, estas son las operaciones más básicas de los relés de protección. Un relé, por lo tanto, no es un dispositivo independiente que garantice que el sistema esté protegido, sino que se encuentra trabajando en conjunto dentro de un sistema de protección conformado por diferentes dispositivos de medida y elementos de disparo, trabajando todos al unísono y deben estar sincronizados para su correcto uso y funcionamiento.

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

La tecnología empleada por los relés de protección ha ido evolucionando con el tiempo, existiendo actualmente cuatro tipos principales de relés:

- **Relés electromecánicos:** Es un tipo de relé que funciona mediante el campo magnético producido por una bobina electromagnética cuando se le aplica una señal de control. Se llama electromecánico ya que tiene contactos móviles en el circuito de salida que se operan aplicando una señal eléctrica.

Los relés electromecánicos se pueden clasificar en función de sus aplicaciones, construcción y funcionamiento, configuración de contactos, etc.

Se utilizan en muchas de las máquinas eléctricas actuales cuando es vital controlar un circuito, ya sea con una señal de baja potencia o cuando se deben controlar varios circuitos con una sola señal. Los relés electromecánicos contienen partes electrónicas que hacen posible dedicarlos en muchas aplicaciones diferentes.

- **Relés estáticos analógicos:** Los relés que no contienen partes móviles se conocen como relés estáticos. En este tipo de relés la salida la obtienen los componentes estáticos, como son los circuitos magnéticos y electrónicos, etc. El relé que consta de relés estáticos y electromagnéticos también se denomina relé estático porque las unidades estáticas obtienen la respuesta y el relé electromagnético solo se utiliza para la conmutación.

Los relés estáticos han sido diseñados para realizar funciones similares, con el uso de control de circuito electrónico, a las que realiza un relé electromecánico. Por ejemplo, en un relé electromecánico del tipo de inducción, el tiempo de retardo de la acción de conmutación puede realizarse ajustando la distancia

recorrida por el disco, mientras que en un relé estático el retardo puede ajustarse ajustando el valor de la resistencia en un circuito R-C. Los relés estáticos pueden ser de varios tipos: analógicos de estado sólido, circuitos lógicos digitales o diseños basados en microprocesadores.

- **Relés numéricos:** En los sistemas de distribución y transmisión de energía eléctrica industrial, los relés numéricos son los sistemas computacionales con algoritmos de protección basados en software para la detección de faltas eléctricas. En la literatura, estos relés también se llaman relés de protección de tipo microprocesador. Son los reemplazos funcionales de los relés de protección electromecánicos y pueden incluir muchas funciones de protección en una misma unidad, además de proporcionar funciones de medición, comunicación y autocomprobación.

El relé de protección digital es un relé de protección que utiliza un microprocesador para analizar las tensiones, las intensidades u otras señales procedentes del sistema con el fin de detectar faltas en un sistema de energía eléctrica o en un sistema de proceso industrial.

El número de relés, modelo y características se determinarán en función de los tipos de protecciones que se requieran en la subestación.

6.7. FUNCIONES DE PROTECCIÓN, CONTROL Y COMUNICACIONES

Las funciones de protección quedan definidas en la sección de anexos del proyecto, donde se definen las principalmente utilizadas y se ahonda en las cualidades principales de cada una.

El control y las comunicaciones quedan fuera del alcance del proyecto, por lo tanto tampoco se definen en este apartado. Los principales mecanismos de control y comunicaciones quedan analizados en los anexos del proyecto, donde se puede obtener más información. Véase el "Anexo 3: Documentos" en sus apartados 3 y 4.

6.8. CONFIGURACIÓN DE BARRAS EN ALTA

En este apartado se va a realizar un análisis de los diferentes tipos de conexión de barras que existen en la actualidad. La selección de la configuración de barras es una de las decisiones principales en una subestación, es por ello por lo que existen diversos criterios:

- Nivel de tensión.
- Función y situación en la red.
- Fiabilidad y seguridad.
- Ampliación futura.
- Explotación y mantenimiento.
- Inversión.

En el proyecto de la Subestación Verde se van a tener dos líneas de entrada de 132 kV y se van a emplear dos transformadores que suministrarán posteriormente la energía a varias líneas. Puesto que uno de los objetivos de este documento es realizar un análisis completo de las subestaciones, se van a valorar muchas opciones, pero al tratarse de una subestación de distribución las configuraciones más complejas se descartan debido al coste asociado y se valorarán las que mayor fiabilidad proporcionen.

6.8.1. BARRA SIMPLE

Esta configuración es la más sencilla entre todas las que se analizan. La disposición de este tipo de sistema es muy simple y fácil, el sistema tiene solo una barra junto con el interruptor. Todo el equipo de la subestación, como el transformador, el generador y el alimentador, está conectado solamente a esta barra. En la siguiente imagen se puede observar este tipo de configuración.

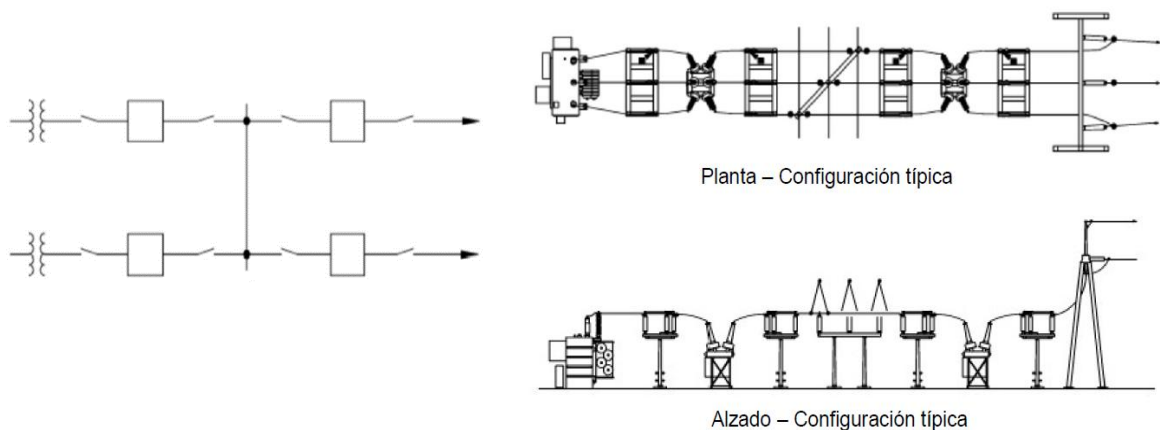


Figura 21. Configuración de barra simple [20].

Las ventajas de los arreglos de barra simple son las siguientes:

- Bajo coste inicial.
- Menor mantenimiento.
- Funcionamiento sencillo.

En caso de la existencia de una falta en barras o de una falta no despejada en un circuito conllevaría la pérdida de la totalidad de la instalación. Además, con este tipo de configuraciones para la realización de mantenimiento se debería interrumpir el paso de energía por la línea.

Normalmente se emplean si se dispone de un sistema de red mallada y se quiere partir de una línea con entrada y salida de la subestación y que ésta, en general, alimente a uno o dos transformadores AT/AT o AT/MT.

En conclusión, aunque el coste de este tipo de configuración es bajo, su fiabilidad, flexibilidad y dificultad de mantenimiento lo hacen apto solo para instalaciones de bajos requerimientos y carga.

Existe una alternativa a esta configuración llamada “barra simple con bypass”. Esta configuración es muy parecida al esquema anterior. Tiene las mismas características, pero aporta facilidades en lo correspondiente al mantenimiento, gracias a los seccionadores de bypass que tiene en paralelo. En este sistema durante el mantenimiento la protección queda desactivada. En la siguiente imagen se puede observar su configuración.

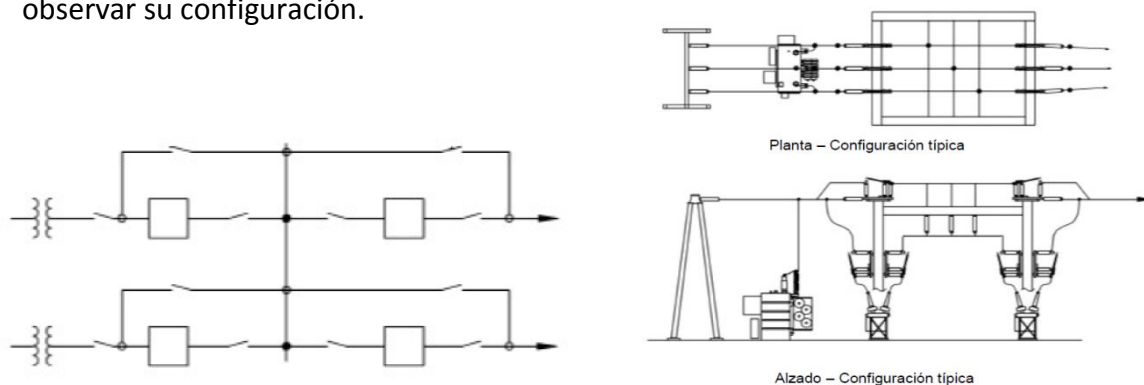


Figura 22. Configuración de barra simple con bypass [20].

6.8.2. BARRA SIMPLE PARTIDA

Este tipo de configuración de barras es una variación más compleja de la barra simple, y en él se utilizan interruptores automáticos y seccionadores. El seccionador será el encargado de desconectar la sección defectuosa de la barra y, por lo tanto, proteger el sistema de un apagado completo. Este tipo de disposición utiliza un interruptor automático adicional. En la siguiente imagen se puede observar su configuración.

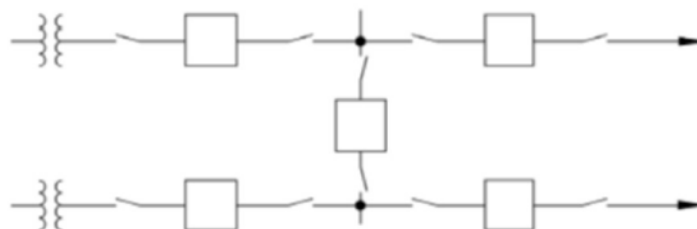


Figura 23. Configuración de barra simple partida [20].

Gracias a la disposición en este tipo de configuración en caso de una falta en barras se puede aislar la parte dañada tras un cero de tensión. En el caso de que la falta no fuese despejada inmediatamente en un circuito se perdería media barra y sus posiciones asociadas.

El mantenimiento de la línea es viable dejando una alimentación sin servicio y transfiriendo la carga total a un solo transformador. Para realizar el mantenimiento del interruptor de partición habría que desenergizarlo.

Este tipo de disposición se utiliza en aquellas configuraciones en las que se acomete con más de una línea en doble circuito y que dispongan de dos o más transformadores para poder realizar una segregación de cargas (H).

Es una de las configuraciones más utilizadas hoy en día por su simplicidad y buenas características.

6.8.3. BARRA SIMPLE CON BARRA DE TRANSFERENCIA

Este tipo de configuración de barras es parecido al de simple barra, pero con mejoras en cuanto al mantenimiento del sistema gracias a la barra de transferencia. Este tipo de disposición utiliza dos tipos de barra, la barra principal y la barra auxiliar. La disposición de barras utiliza un acoplador de barras que conecta los interruptores de aislamiento y el interruptor automático a la barra. El acoplador de barras también se utiliza para transferir la carga de una barra a otra en caso de sobrecarga.

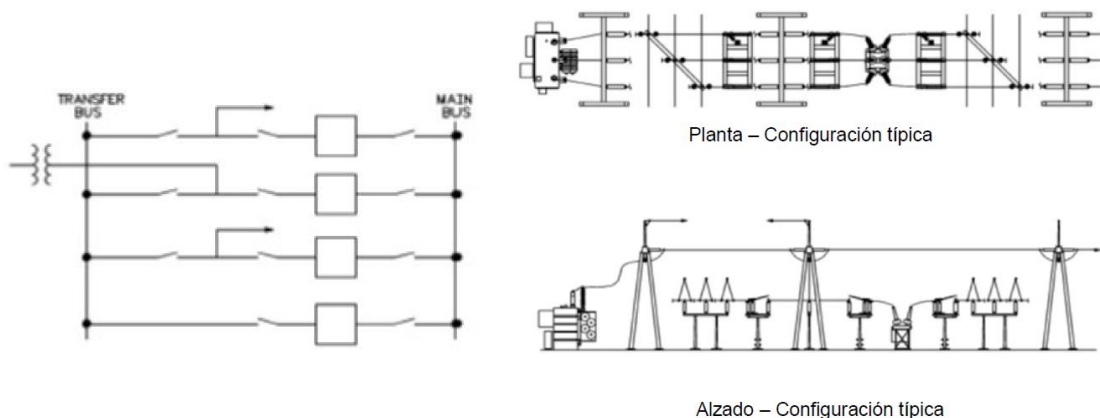


Figura 24. Configuración de barra simple con barra de transferencia [20].

Como ocurría con la configuración de barra simple, en caso de falta en barras o de falta no despejada en un circuito, se da una pérdida de la totalidad de la instalación o de las barras afectadas.

El mantenimiento se realizará sin tensión para los interruptores, protegiéndolo mediante el interruptor de acoplamiento en el proceso. Para el mantenimiento de la barra principal la subestación se deberá dejar fuera de servicio.

Su utilización se enmarca generalmente en la distribución en MT en celdas de celosía, normalmente en instalaciones de baja fiabilidad.

6.8.4. DOBLE BARRA CON SIMPLE INTERRUPTOR

Este tipo de configuración de barras ofrece una operación más versátil que los analizados previamente. La “doble barra con simple interruptor” requiere de dos barras y dos interruptores automáticos, pero no requiere de aparataje adicional para su funcionamiento. En la siguiente imagen se puede observar su configuración.

Es un sistema que favorece en gran medida la fiabilidad de suministro, en caso de una falta en barras o una falta no despejada en un circuito se tendrá un cero de tensión hasta que se traspasen las posiciones a la barra sana, favoreciendo la continuidad de suministro.

Esta configuración permite el mantenimiento del sistema transfiriendo la carga de una barra a la otra para realizarlo. Para el mantenimiento del interruptor se dará una pérdida del circuito salvo que se utilice un seccionador de bypass, en cuyo caso se podría realizar el mantenimiento con normalidad.

Este tipo de esquema se reserva a subestaciones con elevados requerimientos de continuidad de servicio y con varias posiciones de líneas y de transformación.

Existe una variación del sistema anterior denominada “doble barra con doble interruptor”. Como su propio nombre indica, tiene la misma configuración que el anterior, pero obteniendo una mayor versatilidad, tanto para faltas como para mantenimiento. En la siguiente imagen se puede observar su configuración.

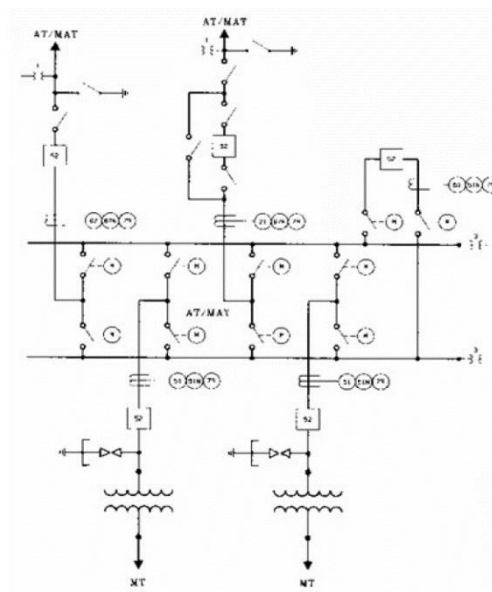


Figura 25. Configuración de doble barra simple interruptor [20].

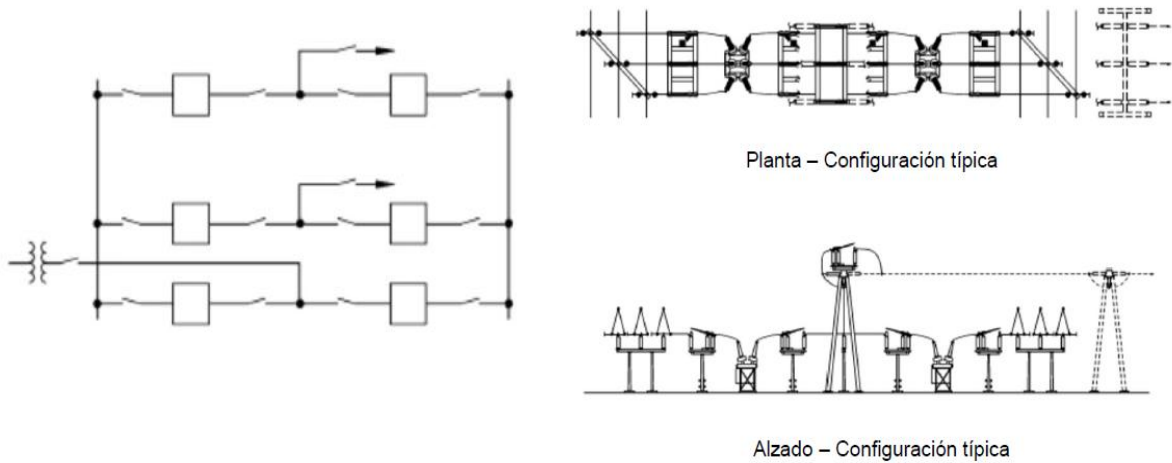


Figura 26. Configuración de doble barra doble interruptor [20].

En caso de una falta en barras se daría un cero de tensión hasta que se traspasaran las posiciones a la barra sana. Si la falta ocurriese en un circuito se perdería el mismo.

Como bien se ha mencionado, este tipo de configuraciones permiten un mantenimiento tanto de las barras como de los interruptores sin problema alguno.

Pese a ser una alternativa que aporta mejores características, también es la solución más costosa de todas. Su uso estará principalmente restringido a grandes subestaciones de generación y transporte.

Por último, existe una alternativa menos costosa que la anterior denominada “doble barra con interruptor y medio”. En la siguiente imagen se puede observar su configuración.

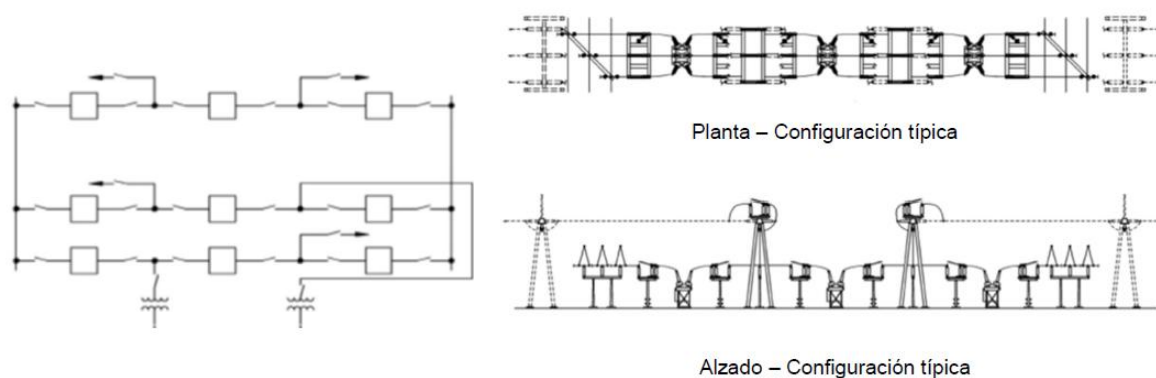


Figura 27. Configuración de doble barra interruptor y medio [20].

En caso de una falta en barras actuaría como las demás configuraciones de doble barra, obteniendo un cero de tensión hasta el trasvase de las posiciones a la barra sana. En caso de que la falta se diese en ambas barras se garantiza el servicio si se

enfrentan las posiciones de línea con posiciones de transformación. Por último, para una falta en un circuito se perdería el mismo.

Esta configuración permite el mantenimiento tanto de las barras como de los interruptores sin interrupción del suministro.

Su ventaja principal frente a la configuración de doble barra doble interruptor es su mayor viabilidad económica, pues se trata de una solución menos costosa. Por lo tanto, es la configuración que se usa con preferencia en subestaciones de generación y de transporte.

6.8.5. CONFIGURACIÓN EN ANILLO

En este tipo de configuración, el final de la barra está conectado al principio de esta, formando un anillo. Esta configuración cuenta con un solo interruptor por posición y es la que mayor flexibilidad y fiabilidad ofrece de todos los analizados. En la siguiente imagen se puede observar su configuración.

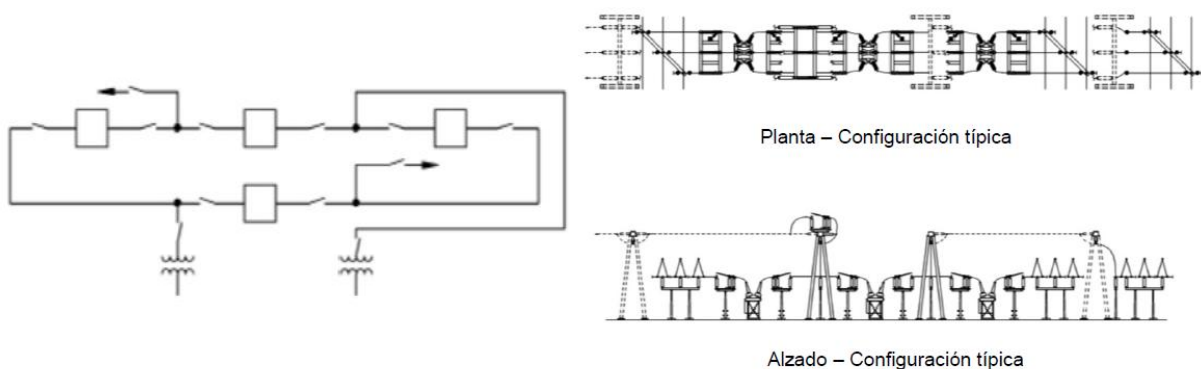


Figura 28. Configuración en anillo [20].

En caso de una falta en barras se pierde el tramo adyacente al lugar que ha ocurrido el problema. Si la falta se da en un circuito se pierden circuitos adicionales.

El mantenimiento del equipo se puede realizar en cualquier posición sin cortar el suministro.

Esta configuración de barras es una solución de coste reducido en comparación con su alta fiabilidad. Su uso es frecuente en subestaciones de generación y de interconexión con no más de cuatro posiciones.

6.9. COMPARACION DE ELEMENTOS CON Y SIN SF₆

Uno de los apartados más importantes del proyecto consiste en el análisis y capacidad de implantación de elementos libres de SF₆ en la subestación.

Es por ello que cobra vital importancia comparar las máquinas de ambos tipos. Para realizar dicho análisis se van a establecer diversas características que analizar:

1. Precio: Se va a establecer una comparativa entre el precio de máquinas que llevan SF₆ y las que son libres de dicho gas.
2. Características eléctricas: Se van a comparar las características eléctricas que proporcionan ambos tipos de máquinas.
3. Características mecánicas: Se van a valorar las características mecánicas de ambos tipos de máquinas, valorando cual ofrece mejores tiempos de corte etc.
4. Dimensiones: Un factor tan importante como todos los anteriores es el tamaño de las diferentes máquinas que se van a emplear.
5. Huella ecológica: Un factor importante, puesto que es el que justifica el uso de máquinas libres de SF₆.
6. Nivel de desarrollo: Se va a valorar el nivel de desarrollo de la tecnología que se compara.
7. Requisitos legales: Se procede a la evaluación del cumplimiento de imperativos legales tanto presentes como futuros

Una vez establecidos los criterios por los que se van a comparar, queda la Tabla 19.

Tabla 19. Comparativa de elementos con y sin SF₆. Elaboración propia.

	Con SF ₆	Libres de SF ₆
Precio	Elementos más comunes y menos costosos. Menor revisión y más fácil.	Elementos más modernos y complejos. Revisión específica por el desarrollador.
Características eléctricas	Mejores características en general. Para todo el rango de tensiones.	Características más limitadas. Tecnología en desarrollo para alta tensión.
Características mecánicas	Rápido funcionamiento de la maquinaria.	Especificaciones un poco más altas y exigentes. Mayores tiempos de reacción.
Dimensiones	Existentes en variedad de tamaño, reducido por ser compactos.	Tamaños superiores a los que usan SF ₆ . Ligeramente diferentes.

Huella ecológica	Gas altamente contaminante.	Alternativas de todo tipo, dependiendo del fabricante. Mejora importante con respecto al SF ₆ .
Nivel de desarrollo	Tecnología completamente desarrollada y optimizada	Tecnología en desarrollo. Existen variedad de alternativas que se están desarrollando con resultados óptimos.
Requisitos legales	Cumple la ley hoy en día pero se está exigiendo eliminar el uso del gas SF ₆ .	Cumple la ley hoy en día y son la alternativa a las maquinas con SF ₆ , por lo tanto son el futuro.

Es obvio que ambas tecnologías tienen sus puntos fuertes y débiles, y que ambas alternativas son viables, aun así, hoy en día, para una empresa dedicada en el sector no es viable utilizar maquinas libres de SF₆ para el desarrollo de subestaciones.

La razón principal sería la económica puesto que son máquinas bastante más caras, pero no solo eso sino que las maquinas libres de SF₆ tienen un mercado muy limitado actualmente. Por no mencionar las características limitantes como pueden ser las eléctricas y mecánicas, que ofrecen peores respuestas y requieren mayores dimensiones.

En los próximos años y con el calentamiento global siendo un factor importante para el mundo, la ley abogará por la prohibición del uso del gas SF₆, limitándolo cada vez más hasta su completa erradicación. Hoy en día ya se están tomando medidas en diversos países para reducir el uso y las alternativas se están desarrollando a pasos agigantados. Las subestaciones libres de SF₆ están empezando a ser una realidad y hay muchas subestaciones sustituyendo sus elementos más contaminantes.

El objetivo de este proyecto es realizar un análisis de una subestación libre de SF₆ y por lo tanto las máquinas que se van a emplear en la subestación van a estar exentas de dicho gas. Por lo tanto, en este proyecto se va a proceder a trabajar con el segundo grupo y su maquinaria todavía en desarrollo.

7.ELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Una vez se han analizado todos los elementos que pueden comprender una subestación y sus alternativas posibles, se va a proceder a determinar las configuraciones para la subestación verde.

A lo largo del análisis realizado en apartados previos se ha visto que todas las posibilidades están relacionadas entre ellas.

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, pero a su vez supone un mayor coste económico.

La subestación que se ha desarrollado en este proyecto estará constituida por dos transformadores, que se encargaran de reducir la tensión nominal desde los 132 kV hasta los 13,2 kV, de 40 MVA cada uno de ellos. La composición del transformador de potencia será muy similar a los usados para medida, siendo la diferencia principal su tamaño. Tanto el devanado primario como el secundario estarán arrollados alrededor del núcleo magnético induciendo así las tensiones señaladas.

En este tipo de transformadores es de vital importancia definir el esquema de conexión de los devanados, pues determinarán completamente los sistemas de conexión a tierra que se podrán llevar a cabo en la subestación. Cabe recalcar que la puesta a tierra de la parte de alta y de baja será independiente la una de la otra, siendo el mismo transformador el elemento que actúa como aislamiento galvánico.

Para la puesta a tierra existen dos alternativas:

- Rígida a tierra.
- No conectada directamente.

Existen otras alternativas, entre las que se encuentran las puestas a tierra mediante resistencias, reactancias o neutros resonantes.

En i-DE se emplean diferentes tipos de conexión, en función de la tensión de la línea, para nuestro caso se procede a hacer una conexión a tierra rígida en 132 kV y se opta por no conectar la parte de baja (13,2 kV).

Así pues, una vez decidida cual va a ser la conexión a tierra, queda determinada la forma de la conexión de los devanados del transformador. Para el caso del primario se va a conectar en estrella y el neutro a tierra. Para el caso del secundario, puesto que no va a realizarse ninguna puesta a tierra, se realiza una conexión en triángulo.

A continuación, 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: Se va a realizar una descripción de los equipos que son necesarios en la instalación, realizando una descripción de su funcionamiento y finalmente seleccionándolas características del equipo real elegido.
- Cálculos: En dicho apartado se realizarán los cálculos correspondientes a las intensidades en régimen nominal y en cortocircuito que pueden llegar a aparecer por la instalación. También se analizarán distintos elementos, tanto estructurales como de cableado.
- 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: Aquí se determinarán las funciones de protección que se van a emplear en la subestación. En el apartado de anexos se definen las distintas funciones de protección en mayor profundidad.
- Control y comunicaciones: En este apartado se va a determinar el sistema de control y comunicaciones, así como los distintos elementos usados y la configuración. En el apartado de anexos se definen los sistemas de control y comunicaciones en mayor profundidad.
- 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.

Con todo lo mencionado previamente se define la configuración eléctrica de la subestación diseñada mostrando todos los elementos que la componen y como están relacionados entre sí. Los esquemas unifilares detallados se encuentran en el anexo “planos”.

Las dos líneas de entrada de la subestación están a una tensión de 132 kV, las cuales, se conectan a las barras 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.
 - Seccionador de puesta a tierra: Se emplea uno por cada fase, su función es separar eléctricamente el 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.
- Barras: La subestación cuenta con dos barras. Son 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 las barras 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 13,2 kV donde salen 16 líneas de salida.

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.

Como se ha mencionado previamente, en la actualidad la mayoría de las celdas cuentan como aislante con SF₆ presurizado, el cual es un gas de efecto invernadero. Aunque las celdas sean equipos completamente sellados y las fugas de SF₆ sean poco probables, puede ocurrir que por las juntas o por error humano se produzcan fugas

importantes. Como se ha expuesto anteriormente, en este proyecto se han buscado alternativas para la sustitución de dicho gas en todos los elementos utilizados en la subestación, optando así por nuevos gases, menos contaminantes, para la selección de las celdas.

7.1. NUMERO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Para la transformación de la energía procedente de la línea de 132 kV a los requeridos 13,2 kV se pueden emplear tanto uno como dos transformadores de potencia. El uso de más transformadores es generalmente rechazado puesto que supone un aumento económico importante y no aporta características adicionales para esta tipología de subestaciones, aunque se valoraría en casos de altos requerimientos de disponibilidad de energía eléctrica.

En el caso de utilizar un único transformador toda la potencia que llega desde 132 kV debería ser transformada por un único equipo. Para el caso en el que se utilizasen dos transformadores, la potencia sería repartida entre ambas máquinas, necesitando por lo tanto dos unidades con una potencia nominal inferior.

Por un lado, desde el punto de vista económico el uso de un único transformador supone invertir una menor cantidad de dinero. Tener dos transformadores de una potencia nominal inferior resulta más caro que tener un único transformador de mayor potencia, aunque los gastos no se dupliquen, sí que supone una mayor inversión económica. No solo por las máquinas en sí, el hecho de tener dos transformadores supone tener dos líneas, con todos los equipos que esto conlleva y el espacio físico que estos necesitan a ocupar en la instalación.

Por otro lado, si lo que se valora es la fiabilidad, el uso de dos transformadores es la mejor opción. Si previamente se ha valorado tener dos líneas como una desventaja económica, el hecho de tener dos líneas por las que circule la energía permite una mayor fiabilidad, permitiendo en caso de falta una continuidad del suministro.

Además, si se contempla el mantenimiento de las máquinas, el uso de dos transformadores permite la realización del mantenimiento de cualquier elemento de la línea sin el completo corte de suministro. En caso de usar solo uno, se valoraría realizar el mantenimiento en tensión, con los riesgos que eso conlleva o cortar el suministro durante el proceso.

En conclusión, los principales factores para la elección de una u otra opción son la garantía de suministro del sistema y la inversión económica realizable. En i-DE siempre se opta por la elección de dos transformadores salvo, en casos específicos, abogando así por la opción de la fiabilidad.

7.2. CONFIGURACIÓN DE BARRAS

7.2.1. CONFIGURACIÓN EN AT

Con los datos y las alternativas analizadas en el apartado 6 del proyecto se procede a la elección de la configuración de barras de la subestación. Para la correcta elección se emplean diversos criterios para cada caso:

- **Fiabilidad:** La característica más importante, tendrá un valor multiplicado por tres.
- **Coste:** No es el punto más fuerte del proyecto, pero siempre es un factor muy importante.
- **Mantenimiento:** Debe poder realizarse el mantenimiento de manera sencilla, esta categoría tendrá un valor multiplicado por dos.
- **Tamaño:** El tamaño no debe ser excesivo, puesto que otros factores en el proyecto lo van a incrementar.

Cada característica se va a evaluar del 1 al 5 en función de la importancia de cada criterio para el desarrollo del 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.

Para la elección de la configuración se va a emplear la Tabla 20 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.

Tabla 20. Configuración de barras en AT. Elaboración propia.

	Barra simple	Barra simple con barra de transferencia	Barra simple partida con seccionador	Barra simple partida con interruptor	Doble barra	Anillo
Fiabilidad (x3)	1(3)	1(3)	2(6)	3(9)	4(12)	5(15)
Coste	5	3	5	4	2	1
Mantenimiento (x2)	2(4)	3(6)	2(4)	2(4)	4(8)	4(8)
Tamaño	5	3	3	3	3	2

Total	300	162	360	432	576	240
-------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Como se puede observar y se ha mencionado previamente la configuración de barras más adecuada para una instalación de estas características es la de doble barra.

Para este proyecto y dadas las características de la red en la zona donde se va a implementar, se va a proceder a una configuración de barras del tipo doble barra. Los criterios para puntuar se han basado en datos de la zona y de las características que van a rodear y que se van a requerir de la ST Verde.

No se trata del tipo de configuración que ofrece las mejores características previamente mencionadas pero se trata de la configuración más adecuada para este proyecto.

7.2.2. CONFIGURACIÓN EN BT

En este apartado se va a elaborar un análisis de la configuración para la parte de baja tensión. Las opciones para 13,2 kV varían en gran medida según las de 132 kV, siendo mucho más limitadas y reducidas, la razón principal es el gran coste que supondría montar toda la aparatada de la configuración para cada línea de 13,2 kV.

Es por ello por lo que para la parte de 13,2 kV se van a utilizar celdas blindadas como las analizadas previamente. Se van a dividir en diversas celdas, que alimentaran a varias líneas cada una, agrupadas según conveniencia y centralizando en cada celda la aparatada correspondiente a cada posición.

Los elementos para cada salida variarán, pero estarán generalmente compuestos de un interruptor y un seccionador de barra simple alimentando a cada línea. Así, no solo se logrará una alta fiabilidad sino también un bajo coste.

8. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

En este apartado se va a realizar un análisis de la futura subestación que se denominará ST ZORROTZAURRE 132/13,2 kV y cuyo cometido será el de cubrir la demanda de energía eléctrica motivada por el desarrollo urbanístico previsto en la Isla de Zorrotzaurre, en Bilbao.

En el anexo se incluyen los planos de situación y ubicación, junto con las soluciones de implantación previstas en el interior de un edificio de dimensiones 50 m x 26 m, lo que supondrá una superficie total de 1.300 m².

La implantación se ha resuelto con dos posibles soluciones (Alternativas 1 y 2) en cuanto a la disposición física de los equipos GIS de 132 kV y sus armarios de protección y control se refiere.

Hay que tener en cuenta que la isla de Zorrotzaurre se encuentra rodeada por la Ría de Bilbao, lo que hace prever que puedan existir problemas derivados de niveles de agua elevados en el terreno, pendiente de los resultados que arroje el estudio geotécnico una vez sea realizado. Por ello, también se presentan dos posibles soluciones en cuanto a la profundidad del sótano de la sala GIS de 132 kV para dar salida a los cables de las líneas.

De forma resumida, las soluciones consisten en:

- Sótano de cables deprimido bajo la cota de calle lo suficiente para permitir la salida de los cables de las líneas a la profundidad de una canalización normalizada de 132 kV.
- Sótano de cables que quedaría realmente como una planta baja con la solera casi a nivel de calle, ejecutando canalizaciones en dicha solera entre cimentaciones para la salida de los cables.

8.1. SISTEMA DE 132 KV

El sistema de 132 kV será una instalación blindada, de interior (GIS), con envolvente metálica y aislamiento en un gas respetable con el medio ambiente (libre de SF₆). El esquema adoptado para este nivel de tensión es el de Doble Barra con acoplamiento transversal y el conjunto de la instalación comprende los siguientes equipos principales:

- Cuatro (4) celdas de línea para el doble circuito desde la ST Mazarredo y doble circuito desde la ST Burtzeña, está última también de futura construcción.

- Dos (2) celdas de transformador de 132/13,8 kV. La conexión a los transformadores se realizará mediante el uso de fluoductos, evitando de esta manera el cable aislado.
- Una (1) celda para el enlace de barras.
- Una (1) celda de medida de tensión de barras.
- Espacio de reserva para dos (2) posiciones futuras.

Cada una de estas posiciones estará compuesta por los siguientes equipos:

- **CELDAS DE LÍNEA**
 - Un (1) interruptor automático.
 - Dos (2) seccionadores tripolares para conexión a barras, uno de ellos con puesta a tierra.
 - Un (1) seccionador tripolares para conexión línea con puesta a tierra.
 - Un (1) seccionador tripolar de puesta a tierra.
 - Tres (3) transformadores de intensidad.
 - Tres (3) transformadores de tensión.
- **CELDAS DE TRANSFORMADOR**
 - Un (1) interruptor automático.
 - Dos (2) seccionadores tripolares para conexión a barras, uno de ellos con puesta a tierra.
 - Un (1) seccionador tripolar de puesta a tierra.
 - Tres (3) transformadores de intensidad.
- **CELDA DE ACOMPLAMIENTO DE BARRAS**
 - Un (1) interruptor automático.
 - Dos (2) seccionadores tripolares para conexión a barras equipados con puesta a tierra.
 - Tres (3) transformadores de intensidad.
- **CELDA DE MEDIDA Y PUESTA A TIERRA**
 - Seis (6) transformadores de tensión.
 - Dos (2) seccionadores de puesta a tierra de barras.

8.1.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES

Las características generales del sistema de 132 kV son las siguientes:

- Ejecución interior
- Altitud de instalación sobre nivel del mar <1.000 m
- Temperatura ambiente Interior -5°C a + 40°C
- Sin descargas parciales.....1,2 x 145 kV ≤ 5 pC
- Tensión Nominal 132 kV
- Tensión máxima de servicio..... 145 kV
- Intensidad permanente máxima de servicio 2.500 A
- Intensidad permanente máxima en barras 2.500 A
- Pérdida de gas por año ≤ 0,25 Vol. %
- Tensión nominal de ensayo a frecuencia industrial 275 kV
(50 z, 1 min.) a tierra y entre polos.
- Tensión Nominal de ensayo al choque (1,2/50 s) a tierra entre polos 650 kV
- Intensidad máx. admisible cortocircuito de corta duración 1 s (térn.) 40 kA
- Intensidad nominal de cortocircuito, valor cresta (din.) 100 kA

8.1.2. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Las características más esenciales de estos interruptores son:

- Tensión de aislamiento asignada 145 kV
- Tensión de servicio nominal 132 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Intensidad asignada de servicio continuo 2.500 A
- Intensidad de cortocircuito asignada. 40 kA
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz 275 kV
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 µs 650 kV
- Duración nominal de la corriente de cortocircuito 3 s
- Ciclo nominal de maniobra asignado O-0,3s-CO-3min-CO
- Tipo de reenganche Trifásico
- Preostato compensado por temperatura en el compartimento.
- Mando eléctrico local y a distancia, unipolar y alimentado en c.c.
- Dos bobinas de disparo a emisión de corriente a 125 Vcc (+10%- 15%).
- Una bobina de cierre a emisión de corriente a 125 Vcc (+10%- 15%).

8.1.3. SECCIONADORES

El accionamiento de todos los seccionadores del sistema de 132 kV será eléctrico y tripolar. Contamos con estos equipos en todas las posiciones GIS, línea, transformador, acoplamiento y medida.

Las características técnicas principales de estos seccionadores son las siguientes:

- Tensión de servicio145 kV
- Intensidad asignada de servicio continuo2.500 A
- Poder de corte nominal (1s).40 kA
- Valor de pico de Intensidad de cortocircuito100 kA
- Dotados de mando eléctrico local y a distancia, único para los tres polos y con motor alimentado en c.c. y calefacción en c.a.
- Los seccionadores contarán con dispositivos (directos o indirectos) eficaces de visualización de su posición.

Dentro de las celdas se instalarán los siguientes tipos de seccionadores:

8.1.3.1. SECCIONADORES DE AISLAMIENTO DE BARRAS Y LINEAS

La maniobra de estos seccionadores está destinada al aislamiento y puesta a tierra sin tensión, por lo que no se consideran elementos de seguridad.

Su maniobra eléctrica estará enclavada con la posición del interruptor, de modo que no puedan maniobrarse si el interruptor está cerrado. Su maniobra también puede realizarse en manual con la herramienta adecuada, estando el caso reservado para casos de pruebas en ausencia total de tensión.

8.1.3.2. SECCIONADORES RAPIDOS DE PUESTA A TIERRA

En condiciones normales la maniobra de estos seccionadores es de puesta a tierra sin tensión.

Sin embargo, pueden ser cerrados bajo tensión (mando de cierre brusco) y disponen de poder de cierre sobre falta, conduciendo sin daño la corriente de cortocircuito y quedando inmovilizados en esta posición.

8.1.4. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Contamos con estos equipos en las posiciones de línea, transformador y acoplamiento.

Las características principales de estos transformadores de intensidad son las que se definen a continuación:

- Tipo toroidal e integrados en la celda blindada.
- Tensión de aislamiento asignada145 kV
- Tensión de servicio nominal132 kV
- Relación de transformación:
 - Posiciones de línea.....600-1200/5-5-5 A
 - Posiciones de transformador.....300-600/5-5-5 A
 - Posición de acoplamiento de barras1200-2400/5-5-5 A
- Potencias y clases de precisión:
 - Arrollamiento de medida10 VA Cl. 0,5 S
 - Arrollamiento de protección20 VA 5P20
 - Arrollamientos de protección.....20 VA 5P20

8.1.5. TRANSFORMADORES DE TENSION

Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de circuitos de 132 kV se ha previsto la instalación, en todas las posiciones de línea y barras, de transformadores de tensión inductivos.

Se ubicarán en un compartimento de Clean Air, y se instalará uno para cada fase en todas las posiciones excepto en las posiciones de medida y transformador.

Las características principales que presentarán estos equipos son:

- Frecuencia50 Hz
- Tensión de aislamiento asignada145 kV
- Tensión de servicio nominal132 kV

Relación de transformación:

- Primer arrollamiento $132/\sqrt{3}:0,110/\sqrt{3}$ kV
- Segundo arrollamiento $132/\sqrt{3}:0,110/\sqrt{3}$ kV
- Potencias y clase de precisión (no simultáneas):
 - Primer arrollamiento50 VA, Cl.0,5 - 3 P
 - Segundo arrollamiento50 VA, Cl.0,5 - 3 P
- Intensidad máxima de pico.....100 kA
- Clase de descarga3

8.2. SISTEMA DE 13 KV

El sistema de media tensión estará formado por una instalación blindada, interior, con envolvente metálica y nivel de aislamiento para 24 kV, con gas respetable con el medio ambiente (libre de SF₆), con una configuración eléctrica de simple barra partida anillada formado por cuatro (4) módulos de celdas con las siguientes posiciones:

- **MODULO 1 del transformador 1:**
 - Cuatro (4) posiciones de línea.
 - Una (1) posición de transformador.
 - Una (1) posición de medida.
 - Una (1) posición de Partición de barras con cable.
 - Una (1) posición de Unión de barras con cable.
- **MODULO 2 del transformador 1:**
 - Cuatro (4) posiciones de línea.
 - Una (1) posición de Servicios Auxiliares.
 - Una (1) posición de medida.
 - Una (1) posición de Partición de barras con cable.
 - Una (1) posición de Unión de barras con cable.
- **MODULO 3 del transformador 2:**
 - Cuatro (4) posiciones de línea.
 - Una (1) posición de transformador.
 - Una (1) posición de medida.
 - Una (1) posición de Partición de barras con cable.
 - Una (1) posición de Unión de barras con cable.
- **MODULO 4 del transformador 2:**
 - Cuatro (4) posiciones de línea.
 - Una (1) posición de Servicios Auxiliares.
 - Una (1) posición de medida.
 - Una (1) posición de Partición de barras con cable.
 - Una (1) posición de Unión de barras con cable.

Las características constructivas de cada celda son análogas, variando únicamente el aparellaje instalado en cada una de ellas de acuerdo con las necesidades para cada tipo de servicio. El aparellaje con el que va dotado cada posición y las celdas correspondientes son:

- POSICIONES DE LÍNEA
 - Un interruptor automático.
 - Un seccionador de tres posiciones (abierto, cerrado y puesta a tierra).
 - Tres transformadores de intensidad toroidales.
 - Un transformador toroidal que abarca las 3 fases.
 - Tres terminales enchufables.
 - Tres detectores de presencia de tensión.
- POSICIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA
 - Un interruptor automático.
 - Un seccionador de tres posiciones (abierto, cerrado y puesta a tierra).
 - Tres transformadores de intensidad toroidales.
 - Nueve terminales enchufables.
 - Tres detectores de presencia de tensión.
- POSICIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES
 - Un interruptor-fusible.
 - Un seccionador de tres posiciones (abierto, cerrado y puesta a tierra).
 - Tres terminales enchufables.
 - Tres detectores de presencia de tensión.
- POSICIÓN DE MEDIDA
 - Tres transformadores de tensión.
- CELDA DE PARTICIÓN DE BARRAS CON CABLE
 - Un interruptor automático.
 - Un seccionador de tres posiciones (abierto, cerrado y puesta a tierra).
 - Tres transformadores de intensidad.
 - Nueve terminales enchufables.
 - Tres detectores de presencia de tensión.
- CELDA DE UNIÓN DE BARRAS CON CABLE
 - Un seccionador de tres posiciones (abierto, cerrado y puesta a tierra).
 - Nueve terminales enchufables.
 - Tres detectores de presencia de tensión.
 - Transformadores de potencia

Las celdas son del tipo “fases agrupadas” y baja presión de trabajo (0,4 bar de presión relativa). Están dotadas de interruptores automáticos y las diferentes funciones de cada circuito están compartimentadas para minimizar la extensión ante cualquier incidente interno, aparte de permitir realizar de forma segura trabajos de mantenimiento sin perturbar el servicio.

8.2.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES

Las características eléctricas principales son:

- Tipo de celda..... Blindada (Libre de SF₆)
- Servicio Continuo Interior
- Temperatura ambiente-5 °C a + 40 °C
- Tensión de aislamiento asignada24 kV
- Tensión de servicio nominal13,2 kV
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz50 kV
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μs.....125 kV
- Frecuencia50 Hz
- Intensidad asignada de servicio continuo:
 - Derivación celdas de línea y batería630 A
 - Derivación celdas de transformador y partición2.000 A
 - Barras.....2.000 A
- Intensidad de cortocircuito asignada (1s)25 kA
- Intensidad de cortocircuito (valor de cresta)63 kA

Las características constructivas de cada celda son análogas, variando únicamente el aparellaje instalado en cada una de ellas de acuerdo con las necesidades para cada tipo de servicio.

8.2.2. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Las características eléctricas principales de los interruptores que incorporan las celdas son:

- Tensión de aislamiento asignada 24 kV
- Tensión de servicio nominal 13,2 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Intensidad asignada de servicio continuo:
 - Celdas de línea y batería 630 A
 - Celdas de transformador y partición 2.000 A

- Intensidad de cortocircuito asignada. 25 kA
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz 50 kV
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s 125 kV
- Duración nominal de la corriente de cortocircuito 3 s
- Medio de aislamiento Clean Air de la celda
- Medio de extinción del arco Clean Air
- Ciclo nominal de maniobra asignado O-0,3s-CO-15s-CO
- Tipo de reenganche Trifásico

8.2.3. SECCIONADORES DE AISLAMIENTO Y PUESTA A TIERRA

Las características eléctricas principales de los seccionadores que incorporan las celdas son:

- Tensión de aislamiento asignada24 kV
- Tensión de servicio nominal13,2 kV
- Nivel de aislamiento a tierra y entre polos:
 - Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz..... 50 kV
 - Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s.... 125 kV (val. cresta)
- Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento:
 - Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz..... 60 kV
 - Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s.... 145 kV (val. cresta)
- Intensidad asignada de servicio continuo:
 - Celdas de línea630 A
 - Celdas de transformador y partición2.000 A
- Intensidad admisible de corta duración (1 s)25 kA (val. eficaz)
- Intensidad admisible (valor de cresta)63 kA (val. cresta)

Los seccionadores son de accionamiento automático.

8.2.4. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Las características eléctricas de los transformadores de intensidad que incorporan las celdas son:

- Tensión de aislamiento asignada24 kV
- Tensión de servicio nominal13,2 kV

- Relación de transformación:
 - Posiciones de línea.....300-600/5 A
 - Posición de transformador750-1500/5-5 A
 - Posición de batería condensadores.....200-400/5 A
 - Posición de partición750-1500/5 A
- Potencias y clases de precisión (celda transformador):
 - Arrollamiento de medida.....10 VA Cl. 0,5
 - Arrollamiento de protección20 VA 5P20
- Potencias y clases de precisión (celdas línea):
 - Arrollamientos de protección10 VA Cl. 0,5 5P20
- Potencias y clases de precisión (celda batería condensadores):
 - Arrollamientos de protección10 VA Cl. 0,5-5P20
- Potencias y clases de precisión (celda de partición):
 - Arrollamientos de medida y protección20 VA Cl 0,5 - 5P20

Las celdas de línea llevarán un transformador de intensidad toroidal 30/1 A y carga 0,1 Ω para la protección homopolar.

8.2.5. TRANSFORMADORES DE TENSION

Las características eléctricas esenciales de los transformadores de tensión que incorporan las celdas son:

- Frecuencia50 Hz
- Tensión de aislamiento asignada24 kV
- Tensión de servicio nominal13,2 kV
- Relación de transformación:
 - Primer arrollamiento13,2/ $\sqrt{3}$:0,110/ $\sqrt{3}$ kV
 - Segundo arrollamiento13,2/ $\sqrt{3}$:0,110/3 kV
- Potencias y clase de precisión (de potencias simultáneas):
 - Primer arrollamiento50 VA, Cl.0,5 - 3 P
 - Segundo arrollamiento50 VA, 3 P

8.2.6. TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES

Para garantizar los servicios auxiliares de corriente alterna (c.a.) se ha considerado una configuración de doble alimentación trifásica mediante dos (2) transformadores de

servicios auxiliares secos de 250 kVA, de instalación en interior, dentro de cerramiento metálico.

Estos transformadores se conectan a sus correspondientes celdas de 13,2 kV, a través de una terna de cable de aislamiento seco HEPRZ1 12/20 kV 240 mm² Al. En la conexión de los cables aislados con la salida de bornas del transformador y con la celda se emplearán terminaciones enchufables. Se conectarán en baja tensión a los cuadros de servicios básicos de c.a. instalados en el interior del edificio.

Las características principales de estos transformadores son:

- Tipo transformador..... Trifásico interior
- Tensión primaria..... 14+2,5%+5-2,5%.5%kV
- Tensión secundaria 0,420 – 0,242 kV
- Potencia nominal 250 kVA
- Grupo de conexión Dyn11
- Refrigeración..... ONAN
- Aislamiento..... tipo seco
- Tipo de servicio..... Continuo

8.2.7. BATERIAS DE CONDENSADORES

Con el fin de disminuir el aporte de potencia reactiva desde la red de MT, se van a instalar tanto en el módulo A1-2 como en el módulo A2-2 de celdas del sistema de MT y asociadas a cada transformador, una batería de condensadores de 3,6 MVAR, que permiten una corrección y ajuste de la potencia reactiva.

Las principales características técnicas de esta batería de condensadores son:

- Tensión de aislamiento asignada24 kV
- Tensión de servicio nominal14,123 kV
- Frecuencia50 Hz
- Potencia del condensador600 y 300 kVAR
- Potencia de la batería3,6 MVAR
- Nº Total de condensadores12
- ConexiónDoble estrella
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz50 kV
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 µs125 kV

Se instalarán 3 condensadores monofásicos de 600 kVAr y 6 de 300 kVAr. Los 9 condensadores con los que cuenta la batería se disponen con una conexión de doble estrella cuyos neutros están unidos y aislados de tierra.

En la unión de los neutros se dispone un transformador de intensidad para detección de desequilibrios y que tendrá las siguientes características:

- Tensión de aislamiento asignada24 kV
- Relación de transformación5-10/5 A
- Potencia y clase de precisión15 VA Cl. 1

Las baterías de condensadores incorporan reactancias monofásicas de amortiguamiento a efectos de limitar la intensidad de corta duración que se produce durante la conexión de la batería de condensadores a la red.

Las características principales de estas reactancias son las siguientes:

- Tensión de aislamiento asignada24 kV
- Tensión de servicio nominal14,123 kV
- Intensidad asignada147 A
- Intensidad de cortocircuito.....16 kA
- Inductancia nominal50 μ H
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz50 kV
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s125 kV

Con el objetivo de no disponer de puntos desnudos en tensión accesibles, las baterías de condensadores se instalarán bajo una envolvente metálica tipo armario sin interruptor o posición. Se colocarán sobre una cimentación individual propia, próxima a la sala de celdas del edificio.

Las baterías de condensadores se conectan al sistema de 13,2 kV en su celda correspondiente mediante cable de aislamiento seco 12/20 kV 240 mm² Al y terminaciones flexibles de interior en el lado de la batería y terminales enchufables en la celda.

Las maniobras previstas son únicamente la conexión y desconexión de la batería completa por medio del interruptor automático correspondiente a su celda de 13,2 kV.

Para la puesta a tierra de la batería se utiliza en primera instancia el seccionador de puesta a tierra y el interruptor de la celda, y posteriormente, para el acceso al armario de la batería, se dispone un seccionador de puesta a tierra en la propia batería que se enclava mecánicamente con los seccionadores de la celda.

8.3. ESTRUCTURA METÁLICA, EMBARRADOS Y AISLADORES

En este apartado se va a realizar el análisis de la estructura metálica, embarrados y aisladores de la subestación.

8.3.1. ESTRUCTURA METÁLICA

8.3.1.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

Los embarrados principales y auxiliares serán elegidos de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40º C sobre la temperatura ambiente. Asimismo, soportarán los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

Toda la estructura metálica prevista será sometida a un proceso de galvanizado en caliente, una vez construida, con objeto de asegurar una eficaz protección contra la corrosión.

Estas estructuras se completan con herrajes y tornillería auxiliares para fijación de cajas de centralización, sujeción de cables y otros elementos accesorios.

Las cimentaciones necesarias para el anclaje de las estructuras se proyectarán teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados, para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones.

Los tipos de acero empleados para la construcción de estructuras metálicas se establecen en función de sus características mecánicas y se identifican mediante un número que indica el valor mínimo garantizado del límite elástico expresado en N/mm².

En nuestro caso la estructura metálica empleada estará constituida por perfiles tubulares y en alma llena del tipo S-275-JR.

La designación de los aceros laminados en caliente para perfiles estructurales de uso general se indica en la Norma UNE-EN 10025.

En la Tabla 21 se recogen las designaciones aplicables a los aceros, utilizados para la fabricación de los perfiles estructurales de uso general, certificados y su correspondencia con normas anteriores, ya fuera de uso.

Tabla 21. Designaciones de aceros para perfiles [48].

Designación		Estado de desoxidación	Sub-grupo ²⁾	Límite elástico mínimo, R_{eH} , en N/mm ² ¹⁾							
Según EN 10027-1 y ECISIC-10	Según EN 10027-2			Espesor nominal, en milímetros							
				≤ 16	> 16 ≤ 40	> 40 ≤ 63	> 63 ≤ 80	> 80 ≤ 100	> 100 ≤ 150	> 150 ≤ 200	> 200 ≤ 250
S275JR	1.0044	FN	BS	275	265	255	245	235	225	215	205

1) Los valores dados en la tabla se aplican a probetas longitudinales, "l", del ensayo de tracción. Para chapas bandas, planos ancho y bandas de anchura ≥ 600mm, se utiliza probeta transversal, "t". 2) BS = Aceros de base; QS = Aceros de calidad. 3) Sólo se fabrica en espesores normales ≤ 25mm. 4) No se aplica a: los perfiles U, los angulares y los perfiles comerciales. * A elección del fabricante

En todo caso, debe tenerse en cuenta que las únicas designaciones en vigor son las recogidas en la Norma UNE-EN 10025, según las especificaciones dadas en la Norma UNE-EN 10027 Parte 1 y en la Circular Informativa ECISS IC 10 (CR 10260). Las designaciones en vigor figuran en la última columna de la Tabla 22 [48].

Tabla 22. Designaciones en vigor según la norma [48].

Designaciones			
Anteriores (fuera de uso)			Actual (en vigor)
UNE 36080:1973	UNE 36080:1985	UNE 36080:1990	UNE-EN 10025:1994
A 37 b	AE 235 B	Fe 360 B	S 235 JR
-	AE 235 B FN	Fe 360 B FN	S 235 JRG2
A 37 c	AE 235 C	Fe 360 C	S 235 JO
A 44 b	AE 275 B	Fe 430 B	S 275 JR
A 44 c	AE 275 C	Fe 430 C	S 275 JO
A 52 b	AE 355 B	Fe 510 B	S 355 JR
A 52 c	AE 355 C	Fe 510 C	S 355 JO
A 52 d	AE 355 D	Fe 510 D	S 355 J2G3

Mediante la certificación se verifica el cumplimiento de las características siguientes [48]:

- Composición química, conforme a la Norma UNE-EN 10025.
- Características mecánicas (límite elástico, resistencia a tracción y alargamiento de rotura), conforme a la Norma UNE-EN 10025.
- Resiliencia, conforme a la Norma UNE-EN 10025.
- Características geométricas, dimensionales, de forma y peso, conforme a la norma de producto correspondiente en cada caso.

El fabricante de perfiles estructurales de uso general licenciario de la Marca AENOR de producto certificado garantiza que los perfiles suministrados cumplen todas las condiciones que, para la correspondiente clase de acero, se especifican en la Norma UNE-EN 10025 y en la pertinente norma de producto. Esta garantía se materializa mediante el marcado de los productos.

8.3.1.2. ESTRUCTURA METÁLICA NECESARIA EN LA INSTALACIÓN

La estructura metálica necesaria consta básicamente de:

- **SISTEMA 132 KV**
 - Soportes para la sujeción de los cables desde la GIS hasta los Transformadores T-1 y T-2.
 - Soportes y herrajes para la sujeción de cables aislados de 132 kV de las posiciones de línea L-1 y L-2.
 - Soportes para la sujeción de los pararrayos y botellas instalados sobre la cuba de los transformadores T-1 y T-2.

- **SISTEMA 13,2 KV**
 - Cerramiento para las reactancias de puesta a tierra TZ-1 y TZ-2.
 - Soportes y herrajes para la sujeción de los cables aislados de potencia en la salida de los transformadores T-1 y T-2.
 - Cerramiento para los transformadores de servicios auxiliares TSA-1 y TSA-2.
 - Soportes y herrajes para la sujeción de los cables aislados de los transformadores de servicios auxiliares TSA-1 y TSA-2.
 - Adicionalmente se contará con:
 - Estructura metálica necesaria para alumbrado exterior, valla informativa, etc.
 - Bastidores para la sujeción de los armarios de control.
 - Una torre con estructura metálica de celosía para la fijación de la antena de comunicaciones.

En el documento “Planos”, se acompañan los planos de implantación, planta y secciones generales, en los que se refleja la disposición que se ha dado al conjunto de la instalación.

8.3.2. EMBARRADOS

8.3.2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL Y CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO

Los embarrados principales y auxiliares serán elegidos de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40º C sobre la temperatura ambiente. Asimismo, soportarán los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

Los diseños han sido realizados en base a un embarrado con cable para la conexión de la aparamenta, lo que evita el doblado y el conformado de tubos, además de la utilización de conexiones elásticas para estos casos.

A continuación, se reflejan las intensidades nominales y de diseño, tanto en régimen permanente como en condiciones de cortocircuito, apreciándose que se han elegido unos valores para el diseño de embarrados superiores a los nominales con un margen de seguridad suficiente:

- **SISTEMA DE 132 KV:**
 - Intensidad nominal de la instalación: 175 A por transformador (40MVA) y 700 A como intensidad máxima de diseño de las líneas de alimentación típicas en 132 kV con conductor desnudo LA-280 para tramo aéreo y 1200 A con cable aislado de Al. 1600mm² para tramo subterráneo instalado al aire.
 - Intensidad nominal de diseño: 800 A
 - Intensidad de cortocircuito existente (I_{cc}): 10,93 kA
 - Intensidad de cortocircuito de diseño (sist. GIS): 40 kA

- **SISTEMA DE 13,2 KV:**
 - Intensidad nominal de la instalación: 1810 A en la conexión del transformador al sistema de celdas (40MVA).
 - Intensidad nominal de diseño: 2000 A para el sistema de celdas.
 - Intensidad de cortocircuito existente (I_{cc}): 10,93 kA.
 - Intensidad de cortocircuito de diseño: 25 kA.

8.3.2.2. EMBARRADOS DE 132 KV

La conexión entre las bornas de salida de cada transformador de potencia de 40 MVA (T-1 y T-2) y su celda correspondiente de alimentación al GIS de 132 kV se hace a través de una terna de cable de potencia, tipo XLPE Al 1600 mm², 76/132 kV y terminales, que proporcionan una intensidad máxima de 1.200 A por fase después de aplicarle los coeficientes correctores correspondientes a tipo de instalación (instalación al aire) y agrupación de ternas.

Los embarrados propios de las celdas, según diseño del fabricante, cumplen los valores indicados anteriormente, 2.500 A.

8.3.2.3. EMBARRADOS DE 13,2 KV

Para cada transformador de potencia de 40 MVA, en la salida de bornas del devanado secundario hasta su conexión con los terminales de los cables aislados, el embarrado estará constituido por cable desnudo de aluminio en configuración dúplex, tipo "Gladiolus", de 35,91 mm de diámetro, equivalente a 765,4 mm² de sección nominal, admitiendo un paso de corriente permanente de 2296 A. (2x1148 A), que conecta con un tubo de aluminio de 80/64 mm de diámetro, que admite un paso de corriente permanente de 2340 A.

La conexión entre los embarrados de salida de cada transformador de potencia de 40 MVA y su celda correspondiente de alimentación al módulo de celdas de 13,2 kV se hace a través de tres ternas de cable de potencia, tipo HEPRZ1 Al 630 mm², 12/20 kV y terminales flexibles, que proporcionan una intensidad máxima de 1980 A por fase después de aplicarle los coeficientes correctores correspondientes a tipo de instalación y agrupación de ternas. Se empleará el mismo tipo de cable y número de ternas en la conexión entre las celdas de partición y unión de los módulos.

Los embarrados propios de las celdas, según diseño del fabricante, cumplen los valores indicados anteriormente, 2000 A.

8.3.2.4. PIEZAS DE CONEXIÓN

Las uniones entre las bornas de la aparamenta y los conductores, así como las derivaciones de los embarrados, se realizarán mediante piezas de aleación de aluminio, de geometrías adecuadas y diseñadas para soportar las intensidades permanentes y de corta duración previstas sin que existan calentamientos localizados. Su tornillería será de acero inoxidable y quedará embutida en la pieza para evitar altos gradientes de tensión.

Con el fin de absorber las variaciones de longitud que se produzcan en los embarrados por efecto de los cambios de temperaturas, se instalarán piezas de conexión elásticas, en los puntos más convenientes, que permitan la dilatación de los tubos sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas de la aparamenta.

También se instalarán en barras y salidas de líneas donde el conductor este en vertical puntos (estribos) para la conexión de tierras portátiles.

En el sistema de baja tensión de los transformadores de potencia, en las zonas en las que se utilice conductor desnudo, se utilizarán uniones de aleación de cobre con tornillería de acero inoxidable sin embutir y que cumplan las características indicadas anteriormente.

8.3.3. RED DE TIERRAS

Para el estudio del sistema de puesta a tierra de la instalación se dispone de los datos de partida suministrados por el análisis de la red. Estos datos se obtienen a partir de los modelos, tratados informáticamente, de la red en las condiciones más desfavorables [34].

Se realizará el dimensionamiento de la red de tierras desde el punto de vista térmico con el fin de determinar la sección de los conductores y desde el punto de vista de la elevación de tensión en el terreno, tensiones que deben ser inferiores a las que marca el “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión” y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

Para la instalación de puesta a tierra se ha diseñado una malla de tierra inferior enterrada a 0,60 m de profundidad sobre la cota de explanación, o lo que es lo mismo a la cota -0,75 m sobre la cota cero puesto que la cota explanación es la -0,15 m.

La malla de tierra está compuesta por conductor de cobre de 150 mm² y con una separación media entre los conductores que la forman calculada de forma que se garantice que, en caso de intensidad drenada en el terreno por el hecho de una falta, no se supere en ningún punto de la instalación las tensiones de paso y de contacto admitidas por el Reglamento (ITC-RAT 13), reduciéndolas a niveles que anulen el peligro de electrocución del personal que transite tanto por el interior como por el exterior de la instalación. No se tiene previsto instalar picas de puesta a tierra.

Cumplimentando la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 13, se conectarán a la tierra de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pudieran estarlo como consecuencia de averías, sobretensiones por descarga atmosféricas o tensiones inductivas. Por este motivo, se unen a la malla: estructuras metálicas, bases de aparamenta, neutros de transformadores de potencia, reactancias, puertas metálicas de edificios, cerramientos metálicos, etc.

Estas conexiones se fijarán a la estructura y carcasas de la aparamenta mediante tornillos y grapas especiales de aleación de cobre, que permitan no superar la temperatura de 200 °C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión.

Se hará uso de soldaduras aluminotérmicas Cadweld de alto poder de fusión, para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

En “Cálculos Eléctricos” se adjunta el cálculo de la malla de puesta a tierra.

En el documento “Planos” del presente proyecto puede verse un plano con la red de tierras.

8.4. CUADROS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES

8.4.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

En la configuración del nuevo sistema de 132 kV y 13 kV, se va a instalar un nuevo sistema integrado de protecciones y control (SAS) bajo el protocolo de comunicaciones 61850, que engloba las siguientes funciones:

- Control local de la instalación.
- Registro de alarmas y oscilografía.
- Adquisición de datos para el telemando (alarmas, estados, órdenes).
- Remota de telemando.
- Acceso remoto a los equipos para gestión.

El mando y control de la subestación transformadora de reparto, así como los equipos de protección y automatismo, se instalarán en armarios ubicados en la sala de control del edificio y en las propias celdas.

8.4.2. UNIDADES DE CONTROL

El Sistema de Protección y Control es de tipo digital y de configuración distribuida, estando formado por los siguientes elementos:

- 2 Gateways para comunicar las señales existentes en la instalación con el centro de control (Telemando). Estarán dispuestos en un armario de chapa de acero, en el que se ubicarán, además un HMI para operación local de subestación, dos relojes de sincronización GPS, una unidad de control para la adquisición de las señales de los servicios auxiliares y los switches principales de la red LAN de subestación.
- Una Unidad de Control de Posición (UCP) por cada posición de 132 kV: línea, transformador y enlace de barras. Estas UCPs tendrán funciones de protección, control y medida, están constituidas por un rack de 19" y van alojadas dentro de armarios en la sala de control y sala GIS del edificio.
- Una Unidad de Control de Posición (UCP) por cada posición de 13 kV: línea, batería de condensadores, transformador, unión, transformador servicios auxiliares y partición de barras. Estas UCPs tienen funciones de protección, control y medida, y van alojadas en los cajones de control de las celdas de las posiciones de 13 kV.
- Una Unidad de Control de Servicios Generales (UCP) en la que se centralizan y recogen las señales de tipo general de la subestación y las asociadas a los cuadros de servicios auxiliares y equipos rectificador-batería.

Los equipos tendrán comunicación redundante, conectándose con cable de red ethernet a los switches correspondientes. Los switches quedan conectados en anillo a través de FO.

Desde cada UCP se podrá controlar y actuar sobre la posición asociada, y desde HMI de subestación se podrá controlar cualquiera de las posiciones, así como disponer de información relativa a medidas, alarmas y estado del sistema en general.

8.4.3. PROTECCIONES

8.4.3.1. SISTEMA DE 132KV

- **POSICIÓN DE LÍNEA:**
 - Unidad de Control de Posición (UCP) configurado como protección diferencial de barras (PDB) y fallo interruptor (FI).
 - Protección principal configurada como protección diferencial de línea (87L) con enlace de comunicaciones con la protección o protecciones remotas, protección de distancia (21) de tres fases y tierra funcionando en esquema de distancia escalonada con teleprotección, con función adicional de sobreintensidad direccional de neutro (67N) de reserva integrada, comprobación de sincronismo, con reenganche y vigilancia de bobinas incorporados.
 - Protección secundaria configurada como protección de distancia (21) escalonada de apoyo con teleprotección.
 - Teleprotección de dos órdenes.
- **POSICIÓN DE ENLACE DE BARRAS:**
 - Unidad de Control de Posición (UCP) configurado como protección diferencial de barras (PDB) y fallo interruptor (FI).
 - Protección diferencial de barras (Unidad central PDB).
 - Protección de sobreintensidad direccional de fases y neutro (67-67N) con reenganche y vigilancia de bobinas incorporados.
 - Relé de vigilancia de bobinas.
- **POSICIÓN DE TRANSFORMADOR:**
 - Unidad de Control de Posición (UCP) configurado como protección diferencial de barras (PDB) y fallo interruptor (FI).

- Protección de sobreintensidad de fases y neutro (50-51) con reenganche y vigilancia de bobinas incorporados.
- Relé de vigilancia de bobinas.

8.4.3.2. TRANSFORMADOR

- Unidad de Control de Posición (UCP) configurado como protección diferencial de barras (PDB) y fallo interruptor (FI).
- Dos protecciones diferenciales de transformador (87) de dos devanados, con frenado porcentual por armónicos, filtrado para corriente de neutro y función de imagen térmica incorporada.
- Protección de máxima y mínima frecuencia (81) de dos devanados.
- Relé para regulación automática de tensión (90/70) en carga del transformador con supervisión de las tomas del conmutador de tomas del transformador.
- Protección de sobreintensidad de fases y neutro (50TZ-51G) para la protección instantánea de la reactancia de puesta a tierra y protección temporizada de neutro de reserva para faltas en el cable de potencia desde las bornas de baja del transformador hasta la posición de entrada de celdas.

8.4.3.3. SISTEMA DE 13,2 KV

Todas las funciones de protección del sistema de media tensión se basan en funciones de sobreintensidad y están integradas dentro de las propias unidades de control de posición (UCP's) como un conjunto único.

- **POSICIÓN DE LÍNEA:**

Una protección de sobreintensidad direccional de fases y neutro (67-67N) neutro sensible (50Ns) con reenganche y vigilancia de bobinas incorporados. Incluye también función de fallo de interruptor.

- **POSICIÓN DE PARTICIÓN:**

Protección de sobreintensidad de fases y neutro (50-51/50N-51N) con reenganche y vigilancia de bobinas incorporados. Incluye también función de fallo de interruptor.

- **POSICIÓN DE TRANSFORMADOR:**

Protección de sobreintensidad de fases y neutro (50-51/50N-51N) con reenganche y vigilancia de bobinas incorporados. Incluye también función de mínima frecuencia (81m).

- **POSICIÓN DE BATERÍA DE CONDENSADORES:**

Protección de sobreintensidad de fases y neutro (50-51/50N-51N) con reenganche y vigilancia de bobinas incorporados. Además, incorpora protección de detección de intensidad de desequilibrio (51d), sobretensión (59) y automatismo de conexión – desconexión de la batería.

- **POSICIÓN DE BARRAS:**

Estará dotada de la función de protección de falsa diferencial de barras.

8.4.4. ARMARIOS DE CONTROL Y PROTECCIONES

En total se instalarán 14 armarios y cajas de control y protecciones distribuidos en el edificio entre sala de control, sala GIS y salas de celdas, quedando ubicados como se indica a continuación:

- **SALA DE CONTROL:**

- Una (1) Unidad de control de subestación ACS/UCS y mesa para consolas de control.
- Dos (2) Armarios de P.P de Transformador.
- Un (1) Armario Switchs.

- **SALA GIS:**

- Cinco (5) armarios de protecciones, control y medida, uno para cada posición de 132 kV de GIS.
- Una (1) Caja Switchs.

- **SALAS DE CELDAS:**

- Cuatro (4) Cajas Switchs.

Los armarios de control y protección estarán compuestos por chasis contruidos con perfiles metálicos, cerrados por paneles laterales fijos, acceso anterior con chasis pivotante y puerta frontal de cristal o policarbonato ignífugo, lo cual permite una gran visibilidad, protección contra polvo y suciedad, y fácil manejo y acceso a los aparatos instalados.

Las interconexiones entre la aparamenta y los armarios de protección, control y medida que componen la instalación, se realizarán con cables aislados de control sin halógenos.

En el documento “Planos” puede verse la disposición de armarios prevista en la sala de control.

8.5. MEDIDA

8.5.1. MEDIDA DE ENERGIA

Para las posiciones objeto del proyecto no hay requerimientos en cuanto a medida fiscal de energía para facturación.

8.5.2. RESTO DE MEDIDAS

La medida de las posiciones del sistema de 132 kV, transformadores y sistema de 13 kV se recibirá en los equipos de control (UCPs) desde los transformadores de medida, bien de forma directa o a través de convertidores de medida. La necesidad de utilizar o no convertidores de medida, viene dada por las características del equipo de control.

Se utilizarán contadores externos al sistema de control para las lecturas de energía activa y reactiva en la parte de baja tensión del transformador. Posteriormente esta información se recogerá mediante pulsos en el equipo de control de la posición de baja del transformador.

8.5.3. TELECONTROL

La instalación se explota en régimen abandonado, por lo que está dotada de un sistema de Telecontrol y Telemando, el cual se encarga de recoger las señales, alarmas y medidas de la instalación para su transmisión a los centros remotos de operación.

La información transmitida es tratada y preparada por el sistema de control integrado y la transmisión se realizará por fibra óptica, instalada en la línea eléctrica.

A través de esta vía de comunicación se podrán transmitir señales de teledisparo, teleprotección y realizar telemedida.

8.6. SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares de la subestación están atendidos necesariamente por los dos sistemas de tensión de corriente alterna (c.a.) y de corriente continua (c.c.).

8.6.1. SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA

Se van a instalar dos nuevos transformadores de 20/0,420-0,242 kV – 250 kVA de tipo interior.

Estos transformadores de servicios auxiliares alimentan en baja tensión y a través de cables de sección adecuada al armario de distribución existente de servicios auxiliares de c.a. situado en la sala de control del edificio, donde se alojan los interruptores automáticos de las diversas salidas para servicios de corriente alterna a la subestación. Este armario de servicios auxiliares de c.a. dispone de un contador-registrador de energía activa para la medida de los consumos propios de la instalación.

La protección de estos transformadores de servicios auxiliares queda garantizada en el lado de alta tensión mediante fusible de alto poder de ruptura y en baja tensión por interruptor automático.

8.6.2. SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA

Los servicios auxiliares de c.c. de la instalación constan de dos equipos compactos rectificador - batería de 125 Vcc. En condiciones normales ambos equipos funcionarán de forma separada alimentando cada uno, una parte de los servicios de control, fuerza y protecciones según reparto de cargas establecido.

Los equipos rectificador-batería de 125 Vcc. Funcionan de forma ininterrumpida e individual. Ambos equipos estarán diseñados y calculados para que en el caso de que uno de ellos este fuera de servicio, el otro sea capaz de suministrar la totalidad de los consumos de la instalación.

Durante el proceso de carga y flotación su funcionamiento responde a un sistema prefijado que actúa automáticamente sin necesitar de ningún tipo de vigilancia o control, lo cual da mayor seguridad en el mantenimiento de un servicio permanente.

Desde estos equipos se alimentarán las barras del armario de distribución de servicios auxiliares de c.c. situado en la sala de control del edificio, donde se alojan los interruptores automáticos de las diversas salidas para servicios auxiliares de corriente continua a la subestación.

Adicionalmente la instalación incorpora la siguiente infraestructura de alimentaciones para los servicios y equipos de telecomunicaciones:

- Un equipo rectificador-batería 48 Vcc
- Convertidores 125/48 Vcc
- Un cuadro eléctrico de tipo mural independiente para la tensión de 48 Vcc.

Para mas información acerca del sistema contraincendios, del alumbrado y de la ventilación y climatización de la instalación véase el "Anexo 3: Documentos" en sus apartados 5,6 y 7.

9. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

9.1. INTENSIDAD NOMINAL

En este apartado se va a realizar el cálculo de la intensidad nominal que va a circular por cada una de las líneas [35].

La intensidad nominal es, esencialmente, la corriente eléctrica que esperaríamos que fluya a través de un circuito en condiciones normales. El valor de la intensidad que va a circular en régimen nominal por las líneas es directamente proporcional a la potencia que se espera transportar. La subestación verde constará de los siguientes tramos principales:

- Entradas de 132 kV: Existen dos líneas de entrada de 132 kV, cada una de las cuales está diseñada para transportar una potencia nominal de 40 MVA.
- Líneas de salida transformador de potencia 13,2 kV: Existen dos transformadores de potencia de 40 MVA cada uno, estos son los encargados de reducir la tensión del sistema desde 132 kV hasta 13,2 kV.

La intensidad que va a circular por cada uno de los tramos de la subestación se calcula mediante la expresión:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U} \quad (A) \quad (1)$$

Dónde:

- S (VA) = Potencia que transporta la línea
- U (V) = Tensión entre fases

Aplicando esta expresión para cada caso se obtiene:

- Entradas de 132 kV: Por cada línea de 132 kV circulará una intensidad nominal aproximada de 174,95 A.

$$I = \frac{40000000}{\sqrt{3} * 132000} = 174,955 \quad (A) \quad (2)$$

- Líneas de salida transformador de potencia 13,2 kV: Por cada línea de 13,2 kV circulará una intensidad nominal aproximada de 1749,55 A.

$$I = \frac{40000000}{\sqrt{3} * 13200} = 1749,55 \quad (A) \quad (3)$$

9.2. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS

En este apartado de los cálculos se va a realizar uno de los más importantes en el diseño de cualquier instalación eléctrica: el cálculo de cortocircuitos.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito es necesario conocer las componentes de secuencia de los circuitos. Con la intención de simplificar los cálculos, en la subestación verde se van a realizar una serie de consideraciones [35, 36, 37].

Por una parte, solo se van a calcular las componentes de secuencia de los conductores de 132 kV, ya que el efecto de la parte de 13,2 kV será despreciable en comparación y no contar con dichas impedancias implicará realizar el cálculo a favor de la seguridad pues el valor obtenido de cortocircuito tendrá un valor más elevado.

Por otra parte, se van a considerar unos valores de potencias de cortocircuito para las partes de alta y baja tensión en su punto de conexión al sistema (entrada y salida). Para la parte de 132 kV se tendrá una potencia de CC de 1000 MVA, mientras que para la parte de 13,2 kV será de 62,5 MVA (valor frecuente utilizado en proyectos de Iberdrola). Para la representación de estas redes se emplearán una fuente de tensión y una impedancia cuyo valor estará relacionado con la intensidad de CC asociada.

Para simplificar los cálculos y poder llevarlos a cabo de manera apropiada, es necesario expresar los valores de los elementos del sistema en “por unidad” (p.u.). Para ello habrá que relacionar cada unidad física con un valor base previamente establecido y escogido por el usuario que realiza los cálculos. Para la subestación verde se ha optado por la selección de los siguientes parámetros base:

- Potencia base (S_b): 200 MVA
- Tensiones base (U_b): $\left\{ \begin{array}{l} 13,2 \text{ kV (BT)} \\ 132 \text{ kV (AT)} \end{array} \right.$
- Impedancia base (Z_b): $\left\{ \begin{array}{l} 87,12 \ \Omega \text{ (AT)} \\ 0,8712 \ \Omega \text{ (BT)} \end{array} \right.$

Las impedancias base han sido obtenidas mediante:

$$Z_B = \frac{U^2}{S_B} \ (\Omega) \quad (4)$$

$$Z_{B_{132kV}} = \frac{132^2}{200} = 87,12 \ (\Omega) \quad (5)$$

$$Z_{B_{13,2kV}} = \frac{13,2^2}{200} = 0,8712 \ (\Omega) \quad (6)$$

Para estimar la intensidad de cortocircuito será esencial el conocimiento de la impedancia que va a circular por los cables. i-DE para proyectos de este tipo, utiliza impedancias más restrictivas de lo usual, optando por el lado de la seguridad. En este caso solo se va a tener en cuenta para las líneas de alta tensión siendo despreciable para las de 13,2 kV.

El valor de la impedancia que se va a emplear para los cálculos será:

$$Z_L = 0,16537 \Omega$$

Para mayor información acerca del cálculo de cortocircuitos visitar el "Anexo 3: Documentos" en el segundo apartado.

9.2.1. REDES DE SECUENCIA

A continuación, 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.

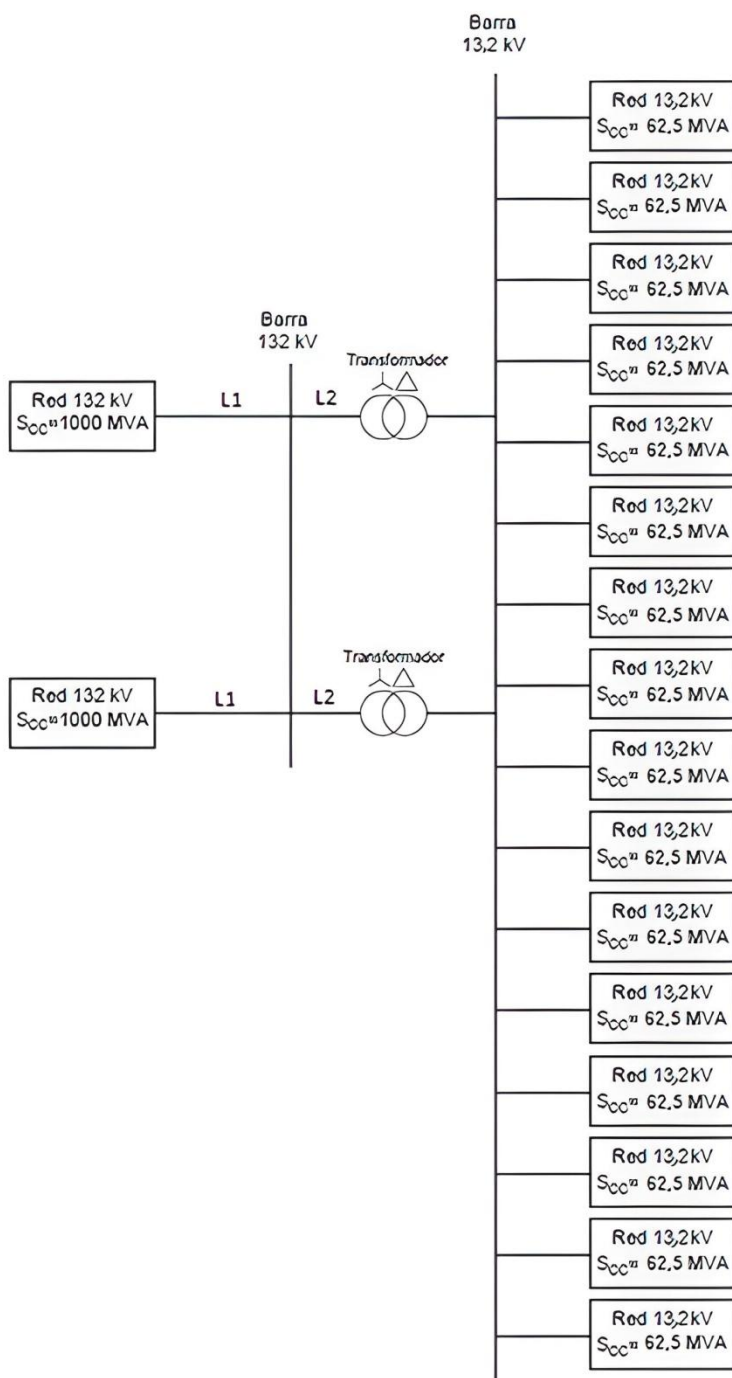


Figura 29. Esquema unifilar simplificado.

9.2.1.1. SECUENCIA DIRECTA

Este tipo de circuito es el relacionado con un funcionamiento bajo condiciones normales del sistema.

En sistemas funcionando de manera balanceada únicamente existirán intensidades y tensiones de secuencia directa. Esa es la razón principal de que para los CC trifásicos solo se emplee este tipo de secuencia.

Para el sistema de secuencia directa los valores de los elementos que se emplean son los siguientes:

Tabla 23. Valores de secuencia directa. Elaboración propia.

Variable	Sn (MVA)	Un (kV)	X	X (p.u.)
L1= L2	-	132	0,16537 Ω	0,0019 j
Transformador	40	132/13,2	10%	0,5 j
Red de 132 kV	1000	132	17,424 Ω	0,2 j
Red de 13,2 kV	62,5	13,2	2,788 Ω	3,22 j

Para conseguir los valores de la Tabla 23 se han empleado las siguientes formulas:

$$X_{Lineas} = \frac{X}{Z_B \text{ Red de alta}} \text{ (p. u.)} \quad (7)$$

$$X_{Transformador} = X * \frac{S_B}{S_n} \text{ (p. u.)} \quad (8)$$

$$X_{Redes} = \frac{U^2}{S_n} \text{ (}\Omega\text{)} \quad (9)$$

$$X_{Redes (p.u.)} = \frac{X_{Redes}}{Z_B} \text{ (p. u.)} \quad (10)$$

Con estos datos el circuito de secuencia directa resultante sería el mostrado en la Figura 20.

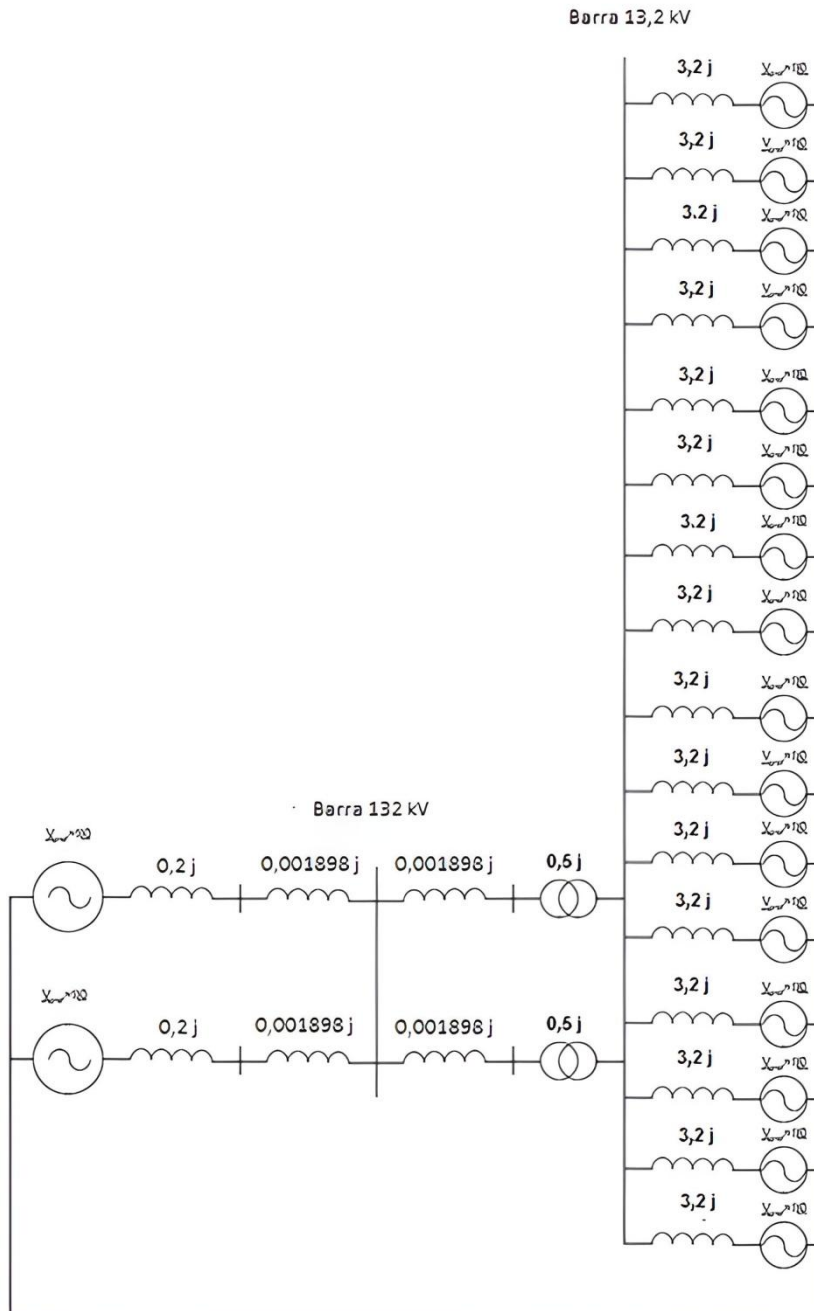


Figura 30. Configuración de secuencia directa.

9.2.1.2. SECUENCIA INVERSA

Esta es la secuencia derivada de la existencia de faltas desequilibradas en el sistema.

El sistema desequilibrado suele tener variables del sistema del mismo valor que la secuencia directa. En cuanto al circuito equivalente, son muy parecidos también a los analizados en el apartado anterior, pero sin fuentes de tensión.

Para el sistema de secuencia inversa los valores de los elementos que se emplean son los siguientes:

Tabla 24. Valores de secuencia inversa. Elaboración propia.

Variable	Sn (MVA)	Un (kV)	X	X (p.u.)
L1= L2	-	132	0,16537 Ω	0,0019 j
Transformador	40	132/13,2	10%	0,5 j
Red de 132 kV	1000	132	17,424 Ω	0,2 j
Red de 13,2 kV	62,5	13,2	2,788 Ω	3,22 j

Para conseguir los valores de la Tabla 24 se han empleado las siguientes formulas:

$$X_{Lineas} = \frac{X}{Z_B \text{ Red de alta}} \text{ (p. u.)} \quad (11)$$

$$X_{Transformador} = X * \frac{S_B}{S_n} \text{ (p. u.)} \quad (12)$$

$$X_{Redes} = \frac{U^2}{S_n} \text{ (}\Omega\text{)} \quad (13)$$

$$X_{Redes \text{ (p.u.)}} = \frac{X_{Redes}}{Z_B} \text{ (p. u.)} \quad (14)$$

Con estos datos el circuito de secuencia inversa resultaría en el mostrado en la Figura 21.

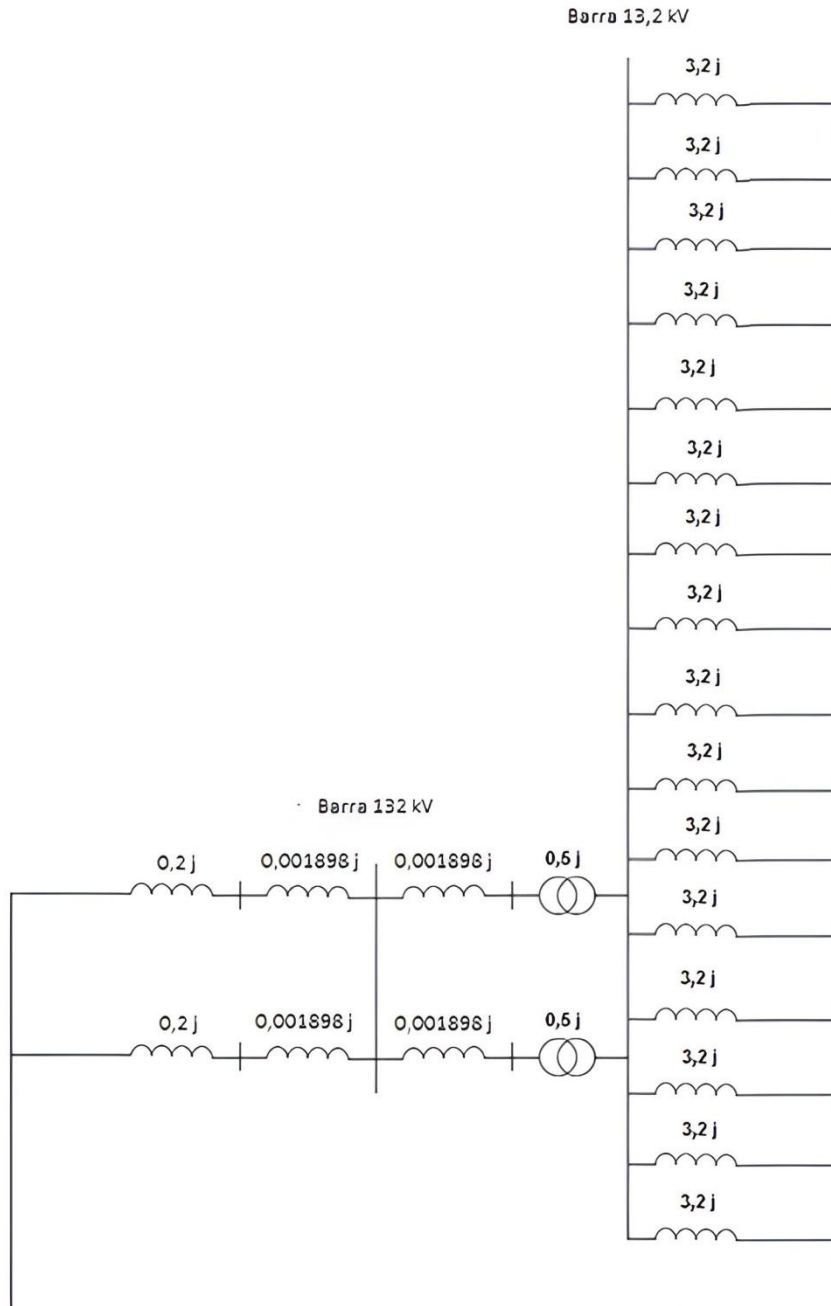


Figura 31. Configuración de secuencia inversa.

9.2.1.3. SECUENCIA HOMOPOLAR

Como ocurría con la secuencia inversa, las tensiones e intensidades de la secuencia homopolar ocurren ante una falta desequilibrada en el sistema.

En estas secuencias tampoco se representan fuentes de tensión y el modo de conexión de los elementos determinara la continuidad del circuito.

Para el sistema de secuencia homopolar los valores de los elementos que se emplean son los siguientes:

Tabla 25. Valores de secuencia homopolar. Elaboración propia.

Variable	Sn (MVA)	Un (kV)	X	X (p.u.)
L1= L2	-	132	0,16537 Ω	0,0019 j
Transformador	40	132/13,2	10%	0,5 j
Red de 132 kV	1000	132	17,424 Ω	0,2 j
Red de 13,2 kV	62,5	13,2	2,788 Ω	3,22 j

Para conseguir los valores de la Tabla 25 se han empleado las siguientes formulas:

$$X_{Lineas} = \frac{X}{Z_B \text{ Red de alta}} \text{ (p. u.)} \quad (15)$$

$$X_{Transformador} = X * \frac{S_B}{S_n} \text{ (p. u.)} \quad (16)$$

$$X_{Redes} = \frac{U^2}{S_n} \text{ (}\Omega\text{)} \quad (17)$$

$$X_{Redes \text{ (p.u.)}} = \frac{X_{Redes}}{Z_B} \text{ (p. u.)} \quad (18)$$

Con estos datos el circuito de secuencia homopolar resultante sería la mostrada en la Figura 22.

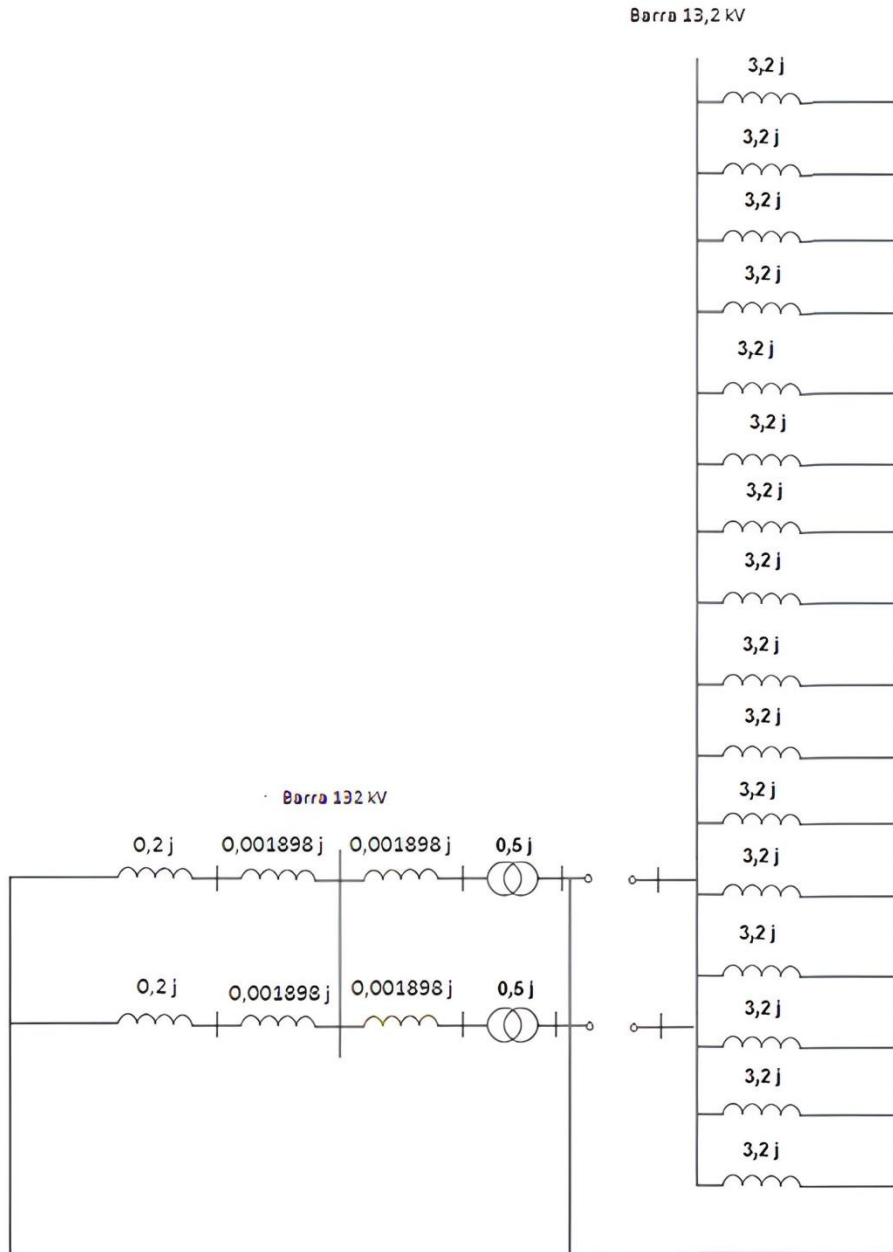


Figura 32. Configuración de secuencia homopolar

9.2.2. RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS

En este apartado del trabajo se van a llevar a cabo los cálculos de cortocircuito de la subestación verde más detalladamente.

Como bien se ha mencionado previamente, el método a emplear va a ser el de las componentes simétricas, basándose en los circuitos obtenidos en el apartado anterior y resolviéndolos.

Las faltas que se van a calcular son las de carácter monofásico y trifásico en las barras de la subestación de 13,2 y 132 kV.

En este apartado se van a realizar los cálculos de los 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 13,2 kV.

De los circuitos de secuencia generados en el apartado anterior, dependiendo del tipo de falta y la localización de esta, se obtienen reducciones del sistema diferentes y los resultados y cálculos deberán ser repetidos en cada caso.

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.

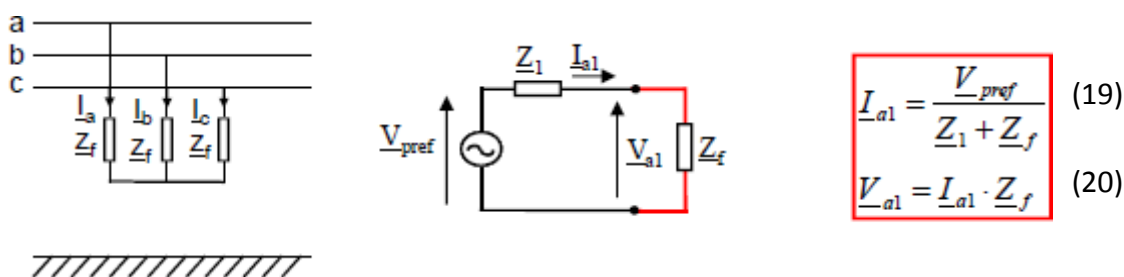


Figura 33. Esquema de falta trifásica.

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 34.

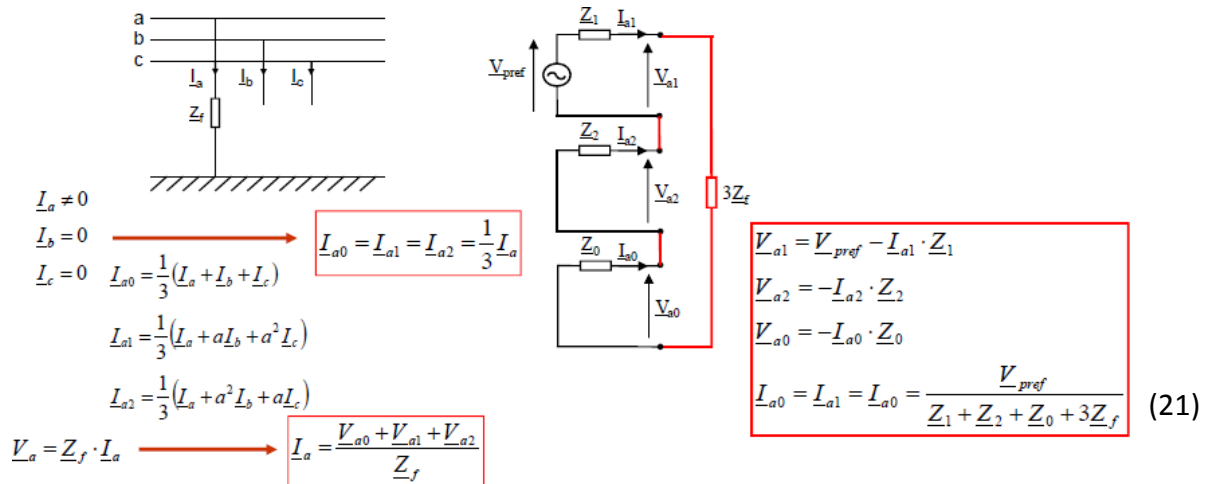


Figura 34. Esquema falta monofásica.

9.2.2.1. 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 35. Para más detalle del cálculo realizado ir al anexo del documento.



Figura 35. Equivalentes de Thevenin en AT.

Para el caso de una **falta trifásica**, únicamente se deberán tener presentes las componentes de secuencia directa, siendo $Z_1 = 0,078 \text{ j (p.u.)}$. De esta manera, el valor de la intensidad de cortocircuito trifásica derivada a la falta por la fase a, sería:

$$\underline{I_{a1}} = \frac{V_{pref}}{\underline{Z_1}} = \frac{1}{0,082 \text{ j}} = -12,1235 \text{ j (p.u.)} \rightarrow [I_{a1}] = 12,1235 \text{ (p.u.)} \quad (19)$$

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, para la barra de 132 kV es la siguiente:

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

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:

$$I_{cc\text{trif}} = I_{a1} * I_b = 12,1235 * 874,77 = 10605,3 \text{ A} = \mathbf{10,61 \text{ (kA)}} \quad (23)$$

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 en la fase a, siendo para el resto de las fases el mismo valor desplazado 120°.

Además, se va a considerar una resistencia de 1 Ω en el punto de falta. Teniendo en cuenta lo anterior, en la Figura 36 se presenta el esquema simplificado en valores por unidad, para este caso concreto:

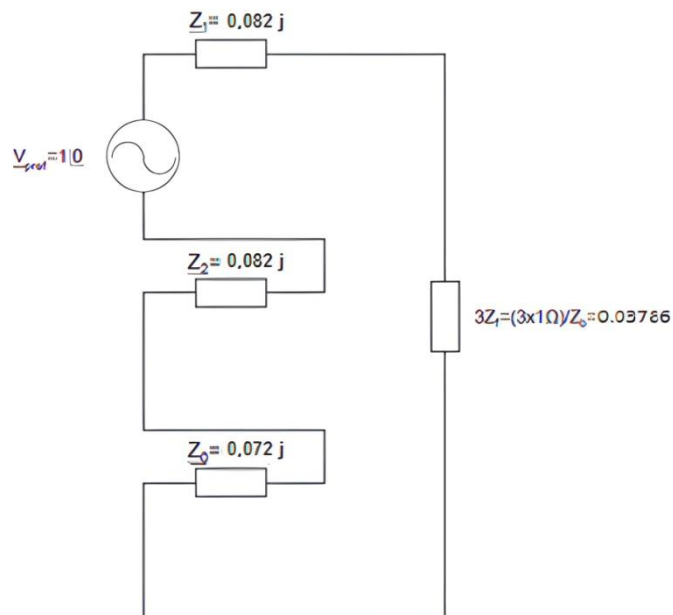


Figura 36. Equivalentes de Thevenin falta monofásica en AT.

Teniendo en cuenta el anterior esquema y las ecuaciones, la intensidad de cortocircuito monofásica en valores por unidad será la siguiente:

$$\underline{I_a} = 3 * \frac{V_{pref}}{\underline{Z_1} + \underline{Z_2} + \underline{Z_0} + 3 * \underline{Z_f}} = 3 * \frac{1}{0,082 j + 0,082 j + 0,072 j + 0,0378} \quad (21)$$

$$[I_a] = 3 * \frac{1}{[0,0378 + 0,2369 j]} = 12,50 \text{ (p. u.)} \quad (24)$$

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, para la barra de 132 kV es la siguiente:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} * U_b} = \frac{200 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 10^3} = 874,77 \text{ (A)} \quad (25)$$

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

$$I_{cc_{mono}} = I_a * I_b = 12,50 * 874,77 = 10936 \text{ A} = \mathbf{10,93 \text{ (kA)}} \quad (26)$$

9.2.2.2. CORTOCIRCUITO EN BARRA 13,2 KV

En primer lugar, se van a calcular las redes de secuencia reducidas para una falta ubicada en la barra de 13,2 kV, los equivalentes de Thevenin correspondientes a cada tipo de secuencia para este caso son los siguientes.



Figura 37. Equivalentes de Thevenin en BT.

Para el caso de una **falta trifásica**, únicamente se deberán tener presentes las componentes de secuencia directa, siendo $\underline{Z}_1 = 0,137 j$ (p.u.). De esta manera, el valor de la intensidad de cortocircuito trifásica derivada a la falta por la fase a, sería:

$$\underline{I}_{a1} = \frac{V_{pref}}{\underline{Z}_1} = \frac{1}{0,137 j} = -7,31 j \text{ (p.u.)} \rightarrow [I_{a1}] = 7,31 \text{ (p.u.)} \quad (27)$$

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 13,2 kV es la siguiente:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} * U_b} = \frac{200 * 10^6}{\sqrt{3} * 13,2 * 10^3} = 8747,7 \text{ (A)} \quad (28)$$

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:

$$I_{cc\text{trif}} = I_{a1} * I_b = 7,31 * 8747,7 = 63925 \text{ A} = \mathbf{69,93 \text{ (kA)}} \quad (29)$$

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 en la fase a, siendo para el resto de las fases el mismo valor desplazado 120° . Además, se va a considerar una resistencia de 1Ω en el punto de falta. Teniendo en cuenta lo anterior, se presenta el esquema simplificado en valores por unidad, para este caso concreto.

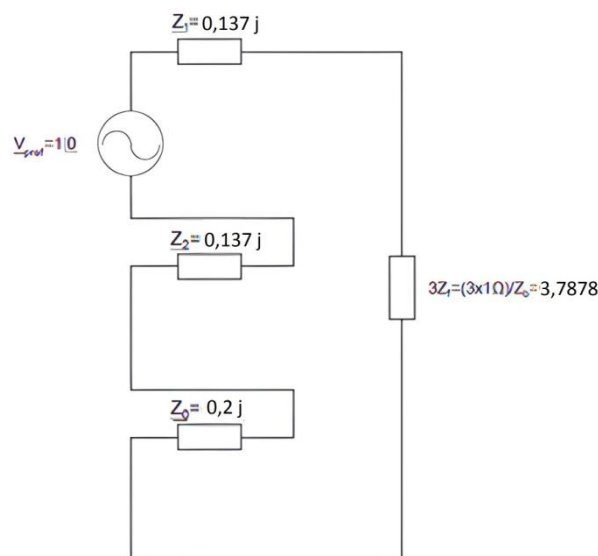


Figura 38. Equivalentes de Thevenin falta monofásica en BT.

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:

$$\underline{I_a} = 3 * \frac{V_{pref}}{\underline{Z_1} + \underline{Z_2} + \underline{Z_0} + 3 * \underline{Z_f}} = 3 * \frac{1}{0,137 j + 0,137 j + 0,2 j + 3,78} \quad (30)$$

$$[I_a] = 3 * \frac{1}{[3,78 + 0,4736 j]} = 0,7858 (p. u.) \quad (31)$$

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:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} * U_b} = \frac{200 * 10^6}{\sqrt{3} * 13,2 * 10^3} = 8747,7 (A) \quad (32)$$

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

$$I_{cc\,mono} = I_a * I_b = 0,7858 * 8747,7 = 6874,65 A = \mathbf{6,87 (kA)} \quad (33)$$

9.2.2.3. RESUMEN DE RESULTADOS

Estos son los resultados de las intensidades de cortocircuito obtenidas en los diferentes casos:

Tabla 26. Resumen de cálculos. Elaboración propia.

	Barras 132 kV	Barras 13,2 kV
$I_{cc\,trif}$	10,60 kA	63,93 kA
$I_{cc\,mono}$	10,93 kA	6,87 kA

9.2.3. CONCLUSIONES

Una vez realizado el cálculo de cortocircuitos y antes de continuar con el resto de los cálculos hay ciertos resultados que analizar y decisiones que tomar.

Como se podía prever antes de realizar el cálculo, la intensidad de CC más perjudicial para la instalación será la obtenida mediante una falta trifásica en la barra de 13,2 kV, llegando a obtener un valor muy elevado de 63,93 kA.

En apartados anteriores se ha realizado un análisis de probabilidad de que ocurran este tipo de faltas en el sistema. Las faltas trifásicas son realmente escasas en cuanto a probabilidad de ocurrir, pero altamente devastadoras para el sistema. Si se analiza desde un punto de vista más profundo, la probabilidad de que ocurra este tipo de faltas en celdas blindadas se reduce drásticamente.

Es por ello por lo que para futuros apartados como valor de referencia de cortocircuito se empleará el más perjudicial obtenido de las faltas monofásicas. El valor de la intensidad de cortocircuito monofásico en barras de 132 kV será de 10,93 kA y será el que se utilizará como referencia en futuros cálculos.

9.3. NIVELES DE AISLAMIENTO

Los materiales que se emplearán en esta instalación tendrán las características de aislamiento más apropiadas a su función.

Los niveles de aislamiento que se han adoptado, tanto para aparatos como para las distancias en el aire, según viene especificados en el “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión” en su ITC–RAT 12 [32], son los siguientes:

- En 132 kV, que corresponde a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de 145 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta 650 kV de cresta a impulso tipo rayo y 275 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.
- En 13,2 kV, que corresponden a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de 17,5 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta 95 kV de cresta a impulso tipo rayo y 38 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

9.4. DISTANCIAS MÍNIMAS

El vigente “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión” en su ITC - RAT 12 [32], especifica las normas a seguir para la fijación de las distancias mínimas a puntos en tensión.

Las distancias, en todo caso, serán siempre superiores a las especificadas en dicha norma las cuales se recogen en la Tabla 27.

Tabla 27. Tabla de distancias mínimas [32].

Tensión nominal (kV)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta)	Distancia mínima fase-tierra en el aire (cm)	Distancia mínima entre fases en el aire (cm)
132	650	130	130
13,2	95	16	16

La altitud de la instalación es inferior a 1.000 metros sobre el nivel del mar, por lo tanto, las distancias mínimas no tendrán el factor de corrección por altura.

- **Distancias fase – tierra y entre fases:**
 - Sistema de 132 kV
 - Se utilizan cables aislados apantallados y aparamenta bajo envolvente metálica aislada en gas Clean Air de Siemens a las presiones convenientes, habiendo superado los ensayos tipo correspondientes y siendo sometidas a ensayos específicos en cada suministro.
 - En los únicos tramos de embarrado desnudo a montar, que son las salidas de los transformadores de potencia, se mantendrá una distancia mínima de 200 cm entre fases, superiores por tanto a las mínimas exigidas.
 - Sistema de 13,2 kV
 - En el sistema de 13,2 kV se utilizan cables aislados apantallados y aparamenta bajo envolvente metálica aislada en Clean Air a las presiones convenientes y de acuerdo con las Normas CEI aplicables, habiendo superado los ensayos tipo correspondientes y siendo sometidas a ensayos específicos en cada suministro.
 - En los únicos tramos de embarrado desnudo a montar, que son las salidas de los transformadores de potencia, se mantendrán distancias de 55 cm entre fases, superiores por tanto a las mínimas exigidas.

- Las baterías de condensadores estarán protegidas por una envolvente metálica exterior puesta a tierra de forma que sea imposible un contacto directo en tensión.

- **Distancias en pasillos de servicios y zonas de protección (H):**

Según la instrucción ITC – RAT 15, punto 4.1.2., los elementos en tensión no protegidos que se encuentren sobre los pasillos deberán estar a una altura mínima H sobre el suelo, medida en centímetros, igual a $H = 250 + d$, siendo “d” la distancia expresada en centímetros de las tablas 1, 2 y 3 de la ITC – RAT 12 [32], dadas en función de la tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo para la instalación.

- Para el parque de 132 kV, de la tabla 2, $d = 130$ cm. Por lo tanto:

$$H = 250 + 130 = 380 \text{ cm.}$$

El embarrado de interconexión entre aparatos se situará a una altura de 450 cm sobre el suelo, cumpliéndose por tanto, la exigencia mencionada anteriormente.

- Para el parque de 13,2 kV, de la tabla 1, $d = 22$ cm. Por lo tanto:

$$H = 250 + 16 = 266 \text{ cm.}$$

El embarrado de salida de los transformadores de potencia se situará a una altura de 474 cm sobre el suelo, cumpliéndose por tanto, la exigencia mencionada anteriormente.

Por otra parte, todos los elementos en tensión en las zonas accesibles están situados a una altura sobre el suelo superior a 230 cm, considerando en tensión la línea de contacto del aislador con su zócalo o soporte, si éste se encuentra puesto a tierra, cumpliendo de esta forma lo indicado en la instrucción ITC – RAT 15, punto 4.1.5.

Según la instrucción ITC – RAT 14 punto 6.1.1 e ITC – RAT 15 punto 4.1.1 [32], tanto en instalaciones de interior como de exterior, la anchura de los pasillos de servicio tiene que ser suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento por los mismos de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión de los mismos.

Esta anchura no será inferior a la que a continuación se indica:

- Pasillos de maniobra con elementos en tensión a un solo lado 1,0 m.
- Pasillos de maniobra con elementos en tensión a ambos lados 1,2 m.
- Pasillos de inspección con elementos en tensión a un solo lado 0,8 m.
- Pasillos de inspección con elementos en tensión a ambos lados 1,0 m.

- **Distancias en zonas de protección contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación (G):**

Según la instrucción ITC – RAT 15 punto 4.3.1, para cierres de enrejado de altura $K \geq 220$ cm, en este caso, la distancia en horizontal entre el cerramiento y las zonas en tensión debe ser superior a:

$$G = d + 150 = 130 + 150 = 280 \text{ cm}$$

Distancia que se cumple ampliamente, según puede verse en el plano de Implantación y Secciones incluido en el documento “Planos”.

- **Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico RD 612/2001 [49]:**

Según la Tabla 27, “Distancias límites de las zonas de trabajo del R.D. 614/2001”, los valores de D_{PEL-1} (distancia en cm hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando exista riesgo de sobretensión por rayo) para niveles de tensión de 132 kV y 13,2 kV serán de 180 y 66 cm respectivamente. Los elementos en tensión no protegidos, que se encuentren sobre los pasillos, deberán estar a una altura mínima sobre el suelo:

- Para el sistema de 132 kV:

$$H = 250 + D_{PEL-1} + 10 \text{ (Margen de Seguridad)} = 250 + 180 + 10 = 440 \text{ cm}$$

- Para el sistema de 13,2 kV:

$$H = 250 + D_{PEL-1} + 10 \text{ (Margen de Seguridad)} = 250 + 66 + 10 = 326 \text{ cm}$$

9.5. CÁLCULOS EMBARRADOS

9.5.1. EMBARRADOS

Para realizar la conexión de las bornas de los transformadores de potencia de 40 MVAs a las celdas de 132 y 13,2 kV se van a utilizar los siguientes embarrados:

- En la salida de bornas del devanado primario, 132 kV hasta su conexión con los terminales de los cables aislados, el embarrado estará constituido por cable desnudo de aluminio homogéneo, tipo Arbutus, de 26,04 mm de diámetro, equivale a 402,8 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 800 A, que equivale a una potencia nominal en el embarrado de 183 MVAs.
- Para cada transformador de potencia de 40 MVA, en la salida de bornas del devanado secundario hasta su conexión con los terminales de los cables aislados de 13,2 kV, el embarrado estará constituido por cable desnudo de aluminio en configuración dúplex, tipo “Gladiolus”, de 35,91 mm de diámetro, equivalente a 765,4 mm² de sección nominal, admitiendo un paso de corriente permanente de 2296 A. (2 x 1148 A), que conecta con un tubo de aluminio de 80/64 mm de diámetro, que admite un paso de corriente permanente de 2340 A. Equivale a una potencia nominal en el embarrado de 54,88 MVAs.

9.5.2. CONDUCTORES DE CABLE AISLADO

- LADO DE ALTA TENSIÓN (132 KV)

La conexión de bornas del transformador de 132 kV a la celda GIS correspondiente se realiza a través de una terna de cable de potencia, tipo XLPE Al 1600 mm². 76/132 kV y terminales, que proporcionan una intensidad máxima de 1.200 A por fase después de aplicarle los coeficientes correctores correspondientes a tipo de instalación, que equivale a una potencia nominal de 225 MVAs.

Como se puede observar, los valores obtenidos son muy superiores a la potencia instalada actual y prevista futura.

- LADO DE BAJA TENSIÓN (13,2 KV)

La conexión entre los embarrados de salida del transformador de potencia de 13,2 kV y la celda de alimentación al módulo correspondiente se realiza a través de tres ternas de cable de potencia, tipo HEPRZ1 Al 630 mm², 12/20 kV y terminales flexibles, que proporcionan una intensidad máxima de 1845 A por fase después de aplicarle los

coeficientes correctores correspondientes a tipo de instalación y agrupación de ternas, que equivale a una potencia nominal de 42 MVAs.

Como se puede observar, los valores obtenidos son muy superiores a la potencia instalada actual, así como a la prevista futura.

- **TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES**

La conexión entre baterías de condensadores y transformadores de servicios auxiliares y sus celdas correspondientes, se realizará con ternas de cable de potencia, tipo HEPRZ1 Al 240 mm², 12/20 kV que proporcionan una intensidad máxima de 495 A por fase, que equivale a una potencia nominal de 11,3 MVAs.

Como se puede observar, los valores obtenidos son muy superiores a la potencia instalada actual y prevista futura.

- **RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA**

La conexión entre el neutro del transformador de potencia y la resistencia de puesta a tierra, se realizará con un único cable de potencia, tipo HEPRZ1 (AS) Al 240 mm², 12/20 kV.

9.6. CÁLCULO DE TIERRAS INFERIORES

9.6.1. OBJETO

Toda instalación eléctrica debe disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la instalación eléctrica donde las personas puedan circular o permanecer, y exista el riesgo de que puedan estar sometidas a una tensión peligrosa durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella, estas queden protegidas.

El presente cálculo tiene por objeto verificar la malla para la ST Verde (132/13 kV). Se tiene en consideración la ITC-RAT 13 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (Real Decreto 337/2014, de 9 de Mayo) [32,33].

9.6.2. METODOLOGÍA Y HERRAMIENTA UTILIZADA

El método que se va a emplear está basado en el programa CDEGS versión 16.2.9125 de la empresa SAFE ENGINEERING SERVICES & TECHNOLOGIES LTD [50].

El Software emplea diferentes módulos de cálculo basados en las leyes físicas universales. La base de cálculo principal es la resolución de las Ecuaciones de Maxwell empleando el método de las imágenes. Estas ecuaciones son simplificadas (por ejemplo, no consideran la inductancia mutua entre conductores dado que son fenómenos de baja frecuencia).

Los datos obtenidos se contrastarán con la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 13 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (Real Decreto 337/2014, de 9 de Mayo).

- a) El proceso desarrollado se ajusta al siguiente esquema:
- b) Determinación de la resistividad del terreno → Modulo RESAP. Cálculo por el método Wenner.
- c) Diseño de la malla de tierra → Modulo MALT. Cálculo simplificado de las ecuaciones de Maxwell. 1º Solución inicial considerando los valores de contorno. 2º resolución matricial mediante las ecuaciones de Green empleando el método de las imágenes o la integración de Sommerfeld.
- d) Estudio de la intensidad derivada a través de las líneas por conducción y por inducción → Modulo FCDIST. Ecuaciones de Carson.
- e) Determinación de las tensiones de paso y contacto con el Módulo MALT.

9.6.3. DATOS DE ENTRADA E HIPÓTESIS DE CÁLCULO

9.6.3.1. DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

- Frecuencia de la red.....50 Hz
- Ejecución.....interior
- Relación impedancias (X/R)20
- Tiempo despeje falta (tf)0,5 s
- Relación de tensiones132/13 kV

9.6.3.2. DATOS DEL TERRENO Y DE LOS CONDUCTORES DE TIERRA

- Profundidad a la que está enterrada la malla (h)0,6 m
- Espesor capa superficial.....0,1 m
- Resistividad capa superficial (ρ_s)3000 Ohm·m
- Resistividad media del terreno (ρ).....Realizar análisis
- Cable de tierra de la mallaCu 95 mm²
- Cable cobre:
 - Coef. térmico resistividad (20°C) $\alpha_r = 0,00393 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
 - Coeficiente ($1/\alpha_0$ a 0°C).....K0 = 234 °C
 - Resistividad 20°C $\rho_r = 1,72 \text{ } \mu\Omega/\text{cm}$
 - Factor Capacidad TérmicaTCAP=3,42 J/cm³/°C
 - Temperatura máxima admisible.....Tm=300°C

9.6.3.3. RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Se parte de las mediciones de resistividad tomadas en el terreno de implantación de la subestación. Estas mediciones son:

Tabla 28. Resistividad del terreno. Elaboración propia.

Nº LECTURA		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
PERFIL	PARAM.	EQUIDISTANCIA ENTRE PICAS (m) / DISTANCIA TOTAL PICAS EXTREMAS															
		0,2 0,6	0,3 0,9	0,5 1,5	0,7 2,1	1 3	1,5 4,5	2,5 7,5	3,5 10,5	5 15	7 21	10 30	15 45	25 75	35 105	50 150	60 180
PROFUNDIDAD APROX.		0,15	0,23	0,38	0,54	0,77	1,15	1,92	2,69	3,85	5,38	7,69	11,54	19,23	26,92	38,46	46,15
Prueba 1	R (Ω)	29,8	26,7	16,3	11,9	8,36	4,46	1,63	0,87	0,5	0,34	0,22	0,14	0,08	0,05	0,04	0,04
	P (Ωm)	37,5	50,3	51,2	52,5	52,5	42,1	25,6	19,1	15,6	14,8	14,1	12,8	11,8	11,5	13,2	13,5
Prueba 2	R (Ω)	31,63	30,1	19,13	14,87	10,97	3,89	2,13	1,16	0,66	0,43	0,26	0,16	0,08	0,05	0,038	0,038
	P (Ωm)	39,8	56,7	60,1	65,6	68,9	63,7	33,4	22,3	20,6	18,7	16,7	14,5	12,3	12	12,6	12,7
Prueba 3	R (Ω)	25,51	22,45	17,38	13,44	9,75	4,48	2,55	1,67	1,04	0,51	0,32	0,12	0,07	0,04	0,04	0,04
	P (Ωm)	32,1	42,3	54,6	59,3	61,2	42,3	40	36,7	32,3	22,3	20,6	10,9	9,8	9,9	12,3	13,7

Con esos datos se modelizan en un terreno de dos capas usando el módulo RESAP del programa de cálculo, resultando:

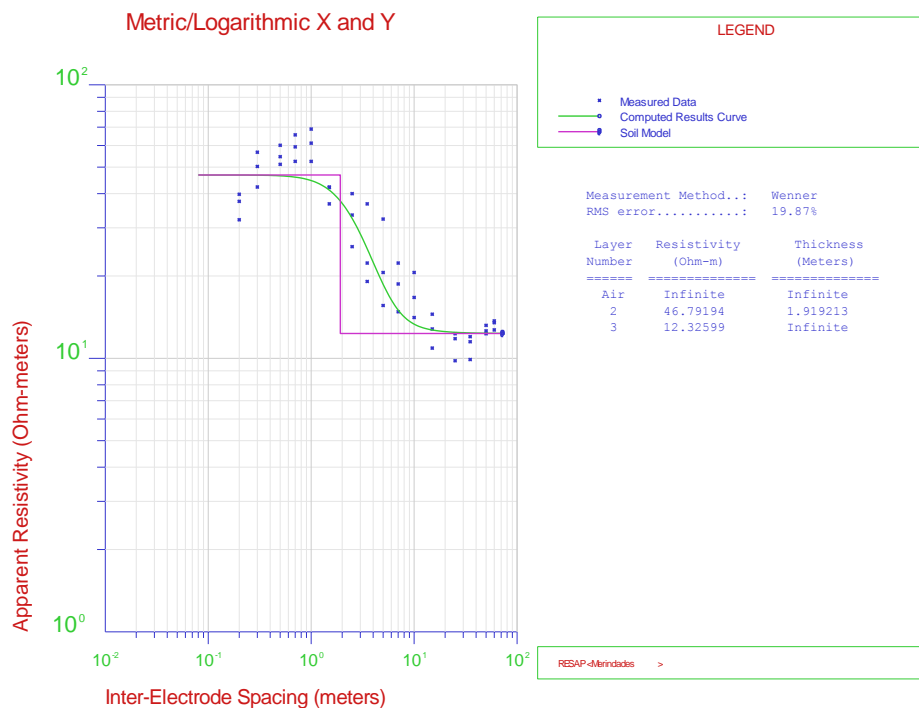


Figura 39. Resultados del programa de red de tierras.

Capa 1: 46,8 Ω·m y espesor 1,9 m.

Capa 2: 12,3 Ω·m

9.6.3.4. DATOS GEOMÉTRICOS

La malla de tierras de la Subestación Verde tiene la siguiente tipología:

- Longitud del lado mayor de la malla (Lx)..... 61 m
- Longitud del lado menor de la malla (Ly) 32 m
- Número de picas (e)..... no se consideran

La malla se extiende 1 m por el exterior del cerramiento. Este cerramiento está conectado a la misma en varios puntos.

En la siguiente imagen se muestra la malla enterrada de la subestación.

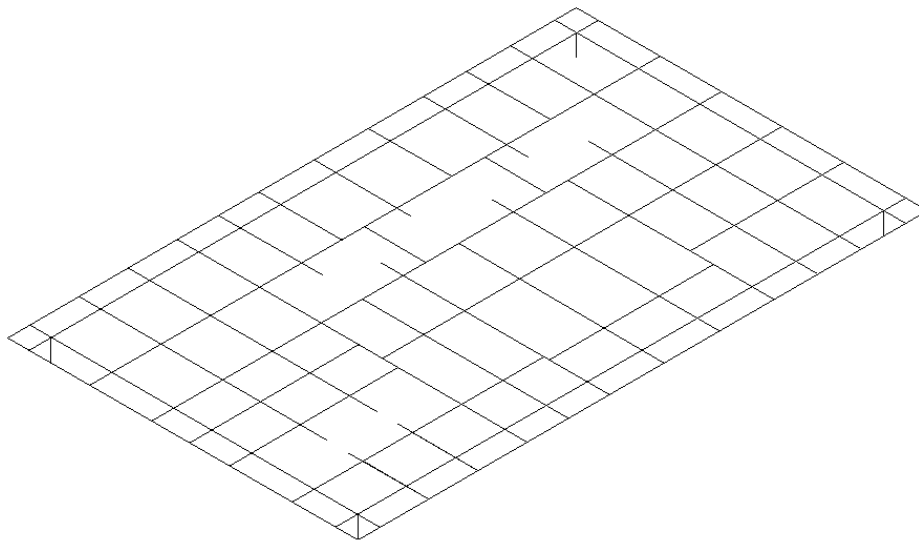
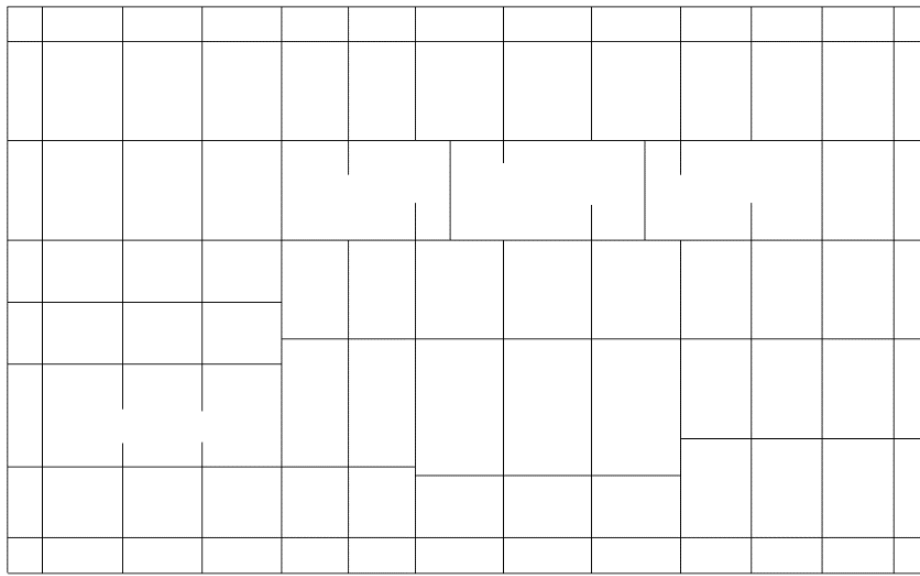


Figura 40. Red mallada de la subestación.

9.6.3.5. DATO INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Según el estudio de cortocircuito realizado el valor más desfavorable de la intensidad monofásica a tierra de cortocircuito es de 10936 A. Este valor se incrementa en 1,55 para prever futuras evoluciones de la red, por lo que el valor de cálculo utilizado es de 16750 A.

En caso de cortocircuito monofásico, se considera un reparto equitativo entre las líneas, para estimar la parte que retorna por los cables de guarda de estas. Es decir, por cada línea se aportarán: 8.375 A al cortocircuito.

9.6.4. DATOS DE SALIDA: RESULTADOS

9.6.4.1. CONDUCTOR DE TIERRA

- $3 \cdot I_0 \text{ total} = 16,750 \text{ kA}$ Suma fasorial total de Intensidad de falta
- $t_f = 0,5 \text{ s}$ Tiempo defecto
- $T_a = 40 \text{ }^\circ\text{C}$ Temperatura ambiente

Según el ITC RAT 13, a efectos de dimensionamiento de las secciones, el tiempo mínimo a considerar para la duración del defecto, a la frecuencia de la red será de un segundo, no pudiéndose superar una densidad de corriente para el cobre de 160 A/mm^2 (considerando que se admite un aumento de la temperatura final del cable de 300° , sin suponer riesgo de incendio) se obtiene, para el cobre:

$$S_{min} = \frac{3 \cdot I_0 \text{ total}}{160 \left(\frac{\text{A}}{\text{mm}^2}\right) \cdot 1,2} = \frac{16750}{160 \left(\frac{\text{A}}{\text{mm}^2}\right) \cdot 1,2} = 87 \text{ mm}^2 \quad (34)$$

Por lo tanto, la **sección** elegida para la puesta a tierra de la subestación de **$S = 150 \text{ mm}^2$** es válida.

9.6.4.2. ANÁLISIS INTENSIDADES APORTADAS POR LAS LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

El reparto de la corriente de falta se presenta en la Tabla 29.

Tabla 29. Reparto de corriente de falta. Elaboración propia.

	Módulo	Fase
Intensidad total de falta real ($3I_o'$)	16177 A	0º
Intensidad por pantallas	12602 A	-8,2381º
Intensidad puesta a tierra (I_E)	4651,9 A	22,840º
$GPR=I_E \cdot R_g$	606,44 V	22,840º

9.6.4.3. CÁLCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO ADMISIBLES (ITC – RAT 13)

Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta t_f se muestran en la Tabla 30. Se considera una duración de la falta de 0,5 s.

Tabla 30. Valores admisibles de tensión en función de la corriente de falta. Elaboración propia.

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

A efectos de los cálculos para el proyecto, para determinar las máximas tensiones de contacto y paso admisibles se podrán emplear las expresiones siguientes:

$$U_c = U_{ca} \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_B} \right] = U_{ca} \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1.5 * \rho_s}{1000} \right] \quad (35)$$

$$U_p = U_{pa} \left[1 + \frac{2 * R_{a1} + 2 * R_{a2}}{Z_B} \right] = 10 * U_{ca} \left[1 + \frac{2 * R_{a1} + 6 * \rho_s}{1000} \right] \quad (36)$$

Dónde:

- **Ra** Resistencia adicional total suma de las resistencias adicionales individuales.
- **Ra1** Es, por ejemplo, la resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2000 Ω . Se considerará nula esta resistencia cuando las personas puedan estar descalzas, en instalaciones situadas en lugares tales como jardines, piscinas, campings, y áreas recreativas.
- **Ra2** Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie. $Ra2=3ps$, donde ps es la resistividad del suelo cerca de la superficie.
- **Uca** Tensión de contacto aplicada admisible, la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies.
- **Upa** Tensión de paso aplicada admisible, la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre los dos pies. ($Upa=10 Uca$).
- **Uc** Tensión de contacto máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales (por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante).
- **Up** Resistencia adicional total suma de las resistencias adicionales individuales.

Para calcular la resistividad superficial aparente del terreno en los casos en que el terreno se recubra de una capa adicional de elevada resistividad (grava, hormigón, etc.) se multiplicará el valor de la resistividad de la capa de terreno adicional, por un coeficiente reductor. El coeficiente reductor se obtendrá de la expresión siguiente:

$$C_s = 1 - 0.106 * \left[\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2 * h_s + 0,106} \right] \quad (37)$$

- **CS** Coeficiente reductor de la resistividad de la capa superficial.
- **hs** Espesor de la capa superficial, en metros.

- ρ Resistividad del terreno natural.
- ρ^* Resistividad de la capa superficial.

Resultados obtenidos:

En la Tabla 31 se muestran los resultados obtenidos de las ecuaciones previamente mencionadas.

Tabla 31. Resultados obtenidos. Elaboración propia.

C_s Coeficiente reductor	0,6561
$E_{\text{contacto admisible (UC)}}$	1009 V
$E_{\text{paso admisible (UP)}}$	34255 V
$R_{\text{resistencia de Pat}}$	0,13 Ohm

9.6.4.4. CÁLCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO TRANSMITIDAS AL TERRENO

Resultados obtenidos:

En la Tabla 32 se muestran los resultados de las tensiones de paso y contacto máximas en la subestación.

Tabla 32. Tensiones de paso y contacto máximas. Elaboración propia.

E contacto máxima transferida (Uc)	103 V
E paso máxima transferida (UP)	64 V

Gráficas de tensiones de paso y contacto:

A continuación, se muestran las gráficas de las tensiones de contacto y paso en el área ocupada por la malla.

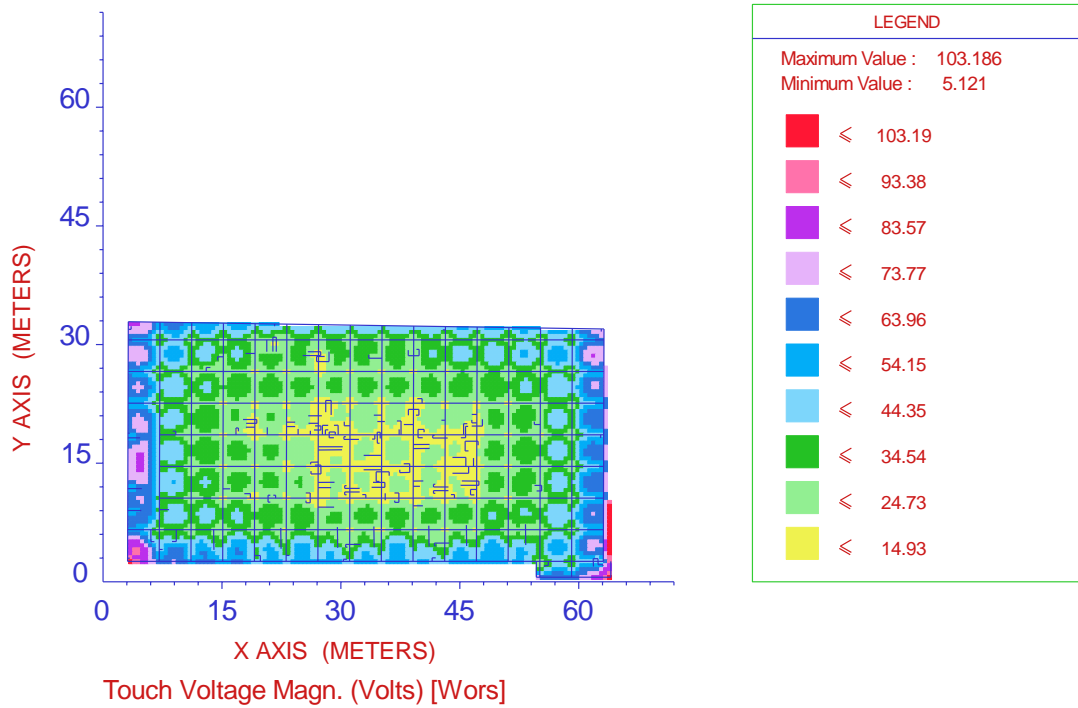


Figura 41. Mapa de tensiones de contacto en la instalación.

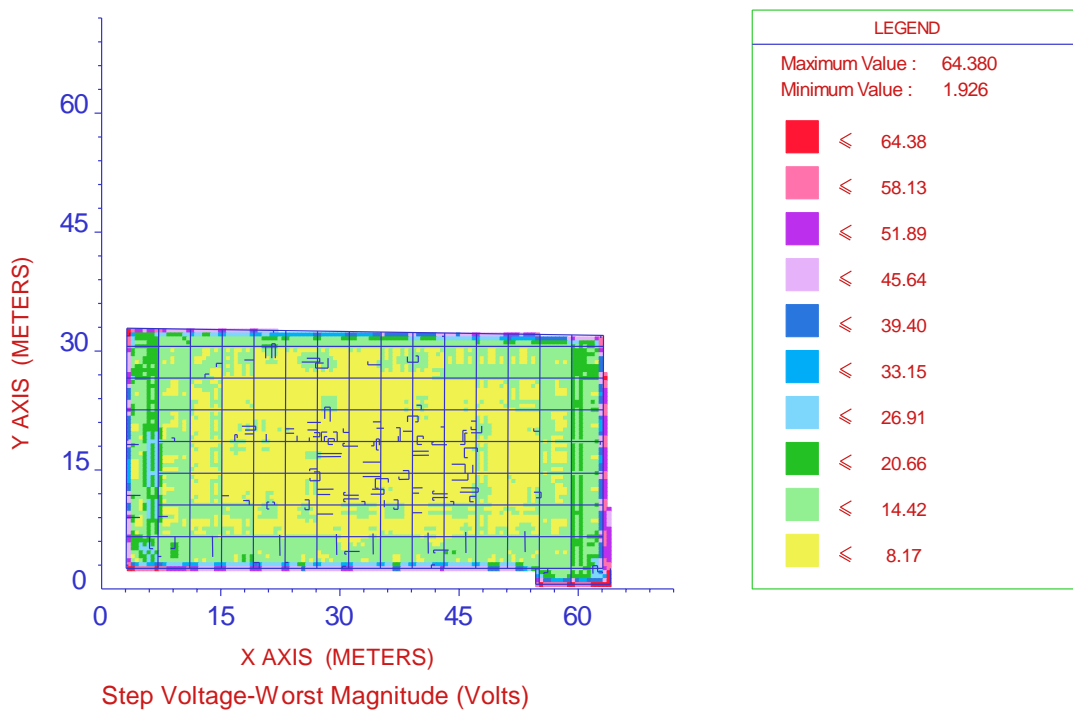



Figura 42. Mapa de tensiones de paso en la instalación.

9.6.5. CONCLUSIÓN

El criterio a seguir: $E_C < E_{CA}$ y $E_P < E_{PA}$  CUMPLE

En la Tabla 33 se puede observar un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 33. Resultados obtenidos. Elaboración propia.

	CRITERIO	RESULTADOS	
E_{contacto}	$U_C < U_{C\text{MAX}}$	103 V < 1.009 V	CUMPLE REGLAMENTO
E_{paso}	$U_P < U_{P\text{MAX}}$	64 V < 34.255 V	CUMPLE REGLAMENTO

Como bien se puede observar en los resultados obtenidos tanto las tensiones de paso como de contacto de la instalación van a ser mucho más bajas de las requeridas.

Estos valores máximos en la instalación se prevé que van a ser en la periferia de la instalación, por donde se llegará a la instalación, especialmente en el lado derecho y debajo de los gráficos.

Los valores más bajos de tensiones de paso y contacto se producen en la parte del medio de la red de tierras, puesto que en esas zonas la malla ha sido diseñada para las máquinas que se van a colocar, permitiendo así que los valores se reduzcan cuantiosamente.

Pese a lo previamente mencionado, los valores se encuentran dentro del reglamento y por lo tanto se considera que la instalación es segura y que la malla de tierras está correctamente diseñada para la instalación que se va a llevar a cabo.

9.7. CÁLCULO DE ESTRUCTURAS METÁLICAS

9.7.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

Todas las estructuras metálicas a emplear en la instalación corresponden a diseños normalizados de I-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES. La estructura metálica a construir y montar en la instalación corresponderá a los soportes en el sistema de 132 y 13,2 kV correspondientes a los embarrados de salida de los transformadores.

Estas estructuras estarán formadas por perfiles tubulares de acero en los pilares coronados en su parte superior por perfiles metálicos para sujeción de la apartamenta. Se complementan con herrajes y tortillería auxiliares para fijación de cajas de centralización, sujeción de cables y otros elementos accesorios.

9.7.2. NORMATIVA APLICADA

- Códigos:
 - EAE-11: Instrucción de Acero Estructural
 - RLAT: Reglamento de líneas eléctricas aéreas de alta tensión
- Normas:
 - Acciones: EAE-11
 - Viento: RLAT, IAP-11
 - Sismo: NCSE-02
 - Otras: CTE DB SE-A, CTE DB SE-AE

9.7.3. MATERIALES UTILIZADOS

El material utilizado para la ejecución de la estructura es el acero laminado y posteriormente galvanizado para conferirle así una capa de protección frente a las agresiones externas.

Sus características se detallan a continuación:

- Tipo acero Acero laminado S 275 JR
- Límite elástico 2.804 kg/cm²
- Tensión de rotura 4.027 kg/cm²
- Peso específico..... 7,85 kg/dm³
- Coeficiente de Poisson ν s 0,3
- Coeficiente de dilatación 1.2·10⁻⁵ m/m°C
- Coeficiente de minoración..... 1,10; 1,10; 1,25

9.7.4. CARGAS CONSIDERADAS

9.7.4.1. CARGAS PERMANENTES (G)

Contempla el peso propio de la estructura (se consideran las dimensiones de la sección transversal de los perfiles multiplicadas por su peso específico $7,85 \text{ kg/dm}^3$) y de los cables y cadenas (según catálogo), así como del tiro de los mencionados conductores (valor dado por los cálculos del Personal de Líneas de la Compañía).

9.7.4.2. CARGAS VARIABLES (Q)

Las acciones variables (Q) son aquellas que pueden actuar o no sobre la estructura, como son:

- Las debidas al uso o carga operacional por mantenimiento: se considera una carga de 100 kg vertical y hacia abajo, simulando el peso de un operario.
- Las acciones climáticas, como la carga de viento.
- La acción del viento se asimila a una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto a la presión estática. El reparto se distribuye de manera continua en cada barra y en dos direcciones perpendiculares “x” y “z”.
- Según el Reglamento de líneas eléctricas aéreas de alta tensión, se ha considerado una velocidad del viento de $v=140\text{km/h}$ ya que se trata de líneas de categoría especial.

De este modo:

- Fuerza del viento sobre superficies planas:

$$F_c = A_p \cdot q = A_p \cdot \left[100 \cdot \left(\frac{v}{120} \right)^2 \right] \quad (38)$$

$$F_c = A_p \cdot \left[100 \cdot \left(\frac{140}{120} \right)^2 \right] = (A_p \cdot 136,11) \text{ daN} = (A_p \cdot 138,83) \text{ kg}$$

Siendo: A_p el área proyectada en el plano normal a la dirección del viento, en m^2 .

- Fuerza del viento sobre superficies curvas:

$$F_c = A_p \cdot q = A_p \cdot \left[70 \cdot \left(\frac{v}{120} \right)^2 \right] \quad (39)$$

$$F_c = A_p \cdot \left[70 \cdot \left(\frac{140}{120} \right)^2 \right] = (A_p \cdot 97,28) \text{ daN} = (A_p \cdot 97,18) \text{ kg}$$

Siendo: A_p el área proyectada en el plano normal a la dirección del viento, en m^2 .

Adicionalmente, las cargas de viento en elementos cercanos no se proyectan en su totalidad, sino que se aplicará un coeficiente de resguardo o apantallamiento en función de la separación a la que se encuentre y de la altura de los mismos, según lo indicado en la normativa española IAP-11 como se detalla a continuación.

$$\lambda = A_n / A_{tot}$$

siendo:

λ relación de solidez correspondiente al elemento de barlovento más próximo

A_n área sólida neta o real (descontando los huecos) que el elemento de barlovento presenta al viento

A_{tot} área bruta o total (sin descontar huecos) del elemento de barlovento delimitada por su contorno externo

Y donde s_r es el espaciamiento relativo, definido como:

$$s_r = s / h_p$$

siendo:

s_r espaciamiento relativo entre el elemento de barlovento y el de sotavento

s distancia horizontal entre las superficies de ambos elementos, proyectadas sobre un plano perpendicular a la dirección del viento

h_p altura protegida u ocultada por el elemento de barlovento

ESPACIAMIENTO RELATIVO s_r	RELACIÓN DE SOLIDEZ λ					
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	$\geq 0,6$
0,5	0,75	0,40	0,31	0,22	0,13	0,06
1	1,00	0,82	0,64	0,46	0,28	0,10
2	1,00	0,84	0,68	0,52	0,36	0,20
3	1,00	0,86	0,72	0,59	0,45	0,31
4	1,00	0,89	0,78	0,68	0,57	0,46
5	1,00	1,00	0,92	0,85	0,77	0,69
6	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

9.7.4.3. CARGAS ACCIDENTALES (A)

Las acciones accidentales (A) son aquellas que pueden actuar con una pequeña probabilidad de ocurrencia, generalmente de corta duración y con efectos importantes.

- **Sismo:** se realiza un estudio dinámico a través de cargas sísmicas debido a que el coeficiente de aceleración sísmica básico es superior a 0,04 g, siendo g la aceleración de la gravedad. En concreto, se toma el valor de 0,22 g ya que es el más desfavorable para España.

Aplicando la normativa sismorresistente NCSE-02, la aceleración sísmica de cálculo es de 0,23 g.

El valor de la fuerza sísmica es el producto de la aceleración sísmica de cálculo por la masa del elemento, aplicado en el centro de gravedad.

Según la mencionada NCSE-02, las cargas sísmicas aplican la regla del 30%, es decir, que en la dirección horizontal y perpendicular a la dominante se aplica un 30% de la fuerza total de la dominante. Además, se desprecia la componente vertical de la carga sísmica debido a las cortas luces que hay entre los soportes y a la flexibilidad relativa de los conductores.

- **Hipótesis de Ruptura de Cable** (aplicable en pórticos): se trata de una situación accidental que se produce, como el propio nombre indica, por la ruptura de uno de los cables del pórtico.
- **Fuerza de cortocircuito** (aplicable en apartamentas): Se empleará la resistencia máxima de los aisladores para el embarrado calculado.

9.7.5. COMBINACIONES DE CARGA

Tomando como base los coeficientes de combinación de Eurocódigo y EAE los valores a utilizar para la mayoración y combinación de las acciones serán los siguientes:

Coefficientes de mayoración:

Tabla 34. Coeficientes de mayoración [32].

<i>Tipo de carga</i>	<i>Coefficiente de mayoración</i>
<i>Cargas permanentes</i>	1,35
<i>Cargas variables</i>	1,50
<i>Cargas de viento no simultáneas</i>	1,50
<i>Cargas de sismo no simultáneas</i>	1,00
<i>Cargas accidentales</i>	1,00

Coefficientes de combinación o concomitancia:

Tabla 35. Coeficientes de combinación [32].

<i>Tipo de carga</i>	ψ_0	ψ_1	ψ_2
<i>Cargas gravitatorias</i>	0,70	0,50	0,30
<i>Cargas de viento</i>	0,60	0,50	0,00

9.7.6. SOPORTES DE LA APARAMENTA

9.7.6.1. CARGAS

- Peso propio de la estructura: Densidad = 7850 kg/m^3
- Peso propio del cable y cadenas: En dirección descendente en el eje Y peso propio del equipo.
- Sobrecarga por mantenimiento: En dirección descendente en el eje Y 100 kg.
- Viento aplicado de forma continua en las caras, con un valor de $q = 138,83 \text{ kg/m}^2$ sobre superficies planas y $q = 97,18 \text{ kg/m}^2$ sobre superficies curvas (según indicado en el apartado anterior)
- Sismo: Se considera sismo según NCSE-02, con un valor de aceleración sísmica básica de 0,22 y una K de 1,1, que es el máximo nivel que nos podemos encontrar en España. Se aplica la regla del 30%.
- Carga electromecánica: En dirección positiva y negativa en el eje Z máxima resistencia de los aisladores en el embarrado.

9.7.6.2. DATOS DE SALIDA (RESULTADOS)

En el cálculo se analizan los siguientes aspectos:

- Se realiza un cálculo de primer orden.
- Vigas:
 - Yp: Pandeo se comprueba como intraslacional ($\beta=1,00$)
 - Zp: Pandeo se comprueba como intraslacional
- Pilares:
 - Yp: Pandeo se comprueba como intraslacional ($\beta=1,00$)
 - Zp: Pandeo se comprueba como intraslacional
- Diagonales:
 - Yp: Pandeo se comprueba como intraslacional ($\beta=1,00$)
 - Zp: Pandeo se comprueba como intraslacional
- Esbeltez reducida máxima a compresión 2,50.
- Esbeltez reducida máxima a tracción 2,50.
- Se comprueba pandeo lateral (intervalos de comprobación cada 30 cm).
- Se comprueba abolladura del alma (intervalos de comprobación cada 30 cm).
- Vanos y voladizos:
 - Comprobación de flecha instantánea por sobrecarga: flecha relativa $L / 350$.
 - Comprobación de flecha total: flecha relativa $L / 150$.

- Se considera deformación por cortante.
- Se comprueban desplazamientos horizontales máximos: $H / 250$.
- Se comprueban desplazamientos horizontales máximos: $H / 250$
- Comprobación tensiones del acero: Se comprueba que todos los ratios, correspondientes a cada una de las barras que conforman el pórtico son menores de la unidad (100%).
- Comprobación de las flechas: Se comprueban los valores de los elementos más desfavorables, es decir, aquellos donde la flecha y la contraflecha son de mayor valor.
- Para ello las flechas y contraflechas instantáneas por sobrecarga, correspondientes al soporte metálico, deben ser menores a $L / 350$, y las totales menores a $L / 150$.
- Cuando se trata de un nodo que no está apoyado, sino en voladizo, la longitud se multiplica por dos.
- Comprobación de los desplazamientos: Del mismo modo se analizan los elementos que están sometidos a mayor desplazamiento y giro en cada una de las tres direcciones del espacio. La comprobación consiste en confirmar que los desplazamientos horizontales, correspondientes al soporte metálico, son menores a $H/250$; y los verticales a $2 \cdot L/300$.

9.8. CÁLCULO DE LAS CIMENTACIONES DE LA APARAMENTA

Por tratarse de una subestación normalizada por I-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES las cimentaciones de la aparamenta están tabuladas, por lo que no se considera necesario incluir sus cálculos de forma específica en el presente proyecto.

Para su cálculo se tuvieron en cuenta las siguientes hipótesis de cálculo:

- Velocidad del viento
- Presión del viento sobre las superficies curvas
- Presión del viento sobre las superficies planas
- Peso del equipo
- Esfuerzos electrodinámicos sobre soportes unipolares.

Teniendo en cuenta estos esfuerzos, se asegura la estabilidad al vuelco en las peores condiciones y el coeficiente de seguridad mínimo obtenido es superior a 1,5.

10. CAMPOS MAGNÉTICOS

10.1. OBJETO

El objeto de este anexo es el análisis de las emisiones magnéticas en el entorno exterior inmediato de la subestación eléctrica ST Verde 132/13,2 kV.

El estudio comprende el cálculo de los niveles máximos del campo magnético que, por razón de la actividad de la subestación, puedan alcanzarse en dicho entorno, y su evaluación comparativa con los límites establecidos en la normativa vigente en términos de límites técnicos en relación a las condiciones de protección a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria establecidas en dicha normativa.

Por otro lado, en el RD 337/2014 (Reglamento de Subestaciones) se indica que se deberá realizar cálculos para comprobar que no se supera el valor establecido en el Real Decreto 1066/2001 [32].

10.2. NORMATIVA VIGENTE

- RD 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas.
- RD 337/2014 de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23 [32].

10.3. CRITERIOS DE APLICACIÓN

En el RD 1066/2001, se han establecido en el punto 3.1 Niveles de Campo, los niveles de referencia para campos eléctricos y magnéticos, según cuadro adjunto.

Tabla 36. Niveles de campo según la norma [32].

3.1 Niveles de campo.

CUADRO 2

Niveles de referencia para campos eléctricos, magnéticos y electromagnéticos (0 Hz-300 GHz, valores rms imperturbados)

Gama de frecuencia	Intensidad de campo E (V/m)	Intensidad de campo H (A/m)	Campo B (μ T)	Densidad de potencia equivalente de onda plana (W/m^2)
0-1 Hz	—	$3,2 \times 10^4$	4×10^4	
1-8 Hz	10.000	$3,2 \times 10^4/f^2$	$4 \times 10^4/f^2$	
8-25 Hz	10.000	$4.000/f$	$5.000/f$	
0,025-0,8 kHz	$250/f$	$4/f$	$5/f$	—
0,8-3 kHz	$250/f$	5	6,25	—
3-150 kHz	87	5	6,25	—
0,15-1 MHz	87	$0,73/f$	$0,92/f$	—
1-10 MHz	$87/f^{1/2}$	$0,73/f$	$0,92/f$	—
10-400 MHz	28	$0,73/f$	0,092	2
400-2.000 MHz	$1,375 f^{1/2}$	$0,0037 f^{1/2}$	$0,0046 f^{1/2}$	$f/200$
2-300 GHz	61	0,16	0,20	10

RD 1066/2001

Niveles de Referencia:

Rango de frecuencia:

0,025 – 0,8 kHz

Campo B:

$$\frac{5}{f} (\mu T)$$

Por lo tanto,
$$\frac{5}{f} = \frac{5}{0,05 \text{ kHz}} = 100 \mu T \text{ (Nivel de Referencia)}$$

Para el campo magnético generado a la frecuencia industrial de 50 Hz, el nivel de referencia establecido es 100 microteslas (100 μ T).

10.4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

La ST VERDE es una Subestación Eléctrica Transformadora 132/13,2 kV con todos los equipos eléctricos instalados en el interior de un edificio.

De acuerdo con el Real Decreto 1066/2001 en el que se aconseja tomar medidas que limitan las radiaciones de campo eléctrico y magnético, describimos aquellos criterios que i-DE, Redes Eléctricas Inteligentes, ha tomado para minimizar la emisión de campos electromagnéticos y poder así cumplir los límites establecidos en el mismo:

- Cables subterráneos 132 y 13,2 kV: poseen pantalla metálica que atenúan el campo eléctrico. Además, si son distribuidos en ternas se compensa el campo magnético que genera cada cable, lo que supone un eficaz método de reducir las emisiones magnéticas.
- Los transformadores de potencia se encuentran en interior, separados una distancia prudencial del cerramiento, minimizando de esta forma las emisiones al exterior.
- Equipos eléctricos: GIS 132 kV y celdas MT son equipos blindados con carcasas metálicas que anulan el campo eléctrico y disminuyen el campo magnético, además se encuentran alejados del cerramiento y protegidos en el interior de un edificio.
- Zanjas y atarjeas de cables se diseñan retranqueadas del cerramiento para minimizar las emisiones de campo magnéticos de las mismas.
- Acometidas de cables de AT/MT: se encuentran distribuidas en diferentes puntos como medida de limitar el valor máximo de campo magnético.

10.5. ANÁLISIS DE CAMPOS MAGNÉTICOS

Se ha realizado un análisis y estudio de la emisión magnética producida por cada uno de los equipos eléctricos que constituyen la ST Verde a través del programa simulación de campos magnéticos Oersted Versión 9.2 (de la empresa Integrated Engineering Software) [51].

Los resultados obtenidos a través de la simulación informática son corroborados por las mediciones y muestras de campo magnético realizadas en otras instalaciones de características similares o en funcionamiento por todo el territorio nacional.

10.5.1. CRITERIOS Y CONSIDERACIONES

El estudio se realiza para los requerimientos de campos fuera de los límites de la subestación, por lo que no se darán valores de campo interiores, por ser zona privada e inaccesible al público.

Únicamente se consideran como fuentes de campo magnéticos los equipos y cables eléctricos existentes en el interior del cerramiento, no así los tramos de cable que pudiera haber en el exterior del cerramiento y otros equipos eléctricos ajenos a la subestación que pudiera haber en el exterior.

Para realizar el estudio, se ha considerado con un grado de carga del 100% en cada uno de los principales equipos (transformadores, líneas,..), para considerar una situación en la que se presentaría el mayor grado de emisión de campos.

Una vez conocidos los valores genéricos de campo magnético de cada uno de los elementos potencialmente generadores del mismo, mediante estudios realizados para el fin, se estipula los valores reales teniendo en cuenta la superposición de los mismos. Los valores obtenidos se representan en el plano incluido en el documento “Planos” que muestra en planta el contorno exterior de la parcela de la subestación.

10.5.2. APLICACIÓN DE SUPERPOSICIÓN

Con la finalidad de conocer el valor real del campo magnético generado por el conjunto de dos o más elementos, hay que aplicar la superposición, es decir, aplicar el concepto de que el campo magnético existente en un punto, es la suma del campo magnético generado por cada una de las fuentes de campo magnético en ese preciso punto.

Hay que considerar que el campo magnético es una magnitud vectorial, por lo que la suma a realizar en citados puntos es vectorial.

10.6. RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación, se muestran los resultados del campo magnético generado por las principales fuentes de campo magnético de la subestación transformadora:

10.6.1. ACOMETIDA 132 KV EN SUBTERRÁNEO

En la Figura 43 se puede observar el resultado del campo magnético generado en la acometida de 132 kV.

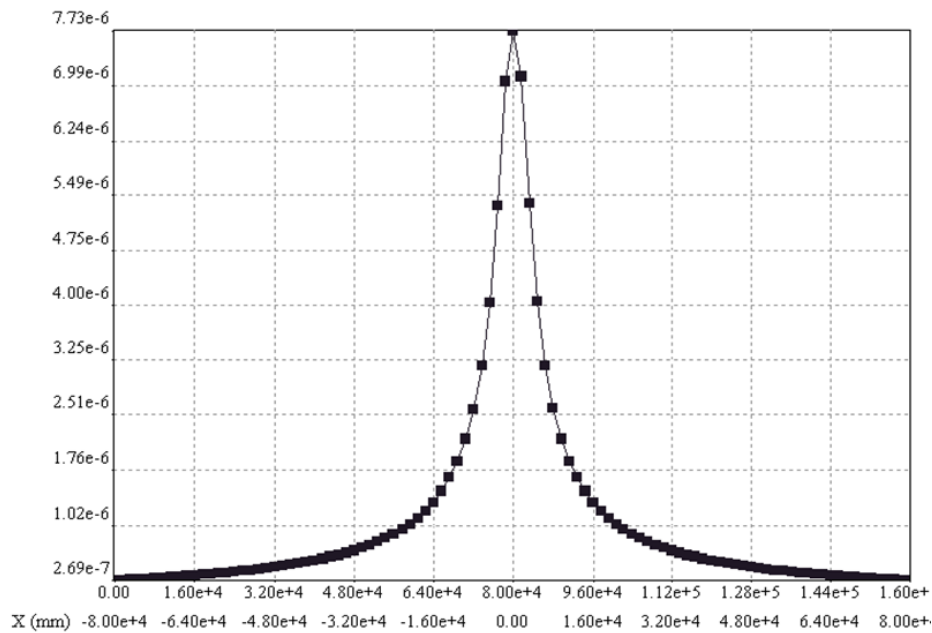


Figura 43. Campo magnético generado.

En la Figura 43 se puede observar que el punto más desfavorable en la acometida será un pico de 8 μ T encima de la línea y a 1m de altura sobre el suelo:

- A 10 m separado de la proyección en planta de la línea..... 2 μ T
- A 20 m separado de la proyección en planta de la línea..... 1 μ T
- A 50 m separado de la proyección en planta de la línea..... 0,5 μ T

10.6.2. ACOMETIDA SUBTERRÁNEA DE MT

En la Figura 44 se puede observar el campo magnético generado en la acometida de 13,2 kV.

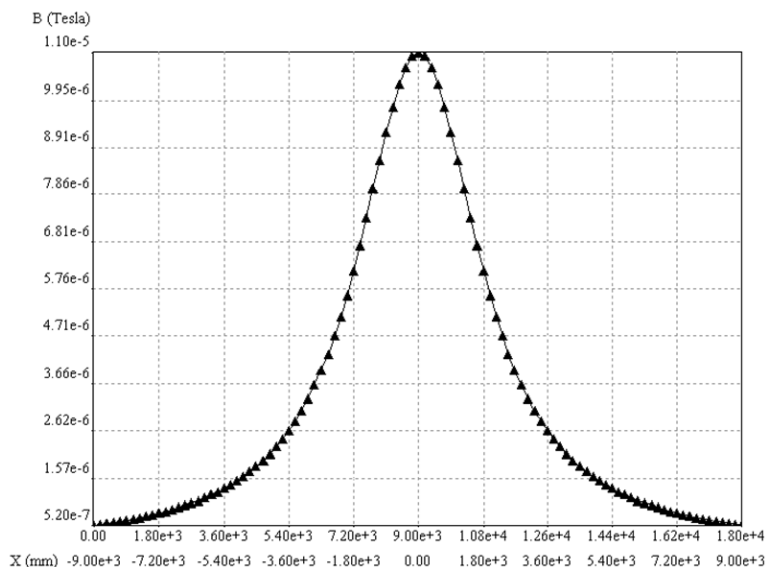


Figura 44. Campo magnético de la acometida.

Se ha analizado la situación más desfavorable considerando treinta circuitos, obteniendo los siguientes resultados: pico de 11 μT encima de la línea y a 1m de altura sobre el suelo:

- A 3 m separado de la proyección en planta de la línea..... 3 μT
- A 6 m separado de la proyección en planta de la línea..... 1 μT
- A 9 m separado de la proyección en planta de la línea..... 0,5 μT

10.6.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIA 132/13,2 KV

Los resultados de los campos magnéticos producidos por transformadores de potencia se pueden analizar con el Oersted para zonas no muy próximas al transformador y no muy alejadas, siendo el intervalo óptimo de 2 a 5 metros.

Para mediciones inferiores a 2 m hay que considerar el punto del transformador junto al que se está midiendo, (regulador, cables de baja o de alta...) por ello, en el presente informe se indican para estos puntos, los resultados de mediciones realizadas in situ.

El campo magnético en un intervalo de 0-2 m es el mostrado en la Figura 45.

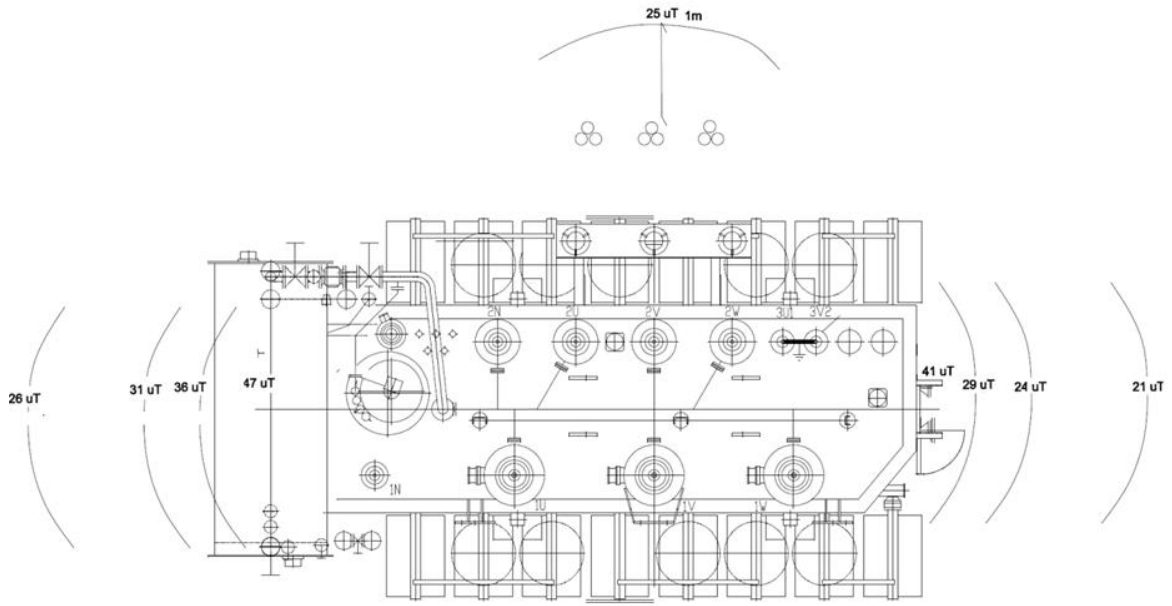


Figura 45. Campo magnético del trafo de 0 a 2 metros.

El campo magnético en un intervalo de 2 a 5 m es el mostrado en la Figura 46.

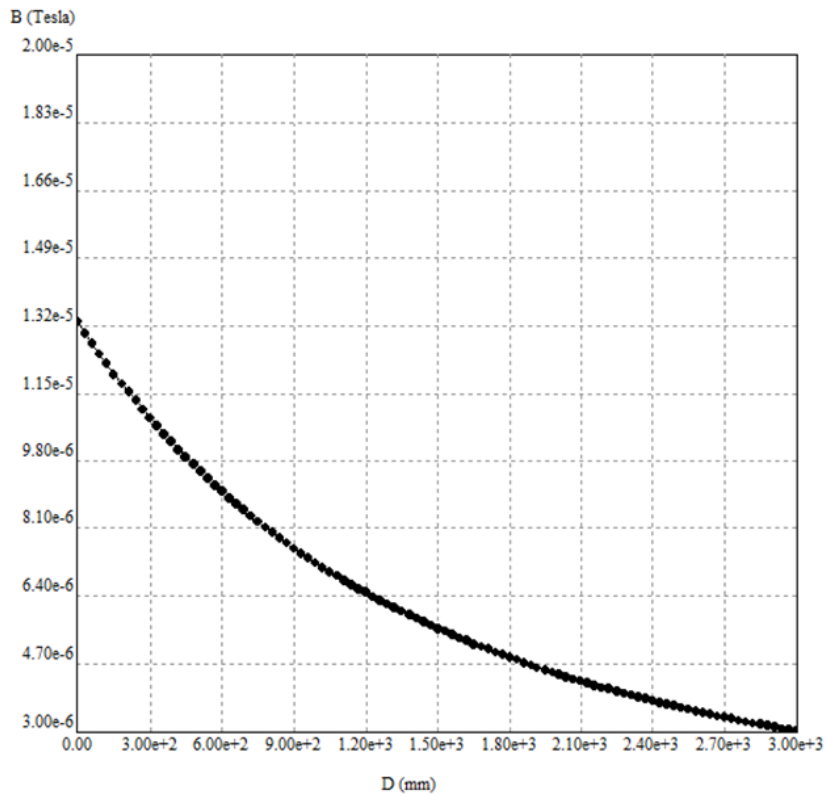


Figura 46. Campo magnético del trafo de 2 a 5 metros.

El campo magnético en un intervalo superior a 5m:

A partir de 5 m, el campo magnético sería despreciable respecto del campo magnético producido por otras fuentes, (acometidas de líneas,...), en cualquier caso, se pueden establecer estos niveles.

- A 10 m 0,38 μ T
- A 25 m0.024 μ T
- A 50 m.....0.0035 μ T

10.6.4. CELDAS GIS 132 KV

Las simulaciones practicadas para evaluar los niveles de campos magnéticos generados en celdas de GIS se han realizado próximas a las celdas, en un intervalo de 0 a 2 m.

Los resultados obtenidos son que, a distancias superiores a 2 m, el campo magnético se puede depreciar ya que ofrece unos valores muy bajos, resultando el campo magnético generado por las líneas más influyentes en estas zonas.

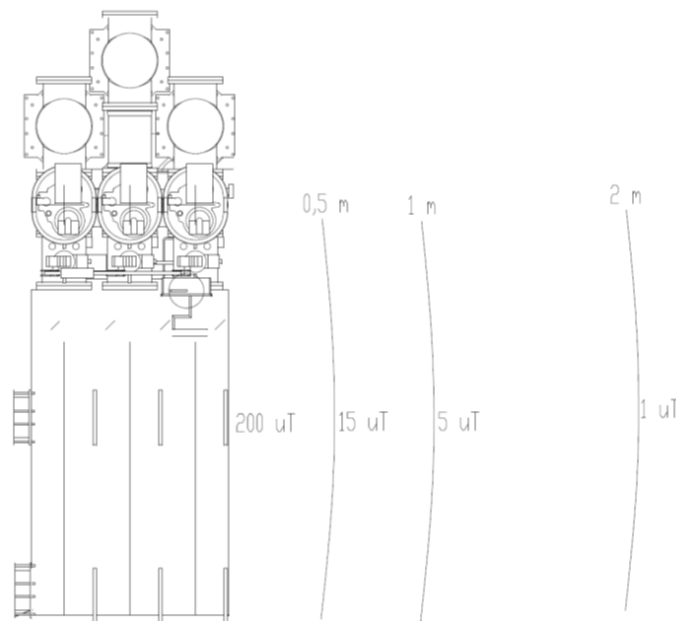


Figura 47. Campo de las celdas GIS.

10.6.5. RESTO APARELLAJE

El resto de aparellaje no es simulado dado que los valores de emisión en el exterior son despreciables.

En el edificio, las salas de control y celdas albergan en sus distintas dependencias equipos de baja tensión de control, y las celdas de MT, por lo que las intensidades existentes por estos equipos son bajas por lo que igualmente son bajos los campos magnéticos generados y se consideran despreciables frente a los descritos en apartados anteriores.

Las simulaciones y mediciones manifiestan un máximo nivel de campo magnético de 15 μT en el contorno de la subestación.

Estos niveles de campo disminuyen a medida que nos alejamos de la subestación, de tal forma que a 6 metros de la instalación estos niveles descienden a 1,5 μT y a 12 metros los valores de campo magnético son inferiores a 0,5 μT .

10.7. CONCLUSIONES

Como conclusión sobre los análisis realizados en cuanto a la actividad de la ST Verde en las condiciones más desfavorables de funcionamiento, los límites de radiación emitidos están muy por debajo de los límites técnicos establecidos en la normativa vigente, documentación enumerada en el apartado “Normativa Vigente”.

Por consecuencia, se puede decir que las medidas correctoras tomadas en el diseño de la instalación y enumeradas en el apartado “Características de la instalación” son suficientes para cumplir la normativa nacional e internacional de emisiones magnéticas.

11. ANÁLISIS DE RIESGOS

En este apartado del trabajo se va a realizar un análisis de riesgos que pueden aparecer en el proyecto. El análisis de riesgos de un proyecto principalmente permite la identificación de los posibles cambios en la planificación que pueden poner en riesgo el camino crítico y con ello el correcto desarrollo del proyecto.

Antes de comenzar el análisis hay que definir el alcance y los parámetros. Un análisis de riesgos es el estudio del origen de las posibles amenazas y probables eventos no deseados, así como los daños y consecuencias que éstas puedan producir. Se trata de un proceso sistemático que planifica, identifica, analiza, responde y controla los riesgos de un proyecto. Y se puede recoger dentro de las conclusiones de un proyecto.

En el análisis de riesgos, uno de los apartados más complicados es el relacionado con la identificación tanto de los contratiempos que pongan en jaque al proyecto, como su probabilidad de ocurrencia. Por lo tanto, el análisis estará enfocado en las amenazas con mayor probabilidad de que ocurran y que, por ello, puedan suponer un mayor impacto a la ruta crítica del proyecto.

Existen varias razones por las que un proyecto puede fallar, las más conocidas y frecuentes son las siguientes:

- Mala comunicación
- Falta de informes periódicos
- Falta de autoridad
- Problemas de comunicación entre los miembros del equipo
- Falta de financiación
- Metas irreales
- Mala planificación o una planificación no realista

Principalmente se van a abordar tres tipos de riesgos en este proyecto: los relacionados a la normativa y medidas administrativas, los relacionados con el apartado económico del proyecto y, por último, los relacionados con los elementos utilizados y simplificaciones en cálculos, etc.

En primer lugar, se pueden encontrar los riesgos relacionados con la normativa establecida y las políticas de las administraciones. La mayor parte de los elementos y apartados de la subestación están regidos por la normativa vigente, es por ello por lo que un cambio de esta podría suponer un problema fatal para el desarrollo del proyecto.

La estabilidad de cada administración es el factor de influencia principal, que en el caso del gobierno español es de carácter inestable en los últimos años, con políticas

distintas entre candidaturas. Es, además, una etapa de cambio en lo correspondiente a la energía eléctrica, donde las energías renovables están ganando impulso y deben seguir evolucionando, y es frecuente la implementación de nuevas normativas o cambios de las ya existentes. Los cambios que pueden ser derivados de políticas gubernamentales pueden ser:

- Prohibiciones.
- Nuevas medidas.
- Endurecimiento de medidas.
- Primas dadas por el uso de ciertas tecnologías.
- Tecnología obsoleta.

En segundo lugar, relacionado también con las políticas gubernamentales, están los riesgos relacionados con el apartado económico del proyecto. Para la construcción de una subestación existen una gran variedad de equipos y servicios necesarios, siendo de vital importancia un análisis realista de ellos. Aun así, debido a la gran cantidad de recursos que deben tenerse en cuenta, es probable que haya contratiempos de diferentes ámbitos que no se hayan contemplado a la hora de realizar el presupuesto en un primer instante. Puede darse el caso de un incremento de los precios de los elementos utilizados, de la necesidad de nuevos elementos y servicios, de problemas técnicos a lo largo del proyecto, etc. que supondrían un aumento del coste del proyecto.

Por último, tenemos los riesgos relacionados con los elementos utilizados y las posibles simplificaciones realizadas en el proyecto. La mayoría de los elementos se han escogido basándose en los cálculos realizados y en la experiencia obtenida de proyectos realizados previamente. Aun así, en una subestación todos los elementos se diseñan para el funcionamiento óptimo y se sobredimensionan una gran cantidad de ellos, no siempre siendo necesario, y resultando redundante en algunos casos. Es por ello por lo que no todos los elementos se emplean para soportar los fenómenos más desfavorables que se puedan dar, sino que se realiza un análisis de los riesgos y se llega a un acuerdo entre ellos y la parte económica, logrando una solución intermedia que satisfaga ambas partes.

Tras realizar la identificación de las distintas fuentes de riesgos para el proyecto se comienza el análisis cualitativo de cada uno de los riesgos. Para cada uno de los riesgos se realizarán dos tipos de estudios:

- Un estudio de probabilidad de ocurrencia.
- Un estudio del impacto.

Para el estudio de probabilidad de ocurrencia se ha optado por una división en cuatro niveles diferentes en función de las probabilidades de que pueda suceder, abarcando desde riesgos con gran frecuencia hasta los poco probables.

Tabla 37. Niveles de probabilidad. Elaboración propia.

Nivel	Probabilidad
1	Improbable
2	Probable
3	Muy probable
4	Siempre

Para el estudio del impacto de riesgos también se ha optado por una división en cuatro niveles diferentes en función de su importancia en el proyecto. Se van a abarcar riesgos desde una importancia insignificante o despreciable hasta los que puedan provocar un fallo catastrófico para el proyecto.

Tabla 38. Niveles de impacto. Elaboración propia.

Nivel	Impacto
1	Insignificante
2	Significativo
3	Muy significativo
4	Fatal

Por último, para realizar un análisis completo, se deberá estimar la importancia de cada riesgo y tomar las medidas precisas en cada caso. Este análisis se lleva a cabo al juntar la probabilidad de ocurrencia e impacto, multiplicando los niveles y obteniendo así una tabla donde realizar una clasificación. Se han establecido tres niveles de importancia, clasificados por color según el valor obtenido, serán los siguientes:

- Peligros significativos: Son considerados peligros con un elevado riesgo para el proyecto. Tienen asociado un factor de riesgo alto y es por ello por lo que son de tratamiento prioritario, se asocian con el color rojo de la Tabla 39.
- Peligros no significativos: Son considerados peligros con un menor riesgo para el proyecto. Tienen asociado un factor de riesgo menor, se asocian con el color amarillo de la Tabla 39.
- Peligros despreciables: Son considerados peligros que no afectan al proyecto. No requieren de atención especial, se asocian con el color verde de la Tabla 39.

Tabla 39. Tabla de impacto y probabilidad. Elaboración propia.

		Impacto			
		Insignificante (1)	Significativo (2)	Muy significativo (3)	Fatal (4)
Probabilidad	Siempre (4)	4	8	12	16
	Muy Probable (3)	3	6	9	12
	Probable (2)	2	4	6	8
	Improbable (1)	1	2	3	4

Una vez explicados los criterios de clasificación de los riesgos se van a enumerar los mismos. Asimismo, se clasificarán por su importancia y se plantearán posibles respuestas y soluciones aplicables para cada riesgo.

- **Ampliación de la subestación**

Una posible ampliación de la subestación supondría añadir nuevos elementos, obras y planteamientos. En los proyectos llevados a cabo por i-DE siempre se valora al principio del proyecto esta posibilidad y en base a futuras necesidades se dejan espacios intencionados para posibles ampliaciones.

En este proyecto se han planteado en el lado de alta dos líneas de reserva a futuro, pero en el lado de baja se ha supuesto que la cantidad de líneas resultará más que suficiente para suministrar a toda la zona de la isla de Zorrotzaurre. Si se quisiera ampliar en la subestación el número de salidas de la parte de baja tensión se deberían plantear nuevas celdas de tipo más compacto.

Como bien se ha mencionado esto es algo que se contempla al principio de los proyectos, por lo que es muy improbable que tenga que llevarse a cabo una ampliación inesperada de la subestación. En caso de tener que llevarse a cabo estaría hablándose de un impacto muy significativo en cuanto a las obras y elementos

necesarios para la ampliación, puesto que supondría un desembolso económico elevado.

La valoración final, por lo tanto, queda de la siguiente manera:

Probabilidad: **Impacto:**

Improbable (1) \times *Muy significativo* (3) = 3 \rightarrow **Peligro despreciable**

- **Precio de los equipos**

Cuando se realiza un proyecto de estas características es de elevada importancia analizar el mercado de los equipos que se van a necesitar. Cobra una especial importancia el análisis de la empresa con la que se va a realizar el contrato y las posibles medidas que el gobierno pueda implementar con respecto a la tecnología.

i-DE es una empresa referente en el mercado y realiza una gran cantidad de proyectos como el desarrollado en este documento. Es por esa misma razón, que se firman contratos marco con mucho tiempo de antelación con las empresas suministradoras de apartamento y demás elementos, en los cuales se fijan los precios y plazos de cada uno. Evitando así que una posible fluctuación del precio pueda afectar. Además, siempre se trata con empresas contrastadas e importantes del entorno, asegurando que esas subidas sean improbables.

Con respecto a las medidas que el gobierno pueda tomar, es importante adelantarse a ellas, para evitar tener que cambiar elementos más adelante. Así, se tomarán medidas oportunas para hacer frente a esas acciones negativas o aprovecharse de ellas.

La probabilidad de que los precios suban o el gobierno tome medidas nuevas es improbable, pero existen variables que afectan directamente. Así, en momentos en los que ocurre un cambio de gobierno las posibilidades de implementar nuevas medidas aumentan drásticamente y, condiciones ajenas a las empresas suministradoras, implican un aumento de los precios y los costes, como son el caso de una pandemia mundial y una guerra.

Si lo que se valora es el impacto, estaría hablándose de un caso muy significativo, pues cambiar los elementos de la subestación a mitad de proyecto no solo supondría tener que buscar nuevas alternativas, sino también tener que retrasar la realización de las obras hasta la obtención de los equipos.

La valoración final, por lo tanto, queda de la siguiente manera:

Probabilidad: **Impacto:**

Probable (2) \times *Muy significativo* (3) = 6 \rightarrow **Peligro no significativo**

- **Falta no contemplada en el sistema**

Puede ocurrir que ocurra un fenómeno o una falta en el sistema cuya magnitud sea más elevada que la contemplada en los cálculos. La subestación está diseñada para unas determinadas condiciones de funcionamiento y sus equipos están preparados para soportar unas determinadas condiciones adversas. Sin embargo, es imposible contemplar todos los fenómenos en todos los elementos, tanto física como económicamente.

Aunque no se contemplan todos los tipos de errores, la mayoría de los elementos están sobredimensionados para soportar mayores condiciones de las necesarias y, a la hora de realizar la subestación, se siguen normativas de seguridad nacionales y estándares internacionales. Es precisamente por ello que es muy improbable que ocurra una falta no contemplada.

Como el sistema está diseñado para soportar y funcionar ante faltas contempladas (aunque supongan un corte de suministro), ante un fenómeno no valorado las consecuencias serían fatales para la subestación.

La valoración final, por lo tanto, queda de la siguiente manera:

Probabilidad

Impacto:

Improbable (1) x Fatal (4) = 4 → Peligro despreciable

II. METODOLOGIA

1.INTRODUCCIÓN

En este apartado del proyecto se va a desarrollar la metodología seguida. A lo largo del primer apartado, memoria, se ha realizado un análisis exhaustivo de las subestaciones eléctricas y de sus alternativas libres de SF₆.

Los apartados del proyecto no han sido realizados en el orden mostrado, puesto que para realizar algunos de ellos se han tenido que realizar análisis en paralelo o se ha tenido que esperar para recibir resultados, es ahí donde radica la importancia de la metodología.

Este segundo apartado del proyecto se va a centrar principalmente en la presentación de la planificación seguida a lo largo del proyecto, para realizar lo cual se va a dividir en dos apartados principales. Por un lado, se van a exponer todas las fases que han sido necesarias para realizar el proyecto, indicando asimismo una estimación de tiempo. Por otro lado, se va a realizar un resumen de todas las tareas necesarias para la realización de la subestación.

2. FASES SEGUIDAS

En este apartado de la metodología se va a realizar un desglose y análisis de las diferentes fases seguidas a lo largo del presente documento. Las distintas fases se van a ordenar de manera cronológica y se proporcionará la siguiente información de cada una de ellas:

- Nombre de la fase: Se va a proporcionar un nombre a la fase acorde con su objetivo principal.
- Alcance: Se va a exponer el alcance de la fase.
- Contenido: Se van a analizar las tareas a realizar en esta fase, proporcionando definiciones de las mismas así como datos más específicos (duraciones y relaciones entre tareas).
- Duración: Se va a exponer la duración total de la fase.

Este proceso se va a realizar para todas las fases que componen el proyecto.

Por último, cabe mencionar, que la duración real de proyectos de este tipo es menor en la realidad, puesto que los distintos apartados serían realizados por diversos grupos de trabajo, disminuyendo, por lo tanto, la duración de los mismos.

La selección del proyecto es el primer apartado, este apartado es el punto de partida para todo el proyecto, es clave en el diseño de la subestación y, en consecuencia, afecta a todas las fases del mismo.

La revisión bibliográfica es uno de los iniciales del proyecto y por lo tanto aborda de manera global la situación. Pero la búsqueda de información también es algo que se lleva a cabo en todo momento a lo largo del proyecto, con mayor profundidad dependiendo del apartado en el que se esté trabajando.

El esquema unifilar se realizará de manera preliminar y generalizada pues estará estrechamente ligado a los equipos seleccionados y los cálculos realizados, teniendo también relación directa con la disposición de los elementos.

Los cálculos estarán directamente relacionados con todos los demás realizados hasta ese momento ya que determinará las características mínimas de todos los elementos que se van a emplear en la subestación.

La selección de equipos estará estrechamente ligada a lo desarrollado en el esquema unifilar y los cálculos, de esa manera seleccionando los equipos adecuados.

La correcta disposición de los equipos no sería posible sin el previo conocimiento de los equipos seleccionados y los requisitos tanto de superficie como de la subestación.

La red de tierras está directamente relacionada con el terreno en el cual se va a colocar la subestación, también lo está con diversos valores establecidos tanto por los elementos de la subestación, como por los cálculos realizados previamente.

La selección de elementos definitivos conllevará cambios en apartados que se habían establecido y ha provocará numerosos cambios a lo largo de todo el proyecto. Fases que se habían dejado incompletas serán terminadas.

Para la realización del análisis de riesgos y pliego de condiciones se debe haber diseñado la subestación completamente y así poder conocer los riesgos a los que se puede enfrentar.

Finalmente, para realizar el documento se han hecho necesarias todas las anteriores, especialmente las que han sido mostradas en el mismo.

2.1. SUBESTACIÓN LIBRE DE SF₆ - ZORROTZAURRE

Este es el punto de partida del proyecto, el avance de las obras en la isla de Zorrotzaurre supone la necesidad de una subestación para poder abastecer la demanda de energía en esa zona, lo que supone una mejora de la infraestructura existente. Además, las nuevas medidas que proponen limitar el uso de SF₆, así como el desarrollo de alternativas en los últimos años, impulsan el proyecto hacia el ámbito “verde”.

En este apartado no se realizan tareas, sino que se recaban y se presentan los datos iniciales de la subestación y suponen el punto de partida para el proyecto.

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, libre de SF₆. Se proporcionan los datos de la red eléctrica, en un primer momento se dan los datos más generales y conforme se va realizando el proyecto se solicitan datos más específicos.

Este apartado es el punto de partida para todo el proyecto, es clave en el diseño de la subestación y, en consecuencia, afecta a todas las fases del mismo.

El punto inicial del proyecto, con todo lo que entrañaba, desarrollo de ideas, recaudar los datos y analizar posibles desenlaces y posibilidades, supuso un tiempo aproximado de 15 horas.

2.2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Este es el apartado en el cual se realiza la revisión, análisis y estudio de la documentación para realizar el diseño en base a las decisiones tomadas en el apartado anterior. El objetivo principal del proyecto es realizar un análisis de subestaciones libres de aparamenta que emplee SF₆, por lo tanto es uno de los apartados más importantes.

Este apartado es uno de los iniciales del proyecto y por lo tanto aborda de manera global la situación. Pero la búsqueda de información también es algo que se lleva a cabo en todo momento a lo largo del proyecto, con mayor profundidad dependiendo del apartado en el que se esté trabajando.

En este apartado se van a analizar todos los componentes de la subestación, teniendo en mente qué es lo que se quiere lograr con ella y cuáles son los datos de partida para su realización.

Para comenzar, se revisan proyectos de características similares al que se quiere desarrollar, para ello se analizan diversas subestaciones en funcionamiento a fondo. Así, se logra obtener en primera instancia una idea general sobre las diferentes partes de las subestaciones y las diversas estrategias de diseño.

Puesto que el proyecto se realiza en el seno de i-DE, la normativa que se debe seguir queda definida por otros proyectos semejantes a este. Además, las limitaciones también serán impuestas según los distintos manuales técnicos y normas internas vigentes dentro de la compañía para proyectos de este estilo.

Una vez se ha realizado el análisis de las subestaciones y se han recabado suficientes fuentes bibliográficas (libros, noticias, publicaciones, apuntes...) para el diseño, se procede al análisis del gas SF₆.

Se realiza un análisis profundo del mismo, se obtienen diversas opiniones, artículos y reglamentaciones vigentes para una mejor comprensión de la situación del gas. Se procede a una búsqueda de alternativas a dicho gas y se analizan maquinas existentes que utilicen otras variantes. Todo ello conlleva una constante búsqueda de una gran variedad de fuentes de información.

El tiempo de duración de esta etapa fue de alrededor de unas 100 horas.

2.3. ESQUEMA UNIFILAR

Teniendo en cuenta los requisitos y datos de partida iniciales, en este apartado se crea el esquema unifilar del proyecto. Así, quedan definidos la configuración de barras, los equipos empleados, la cantidad de elementos y el número de salidas de la subestación.

Este esquema unifilar es preliminar y está sujeto a cambios en el futuro según se vayan definiendo apartados de la subestación. Estará estrechamente ligado a los equipos seleccionados y los cálculos realizados, teniendo también relación directa con la disposición de los elementos.

Se analizan los elementos empleados en estas instalaciones, las configuraciones de barras y las consecuencias del empleo de todo ello en relación a los requisitos de la subestación. Se define cual es la configuración del sistema en base a diversos criterios.

Con la bibliografía obtenida por i-DE para el diseño de subestaciones, se emplea un esquema unifilar tipo como base. En él, de acuerdo a las necesidades de diseño de la subestación que se está diseñando (libre de SF₆), se definen los equipos necesarios para el proyecto.

Este apartado supuso una duración de 25 horas.

2.4. CÁLCULOS

Con los datos de partida y los obtenidos por parte de i-DE se realizan los cálculos de intensidades admisibles y cortocircuito de la subestación. Una vez decididos los elementos que se van a emplear y con los valores admitidos se realizan el resto de cálculos en el seno de la empresa.

Este apartado está directamente relacionado con todos los demás realizados hasta este momento ya que determinará las características mínimas de todos los elementos que se van a emplear en la subestación.

Para realizar los cálculos se analizan distintas formas de proceder, así como distintos tipos de simplificaciones posibles de realizar. En este apartado se revisan distintos tipos de subestaciones similares y se estiman datos para poder realizar los cálculos de la manera más precisa posible.

Este apartado supuso una duración aproximada de 20 horas.

2.5. SELECCIÓN DE EQUIPOS

Una vez realizados los cálculos y obtenidos los valores necesarios, se profundiza en los equipos que se van a utilizar y los modelos reales existentes que cumplen todos los requisitos.

Este apartado está estrechamente ligado a lo desarrollado en el esquema unifilar y los cálculos, de esa manera seleccionando los equipos adecuados.

Se realiza un análisis del funcionamiento y características de los elementos empleados, se analiza la normativa y se emplean proyectos existentes de características similares como referencia para la selección de elementos.

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.

Este es un apartado que supuso una duración aproximada de 60 horas.

2.6. DISPOSICIÓN DE LOS EQUIPOS

Es de suma importancia escoger la disposición de los equipos sobre el terreno, pues la cantidad de superficie disponible determinará algunos elementos y cobra más importancia en esta subestación, puesto que los equipos libres de SF₆ son de tamaños ligeramente superiores.

La correcta disposición de los equipos no sería posible sin el previo conocimiento de los equipos seleccionados y los requisitos tanto de superficie como de la subestación.

Para realizar la tarea se ha establecido similitudes con otras subestaciones del estilo realizadas por i-DE. Se han comparado y analizado los elementos empleados en ellas hasta comprender las implicaciones de distintas disposiciones.

Una vez realizado el análisis se ha escogido la disposición de los distintos elementos a lo largo de la superficie disponible y se ha revisado que se cumplen los requisitos establecidos por la normativa.

Para realizar este apartado se han empleado unas 25 horas.

2.7. RED DE TIERRAS

Es de vital importancia el diseño de una correcta red de tierras para el correcto funcionamiento de una subestación eléctrica.

Para realizar esta tarea se ha revisado la normativa y se han empleado diversos programas proporcionados en i-DE para el cálculo y diseño de una red de tierras correcta para el proyecto. Una vez obtenidos los resultados se valoran y se comparan con los permitidos.

La red de tierras está directamente relacionada con el terreno en el cual se va a colocar la subestación, también lo está con diversos valores establecidos tanto por los elementos de la subestación, como por los cálculos realizados previamente.

Esta tarea ha conllevado una duración aproximada de 35 horas.

2.8. ELEMENTOS DEFINITIVOS

En este apartado se valora todo lo que se ha realizado hasta este momento. Se han realizado las fases en un orden concreto y muchas de ellas se basaban en otras previamente realizadas, pero en este apartado se ha cohesionado todo lo realizado hasta ahora para obtener un resultado definitivo de todos los apartados.

Esto ha conllevado a incongruencias entre apartados que se habían establecido y ha provocado numerosos cambios a lo largo de todo el proyecto. Fases que se habían dejado incompletas han sido terminadas.

Este apartado ha supuesto una duración de 40 horas.

2.9. ANALISIS DE RIESGOS Y 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, mientras que en el pliego de condiciones se exponen las normas y condiciones que debe cumplir la instalación.

Se analizan así los distintos riesgos que pueden suceder en este tipo de proyectos y las normas que se aplican sobre ellos.

Para la realización de este apartado se debe haber diseñado la subestación completamente y así poder conocer los riesgos a los que se puede enfrentar.

La duración de este apartado ha sido de unas 30 horas.

2.10. DOCUMENTO

Esta es la fase relacionada con la realización del documento, en la cual se abarcan tanto la redacción como la realización de planos e imágenes.

Para realizar esta etapa se han hecho necesarias todas las anteriores, especialmente las que han sido mostradas en el documento.

Esta es la etapa más extensa de todas, ha necesitado de 200 horas.

3.RESUMEN DE LAS FASES

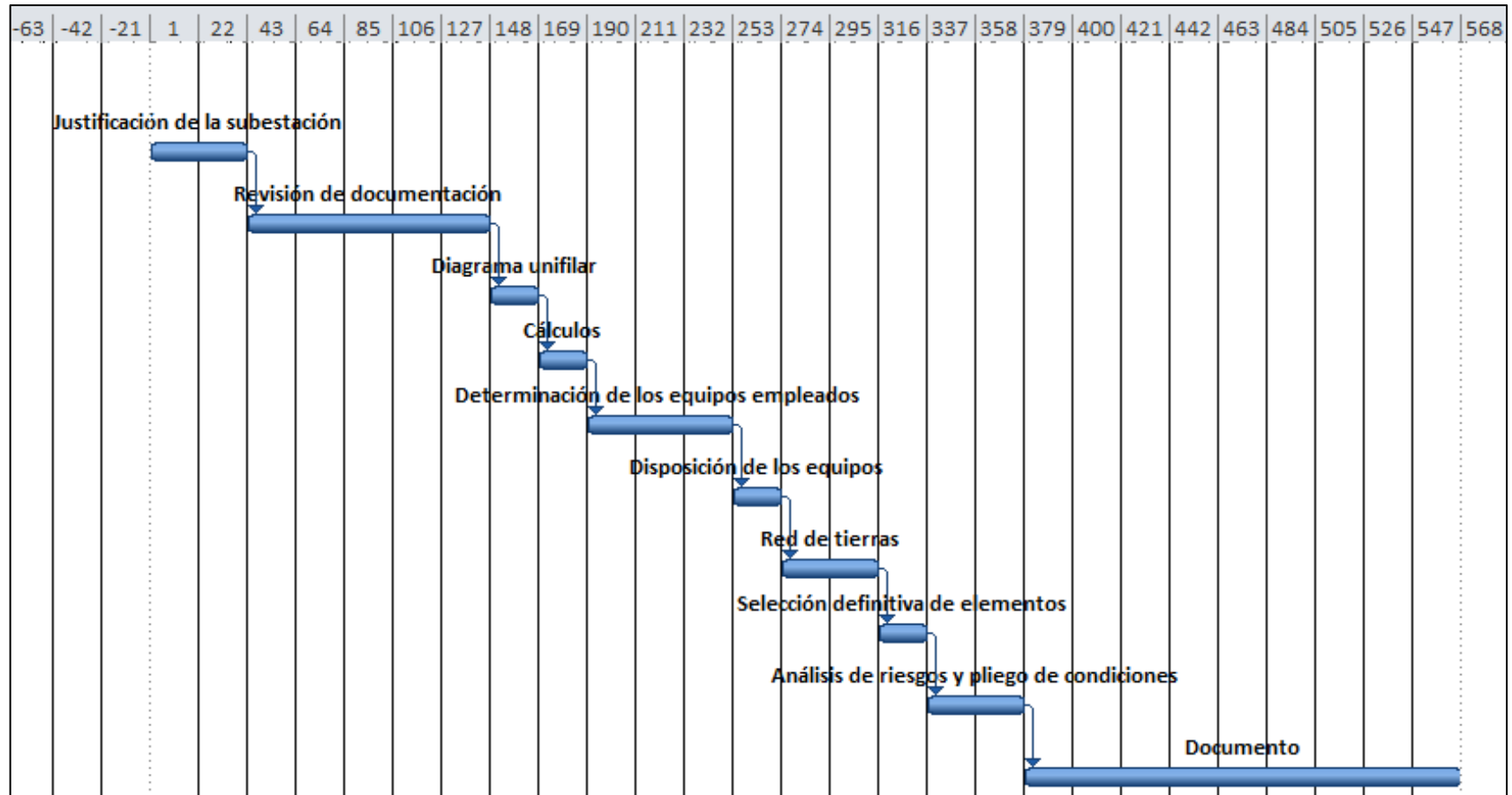
Una vez realizado el análisis individual de todas y cada una de las fases, en este apartado se van a exponer agrupadas junto con el tiempo que ha sido necesario para su desarrollo.

Finalmente se realizará un diagrama Gantt para una comprensión más sencilla y visual de las fases y los tiempos.

Las fases que se han seguido en el diseño de la subestación han sido:

1. Justificación de la subestación: 15 horas
2. Revisión de documentación: 100 horas
3. Diagrama unifilar: 25 horas
4. Cálculos: 20 horas
5. Determinación de los equipos empleados: 60 horas
6. Disposición de los equipos: 25 horas
7. Red de tierras: 35 horas
8. Selección definitiva de elementos: 40 horas
9. Análisis de riesgos y pliego de condiciones: 30 horas
10. Documento: 200 horas

3.1. DIAGRAMA GANTT



III. ASPECTOS ECONÓMICOS

1.OBRA ELÉCTRICA

1.1. SISTEMA DE 132 KV

1.1.1. ELEMENTOS INDUSTRIALES DE TRABAJO

Part.	Cant.	Concepto	Precio unitario €	Precio total €
1	2	Celda de línea "SB" aislamiento 145kV	52.395,00	104.790,00
2	1	Celda de transformador "SB" aislamiento 145kV	54.005,00	54.005,00
3	1	Celda de medida "SB" aislamiento 145kV	29.034,00	29.034,00
4	4	Transporte Celda "SB" aislamiento 145kV	238	952
5	4	Montaje Celda "SB" aislamiento 145kV	2.029,00	8.116,00
6	3	Ud. Pararrayos de protección 132kV	721	2.163,00
TOTAL PARCIAL			199.060,00 €	

1.1.2. ELEMENTOS AUXILIARES DE TRABAJO

Part.	Cant.	Concepto	Precio unitario €	Precio total €
1	295	kg. Estructura metálica galvanizada, con herraje y tornillería	1,98	584,1
2	6	Ud. Aislador soporte de tipo columna para exterior C4-250-PO-UP-d	120	720
3	95	ml cable XLPE Al 1600 mm ² 76/132KV	63,16	6.000,00
4	3	Ud. Terminal Flexible Tipo TES/52/TR/300 AL para cable aislado inc. Terminal Bimetálico de cable Al a Pala de Cu	75	225

5	21	Ud. Piezas de conexión y derivación	38	798
6	18	Ud. Piezas de conexión de puesta a tierra	4,9	88,2
7	2	Ud. Abrazaderas Tripolares KOZ TRI 38-53	21,3	42,6
8	6	ml Tubo Cobre 40/5 mm Ø	76,4	458,4
9	8	ml Cable de cobre desnudo 95 mm ²	5,85	46,8
10	6	ml Cable de cobre desnudo 150 mm ²	9,45	57,7
TOTAL PARCIAL			9.019,80 €	

TOTAL SISTEMA 132 kV	208.079,80 €
-----------------------------	---------------------

1.2. SISTEMA DE 13,2 KV

1.2.1. ELEMENTOS INDUSTRIALES DE TRABAJO

Part.	Cant.	Concepto	Precio unitario €	Precio total €
1	4	Celda de línea "SB" aislamiento 24kV	11.105,00	44.420,00
2	1	Celda de transformador "SB" aislamiento 24kV	14.134,00	14.134,00
3	1	Celda de medida "SB" aislamiento 24kV	8.227,00	8.227,00
4	1	Celda de servicios auxiliares "SB" aislamiento 24kV	4.783,00	4.783,00
5	1	Celda de partición "SB" aislamiento 24kV	15.092,00	15.092,00
6	1	Resistencia monofásica de puesta a tierra	6.800,00	6.800,00
7	3	Ud. Pararrayos de protección 13,2kV	451	1.353,00
TOTAL PARCIAL			94.809,00 €	

1.2.2. ELEMENTOS AUXILIARES DE TRABAJO

Part.	Cant.	Concepto	Precio unitario €	Precio total €
1	490	kg. Estructura metálica galvanizada, con herraje y tornillería	1,98	970,2
2	8	Ud. Aislador soporte de tipo columna para exterior C4-125-PO-UP-d	30	240
3	165	ml cable HEPRZ1(AS) 12/20KV 1x630mm ² Al	35,38	5.837,70
4	6	ml cable HEPRZ1(AS) 12/20KV 1x240mm ² Al	27,05	162,3
5	6	Ud. Terminal flexible Tipo TES/24/400	75	450
6	1	Ud. Terminal flexible Tipo TES/24/150-400	55	55
7	29	Ud. Piezas de conexión y derivación	38	1.102,00
8	9	Ud. Piezas de conexión de puesta a tierra	4,9	44,1
9	4	Ud. Abrazaderas Tripolares KOZ TRI 38-53	21,3	85,2
10	2	Ud. Abrazaderas Tripolares KOZ ST 36-52	19,7	39,4
11	8	ml. Tubo de cobre 40/5 mm Ø	76,4	611,2
12	8	ml. Cable de cobre desnudo 95 mm ²	4,1	32,8
13	8	ml. Cable de cobre desnudo 500 mm ²	21,5	172
TOTAL PARCIAL			9.801,90 €	
TOTAL SISTEMA 13,2 kV			104.610,90 €	

1.3. TRANSFORMACIÓN

1.3.1. ELEMENTOS INDUSTRIALES DE TRABAJO

Part.	Cant.	Concepto	Precio unitario €	Precio total €
1	1	Ud. Desmontaje Transformador de potencia trifásico 132/13,8kV – 12,5 MVA	8.250,00	8.250,00
2	1	Ud. Transporte Transformador de potencia trifásico 132/13,8kV – 12,5 MVA	8.602,00	8.602,00
3	1	Ud. Montaje Transformador de potencia trifásico 132/13,8kV – 12,5 MVA en STR VERDE	10.177,00	10.177,00
4	1	Transformador de servicios auxiliares 13,8/0,420 kV – 50 kVA	2.104,00	2.104,00
TOTAL PARCIAL			29.133,00 €	

1.3.2. ELEMENTOS AUXILIARES DE TRABAJO

Part.	Cant.	Concepto	Precio unitario €	Precio total €
1	90	kg. Estructura metálica galvanizada, con herraje y tornillería	1,98	178,2
2	5	Ud. Aislador J04-60C4-250	33,8	169
3	8	Ud. Piezas de conexión de puesta a tierra	4,9	39,2
4	10	ml Cable de cobre desnudo 95 mm ²	4,1	41
TOTAL PARCIAL			427,4 €	

TOTAL TRANSFORMACIÓN			29.560,40 €	
-----------------------------	--	--	--------------------	--

1.4. CONTROL, PROTECCIÓN Y SERVICIOS AUXILIARES

1.4.1. ELEMENTOS INDUSTRIALES DE TRABAJO

Part.	Cant.	Concepto	Precio unitario €	Precio total €
1	1	Cuadro principal de distribución c.a.	15.625,00	15.625,00
2	1	Cuadro principal de distribución c.c.	9.015,00	9.015,00
3	2	Equipo cargador batería 125 Vcc	10.300,00	20.600,00
4	1	Equipo cargador batería 48 Vcc	6.225,00	6.225,00
5	1	Convertidor 125/48 Vcc.	1.500,00	1.500,00
6	1	Ud. Equipos de Medida sistema 132kV (Contador)	951	951
7	1	Ud. Equipos de Protección sistema 132kV	12.000,00	12000
8	1	Ud. Armarios de Protecciones	15.000,00	15.000,00
9	1	Ud. Armarios de SSAA de c.a.	15.626,00	15.626,00
10	1	Ud. Armarios de SSAA de c.c.	9.015,00	9.015,00
11	1	Ud. Batería rectificador 48Vcc 100Ah	6.513,00	6.513,00
12	1	Ud. Batería rectificador 125Vcc 100Ah	20.000,00	20.000,00
13	1	Ud. Protección Diferencial de Barras (PBD)	18.030,00	18.030,00
14	1	Ud. Unidad de control de subestación (UCS)	36.061,00	36.061,00
15	3	Ud. Unidad de control de posición (UCP)	3.606,00	10.818,00
16	1	Sistema de telecomunicaciones	40.000,00	40.000,00
TOTAL PARCIAL			236.979,00 €	

1.4.2. ELEMENTOS AUXILIARES DE TRABAJO

Part.	Cant.	Concepto	Precio unitario €	Precio total €
1	5.518	ml Cable de fuerza y control 0,6/1 kV de diversas composiciones	2,9	16.000,00
2	25	Latiguillos de fibra óptica	20	500
TOTAL PARCIAL			16.500,00 €	

TOTAL CONTROL, PROTECCIÓN Y SERV. AUXILIARES	253.479,00 €
---	---------------------

TOTAL OBRA ELÉCTRICA SUBESTACIÓN	595.730,10 €
---	---------------------

2.OBRA CIVIL

Concepto	Precio total €
Adecuación de los terrenos y malla de tierra	26.297,00
Cimentaciones y bancadas	75.445,00
Canalizaciones eléctricas y drenajes	47.485,00
Cerramiento perimetral y accesos	30.058,00
Edificaciones	104.700,00

TOTAL OBRA CIVIL	283.985,00 €
-------------------------	---------------------

3.MONTAJE ELECTROMECAÁNICO

TOTAL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	107.521,00 €
---------------------------------------	---------------------

4.INSTALACIONES COMPLEMENTARIAS

TOTAL INSTALACIONES COMPLEMENTARIAS	119.425,00 €
--	---------------------

5.RESUMEN

Tabla 40. Resumen del presupuesto. Elaboración propia.

Concepto	Precio total €
Obra Eléctrica	595.730,10
Obra Civil	283.985,00
Montaje Electromecánico	107.521,00
Instalaciones Complementarias	119.425,00
Estudio de Gestión de Residuos	10.323,45
Estudio de Seguridad y Salud	37.732,10

TOTAL PRESUPUESTO	1.154.716,65 €
--------------------------	-----------------------

El presupuesto actualizado según este Proyecto Técnico Administrativo de la STR VERDE asciende a la cantidad de UN MILLÓN CIENTO CINCUENTA Y CUATRO MIL SETECIENTOS DIESCISEIS EUROS CON SESENTA Y CINCO CÉNTIMOS DE EURO (1.154.716,65€).

IV. CONCLUSIONES

1. CONCLUSIONES

En este último apartado del proyecto se va a recapitular sobre los aspectos más importantes de la subestación verde.

La subestación que se ha diseñado se trata de una subestación de distribución libre de SF₆ que se planea desarrollar en Zorrotzaurre, cuyo objetivo principal será suministrar energía eléctrica a toda la zona. Gracias a ello se prevén beneficios tanto para el sistema eléctrico, como para el empleo en la zona y sus habitantes, como para el medio ambiente.

Para ello, va a reducir la tensión de 132 kV a 13,2 kV, contará con dos líneas de entrada para la parte de alta tensión y 16 líneas de salida en baja. Para la parte de 132 kV se va a emplear una configuración de doble barra y para la parte de 13,2 kV se utilizarán celdas aisladas unidas directamente en serie unas con otras, asemejando una configuración de barra única.

La parte de alta tensión estará aislada en gas Clean Air para omitir el SF₆ y reducir los riesgos para el medio ambiente y constará de diversos elementos de medida y corte para el correcto y seguro funcionamiento en caso de falta.

Para reducir la tensión de 132 kV a 13,2 kV se utilizan dos transformadores de potencia de 40 MVA cada uno. Se utiliza la aparamenta correcta para medir y aislar la zona en caso de un fallo (seccionadores, interruptores automáticos, TIs, TTs...)

La parte de baja tensión de la subestación será alimentada mediante transformadores de servicios auxiliares que reducen la tensión a valores con los que se pueda trabajar directamente.

La importancia del trabajo se basa en el análisis de elementos que puedan sustituir al gas SF₆ en futuras subestaciones eléctricas, analizando elementos existentes a día de hoy y que están en desarrollo para poder ser empleados en el futuro.

Es obvio, que para reducir el impacto medioambiental del sistema eléctrico, el futuro pasa por el uso de estos nuevos gases que se han desarrollado y se están desarrollando, así como máquinas y elementos que puedan emplearlos mejorando a su vez las características del sistema.

A día de hoy es un proceso en el que las empresas están empezando a integrarse, pues no es económicamente viable en comparación con los sistemas ya existentes, además de no conseguir las mismas características. Pero de cara al futuro es un tema muy importante que abordar y que va a suponer un cambio importante en todo el sistema eléctrico.

2.LINEAS FUTURAS

En este proyecto se han desarrollado muchos aspectos importantes, tanto en el análisis del SF₆ como en los apartados que se deben llevar a cabo en una subestación. Aun así, hay ciertos apartados en los que se pueden realizar un análisis más profundo, siendo las siguientes en las que se debe profundizar:

1. Control y comunicaciones: En este proyecto se ha quedado fuera del alcance un análisis exhaustivo del sistema de control y comunicaciones, siendo a su vez un apartado de gran importancia en las subestaciones eléctricas y que está sufriendo grandes mejoras con la integración de nuevas tecnologías.
2. Cálculos: Las simplificaciones que han derivado en los resultados obtenidos en el proyecto pueden ser desestimadas, haciendo posible cálculos más complejos y precisos, que tengan en cuenta todos los elementos de la subestación y del sistema.
3. Protecciones: A lo largo del proyecto se han analizado las protecciones necesarias para cada tramo de protección. Aun así, no se ha entrado en detalle a explicar los puntos de operación de las distintas protecciones ni las curvas de operación de cada uno de ellos.
4. Obra civil: Este apartado es de suma importancia puesto que engloba todos los elementos de la subestación y los coloca en sus sitios correspondientes, pero al quedar fuera del alcance del proyecto es un apartado para desarrollar en el futuro.

3.CONTRIBUCIONES E INNOVACIÓN

En este proyecto se ha desarrollado una subestación libre de gas SF₆, para ello se han tenido que realizar diferentes análisis a lo largo del proyecto, en este último apartado se van a establecer las contribuciones que se aportan en él y sus novedades con respecto a otros proyectos de este tipo:

- Se realiza un examen completo para la construcción de una Subestación libre de SF₆ en la isla de Zorrotxaurre para suplir la futura demanda eléctrica de toda la zona de una manera más segura, eficiente y limpia.
- Se aporta una extensa bibliografía de las subestaciones eléctricas y de todos los elementos que las componen, tanto relacionados al SF₆ como independientes de dicho gas.
- Se realiza un análisis del SF₆ en profundidad y de su empleo en los distintos elementos de las subestaciones eléctricas.
- Se analizan las diferentes alternativas que existen y se están desarrollando para competir y suplir al SF₆, se valoran si diversas tecnologías y diversos fabricantes.
- Cada elemento de la subestación es analizado en función de su grado de empleo de dicho gas y se valoran alternativas existentes para toda la aparamenta que se va a emplear.
- Se realiza un análisis de emisiones a la hora de realizar subestaciones eléctricas y se hace una investigación para reducir las emisiones de CO₂ en la construcción de subestaciones.
- Se incluye toda la normativa vigente para este tipo de proyectos en el País Vasco, así como cálculos y mediciones reales para un posible desarrollo futuro del proyecto.

V. BIBLIOGRAFIA

- [1] Electrical Engineering Portal. 2022. Disponible en <https://electrical-engineering-portal.com>
- [2] Departamento ingeniería eléctrica |UPV. Eguia, P. (d.g.). Tema 2: Funciones disponibles en las subestaciones.
- [3] Omega Electric. n.d. *Fabricación y Venta de Transformadores y Estabilizadores Industriales*. Disponible en <https://omegaelectric.pe/>
- [4] Larce Electric. n.d. *Celdas de Media Tensión AIS y GIS - Larce Electric*. Disponible en <https://www.larce.cl/equipamiento/celdas-de-media-tension/>.
- [5] Ascformacion.com. n.d. *Subestaciones Eléctricas – ASC formación*. Disponible en <https://www.ascformacion.com/sectores/industrial/subestaciones-electricas/>.
- [6] ZIV. 2022. *ZLV - Protección de Distancia - ZIV*. Disponible en <https://www.zivautomation.com/es/productos/sistemas-de-automatizacion-de-subestacion/zlv-distancia/>.
- [7] Es.wikipedia.org. 2022. *Transmisión de energía eléctrica - Wikipedia, la enciclopedia libre*. Disponible en https://es.wikipedia.org/wiki/Transmisi%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica.
- [8] Gegridsolutions.com. 2022. *News Room : GE Grid Solutions*. Disponible en <https://www.gegridsolutions.com/press/gepress/SF6-free.htm>.
- [9] Resumen del Reglamento UE nº 517/2014, del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de abril de 2014 sobre los gases fluorados de efecto invernadero y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 842/2006.
- [10] Gridsolutions, G., 2022. *g3 - SF₆ Free Solutions*. [online] Gegridsolutions.com. Disponible en https://www.gegridsolutions.com/hvmv_equipment/catalog/g3/.
- [11] Epa.gov. 2022. Disponible en https://www.epa.gov/sites/production/files/2017-02/documents/rak_presentation_2017_workshop.pdf .

- [12] Se.com. 2022. *Green medium voltage switchgear with pure air & no SF₆*. Disponible en <[https://www.se.com/es/es/work/products/product-launch/SF₆free-mv-technology/smairset/](https://www.se.com/es/es/work/products/product-launch/SF6free-mv-technology/smairset/)>
- [13] Es.wikipedia.org. 2022. *Huella ecológica - Wikipedia, la enciclopedia libre*. Disponible en <https://es.wikipedia.org/wiki/Huella_ecol%C3%B3gica>
- [14] Agua. La tecnología sin gas SF₆ de Schneider Electric, premiada por el Programa LIFE y por el IEEA. Disponible en [https://www.iagua.es/noticias/schneider-electric/tecnologia-gas-SF₆-schneider-electric-premiada-programa-life-y-ieea](https://www.iagua.es/noticias/schneider-electric/tecnologia-gas-SF6-schneider-electric-premiada-programa-life-y-ieea)
- [15] Redondo, N., 2022. *Esta es la cantidad de CO₂ que, oficialmente, emite un coche eléctrico - Movilidad Eléctrica*. [online] Movilidad Eléctrica. Disponible en <<https://movilidadelectrica.com/esta-es-la-cantidad-de-co2-que-oficialmente-emite-un-coche-electrico/>>.
- [16] Car and Driver. 2022. *Coches: actualidad, noticias y marcas del mundo del motor - CarandDriver.es*. Disponible en <<https://www.caranddriver.com/es/coches/>> .
- [17] Parlamento Europeo. Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía). Recuperado de <https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia>
- [18] Deloitte (s.f.). Recomendaciones para la descarbonización del transporte en España. Recuperado de <https://www2.deloitte.com/es/es/pages/strategy/articles/medidas-descarbonizacion-transporte.html>
- [19] En.wikipedia.org. 2022. *Circuit breaker - Wikipedia*. [online] Available at: <https://en.wikipedia.org/wiki/Circuit_breaker>.
- [20] Departamento ingeniería eléctrica |UPV. Análisis y diseño de sistemas eléctricos.
- [21] Departamento ingeniería eléctrica |UPV. Planificación y operación de sistemas eléctricos.

- [22] En.wikipedia.org. 2022. *Disconnector* - *Wikipedia*. [online] Available at: <<https://en.wikipedia.org/wiki/Disconnector>>.
- [23] Hmong.es. 2022. *Desconectador Tipos de seccionadores*. [online] Available at: <<https://hmong.es/wiki/Disconnector>> [Accessed 10 August 2022].arteche (s.f). TRANSFORMADORES DE MEDIDA. ALTA TENSIÓN. De www.arteche.com
- [24] ABB (s.f). Instrument Transformers | Application Guide. De 2020 de www.abb.com
- [25] arteche (s.f). ACERCAMIENTO A LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA. De www.arteche.com
- [26] arteche (s.f). TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD | Aislamiento papel-aceite. De www.arteche.com
- [27] arteche (s.f). TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS Y CONDENSADORES DE ACOPLAMIENTO | Aislamiento papel-aceite. De www.arteche.com
- [28] 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 de www.ormazabal.com
- [29] Departamento ingeniería eléctrica |UPV. Protección de sistemas eléctricos en Sistemas de Protección en Instalaciones eléctricas.
- [30] Departamento ingeniería eléctrica |UPV. Protección direccional de sobreintensidad en Sistemas de Protección en Instalaciones eléctricas.
- [31] Departamento ingeniería eléctrica |UPV. Protección de distancia en Sistemas de Protección en Instalaciones eléctricas.
- [32] 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.
- [33] P. Keil, Richard (2013). Substation Grounding. En ELECTRIC POWER SUBSTATIONS ENGINEERING (3.º ed.) Boca Raton: John D. McDonald.

- [34] McGraw-Edison Company. Power Systems Division (1971). System Faults. En Distribution- system protection manual.
- [35] 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).
- [36] IEEE STANDARDS ASSOCIATION (2008, 6 de diciembre). IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations.
- [37] ALSTOM GRID (2011, mayo). Overcurrent Protection for Phase and Earth Faults en NETWORK PROTECTION & AUTOMATION GUIDE | Protective Relays, Measurement & Control (may 2011 edition).
- [38] ALSTOM GRID (2011, mayo). Transformer and Transformer Feeder Protection en NETWORK PROTECTION & AUTOMATION GUIDE | Protective Relays, Measurement & Control (may 2011 edition).
- [39] International Organization for Standardization (2003, agosto). ISO 9506 :2003: Industrial automation systems – Manufacturing Message Specification (segunda edición)
- [40] Typhoon HIL Schematic Editor Library (s.f). IEC 61850 Sampled Values protocol. Recuperado de https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-schematic-editor-library/References/iec_61850_sampled_values_protocol.html
- [41] Proyecto básico ST tipo 132/20 kV. Iberdrola Nedis.
- [42] Proyecto técnico administrativo STR Merindades. Nueva subestación transformadora de 45/13,2 kV.
- [43] Proyecto técnico administrativo ST Salamanca. Compactación completa de subestación transformadora de 132/13,2 kV.
- [44] WESTERN POWER DISTRIBUTION. Next generation networks. (2018, enero). A literature Review on SF₆ gas alternatives for use on the distribution network.
- [45] UNE-EN 61100:1996. Fluidos para aplicaciones electrotécnicas. Clasificación de los líquidos aislantes, según su punto de combustión y su poder calorífico inferior.

-
- [46] Iberdrola. I-DE. Analysis on the different alternatives to SF₆. A literature review on the different alternatives to SF₆ from different suppliers.
- [47] FACTORES DE EMISIÓN y REGISTRO DE HUELLA DE CARBONO, COMPENSACIÓN Y PROYECTOS DE ABSORCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO, editado por el ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico (junio 2020).
- [48] UNE-EN 10025-2:2006. Productos laminados en caliente de aceros para estructuras. Parte 2: Condiciones técnicas de suministro de los aceros estructurales no aleados.
- [49] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO. RD 612/2001. Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- [50] Sestech.com. 2022. CDEGS - SES & technologies ltd. Disponible en: <<https://www.sestech.com/es/Product/Package/CDEGS>>.
- [51] Integratedsoft.com. 2022. Oersted | INTEGRATED Engineering Software. Disponible en: <<https://www.integratedsoft.com/products/Oersted>>.

VI. ANEXO 1: PLIEGO DE CONDICIONES

1. NORMATIVA

El Proyecto Técnico Administrativo ha sido redactado de acuerdo con lo preceptuado en la siguiente Normativa y Reglamentación de Instalaciones de Alta Tensión:

1.1. NORMATIVA ESTATAL

- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (B.O.E. 27 de diciembre de 2013).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (B.O.E. de 27 de diciembre de 2000).
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 (Aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero B.O.E. núm. 68 de 19 de marzo de 2008).
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC - RAT 01 a 23 (Aprobado por Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo. B.O.E. 9-06-14).
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51. Aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología (B.O.E. de 18-09-2002).
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.
- Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes y la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados y sus modificaciones.

- Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.
- Orden PRA/1080/2017, de 2 de noviembre, por la que se modifica el anexo I del Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.
- Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.
- Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.
- Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.
- Real Decreto 1038/2012, de 6 de julio, por el que se modifica el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.
- Orden PCI/1319/2018, de 7 de diciembre, por la que se modifica el Anexo II del Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a la evaluación del ruido ambiental.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios (RIPCI-2017), aprobado por Real Decreto 513/2017.
- Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales (RSCIEI), aprobado por Real Decreto 2267/2004.
- Normas UNE de obligado cumplimiento.
- Código Técnico de la Edificación (CTE), aprobado por Real Decreto 314/2006.
- Condicionados que puedan ser emitidos por Organismos afectados por las instalaciones.

La normativa descrita se enmarca en la legislación básica del Estado, correspondiendo a las comunidades autónomas en el ejercicio de sus competencias el desarrollo del marco normativo aplicable a las instalaciones eléctricas que les corresponda autorizar.

1.2. NORMATIVA AUTONÓMICA

PAIS VASCO

- Condicionados que puedan ser emitidos por Organismos afectados por las instalaciones.
- Ley 3/1998 de 27 de febrero, General de Protección del Medio Ambiente del País Vasco.
- Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo.
- Decreto 209/2019, de 26 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo.
- Decreto 112/2012, de 26 de junio, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Decreto 48/2020, de 31 de Marzo, por el que se regulan los procedimientos de autorización administrativa de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.
- Decreto 213/2012, de 16 de octubre, de contaminación acústica de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

1.3. NORMATIVA LOCAL

- Condicionados que puedan ser emitidos por Organismos afectados por las instalaciones.

1.4. CÓDIGOS Y NORMAS DE CELDAS BLINDADAS

Las celdas, apartamentas y equipos asociados serán diseñados, construidos, probados, ensayados y montados de acuerdo con:

- UNE EN 61869-1: Transformadores de medida. Parte 1: Estipulaciones comunes.
- UNE EN 61869-2 -3 -5: Transformadores de medida de intensidad y tensión. Partes 2, 3 y 5: Requisitos adicionales para transformadores de intensidad, tensión inductivos y tensión capacitivos.
- UNE-EN 62271-1: Apartamentas de alta tensión. Parte 1: Estipulaciones comunes.
- UNE-EN 62271-100: Apartamentas de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.

- UNE-EN 62271-102: Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- UNE-EN 62271-200: Aparamenta de alta tensión. Parte 200: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV
- UNE-EN 62271-203: Aparamenta de alta tensión. Parte 203: Aparamenta bajo envolvente metálica con aislamiento gaseoso para tensiones asignadas superiores a 52 kV.
- UNE-EN 62271-205: Aparamenta de alta tensión. Parte 205: Conjuntos compactos de aparamenta de tensiones asignadas superiores a 52 kV.

1.5. COMPATIBILIDAD ELECTROMÁGNÉTICA

La instalación estará asegurada para compatibilidad electromagnética, considerando que los equipos de control y protecciones serán digitales, basados en microprocesadores (μP), cuyas características se enuncian a continuación:

- La rigidez dieléctrica de los equipos será de 2 kV, 50 Hz, 1 minuto y el nivel de impulso de 5 kV, 1,2/50 μs , 0,5 J, según norma UNE EN 60255-27:2014.

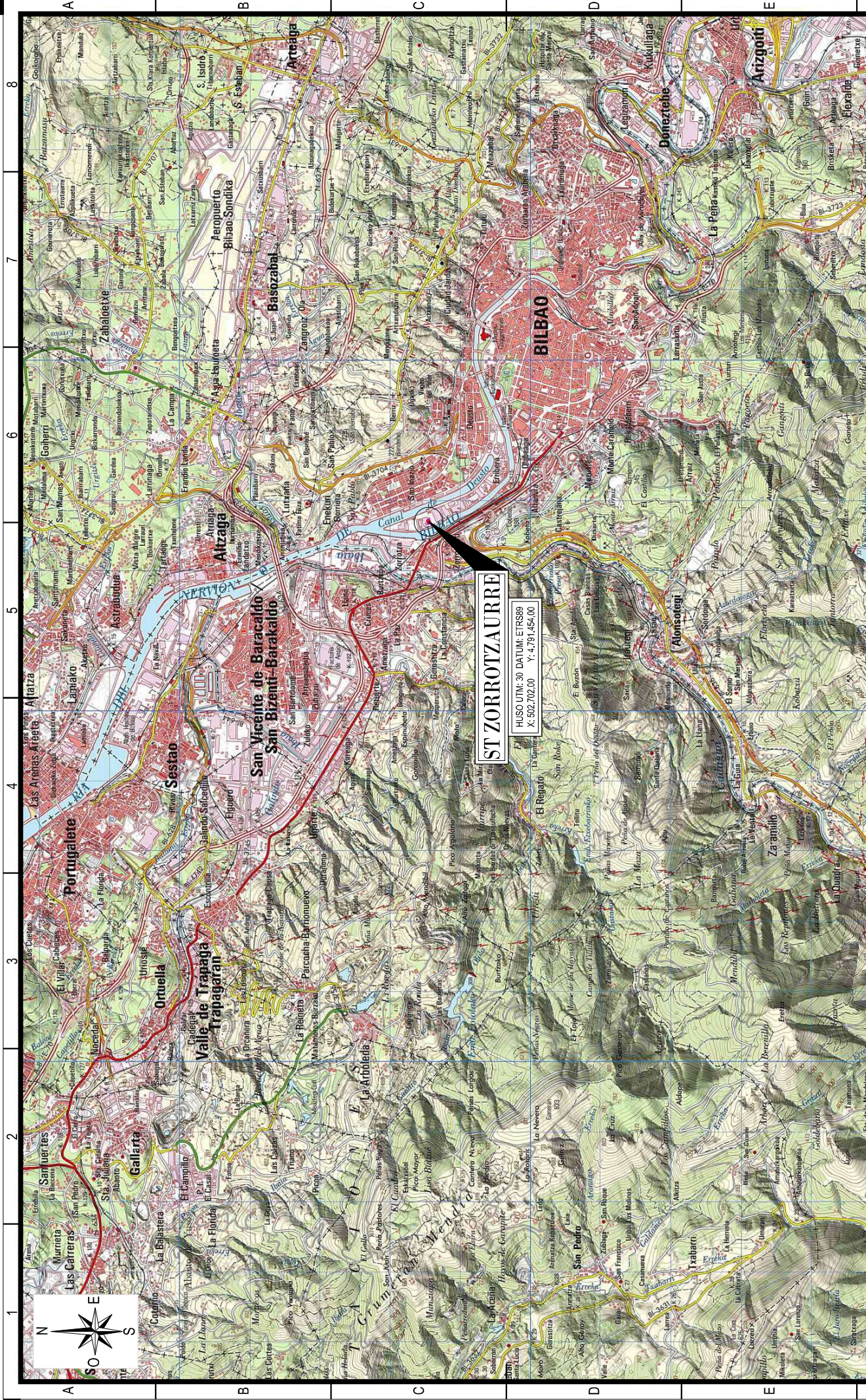
De acuerdo a la norma UNE EN 60255-26:2013:

- El nivel de protección frente a interferencias de A.F (onda oscilatoria de 1 MHz) será de 2,5 kV en modo común y 1 kV en modo diferencial.
- Para las descargas electrostáticas, la tensión de salida (modo de descarga en el aire) será de 8 KV.

El nivel de inmunidad de los equipos frente a radiointerferencias cumplirá con lo indicado en esta norma y se ensayará según la norma UNE EN 60255-22-6.

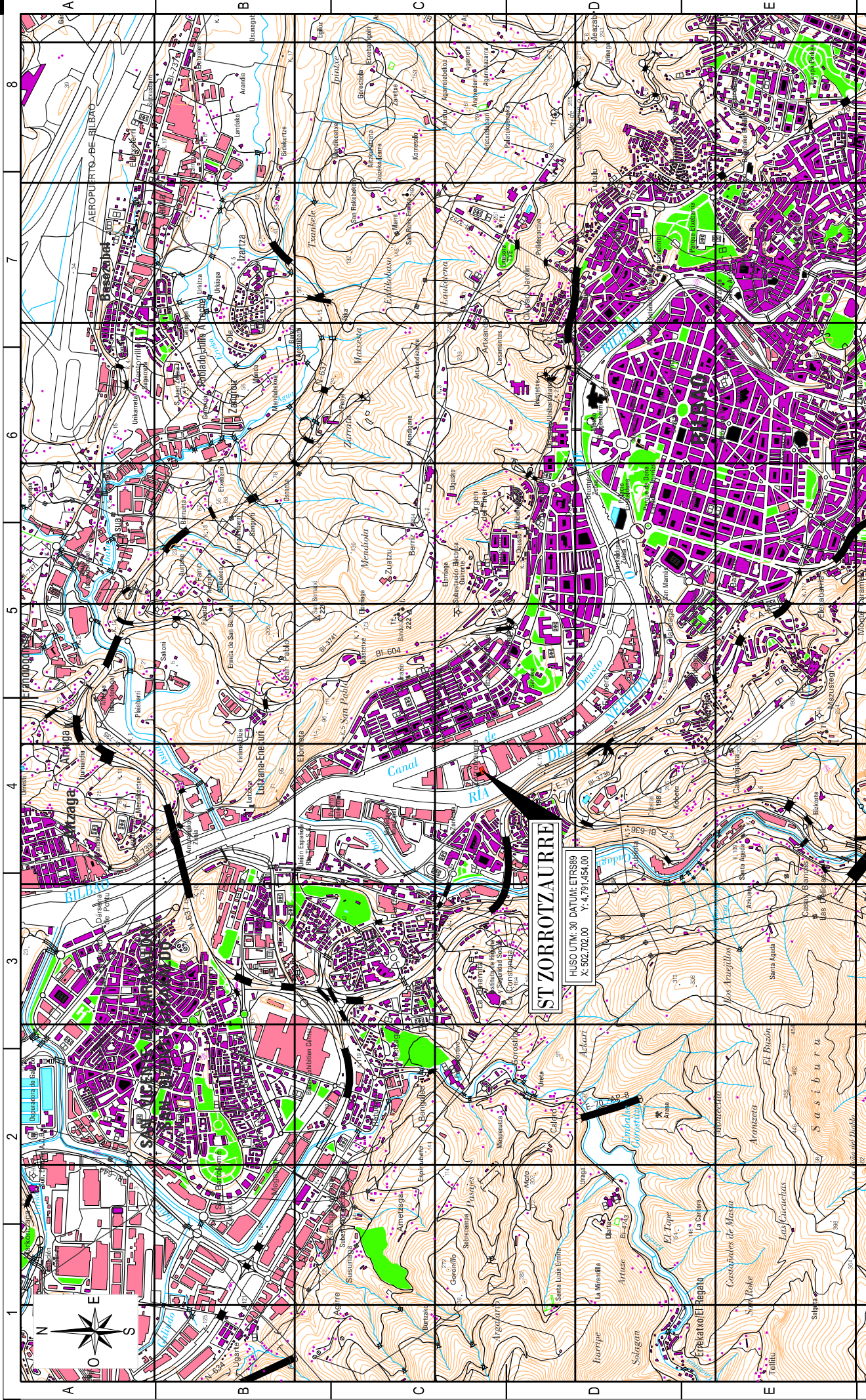
Los equipos serán de clase A frente a transitorios rápidos.

VII. ANEXO 2: PLANOS



ST ZORROTZAURRE
 HUSO UTM: 30 DATUM: ETRS89
 X: 502.702,00 Y: 4.791.454,00

ST ZORROTZAURRE ESTUDIOS Y PROYECTOS TERRENOS SITUACION GEOGRAFICA PLANO DE SITUACION		Clasificación: INGENIERIA BASICA	
Tipo: PROYECTO		Autor: SIAP	
Proyecto: ST ZORROTZAURRE-04-TEMP-P-03-SG-0001.dwg		Propietario: iDE <small>INGENIERIA TECNICA</small>	
Emisión inicial: Dibuj. Prep. Rev. Aprob.		Fecha: Dibujado Preparado Revisado Aprobado Motivo Estado revisión	
ASES ARSE FUC FUC		Escala: 0 1:50.000 2Km	
Reemplaza: 4.TEMP.P.03.SG.0001		Hoja: 01 Signos: -	
Rev: 0A		Hoja: 01 Signos: -	
Hoja: 01 Signos: -		Hoja: 01 Signos: -	



ST ZORROTZAURRE ESTUDIOS Y PROYECTOS TERRENOS UBICACION PLANO DE UBICACION		Clasificación: INGENIERIA BASICA Tipo: PROYECTO Archivo: ST_ZORROTZAURRE_4_TEMP_P-03-UN_0001.dwg Nº:		Reemplaza: 4.TEMP.P.03.UN.0001 Rev: 0A Nº: A3	
Contralista:		Autor:		Propietario: SIAP Emisión inicial: 20-10-2021 Dibuj: IDE Prep: IDE ARSE: ARSE FJC FJC	
Fecha		Escala: 0 1:25.000 1Km 		Reemplaza:	
Dibujo		Estado		Reemplaza:	
Preparado		Estado		Reemplaza:	
Revisado		Estado		Reemplaza:	
Aprobado		Estado		Reemplaza:	
Motivo		Estado		Reemplaza:	
Estado revisión		Estado		Reemplaza:	



DATOS DE LA PARCELA:

- PROVINCIA: BIZKAIA
- MUNICIPIO: BILBAO
- REFERENCIA CATASTRAL: 03000779
- PARCELA: 1/1
- AREA: 3.396,425,00m²
- PERIMETRO: 10,007,50m
- CLASE: PARCELA URBANA

NOTA:
 PLANO CONFECIONADO CON LOS DATOS DEL VISOR GRAFICO DEL CATASTRO DE LA DIPUTACION FORAL DE BIZKAIA

ST ZORROZAUURRE		ESTUDIOS PRELIMINARES		PLANO CATASTRAL		4 TEMP. P.03.PA.0001	
INSTRUMENTO: INSCRIPCIÓN BÁSICA		ESTUDIO		SAP		iDE	
FECHA: 20/03/2023		FECHA: 20/03/2023		FECHA: 20/03/2023		FECHA: 20/03/2023	
AUTOR: IZASKAR		AUTOR: IZASKAR		AUTOR: IZASKAR		AUTOR: IZASKAR	
PROYECTO: PROYECTO DE ORDENACIÓN DE LA ZONA DE BILBAO		PROYECTO: PROYECTO DE ORDENACIÓN DE LA ZONA DE BILBAO		PROYECTO: PROYECTO DE ORDENACIÓN DE LA ZONA DE BILBAO		PROYECTO: PROYECTO DE ORDENACIÓN DE LA ZONA DE BILBAO	
Escala: 1:1000		Escala: 1:1000		Escala: 1:1000		Escala: 1:1000	

ST ZORROZAUURRE
 PROYECTO DE ORDENACIÓN DE LA ZONA DE BILBAO

RRJ ZORROZAUURRE
 ALBERA DE ZORROZAUURRE

BILBAO

BILBAO

AV. MONTENEGRO

M. Sangueras

26,00

10,05

1,30

1,30

1,30

1,30

1,30

1,30

1,30

1,30

1,30

1,30

1,30

1,30

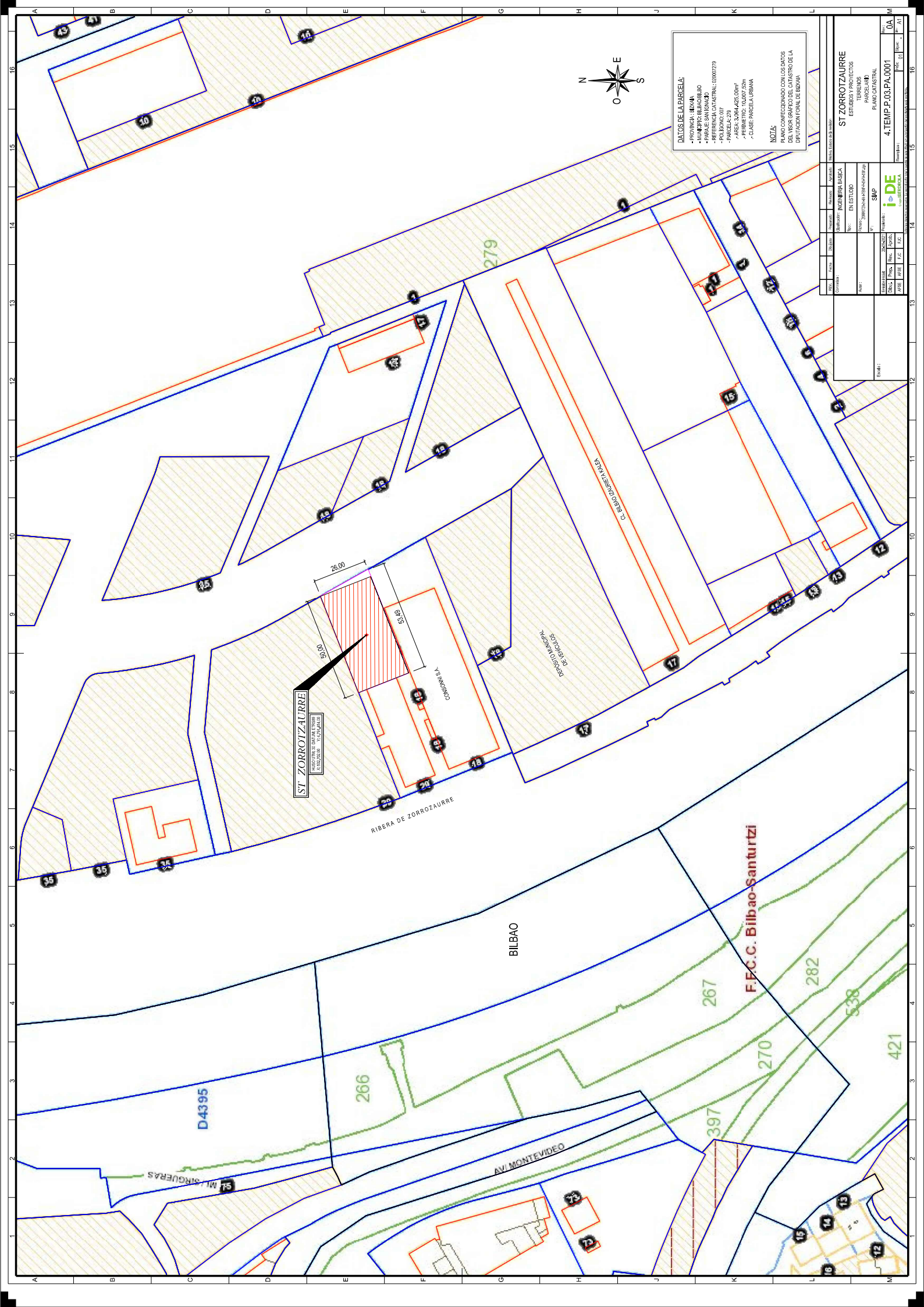
1,30

1,30

1,30

1,30

1,30



DATOS DE LA PARCELA:

- PROVINCIA: BIZKAIA
- MUNICIPIO: BILBAO
- PARCELA: SAN IGNACIO
- REFERENCIA CATASTRAL: 03000779
- AREA: 1400,75 m²
- PARCELA 2/79
- AREA 3.096,425,00 m²
- PERIMETRO: 10007,55 m
- CLASE: PARCELA URBANA

NOTA:
 PLANO CONFECIONADO CON LOS DATOS DEL VISOR GRAFICO DEL CATASTRO DE LA DIFUSION FORAL DE BIZKAIA

ST ZORROITZAURRE		ESTUDIOS PROYECTOS		PARCELA 2/79		PLANO CATASTRAL		4 TEMP. P.03.PA.0001	
Comunidad:		Entidad:		Municipio:		Número:		Escala:	
Cadastrado:		SAP:		iDE:		Fecha:		Folio:	
Dato:		Fecha:		Hora:		Usuario:		Proyecto:	

ST ZORROITZAURRE
 ESTUDIOS PROYECTOS
 PARCELA 2/79

F.F.C.C. Bilbao-Santurtzi

BILBAO

D4395

266

AV. MONTEVIDEO

267

270

282

397

421

MI. SARGUERAS

ST. JUAN DE PORTOZUAURRE

C. BILBO ZORROITZAURRE

279

15

14

13

12

11

10

9

8

7

6

5

4

3

2

1

0

16

15

14

13

12

11

10

9

8

7

6

5

4

16

15

14

13

12

11

10

9

8

7

6

5

4

3

2

1

0

16

15

14

13

12

11

10

9

8

7

6

5

4

3

2

1

43

42

41

40

39

38

37

36

35

34

33

32

31

30

29

28

27

26

25

24

23

22

21

20

19

18

17

16

15

14

13

12

11

43

42

41

40

39

38

37

36

35

34

33

32

31

30

29

28

27

26

25

24

23

22

21

20

19

18

17

16

15

14

13

12

11

43

42

41

40

39

38

37

36

35

34

33

32

31

30

29

28

27

26

25

24

23

22

21

20

19

18

17

16

15

14

13

12

11

43

42

41

40

39

38

37

36

35

34

33

32

31

30

29

28

27

26

25

24

23

22

21

20

19

18

17

16

15

14

13

12

11

43

42

41

40

39

38

37

36

35

34

33

32

31

30

29

28

27

26

25

24

23

22

21

20

19

18

17

16

15

14

13

12

11

43

42

41

40

39

38

37

36

35

34

33

32

31

30

29

28

27

26

25

24

23

22

21

20

19

18

17

16

15

14

13

12

11

43

42

41

40

39

38

37

36

35

34

33

32

31

30

29

28

27

26

25

24

23

22

21

20

19

18



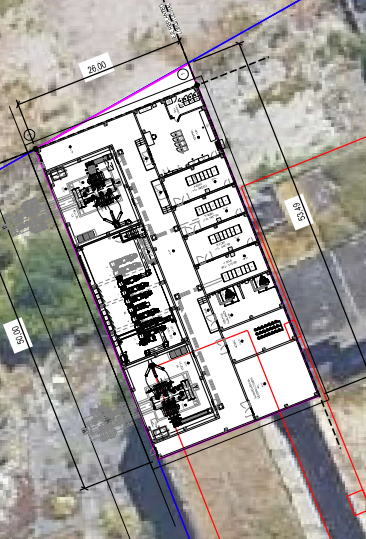
BILBAO

EJES DE REPLANTEO		
PUNTO	X	Y
1	502.730.217	4.791.452.086
2	502.730.670	4.791.476.250

-EJE TRANSVERSAL SE REPLANTEARÁ TRAZANDO POR EL PUNTO 1 UNA PERPENDICULAR AL EJE LONGITUDINAL.
-LAS COORDENADAS ESTÁN REFERIDAS AL SISTEMA DE PROY. UTM HUSO 30 DATUM ETRS-89

NOTAS:

- 1.- TODAS LAS COORDENADAS INDICADAS ESTÁN REFERIDAS AL SISTEMA DE PROYECCIÓN UTM ETRS89 HUSO 30 DATUM DE DATOS DEL CARISISTICO.
- 2.- EL PUNTO 1 SE HA COORDENADO CON LA COORDENADA XX XX SIENDO ESTE EL NIVEL DEL TERRENO SUPLENIDO. LA DE ACABADO DE PAVIMENTO SE SITUA 10cm POR ENCIMA DE LA AXILIA.



RIBERA DE ZORROZAUURRE

LANFOR

CONSONI S.A

DEPOSITO MUEBLES

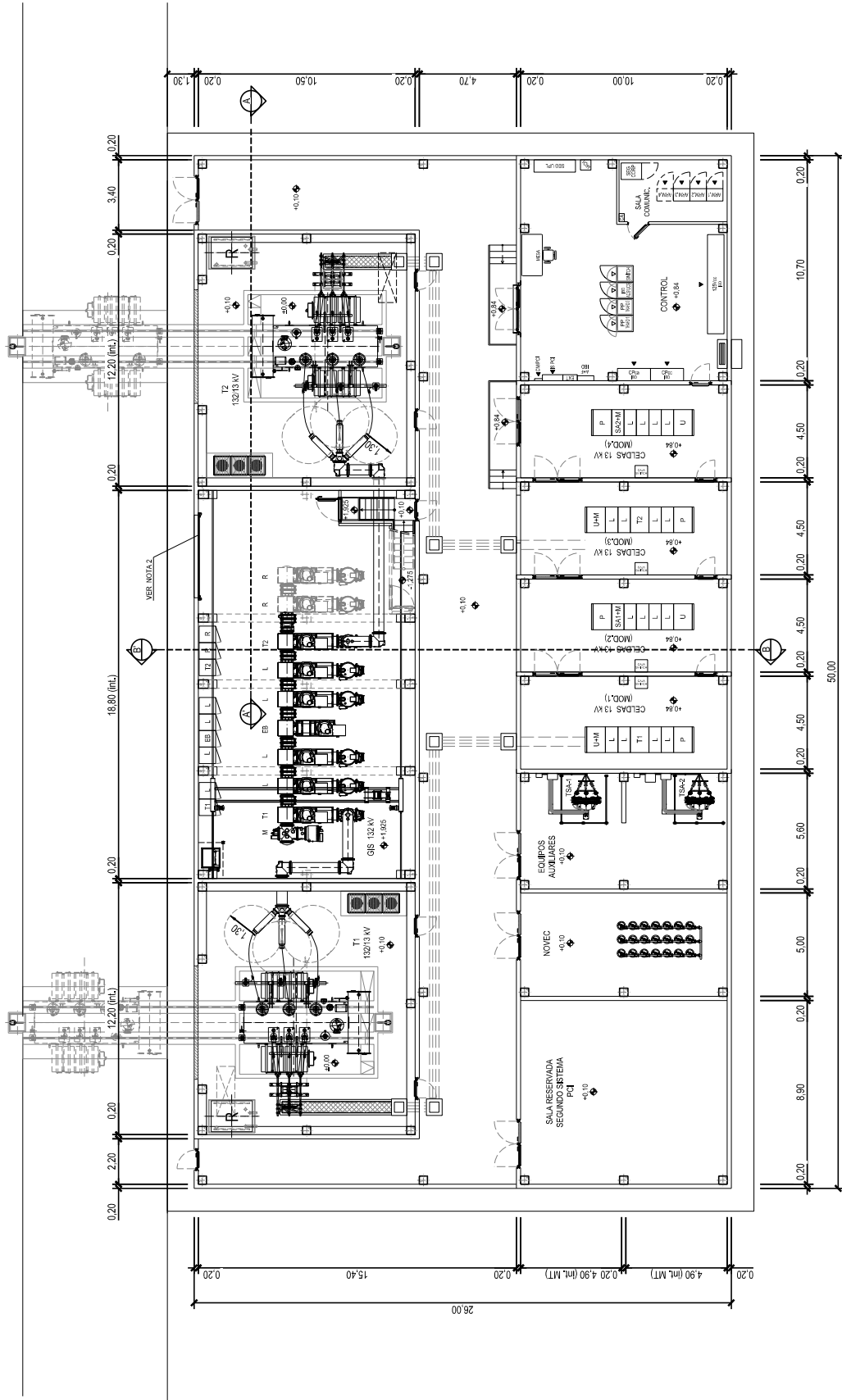
LA BARRIOZARRENA

PROYECTO	ST ZORROZAUURRE
CLIENTE	ESTUDIOS DE PROYECTOS GENERALES
IMP. ANTIGUA	IMP. ANTIGUA
PLANTA	PLANTA
PROY. Nº	4 TEMP. P. 001 M. 0002
FECHA	01/01/2008
ESCALA	1:100
PROY. Nº	0
IMP. Nº	0
PLANTA	0

IDE
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES DEPORTIVAS

ESTUDIOS DE PROYECTOS GENERALES

LA BARRIOZARRENA



FACHADA PRINCIPAL

FACHADA TRASERA

PLANTA
ESCALA 1:150

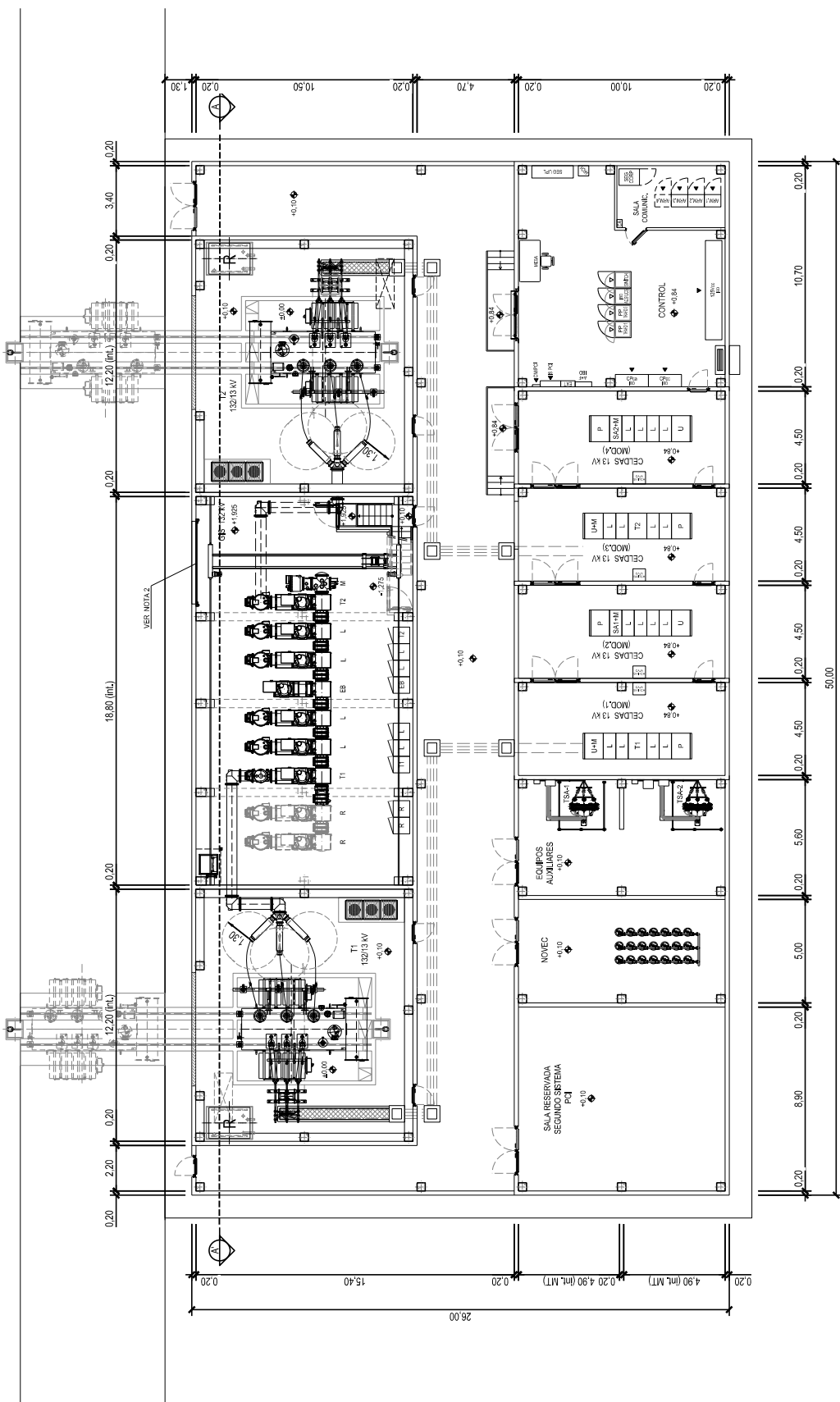
NOTA:

- 1.- COTAS Y ELEVACIONES EN METROS.
- 2.- PUERTA INTEGRADA EN FACHADA A LA COTA +1.925

Rev.	Fecha	ASFE	AFSE	ARSE	FIC	FIC	FIC	ACTUALIZACION
1	24/11/2021	REV.	PREP.	PROG.	REVISADO	APROBADO		Motivo: Estado de la revisión

ST ZORROTTZAURRE ESTUDIOS Y PROYECTOS GENERALES GENERALES PLANTA GENERAL (ALTERNATIVA 1)	
Tipo: EN ESTUDIO Proyecto: 22807246-1 (E-19-14-0000002) Cliente: SIAPI Autor:	Escala: INDICADAS Proyecto: 06/07/2021 Dibujo: ASFE Revisión: FIC Aprobación: FIC

iDE <small>INGENIERIA</small> <small>CONDOMINIO BERDINDOLA</small>	4.TEMP.P.00.00.0002 Reemplaza:
Rev. 01 Rev. 02 Rev. 03 Rev. 04 Rev. 05 Rev. 06 Rev. 07 Rev. 08 Rev. 09 Rev. 10 Rev. 11 Rev. 12	Rev. 01 Rev. 02 Rev. 03 Rev. 04 Rev. 05 Rev. 06 Rev. 07 Rev. 08 Rev. 09 Rev. 10 Rev. 11 Rev. 12



FACHADA PRINCIPAL

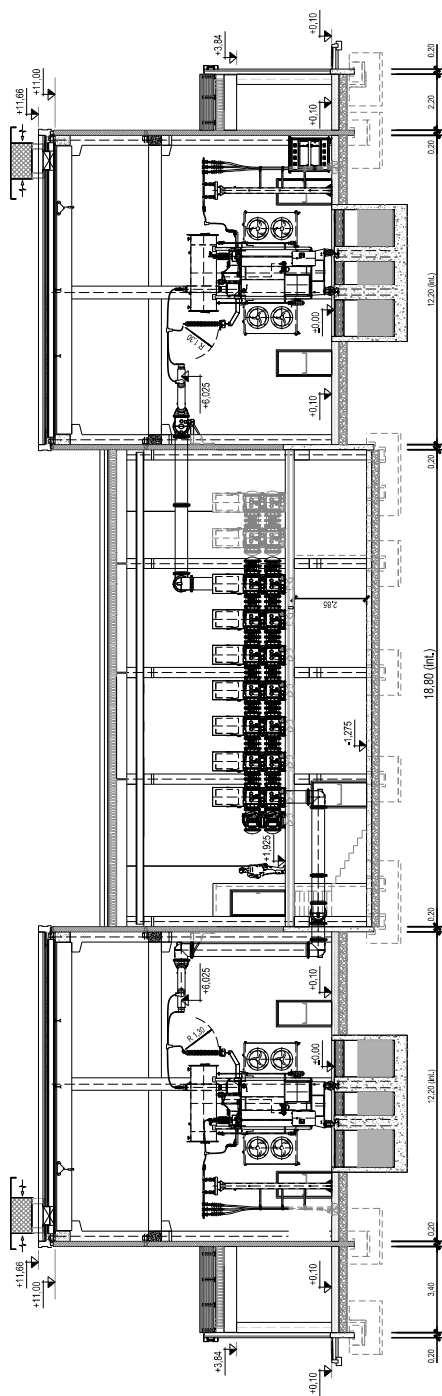
FACHADA TRASERA

PLANTA
ESCALA 1:150

INDICADAS

- NOTA:
- 1.- COTAS Y VELOCACIONES EN METROS.
 - 2.- PUERTA INTEGRADA EN FACHADA A LA COTA +1.925

REV.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado	Aprobado	Motivo, Estado o la revisión
Comentarios:						
Calificación: INGENIERIA BASICA						
Tipo: EN ESTUDIO						
Número: 22607264-4 (E) P.0000003						
R.N.:						
R.N.:						
Proyecto: SIAP						
Estrategia: Z-4-1-2021						
Dibuj.	Prep.	Rev.	Aprob.	FIC		
JURO	JURO	FIC	FIC	FIC		
Ingenieros Asociados CARRILLO BERDINOLA CARRILLO BERDINOLA						
ST ZORROTTZAURRE ESTUDIOS Y PROYECTOS GENERALES GENERALES PLANTA GENERAL (ALTERNATIVA 2)						
4.TEMP.P.00.00.0003						
Reemplaza:						
Hoja: 01						
Serie: 02						
Rev: 0						
A2						



SECCIÓN AA
ESCALA 1:50

NOTA:

1.- COTAS Y ELEVAIONES EN METROS.

REV.	Fecha	Elaborado	Preparado	Revisado	Aprobado	Módulo: Estado de la relación	
Comentarios:						ST ZORROTAURRE	
Clasificador:						ESTUDIOS Y PROYECTOS	
Tipo:						GENERALES	
Autor:						GENERALES	
Fecha:						SECCION AA (ALTERNATIVA 2)	
N°:						SIAP	
Escala:						3/4 L/20/2	
Dibujo:						Agról.	
Revisión:						FJC	
Juro:						FJC	
Programa:						iDE	
Compañía:						CORPORACIÓN IBERDROLA	
Proyecto:						4.TEMP.P.00.00.0003	
Revisión:						0	
Firma:						[Firma]	
Fecha:						[Fecha]	

VIII. ANEXO 3: DOCUMENTOS

1. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Durante el siglo XX, se han empleado muchos medios diferentes para dispersar un arco eléctrico; además, los desarrollos en el diseño de interruptores automáticos han jugado un papel importante para mejorar la interrupción y la disipación de calor. La Figura 48 muestra una línea de tiempo aproximada de los diferentes medios desplegados en la aparatada como medio de interrupción.

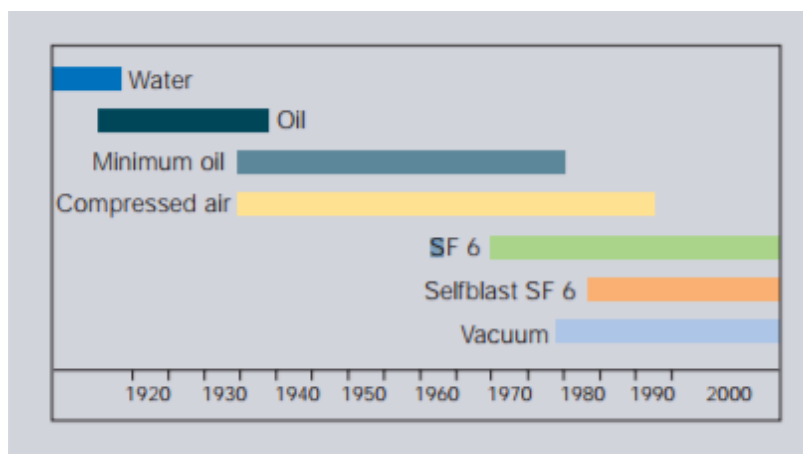


Figura 48. Medios de interrupción de interruptores.

Los interruptores automáticos están diseñados para "romper" o "interrumpir" el flujo de corriente en el circuito; el propósito de esta operación es la de proteger y controlar el sistema de transmisión y distribución en caso de falta. Esta función es crucial para poner los circuitos en servicio, transportar energía y poner los circuitos fuera de servicio, ya sea mediante control manual o automático.

Un interruptor en posición cerrado transportará la carga eléctrica, por contra un interruptor abierto interrumpirá las corrientes, para proporcionar aislamiento del circuito. Idealmente, los interruptores cambiarán entre estas posiciones de funcionamiento de forma ocasional, utilizando su capacidad total para interrumpir las condiciones de cortocircuito en raras ocasiones. Las interrupciones por cortocircuito son las más arduas para el interruptor automático debido a las tensiones eléctricas y térmicas que implican la ruptura un arco eléctrico.

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE HEXAFLORURO DE AZUFRE

Los diseños de interruptores de SF₆ fueron fabricados con éxito por primera vez por Westinghouse en 1957. En la década de 1970, la aparatada de alto voltaje con SF₆ era muy popular, con una demanda creciente de gas que llevó a la producción a gran

escala de SF₆ para este propósito. En ese momento, otras industrias estaban identificando otras aplicaciones para el gas SF₆, apoyando la producción a gran escala.

Los diseños iniciales usaban un sistema de doble presión, que fue reemplazado en la década de 1970 por un diseño tipo globo de presión simple. El sistema de doble presión funcionó de manera muy similar al diseño de chorro de aire, modificado para hacer un sistema de circuito cerrado para los gases de escape. Después de apagar el arco, los gases en un depósito de baja presión se filtraban, comprimían y luego almacenaban en el depósito de alta presión para su uso posterior. También se instalaron calentadores para garantizar que el gas no se volviera líquido a bajas temperaturas, lo que inutilizaría el medio como interruptor.

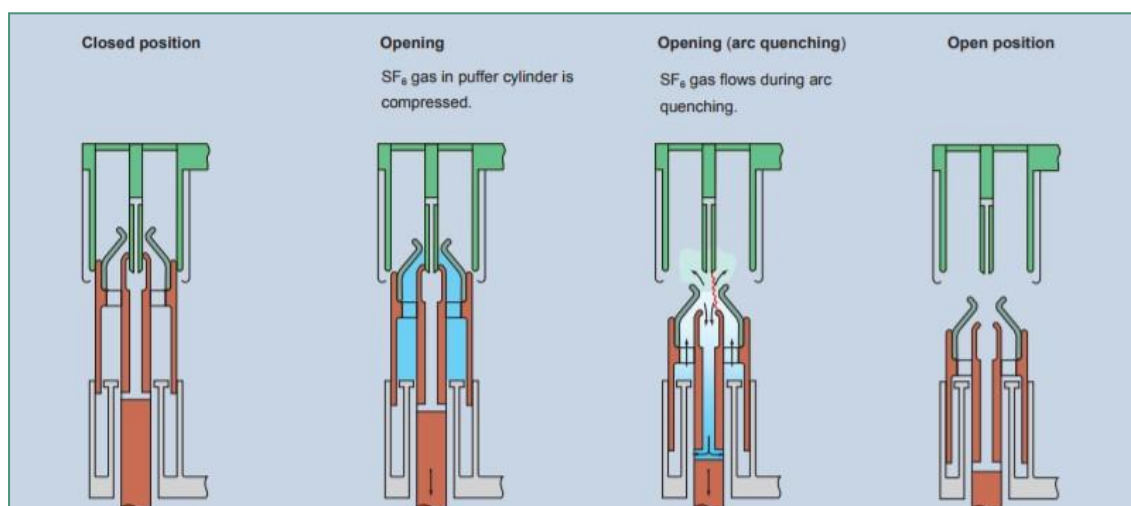


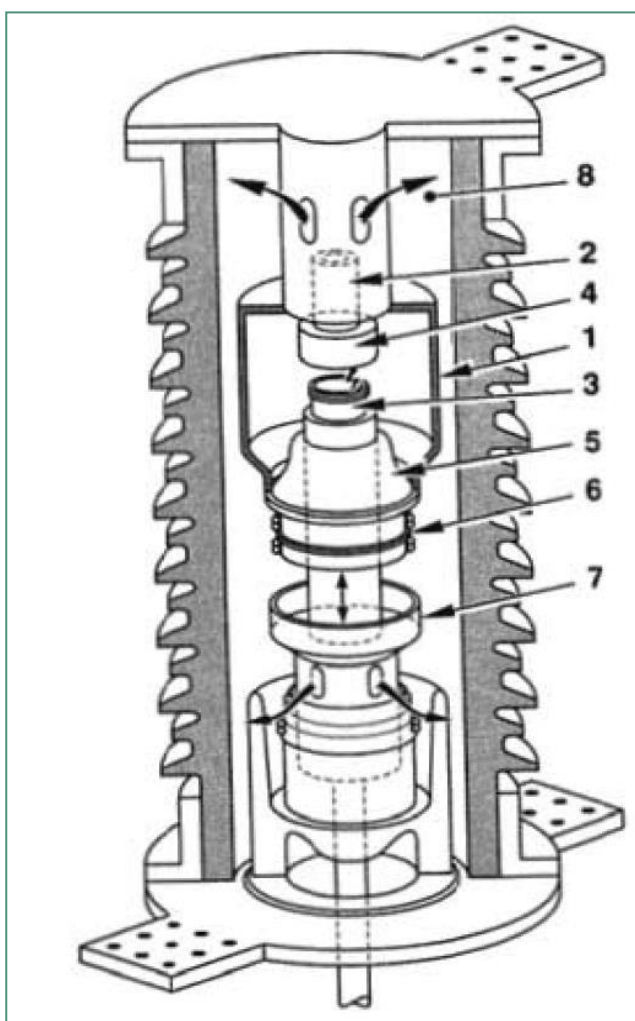
Figura 49. Interruptor tipo soplador de presión única.

Los interruptores de tipo soplador de presión simple aprovecharon el movimiento relativo de los contactos para comprimir el SF₆; el gas presurizado luego se soplab a través del arco. Este concepto se demuestra en la Figura 49, con el flujo de gas soplando axialmente a través del arco. El flujo axial se considera en la literatura como el método más eficiente para apagar el arco a través de la turbulencia creada por el flujo de gas. En relación con el diseño de doble presión, el flujo axial reduce la energía consumida por el dispositivo durante la operación para despejar el arco.

Esta configuración también se conoce como interruptor de tipo 'Self-Blast' ya que la operación se logra sin compresores de gas externos. Sin embargo, existe una distinción entre los interruptores 'Puffer' y 'Self-Blast'. En las configuraciones de tipo soplador, el gas se comprime mecánicamente, mientras que los mecanismos de autoexplosión utilizan el calor generado por el arco para aumentar la presión del gas. En los interruptores automáticos de explosión automática, se dibuja un arco a través de los contactos dentro de la cámara de interrupción y el gas se libera en la presencia del arco cuando el contacto móvil se retira de la cámara de arco.

Algunos diseños mejorados utilizan una asistencia de soplador, para mejorar las capacidades de interrupción, o una bobina magnética, para hacer girar el arco alrededor del gas, lo que proporciona un enfriamiento adicional. Una bobina también mejora la vida útil del contacto del arco al reducir la tasa de erosión mecánica.

La aparamenta de SF₆ normalmente se diseña como un "sistema de presión sellado" para voltajes medios (<52 kV), que están sellados de por vida y, por lo tanto, no se abren durante toda su vida útil. Para tensiones superiores a 52 kV, se utilizan "sistemas de presión cerrados" y se reponen las pérdidas debidas a las fugas y también se abre el equipo durante el mantenimiento periódico.



1. Cilindro de expansión
2. Contacto de arco fijo
3. Contacto de arco móvil
4. Bobina
5. Espaciador aislante
6. Contacto principal fijo
7. Contacto principal móvil
8. Volumen de escape

Figura 50. Esquema del interruptor automático de 'autoexplosión'.

Debido a los mecanismos utilizados en los interruptores automáticos en los equipos de distribución de SF₆, siempre habrá una fuente de fuga de SF₆, independientemente del método de extinción del arco utilizado.

Como ya se ha mencionado, la preocupación en torno a las fugas de SF₆ es el motivo de la regulación actual que estipula que se debe monitorear la aparamenta que

contiene volúmenes significativos de SF₆ y se deben informar de las tasas de fuga. Recientemente, las mejoras en los diseños han supuesto tasas de fuga inferiores al 0,1% por año. Sin embargo, hay unidades más antiguas que todavía están en operación y tienen tasas de fuga más altas.

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE VACÍO

Los interruptores de vacío funcionan de manera diferente del resto de interruptores ya que el arco se difunde, a diferencia del medio circundante que absorbe la energía.

El arco es sostenido por los electrones e iones emitidos por los contactos del interruptor automático como vapor de metal ionizado, por lo tanto, para interrumpir la corriente (a corriente cero) si la emisión de iones y electrones se puede detener lo suficientemente rápido, se eliminan los electrones en el espacio de contacto. Se pueden usar escudos de condensación de vapor de metal para apoyar la eliminación de iones dentro del espacio de contacto.

En esencia, el proceso de interrupción dependerá de evitar que se formen una columna de arco y puntos de electrodos; la superficie del cátodo normalmente tiene muchas microproyecciones en lugar de ser una superficie perfectamente lisa. Cuando los contactos se separan, la corriente se acumulará en estos puntos elevados, ya que son los últimos puntos de contacto entre el cátodo y el ánodo.

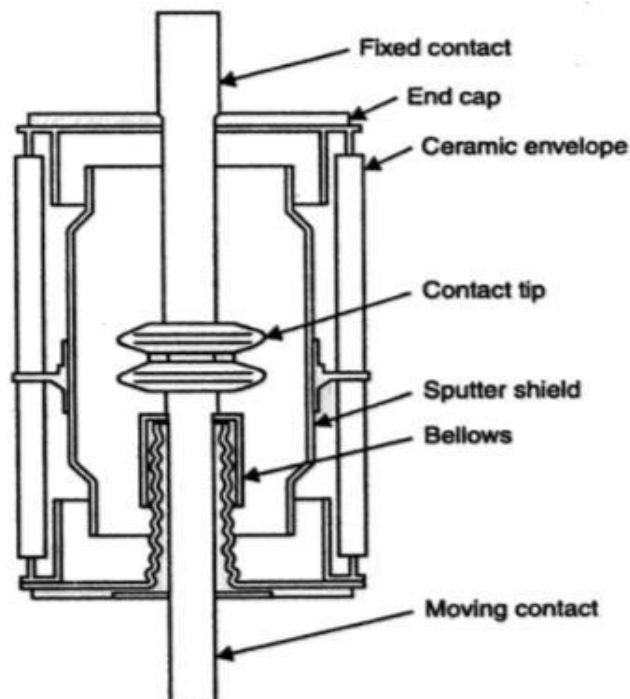


Figura 51. Sección transversal del interruptor automático de vacío.

Los contactos de vacío generalmente están diseñados para manipular el campo magnético de la corriente que fluye a través del contacto o una bobina magnética para soportar la interrupción del arco. Un ejemplo de este diseño es la Figura 51, donde las ranuras y la composición del material están diseñadas para interrumpir el arco de la manera más eficiente posible. Otro componente del diseño es rotar los contactos del ánodo y el cátodo para alargar el arco y permitir que se interrumpa de manera más eficiente.



Figura 52. Ilustración de contacto del disyuntor de vacío.

Las capacidades de los interruptores de vacío dependen del tamaño y el material de los contactos. Los diseños actuales pueden interrumpir para voltajes nominales de hasta aproximadamente 72,5 kV, existiendo nuevos diseños que amplían esto a 145 kV. Debido a la energía significativa requerida para operar los mecanismos de ruptura, extender el rango de operación de voltaje más allá de esto puede requerir sistemas de ruptura múltiple.

Si bien la tecnología de interrupción no proporciona una indicación clara de la diferencia de tamaño físico entre el SF₆ y la aparata de vacío, los requisitos de aislamiento para voltajes más altos y diseños de interrupción múltiple serán significativos y pueden afectar las dimensiones generales de dicha aparata.

2. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS

En este apartado de los cálculos se va a realizar uno de los más importantes en el diseño de cualquier instalación eléctrica: el cálculo de cortocircuitos.

Primero vamos a analizar en qué consiste un cortocircuito. Un cortocircuito es un circuito eléctrico por el que circula una intensidad a lo largo de un camino no deseado sin o con muy baja impedancia eléctrica. Esto da como resultado una corriente excesiva a través del circuito. Lo contrario de un cortocircuito es un "circuito abierto", que equivale a una resistencia infinita entre dos puntos del sistema.

Por lo tanto, un cortocircuito es una conexión anormal entre dos puntos de un circuito eléctrico destinados a estar a diferentes voltajes. Esto da como resultado una corriente eléctrica que puede provocar daños en el circuito tales como sobrecalentamiento, incendio o explosión.

En el análisis de circuitos, un cortocircuito se define como una conexión entre dos puntos, lo cual les obliga a estar a la misma tensión. En un cortocircuito 'ideal', esto significa que no aparece una resistencia y, por lo tanto, no existe caída de tensión en la conexión. En circuitos reales, el resultado es una conexión casi sin resistencia. En tal caso, la corriente resulta limitada solo por la resistencia del resto del circuito.

Todas las subestaciones existentes son susceptibles a la aparición de faltas en alguno de los elementos que las componen, es por ello por lo que el conocimiento de la magnitud de dichas faltas es fundamental para poder despejarlas lo más rápido posible y evitar problemas mayores. Este cálculo es la base para dimensionar muchos elementos, pues es necesario para seleccionar y coordinar los equipos que componen la subestación.

En un sistema normal se pueden dar cuatro tipos de cortocircuitos diferentes:

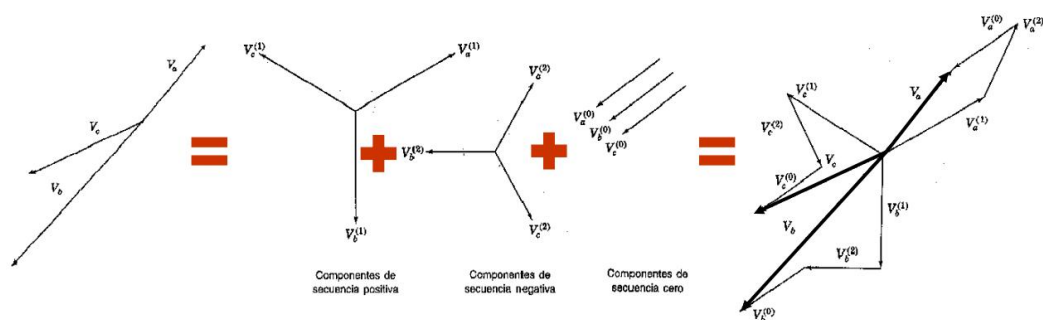
- Falta trifásica. → Falta simétrica.
 - Falta bifásica.
 - Falta bifásica a tierra.
 - Falta monofásica.
- } → Faltas asimétricas.

Las faltas simétricas se pueden analizar mediante el cálculo del monofásico equivalente. Las faltas asimétricas, sin embargo, no son analizables de esa manera y la resolución del sistema desequilibrado requiere cálculos más complejos.

Las faltas monofásicas son las que suceden en el sistema con mayor frecuencia, un 80% de las faltas tienen carácter monofásico mientras que las bifásicas son un 15% y las trifásicas el 5% restante. En este apartado y para este proyecto específico solo se va

a proceder al cálculo de las faltas monofásicas y de las trifásicas, las primeras por ser las más comunes y las segundas por ser las más severas para el sistema.

Para realizar el cálculo se va a utilizar el método de las componentes simétricas, como bien se ha mencionado previamente, salvo para la falta trifásica, una falta de este tipo provocará corrientes y tensiones de carácter asimétrico en la instalación. El método consiste en dividir el sistema desequilibrado por uno equivalente que sea la suma de tres sistemas equilibrados, obteniendo así secuencia directa, inversa y homopolar. Cada circuito equivalente estará compuesto por distintos elementos y variables en función de la secuencia y serán resueltos individualmente.



$$\begin{aligned} Va &= Va_1 + Va_2 + Va_0 = Va_0 + Va_1 + Va_2 \\ Vb &= Vb_1 + Vb_2 + Vb_0 = Va_0 + a^2 \cdot Va_1 + a \cdot Va_2 \\ Vc &= Vc_1 + Vc_2 + Vc_0 = Va_0 + a \cdot Va_1 + a^2 \cdot Va_2 \end{aligned}$$

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

$$\begin{pmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} Va_0 \\ Va_1 \\ Va_2 \end{pmatrix} \iff \begin{pmatrix} Va_0 \\ Va_1 \\ Va_2 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{pmatrix}$$

$$V_{abc} = A \cdot V_{012}$$

$$I_{abc} = A \cdot I_{012}$$

$$V_{012} = A^{-1} \cdot V_{abc}$$

$$I_{012} = A^{-1} \cdot I_{abc}$$

Figura 53. Secuencia directa, inversa y homopolar.

3.FUNCIONES DE PROTECCIÓN

En este apartado se van a definir las funciones de protección más frecuentemente utilizadas en las subestaciones eléctricas. No todas serán utilizadas en la Subestación Verde, pero es importante tener un conocimiento general de todas ellas. Para la normalización de las funciones de protección y equipos que forman parte de la subestación se emplea el documento C 37.2-2008 creado por el IEEE [36]. En dicho documento se establece una nomenclatura para cada función de protección y equipo utilizado en subestaciones eléctricas. A lo largo de este proyecto se opta por seguir dicha nomenclatura y numeración, haciendo así una fácil comprensión del documento y siguiendo unos estándares generalizados.

Las siguientes son las funciones de protección que se utilizarán en este trabajo y están clasificadas según su número ANSI, la cual es la organización que establece las reglas para el comercio y la comunicación en los Estados Unidos [37,38]

3.1. PROTECCIÓN DE SOBREENTENSIDAD 50/51

La protección contra las intensidades elevadas fue el primer sistema de protección en desarrollarse. Cuando se supera la corriente designada a través del conductor se provoca un sobrecalentamiento, lo cual puede ser peligroso, es ahí cuando actúa esta protección.

Las sobreintensidades se pueden dividir en dos partes: sobrecargas y cortocircuitos.

- Las sobrecargas se producen cuando se supera el valor de la corriente nominal como consecuencia de la demanda de carga. Esto significa que este tipo de sobreintensidad está limitado por la demanda, por lo que no suele ser de gran magnitud.
- Los cortocircuitos se producen cuando existe una conexión directa o una baja impedancia entre una fase y tierra. Dado que la corriente está limitada solo por esta impedancia, se generan corrientes muy elevadas.

Cabe diferenciar la protección de sobreintensidad de la protección de sobrecarga. En la primera su función es despejar las corrientes de falta provocadas por los cortocircuitos. Mientras que las protecciones de sobrecarga se aseguran de que no se produce la sobrecarga térmica del equipo que produciría una reducción de su vida útil por envejecimiento prematuro de los aislamientos. En la actualidad, las protecciones de sobreintensidad también tienen cierto grado de protección contra sobrecarga.

Existen dos tipos de protecciones de sobreintensidad: relé y fusible.

El método más simple para prevenir sobreintensidades son los fusibles; cuando pasa demasiada corriente, el cable interior se funde, cortando la corriente. El problema con estos es que solo pueden usarse una vez y luego deben cambiarse. La forma más común de limitar sobreintensidades en las subestaciones son los relés de sobreintensidades, que activan interruptores automáticos; cuando la intensidad en la zona de protección asignada supere un nivel de ajuste previamente seleccionado en la unidad operará.

Dependiendo de que la actuación de la función se haga o no en función del tiempo se tienen las siguientes unidades básicas de sobreintensidad:

- Unidad instantánea 50: Para esta unidad de protección la actuación ocurre sin demora intencionada.
- Unidad de tiempo diferido 51: En estas unidades la actuación se hace con una demora intencionada y pueden ser de tres tipos:
 - De tiempo fijo: El tiempo es siempre el mismo, independientemente del valor de la corriente monitorizada.
 - De tiempo inverso: El tiempo sigue una relación inversa con la intensidad monitorizada, a mayor corriente menor tiempo de operación.
 - Programable: Las unidades de sobreintensidad de tecnología numérica permiten al usuario programar la curva de actuación de la unidad según sus necesidades de protección.

Estas funciones de protección están definidas mediante unas curvas de protección de sobreintensidad. Estas curvas están normalizadas según la norma IEC 60255, donde se muestran las curvas características además de las fórmulas por las que se rigen dichas curvas y como calcularlas.

En la siguiente imagen se han definido tanto las curvas para un TMS de 1 como las fórmulas utilizadas:

Relay Characteristic	Equation (IEC 60255)
Standard Inverse (SI)	$t = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1}$
Very Inverse (VI)	$t = TMS \times \frac{13.5}{I_r - 1}$
Extremely Inverse (EI)	$t = TMS \times \frac{80}{I_r^2 - 1}$
Long time standard earth fault	$t = TMS \times \frac{120}{I_r - 1}$

(a): Relay characteristics to IEC 60255

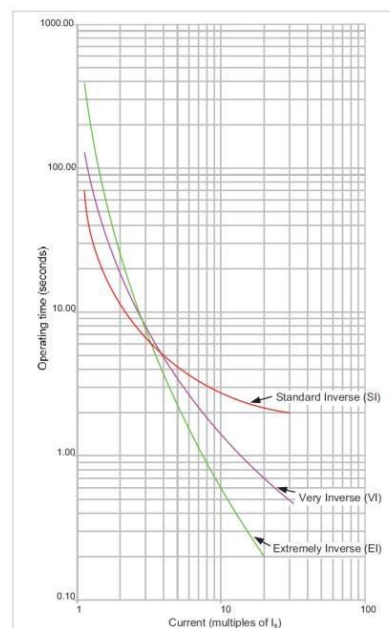


Figura 54. Curvas IEC para relés de protección.

Se puede dar el caso de que el sistema tenga un neutro conectado a tierra y que se quiera proteger esa parte mediante este tipo de protecciones. Para esos casos especiales existen las unidades 51N y 51NS.

Se suelen utilizar en redes radiales de distribución cuando el neutro va a tierra tanto de manera rígida como mediante reactancia o resistencia. Si se produce una falta de alta impedancia, por un contacto con ramas o por una caída del conductor sobre suelo (resistivo), la corriente de falta es inferior a la corriente de fase, en valores muy pequeños. Las unidades de neutro no tienen sensibilidad por lo que se mantiene la falta y se generan riesgos para las personas.

Para una mejor y correcta coordinación de protecciones y obtener la deseada selectividad es necesario conocer también el sentido de la corriente, logrando así que actúen únicamente las protecciones necesarias y el resto del sistema pueda seguir en funcionamiento.

3.2. PROTECCION DIRECCIONAL 67

Cuando la corriente de falta puede circular en ambas direcciones en la zona cubierta por un relé, hay que procurar que la respuesta del relé dependa del sentido de la intensidad, de forma que pueda permitir mantener la selectividad entre las protecciones. Por lo tanto, la protección 67 no solo protege contra las sobrecorrientes, sino que también tiene en cuenta la dirección de la corriente.

La unidad direccional actúa bajo unas determinadas condiciones del ángulo que forma, por una parte, con una intensidad (denominada magnitud de operación) y por otra, con una tensión o intensidad de referencia (denominada magnitud de polarización).

La aplicación directa de una intensidad, o bien de una tensión, al circuito de polarización hace que por él circule una intensidad. En las unidades electromecánicas, la aplicación de las dos intensidades genera un par sobre el disco o copa de inducción, de tal manera que si es positivo se dice que “la unidad ve”.

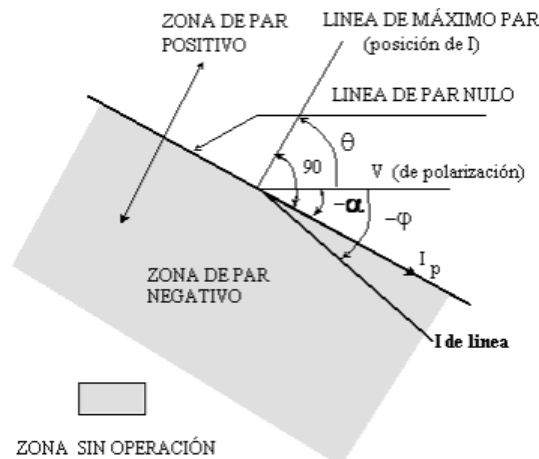


Figura 55. Protección direccional 67.

Para que la unidad direccional detecte la dirección de la corriente, es necesario polarizarla, es decir, alimentarla con una magnitud de referencia. Esta magnitud no debe anularse en las situaciones de falta, con el fin de evitar la pérdida de la magnitud de polarización. Aun cuando cambie el sentido del flujo de la corriente, la dirección de la magnitud de polarización seleccionada debe permanecer invariable.

Dependiendo del tipo de falta la forma de polarizar la unidad direccional es diferente. Así, se tienen dos unidades: una direccional de fase para faltas entre fases y otra direccional de tierra para faltas a tierra.

Como ocurría con las protecciones de sobreintensidad, la protección direccional también se utilizará para las faltas a tierra en redes con neutro aislado, siendo su nombre normalizado el 67N. Mediante esta protección se tiene un sistema selectivo de protección de faltas a tierra para redes de neutro aislado que solo desconecta la fase en falta.

3.3. FUNCIÓN DE REENGANCHE 79

El reenganchador es una función de control utilizada para cerrar de nuevo un interruptor que ha despejado una falta. Es una práctica extendida en redes aéreas de transporte y distribución.

La utilización de éstos supone una mejora de calidad y seguridad, disminuyendo el tiempo de interrupción y manteniendo la estabilidad del sistema.

En sistemas de transporte es importante la capacidad de mantener la estabilidad, la cual depende de la magnitud y duración de la perturbación. Gracias a esta función se reduce el tiempo que se mantiene la perturbación y se reconecta la línea de forma que se mejora el intercambio de potencia sincronizante entre generadores. Para evitar que se agrave el problema de estabilidad la manera de proceder es la siguiente: hacer un único reenganche rápido y si se mantiene la falta, bloquear el interruptor.

En sistemas de distribución, en cambio, cobra importante mejorar la calidad de suministro, y es ahí donde reenganchar la línea automáticamente tras la desconexión por falta cobra importancia. La manera de proceder es la siguiente: hacer un reenganche rápido por si la falta es fugitiva o hacer varios temporizados por si la falta fuese semipermanente.

3.4. PROTECCIÓN DE DISTANCIA 21

La protección de distancia basa su funcionamiento en la medida de la impedancia. Esta protección se utiliza en líneas de transporte y detecta hasta qué punto se ha producido la avería utilizando para ello la relación entre tensión y corriente, la impedancia. Cuanto más lejos esté el error, mayor será la impedancia. Esto permite dividir la línea de transporte en varias áreas y el relé solo reaccionará ante faltas internas en esas áreas.

En principio se trata de un método de protección inherentemente selectivo. El criterio de disparo define la actuación del relé, sin embargo, esta depende del valor de la impedancia de tarado, la cual a su vez depende del criterio de ajuste seguido.

En realidad, la protección de distancia no es inherentemente selectiva debido a que las líneas tienen alimentación por ambos extremos, por lo que la corriente que ve el relé no es toda la corriente de falta. Además, las faltas con impedancia modifican el alcance de la protección, ya que influyen en la impedancia medida. Están influidas por la impedancia de la fuente, un valor elevado de la impedancia de fuente respecto a la de la línea reduce el alcance de la protección.

Los relés de distancia pueden sufrir una serie de dificultades en su aplicación. Con los últimos diseños numéricos muchas de ellas se han superado, de todas formas, es conveniente conocerlas, a fin de diagnosticar los posibles problemas [31].

La protección de distancia no se puede ajustar para cubrir el 100% de la línea, ya que se producirían disparos para faltas fuera de la línea por errores de diversos tipos. Como es necesario proteger el 100% de la línea, el esquema básico utilizado es la protección de distancia escalonada por zonas, la cual consiste en 3 unidades de distancia con alcances crecientes, siendo la primera unidad instantánea y las otras dos temporizadas.

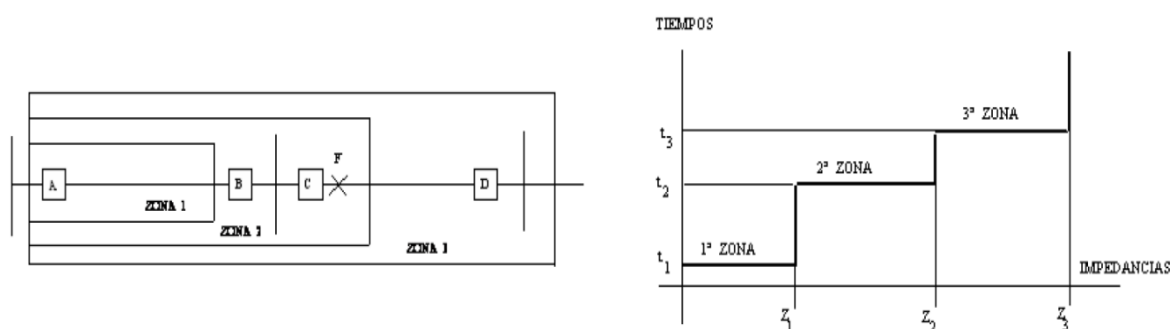


Figura 56. Zonas de funcionamiento de relés de distancia [31].

- **Ajuste zona 1:** Para evitar problemas de sobrealcance por errores, la primera zona se ajusta entre el 80 y 90% de la impedancia de la línea. Disparo instantáneo.
- **Ajuste zona 2:** Debe cubrir con seguridad la totalidad de la línea, se ajusta al 120% de la impedancia. Disparo temporizado para asegurar la coordinación con la unidad de zona 1.
- **Ajuste zona 3:** Proporciona protección de apoyo remoto para faltas en todas las líneas adyacentes, por lo que se ajusta al 100% de la impedancia de la línea más el 120% de la impedancia de la línea adyacente más larga. Coordina con las unidades de zonas 1 y 2.

Los relés numéricos de distancia tienen la posibilidad de habilitar zonas adicionales para implementar funciones de protección extra. Existe una zona 4 mirando hacia atrás, con un ajuste al 25% de la zona 1, para dar apoyo a falta en barra.

La curva característica de un relé de distancia representa el conjunto de valores para los cuales el relé operará o no operará. Para ello se utiliza la representación en el espacio R/X.

Existen diferentes tipos de curvas características, muchas de las cuales provienen de la tecnología electromecánica. Hoy en día, los relés de distancia numéricos emulan dichas curvas, además de contar con otras no disponibles por los antiguos relés electromecánicos.

Es aquí donde se van a definir especialmente dos tipos de características:

- **Característica de admitancia o Mho:** Está basada en un círculo que pasa por el origen del gráfico R/X cuyo diámetro es igual a la impedancia de ajuste y que se

encuentra desplazado un ángulo φ . La característica es direccional porque el relé se encuentra polarizado por tensión. En la Figura 57 se muestra la curva característica tipo de admitancia. Si la impedancia detectada queda dentro de la circunferencia definida, la falta se encuentra en la línea a proteger y la protección deberá actuar. Para coordinar diferentes de estos elementos se utilizan circunferencias de diámetro cada vez mayor según la zona de protección y se desplaza la curva para obtener una mayor protección.

- **Característica cuadrilateral:** Es una característica poligonal con dos ajustes independientes, la impedancia de alcance y el alcance resistivo. Es una característica direccional con una buena cobertura resistiva, por lo que es de las más utilizadas hoy en día, junto con la M_{ho} , en los relés numéricos de distancia. Para coordinar diferentes de estos elementos, el procedimiento es muy similar al usado en la M_{ho} , pudiendo escalonarse para conseguir protección en la zona deseada.

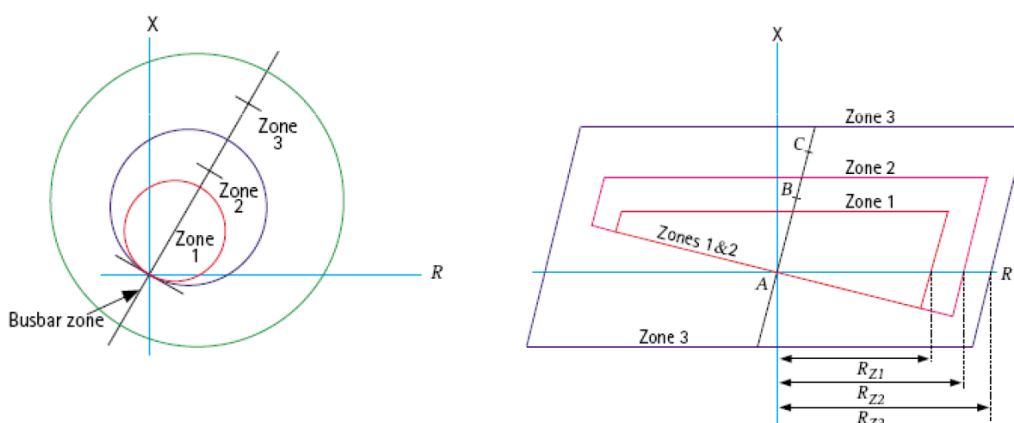


Figura 57. Zonas de funcionamiento de relés de distancia.

3.5. PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87

La protección diferencial es un tipo de protección que actúa por la suma vectorial de las corrientes que entran por los extremos del elemento a proteger. En subestaciones esto se usa principalmente en transformadores; también se utiliza en barras, máquinas rotativas, etc. Su funcionamiento se basa en la primera ley de Kirchhoff: la suma de todas las corrientes que entran en un nudo debe ser cero. Si no, hay un error en el elemento protegido. Por el contrario, si hay defecto, pero la suma de las corrientes es cero, el defecto estará en el exterior del elemento protegido.

Esto es especialmente útil en transformadores: es posible que, en algún momento, el uso del cable resulte en un contacto innecesario entre los cables. En estos elementos se debe tener en cuenta la relación de transformación. Además, hay algunos factores

que pueden causar diferencias de corriente, y para que las protecciones funcionen correctamente, deben tenerse en cuenta. Estos son, por ejemplo, la corriente de magnetización, o las grandes corrientes que se generan cuando se conecta el transformador.

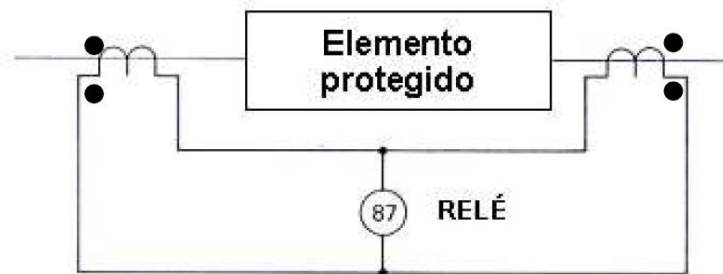


Figura 58. Protección diferencial.

Aunque es una protección inherentemente selectiva, en su aplicación práctica se presentan tres casos diferentes: falta interna, falta externa sin saturación, falta externa con saturación.

En faltas internas la suma de las corrientes de falta circulara por el lazo diferencial. En caso de falta externa sin saturación, la suma de las corrientes de falta es nula, por el lazo diferencial no circula corriente. Si el TI de uno de los extremos se satura, la suma de las corrientes de falta ya no será nula, sino que por el lazo diferencial circulará aproximadamente la corriente de falta, en cuyo caso sería necesario inmunizar la protección para evitar falsos disparos.

Dependiendo del método seguido existen dos tipos básicos de protecciones diferenciales, de alta y baja impedancia.

Existen ciertos requerimientos para tener en cuenta a la hora de implementar la protección diferencial. Por un lado, existen diferentes intensidades a ambos lados del transformador. Como los TI tienen relaciones de transformación normalizadas, las intensidades en ambos extremos no son iguales en modulo, además, el grupo de conexión del transformador introduce un desfase entre intensidades que se mantiene en los secundarios.

Por otro lado, se debe tener en cuenta la relación de transformación y el tipo de conexiones realizadas. En transformadores YNd, una falta a tierra en el lado estrella provoca una circulación de corriente homopolar, mientras que en el lado del triángulo no. El diferencial estaría recorrido por la corriente de falta por lo que provocaría un disparo erróneo. Es por ello por lo que existe la necesidad de utilizar un filtro homopolar.

Se debe determinar en qué situaciones actuar y en cuales no, y para eso, se utiliza un gráfico donde se comparan intensidad diferencial y de frenado. Es una característica porcentual adaptativa donde el valor de la pendiente depende de que la falta sea interna o externa. Así, en la curva característica, si trabaja encima de la curva disparará.

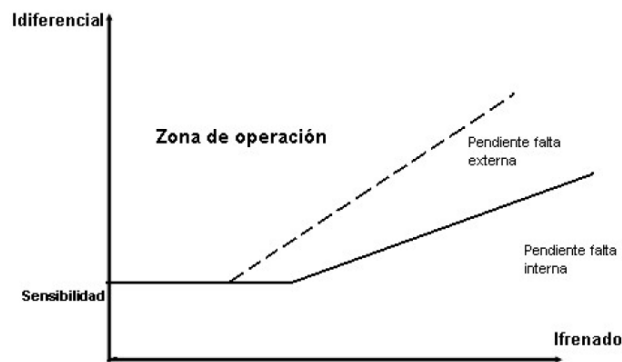


Figura 59. Zonas de operación.

3.6. VARIACIONES DE TENSIÓN 27/59

Los relés de tensión se utilizan para proteger los equipos contra variaciones de tensión provocadas por despejes de faltas con reenganche y por fallos en los equipos de regulación de tensión del sistema.

Para la protección contra sobretensiones se utiliza la protección 59, que se trata de relés de máxima tensión. Normalmente utilizados cuando ocurren subidas de tensión de poca magnitud, pero prolongadas en el tiempo, principalmente provocadas por fallos de los equipos de regulación y por maniobras fallidas de reposición de red.

Los relés de máxima tensión actúan cuando la tensión supera un valor de ajuste. La actuación puede ser instantánea y temporizada. Igual que para las unidades de intensidad existe una histéresis en el ciclo de reposición con valores entre el 95 y el 99% del valor de ajuste.

Si lo que se busca es protección contra subtensiones se utilizan relés de mínima tensión (27). Estas bajadas de tensión pueden ser desde unos pocos milisegundos hasta varios segundos y son provocadas por despeje y reenganche de faltas, fallos de equipos de regulación, etc.

Los relés de mínima tensión actúan cuando la tensión baja de un valor de ajuste. Para estos la actuación también puede ser tanto instantánea como temporizada. Existe una histéresis en el ciclo de reposición cuyos valores oscilan entre el 105 y el 101% del valor de ajuste.

3.7. VARIACIONES DE FRECUENCIA 81 m/M

Cuando en un sistema eléctrico se rompe el equilibrio de potencia activa se produce una variación de frecuencia, si hay más generación que demanda la frecuencia aumenta y si hay más demanda que generación la frecuencia disminuye. El sistema y sus elementos están diseñados para funcionar en 50 Hz, por lo tanto, las sobrefrecuencias y las subfrecuencias son un problema.

Un relé de sobrefrecuencia (81M) actúa cuando la frecuencia supera el valor de un ajuste durante un tiempo prefijado (se utilizan unidades de tiempo fijo). Este tipo de relés se utilizan en la desconexión de grupos de generación, desconexión de motores y reconexión de cargas en sistemas automáticos de reposición del servicio.

Un relé de subfrecuencia (81m) actúa cuando la frecuencia cae por debajo del valor de ajuste durante un tiempo prefijado (se utilizan unidades de tiempo fijo). Sus aplicaciones principales son la desconexión de líneas de salida de subestaciones para deslastrar carga y la desconexión de motores.

Cuando en un sistema eléctrico se produce una caída de frecuencia por pérdida de generación los grupos de generación térmica se desconectan para proteger la turbina frente a vibraciones en los álabes que provocan roturas por fatiga. Esto provoca la pérdida de más generación lo que lleva a una mayor caída de la frecuencia con el consiguiente colapso del sistema (apagón).

Para evitar el colapso, es necesario proceder a un deslastre rápido de la carga (por encima de los tiempos de ajuste de las protecciones de frecuencia de los grupos térmicos) abriendo interruptores de líneas mediante la actuación de los relés de mínima frecuencia.

El colapso de frecuencia es un fenómeno que afecta a todo el sistema por lo que los ajustes de los relés de frecuencia deben estar establecidos por el operador del sistema.

4.CONTROL Y COMUNICACIONES

Desde un punto de vista funcional, en una subestación se pueden encontrar cuatro tipos de funciones diferentes: protección, medida, control y comunicaciones.

Varias de ellas ya han sido abordadas previamente en este documento. Las funciones de control son implementadas en dispositivos independientes o multifunción para el mando de los equipos de posición de la subestación, adquisición de datos, generación de informes, etc. Las funciones de comunicación sirven para comunicar entre si los distintos equipos de la subestación y ésta a su vez con los centros de control de la compañía.

La tendencia actual dirige todo el sistema eléctrico hacia la integración de funciones de protección, control y medida, haciendo dicha integración soportada por una red de comunicaciones.

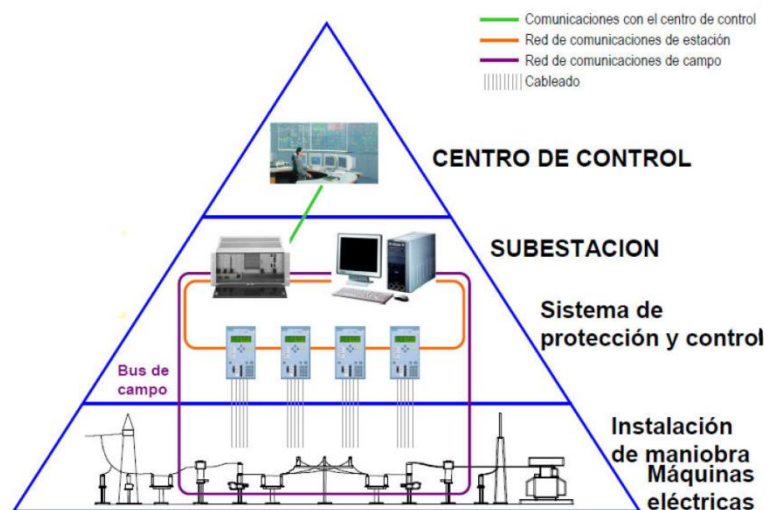


Figura 60. Jerarquía del control y comunicaciones.

4.1. CONTROL

Las funciones de control en las subestaciones son de suma importancia hoy en día, cuando las redes están en constante evolución. El concepto de control de una subestación incluye tanto las operaciones de mando sobre los equipos de la subestación como las operaciones de adquisición de datos para la supervisión de la red, el mantenimiento, la generación de alarmas, informes, etc.

El sistema de control de una subestación requiere disponer por lo menos de las siguientes características:

- Control de todos los equipos eléctricos de la subestación desde un punto central.
- Monitorización de todos los equipos de la subestación desde un punto central.
- Interfase con el despacho (telecontrol, SCADA, ingeniería de protecciones...).
- Control local del equipo de una posición.
- Monitorización local del equipo de una posición.
- Gestión de la base de datos del sistema.
- Gestión de la energía

Para cumplir dichos requisitos el sistema de control realiza funciones tales como: informes, mando, enclavamientos y automatismos.

4.1.1. ELEMENTOS SISTEMA DE CONTROL

A lo largo de este apartado se va a proceder a la definición de los elementos principales que componen el sistema de control de una subestación.

Los Sistemas de Automatización de Subestaciones o SAS son sistemas integrados de control y protección de subestaciones que consisten en dispositivos inteligentes interconectados (IED). A través de la red de comunicación, los IED intercambian información de protección, medición y control. Estos permiten automatizar y monitorear la subestación.

- **IEDs:** Los dispositivos electrónicos inteligentes o IEDs son controladores multifunción con microprocesadores que sirven como protección eléctrica. Entre otras cosas, protegen transformadores, interruptores automáticos y baterías de condensadores en subestaciones. Los IED más comunes son los relés de protección digital. Estos reciben información de los sensores y pueden enviar comandos de control, como los que pueden activar interruptores, si el sensor detecta un voltaje, corriente o frecuencia anormales. Además de los relés de protección digital, existen varios tipos de IED; como indicadores, interfaces para relés antiguos, etc.
- **Controlador de posición (UCP):** incluye todo el software que necesita una posición para operar. Se encarga del control de posición y de la recopilación de información: medidas, estado de los artículos, estado de los IED, etc. También dispone de suficientes conexiones de entrada y salida para conectar todos los dispositivos necesarios, tanto digitales como analógicos. En algunos casos, un único IED multifunción en posición cumple esta función.
- **RTU:** La Unidad Terminal Remota o RTU (Remote Terminal Unit) se encarga de acumular los datos analógicos y digitales de la subestación y enviarlos al centro

de control remoto en el formato correcto. La RTU está ubicada en la misma subestación.

- **HMI:** La interfaz hombre-máquina o HMI (Human Machine Interface) es la principal interfaz de usuario, normalmente un ordenador. El dispositivo puede ser fijo, o puede ser posible conectar un ordenador portátil a subestaciones automáticas.
- **Unidad central de subestación (UCS):** es la unidad que controla toda la subestación. También asume a menudo la función de una HMI, generalmente una computadora industrial. En el pasado, el RTU estaba a cargo del control y la HMI estaba en otro dispositivo independiente. Actualmente, la RTU y la HMI combinan las unidades centrales de la subestación.
- **Buses de comunicación:** son los cables que conectan los dispositivos de la subestación entre sí. Pueden ser de muchos tipos, incluidos RS-232 o Ethernet. Últimamente ha habido una tendencia a utilizar fibra óptica, que no se ve afectada por el ruido electromagnético de la subestación, a diferencia de las conexiones de cobre.
- **Conexión al sistema SCADA remoto:** Sistema que se comunica con el sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), el centro de control remoto. Puede ser un dispositivo que realice esta función, o sea parte de las tareas de una HMI o un IED.

4.1.2. TOPOLOGÍA

Como se ha mencionado en el apartado anterior, los dispositivos inteligentes SAS se conectan a una red de comunicaciones. Estas redes pueden tener dos topologías de conexión: centralizada o distribuida. Cuando se empezaron a desarrollar los sistemas de automatización, todos se trataban de sistemas centralizados debido a las limitaciones que imponía la tecnología.

Actualmente también se utiliza la topología distribuida, en la que los IED se conectan a procesadores locales. Además, todos los procesadores locales están conectados a una interfaz hombre-máquina; y también se puede conectar a un SCADA local o remoto para el control general de la red.

Profundizaremos en los tipos de arquitectura según las siguientes topologías de conexión:

- **Arquitectura centralizada: HMI y RTU.**

En arquitecturas centralizadas habilitadas para HMI, la computadora con la propia interfaz hombre-máquina tiene un software de control y automatización, y tiene una conexión directa con el IED. La conexión a SCADA también está en el mismo

ordenador; en algunos casos, sin embargo, es posible estar en otro dispositivo independiente para permitir más energía al procesador HMI del ordenador, especialmente si el protocolo de comunicación con SCADA no es estándar.

Este tipo de arquitectura no requiere controladores de posición, ya que el software de control de posición de la subestación es parte del ordenador HMI.

Con esta topología, si se necesita una gran cantidad de IED, se requiere un ordenador HMI poderoso. Debido al costo de usar un ordenador ordinario en las subestaciones de esta topología, la cantidad de IED será limitada. Además, toda la subestación informática ya que depende de uno, este solo será un control manual en caso de un fallo en la operación de la subestación.

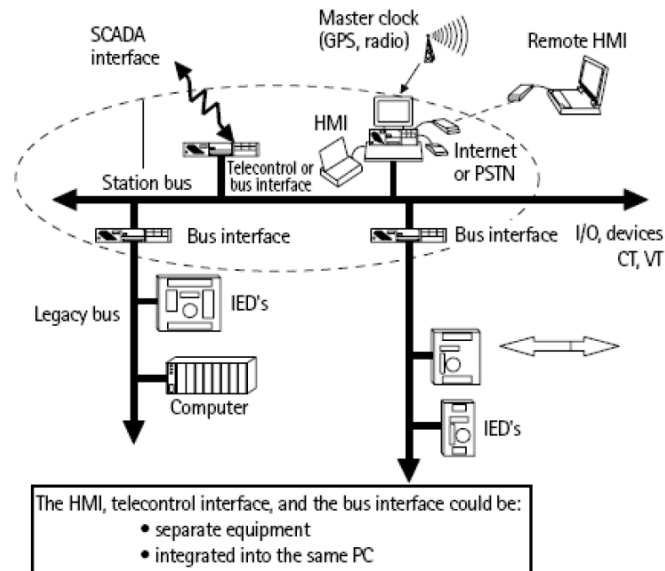


Figura 61. Arquitectura HMI.

La arquitectura RTU centralizada es una mejora con respecto a HMI. Las subestaciones con esta topología tienen una interfaz de usuario distribuida y un software de control. De hecho, este último es parte de una RTU, lo que significa que el ordenador HMI puede tener una capacidad menor. De hecho, en los casos en que la subestación sea automática, la HMI puede ser un ordenador portátil personal.

Al igual que en el caso anterior, en este caso tampoco se requiere el controlador de posición, ya que el software de control de posición de la subestación es RTU.

Por otro lado, es posible conectar más dispositivos en esta arquitectura que en el caso anterior, sin ninguna limitación teórica. Puede haber muchas posiciones en este tipo de subestación. Por tanto, esta ha sido tradicionalmente la topología de control de las grandes subestaciones.

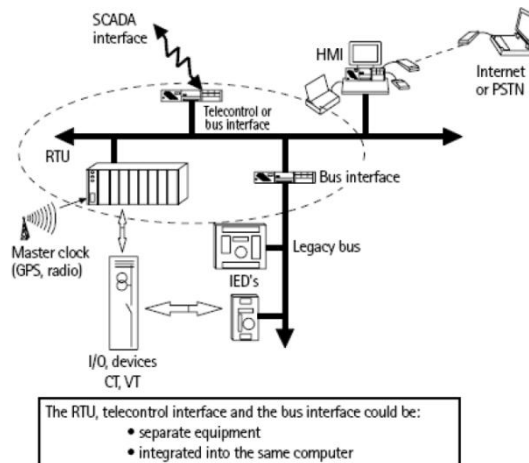


Figura 62. Arquitectura RTU centralizada.

- **Arquitectura distribuida.**

Por otro lado, está la arquitectura distribuida. En esta arquitectura, cada posición de la subestación está controlada por un controlador de la posición. Estos están conectados entre sí y con la computadora central de la subestación a través del bus de comunicación. Este ordenador central puede asumir la función de HMI en algunos casos, pero no es necesario porque la interfaz hombre-máquina puede estar en otro ordenador. Tales subestaciones pueden ser de cualquier tamaño.

La conexión entre los controladores de las posiciones puede ser de varios tipos. La más simple de ellas es la conexión en estrella, en la que todos los controladores de posición están conectados al ordenador central. Es el más económico de todos, pero tiene dos inconvenientes: por un lado, si rompes un enlace, pierdes el control remoto de tu controlador de la posición. Por otro lado, el límite de conexión de la central determinará el número de posiciones que puede tener la subestación.

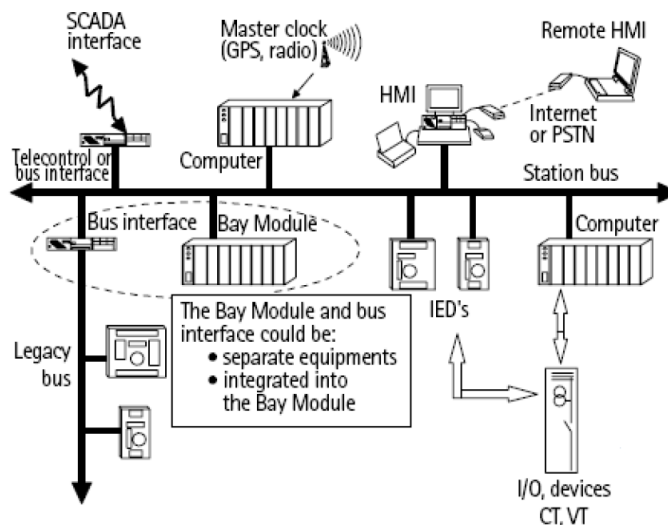


Figura 63. Arquitectura distribuida.

Otra topología ampliamente utilizada es la conexión en anillo. En este tipo de conexión, cada dispositivo se conecta a otros dos dispositivos, formando un anillo. De esta manera, cada dispositivo puede comunicarse con todos los demás en la red. En este caso, en caso de fallo de conexión, todos los dispositivos pueden permanecer conectados a la red comunicándose entre sí. Si hay demasiados dispositivos en un anillo, es posible formar varios anillos, siendo el enlace entre ellos la HMI. Esto soluciona los problemas con las conexiones en estrella. La desventaja es que esta topología tiene un coste más alto. Por lo tanto, solo se usa cuando el sistema necesita una fiabilidad muy alta.

4.2. COMUNICACIONES

La comunicación dentro de una subestación hace referencia a la capacidad de los distintos elementos que la componen para transmitir información entre ellos y, a su vez, con los centros de control remotos.

La comunicación es un aspecto básico de las subestaciones y abarca una gran cantidad de situaciones diferentes, necesitando resolver cada una de manera adecuada. Dentro de una subestación existen diferentes necesidades de comunicación entre equipos. Por un lado, está la teleprotección, que comprende la comunicación entre protecciones remotas, por otro lado, está la comunicación digital, esta aúna la comunicación entre equipos (local y remota) y el telecontrol (comunicación entre UCS y el Despacho).

En los siguientes apartados se va a realizar un análisis más profundo en las distintas posibilidades de comunicación.

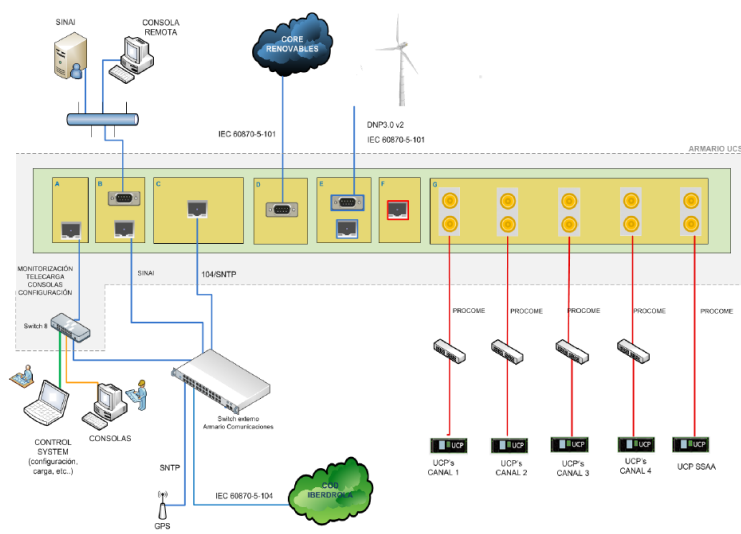


Figura 64. Sistema de comunicación.

4.2.1. TELEPROTECCIÓN

La teleprotección es un tipo específico de comunicación aplicado a los esquemas de protección unitaria de líneas (diferencial es línea, distancia con comunicación...) y teledisparo de interruptores remotos (fallo de interruptor).

Tradicionalmente se han empleado tres canales de comunicación principales: hilo piloto, onda portadora y radio.

El hilo piloto realiza la transmisión de señales a la frecuencia de voz mediante un cable continuo (pilot wire) o discontinuo (pilot channel) con transformadores de aislamiento o repetidores. Pueden ser privados (compañía eléctrica) o alquilados (compañía telecomunicaciones). Utilizados principalmente en distancias medias, alrededor de 100km.

La onda portadora, ha sido utilizada para transmisión de señales de alta frecuencia a través de los conductores de potencia de las líneas aéreas. Utilizados principalmente en distancias largas, distancias mayores a los 100km.

La radio se encarga de la transmisión de señales de muy alta frecuencia a través del aire, normalmente está integrado con el telecontrol y raramente se usa solo para protección.

Hoy en día, existe un canal de comunicación que ha ganado preferencia por encima de los demás y es la fibra óptica. Este elemento se usa para la transmisión de señales a través de un cable de fibra óptica normalmente integrado en el conductor de tierra de las líneas aéreas (OPGW).

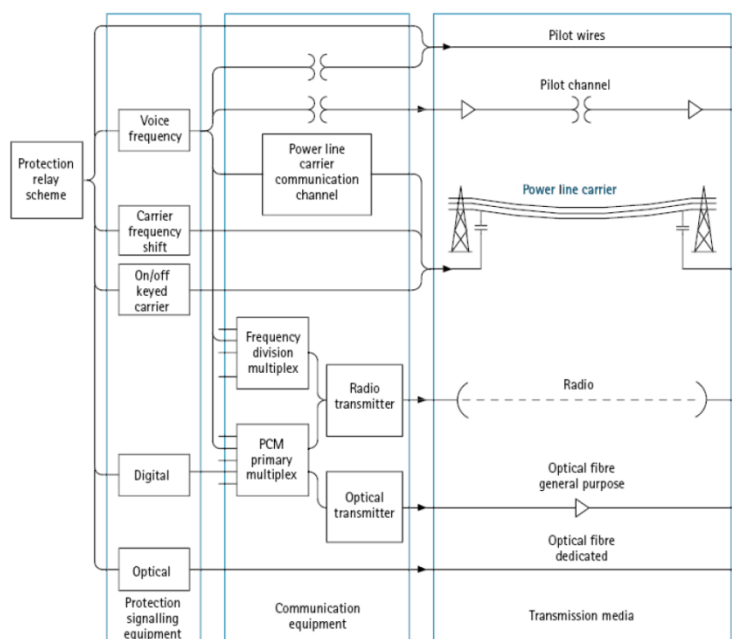


Figura 65. Sistema de teleprotección.

4.2.2. COMUNICACIÓN DIGITAL

La comunicación digital es la comunicación interna entre los equipos inteligentes del sistema, ya sea dentro de la subestación o con el despacho.

La comunicación digital entre dispositivos hardware se divide en tres elementos:

- Protocolo: consiste en el hardware y los niveles de señal.
- Formato: consiste en el control del flujo de datos.
- Lenguaje: Consiste en la estructura del flujo de datos.

El protocolo de comunicación y el formato están enlazados, ya que el número de conductores necesario depende del formato utilizado. Los formatos básicos de comunicación son la comunicación en serie y en paralelo.

OSI es un modelo descriptivo desarrollado por la Organización Internacional de Normalización (ISO) para facilitar la comunicación entre dispositivos. El modelo OSI estandariza las funciones de comunicación del sistema sin incorporar su tecnología y estructura interna. El modelo define siete capas y cada capa funciona solo con la parte superior e inferior. Cada capa define cómo se maneja la información en cada etapa de la transmisión de datos.

- **Nivel 1: capa física**

Es la capa de conexiones físicas. Esta capa define los medios utilizados para enviar los datos (cables, conexión inalámbrica, fibra óptica...) así como los tipos de conectores. También puede definir niveles de voltaje y corriente, o características ópticas, dependiendo del medio.

Un medio común, especialmente para conexiones Ethernet, es un cable de par trenzado con conectores tipo RJ45 en los extremos. Si este cable se puede proteger con un blindaje de aluminio contra la radiación electromagnética. Las pantallas desprotegidas se denominan UTP; mientras están protegidos, pueden caer en STP y varias categorías, dependiendo de su protección adicional. Los cables tipo STP se utilizan a menudo en subestaciones debido a los entornos de alta radiación electromagnética. La fibra óptica también se está volviendo más común, ya que no se ve afectada por el ruido electromagnético.

- **Nivel 2: capa de unión**

En esta capa, se definen los paquetes de datos agrupados de la capa física y se marcan el inicio y el final de los mensajes. Los estándares utilizados en esta capa deben garantizar que estas marcas no se consideren datos, así como buscar cualquier error en los paquetes.

El protocolo habitual utilizado en este nivel es Ethernet. Este protocolo agrega direcciones de dispositivos y otros datos a los paquetes provenientes de la capa de red.

- **Nivel 3: capa de red**

El propósito de esto es obtener datos a través de la red desde el origen hasta el destino. No siempre existe una conexión directa entre los dos dispositivos, por lo que los paquetes de datos se enrutan a este nivel a través de las direcciones de red y subred de los dispositivos.

Un protocolo común en esta capa es IP. Esto agrega a los conjuntos de datos las direcciones de origen y destino, así como otra información para ayudarlos a llegar a su destino correctamente. Un ejemplo de un dispositivo que funciona a este nivel es el enrutador.

- **Nivel 4: capa de transporte**

Esta capa no es responsable de la transmisión de datos, pero trabaja para la fuente y el destino. Este es responsable de la recepción ordenada de paquetes de datos y la pérdida de información, entre otras cosas. Algunos protocolos son muy simples y recibirán datos de la red tal cual; otros, en cambio, son complejos y se encargarán de clasificar los paquetes, comprobar que no hay errores e informar al remitente que el paquete ha llegado correctamente, entre otras tareas.

Los protocolos comunes en esta capa incluyen TCP y UDP. El primero es más complejo y fiable que el segundo. La actividad de esta capa se lleva a cabo en dispositivos ubicados al principio y al final de la transmisión, generalmente computadoras; en el caso de las subestaciones, se trataría de IED.

- **Nivel 5: capa de sesión**

Esta capa proporciona servicios de comunicación esenciales. Para empezar, es responsable de crear, usar y terminar la sesión entre el emisor y el receptor. Además, monitorea la competencia entre comunicaciones para que no ocurran dos conexiones críticas al mismo tiempo. Por último, establece puntos de control durante la comunicación para restablecer la conexión a partir de ese punto y no tener que reiniciarla desde el principio.

- **Nivel 6: capa de presentación**

La capa de presentación es la encargada de la representación de la información. Hace que los datos de la capa de aplicación sean comprensibles para la capa de sesión y viceversa. Un ejemplo de esto es ASCII, que relaciona códigos binarios de 8 bits con caracteres legibles. Además, los datos se comprimen y cifran en este nivel, si es necesario.

- **Nivel 7: capa de aplicación**

Este es el nivel más alto del modelo OSI. El propósito de esto es comunicarse con el usuario y en este nivel hay FTP (para transferencia de archivos), HTTP (para navegadores web), POP3, SMTP (para correo electrónico) y protocolos similares. A menudo, hay programas de ordenador entre el usuario y estos protocolos para evitar una complejidad excesiva.

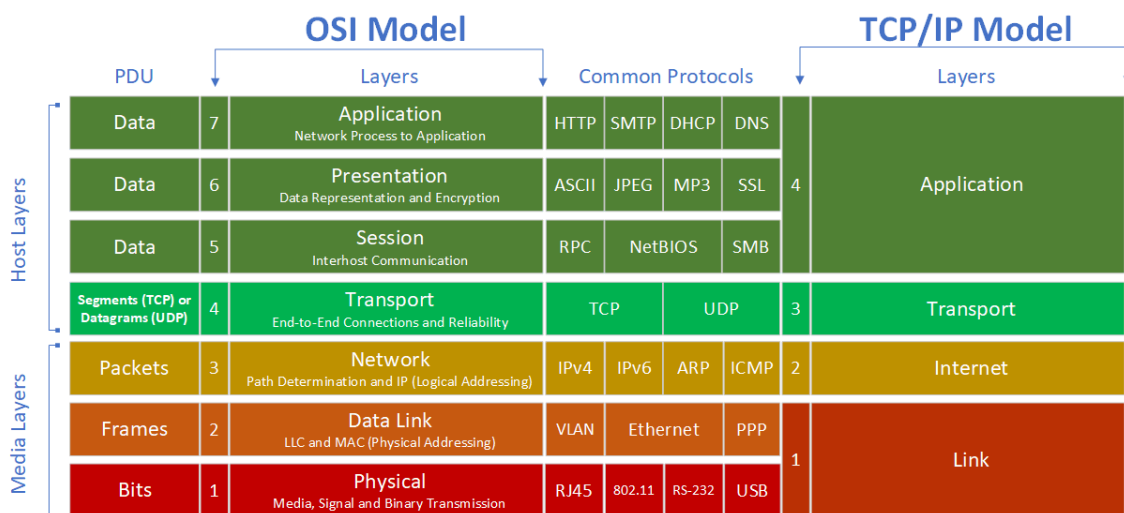


Figura 66. Modelo OSI.

Los dispositivos de la subestación pueden usar una variedad de medios físicos para comunicarse. Los más utilizados son los estándares RS-232, RS-485 y Ethernet. Hace años estas conexiones estaban hechas de conexiones de cables metálicos; pero ahora se han realizado cambios en los estándares para la operación de fibra óptica. Los tres casos son conexiones en serie, sin embargo, debido a la alta velocidad del Ethernet, este se considera un caso especial.

En cuanto al RS-232, permite la comunicación en serie full-duplex entre dos dispositivos, lo que significa que la comunicación se realiza en dos direcciones al mismo tiempo. La mayoría no se emplean a velocidades superiores a los 9600 bit/s, y pueden transmitir hasta 20 kbps. Además, solo se utiliza en distancias muy cortas, ya que no tiene aislamiento acústico. El ruido electromagnético puede causar grandes problemas en este tipo de subestaciones, por lo que se utilizan convertidores de fibra óptica.

Dado que solo permite la conexión de un dispositivo a otro, normalmente no se utiliza en sistemas de automatización en subestaciones; pero solo en conexiones a sistemas SCADA.

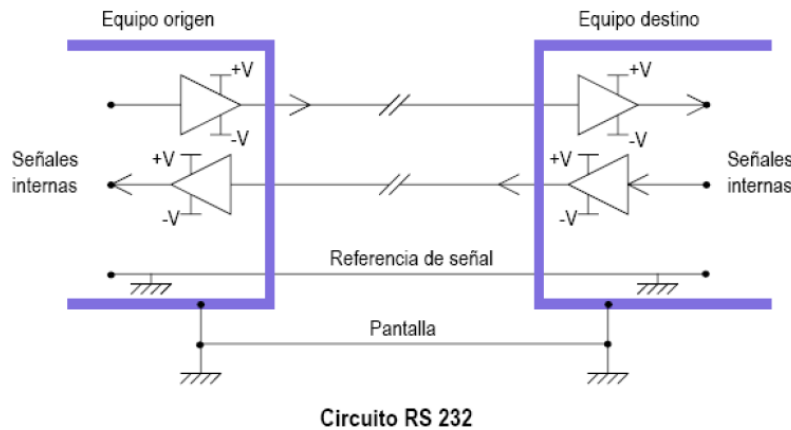


Figura 67. Conector RS-232.

El estándar RS-485, por otro lado, utiliza una conexión en serie semidúplex de dos hilos, que puede realizar transmisiones bidireccionales, pero no simultáneas. Con este tipo de conexión se pueden alcanzar velocidades de hasta 64 kbps. El RS-485 permite conectar varios dispositivos a la misma red, lo que lo hace más útil que el RS-232 en los sistemas de automatización de subestaciones. Este tipo de cable se puede aislar. La transmisión de datos suele tener un límite de distancia de un kilómetro; y en la práctica se pueden conectar 32 dispositivos a redes de este tipo, aunque teóricamente no hay límite. Se pueden crear redes simples, económicas y rentables utilizando este estándar.

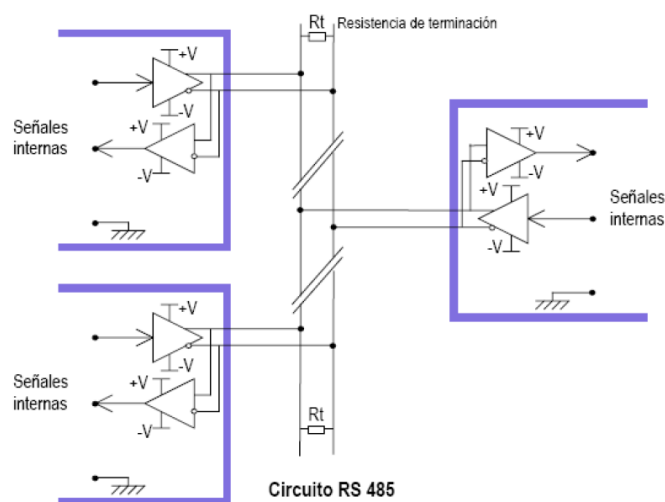


Figura 68. Conector RS-485.

Ethernet, por otro lado, es un estándar de red que define la conexión LAN (red de área local) de los dispositivos. De hecho, es la tecnología más utilizada en este tipo de redes. Permite velocidades mucho más altas que las otras conexiones descritas; los estándares son 10 Mb/s, 100 Mb/s, 1 Gb/s y 10 Gb/s; y también se pueden alcanzar

velocidades de cientos de Gb/s en algunos casos. Las conexiones eléctricas se realizan a través del conector RJ45, pero también existe el uso de fibra óptica a través de conectores LC o ST. Esta última opción es la más recomendada para subestaciones, ya que permite una transmisión de datos confiable a velocidades muy altas.

Los anteriores protocolos estaban pensados para comunicaciones locales. Los protocolos de red están pensados para redes de comunicaciones que se extienden tanto sobre pequeñas como sobre grandes áreas geográficas.

Entre estos protocolos se encuentra el IEC 61850, es el estándar de aplicación universal pensado para eliminar los problemas de compatibilidad entre equipos de diferentes fabricantes y servir de base para la automatización de las subestaciones. En ésta, todos los equipos están conectados en red sustituyendo todo el cableado convencional y tiene capacidad de envío de señales rápidas para protección. Además, permite la posibilidad de libre asignación de las funciones a los diferentes equipos, es decir, una arquitectura de automatización a medida.

La transmisión de información implementada en el protocolo IEC 61850 se puede realizar a través de servicios de comunicación que la misma norma tiene: transferencia rápida de eventos y valores muestreados, sincronización de tiempo y transferencia de archivos, mensajes MMS y gestión de la red.

Los datos procedentes del proceso se transmiten mediante mensajes rápidos. Este tipo de mensajes son señales de estado binario en la red de subestaciones y se usan entre otras cosas para el disparo de los relés de protección.

El nodo lógico es una de las características importantes de la norma, representando una funcionalidad que interviene en la automatización de la subestación. Pueden representar dispositivos físicos, pero siempre emulan funciones básicas: gestión de red, control, protección, alarmas, medida, sincronización, etc.

El estándar define 92 nodos lógicos, divididos en 6 grupos principales:

- Nodos lógicos para las funciones de protección
- Nodos lógicos para el control
- Equipos físicos
- Seguridad del sistema y de los equipos
- Nodos lógicos relacionados con los equipos primarios
- Nodos lógicos relacionados con los servicios del sistema

El protocolo IEC 60870-5 es un modelo simplificado ISO de 3 capas que permite tanto comunicación entre UCS y despacho remoto hasta 64 kbps, como comunicación entre UCP y UCS hasta 9600 o 19200 kbps [39].

4.3. SIPCO SUBESTACIÓN

El Sistema Integrado de Protección y Control (SIPCO) es una combinación de software y hardware para controlar y supervisar una planta de generación y distribución de energía eléctrica. El SIPCO monitorea y supervisa el estado de cada receptor y alimentador (para cuadros de distribución de MT y BT) a través de relés inteligentes. Las señales son recopiladas y gestionadas por la RTU. La RTU, conectada a la LAN, intercambia información con la sala de control. Un operador puede monitorear y supervisar el sistema conectándose con una PC a la RTU o directamente ethernet LAN.

La tendencia actual de las subestaciones es hacia una automatización mediante la integración de las funciones de protección y control junto con la medida. Hoy en día, un SIPCO tiene un sistema de control con arquitectura física distribuida y realiza el enlace de equipos mediante un canal de comunicaciones. Tiene los automatismos de la posición realizados in situ e integra las protecciones con el control de la posición. En una SIPCO el panel de control es sustituido por una interfaz HMI basada en PC y se utilizan equipos con autosupervisión de su estado interno, mejorando así la fiabilidad.

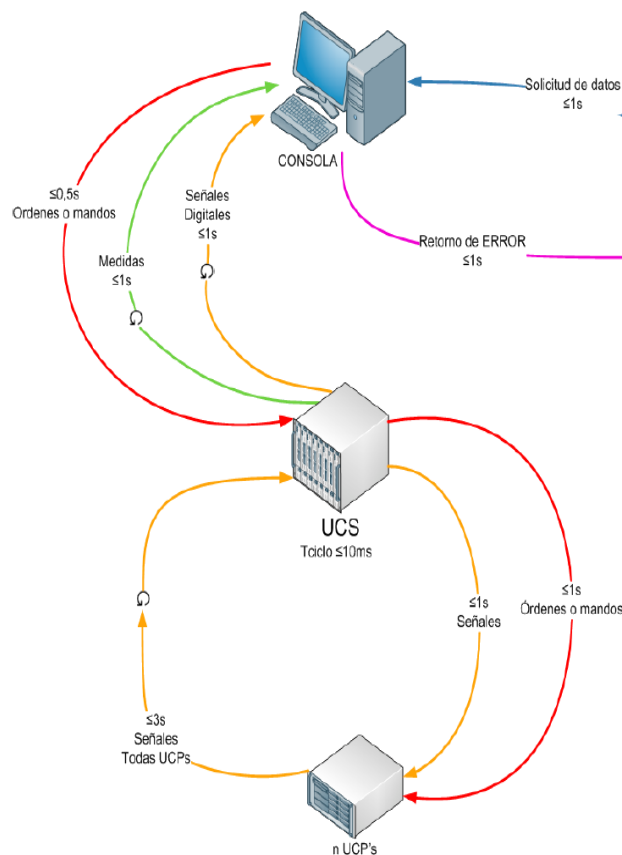


Figura 69. Subestación SIPCO.

Funcionalmente en un SIPCO dentro de la subestación existen tres niveles:

- **Nivel 0:** Este nivel está constituido principalmente por la aparamenta. Se conecta con el Nivel 1 mediante cableado y se prevé en un futuro que el enlace sea mediante comunicaciones.
- **Nivel 1:** Este nivel esta principalmente formado por los IED (control, protección y medida) o bien por una UCP que integra las tres funciones. Está conectado con el Nivel 2 a través de un enlace de comunicaciones de los analizados previamente.
- **Nivel 2:** Este nivel está compuesto por la Unidad de Control de Subestación. Se distribuye la información tanto en sentido ascendente como descendente.
- **Nivel 3:** Este es el nivel que englobaría el despacho de telecontrol, la oficina de protecciones, etc.

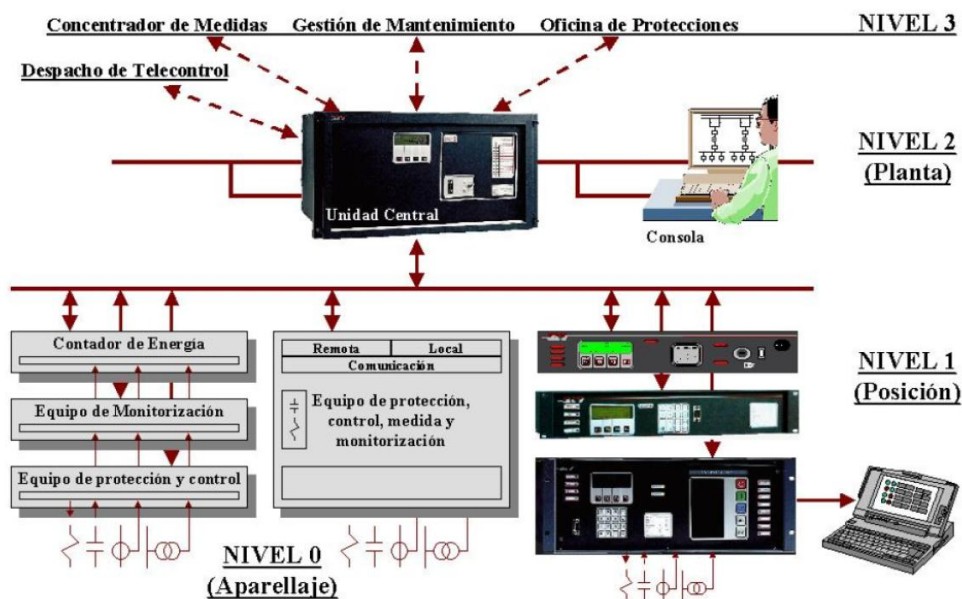


Figura 70. Niveles del SIPCO.

5. ALUMBRADO Y FUERZA

5.1. OBJETO

El presente anexo tiene como objeto describir el sistema de alumbrado y fuerza proyectado para la ST Verde 132/13,2 kV.

La tensión de alimentación será de $(3\varnothing + N)$ 400/230 V c.a. y 50 Hz.

5.2. ALUMBRADO Y FUERZA INTERIOR EDIFICIOS

5.2.1. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

La instalación cuenta con un nuevo edificio que albergará en su interior las siguientes salas:

- Cuatro (4) salas de celdas para el sistema de 13,2 kV
- Sala de equipos
- Sala Novec
- Sala EME y ABA (PCI)
- Sala Trafo 1
- Sala Trafo 2
- Sala de control
- Sala de comunicaciones
- Sala GIS para el sistema de 132 Kv
- Planta sótano recorrido de cables.

En la sala de control se instalarán los cuadros de alumbrado y fuerza, desde donde se distribuirán las conexiones eléctricas para las distintas zonas del edificio.

5.2.2. INSTALACIÓN DE ALUMBRADO

Con el fin de definir el sistema adecuado de alumbrado, se establecen los siguientes niveles lumínicos en función de cada una de las salas:

- Sala de control y comunicaciones: 500 luxes.
- Resto de salas: 200 luxes.

El sistema de iluminación de interior para el edificio se compone de:

- Alumbrado general mediante pantallas de tecnología LED de 48 W. Se instalarán en todas las salas y su ubicación y número será el resultante del cálculo luminotécnico.
- Alumbrado de emergencia de identificación de puertas de salida y vías de escape mediante equipos autónomos. Estos elementos, ante la falta de alimentación, se encenderán automáticamente.
- Alumbrado de emergencia general, realizado por las mismas pantallas LED del alumbrado general, con una autonomía mínima de dos horas de funcionamiento. El nivel de iluminación será el 50% del normal, por lo que no puede considerarse un alumbrado de trabajo.

La alimentación se realizará mediante c.a., procedente del armario de distribución de alumbrado por medio de circuitos protegidos con interruptores magnetotérmicos y relé diferencial.

5.2.3. INSTALACIÓN DE FUERZA

Se van a instalar los siguientes elementos:

El sistema de fuerza en el interior del edificio se compone de:

- En la sala control y en cada sala de celdas: un cuadro protegido IP-44 conteniendo una toma de corriente de 2P+T-16 A 230 V, una toma de corriente de 3P+T-16 A 400 V con protecciones magnetotérmicas 2P-16 A y 3P-16 A curva C de 6 kA.
- En sala de comunicaciones: un cuadro protegido IP-44, conteniendo dos tomas de corriente de 2P+T-16 A 230 V, con protección magnetotérmica 2P-16 A curva C de 6 kA.
- En falso suelo de la sala de control se instalará punto ofimático con dos enchufes tipo schuko, toma de teléfono y de datos.

La ubicación de cada uno de los tipos de cuadros de fuerza se encuentra definida según el plano de alumbrado interior “Iluminación y Fuerza Interior en Edificio-Fuerza”.

5.2.4. CABLES Y CONEXIONADO

Las instalaciones de alumbrado y fuerza se completan con el cableado, conexionado, cajas de derivación incluyendo bornas, molduras o canalizaciones para cuatro canales con tabiques separadores y molduras simples de derivación.

El cableado responderá a las siguientes características:

- Tensión máxima de servicio..... 750 V
- Sección mínima 2,5 mm²

Se garantizará una caída de tensión inferior al 3% en los circuitos de alumbrado y del 5 % en los circuitos de fuerza, según establece el R.E.B.T, Real Decreto 842/2002.

5.3. ALUMBRADO EXTERIOR

El recinto correspondiente al parque de intemperie, acceso y exteriores del edificio, irán dotados de iluminación normal adoptando criterios de uniformidad y evitando los deslumbramientos hacia el exterior, habiéndose adoptado los tipos de proyectores y farolas considerados más idóneos.

Con el fin de definir el sistema adecuado de alumbrado, se establecen los siguientes niveles lumínicos en función de la zona de la instalación:

- Parque: 20 luxes.
- Vial principal de acceso: 50 luxes.
- Perímetro: 5 luxes.

El sistema de iluminación de exterior se compone de:

- Alumbrado general del parque de intemperie, mediante proyectores de tecnología LED 120 W, colocados sobre columnas de acero galvanizado a 3-4 m de altura.
- Alumbrado del vial principal de acceso mediante farolas de tecnología LED de 71 W. Las farolas se dispondrán junto al vial principal 8 m aprox. Este alumbrado se considera de tipo ornamental.
- Alumbrado exterior del edificio sobre las puertas de acceso, mediante plafones de aplique con lámparas tipo Led de 38 W para la iluminación de las puertas y zona de muelles. Este alumbrado se considera de tipo ornamental.
- Alumbrado de la puerta de acceso de la instalación mediante dos luminarias de tipo Led de 71 W. Este alumbrado se considera de tipo ornamental.
- Alumbrado de emergencia compuesto por luminarias adicionales que se instalarán en el mismo báculo o soporte del alumbrado general.

El encendido del alumbrado definido como de tipo ornamental funcionará en manual o en automático, incorporándose un reloj astronómico que controlará el encendido – apagado en automático. Este es el alumbrado que se considera necesario para el acceso a la instalación.

El alumbrado del parque de intemperie permanecerá en condiciones normales apagado a efectos de reducir la contaminación lumínica. Se encenderá con la acción voluntaria de un operador actuando en el cuadro de distribución de alumbrado ubicado en la sala de control.

El alumbrado de emergencia, compuesto por unidades autónomas que se incorporan en los soportes, se encenderá de forma automática ante falta de c.a. a efectos de señalar vías de escape y tendrá una autonomía mínima de una hora.

La alimentación se realizará mediante c.a., procedente del armario de distribución de alumbrado por medio de circuitos protegidos con interruptores magnetotérmicos y relé diferencial.

Los planos de las instalaciones de alumbrado y fuerza se encuentran en el documento "Planos".

6. VENTILACIÓN Y CLIMATIZACIÓN

6.1. OBJETO

El presente anexo tiene como objeto definir los requisitos necesarios para definir el sistema de ventilación, calefacción y climatización (Sistema HVAC), en las distintas salas del edificio de la ST Verde.

La instalación del sistema de ventilación se definirá para cada una de las salas existentes en el edificio teniendo en cuenta para el diseño las exigencias específicas de cada cubículo: estanqueidad en salas con sistema de extinción por gas (sala de equipos y sala transformadores), control de temperatura con climatización, renovaciones mínimas de aire, extracción del gas Clean Air.

Se definirán las siguientes salas:

- **Planta sótano:**
 - cota -3,15 m
 - Sótano celdas de MT.
 - Sótano sala GIS.

- **Planta baja:**
 - Cota $\pm 0,00$:
 - Dos salas Transformadores de Potencia (T-1 y T-2).
 - Cota +0,10:
 - Cuatro salas de MT.
 - Sala GIS 132 kV.
 - Sala PCI.
 - Sala NOVEC.

- **Planta primera:**
 - cota +4,45 m:
 - Sala control y comunicaciones (con falso suelo).
 - cota +4,05 m:
 - Sala Equipos.

6.2. NORMATIVA

El sistema HVAC será diseñado conforme a la normativa siguiente:

- Código Técnico de la Edificación (CTE), aprobado por Real Decreto 314/2006.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RAT), aprobado por Real Decreto 337/2014, e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (RBT), aprobado por Real Decreto 842/2002, e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.
- Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.
- Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.
- Real Decreto 1038/2012, de 6 de julio, por el que se modifica el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.
- Orden PCI/1319/2018, de 7 de diciembre, por la que se modifica el Anexo II del Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a la evaluación del ruido ambiental.
- Ley 5/2009, de 4 de junio, del ruido de Bizkaia, y sus modificaciones.
- Instrucción técnica IT-RUIDO-001 de la Dirección General de Calidad y Sostenibilidad Ambiental relativa a la incertidumbre de ensayos acústicos (2016).

En particular se debe tener en cuenta los reglamentos o normativa que sean de aplicación emitidos por la Comunidad Autónoma del País Vasco. En cualquier caso, el cumplimiento con las reglamentaciones nacionales o locales será siempre una condición obligatoria.

Las instalaciones eléctricas asociadas al sistema deberán diseñarse y construirse de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de BT y los materiales y equipos deberán responder a las normas UNE, o en su defecto, CEI aplicables.

Este sistema será objeto de un Proyecto Parcial Específico donde se definirán y calcularán todos los equipos necesarios para la correcta ventilación y climatización de cada una de las salas, así como el acondicionamiento de nivel de ruido.

6.3. DESCRIPCIÓN GENERAL

El sistema de ventilación de todas las salas (excepto salas control, comunicaciones y celdas MT), se realizará mediante ventilación forzada.

El funcionamiento de los ventiladores se gestionará mediante termostatos y en presencia de alarma PCI se dará orden de parada y cierre de las compuertas cortafuegos en salas con extinción por gas.

A continuación, se definen las principales características de los equipos previstos en cada una de las salas.

6.3.1. PLANTA SÓTANO

En lo que respecta al sistema de ventilación en el sótano de celdas, se opta por realizar una ventilación forzada que disipará el calor producido por los cables que recorren el sótano y/o las posibles pérdidas de gas Clean Air que pudieran producirse en las celdas MT.

Este sistema de ventilación forzada se realizará:

- **Extracción-aspiración aire caliente y Clean Air:**

Se realizará mediante cajas de ventilación, fabricadas en chapa de acero galvanizado, aislamiento acústico (M1) de espuma de melamina de 7 mm de espesor, ventilador centrífugo de álabes, montado sobre una estructura metálica con patas en el suelo o al techo del sótano y soportes anti vibratorios y junta flexible en la descarga.

La descarga de aire se realizará mediante conductos de chapa galvanizada, fijadas al techo o suelo del sótano, hasta hueco existente en pared que a través de una arqueta de ventilación se conectará al exterior.

En los conductos y/o arquetas se instalarán los silenciadores necesarios.

El control de dicho sistema se realizará:

- De forma automática funcionará:
 - A 30°C se pone en marcha cada ventilador hasta que la temperatura de su recinto descienda por debajo de 25°C.
 - Cuando la temperatura del recinto ascendiera por encima de 40°C, se activará la señal de alarma local que deberá ser borrada manualmente, significando ello el conocimiento de su activación.
 - Entrará a funcionar en caso de fuga de Clean Air.
 - Desconexión eléctrica en presencia de alarma PCI.

- Las instalaciones de ventilación contemplan la condición de alarma por disparo del magnetotérmico de alimentación de cada uno de los equipos, para su transmisión por telecontrol.
- De forma manual funcionará:
 - Periodos de dos horas.
- **Impulsión aire:**

Se realizará mediante huecos practicados en pared sótano y conectadas a arqueta de ventilación con rejilla de toma de aire exterior situada en la acera.

6.3.2. PLANTA BAJA

Se describe para cada sala las principales características del sistema de ventilación:

6.3.2.1. SALAS TRANSFORMADORES T-1 Y T-2

El edificio cuenta con dos salas para transformadores de 40 MVA (T1 y T2). En cada cubículo existirán huecos en la cubierta, para impulsión/extracción del aire, ubicados en diagonal.

Dado que en estas salas se instalará un sistema de protección contra incendios de extinción por gas, para garantizar la estanqueidad se instalarán compuertas cortafuegos de dimensiones verificadas en diseño en el hueco practicado en cubierta para que en caso de incendio se cierren y no permita la circulación de aire.

Las compuertas cortafuegos tendrán envolvente metálica en dos cuerpos separados por un marco de fibrosilicato que elimina el puente térmico y bridas para conexión a conductos, plaqueta de fibrosilicato con junta perimetral intumescente, con mecanismo de accionamiento desplazado del eje de la compuerta, con resistencia al fuego EI120 (h^o i—0)-s s/, ensayo 7669/08, realizado por AFITI LICOF. Incorpora actuador eléctrico marca BELIMO BF230-T, termofusible y muelle de retorno, y estarán abiertas en ausencia de alarma.

Para evitar entrada de agua se construirán tejadillos sobre los huecos en la cubierta con panel acústico de 50mm. En el tejadillo de la toma de extracción de aire caliente se instalará un silenciador acústico.

El aire será impulsado por una unidad de ventilación, conectada por conductos a la toma de cubierta y estará compuesta por:

- **Estructura soporte unidad de ventilación**

Será acoplable a la sección de ventiladores y silenciadores, desmontable, construida con perfiles metálicos galvanizados normalizados, soportada por cuatro husillos galvanizados de regulación, dotados de cuatro (4) ruedas y dos de fijación con base plana. La aspiración de aire será por la cara inferior de la unidad, dejando entre 300 y 600 mm entre el suelo de apoyo y la cara inferior del silenciador.

- **Silenciadores de aspiración y descarga**

Silenciador acústico en descarga o aspiración para acoplamiento sobre la unidad de ventilación, construido en chapa galvanizada de 1,5mm. de espesor, rectangular, con bridas de refuerzo para acoplamiento, relleno de celdillas aislantes de fibra de vidrio de 70 kg/m³ con velo de protección exterior y armado.

La unidad de ventilación irá dividida en tres secciones verticales fácilmente acoplables con línea de unión entre el conjunto que constituyen el silenciador de aspiración y la base de sustentación, y el correspondiente a los ventiladores más el silenciador de descarga, acoplándole a la sección inferior angulares de 40x40x4mm en los vértices y tornillería de sujeción entre las bases.

- **Cajón de ventiladores**

Construido en chapa galvanizada perforada al interior, relleno con lana de roca de alta densidad, espesor de 50 mm, con pintura exterior de terminación RAL 7030, con separación vertical entre ventiladores, incluyendo pleno de descarga de cada uno a su porción de silenciador y conducto posterior, independientemente de los demás, mediante junta sellada.

Para cada ventilador el acceso es frontal e individual con puerta, deben instalarse perfiles normalizados en los laterales de las placas de base de cada ventilador de manera que permitan la rápida extracción del mismo deslizando sobre ellos para su reparación y mantenimiento, siendo los perfiles solidarios de la envolvente y las placas del ventilador, de forma que la unión sea estanca tras el acoplamiento.

- **Ventiladores**

En cada sala, se impulsará aire a través de tres ventiladores axiales, que funcionaran en cascada. El funcionamiento de los ventiladores será alternativo de forma automática, esto es, que el ventilador que empieza a funcionar en un ciclo sea el siguiente al último que haya entrado en funcionamiento en el ciclo anterior, para de esta forma conseguir un tiempo de funcionamiento equilibrado.

El sistema de accionamiento de un ventilador será regulado por la sonda de temperatura, actuando a través del regulador y automático, ajustando las temperaturas de funcionamiento de la siguiente forma:

- A 25°C se pone en marcha el ventilador que corresponda, que actuará hasta que la temperatura del recinto descienda por debajo de 20°C.
- A 40°C se pone en marcha el segundo ventilador, que actuará hasta que la temperatura del recinto descienda por debajo de 20°C.
- Cuando la temperatura es superior a 50°C, se pondrá en marcha el ventilador que estuviese en reserva al mismo tiempo que los dos que estaban ya en funcionamiento.
- Cuando la temperatura es superior a 55°C, el sistema da alarma de anomalía puesto que ello significaría alta temperatura exterior o bien que por algún motivo el flujo de aire no es el debido.
- El tercer ventilador permanecerá en funcionamiento hasta que la temperatura ambiente descienda por debajo de 45°C permaneciendo la señal de alarma que deberá ser borrada localmente, significando ello el conocimiento de su existencia y causa de la misma.

El control de los ventiladores será mediante sonda de temperatura y automático programable.

Cada unidad de ventilación estará dotada de un cuadro eléctrico de mando y control que gestionará el funcionamiento correcto de cada uno de los ventiladores. Este cuadro se instalará en la cada sala de transformadores y próxima a los ventiladores.

6.3.2.2. SALAS CELDAS MT

Para la climatización en cada una de las salas de las salas se instalarán unidades de aire acondicionado mural, sistema Split, tipo partido, con bomba de calor aire-aire, gama súper inverter con refrigerante R410A.

Las unidades compensarán las pérdidas térmicas, enfriando en verano y calentando en invierno, con funcionamiento regulado por termostato.

Se dejarán previstas rejillas de entrada y salida de aire para el control de la calidad del aire.

6.3.2.3. SALA CELDAS Y SÓTANO GIS 132 KV

Para disipar el calor producido en la sala de celdas y sótano GIS de 132 kV, se proyecta la instalación de una unidad de ventilación con dos ventiladores axiales, uno para cada sala, situados en la cota suelo de la sala GIS

La toma de aire en cada la sala GIS se realizará a través de huecos el panel prefabricados del edificio. Para la sala de sótano, se ha previsto una arqueta situada en la acera.

El aire caliente de la sala de celda de 132 kV es absorbido por la cara inferior de la unidad, que va provista de un silenciador acústico tanto en la aspiración como en la descarga.

De igual forma, el aire del sótano es absorbido a través de un conducto que atraviesa el forjado entre ambas salas, donde se instalará una compuerta cortafuegos además de los silenciadores acústicos.

El aire extraído por los ventiladores se impulsará mediante con dos conductos, que descargan al exterior mediante huecos situados en los paneles de sala GIS.

La unidad de ventilación está construida en panel sándwich de chapa galvanizada, con relleno de lana de roca, e incluye los siguientes componentes:

- Ventiladores axiales de alto rendimiento, dos unidades, con motor directamente acoplado girando a 1450 rpm, ángulos de palas regulables en fábrica, extraíbles individualmente a través de puerta abisagrada de forma sencilla, sin impedir el funcionamiento del otro que integra la unidad, mediante placa de base acoplada al ventilador deslizante por carriles de chapa plegada.
- Sistema de aspiración sobre soporte de perfiles normalizados provisto de ruedas, de manera que permita el desplazamiento de la unidad por el recinto de la sala de celdas de 132 kV para su transporte y colocación, además de permitir el paso de aire por la cara inferior de la máquina.
- En el caso del sótano de cables la aspiración se realiza mediante un conducto que atraviesa el forjado. El sistema se complementa con dos silenciadores acústicos, acoplados a la sección de ventiladores para evitar la transmisión de ruido de la máquina a los dos recintos.
- Sistema de impulsión desde la descarga de los ventiladores y que, tras el paso por los silenciadores acústicos, mediante conductos de chapa galvanizada, acoplados a los silenciadores de descarga mediante bridas y tolvas diseñadas al efecto, conduce el aire de descarga.

Se realizará la parada automática de los ventiladores en funcionamiento en caso de activación de la señal de alarma de incendio.

La unidad de ventilación está dotada de un cuadro eléctrico de mando y control a fin de poder controlar su funcionamiento con:

- Interruptor manual o automático para cada ventilador.
- El sistema de accionamiento de cada uno de los ventiladores será regulado por las sondas de temperatura situadas en la aspiración de cada una de las salas, actuando a través del regulador y autómatas, ajustando las temperaturas de funcionamiento.
- Señalización luminosa local y señalización remota por ventilador.

Los ventiladores funcionarán de forma independiente y automática:

- A 25°C se pone en marcha el ventilador hasta que la temperatura de su recinto descienda por debajo de 20°C.
- Cuando la temperatura del recinto ascendiera por encima de 40°C, se activará la señal de alarma local que deberá ser borrada manualmente, significando ello el conocimiento de su activación.
- En caso de alarma de PCI la ventilación se parará de forma automática y en ese caso solo podrá activarse de forma manual para ventilar la sala.
- Si se activa la alarma de Clean Air, ambos ventiladores deben encenderse y adicionalmente deben programarse con 8 renovaciones de aire.

6.3.2.4. SALA PCI

En sala PCI donde se encuentran instalados los sistemas de Abastecimiento de Agua (ABA) y Espuma de Media expansión (EME), se realizará la ventilación forzada mediante un ventilador situado en el panel prefabricado.

La toma de aire se realizará a través huecos en panel del edificio prefabricado que incluirá rejillas de aire de perfil antilluvia en aluminio extruido y malla anti-pájaros situadas en el lado opuesto y diagonal a la unidad de ventilación.

6.3.2.5. SALA NOVEC

En esta sala donde se encuentra ubicado el NOVEC se instalarán rejillas en pared y puerta de acceso para garantizar condiciones mínimas de ventilación.

6.3.3. PLANTA PRIMERA

En la primera planta se han definido las siguientes salas:

6.3.3.1. SALA DE EQUIPOS

En esta sala, se opta por realizar una ventilación forzada que disipará el calor producido por los transformadores de servicios auxiliares y las baterías de condensadores.

Dado que en esta sala se instalará un sistema de protección contra incendios de extinción por gas, para garantizar la estanqueidad, se instalarán compuertas cortafuegos de dimensiones verificadas en diseño en los huecos de paneles prefabricados para impulsión y extracción de aire.

- Las compuertas cortafuegos tendrán envolvente metálica en dos cuerpos separados por un marco de fibrosilicato que elimina el puente térmico y bridas para conexión a conductos, plaqueta de fibrosilicato con junta perimetral intumescente, con mecanismo de accionamiento desplazado del eje de la compuerta, con resistencia al fuego EI120 (h^o i—0)-s s/, ensayo 7669/08, realizado por AFITI LICOF. Incorpora actuador eléctrico marca BELIMO BF230-T, termofusible y muelle de retorno, abiertas en ausencia de alarma.

El sistema de ventilación incluirá:

- Extracción-aspiración aire caliente
- Se instalará un (1) extractor insonorizado a instalar en pared, y actuación manual o automática por termostato:
 - A 30°C se pone en marcha el ventilador hasta que la temperatura de su recinto descienda por debajo de 25°C.
 - Cuando la temperatura del recinto ascendiera por encima de 40°C, se activará la señal de alarma local que deberá ser borrada manualmente, significando ello el conocimiento de su activación.
 - En caso de alarma de PCI la ventilación se parará de forma automática y en ese caso solo podrá activarse de forma manual para ventilar la sala.
- Impulsión aire: La toma de aire se realizará a través huecos en panel del edificio prefabricado que incluirá rejillas de aire de perfil antilluvia en aluminio extruido y malla anti-pájaros situadas en el lado opuesto y diagonal a la unidad de ventilación.

6.3.3.2. SALA DE CONTROL Y COMUNICACIONES

Dado que la sala de control y sala de comunicaciones alojan equipos electrónicos y así mismo actúa como la sala central de la subestación para el personal, por motivo de trabajos de operación local y mantenimiento, es necesario climatizarla para mantener en ella una temperatura adecuada.

Para la climatización en cada una de las salas de las salas se instalarán unidades de aire acondicionado mural, sistema Split, tipo partido, con bomba de calor aire-aire, gama súper inverter con refrigerante R410A. Las unidades compensarán las pérdidas térmicas de los enfriando en verano y calentando en invierno, con funcionamiento regulado por termostato.

Así mismo se incorporará en la sala de control, próximo a la ubicación a los equipos cargador-batería, una ventilación forzada mediante un extractor de arranque manual para la extracción de los gases producidos durante operaciones de carga excepcional de estos equipos en fase de mantenimiento.

Durante el funcionamiento normal del equipo cargador-batería la renovación de aire es suficiente con el tiro natural.

Los planos de las instalaciones de ventilación y climatización del edificio se encuentran en el documento "Planos".

7.SISTEMA CONTRAINCENDIOS

7.1. OBJETO

La ST Verde, es una subestación eléctrica compacta con sistemas de 132 kV, transformadores de Potencia, Sistemas de MT y control en el interior de un edificio.

En este anexo se describirá el Sistema Contra Incendios que se instalará en la subestación para cumplir con la normativa vigente.

7.2. NORMATIVA

El sistema contraincendios previsto será diseñado y construido de acuerdo con todas las normas, reglas técnicas y reglamentos (aplicados en su última edición) que son de obligado cumplimiento:

- Normas UNE que sean de aplicación.
- Reglas Técnicas CEPREVEN que se citan.
- Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios (RIPCI-2017), aprobado por RD 513/2017.
- Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales (RSCIEI), aprobado por el RD 2267/2004.
- Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Código Técnico de la Edificación (CTE), aprobado por Real Decreto 314/2006.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, aprobado por RD 337/2014.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (RBT), aprobado por Real Decreto 842/2002, e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Disposiciones de aplicación de la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, 97/23/CE, relativa a los equipos de presión, dictadas por Real Decreto 709/2015, de 24 de julio, por el que se establecen los requisitos esenciales de seguridad para la comercialización de los equipos a presión.

En particular se debe tener en cuenta los reglamentos o normativa que sean de aplicación emitidos por la Comunidad de Bizkaia y el ayuntamiento de Bilbao. En cualquier caso, el cumplimiento con las reglamentaciones nacionales o locales será siempre una condición obligatoria.

Las instalaciones eléctricas asociadas al sistema deberán diseñarse y construirse de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de BT y los materiales y equipos deberán responder a las normas UNE, o en su defecto, CEI aplicables.

Este sistema Contra Incendios será objeto de un Proyecto Parcial Específico debidamente visado.

7.3. MEDIDAS ADOPTADAS

7.3.1. SECTORIZACIÓN

Según el Anexo II del Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales, se permite establecer la superficie total del edificio como sector de incendio, pero en cumplimiento de la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 14 del “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión” se va a realizar una sectorización que aisle cada sala de forma independiente, evitando la propagación de la llama entre sectores.

De esta forma se obtienen sectores de incendio diferentes:

- Planta Sótano
- Planta Baja
 - Cuatro salas celdas MT.
 - Sala GIS 132 kV.
 - Sala sistema gas extinción gas (NOVEC) FK-5-1-12.
 - Sala PCI.
 - Dos salas Transformadores de potencia (T-1 y T-2).
- Planta Primera
 - Sala Equipos.
 - Sala Control.
 - Sala Comunicaciones.

7.3.2. COMPORTAMIENTO AL FUEGO DE LOS MATERIALES

El grado de reacción al fuego de los revestimientos del techo y paredes y suelos, en todas las salas, cumplirá al menos con lo establecido en la normativa, B_{FL-s2} en suelos y clase C-s3 d0, en paredes y techos.

De todos modos, los productos de construcción pétreos, cerámicos y metálicos, así como los morteros, hormigones o yesos empleados están considerados de clase A1.

Respecto a los productos situados en falsos suelos, todos los cables utilizados son no propagadores de incendio y con emisión de humo y opacidad reducida.

7.3.3. COMPORTAMIENTO AL FUEGO DE ELEMENTOS PORTANTES

Para una instalación de las características de la ST Verde, la reglamentación vigente establece una estabilidad al fuego R 30 (EF-30) para plantas sobre rasante y R 60 (EF-60) para plantas bajo rasante.

I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. exige para la estructura de sus edificios una estabilidad al fuego R 120 (EF-120), muy superior a la exigida por la norma.

7.3.4. RESISTENCIA AL FUEGO ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS CERRAMIENTO

Para todos los cerramientos o delimitadores la norma exige un comportamiento ante el fuego no inferior a la estabilidad al fuego de la estructura de su zona de incendio. Esto supone exigir R 60 (EF-60) en sótanos y R 30 (EF-30) en plantas sobre rasante.

Para todas las salas anteriormente descritas, los elementos compartimentados de estas salas deben alcanzar una resistencia al fuego de 120 minutos.

Los huecos de paso de cables entre salas quedarán sellados adecuadamente mediante una barrera para alcanzar un grado de resistencia de 120 minutos.

Todas las puertas peatonales de paso entre sectores tendrán una resistencia al fuego EI2 90 (RF-90) muy superior a la exigida en la norma. Todos los huecos que comuniquen sectores de incendio con otros sectores estarán obturados para mantener la misma resistencia al fuego del sector de incendio.

7.3.5. EVACUACION

No son exigibles medidas de evacuación especiales por cuanto que la subestación transformadora se opera por telemando desde el Centro Regional de Operación correspondiente y la presencia de personal de forma continuada es nula.

De todos modos, la evacuación debe satisfacer lo indicado en el anexo II del RSCIEI y la sección SI-3 del documento básico DB-SI del CTE.

Por las características de la subestación y contando con una ocupación inferior a 25 personas, se considerará que la longitud del recorrido de evacuación no debe ser mayor de 50 m, sea cual sea el número de salidas.

7.3.6. VENTILACIÓN Y ELIMINACIÓN DE HUMOS Y GASES

No es necesario implementar un sistema de evacuación de humos.

Se utilizarán los extractores existentes en salas de celdas y control para, en funcionamiento manual, facilitar la evacuación de humos y gases en caso de necesidad.

7.3.7. INSTALACIONES TÉCNICAS DE SERVICIOS

En lo referente a los cables de potencia de media y alta tensión serán de tipo “AS” o Alta Seguridad por su mayor resistencia al fuego, sin emisión de halógenos y con emisión de humo y opacidad reducida.

Los cables de control deberán ser no propagadores de llama, sin emisión de halógenos y con emisión de humo y opacidad reducida. Se aplicará a modo de cortafuegos, aproximadamente cada 3 m y en los cruces de las bandejas de cables, una longitud de 1 m de pintura intumescente, logrando un grado de resistencia al fuego de 90 minutos.

A ambos lados de los pasamuros o pasos de cables entre salas (sectores de incendio), incluidos los pasos verticales de los cables de potencia entre las celdas de partición y unión que conectan distintos módulos, se aplicará una longitud de 1 m de pintura intumescente.

7.4. REQUISITOS DE LAS INSTALACIONES

A continuación, se describe las principales características del sistema de protección contra incendios prevista para la instalación:

7.4.1. SISTEMAS AUTOMÁTICOS DE DETECCIÓN DE INCENDIOS

La instalación de detección y alarma de incendios se ajustará a lo indicado en la EN54 “Sistemas de Alarma y Detección de Incendios” y en la Regla Técnica CEPREVEN RT3-DET.

El sistema de detección y alarma de incendios deberá cubrir todas las dependencias en que está dividido el edificio, incluido el falso suelo y teniendo en cuenta la configuración de los mismos por existencia de vigas que formen alveolos, y controlará los elementos de control y actuación del sistema de extinción previsto para la subestación.

Los cálculos, definición de equipos y diseño definitivo del sistema, serán desarrollados por la empresa instaladora mediante el correspondiente Proyecto Visado para la instalación.

El sistema de detección y alarma de incendios estará compuesto por los siguientes equipos:

- **Central Maestra:**

El sistema de detección y alarma de incendios estará controlado por una central analógica y llevará incorporadas 2 baterías de corriente continua a 12 Vcc.

Desde esta central se transmitirán las señales de alarma de fuego, activación del sistema de detección y alarma de incendios, y defecto del sistema de protección contra incendios...

- **Central de Extinción:**

Para cada recinto o sector a proteger con extinción automática (salas T-1, T-2 y sala de equipos) se dispondrá de una central de extinción autónoma convencional que controlará el sistema de detección de incendios y la activación de la extinción automática asociada.

Esta Central controlará directamente tanto la extinción del sistema principal por gas (NOVEC) FK-5-1-12, como la secundaria por Espuma de Media Expansión (EME).

- **Detectores:**

Se ha previsto la instalación de un sistema de detección en totalidad del edificio de acuerdo con la siguiente distribución, teniendo en cuenta que será necesario instalar mínimo dos unidades por sector:

- Salas Transformadores:
 - Detección térmica/termovelocimétrica convencional (asociada a la extinción principal por (NOVEC) FK-5-1-12 y redundante por espuma de media expansión).
 - Detección mecánica (que provocará el disparo de la extinción principal en caso de fallo de la detección eléctrica).
 - Detección por aspiración (asociada a la detección analógica general de la subestación).
- Sala Equipos:
 - Detección térmica/termovelocimétrica convencional (asociada a la extinción principal por (NOVEC) FK-5-1-12).
- Sala control y comunicaciones:
 - Detectores ópticos analógicos, en superficie y falso suelo.
- Resto de Salas: detectores óptico-térmicos analógicos.

Se instalarán un mínimo de dos unidades de detectores (excepto detección por aspiración y mecánica), en cada una de las salas.

- **Rack de Control:**

Armario o Rack pivotante donde se instalarán los equipos de control del sistema PCI, además contará con módulos de control y monitores para las interconexiones con los demás sistemas de la subestación: control, sistema ventilación y sistema vigilancia.

El cableado de interconexión entre la central de señalización y mando y los diferentes elementos externos (detectores, pulsadores de alarma, etc.) se realizará con conductores resistentes al fuego que superen los requisitos exigidos por las normas CEI 331, UNE 20 432 y UNE 20 432-1. El tendido de los cables se realizará bajo canaleta independiente.

Como medida adicional del Sistema de Detección, todo el sistema se encuentra monitoreado y controlado de un modo redundante (tanto por el Centro de seguridad como en la Central Receptora de alarmas) mediante un terminal de gestión gráfica, donde se refleja cualquier tipo de anomalía / alarma del sistema.

Las comunicaciones se realizan a través de una red de comunicaciones exclusiva de IBERDROLA.

De una manera redundante se repiten tres señales al Centro de Operación de Distribución (Alarma, Defecto y Defecto Urgente del sistema).

7.4.2. SISTEMAS MANUALES DE ALARMA DE INCENDIOS

Se instalarán pulsadores de alarma de incendios junto a cada salida de evacuación del sector de incendio y con una distancia máxima de 25 m a recorrer desde cualquier punto hasta alcanzar un pulsador.

Los pulsadores son del tipo rotura de cristal. El cristal está protegido mediante membrana plástica para evitar cortes en su activación

7.4.3. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN DE ALARMA

Se instalará un sistema de comunicación de alarma formado por:

- Sirenas analógicas de Aviso Acústico de cualquier tipo de fuego, entraran en funcionamiento al activarse un detector o pulsador de alarma.
- Sirenas convencionales de Aviso Acústico de cualquier tipo de fuego, que entraran en funcionamiento al activarse una de las zonas de cualquier central de extinción. Se encuentran instaladas en el interior del riesgo protegido.
- Carteles de extinción disparada, se activarán al producirse la activación de dos zonas diferentes de la central de extinción. Se han instalado en el exterior del riesgo protegido

La subestación está de forma permanente monitorizada y controlada desde un centro de control COD.

7.4.4. SISTEMAS DE ABASTECIMIENTO DE AGUA

En la sala de PCI y para abastecer de agua al sistema de Extinción por EME, se instalará un sistema de abastecimiento de agua, destinado a garantizar el caudal y presión requeridos por los sistemas de extinción.

Los principales componentes del sistema de abastecimiento de agua mediante depósito de agua presurizado son nitrógeno son los siguientes:

- Depósito Presurizado de agua.
- Baterías de N2 (principal y de reserva).
- Bomba Jockey.
- Depósito de reposición intermedio de 500 litros.

- Acometida de agua Sistema PCI municipal.
- Toma fachada para alimentar el sistema desde el exterior por bomberos.
- Toma fachada alimentación para actuación exterior.
- Caseta dotada de equipos manuales de seguridad.
- Red de tuberías para abastecimiento de agua.
- Armario de señales de abastecimiento de agua.

7.4.5. EXTINTORES DE INCENDIOS

El emplazamiento de los extintores portátiles de incendio permitirá que sean fácilmente visibles y accesibles, estarán situados próximos a los puntos donde se estime mayor probabilidad de iniciarse el incendio, próximos a las salidas de evacuación y su distribución será tal que el recorrido máximo horizontal, desde cualquier punto del sector de incendio hasta el extintor, no supere 15 m.

Se instalarán los extintores de incendio necesarios en función de las dimensiones de cada uno de los sectores, con las siguientes características:

Transformadores. Carro extintor de polvo seco ABC de 50 kg y eficacia 233B.

Sala control y comunicaciones: instalarán extintores portátiles de 5 kg de polvo seco ABC y eficacia 233B. En esta sala se instalarán también 2 extintores de 6 kg de polvo APTO PARA FUEGOS TIPO D, identificando debidamente el riesgo que protege (equipos rectificadores Li-Cd).

En el resto de las salas: al menos un extintor de polvo de 6 kg de eficacia mínima 34A-233B y como refuerzo de los mismos y para sofocar conatos de incendio donde la proyección del polvo pueda ser perjudicial para los equipos e instrumentación, junto al extintor de polvo se instalará un extintor de CO₂ y eficacia 89 B.

7.4.6. SISTEMAS DE ESPUMA DE MEDIA EXPANSIÓN

Se ha previsto la instalación de un sistema Secundario de extinción por espuma de media expansión (EME) en los dos cubículos de transformadores (T-1 y T-2).

En cada de las salas de transformadores se instalarán generadores de espuma, situados al menos 2 m por encima de la cuba del transformador, de forma que la espuma proyectada incida en el centro.

Desde cada uno de los generadores partirán los ramales de tubería de distribución, en acero al carbono sin soldadura ASTM A-106 Gr B galvanizadas en caliente, que se unirán en el exterior de la sala que aloja el transformador, y discurrirán por la fachada de la subestación hasta la sala PCI, en la cual se instalarán:

- Puestos de control que permitirán, mediante el sistema de detección, dirigir la descarga del agente extintor al cubículo del transformador afectado por un posible incendio.
- Toma de fachada para actuación exterior de apoyo situada en el exterior de la sala, en la zona más favorable para proteger los transformadores, junto a la cual se instalará una caseta equipada con dotación según CEPREVEN y dos lanzas portátiles para espuma de baja expansión.
- Grupo mezclador. Dispositivo encargado de inyectar el espumógeno en el flujo de agua, será de tipo dosificador volumétrico dotado de motor hidráulico y bomba de inyección, capaz de trabajar en el rango de caudal demandado por el sistema.
- Depósito de espumógeno. Será de tipo atmosférico fabricado en acero inoxidable con capacidad para almacenar 1000 litros.

7.4.7. SISTEMAS DE EXTINCIÓN POR AGENTE GASEOSO

Se ha previsto la instalación de un sistema principal por gas con agente extintor (NOVEC) FK-5-1-12 en los dos cubículos que alojan los transformadores de potencia y en la sala de equipos situada en la planta primera.

Este sistema se ubicará en una sala independiente del edificio y estará formado principalmente por:

- Una o varias baterías de cilindros rellenos con FK-5-1-12.
- Un colector de descarga común:
Con válvulas direccionales que permitirán, mediante el control del sistema de detección, dirigir la descarga del agente extintor a la sala afectada
- Red de tuberías de distribución:
En acero al carbono sin soldadura ASTM A-106 Gr B sch. 40 galvanizadas en caliente, que discurrirán por el exterior del riesgo a proteger
- Boquillas de descarga

El sistema se diseñará para la inundación total de los recintos indicados con un factor de concentración del 5,9 %.

El sistema especificado puede actuarse de manera automática o manual, dependiendo de la fuente que dé la alarma de incendio, es decir, si es el propio sistema de detección o si por el contrario es una persona la que lo activa.

Este agente extintor no tiene limitaciones para su uso en áreas normalmente ocupadas, cuando la cantidad de producto previsto no supere lo indicado en la norma EN-15004-1 y 2 (ISO-14520) o el estándar NFPA2001 y siempre que su concentración no sea superior al 10% (valor conocido como NOAEL).

Además, el sistema de extinción estará coordinado con los correspondientes sistemas de ventilación, de tal manera que, ante actuación de la extinción se parará automáticamente el sistema de ventilación y se procederá al cierre de las compuertas cortafuegos.

En el caso particular de cubículos de transformador adicionalmente se dará una orden de disparo al transformador protegido.

7.4.8. ALUMBRADO DE EMERGENCIA

Se instalará un sistema de alumbrado de emergencia en todos los sectores de incendio de la subestación, que se encargará de proporcionar la visibilidad necesaria para una correcta evacuación del personal en situación de emergencia.

7.4.9. SEÑALIZACIÓN

El objetivo de la señalización es mostrar las vías de evacuación y el emplazamiento y localización de los equipos de lucha contra incendios, así como una serie de prohibiciones, advertencias, obligaciones e informaciones.

Su colocación será la adecuada (altura y situación) para que su visión sea correcta ante cualquier tipo de alumbrado, ya sea normal o de emergencia. La eficacia de las señales está garantizada por la clasificación y calificación exigidas en la norma UNE 23.035-1 y 4, en lo que se refiere a la propia señal y a la condición de fotoluminiscencia.

Todas las salidas de uso habitual o de emergencia y los medios manuales de protección contra incendios estarán perfectamente señalizadas con carteles de poliestireno con anagrama, texto y borde.

En el documento “Planos” se incluye plano de detalle orientativo de los sistemas de protección contra incendios a instalar.

