

Universidad de Salamanca

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar



Trabajo Fin de Grado

Proyecto de la Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW

Autor:

Stefan Domínguez Ebitsch

Tutores:

**Raúl García Ovejero
Susana Sánchez Orgaz**

Béjar, Julio de 2015



INDICE DE CONTENIDO

Capítulo 1. Memoria descriptiva

1. Introducción	1
2. Antecedentes	2
3. Objetivo y estructura del proyecto	4
4. Ubicación de la instalación	6
4.1. Características del emplazamiento	6
4.2. Criterios básicos de elección del emplazamiento	8
5. Normativa a emplear	8
6. Estudio del potencial eólico de la zona	10
6.1. Torre de mediciones meteorológicas	10
6.2. Datos de partida	11
6.3. Rosa de los vientos	15
6.4. Distribución de Weibull	21
6.5. Orografía	24
7. Elección del aerogenerador	24
7.1. Especificaciones técnicas del aerogenerador	26
7.1.1. Datos técnicos	26
7.1.2. Curva de potencia	28
7.1.3. Estructura de la góndola	30
7.1.4. Vida útil garantizada	30
7.2. Elección de las posiciones óptimas de los aerogeneradores	31
7.3. Distancia entre aerogeneradores	33
7.4. Potencia captada por el rotor del aerogenerador	34
8. Sistema eléctrico	35
8.1. Descripción general de la instalación eléctrica del parque	36
8.2. Estudio de los cortocircuitos	38



8.2.1. Cortocircuitos simétricos	39
8.2.2. Cortocircuitos asimétricos	40
8.3. Red subterránea de media tensión	43
8.3.1. Características generales de los cables subterráneos	43
8.3.2. Tipo de conductor y aislamiento	45
8.3.3. Cálculo de la sección del conductor	46
8.3.3.1. Intensidad máxima admisible en servicio permanente	46
8.3.3.2. Caída de tensión	47
8.3.3.3. Intensidad máxima admisible en cortocircuito	48
8.3.4. Condiciones de servicio en los cables subterráneos	49
8.3.5. Protecciones	49
8.3.5.1. Protección contra cortocircuitos	49
8.3.5.1.1. Fusibles	50
8.3.5.1.2. Interruptores automáticos	51
8.3.5.2. Protección contra sobretensiones	52
8.3.5.2.1. Autoválvulas	52
8.3.6. Puesta a tierra	53
8.4. Centros de transformación	53
8.4.1. Celdas de media tensión	54
8.4.1.1. Módulo de protección del transformador 20/0,69 kV	55
8.4.1.2. Módulo de entrada de línea	56
8.4.1.3. Módulo de salida de línea	57
8.4.1.4. Compartimento de cables de media tensión	57
8.4.1.5. Dimensiones de las celdas de media tensión	57
8.4.2. Transformador 20/0,69 kV	59
8.4.3. Aparatación eléctrica de media tensión	61
8.4.3.1. Interruptor automático	61
8.4.3.2. Interruptor-seccionador	62
8.4.3.3. Seccionador de tres posiciones	64



8.4.3.4. Seccionador de puesta a tierra	64
8.4.3.5. Enclavamientos	65
8.5. Subestación	65
8.5.1. Sistema de media tensión (20 kV)	66
8.5.1.1. Celdas de media tensión	67
8.5.1.1.1. Celda de entrada de ramal de aerogeneradores	68
8.5.1.1.2. Celda de salida de línea hacia el transformador de pot.	69
8.5.1.1.3. Celda de salida de línea hacia el transformador de SSAA ..	70
8.5.1.2. Transformador de servicios auxiliares	71
8.5.1.3. Aparamenta eléctrica de media tensión	71
8.5.1.3.1. Interruptor automático	71
8.5.1.3.2. Seccionador de tres posiciones	72
8.5.1.3.3. Interruptor-seccionador combinado con fusibles	73
8.5.1.3.4. Autoválvulas	74
8.5.1.3.5. Embarrado de media tensión	75
8.5.1.3.6. Transformadores de protección y medida	75
8.5.2. Transformador de potencia 66/20 kV	78
8.5.3. Sistema eléctrico de alta tensión (66 kV)	78
8.5.3.1. Aparamenta eléctrica de alta tensión	79
8.5.3.1.1. Interruptor de potencia	79
8.5.3.1.2. Seccionador giratorio	80
8.5.3.1.3. Autoválvulas	82
8.5.3.1.4. Transformadores de medida y protección	83
8.5.3.1.5. Relé de protección de sobretensión	85
8.5.3.1.6. Condensador de acoplamiento	86
8.5.3.1.7. Embarrado de alta tensión	87
8.6. Puesta a tierra	87
8.6.1. Puesta a tierra de la subestación	88
8.6.1.1. Tensión máxima de contacto aplicada	88



8.6.1.2. Tensión máxima de paso aplicada	89
8.6.1.3. Tensión máxima de contacto	89
8.6.1.4. Tensión máxima de paso	91
8.6.1.5. Cálculo de la malla de puesta a tierra	92
8.6.2. Puesta a tierra de los aerogeneradores	102
9. Obra civil	103
9.1. Zanjas	103
9.2. Celdas de la subestación	106

Capítulo 2. Memoria de cálculos

1. Introducción	109
2. Cálculo de potencia y energía de origen eólico	109
2.1. Introducción	109
2.2. Potencia unitaria y total a instalar en el parque eólico	110
2.3. Rendimiento de la instalación	110
2.4. Curva de potencia del aerogenerador	111
2.5. Potencia media del parque eólico	112
2.6. Factor de capacidad y horas equivalentes previstos	112
2.7. Energía anual estimada	112
2.8. Conclusión	113
3. Cálculos eléctricos de la red de media tensión	113
3.1. Introducción	113
3.2. Tensiones nominales y máximas	113
3.3. Cálculo de las intensidades de cortocircuito	114
3.3.1. Determinación de las impedancias referidas a 20 kV	114
3.3.2. Cortocircuito tripolar	117
3.3.2.1. Cortocircuito tripolar próximo a la subestación	117
3.3.2.2. Cortocircuito tripolar próximo a un aerogenerador	119



3.3.3. Cortocircuito unipolar a tierra	121
3.3.3.1. Cortocircuito unipolar próximo a la subestación	121
3.3.3.2. Cortocircuito unipolar próximo a un aerogenerador	123
3.3.4. Conclusión	124
3.4. Cálculo de la sección del conductor	125
3.4.1. Intensidad máxima admisible en servicio permanente	125
3.4.2. Caída de tensión	128
3.4.3. Intensidad máxima admisible en cortocircuito	129
4. Cálculo eléctricos de los centros de transformación	132
4.1. Intensidades nominales	132
4.1.1. Intensidad nominal del lado de media tensión	132
4.1.2. Intensidad nominal del lado de baja tensión	132
4.2. Cálculo de las intensidades de cortocircuito	133
4.2.1. Intensidad de cortocircuito del lado de media tensión	133
4.2.2. Intensidad de cortocircuito del lado de baja tensión	133
4.3. Cálculo del embarrado de 20 kV	136
4.3.1. Comprobación por densidad de corriente	136
4.3.2. Comprobación por sollicitación electrodinámica	137
4.3.3. Comprobación por sollicitación térmica	138
5. Cálculo eléctricos de la subestación de transformación	139
5.1. Intensidades nominales	139
5.1.1. Intensidad nominal del lado de alta tensión	139
5.1.2. Intensidad nominal del lado de media tensión	140
5.2. Cálculo de las intensidades de cortocircuito	140
5.2.1. Intensidad de cortocircuito del lado de media tensión	140
5.2.2. Intensidad de cortocircuito del lado de alta tensión	140
5.3. Línea de fuga mínima	143
5.4. Cálculo de las autoválvulas	143
5.5. Cálculo de los niveles mínimos de aislamiento	146



5.6. Cálculo de las distancias dieléctricas	147
5.7. Distancias mínimas de seguridad	148
5.8. Distancias de diseño de la instalación	149
6. Cálculo de las mallas de puesta a tierra	150
6.1. Malla de puesta a tierra de la subestación	150
6.1.1. Datos iniciales	150
6.1.2. Tensiones tolerables (IEEE Std 80-2000)	152
6.1.3. Configuración inicial	153
6.1.4. Resistencia de la red (IEEE Std 80-2000)	154
6.1.5. Elevación del potencial de la red	156
6.1.6. Tensiones de paso y contacto de la malla (IEEE Std 80-2000)	159

Capítulo 3. Estudio básico de seguridad y salud

1. Prevención de riesgos laborales	163
1.1. Introducción	163
1.2. Derechos y obligaciones	163
1.2.1. Protección frente a riesgos laborales	163
1.2.2. Acción preventiva	164
1.2.3. Evaluación de los riesgos	164
1.2.4. Equipos de trabajo y medios de protección	164
1.2.5. Información y participación de los trabajadores	165
1.2.6. Formación preventiva de los trabajadores	165
1.2.7. Medidas de emergencia	165
1.2.8. Riesgo grave e inminente	165
1.2.9. Vigilancia de la salud	166
1.2.10. Documentación	166
1.2.11. Coordinación de actividades empresariales	166
1.2.12. Protección de trabajadores sensibles a determinados riesgos	166



1.2.13. Protección de la maternidad	167
1.2.14. Protección de menores	167
1.2.15. Relaciones con las empresas de trabajo temporal	167
1.2.16. Obligaciones de los trabajadores en mat. de prevención de riesgos	167
1.3. Servicios de prevención	168
1.3.1. Protección y prevención de riesgos profesionales	168
1.3.2. Servicios de prevención	168
1.4. Consulta y participación de los trabajadores	168
1.4.1. Consulta de los trabajadores	168
1.4.2. Derecho de participación y presentación	169
2. Seguridad y salud en los lugares de trabajo	169
2.1. Introducción	169
2.2. Obligaciones del empresario	170
2.2.1. Condiciones constructivas	170
2.2.2. Orden y limpieza	171
2.2.3. Condiciones ambientales	171
2.2.4. Iluminación	172
2.2.5. Higiene y descanso	172
2.2.6. Material de primeros auxilios	173
3. Señalización de seguridad y salud en el trabajo	173
3.1. Introducción	173
3.2. Obligaciones generales del empresario	174
4. Seguridad y salud en la utilización de los equipos de trabajo	174
4.1. Introducción	174
4.2. Obligaciones generales del empresario	175
4.2.1. Equipos de trabajo generales	175
4.2.2. Equipos de trabajo móviles	176
4.2.3. Equipos de trabajo para elevación de cargas	176
4.2.4. Equipos de trabajo para movimiento de tierras y maquinaria pesada	177



4.2.5. Maquinaria herramienta	177
5. Seguridad y salud en las obras de construcción	178
5.1. Introducción	178
5.2. Riesgos más frecuentes en las obras de construcción	179
5.3. Medidas preventivas de carácter general	180
5.4. Medidas preventivas para cada oficio	182
5.4.1. Movimiento de tierras, excavación de pozos y zanjas	182
5.4.2. Relleno de tierras	183
5.4.3. Encofrados	183
5.4.4. Albañilería	184
5.4.5. Enfocados y enlucidos	184
5.4.6. Pinturas y barnizados	185
5.4.7. Instalación eléctrica provisional de obra	185
5.5. Proximidad de instalaciones eléctricas de alta tensión	187
6. Seguridad y salud en la utilización de equipos de protección individual	190
6.1. Introducción	190
6.2. Protectores de cabeza	190
6.3. Protectores de manos y brazos	191
6.4. Protectores de pies y piernas	191
6.5. Protectores de cuerpo	191
6.6. Protecciones para trabajos en las instalaciones eléctricas de A.T.	192

Capítulo 4. Pliego de condiciones

1. Objeto principal del pliego de condiciones	194
2. Pliego de cláusulas administrativas	194
2.1. Condiciones generales	194
2.1.1. Contratista	194
2.1.2. Vistas y consultas	195



2.1.3. Contenido de las propuestas	195
2.1.4. Adjudicación	195
2.1.5. Retención	196
2.1.6. Penalización por demora	196
2.1.7. Permisos y licencias	196
2.1.8. Causa de resolución de contrato	196
2.1.9. Subcontratación	197
2.2. Normativa a emplear	197
2.3. Medición y abandono de las obras	198
2.3.1. Condiciones generales	198
2.3.2. Indemnización por daños	199
2.3.3. Demoliciones	199
2.3.4. Excavaciones	200
2.3.5. Relleno de tierras	200
2.3.6. Materiales sobrantes	200
2.3.7. Medios auxiliares	201
2.3.8. Medición y abono de las obras terminadas	201
2.3.9. Modo de abonar las obras defectuosas pero admisibles	202
2.3.10. Modo de abonar las obras terminadas y las incompletas	202
2.3.11. Abono de obras accesorias	202
2.3.12. Vicios y defectos de construcción	203
2.3.13. Reclamaciones	203
2.3.14. Gastos de carácter social	203
2.4. Disposiciones generales	203
2.4.1. Disposiciones que regirán durante el contrato	203
2.4.2. Autoridad de director de la obra	204
2.4.3. Contradicciones o modificaciones del proyecto	204
2.4.4. Plan de obras y orden de ejecución de los trabajos	205
2.4.5. Plazo de ejecución de las obras	206



2.4.6. Precaución durante la ejecución de las obras	206
2.4.7. Vigilancia de las obras	207
2.4.8. Libro de obra	207
2.4.9. Plazo para la liquidación	208
2.4.10. Planos definitivos de la obra	208
2.4.11. Recepción provisional de las obras	208
2.4.12. Conservación y plazos de garantía	209
2.4.13. Recepción definitiva	209
2.4.14. Accidentes en el trabajo	210
2.4.15. Gastos de carácter general a cargo del contratista	210
2.4.16. Obligaciones del contratista	210
3. Pliego de prescripciones técnicas particulares	212
3.1. Descripción de las obras	212
3.1.1. Objeto de este pliego	212
3.1.2. Disposiciones aplicables	212
3.2. Condiciones que deben cumplir los materiales	213
3.2.1. Normas de carácter general	213
3.2.2. Recepción de materiales	215
3.2.3. Materiales para emplear en relleno	215
3.2.4. Condiciones específicas de los materiales	216
3.2.5. Condiciones de los conductores y materiales de A.T.	220
3.2.6. Condiciones de los materiales de los centros de transformación	222
3.3. Ejecución de las obras	224
3.3.1. Condiciones generales	224
3.3.2. Replanteo general de la obra	225
3.3.3. Desvío de servicios	226
3.3.4. Prohibición de trabajos a temperaturas extremas	226
3.3.5. Interferencias con otros contratistas	227
3.3.6. Limpieza y señalización	227



3.3.7. Despeje final de las obras	227
3.3.8. Línea subterránea de media tensión	227
3.3.9. Centros de transformación	233
3.3.10. Subestación de transformación	237

Capítulo 5. Presupuesto

1. Obra civil necesaria para la instalación eléctrica	243
1.1. Zanjas para las líneas subterráneas de media tensión	243
1.2. Subestación	244
2. Instalación eléctrica	245
2.1. Línea subterránea de media tensión	245
2.2. Centros de transformación	246
2.3. Subestación	247
2.4. Malla de puesta a tierra	249
3. Seguridad y salud en el trabajo	249
4. Recepción técnica	250
5. Presupuesto total	250

Capítulo 6. Planos

1. Situación geográfica de la parcela del parque eólico.
2. Emplazamiento de la parcela.
3. Distribución en planta de los aerogeneradores y trazado de las líneas de media tensión.
4. Vista general del esquema unifilar de la instalación eléctrica.
5. Esquema unifilar del parque de 66 kV a la intemperie de la subestación.
6. Esquema unifilar de las diferentes celdas de la subestación.
7. Esquema unifilar de los centros de transformación de los aerogeneradores.
8. Obra civil y disposición de las celdas de la subestación.



-
9. Configuración y dimensiones de las zanjas para uno y dos circuitos eléctricos.
 10. Disposición de las celdas de protección de transformador y de remonte.
 11. Disposición de las celdas de entrada de línea, protección del transformador y remonte.
 12. Disposición de la aparamenta eléctrica del parque a la intemperie de la subestación.
 13. Malla de puesta a tierra de la subestación.
 14. Malla de puesta a tierra de aerogeneradores.



Capítulo 1. Memoria descriptiva

1. Introducción

El sector eléctrico vuelve a estar de plena actualidad, después de la década de los noventa en que apenas fue necesario invertir en nuevos medios de generación. La energía eléctrica se ha convertido en un elemento esencial para el desarrollo tanto de la sociedad como de la industria. La disponibilidad y la seguridad del suministro eléctrico a un precio razonable y su generación de una forma sostenible son temas que, a día de hoy, tratan de resolver las grandes potencias del mundo.

La solución parcial que se ha dado a este problema son las energías renovables, que contribuyen a la reducción de gases efecto invernadero y a la diversificación de la generación eléctrica, apoyando a la seguridad del sistema y a la disminución de la dependencia de los combustibles fósiles proporcionados por terceros países.

Especialmente, en Canarias, el suministro eléctrico es un problema grave debido a la condición de territorios insulares aislados. El coste del transporte y la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, es notablemente mayor en las Islas Canarias que en el resto del país. Precisamente porque estos combustibles se transportan a las islas en buques, unos 1300 al año, y esto resulta extremadamente caro.

Por otro lado, un gran problema es el riesgo que se corre en caso de que se produzca un vertido de petróleo al mar, perjudicando así el único motor económico de las islas, el turismo, y creando una enorme catástrofe en la biodiversidad marina de Canarias. Sólo hay que prestar atención a los últimos episodios del hundimiento del 'Oleg Naydenov' cerca de las costas de la isla de Gran Canaria o el mismísimo desastre del 'Prestige' en las costas gallegas.



Por ello, las Islas Canarias son un lugar idóneo para promover las energías renovables de modo que sirvan de apoyo a la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, haciendo que disminuya el consumo de energía a partir de recursos no renovables y por consiguiente la reducción de los costes de generación y transporte. El hecho de promover las energías renovables en Canarias tiene otras ventajas como la reducción de gases de efecto invernadero que recalca el Protocolo de Kyoto¹, el aumento del grado de autoabastecimiento energético y la contribución al mix energético de las islas.

Teniendo en cuenta lo comentado, parece lógico que las Islas Canarias sea un lugar ideal para desarrollar y promover el autoabastecimiento a partir de energías renovables. Existen diferentes energías renovables como pueden ser la energía fotovoltaica, la energía eólica o la energía hidráulica entre otras. Hay que tener en cuenta que las Canarias no dejan de ser islas y el espacio es limitado, por lo que habrá que optar por energías que con poco terreno sean capaces de generar grandes cantidades de energía.

Canarias cuenta casi todo el año con la acción de los vientos alisios. Estos vientos son de velocidad y dirección constantes, que provienen del Paralelo 30° al norte del plano ecuatorial terrestre, en dirección al Ecuador. A esto se le suma, que las instituciones canarias han facilitado el desarrollo y la implantación de la energía eólica, por lo que esto hace de las islas un lugar idóneo para la explotación de este tipo de energía.

2. Antecedentes

En 1984, debido a la constante actuación de los vientos alisios en las Islas Canarias, se llevan a cabo estudios del potencial eólico en varias zonas, con el fin de que esa energía pueda ser aprovechada. La Consejería de Industria y Energía pone en marcha un proyecto, que consistía en la instalación de un aerogenerador que alimentaría a una planta

¹ El Protocolo de Kyoto, es un acuerdo internacional que tiene por objeto la reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).



desalinizadora de agua de mar de 95 m³/día. Esta instalación de unos 55 kW también se conectó a la red eléctrica de modo que si la planta desalinizadora no consumía toda esa energía eléctrica, ésta se vertía a la red. Fue el primer aerogenerador instalado en Canarias.

Al observar los resultados positivos de la instalación en Gran Canaria, dos años más tarde, en 1986, se construye en Granadilla de Abona (Tenerife) un parque eólico de una potencia de unos 300 kW aproximadamente. Los principales promotores de este proyecto fueron tanto la Consejería de Industria y Energía como empresas privadas, entre ellas, la compañía que proporciona suministro eléctrico en la isla.

En Diciembre de 1986, se firma el Convenio 20/20 entre los mismos partidarios del proyecto anterior. Con este convenio se pretendía instalar una potencia de 20 MW tanto en Gran Canaria y como en Tenerife, con el fin de promover la generación a partir de esta fuente. Este convenio nunca se lleva a cabo, ya que por aquel entonces, el petróleo dominaba el mercado, era más barato y además no se tenían en cuenta las consecuencias de los gases de efecto invernadero sobre el medio ambiente y la salud de las personas. El convenio no se ejecutó, pero si se realizaron campañas de mediciones de viento en diferentes zonas de las islas, con el fin de recabar datos y definir emplazamientos idóneos para la instalación de parques eólicos. Estos datos no se usaron de inmediato, si no que sirvieron años mas tarde para ubicar la instalación de nuevos parques eólicos.

En 1995, en Gran Canaria se lleva a cabo la instalación de un parque eólico de una potencia de 20,1 MW, constituido por 67 aerogeneradores de potencia unitaria 300 kW. Siendo, hasta la fecha, el mayor parque eólico existente en Canarias, por delante del parque eólico de Fuerteventura, de 10,26 MW.

Entre los años 1995 y 1996, aumentan las iniciativas por la instalación de parques eólicos tanto en la isla de Tenerife como en la isla de Gran Canaria. Con el fin de regular esta nueva actividad, la Consejería de Industria y Comercio publica la Orden de 14 de Marzo de 1996 que regula las condiciones de acceso de los aerogeneradores a las redes



eléctricas canarias y refleja las máximas potencias conectables a dichas redes. Más adelante, se publica la Orden de 9 de Mayo de 1996 en la que se convoca concurso para la asignación de potencias eólicas que se podrán conectar a las red eléctricas. La potencia máxima era aproximadamente de 20 MW para cada isla. A día de hoy, tras la Orden de 21 de Septiembre de 2001, los valores máximos de potencia que se podrán conectar a cada red eléctrica serán: para Gran Canaria 105,6 MW, para Tenerife 90 MW, para Lanzarote-Fuerteventura 28 MW y para el resto de las islas entre 6 y 0,2 MW.

En la actualidad, cabe destacar un proyecto pionero en el mundo en la isla de El Hierro que cuenta con aproximadamente 11000 habitantes. Este es la “Central Hidroeólica de El Hierro”, que pretende mediante un grupo de cuatro turbinas hidráulicas con un sistema de dos depósitos y un parque eólico de 5 aerogeneradores, abastecer la demanda energética de toda la isla. En el caso de que el viento no sople con la suficiente fuerza como para mover las aspas de los aerogeneradores, se pondrán en funcionamiento las turbinas que obtendrán la energía del paso del agua debido a la diferencia de alturas entre los depósitos. En las horas de excedente de energía producida por los aerogeneradores, se accionará el sistema de bombeo para subir el agua del depósito inferior al superior. En casos extremos o de emergencia, siempre estará disponible la central convencional.

El objetivo de Canarias para el futuro en cuanto a materia energética se refiere, será aumentar el nivel de autoabastecimiento mediante energías renovables de modo que la generación sea más económica y respetuosa con el medio ambiente. Contribuyendo así al objetivo planteado por el Protocolo de Kyoto 20 20 20 para 2020: 20 % de reducción de emisiones de CO₂, 20 % de incremento de energías renovables y 20 % de reducción del consumo de energías de fuentes no renovables.

3. Objetivo general y estructura del proyecto

El proyecto tiene como objetivo principal planear y diseñar la instalación eléctrica de un parque eólico constituido por 10 aerogeneradores de potencia unitaria 2,3 MW, con



una potencia total del parque de 23 MW. El parque se sitúa en el término municipal de Arico, un pequeño pueblo al sureste de la isla de Santa Cruz de Tenerife. La elección de este emplazamiento se debe a que es una zona con condiciones meteorológicas favorables para la explotación de este tipo de energía. La instalación eléctrica del parque eólico comprende los siguientes puntos:

- Los centros de transformación están constituidos por los transformadores elevadores 20/0,69 kV (ubicados en las góndolas) y las diferentes celdas de media tensión instaladas en la base de la torre de los aerogeneradores.
- La red subterránea de media tensión a 20 kV, que permitirá conectar las celdas de los aerogeneradores del parque entre sí, y éstas con el edificio de control y mando. Se llevará a cabo el diseño de las zanjas donde se alojarán los conductores subterráneos de media tensión en el interior de tubos.
- La subestación de transformación elevadora, que evacuará la energía generada del parque a la red de transporte, aumentando la tensión de 20 a 66 kV. Ésta albergará el transformador de potencia así como los elementos de protección, control y medida, necesarios para el buen funcionamiento.
- La sala de celdas del edificio de control formada por las celdas de entrada de línea de los circuitos de aerogeneradores, celdas de medida, celdas de salida de línea hacia el transformador de potencia y servicios auxiliares y la aparamenta asociada.
- La malla de puesta a tierra de la subestación así como la de los aerogeneradores. Estas se unirán mediante conductores para obtener una red de equipotencial.

El proyecto se definirá en diferentes capítulos: La memoria descriptiva, en la que se exponen las características generales de la instalación y los métodos de cálculo empleados;



la memoria de cálculos, en la que se demuestran las soluciones técnicas escogidas mediante cálculos; el estudio básico de seguridad y salud, en el que se determina el cuerpo básico para la prevención de riesgos laborales; el pliego de condiciones, que especifica las condiciones técnico-facultativas para la ejecución de la obra; el presupuesto y los planos.

4. Ubicación de la instalación

La instalación eléctrica del parque eólico que tiene por objeto este trabajo fin de grado se encuentra en la parcela 111 del término municipal de Arico, un pequeño pueblo al sureste de la isla de Tenerife –Canarias, España–, colindante a los municipios de Fasnia, Granadilla de Abona y La Orotava. Cuenta con más de 7500 habitantes y una superficie de 178,76 km². Arico vive del sector primario, pero en los últimos años, destaca el aumento de puestos de trabajo en el sector de las energías renovables, más concretamente, en la energía eólica. Esto se debe a los numerosos parques eólicos que se han instalado en Arico.

El municipio de Arico se eleva desde los 0 m hasta los más de 2000 m de altura sobre el nivel del mar. Al estar al sureste de la isla se encuentra en la vertiente sotavento de los vientos alisios, que son constantes y regulares.

4.1. Características del emplazamiento

Se caracteriza sobre todo por los grandes barrancos y restos de coladas volcánicas, y por las numerosas instalaciones eólicas que se extienden por el territorio, debido a que el viento en estas zonas sopla de una forma regular y constante. A parte de los barrancos, Arico carece de rugosidades en el terreno, lo que hace que no haya casi resistencia al paso del viento y la explotación de la energía eólica pueda ser ideal. En la Villa de Arico el clima suele ser templado y cálido con una temperatura media anual de aproximadamente 17 °C.

La parcela en la que se pretende realizar la instalación eléctrica del parque eólico es la parcela número 111 del término municipal de Arico que tiene una superficie de 39,60 ha



($39,60 \cdot 10^4 \text{ m}^2$), se encuentra a 35 msnm y aproximadamente a 2 km de la costa del Océano Atlántico. Está muy próxima a la autopista TF-1 lo que permitirá que el transporte del material necesario para la instalación, se realice de una forma sencilla y segura. Por otro lado, por la parcela transcurre una línea de transporte 66 kV que conecta la central de Granadilla con la capital, dando suministro a todos los pueblos que se encuentran a su paso. Esto nos permitirá más adelante conectar la subestación de transformación a la red de transporte de una forma económica, ya que habrá que utilizar mucho menos material en las instalaciones de alta tensión.



Figura 1. Emplazamiento de la instalación



4.2. Criterios básicos de elección del emplazamiento

La zona cumple con los criterios básicos de selección del emplazamiento como son una elevada velocidad media, aceptables variaciones diurnas y estacionales, como también los niveles extremos y turbulencia. También se considera un lugar costero bien expuesto en áreas de fuertes vientos de altura o fuertes gradientes térmicos o de presión.

5. Normativa a emplear

- Real Decreto 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.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, probado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de Noviembre.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Real Decreto 2018/1997, de 26 de Diciembre de 1997, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsito de Energía Eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre de 2000, de transporte, distribución, comercialización, suministro por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones eléctricas.



-
- Normas particulares para Centros de Transformación de hasta 30 kV en el ámbito de suministro de UNELCO, S.A., aprobadas por Orden de la Consejería de Industria y Comercio el 19 de agosto de 1997 (BOC nº31 de 12/03/99).
 - Real Decreto 2018/1998 de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
 - Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, aprobado por Orden de 9 de Marzo de 1971, del Ministerio de Trabajo.
 - Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico.
 - UNESA, “Prescripciones de Seguridad y Primeros Auxilios”
 - Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
 - Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
 - Real Decreto 614/2001, de 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Condiciones impuestas por los organismos públicos afectados.
 - Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual (B.O. del Estado de 12-VI-1997).



6. Estudio del potencial eólico de la zona

Aún sabiendo que la zona es idónea para la explotación de la energía eólica, se realizará el estudio del potencial eólico de la zona para corroborar que es válida, con el objetivo de velar por la rentabilidad y el diseño de la instalación. El estudio se llevará a cabo a través de continuos análisis de viento tanto en dirección, como en velocidad y en fuerza. Para ello se emplearán diferentes aparatos de medida que se concentran en una torre de mediciones meteorológicas que definiremos más adelante. Al tratarse, de un proyecto puramente teórico, obtendremos los datos de partida de la estación anemométrica más cercana a la zona de la instalación y extrapolaremos dichos datos a las alturas correspondientes de los aerogeneradores. En caso de que el proyecto se llevara a cabo, habría que corregir los datos y adaptarlos a la ubicación exacta del parque eólico.

6.1. Torre de mediciones meteorológicas

La torre de mediciones meteorológicas nos va a permitir recabar datos meteorológicos y esta cuenta con numerosos instrumentos como son los anemómetros para medir la velocidad del viento, las veletas para determinar la dirección del viento, la propia torre que sostiene todos los aparatos, barómetros que miden la presión atmosférica, medidores de humedad y temperatura. A parte de ello, también encontramos la alimentación, que es una placa fotovoltaica que permite alimentar el sistema, el armario de distribución, y a pie de torre, el piranómetro² (radiación solar de forma muy precisa), pluviómetro (precipitaciones) o el ultrasónico (dirección del viento).

Se instalan varios anemómetros, de modo que puede medirse la velocidad del viento a diferentes alturas. Como mínimo un anemómetro deberá estar a la altura del rotor de los aerogeneradores que se prevén instalar. Al fin y al cabo, el instrumento más

² Un piranómetro o también llamado olarímetro o actinómetro, es un instrumento meteorológico utilizado para medir de manera muy precisa la radiación solar incidente sobre la superficie de la tierra.



importante de toda la torre es el anemómetro, ya que lo que va a hacer que las aspas de un aerogenerador se muevan es la velocidad del viento.

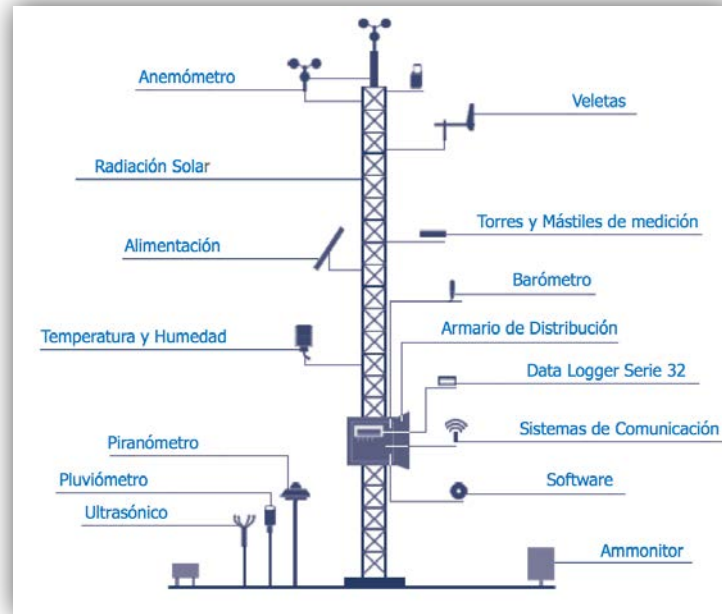


Figura II. Torre de mediciones meteorológicas

En este caso, en principio, recurriremos como es normal para un anteproyecto a los datos proporcionados por la estación meteorológica más cercana al parque. Ésta es la estación de Llanos de San Juan. En caso de que el proyecto se llevara a cabo, habría que corregir los datos y adaptarlos a la ubicación exacta.

6.2. Datos de partida

Los datos que hemos obtenido de la estación meteorológica más cercana al parque, son los de la estación de Llanos de San Juan. Estos datos han sido proporcionados por el Cabildo de Tenerife, a través de Agro Cabildo³, que recoge cada diez minutos los datos

³ Agro Cabildo se trata de un servicio que presta asesoramiento técnico y comparte la información de las diferentes estaciones meteorológicas que existen en diferentes zonas de las Islas Canarias.



meteorológicos de diferentes zonas de la isla de Tenerife. Los siguientes datos de viento han sido tomados entre 2013 y 2014, y se corresponden a velocidades medias mensuales tomadas a 5 m de altura que es la altura a la que se encuentra el anemómetro de la estación meteorológica:

Mes/Año	Velocidades medias (m/s)	Mes/Año	Velocidades medias (m/s)
Enero/2013	6,90	Enero/2014	6,40
Febrero/2013	7,30	Febrero/2014	6,30
Marzo/2013	5,10	Marzo/2014	7,60
Abril/2013	6,90	Abril/2014	6,05
Mayo/2013	7,30	Mayo/2014	7,10
Junio/2013	8,10	Junio/2014	7,10
Julio/2013	6,90	Julio/2014	6,60
Agosto/2013	7,90	Agosto/2014	8,05
Septiembre/2013	6,70	Septiembre/2014	6,60
Octubre/2013	6,40	Octubre/2014	6,20
Noviembre/2013	6,80	Noviembre/2014	6,30
Diciembre/2013	6,50	Diciembre/2014	7,60
Media	6,90	Media	6,82

Tabla I. Velocidades medias mensuales a 5 m de altura (2013/2014)

La media de todas las velocidades mensuales captadas es de **6,86 m/s**. Hay que tener en cuenta que estos datos han sido tomados a 5 metros de altura, por lo que ahora habrá que extrapolar esos datos a la altura del rotor de los aerogeneradores, unos 80 m.



Para extrapolar los datos de una altura a otra, se empleará la expresión propuesta por Mikhail y Justus⁴:

$$v_h = v_a \cdot \left(\frac{h_h}{h_a}\right)^\alpha$$

donde

v_h es la velocidad del viento a calcular (m/s)

v_a es la velocidad del viento conocida (m/s)

h_h es la altura a la que se quiere calcular los datos de viento (m)

h_a es la altura a la que se han obtenido los datos de viento (m)

α es el exponente de la relación de alturas

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{h_g}{h_0}\right)} - \frac{0,0881}{1 - 0,0881 \cdot \ln\left(\frac{h_a}{10}\right)} \cdot \ln\left(\frac{v_a}{6}\right)$$

donde

h_g es la altura media geométrica entre las distintas alturas (m)

$$h_g = \sqrt{h_a \cdot h_h}$$

h_0 es la longitud de la rugosidad estimada del terreno (m), se toma 0,01 m ya que se trata de un área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos, y con colinas suavemente redondeadas.

⁴ Ambos profesores de universidad que, en 1978, crean una expresión para calcular la velocidad del viento a diferentes alturas a partir de un dato a una altura asequible.



Los resultados de las velocidades medias tras aplicar la expresión Mikhail y Justus son los siguientes:

Mes/Año	Velocidades medias (m/s)	Mes/Año	Velocidades medias (m/s)
Enero/2013	8,53	Enero/2014	7,97
Febrero/2013	8,97	Febrero/2014	7,85
Marzo/2013	6,45	Marzo/2014	9,30
Abril/2013	8,53	Abril/2014	7,51
Mayo/2013	8,97	Mayo/2014	7,62
Junio/2013	9,84	Junio/2014	7,62
Julio/2013	8,53	Julio/2014	8,19
Agosto/2013	9,62	Agosto/2014	9,72
Septiembre/2013	8,31	Septiembre/2014	7,04
Octubre/2013	7,97	Octubre/2014	7,74
Noviembre/2013	8,42	Noviembre/2014	7,85
Diciembre/2013	8,08	Diciembre/2014	8,19
Media	8,52	Media	8,05

Tabla II. Velocidades medias mensuales a 80 m (2013/2014)

La media de las velocidades de los vientos a 80 m (altura del rotor del aerogenerador) es de **8,29 m/s**.

A continuación se exponen los datos obtenidos en los dos últimos años de las frecuencias de los vientos según sus direcciones. Estos datos servirán para representar más adelante los datos de viento mediante diferentes diagramas como la rosa de los vientos de procedencia, de potencia o de energía.



Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	20,58	10,23	46,54	11,85	2,36
NNE	23,95	9,57	28,32	9,67	2,50
NE	17,87	9,02	17,94	9,05	2,37
ENE	5,94	7,87	1,5	5,64	2,26
E	3,49	4,50	0,26	3,77	2,26
ESE	3,35	5,17	0,16	3,28	2,34
SE	3,67	4,00	0,18	3,38	2,55
SSE	4,77	5,60	0,31	3,66	2,44
S	4,88	4,39	0,41	3,80	2,09
SSW	3,52	5,44	0,66	4,77	1,84
SW	2,04	6,42	1,24	6,56	1,59
WSW	1,57	6,52	0,74	5,58	1,40
W	0,92	4,47	0,11	3,83	1,61
WNW	0,72	5,31	0,05	3,47	1,87
NW	0,75	7,19	0,09	4,10	1,88
NNW	1,97	7,96	1,5	8,08	2,20

Tabla III. Frecuencia de los vientos según la dirección

6.3. Rosa de los vientos

La rosa de los vientos es un diagrama polar en el que se representa la variación de las direcciones del viento y la frecuencia con la que estas varían. Es uno de los métodos más importantes que se llevan a cabo a la hora de realizar el estudio del potencial eólico y para determinar el adecuado emplazamiento de los aerogeneradores en una zona determinada. A partir de la rosa de los vientos de procedencia podremos obtener la rosa de los vientos de potencia o de energía. Lo más habitual es dividir el diagrama (rosa) de 360° en 16 sectores, que son los siguientes:



- N – Norte (0°)
- NNE – Nornordeste (22.5°)
- NE – Nordeste (45°)
- ENE – Estenordeste (67.5°)
- E – Este (90°)
- ESE – Estesudeste (112.5°)
- SE – Sudeste (135°)
- SSE – Sudsudeste (157.5°)
- S – Sur (180°)
- SSW – Sudsudoeste (202.5°)
- SW – Sudoeste (225°)
- WSW – Oestesudoeste (247.5°)
- W – Oeste (270°)
- WNW – Oestenoroeste (292.5°)
- NW – Noroeste (315°)
- NNW – Nornoroeste (337.5°)

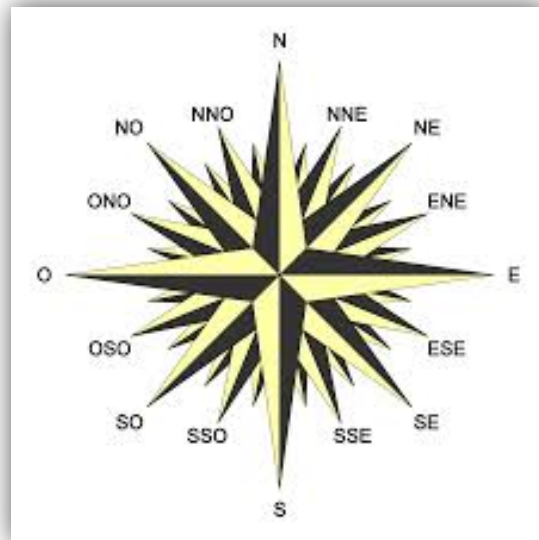


Figura III. Rosa de los vientos

A través de los datos obtenidos de la página web del Cabildo de Tenerife de la estación meteorológica más cercana a la parcela, Llanos de San Juan, en la que se pretende construir el parque eólico se calcularán las rosas de los vientos correspondientes. Estas tres gráficas servirán de gran ayuda a la hora de seleccionar el emplazamiento idóneo para cada uno de los aerogeneradores del parque eólico. A continuación se presentan las diferentes rosas de los vientos, entre las que encontramos la rosa de los vientos de procedencia, en la que se indica las direcciones del viento predominantes, la rosa de los vientos de potencia, en la que se indica las direcciones en las que se genera mayor potencia y por último la rosa de los vientos de energía, en la que se indica las direcciones que proporcionan mayores energías.

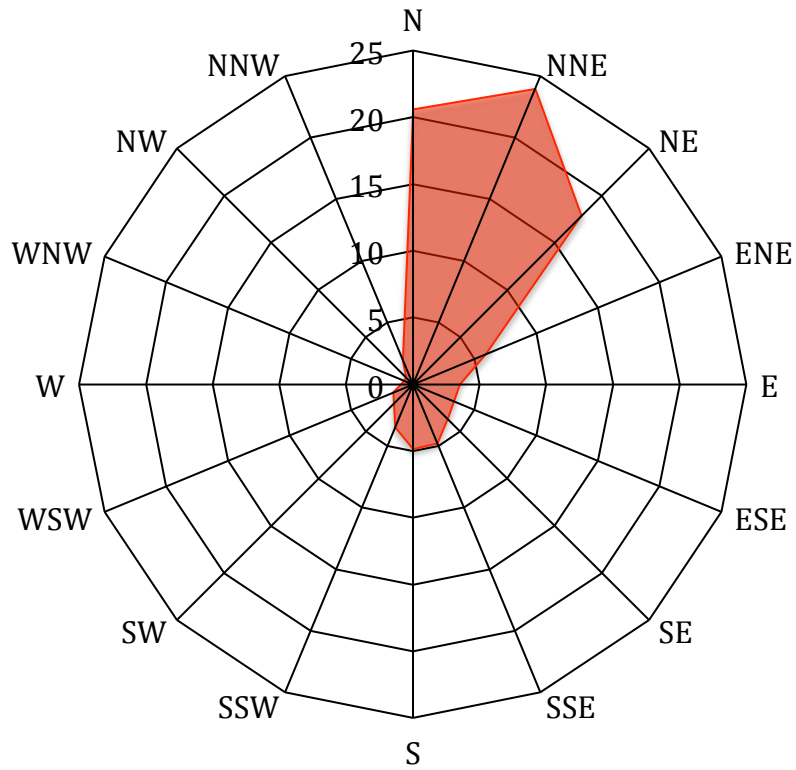


Figura IV. Rosa de los vientos de procedencia (%)

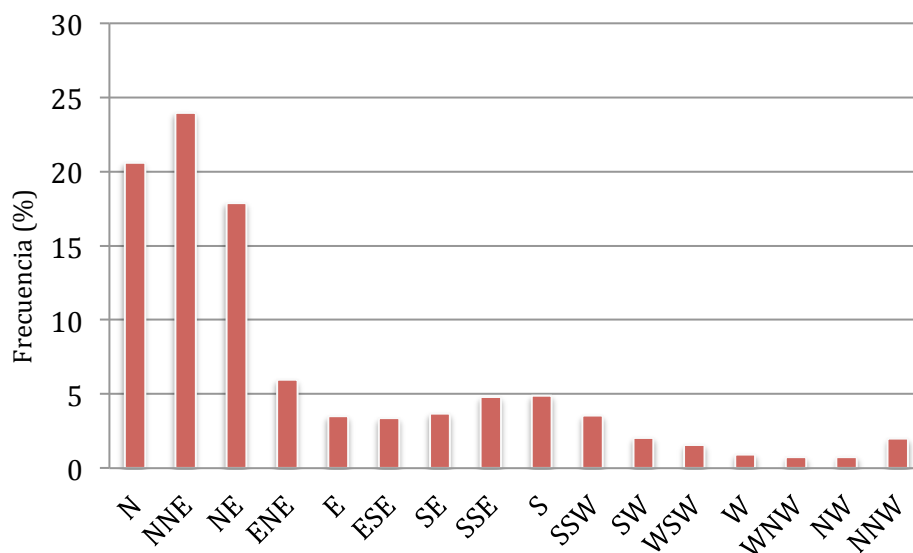


Figura V. Procedencia del viento



Como se puede observar en la rosa de los vientos de procedencia, la dirección de viento predominante se encuentra entre el Norte y el Nordeste, sin embargo, en el resto de direcciones la frecuencia de vientos es mínima, esto nos permite saber que habrá que orientar los aerogeneradores de cara a esas direcciones predominantes. Esto incurre en una gran reducción de los costes en mantenimiento y lubricación de los sistemas de orientación, ya que los góndolas darán menos vueltas. Aún así, las góndolas no quedarán rígidas si no que podrán orientarse en cualquier dirección, ya que pueden dar hasta tres vueltas debido a su sistema de anillos en la parte alta de la torre justo debajo de la góndola.

Para comprobar las conclusiones que se han tomado con la rosa de vientos de procedencia, obtendremos la rosa de vientos de potencia, en la que habrá que tener en cuenta la densidad del aire ($1,225 \text{ kg/m}^3$ a una altura de 80 m) y la velocidad del viento.

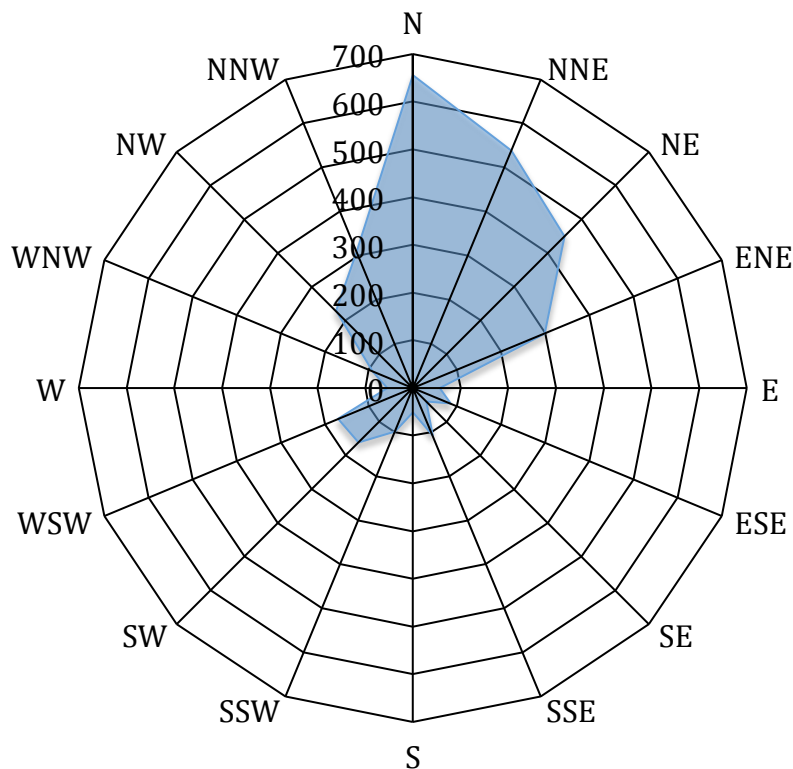


Figura VI. Rosa de los vientos de potencia (W/m^2)

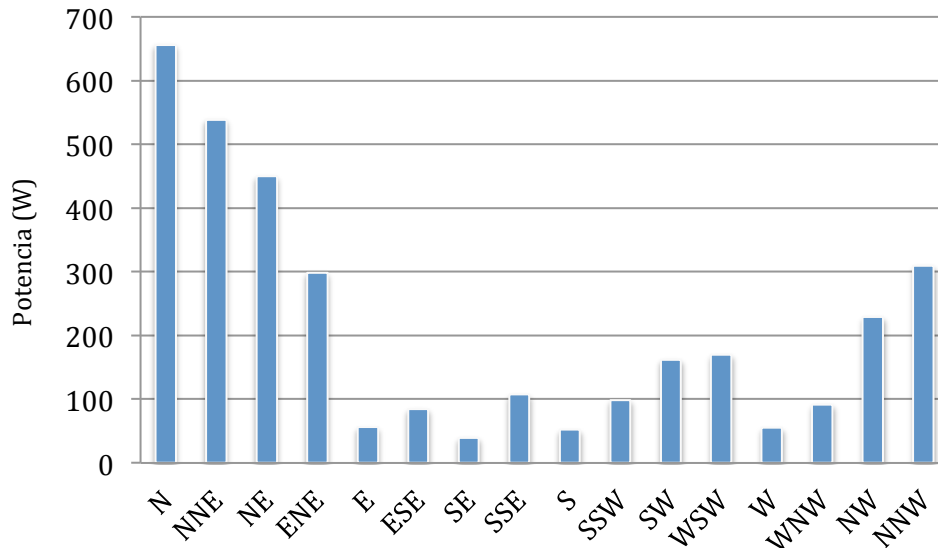


Figura VII. Potencia del viento

Efectivamente, las conclusiones que obtuvimos con la rosa de vientos de procedencia son correctas, las mayores potencias se obtienen entre las direcciones N y NE. Como en la dirección N la potencia es mayor, orientaremos los aerogeneradores de cara a esa dirección. Esto implica que si los aerogeneradores se orientan de cara hacia el norte, la mayor parte del tiempo la góndola se moverá dentro de un ángulo de 45°, entre N y NE. Como se ha comentado anteriormente, la principal ventaja de este fenómeno es la reducción de desgastes en los engranajes, lo que lleva a la reducción de mantenimiento y gastos en lubricación, lo que se traduce en un mayor vida útil, y por supuesto, un mayor rendimiento de todo el sistema ya que la góndola se tendrá que mover mucho menos.

En caso de que el sentido de orientación del aerogenerador no se distinguiera claramente a partir de la rosa de vientos de procedencia debido a que en la misma existen varios picos de direcciones, se procede a realizar la rosa de los vientos de potencia. Se observará en esas mismas direcciones cuál proporciona mayor potencia de entre ellas .

Para concluir la decisión sobre la orientación de los aerogeneradores, procederemos a realizar la rosa de vientos de energía.



Calcularemos la energía por metro cuadrado que se genera en cada una de las tres direcciones predominantes:

- NORTE:

$$P_N = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \cdot 10,23^3 = 655,74 \frac{W}{m^2}$$

$$W_N = 655,74 \cdot 3605,62 = 2364349,26 \frac{W \cdot h}{m^2}$$

- NORNORDESTE:

$$P_{NNE} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \cdot 9,57^3 = 536,84 \frac{W}{m^2}$$

$$W_{NNE} = 536,84 \cdot 4196,04 = 2252602,11 \frac{W \cdot h}{m^2}$$

- NORDESTE

$$P_{NE} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \cdot 9,02^3 = 449,50 \frac{W}{m^2}$$

$$W_N = 449,50 \cdot 3130,82 = 1407290,66 \frac{W \cdot h}{m^2}$$

Se puede observar que aunque NNE sea la dirección del viento predominante, no tiene porque ser la dirección en la que la potencia del viento sea mayor, en este caso es la dirección N. Ha modo de conclusión, también se han calculado las energías en cada una de las direcciones por comprobar aún más la decisión, por si no ha quedado claro, y se ha



realizado la siguiente rosa de los vientos de energía en la que se han tenido en cuenta tanto la potencia del viento (velocidad) y la frecuencia en horas:

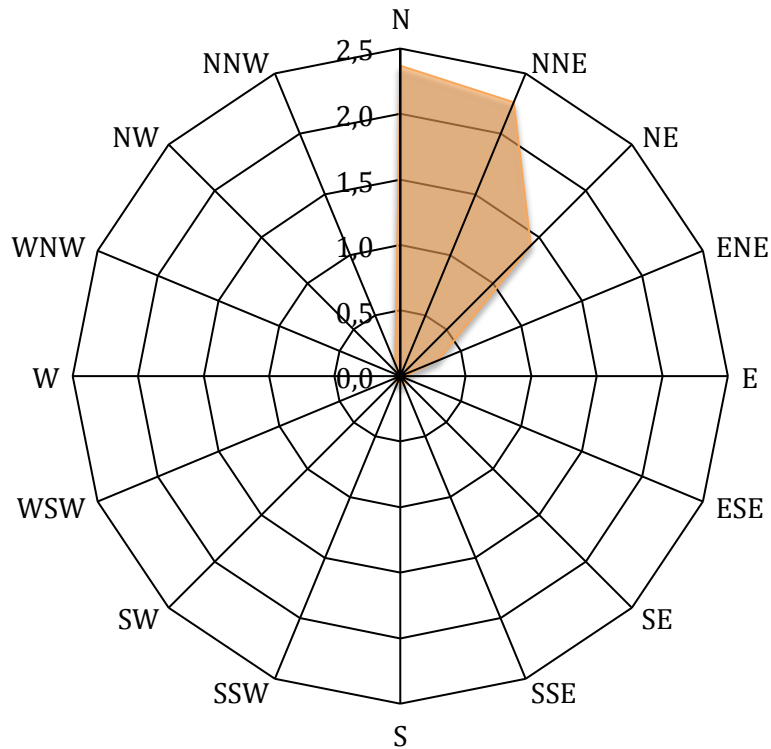


Figura VIII. Rosa de los vientos de energía ($MW\cdot h/m^2$)

6.4. Distribución de Weibull

La distribución de Weibull⁵ es otro de los métodos más importantes a la hora de representar el potencial eólico de una zona. En este caso, mediante la distribución de Weibull lo que se pretende es describir o representar las variaciones de las velocidades del viento. Dicha distribución se representa en una gráfica que muestra una distribución de probabilidad, en la que el área por debajo de la curva siempre va a valer 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquier velocidad es del 100 %.

⁵ La distribución recibe el nombre de Waloddi Weibull, que la describió detalladamente en 1951, aunque se fue descubierta inicialmente por Fréchet en 1927 y aplicada por primera vez por Rosin y Rammler para describir la distribución de los tamaños de determinadas partículas.



La distribución de Weibull viene dada por la siguiente expresión:

$$f(x, \lambda, k) = \begin{cases} 0 & \text{si } x < 0 \\ \frac{k}{\lambda} \cdot \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} & \text{si } x \geq 0 \end{cases}$$

donde

k es el parámetro que da forma a la curva

λ es el parámetro de escala.

Mediante dicha expresión y los siguientes datos proporcionados por la estación meteorológica, procederemos a representar la distribución en una gráfica.

Velocidades (m/s)	Horas (h)	Frecuencia (%)	Frecuencia x Velocidad (m/s)
1	151	0,862	0,009
2	369	2,106	0,042
3	751	4,287	0,129
4	1269	7,243	0,290
5	2001	11,421	0,571
6	2699	15,405	0,924
7	2885	16,467	1,153
8	2702	15,422	1,234
9	1907	10,885	0,980
10	1109	6,330	0,633
11	668	3,813	0,419
12	365	2,083	0,250
13	217	1,239	0,161
14	125	0,713	0,100



15	97	0,554	0,083
16	69	0,394	0,063
17	50	0,285	0,049
18	31	0,177	0,032
19	27	0,154	0,029
20	23	0,131	0,026
21	4	0,023	0,005
22	1	0,006	0,001
23	0	0,000	0,000
24	0	0,000	0,000
25	0	0,000	0,000
Velocidad media			8,21 m/s

Tabla IV. Distribución de velocidades

Como era de esperar, obtenemos aproximadamente la misma velocidad media, ya que la velocidad media del viento en dos años, debe ser la misma ya sea proporcionada según direcciones, meses o según los rangos de velocidades. En caso de que no fuera así, estaríamos cometiendo algún tipo de error. La distribución de probabilidad que obtenemos mediante la expresión de Weibull es la siguiente:

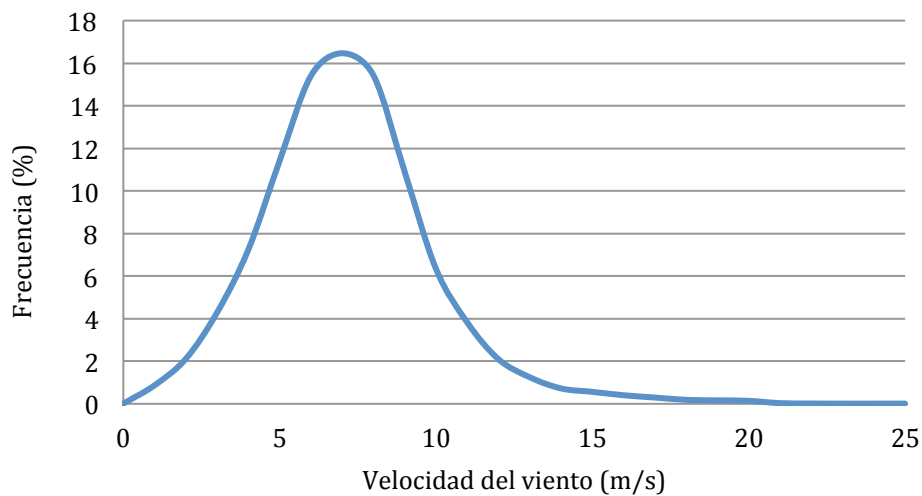


Figura IX. Distribución de Weibull



6.5. Orografía

A la hora de elegir el emplazamiento adecuado para un parque eólico, hay que tener en cuenta la orografía del terreno y los obstáculos que se encuentren cerca de él. En nuestro caso, al ser un terreno bastante llano, no existe ningún tipo de problema, ya que no hay nada que impida la trayectoria normal del viento.

En la zona, se encuentra una montaña (Montaña Magua), de una altura de 162 msnm. Pero no se notan los efectos, ya que se encuentra a más de 3 km de distancia, es decir, que el viento repone su trayectoria después de haber pasado la montaña.

7. Elección del tipo de aerogenerador

Para el parque eólico se han seleccionado aerogeneradores de última tecnología de la empresa alemana Siemens, ya que tiene bastantes años de experiencia en el sector eólico y más de 140 años en el sector energético. A parte de ello, tiene una gamma para vientos moderados como es nuestro caso. Más concretamente, el modelo seleccionado ha sido el SWT-2.3-101, con una potencia unitaria de 2,3 MW a velocidad nominal y con un diámetro de rotor de 101 metros. Un modelo robusto, fiable y duradero, con un elevado rendimiento y bajos costes de mantenimiento. Además, con el aerogenerador viene incorporado el sistema NetConverter⁶ diseñado para una máxima flexibilidad en la respuesta de la turbina a las variaciones de tensión y frecuencia, la continuidad de funcionamiento frente a huecos de tensión y el ajuste de salida. El fabricante nos garantiza:

- Diseño duradero, que permite un ciclo de vida de la turbina exento de problemas. Las palas están hechas de epoxi reforzado con fibra de vidrio y se funden en una sola pieza para eliminar puntos débiles. El aire acondicionado permite proteger los

⁶ NetConverter se trata de un sistema constituido por un convertidor de frecuencia para proveer la operación estable nominal aún a velocidad variable. En definitiva, lo que se logra es desacoplar la frecuencia eléctrica de la frecuencia mecánica.



equipos en el interior de la góndola y además la turbina posee estrategias de desgaste controlado.

- Seguridad extrema, garantiza una seguridad en todos los aspectos desde la instalación y la operación hasta los servicios técnicos. La turbina está a prueba de fallos y posee un sistema de protección contra descargas eléctricas.
- Soporte de funcionamiento avanzado, que se trata de un sistema de control del estado de la turbina, lo que hace reducir los servicios de mantenimiento sobre el terreno. Este sistema obtiene datos las 24 horas del día los siete días de la semana, de vibraciones en el multiplicador, el generador y los cojinetes del eje principal.



Figura X. Aerogenerador SWT-2.3-101 (1)



Figura XII. Aerogenerador SWT-2.3.101 (2)

Además atendiendo a la comparación con otras aerogeneradores de características similares pero de empresas diferentes, el aerogenerador SWT-2.3-101 es el que obtiene mejores resultados según diferentes criterios para un régimen de vientos como el que se tiene en la parcela.



7.1. Especificaciones técnicas del aerogenerador

7.1.1. Datos técnicos

Rotor

- Diámetro 101 m
- Área barrida 8 000 m²
- Velocidad del rotor 6 – 16 r.p.m.
- Reg. de potencia Regulación de paso con velocidad variable

Palas

- Tipo B 49
- Longitud 49 m cada una

Freno aerodinámico

- Tipo Paso de extensión completa
- Activación Activo, hidráulico

Sistema de transmisión

- Tipo de multiplicador Planetario/helicoidal de 3 etapas
- Relación de multiplicador 1:91
- Filtrado de aceite del mult. En línea y fuera de línea
- Refrigeración del mult. Refrigerador de aceite independiente
- Capacidad de aceite Aproximadamente 400 l



Freno mecánico

- Tipo Freno de disco hidráulico

Generador

- Tipo Asíncrono (doblemente alimentado)
- Potencia nominal 2 300 kW
- Tensión 690 V
- Sistema de refrigeración Intercambiador de calor integrado
- Frecuencia 50 Hz

Sistema de control

- Sistema SCADA Web WPS
- Control remoto Control pleno de la turbina

Torre

- Tipo Tubular cilíndrica y/o cónica
- Material Acero al carbono
- Altura de núcleo 80 m

Datos operativos

- Velocidad de viento de conexión 3 – 4 m/s
- Potencial nominal a 12 – 13 m/s
- Velocidad de viento de desconexión 25 m/s
- Máximo 3 s de ráfagas 55 m/s



Pesos

- Rotor 62 toneladas
- Góndola 82 toneladas
- Torre para altura de 80 m 162 toneladas

7.1.2. Curva de potencia

Los datos de la curva de potencia calculada son válidos para condiciones estándar a 15 ° C de temperatura del aire, 1,013 hPa de presión atmosférica y 1,225 kg/m³ de densidad del aire, palas del rotor limpias y flujo de aire horizontal y sin perturbaciones. Los datos de la curva calculada son provisionales.

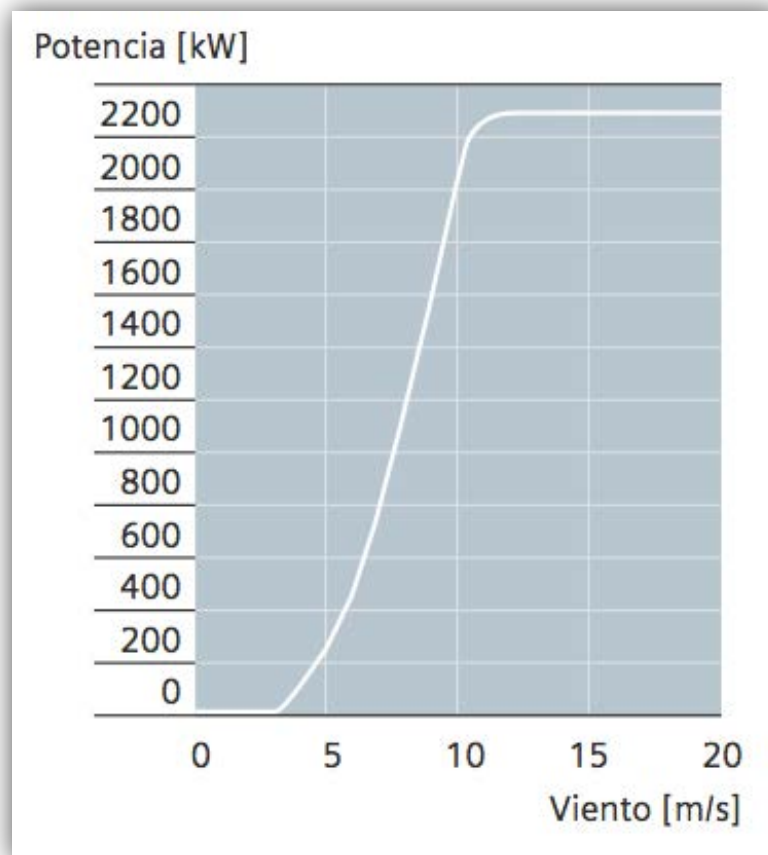


Figura XII. Curva de potencia de SWT-2.3-101



A continuación se presentan las potencias eléctricas según las velocidades del viento, para una densidad estándar de $1,225 \text{ kg/m}^3$.

Velocidad del viento (m/s)	Potencia eléctrica (kW)	Coefficiente de empuje
3	26	0,851
4	115	0,846
5	261	0,846
6	481	0,846
7	786	0,849
8	1187	0,846
9	1663	0,820
10	2062	0,752
11	2246	0,518
12	2293	0,375
13	2299	0,287
14	2300	0,232
15	2300	0,188
16	2300	0,155
17	2300	0,130
18	2300	0,110
19	2300	0,095
20	2300	0,082
21	2300	0,072
22	2300	0,063
23	2300	0,056
24	2300	0,050
25	2300	0,045

Tabla V. Datos de la curva de potencia de SWT-2.3-101



7.1.3. Estructura de la góndola

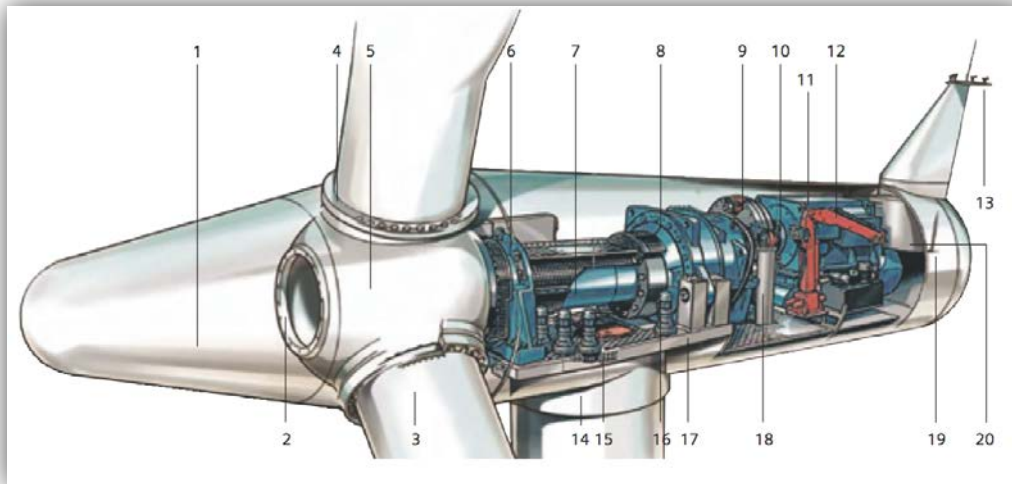


Figura XIII. Estructura de la góndola de SWT-2.3-101

- | | |
|-----------------------|-----------------------------|
| 1. Cono de la hélice | 11. Generador |
| 2. Soporte del cono | 12. Grúa de servicio |
| 3. Pala | 13. Sensores meteorológicos |
| 4. Cojinete de paso | 14. Torre |
| 5. Buje de rotor | 15. Anillo de orientación |
| 6. Cojinete principal | 16. Cojinete de orientación |
| 7. Eje principal | 17. Placa de asiento |
| 8. Multiplicador | 18. Filtro de aceite |
| 9. Disco de freno | 19. Dosel |
| 10. Acoplamiento | 20. Ventilador |

7.1.4. Vida útil garantizada

La empresa suministradora, en este caso, Siemens, nos garantiza que los aerogeneradores que se instalarán en el parque eólico, tendrán una duración de vida mínima de 20 años.



7.2. Elección de las posiciones óptimas de los aerogeneradores

La elección de las posiciones óptimas de los aerogeneradores dentro de una parcela es una de las decisiones más importantes a la hora de construir o diseñar un parque eólico. En caso de que existan varias filas de aerogeneradores, habrá que tener en cuenta el efecto estela. En nuestro caso el efecto estela⁷ no será uno de los factores decisivos ya que el parque eólico está constituido por una única fila de aerogeneradores.

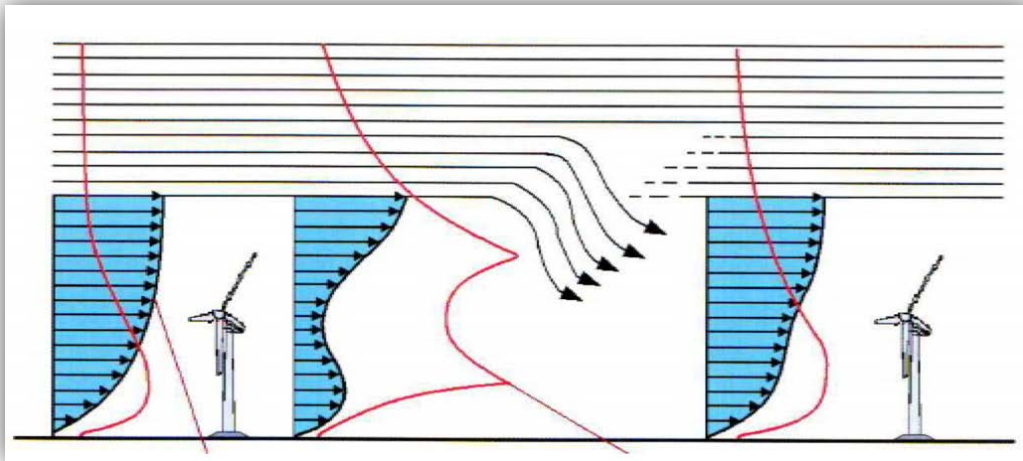


Figura XIV. Efecto estela

En el supuesto de que nuestro parque eólico estuviera formado por más filas de aerogeneradores o en vistas a una ampliación del parque eólico en un futuro, habría que dejar una separación suficiente como para que el viento se reponga a niveles nominales tras haber pasado por las aspas de los aerogeneradores de filas anteriores. En la teoría se suelen dejar entre 5 y 7 diámetros del rotor en dirección del viento (entre fila y fila de aerogeneradores) y entre 3 y 4 diámetros en dirección perpendicular al viento (entre aerogeneradores de una misma fila) como muestra la siguiente figura.

⁷ El efecto estela es un fenómeno que consiste en la reducción del contenido energético del viento tras haber abandonado un aerogenerador, debido a que el propio aerogenerador ha captado parte de la energía a través de sus aspas y ha sido convertida en energía mecánica que se transmite al eje principal. Cumpliendo así, la ley de la Conservación de la Energía que dice que la energía ni se crea ni se destruye sólo se transforma.

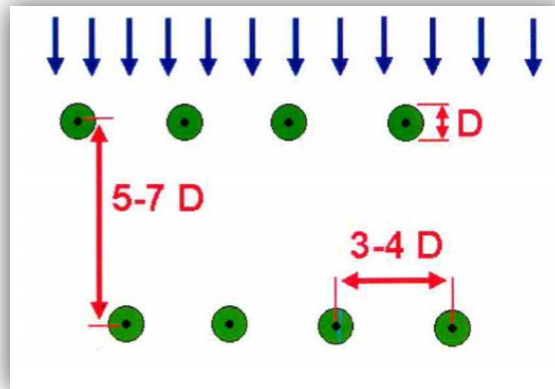


Figura XV. Separación entre aerogeneradores

En la zona en la que se encuentra la parcela donde se instalará el parque eólico, el viento se repone mucho más rápido que en otras zonas debido a que este es constante. Por ello y porque la parcela no es tan amplia como para dejar tanto espacio entre los aerogeneradores, hemos decidido, cumpliendo el reglamento, dejar algo más de dos diámetros de rotor en cualquier dirección. A continuación, se presenta una tabla en la que se indican las coordenadas en las que se instalará cada aerogenerador:

Aerogeneradores	Coordenada X	Coordenada Y
A01	356.815	3.117.526
A02	357.015	3.117.528
A03	357.191	3.117.435
A04	357.374	3.117.496
A05	357.580	3.117.350
A06	357.750	3.117.240
A07	357.910	3.117.120
A08	358.084	3.117.025
A09	358.270	3.116.950
A10	358.433	3.116.830

Tabla VI. Coordenadas de los aerogeneradores



Teniendo en cuenta lo que se ha comentado en este apartado, la distribución de los aerogeneradores en la parcela seleccionada es la que se presenta a continuación. En el capítulo de planos se encuentra la distribución de los aerogeneradores de una forma más detallada.



Figura XVI. Distribución de los aerogeneradores

7.3. Distancia entre aerogeneradores

Debemos tener en cuenta que nos encontramos en una isla y el espacio es limitado, por lo tanto no disponemos de una parcela lo suficientemente amplia. Por lo que las distancias entre los aerogeneradores serán algo menores que lo comentado teóricamente.



No hay ningún problema, ya que en esta zona el viento se repone rápidamente, debido a que estos suelen ser constantes en dirección y velocidad. Las distancias entre cada aerogenerador y el que se encuentra más próximo serán de 200 m aproximadamente, unos dos diámetros de rotor del aerogenerador.

7.4. Potencia captada por el rotor del aerogenerador

La potencia del viento que atraviesa una superficie A a una velocidad v es:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

que es proporcional a la densidad del aire, la superficie y al cubo de la velocidad del viento. Esta expresión se obtiene a partir de la fórmula de la energía cinética,

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

también del flujo másico,

$$\dot{m} = A \cdot \rho \cdot \frac{dx}{dt} = \rho \cdot A \cdot v$$

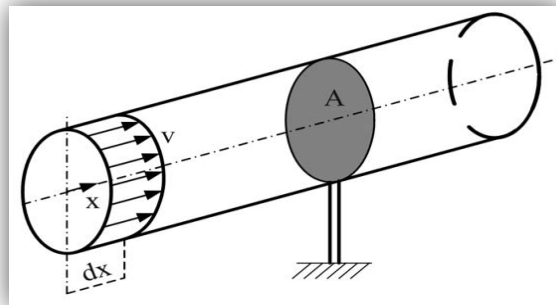


Figura XVII. Masa de aire a través de una superficie A

y es proporcional a la velocidad del viento por lo que la potencia del viento se expresa:

$$P_{viento} = \dot{E} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

y la potencia que es capaz de captar un aerogenerador es:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot c_p$$



donde c_p es el coeficiente de potencia⁸ del aerogenerador.

El aerogenerador SWT-2.3-101 con una potencia de 2,3 MW tiene un coeficiente de potencia de 44,80 %, esto quiere decir que de la potencia total del viento que atraviesa el área barrida por el rotor, a la salida del aerogenerador sólo vamos a tener un 44,80 % de esa potencia. Teniendo esto en cuenta es fácil deducir la potencia del aerogenerador.

Suponiendo los siguientes datos:

- Densidad del aire es $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$
- Radio del rotor $r= 50,5 \text{ m}$
- Velocidad media $v_m=10 \text{ m/s}$
- Coeficiente de potencia $c_p= 44,8 \%$, la potencia es:

$$P = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \cdot \pi \cdot 50,5^2 \cdot 10^3 \cdot 0,448 = 2,2 \text{ MW} \approx \mathbf{2,3 \text{ MW}}$$

8. Sistema eléctrico

El diseño y la planificación de la instalación eléctrica del parque eólico será la parte central del proyecto, ya que es el propósito de este trabajo fin de grado, por ello ahondaremos más en este apartado. Se justificará la red subterránea de media tensión del parque y las zanjas necesarias en las que irán alojados los conductores subterráneos, los centros de transformación ubicados en las bases de las torres con sus correspondientes celdas de media tensión y transformadores, la subestación de transformación con la sala de celdas y el parque de 66 kV a la intemperie, los servicios auxiliares y toda la aparamenta eléctrica necesaria, así como las instalaciones de la malla de puesta a tierra de la subestación y de cada uno de los aerogeneradores.

⁸ El coeficiente de potencia para aerogenerador se descubre en 1919 por el físico alemán Albert Betz, y representa el cociente entre la potencia total del viento y la que es capaz de captar el aerogenerador. Betz también determinó el valor máximo de este coeficiente que es 0,593.



8.1. Descripción general de la instalación eléctrica del parque

El parque eólico está constituido por 10 aerogeneradores de potencia unitaria 2,3 MW, con un factor de potencia ($\cos \varphi$) de 0,95 a una tensión de 690 V. En cada una de las góndolas de los 10 aerogeneradores se instalará un transformador de 3000 kVA que tendrán la misión de aumentar la tensión de 690 V a 20 kV, tensión a la que se encuentra la red interna subterránea de media tensión. La principal ventaja es que con ello disminuirémos las pérdidas de potencia por efecto Joule en el transporte, ya que a misma potencia si aumentamos la tensión, la intensidad disminuirá y por consiguiente la potencia perdida caerá.

Los transformadores instalados en las góndolas de los aerogeneradores se conectarán mediante tres conductores unipolares a las celdas de media tensión ubicadas en la base de la torre. Cada aerogenerador irá provisto de celdas compuestas por un módulo de protección de transformador, uno de entrada de línea y uno de salida de línea (función de remonte), dependiendo de la posición del aerogenerador. De este modo la red de media tensión subterránea, conectará cada una de las celdas de los aerogeneradores y estas con las celdas del edificio de control y mando de la subestación. Al tratarse de una potencia elevada, se ha optado por dividir el parque eólico en dos circuitos, cada uno de estos está constituido por cinco aerogeneradores, transportando así, en el caso más desfavorable para los conductores de ambos circuitos, 11,5 MW de potencia.

Se proyectará una subestación elevadora 66/20 kV de intemperie en la parcela para evacuar la energía generada que interconectará el parque eólico con la red de transporte. En la sala de celdas del edificio de control y mando de la subestación se alojarán las celdas que se conectan al juego de barras simple de 20 kV. Estas celdas son las de protección, mando, celda de medida, celdas de entrada de línea de los dos circuitos del parque eólico, una celda de salida de línea hacia el transformador de servicios auxiliares, una celda de salida de línea hacia el transformador de potencia.



De una de las celdas de salida de línea del centro de control y mando, saldrá un conductor trifásico hacia el transformador que elevará la tensión de 20 a 66 kV (tensión de la red de transporte) con una potencia de 40 MVA. En el lado de 66 kV, se instalará la aparatación necesaria así como los transformadores de intensidad y tensión tanto para adaptar los parámetros a los equipos de medida como para aislar los mismos de alta tensión, equipos de medida, interruptores automáticos, seccionador giratorio, etc. Se instalarán pararrayos a ambos lados del transformador con el fin de proteger a este de descargas atmosféricas.

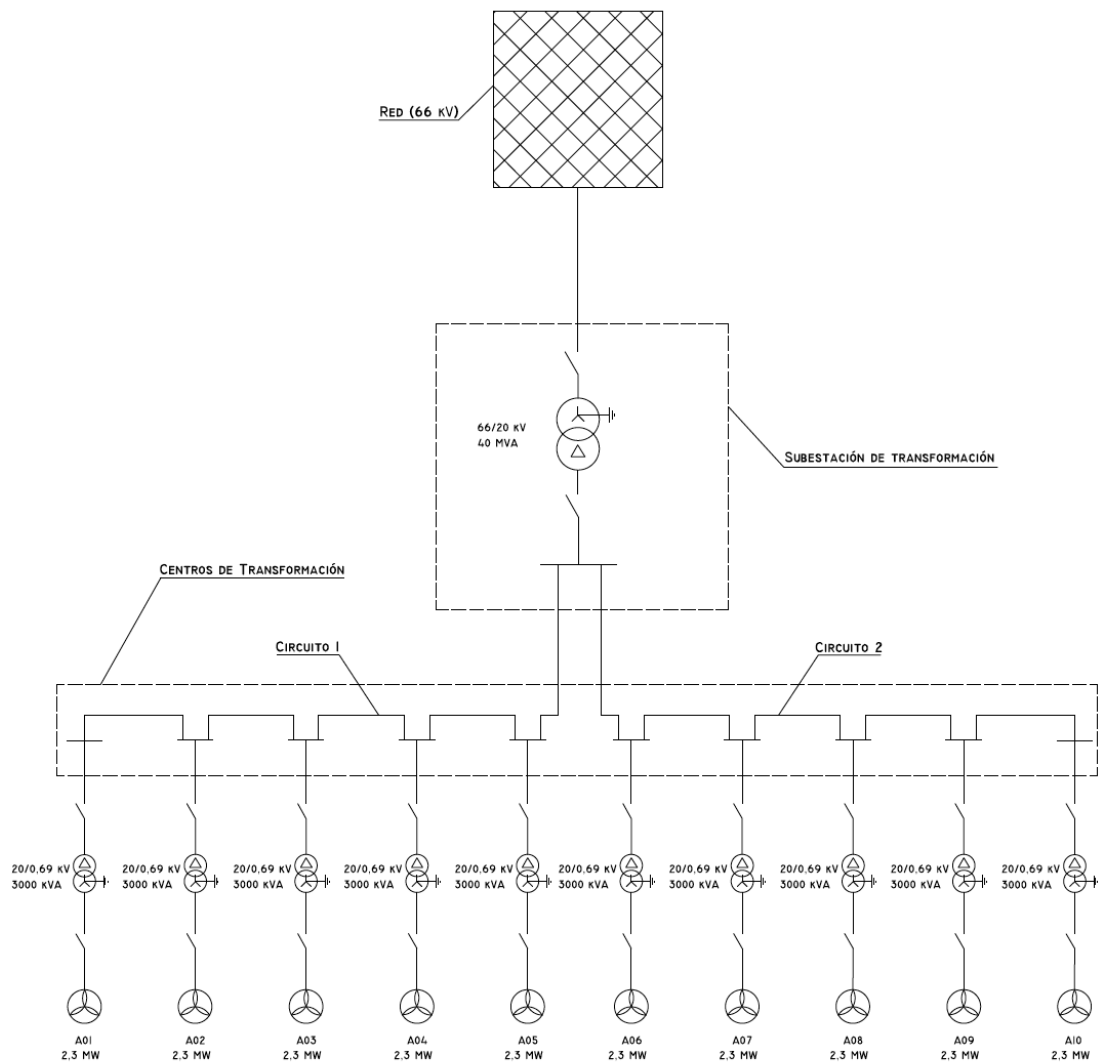


Figura XVIII. Esquema básico de la instalación eléctrica



La red de media tensión discurrirá en zanjas subterráneas y la línea de alta tensión que parte de la subestación de transformación al punto de conexión con la red de transporte será aérea. Las secciones y las características de los diferentes conductores vendrá reflejada tanto en la memoria de cálculos como en los planos.

La potencia de cortocircuito de la red de transporte en el punto de conexión del parque eólico suele ser 20 veces la potencia del parque eólico, esto nos da un resultado de 500 MVA aproximadamente. La empresa suministradora también nos ha proporcionado el dato y efectivamente es de 500 MVA en el punto de conexión.

8.2. Estudio de los cortocircuitos

Un cortocircuito se produce cuando conductores de diferentes fases se ponen en contacto entre sí o con tierra. Estas corrientes son elevadísimas, del orden de 5 a 20 veces la intensidad nominal de la línea. Se distingue entre sobrecarga y cortocircuito, se estima que aproximadamente hasta 10 veces la intensidad nominal es una sobrecarga y de 10 a 20 veces la intensidad nominal es un cortocircuito. Las causas de estos cortocircuitos pueden ser varias:

- Eléctricas: ej. perforación de aisladores en una línea eléctrica.
- Mecánicas: ej. rotura de un conductor.
- Atmosféricas: ej. caída de un rayo.
- Humanas: ej. apertura de un seccionador en carga.

Las consecuencias de los cortocircuitos son el calentamiento de las partes recorridas por las corrientes de cortocircuito, daños irreparables en la aparata de corte y protección así como posibles lesiones al personal técnico próximo a estos elementos, caídas elevadas de tensión, efectos electrodinámicos que ocasionan roturas de barras, entre otras consecuencias.



8.2.1. Cortocircuitos simétricos

El único cortocircuito simétrico es el tripolar o trifásico. Es aquel en el que las tres fases se ponen en contacto entre sí o con tierra. En el presente proyecto se han determinado las corrientes de cortocircuito tripolar en diferentes puntos de la instalación eléctrica de una forma aproximada. Esta consiste en despreciar las cargas pasivas y considerar la fuerza electromotriz de los motores igual que la de los generadores. El circuito equivalente de Thévenin a ambos lados del defecto es una fuente de valor E , ya que las intensidades antes del defecto serían nulas y por tanto la tensión de Thévenin coincidiría con la fuerza electromotriz E , a esta fuente se le añade en serie la impedancia de Thévenin. En estas condiciones basta con calcular el circuito después del fallo.

En nuestro caso, el circuito equivalente para el estudio de los cortocircuitos tripolares es el siguiente:

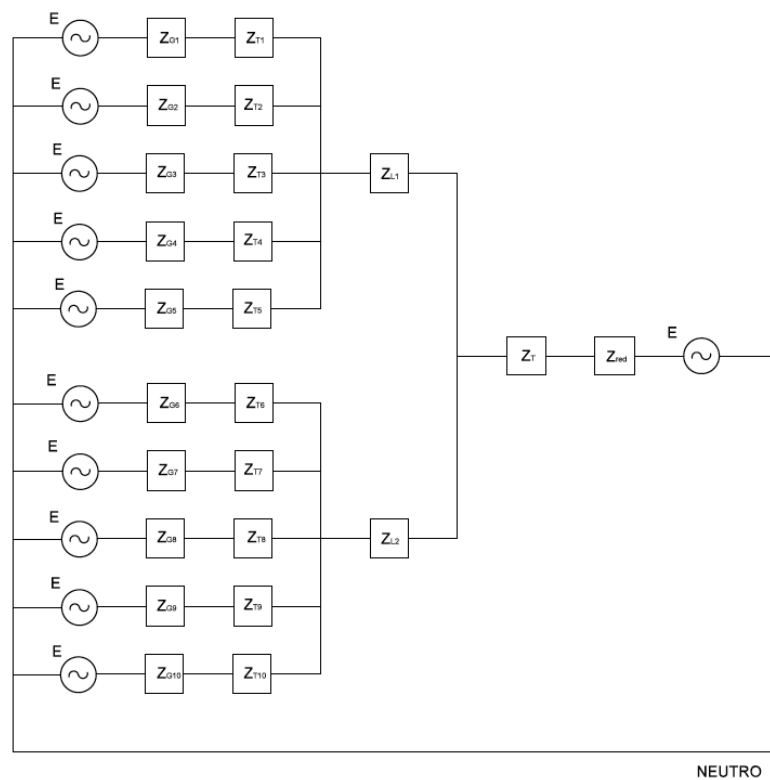


Figura XIX. Red equivalente para el cortocircuito tripolar



Reduciendo todas las impedancias de un lado y del otro del cortocircuito, obtenemos lo siguiente:

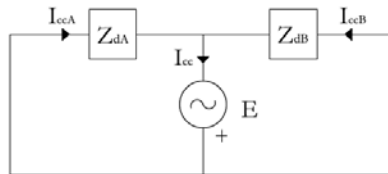


Figura XX. Red equivalente reducida (tripolar)

Para obtener las intensidades de cortocircuito tanto del lado A como del lado B, basta con hallar la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{E}{Z_{eq}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{eq}}$$

8.2.2. Cortocircuito asimétricos

Los cortocircuitos asimétricos se calcularán a través de las componentes simétricas que es un método de análisis de sistemas desequilibrados que consiste en sustituir un sistema en tres sistemas: directo, inverso y homopolar.

Esto permite simplificar los cálculos de corrientes de cortocircuito de sistemas asimétricos en distribuciones trifásica. Existen diferentes tipos de cortocircuitos asimétricos como son el unipolar a tierra, el bipolar sin contacto a tierra y bipolar con contacto a tierra. El más desfavorable de los cortocircuitos mencionados es el unipolar con contacto a tierra, ya que presenta una impedancia equivalente menor y por consiguiente una mayor intensidad de cortocircuito. El cortocircuito unipolar a tierra se calculará como se explica a continuación. Supuesto el cortocircuito en la fase 1, la intensidad por las otras dos fases es cero, por lo que las relaciones entre los sistemas directo inverso y homopolar son:

$$I_d = \frac{I_1 + a \cdot I_2 + a^2 \cdot I_3}{3} = \frac{I_1}{3}$$



$$I_i = \frac{I_1 + a^2 \cdot I_2 + a \cdot I_3}{3} = \frac{I_1}{3}$$

$$I_h = \frac{I_1 + I_2 + I_3}{3} = \frac{I_1}{3}$$

Por tanto las relaciones entre los sistemas son:

$$I_d = I_i = I_h = \frac{I_1}{3} \quad V_1 = V_d + V_i + V_h$$

La red de impedancias directa e inversa, es igual a la que se ha explicado en el cortocircuito tripolar, pero la red de impedancias homopolar es diferente:

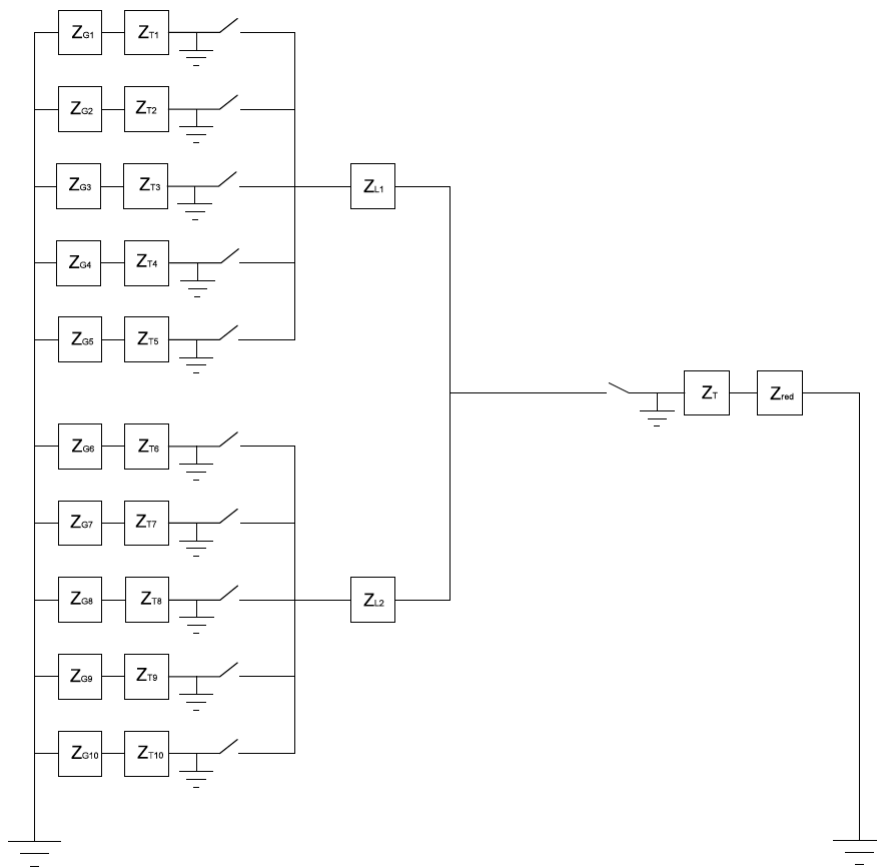


Figura XXI. Red equivalente para el cortocircuito unipolar a tierra



Con esta red de impedancias homopolar y las relaciones entre los sistemas, la única conexión posible entre los mismos es la siguiente:

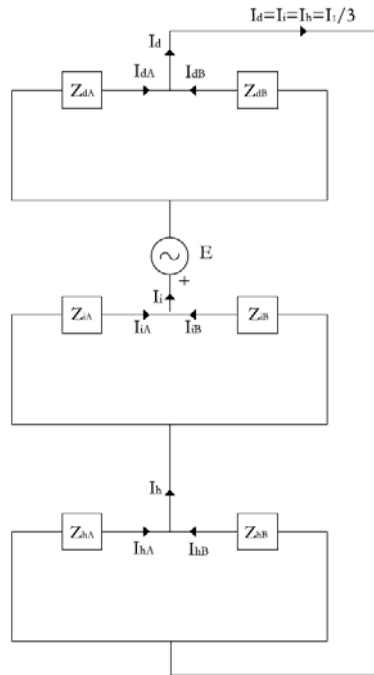


Figura XXII. Red equivalente reducida (unipolar)

A partir de este esquema obtenemos la intensidad I_1 y para obtener la intensidad de cortocircuito total, basta con multiplicar esta intensidad por tres:

$$I_{cc} = 3 \cdot I_d = 3 \cdot \frac{E}{Z_d + Z_i + Z_h}$$

Si lo que queremos es obtener la intensidad de cortocircuito de un lado del punto donde se produce el defecto, basta con aplicar los divisores de intensidad correspondientes.

Para la intensidad de cortocircuito del lado A:

$$I_{cca} = I_{da} + I_{ia} + I_{ha} = I_d \cdot \left(\frac{Z_{db}}{Z_{da} + Z_{db}} + \frac{Z_{ib}}{Z_{ia} + Z_{ib}} + \frac{Z_{hb}}{Z_{ha} + Z_{hb}} \right)$$



Para la intensidad de cortocircuito del lado B:

$$I_{ccb} = I_{db} + I_{ib} + I_{hb} = I_d \cdot \left(\frac{Z_{da}}{Z_{da} + Z_{db}} + \frac{Z_{ia}}{Z_{ia} + Z_{ib}} + \frac{Z_{ha}}{Z_{ha} + Z_{hb}} \right)$$

8.3. Red subterránea de media tensión

La red subterránea de media tensión tendrá la misión de conectar los módulos de las diferentes celdas de los aerogeneradores y estos con las celdas de la subestación. Conectará el módulo de salida de línea de un aerogenerador con el módulo de entrada de línea el siguiente aerogenerador, así sucesivamente hasta llegar al último en el que se conectará el módulo de salida de línea del aerogenerador con el módulo de entrada de línea de la sala de celdas de la subestación. Esto se llevará a cabo en ambos circuitos.

En este apartado se describirá el trazado de la red, la tipología, sección y las características nominales de los conductores empleados.

8.3.1. Características generales de los cables subterráneos

El conductor de la red de media tensión de 20 kV de la instalación pertenece a la categoría A, que comprende los sistemas eléctricos en los que el conductor fase que pueda entrar en contacto con tierra, o con un conductor de tierra, es desconectado del sistema en un tiempo inferior a un minuto. Teniendo en cuenta esto y observando la tabla 1 de la norma UNE 20435 tenemos que:

- La tensión más elevada de la red es $U_m = 24$ kV.
- La tensión nominal del cable es $U_0/U = 12/20$ kV.
- El nivel de aislamiento a impulsos es $U_p = 125$ kV.



Tensión nominal de la red U_n (kV)	Tensión más elevada de la red U_s (KV)	Categoría de la red	Característica mínimas del cable y accesorios	
			U_1/U_2 ó U_0 kV	U_p kV
3	3.6	A-B	1.8/3	45
		C		
6	7.2	A-B	3.6/6	60
		C		
10	12	A-B	6/10	75
		C		
15	17.5	A-B	8.7/15	95
		C		
20	24	A-B	12/20	125
		C		
25	30	A-B	15/25	145
		C		
30	36	A-B	18/30	170
		C		
45	52	A-B	26/45	250
66	72.5	A-B	36	(1)
110	123	A-B	64	(1)
132	145	A-B	76	(1)
150	170	A-B	87	(1)
220	245	A-B	127	(1)
400	420	A-B	220	(1)

Tabla VII. Tensiones del conductor subterráneo

donde:

U_0 es la tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

U es la tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

U_p es el valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.

Los conductores unipolares estarán enrollados entre sí en triángulo y encintados en el interior de una canalización entubada de 0,16 m de diámetro. Dicha canalización irá enterrada a un 1 m de la superficie desde la parte superior del tubo. Para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables tendrán una protección mecánica, así como una cinta de señalización que advertirá la existencia de un cable eléctrico.



8.3.2. Tipo de conductor y aislamiento

Para la red de media tensión del parque eólico, se van a emplear conductores unipolares de aluminio ya que la capacidad de transporte es mayor y el diámetro exterior es menor. Se emplearán cables unipolares debido a la gran potencia que hay que transportar y a la hora de ejecutar la instalación, son más manejables y más prácticos para la confección de terminales, empalmes o conectores, que un cable tripolar.

El aislante del cable será HEPR (High Ethylene Propylene Rubber) ya que se trata de un material que resiste perfectamente la humedad y además posee la estructura de una goma. Este tipo de cables es idóneo para instalaciones subterráneas en suelos húmedos, como es el caso de esta instalación, ya que nos encontramos a escasos metros de la costa. Debido a su reducido diámetro y a la mejor manejabilidad de la goma HEPR, es un cable adecuado para instalaciones en las que el recorrido sea muy sinuoso.

Por otro lado, es capaz de trabajar a un alto gradiente que se traduce en menores espesores de aislamiento y, además, no sólo mantiene todas las cualidades inherentes a los tradicionales aislamientos de EPR, sino que las supera. Al poder trabajar a una temperatura de servicio de 105 °C, estos cables tienen la posibilidad de transmitir más potencia que cualquier otro cable actual de la misma sección. Sus menores dimensiones hacen de él un cable más manejable, menos pesado y más fácil de transportar. A continuación se presentan las diferencias entre el conductor seleccionado y otro conductor que cumplía también los criterios para esta instalación:

- Mayor intensidad admisible a igualdad de sección, por incremento de la temperatura de servicio de 90 °C a 105 °C.

Intensidades de corriente* (A)	Sección (en mm ²)							
	70	95	120	150	185	240	300	400
AL EPROTENAX H COMPACT 12/20 kV	180	215	245	275	315	365	410	470
AL VOLTALENE H 12/20 kV	170	205	235	260	295	345	390	445

Tabla VIII. Comparativa entre aislamientos



*Instalación directamente enterrada a un metro de profundidad, temperatura máxima del suelo 25 °C, resistividad térmica del terreno $1,5 \text{ K} \cdot \text{m}/\text{W}$ para tensiones de 1,8/3 a 18/30 kV. Cables con conductor de aluminio unipolar no armado dispuestos a tresbolillo.

- Menor diámetro exterior del cable, por incremento del gradiente de trabajo, reducción del espesor de aislamiento y por su posible reducción de sección del conductor.
- Facilidad de instalación por su flexibilidad y menor radio de curvatura.

8.3.3. Cálculo de la sección del conductor

La sección de los conductores se puede determinar atendiendo a varios criterios, como son intensidad máxima admisible en servicio permanente, rendimiento, intensidad máxima admisible en cortocircuito, caída de tensión, efecto corona y cálculos mecánicos, entre otros. Pero para determinar la sección de conductor de la red subterránea de media tensión emplearemos los criterios de intensidad máxima admisible en servicio permanente, intensidad máxima admisible en cortocircuito y caída de tensión, según la norma UNE 211435 (Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica), ya que son los criterios más restrictivos en este caso. Los cálculos de todos los apartados que se presentan a continuación se reflejan en la memoria de cálculos.

8.3.3.1. Intensidad máxima admisible en servicio permanente

La intensidad máxima admisible en servicio permanente se calculará atendiendo a la norma UNE 21144 o la ITC-LAT-06, apartado 6, de modo que el conductor no supere la temperatura máxima en ningún tramo de la red.



La condición que debe cumplirse, según la norma UNE 21144, es la siguiente:

$$I_{adm} = I_{adm (C.N.)} \cdot k_T \cdot k_R \cdot k_A \cdot k_P$$

donde

$I_{adm (C.N.)}$ es la intensidad admisible en condiciones normales: T^a del terreno 25 °C, resistividad térmica del terreno 1,5 K · m/ W, profundidad de enterramiento 1 m.

k_T es el factor de corrección por temperatura.

k_R es el factor de corrección por resistividad térmica del terreno.

k_A es el factor de corrección por agrupación de conductores.

k_P es el factor de corrección por profundidad de enterramiento.

Todos estos factores se recogen en las tablas de la ITC-LAT-06. Debe cumplirse que la intensidad máxima que pueda llegar a circular por el conductor en cualquier tramo de la instalación sea menor que la intensidad máxima admisible por el conductor.

8.3.3.2. Caída de tensión

Para calcular la sección según el criterio de caída de tensión de las líneas, se emplearán los valores de la resistencia óhmica y de la reactancia, en corriente alterna a una frecuencia de 50 Hz. Se calculará mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$$

donde

L es la longitud de la línea (km)

I es la intensidad de corriente a transportar (A)

R y X son la resistencia y la reactancia de la línea por fase (Ω /km)



8.3.3.3. Intensidad máxima admisible en cortocircuito

Para este criterio se cumplirá la ITC-LAT 07, apartado 4, en el que se refleja que la línea deberá ser diseñada y construida para resistir, sin dañarse, los efectos mecánicos y térmicos, debidos a las intensidades de cortocircuitos. El cortocircuito puede ser trifásico, fase a fase, fase simple a tierra o fase doble a tierra. Los cortocircuitos más desfavorables suelen ser el trifásico y el fase a tierra, por ello, serán los dos que calcularemos.

La sección del conductor deberá soportar una corriente de cortocircuito durante un intervalo de tiempo, que debe ser mayor que el tiempo de actuación de las protecciones generales, aguas arriba. Estas protecciones serán selectivas con respecto a las protecciones de la red de distribución, con el objetivo de no producir ninguna perturbación en la red.

La potencia de cortocircuito en el punto de evacuación es de 500 MVA. En caso de que no hubiese sido facilitada, podríamos recurrir a la “Orden del 5 de septiembre 1985” en la que dice que la potencia de un parque eólico no será superior a 1/20 veces la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión. Realizando el cálculo obtenemos una potencia de cortocircuito de aproximadamente 485 MVA, por lo que el dato proporcionado por la empresa suministradora se puede dar por válido.

Una vez que se hayan calculado las intensidades de cortocircuito, de la forma que se ha descrito en el apartado anterior, habrá que comprobar que se cumpla la ITC-LAT 06, apartado 6.2.. De acuerdo a la norma UNE 21192 la expresión a utilizar es:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$$

donde

I_{cc} es la intensidad de cortocircuito (A)

S es la sección del conductor (mm²)



K es el coeficiente que depende de la naturaleza del conductor (A/mm^2)

t_w es la duración del cortocircuito (s)

8.3.4. Condiciones de servicio en los cables subterráneos

En caso de cruzamientos, proximidades y paralelismos los cables subterráneos cumplirán las condiciones y distancias de proximidad de la ITC-LAT-06, el apartado 5. En la red de media tensión subterránea del parque eólico, tenemos que los dos últimos tramos de los dos circuitos que conectan con la subestación, están en paralelo. Estos se instalarán paralelamente, manteniendo entre ellos una distancia de 0,25 metros.

8.3.5. Protecciones

Para las protecciones se cumplirá la ITC-LAT-06, apartado 7, en el que se refleja que se tendrá en cuenta la protección contra cortocircuitos y contra sobretensiones. En este caso, todos los dispositivos de protección en la red de media tensión estarán alojados en las celdas, tanto en el edificio de control y mando como en los centros de transformación de los aerogeneradores.

8.3.5.1. Protección contra cortocircuitos

Según la ITC-LAT-06, apartado 7.1, las líneas deberán estar debidamente protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos que puedan originar cortocircuitos susceptibles de producirse en la instalación. Las protecciones asociadas a los cortocircuitos son los fusibles o los interruptores automáticos.

Los interruptores automáticos se instalarán en las celdas de entrada de línea de los dos circuitos del parque eólico, en las celdas de salida de línea hacia el transformador de potencia y en las celdas de protección del transformador de los centros de transformación. Los fusibles se emplearán en la celda de salida de línea hacia el transformador de servicios



auxiliares, debido a que la potencia de este es menor que la de los anteriores. Estos elementos de protección contra cortocircuitos se establecerán de forma que la falta sea despejada en un tiempo tal que la temperatura alcanzada por el conductor durante el cortocircuito no exceda la máxima admisible.

8.3.5.1.1. Fusibles

La condición que cumplirán los fusibles es que la tensión nominal del fusible será mayor o igual que la tensión máxima de la red:

$$U_n \geq U_{m\acute{a}x.red}$$

Según el criterio de protección contra sobrecargas, la intensidad máxima que soporta un conductor durante un tiempo de 2 h es aproximadamente de 1,45 por la intensidad máxima del conductor de forma permanente. Se emplearán fusibles extrarápidos con una constante $k = 1.6$.

$$I_L \leq I_n \leq \frac{1,45 \cdot I_{m\acute{a}x. conductor}}{1,6} = 0,91 \cdot I_{m\acute{a}x.}$$

Según el criterio de protección contra sobreintensidades (cortocircuitos), la condición que debe cumplirse es la siguiente:

$$I_f (en el tiempo t) = I_{cc\ m\acute{a}x} \leq I_s (el conductor en t) = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

El poder de corte del fusible tiene que ser mayor o igual que la intensidad de cortocircuito mayor inmediatamente al lado del fusible y del lado más desfavorable:

$$I_{cc\ m\acute{a}x.} \leq p.d.c.$$



La velocidad de actuación tiene que estar en correspondencia con el tipo de elemento a proteger. En nuestro caso, para proteger transformadores y líneas, se emplearán fusibles rápidos y extrarápidos.

8.3.5.1.2. Interruptores automáticos

Las condiciones que deben cumplirse son:

- Condición del relé

$$I_L \leq I_n \text{ relé electrónico} \leq I_{\text{máx. conductor reg. perm.}}$$

En caso de que el relé sea indirecto y utilice transformador de intensidad de relación n , la condición será la siguiente:

$$I_L \leq I_n \text{ relé electrónico} \cdot n \leq I_{\text{máx. conductor reg. perm.}}$$

Se tendrá que tener en cuenta que la intensidad de cortocircuito en el punto más alejado de la línea que protege tiene que ser mayor que la intensidad de arranque de la protección.

- Condición de disyuntor
 - La tensión nominal del disyuntor será mayor o igual que la tensión máxima de la red donde se instale.

$$U_n \text{ disyuntor} \geq U_{\text{máx. red.}}$$

- La intensidad nominal será mayor o igual que la intensidad nominal por la red donde se instale.



$$I_n \text{ disyuntor} \geq I_n \text{ red}$$

- El poder de cierre será mayor o igual que la intensidad de cortocircuito de choque del lado más desfavorable del disyuntor.
- El poder de corte será mayor o igual que la intensidad de cortocircuito transitoria del lado más desfavorable del disyuntor.

$$I_{cc \text{ máx.}} \leq p.d.c.$$

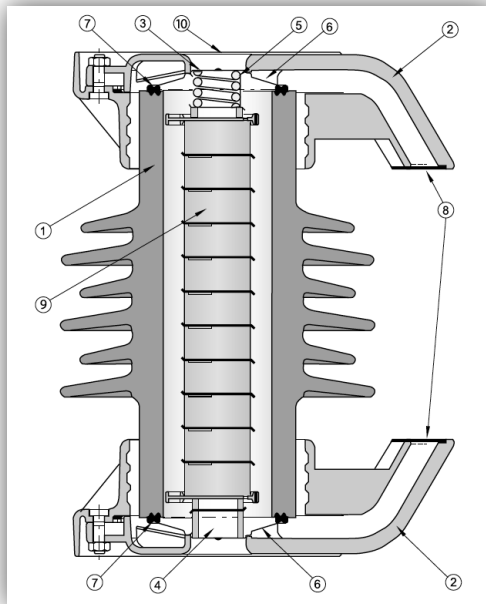
8.3.5.2. Protección contra sobretensiones

Los cables estarán protegidos contra sobretensiones peligrosas, tanto de origen interno como de origen atmosférico, cuando la importancia de la instalación, el valor de las sobretensiones y su frecuencia de ocurrencia así lo aconsejen.

En nuestro caso, emplearemos pararrayos o autoválvulas de óxidos metálicos, tanto en la parte de media tensión, como en la parte de alta tensión. Las características de estos pararrayos se presentarán más adelante.

8.3.5.2.1. Autoválvulas

Las autoválvulas tendrán la misión de proteger el transformador de la subestación de descargas atmosféricas que se puedan producir. Se tendrán en cuenta varias condiciones de servicio como la tensión asignada, la tensión de funcionamiento continuo, el valor cresta de la corriente, la tensión de referencia, la intensidad nominal, niveles de protección e intensidad de descarga. Las características eléctricas de estas autoválvulas se presentan más adelante.



1. Aislador de porcelana
2. Conducto de escape
3. Resorte
4. Bolsa de desecante
5. Chapa de cobre
6. Tapa sellante
7. Anillo sellante
8. Placas de características
9. Bloques de ZnO
10. Tapa de brida

Figura XXIII. Antoráhnula

8.3.6. Puesta a tierra

En este caso se cumplirá la ITC-LAT-06, apartado 4.9., en el que dice que las pantallas metálicas de los cables se conectarán a tierra, por lo menos en una de sus cajas terminales extremas. También se justificará que el aislamiento de la cubierta es suficiente para soportar las tensiones que pueden aparecer en servicio o en caso de defecto.

8.4. Centros de transformación

Cada aerogenerador irá provisto de un centro de transformación para llevar a cabo el proceso de elevación de la tensión de los 690 V de generación a los 20 kV de la red de media tensión del parque eólico. Todos los centros de transformación se diseñarán de acuerdo al *Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de transformación*.

Los centros de transformación estarán constituidos por celdas de media tensión, formadas a su vez por varios módulos según el fin para el que se empleen, el transformador



elevador 20/0,69 kV alojado en la góndola y la aparatenta eléctrica necesaria para la manipulación de los circuitos eléctricos de la red de media tensión.

8.4.1. Celdas de media tensión

Las celdas de media tensión se instalarán en la bases de las torres de los aerogeneradores, tendrán la función de proteger y maniobrar los circuitos que conectan a cada uno de los aerogeneradores a la red de media tensión. Las características de estas celdas de media tensión son las siguientes:

• Tipo	Aparatenta aislada en SF ₆
• Servicio	Continuo
• N° de fases	3
• N° de embarrados	1
• Tensión nominal asignada	24 kV
• Tensión de servicio	20 kV
• Frecuencia nominal	50 Hz
• Intensidad nominal	400 A
• Tensión máxima a frecuencia industrial	50 kV
• Tensión máxima a impulso tipo rayo	125 kV
• Intensidad de cortocircuito (1s)	16 kA
• Intensidad nominal de cresta	40 kA

Las celdas estarán constituidas por diferentes módulos equipados para realizar las funciones de protección del transformador de potencia 20/0,69 kV y la conexión de las líneas de media tensión al embarrado de las celdas y diferentes elementos de medida.

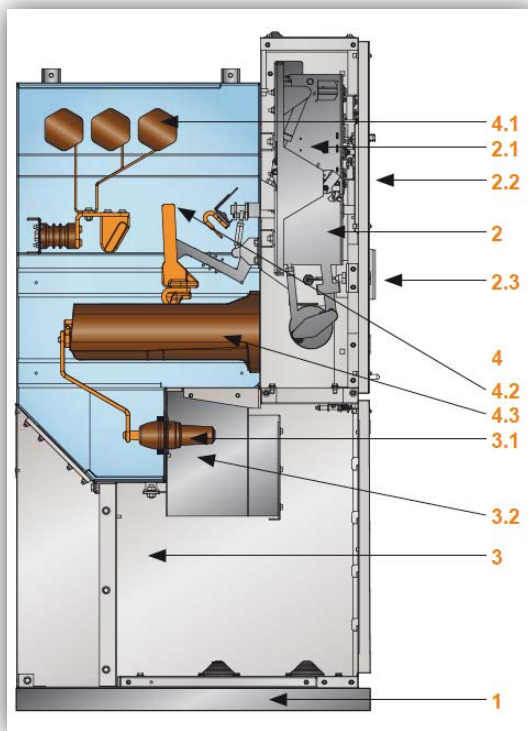
Aquellos aerogeneradores que se encuentren en la ultima posición irán equipados con un módulo de protección del transformador y un módulo de salida de línea



únicamente. El resto de aerogeneradores, que se encuentran en posiciones intermedias, irán equipados con un módulo de entrada de línea, un módulo de salida de línea y un módulo de protección del transformador.

8.4.1.1. Módulo de protección de transformador 20/0,69 kV

Este módulo tiene la misión de conectar los conductores que provienen del transformador al embarrado y a su vez la protección del propio transformador. Estará provisto de un interruptor seccionador de tres posiciones, un interruptor automático que se acciona a través de un relé electrónico de protección, un seccionador de puesta a tierra y un indicador de presencia de tensión.



- 1. Bancada
- 2. Compartimiento de mando
 - 2.1. Mando del seccionador
 - 2.2. Mando del interruptor automático
 - 2.3. Relé de protección vip
- 3. Compartimento de cables de MT
 - 3.1. Pasatapas para la conexión de cables
 - 3.2. Sensores de intensidad de fase
- 4. Cuba de SF₆ sellada de por vida
 - 4.1. Embarrado
 - 4.2. Seccionador de tres posiciones
 - 4.3. Interruptor automático de vacío

Figura XXIV. Módulo de protección del transformador

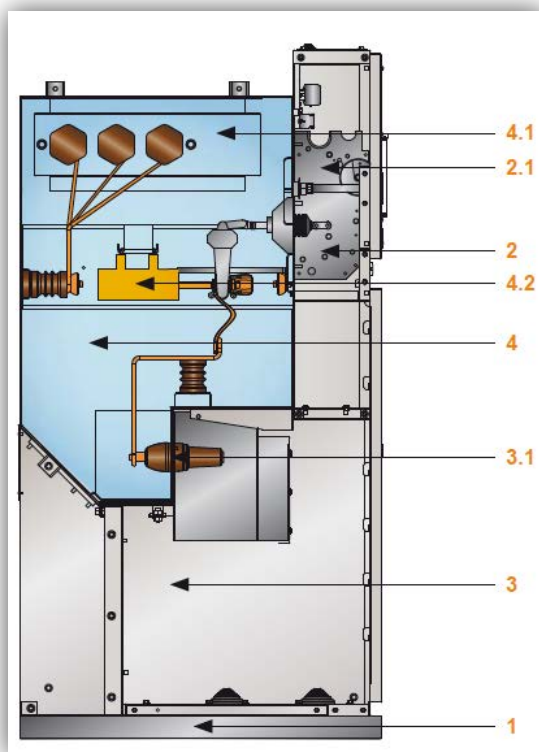
Para proteger el transformador del aerogenerador, no hay tensión auxiliar disponible para alimentar la protección de las cabinas de media tensión. Por ello, se



utilizarán relés de protección autoalimentados a través de unos captadores toroidales de intensidad montados sobre las pasatapas de salida de cables de media tensión hacia el transformador. Los relés proporcionan las protecciones de fase (50-51) y tierra (50N-51N). El relé estará situado en el panel frontal de mecanismos de la celda de media tensión, protegido mediante una cubierta transparente.

8.4.1.2. Módulo de entrada de línea

Este módulo tiene por objeto conectar la línea que proviene del aerogenerador anterior al embarrado. Está equipado con un interruptor-seccionador de tres posiciones y un indicador de presencia de tensión. La función del interruptor-seccionador de tres posiciones es minimizar los tiempos de parada por defectos, facilitar la localización de defectos, reducir las paradas por trabajos de mantenimiento y optimizar los trabajos de energización.



1. Bancada metálica
2. Compartimento de mando
- 2.1. Mando del interruptor-seccionador
3. Compartimento de cables de MT
- 3.1. Pasatapas para conexión de cables
4. Cuba de SF₆ sellada de por vida
- 4.1. Embarrado
- 4.2. Interruptor seccionador de 3 pos.

Figura XXV. Módulo de entrada de línea



8.4.1.3. Módulo de salida de línea

El módulo de salida de línea de la celda de media tensión se trata del módulo más simple en comparación con los mencionados anteriormente, ya que solo tiene la misión de dar salida a los conductores trifásicos que se dirigen al siguiente aerogenerador y de conectar estos con el embarrado de las celdas. Al tener únicamente la función de remonte, está constituido solamente por un seccionador de puesta a tierra y un indicador de presencia de tensión.

8.4.1.4. Compartimento de cables de media tensión

El compartimento de conexión de los cables de entrada y salida en media tensión, está situado en la parte baja de la celda, con acceso desde la parte frontal de la misma y contiene los siguientes elementos:

- Puerta de acceso al compartimento
- Triángulo de peligro eléctrico
- 3 pasatapas para conexión de los terminales de los cables de media tensión
- Sistema de sujeción de cables de media tensión
- Pletinas de tierra

En cualquier caso, la puerta únicamente puede ser abierta cuando la línea esté puesta a tierra. Por otro lado, las tierras de los cables de media tensión de las celdas se conectarán a las pletinas de tierra que se han mencionado anteriormente.

8.4.1.5. Dimensiones de las celdas de media tensión

A continuación se presenta la disposición de las celdas en la base de la torre de los aerogeneradores y las dimensiones de las celdas constituidas por los diferentes módulos de protección del transformador, entrada y salida de línea.



Para las celdas que se instalarán en los aerogeneradores que se encuentran en última posición, con módulo de salida de línea y módulo de protección de transformador las dimensiones son las siguientes:

- Alto 1800 mm
- Ancho 859 mm
- Profundo 980 mm
- Peso 400 kg

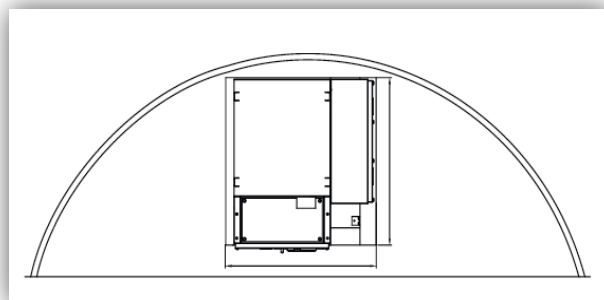
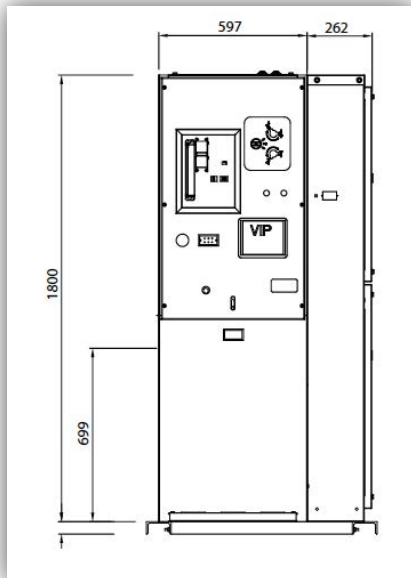


Figura XXVII. Disposición de las celdas en la base de la torre

Figura XXVII. Dimensiones de celda de protección y salida de línea

Para las celdas que se instalarán en los aerogeneradores en posiciones intermedias, con módulo de entrada de línea, salida de línea y protección de transformador las dimensiones son las siguientes:

- Alto: 1800 mm
- Ancho: 1426 mm



- Profundo: 980 mm
- Peso: 675 kg

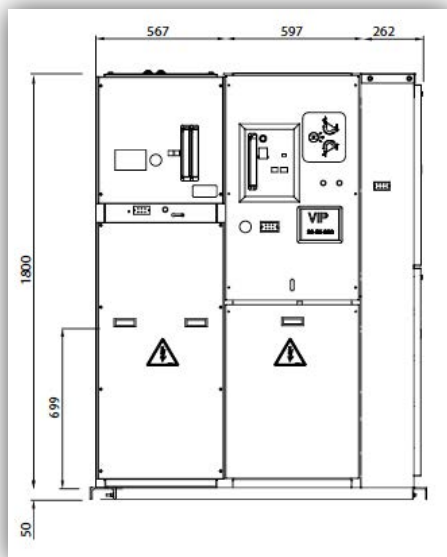


Figura XXIX. Dimensiones de la celda de protección, entrada y salida de línea

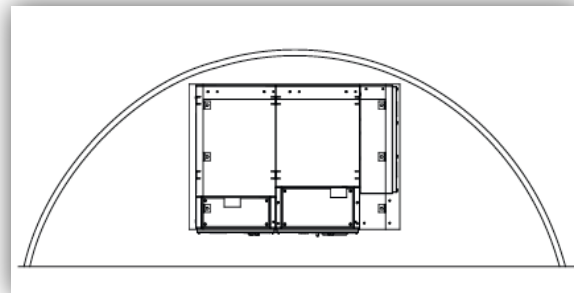


Figura XXVIII. Disposición de las celdas en la base de la torre

8.4.2. Transformador

Como se ha comentado en apartados anteriores el transformador elevador es esencial para que las pérdidas de potencia por efecto Joule en el transporte no sean tan elevadas. Se trata de un transformador en el que la tensión del primario es de 20 kV y la tensión del secundario es de 690 V. La potencia de dicho transformador tendrá que ser superior a la potencia generada por el aerogenerador. En nuestro caso el aerogenerador SWT 2.3-101 genera como máximo una potencia aproximada de 2420 kVA, con lo que se optará por instalar un transformador de 3000 kVA de potencia, con un factor de potencia unidad.

Las características técnicas del transformador elevador de 20/0,69 kV que se instalará en las góndolas de los aerogeneradores son las siguientes:



• Tipo	Trifásico, seco encapsulado
• Relación de transformación	20/0,69 kV
• Potencia nominal	3000 kVA
• Frecuencia	50 Hz
• Grupo de conexión	Dyn11
• Tensión de cortocircuito	10 %
• Clase de aislamiento	F
• Tensión máxima a frecuencia industrial	24 kV
• Tensión máxima a impulso tipo rayo	125 kV
• Regulación sin tensión	$\pm 2,5\% \pm 5\%$

La clase de aislamiento F corresponde a una temperatura máxima de operación de 155 °C y a materiales empleados como elastómero de silicona, mica y vidrio.

El transformador irá provisto de una malla metálica que tendrá como objetivo principal la protección contra posibles contactos directos que se puedan producir según la norma UNE 60298.

Los transformadores de los aerogeneradores irán equipados con los dispositivos conocidos como DGPT2⁹. Estas funciones son:

- Detección de un descenso accidental del nivel del dieléctrico.
- La detección de emisión de gases del líquido dieléctrico en caso de que se produzca la descomposición debida al calor o arco eléctrico en el interior de la cuba.
- Lectura de la temperatura del líquido dieléctrico.
- Visualización del nivel del líquido por medio de un pequeño flotador.

⁹ Los dispositivos DGPT2 (Desprendimiento de Gases, Presión en la cuba y Temperatura con 2 umbrales) son dispositivos capaces de realizar distintas funciones de medida concentrados en un único elemento.



8.4.3. Aparatación eléctrica de media tensión

8.4.3.1. Interruptor automático

El interruptor automático será el encargado de proteger el transformador y de realizar la extinción del arco de una forma rápida y segura. El interruptor está constituido por tres polos diferentes y se encuentra dentro de la cuba de SF₆. Los mecanismos de accionamiento se encuentran fuera de ella, a los que se puede acceder fácilmente para su mantenimiento y revisión. Cada uno de estos polos está formado por dos contactos, uno móvil y otro fijo, produciéndose el corte de corriente por la suma de la autocompresión del SF₆ por desplazamiento del contacto móvil, que produce un doble soplado axial sobre el arco en ambos contactos y la velocidad de separación de los contactos.

El interruptor automático de vacío se acciona mediante mecanismos operativos que garantizan una tasa de apertura y cierre del dispositivo de conmutación independiente del operario. El disparo del interruptor automático se realiza mediante una bobina de disparo accionada por los relés de protección. Este mecanismo operativo incluye, entre otras cosas:

- Un sistema de muelle que almacena la energía necesaria para abrir y cerrar el interruptor automático.
- Un sistema eléctrico de cierre que incluye una bobina de cierre para el control remoto y un relé antibombeo.
- Un indicador mecánico de estado del muelle: cargado o descargado.

El interruptor automático del que está dotado el módulo de protección del transformador tiene las siguientes características:

- Tensión nominal asignada 24 kV
- Tensión de servicio 20 kV



-
- | | |
|------------------------------------------|--------|
| • Frecuencia nominal | 50 Hz |
| • Intensidad nominal | 400 A |
| • Tensión máxima a frecuencia industrial | 50 kV |
| • Tensión máxima a impulso tipo rayo | 125 kV |
| • Poder de corte | 25 kA |
| • Poder de cierre | 63 kA |

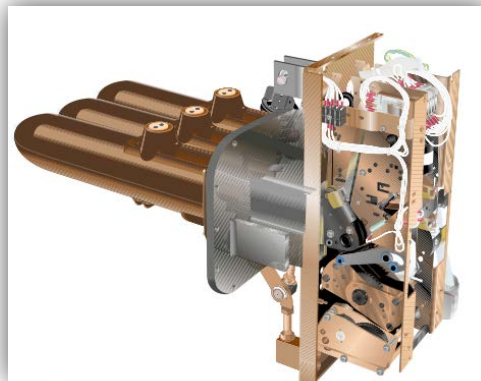


Figura XXX. Interruptor automático

8.4.3.2. Interruptor-seccionador

El interruptor-seccionador tendrá la misión de conectar los conductores de entrada que provienen del aerogenerador anterior con el embarrado general del conjunto de módulos, cortar la corriente nominal, seccionar dicha unión o poner a tierra simultáneamente las tres fases del conductor de acometida.

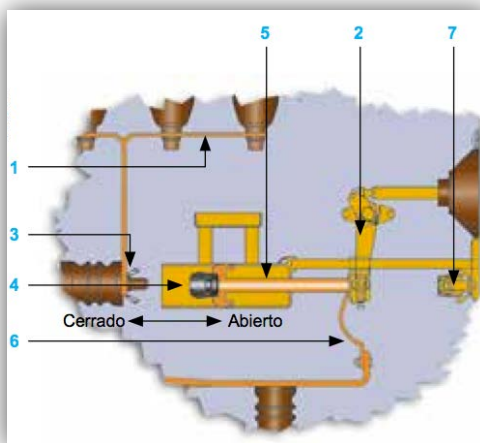
Los interruptores-seccionadores son del tipo autoneumático de tres posiciones: conectado, desconectado y puesto a tierra, y por tanto, con seguridad intrínseca contra falsas maniobras. En la parte frontal del módulo se encuentra el accionamiento del interruptor, no pudiéndose poner a tierra cuando está en posición cerrado. Los elementos de seccionamiento se encuentran en el interior de una cuba rellena de SF₆ a presión. El corte de corriente se produce por la velocidad de las cuchillas y por el soplado de gas SF₆.



Los interruptores-seccionadores tiene capacidad de cierre en cortocircuito, tanto en la operación de cierre como de la puesta a tierra de cables. La velocidad de actuación de todas las maniobras de apertura y cierre, excepto la apertura del seccionador de puesta a tierra, es independiente de la actuación del operario. Solamente una vez puesto a tierra el circuito queda liberado el enclavamiento que para el acceso al compartimento de cables.

Las características de los interruptores-seccionadores con los que vienen equipadas las celdas de entrada de línea son las siguientes:

- Tensión nominal asignada 24 kV
- Tensión de servicio 20 kV
- Frecuencia nominal 50 Hz
- Intensidad nominal 400 A
- Tensión máxima a frecuencia industrial 50 kV
- Tensión máxima a impulso tipo rayo 125 kV
- Poder de corte 25 kA
- Poder de cierre 63 kA



1. Barras interiores superiores
2. Transmisión
3. Contacto fijo (cerrado)
4. Contacto móvil
5. Cámara del interruptor
6. Trenza de conexión
7. Contacto fijo puesta a tierra

Figura XXXI. Interruptor-seccionador



8.4.3.3. Seccionador de tres posiciones

En el seccionador de tres posiciones del que está equipado el módulo de protección del transformador, la velocidad de actuación en todas las maniobras de apertura y cierre es dependiente de la actuación del operario. La capacidad de cierre contra cortocircuito, tanto del seccionador como de la puesta a tierra, la garantiza el interruptor automático. La operación del seccionador de tres posiciones, será siempre manual mediante palanca de accionamiento.

Las características de los seccionadores de puesta de tres posiciones del que están equipados los módulos de protección de los transformadores son las siguientes:

- Tensión nominal asignada 24 kV
- Tensión de servicio 20 kV
- Frecuencia nominal 50 Hz
- Intensidad nominal 400 A
- Intensidad de cortocircuito 20 kA
- Valor de cresta de la corriente admisible 50 kA

8.4.3.4. Seccionador de puesta a tierra

Los seccionadores de puesta a tierra instalados tanto en el módulo de salida de línea como en el módulo de protección del transformador, tendrán la misión de proteger al personal cuando trabaje en los equipos y circuitos eléctricos.

Los seccionadores de puesta a tierra de las celdas de media tensión tienen las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal asignada 24 kV
- Tensión de servicio 20 kV



-
- | | |
|---------------------------------------------|-------|
| • Frecuencia nominal | 50 Hz |
| • Intensidad nominal | 400 A |
| • Intensidad de cortocircuito | 20 kA |
| • Valor de cresta de la corriente admisible | 50 kA |

8.4.3.5. Enclavamientos

Tanto en el diseño del interruptor automático como del seccionador, se han considerado todas las condiciones de operación, garantizando mediante enclavamientos adecuados la máxima seguridad. El interruptor automático no puede ser cerrado, hasta después de haber puesto el selector de función en la posición neutra, que asegura el final de la maniobra. El seccionador de tres posiciones únicamente puede ser accionado cuando el interruptor automático se encuentra en posición abierto.

8.5. Subestación

La subestación que se proyectará en la parcela, se trata de una subestación eléctrica elevadora y será la instalación encargada de transformar la tensión. En este apartado se tendrá en cuenta el *Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centro de Transformación*. Contaremos con un transformador de una potencia de 40 MVA con relación de transformación 66/20 kV, que elevará la tensión generada del parque eólico para que pueda ser transportada. La tensión del secundario será de 20 kV y la tensión del primario está condicionada por la tensión de la línea de transporte, que es de 66 kV.

El objetivo general de la subestación será el de evacuar el flujo de energía que proviene del parque eólico a la red de 66 kV, bajo unas condiciones de calidad, continuidad y seguridad adecuadas.

La subestación es una de las instalaciones más importantes ya que lo que se quiere con ella es que las pérdidas energéticas debidas al transporte sean menores, lo que se



traduce en menores pérdidas económicas. Estas pérdidas se deben al llamado efecto Joule, que se produce debido al calentamiento de los conductores cuando por ellos circula una intensidad. Cuanto mayor sea la intensidad, mayor serán las pérdidas, con lo que aumentando la tensión, a misma potencia a transportar, disminuirá la intensidad y como consecuencia disminuirá la potencia perdida. Las pérdidas por efecto Joule se pueden definir como tres veces la intensidad al cuadrado por la resistencia.

La subestación tendrá un parque a la intemperie, es decir, que se construirá directamente en el exterior. Por ello, todos los elementos que se instalen a la intemperie deberán resistir las adversidades atmosféricas como por ejemplo descargas atmosféricas o corrosión debida a la proximidad del mar entre otras. El aislante que se empleará es el propio aire y en algunos casos SF₆.

La subestación está formada por el edificio de control y mando, en el que se encuentran las celdas de media tensión con sus respectivos aparatos de medida, transformadores, interruptores automáticos, seccionadores, indicadores de presencia de tensión, etc. También está formada por un transformador de potencia de 40 MVA, pararrayos, transformadores de tensión e intensidad exteriores, seccionadores, interruptores automáticos para alta tensión, embarrados tanto de 20 kV como de 66 kV. Todo ello se desarrollará de una forma detallada más adelante.

8.5.1. Sistema de media tensión (20 kV)

Este apartado comprenderá la parte de la subestación desde las celdas colectoras del edificio de control y mando hasta el transformador de potencia de 66/20 kV por el lado de media tensión. Se hará referencia a las celdas de media tensión empleadas (celdas de entrada de línea, celda de salida de línea hacia el transformador de potencia, celda de medida, celda de servicios auxiliares), el transformador de servicios auxiliares, el embarrado de 20 kV de las celdas al que se conectarán los cables de media tensión y la aparamenta eléctrica de media tensión necesaria.



8.5.1.1. Celdas de media tensión

Estas celdas irán alojadas en la sala de celdas del edificio de control y mando de la subestación y se conectarán a un juego de barras sencillo a 20 kV. Se ha optado por este tipo de barras ya que su coste es reducido, la instalación, la maniobra y el conexionado son más sencillos que en otras configuraciones.

Las celdas que se instalarán en la sala de celdas del edificio de control y mando serán las siguientes:

- Dos celdas de entrada de línea, una por cada circuito de aerogeneradores.
- Una celda de salida de línea hacia el transformador de potencia de 40 MVA.
- Una celda de salida hacia el transformador de servicios auxiliares de 400 kVA.
- Una celda de medida para los transformadores de protección y medida.

Las celdas que se van a instalar están aprobados por las normas CEI-298 y las características generales de estas celdas de media tensión son:

• Tipo	Aparamenta aislada SF ₆
• Servicio	Continuo
• N° de fases	3
• N° de embarrados	1
• Tensión nominal asignada	24 kV
• Tensión de servicio	20 kV
• Intensidad nominal (embarrados)	1250 A
• Intensidad nominal (derivaciones)	400 A
• Frecuencia nominal	50 Hz
• Tensión máxima a frecuencia industrial	50 kV
• Tensión máxima a impulso tipo rayo	125 kV

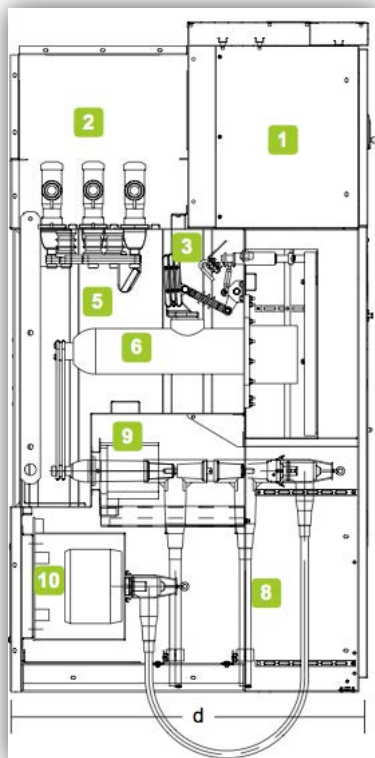


Las características técnicas y datos adicionales de las distintas celdas del edificio de mando y control de la subestación se van a presentar a continuación.

8.5.1.1.1. Celda de entrada de ramal de aerogeneradores

Las celdas de entrada de línea tendrán la misión de conectar los conductores que provienen de los dos circuitos de aerogeneradores con el embarrado de 20 kV. Las dos celdas estarán equipadas con un seccionador de tres posiciones, un interruptor automático, un relé de protección autoalimentado y un indicador de presencia de tensión.

- Tensión nominal 24 kV
- Intensidad nominal de embarrado 1250 A
- Intensidad nominal en derivación 400 A
- Intensidad de cortocircuito (3s-1s) 25-31,5 kA



1. Cajón de media tensión
2. Sistema general de barras colectoras
3. Seccionador de tres posiciones
4. Mando del seccionador
5. Cuba metálica llena de SF₆
6. Interruptor automático
7. Mando del interruptor automático
8. Compartimento de cables de potencia
9. Transformadores de intensidad
10. Transformadores de tensión

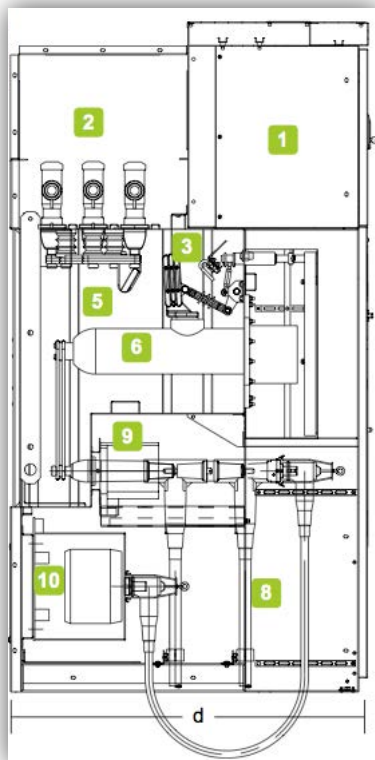
Figura XXXII. Celda de entrada de línea



8.5.1.1.2. Celda de salida de línea hacia el transformador de potencia

La celda de salida de línea hacia el transformador de potencia tendrá la misión por un lado de conectar el embarrado de media tensión con el transformador y por otro lado de proteger el transformador mediante un interruptor automático. Esta celda estará equipada con un seccionador de tres posiciones, un interruptor automático, un relé de protección autoalimentado y un indicador de presencia de tensión.

- Tensión nominal 24 kV
- Intensidad nominal de embarrado 1250 A
- Intensidad nominal en derivación 1250 A
- Intensidad de cortocircuito (3s-1s) 25-31,5 kA



1. Cajón de media tensión
2. Sistema general de barras colectoras
3. Seccionador de tres posiciones
4. Mando del seccionador
5. Cuba metálica llena de SF₆
6. Interruptor automático
7. Mando del interruptor automático
8. Compartimento de cables de potencia
9. Transformadores de intensidad
10. Transformadores de tensión

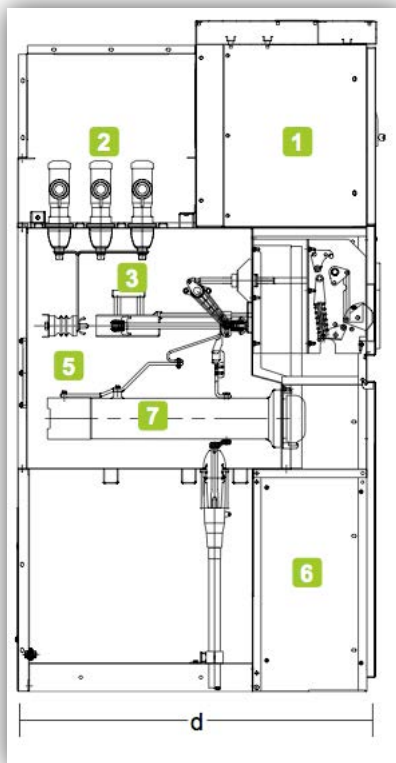
Figura XXXIII. Celda de protección del transformador



8.5.1.1.3. Celda de salida de línea hacia el transformador de SSAA

La celda de salida de línea hacia el transformador de servicios auxiliares tendrá la misión de conectar el transformador de servicios auxiliares con el embarrado de media tensión y además de proteger el propio transformador. La celda de salida de línea hacia el transformador de servicios auxiliares estará equipada con un interruptor-seccionador (tres posiciones), fusibles y un detector de presencia de tensión.

- Tensión nominal 24 kV
- Intensidad nominal del embarrado 1250 A
- Intensidad nominal en derivación 200 A (fusible)
- Intensidad de cortocircuito (3s-1s) Limitado por fusible



1. Cajón de media tensión
2. Sistema general de barras colectoras
3. Interruptor seccionador de tres posiciones
4. Mando del interruptor-seccionador
5. Cuba metálica llena de SF₆
6. Compartimento de cables de potencia
7. Portafusibles

Figura XXXIV. Celda de transformador de servicios auxiliares



8.5.1.2. Transformador de servicios auxiliares

Los transformadores asociados a los servicios auxiliares tienen la misión de obtener un suministro de energía en baja tensión, 230 ó 400 V, de varios kVA directamente de una línea de alta o media tensión, en nuestro caso de las barras de 20 kV. Con la energía se alimentarán los diferentes equipos del parque como pueden ser la refrigeración y regulación del transformador de potencia, el sistema de comunicaciones, los relés de protección, etc. El transformador que hemos seleccionado tiene las siguientes características técnicas:

• Tipo	Trifásico, seco encapsulado
• Relación de transformación	20/0,4 kV
• Potencia nominal	400 kVA
• Frecuencia	50 Hz
• Grupo de conexión	Dyn11
• Tensión de cortocircuito	4 %
• Clase de aislamiento	F
• Tensión máxima a frecuencia industrial	24 kV
• Tensión máxima a impulso tipo rayo	125 kV

Los servicios a los que dará suministro este transformador son: calefacción e iluminación, equipos de telemedida, tomas de corriente, cargador de batería de 125 Vcc, cargador de batería 48 Vcc, a parte de los mencionados arriba.

8.5.1.3. Aparataje eléctrica de media tensión

8.5.1.3.1. Interruptor automático

En este caso, existen varios interruptores automáticos, por un lado se instalará uno en cada celda del entrada de línea de los circuitos de aerogeneradores y por otro lado se



instalará uno en la celda de salida de línea hacia el transformador de potencia. Los primeros tendrán la misión de proteger las líneas aguas debajo del interruptor automático y el segundo tendrá la misión de proteger tanto el transformador como la línea que conecta el embarrado de 20 kV con el transformador.

Los interruptores automáticos que se instalarán en las celdas de entrada de línea tienen las siguientes características:

- | | |
|------------------------------------------|--------|
| • Tensión nominal asignada | 24 kV |
| • Tensión de servicio | 20 kV |
| • Frecuencia nominal | 50 Hz |
| • Intensidad nominal | 400 A |
| • Tensión máxima a frecuencia industrial | 50 kV |
| • Tensión máxima a impulso tipo rayo | 125 kV |
| • Poder de corte | 25 kA |
| • Poder de cierre | 63 kA |

Sin embargo, en la celda de salida de línea hacia el transformador de potencia no podemos emplear el mismo interruptor automático ya que la intensidad que circula por la derivación de esa celda es casi el doble (casi la suma de las dos intensidades que provienen de los circuitos de aerogeneradores). Por ello para el interruptor automático de la celda de salida de línea hacia el transformador de potencia hemos seleccionado uno con las mismas características que el anterior, pero en este caso la intensidad nominal es de 1250 A.

8.5.1.3.2. Seccionador de tres posiciones

Los seccionadores de tres posiciones se situarán en el interior del compartimento de la barra colectora que dispone de tres posiciones: cerrado, abierto y puesto a tierra (a través del interruptor automático). La capacidad de cierre en condiciones de cortocircuito, del seccionador y del seccionador a tierra, se realiza a través del interruptor automático.



Las características eléctricas de los seccionadores de tres posiciones de las celdas de entrada de línea son las siguientes:

- Tensión nominal asignada 24 kV
- Tensión de servicio 20 kV
- Frecuencia nominal 50 Hz
- Intensidad nominal 400 A
- Intensidad de cortocircuito 20 kA
- Valor de cresta de la corriente admisible 50 kA

Al igual que con el interruptor automático, el seccionador de tres posiciones de la celda de salida de línea hacia el transformador de potencia tiene que soportar mayor intensidad que los demás. Por ello, se ha seleccionado un seccionador de tres posiciones de las mismas características pero con una intensidad nominal de 1250 A.

8.5.1.3.3. Interruptor-seccionador combinado con fusibles

En la celda de servicios auxiliares se sitúan tres portafusibles individuales dentro de la cuba de SF₆, en posición horizontal y todos a la misma altura. Todas las operaciones de apertura y cierre del interruptor pueden llevarse a cabo por medio de una empuñadura, pero la velocidad será independiente del operario (excepto para la puesta a tierra). En el caso de las operaciones de apertura y cierre del interruptor seccionador tanto a barras como a tierra, la empuñadura de maniobra no se puede retirar hasta que haya finalizado la operación.

La posición del seccionador de puesta a tierra siempre queda enclavada con el acceso al compartimento del fusible, de tal manera que no es posible abrir la cubierta del compartimento hasta que la posición de puesta a tierra esté cerrada. Como medida de precaución adicional, ambos lados de fusible están conectados a tierra.



Las características de este interruptor-seccionador combinado con fusibles, serán las características de un interruptor añadiendo las de los fusibles.

8.5.1.3.4. Autoválvulas

A cada lado del transformador, tanto en el lado de media tensión como en el de alta, se instalarán autoválvulas para la protección del transformador contra sobretensiones producidas, por ejemplo, por descargas atmosféricas. En este apartado, se describirán las del lado de media tensión. Se instalarán lo más cerca posible de transformador.

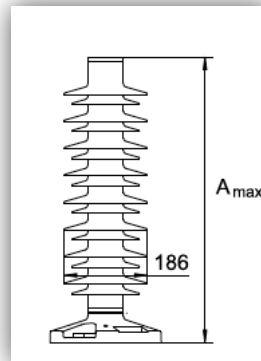


Figura XXXV. Autoválvula 20 kV

8.5.1.3.5. Embarrado de media tensión

El embarrado estará compuesto por un juego simple de barras ya que su coste es reducido, la instalación, la maniobra y el conexionado son más sencillos que en otras configuraciones. Pero por el contrario, una avería en barras interrumpe el suministro de energía y la revisión del disyuntor elimina del servicio la salida correspondiente.

El conjunto se compone de tres barras conductoras cilíndricas de cobre independientes aisladas con silicona. La conexión entre las celdas se realizará mediante un tramo de barras y conectores en T o en L.

El campo eléctrico es controlado mediante insertos semiconductores en aislamiento de goma-silicona, tanto en el interior como en el exterior. La pantalla exterior está puesta a tierra a través de una cubierta metálica exterior.

8.5.1.3.6. Transformadores de protección y medida

Para poder medir las variables eléctricas de las líneas, tendremos que instalar diferentes tipos de transformadores, de modo que esas variables se puedan medir a otra escala y con un simple factor de conversión saber la medida real.



Transformador de intensidad

Los transformadores de intensidad estarán diseñados para reducir la intensidad a valores manejables y proporcionales a la primaria original, aunque algo desfasados. Separa del circuito de media tensión los instrumentos de medida, contadores, relés, etc. Estos transformadores tiene una doble función, por un lado transformar la corriente y por otro lado aislar los instrumentos de la red de media tensión. Los transformadores de intensidad interiores que emplearemos, tendrán las siguientes características:

- | | |
|------------------------------|----------------------------------------|
| • Tensión de servicio | 20 kV |
| • Tensión máxima de servicio | 24 kV |
| • Relación de transformación | 1000/5-5-5 A |
| • Intensidad máxima primario | 2000 A |
| • Aislamiento | Encapsulado en resina |
| • Dimensiones | A1= 245 mm
A2= 178 mm
A3= 270 mm |
| • Base | B1= 178 mm
B2= 295 mm |
| • Anclaje | C1= 150 mm
C2= 280 mm |

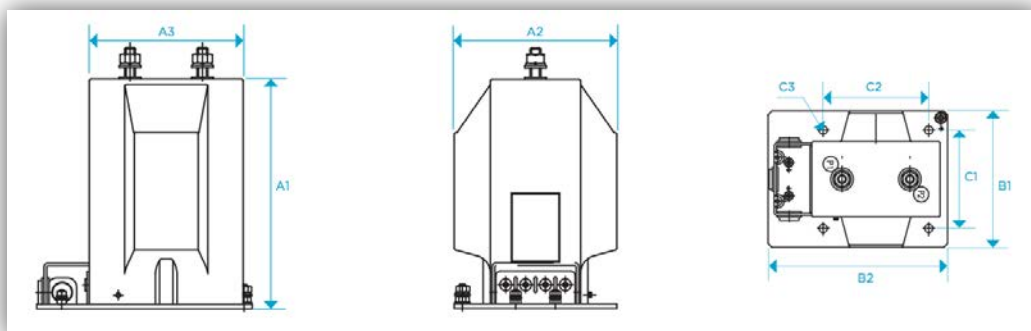


Figura XXXVI. Transformador de intensidad de media tensión



Transformador de tensión

Los transformadores de tensión tratan de reducir los valores de tensión del punto de la red en que están conectados a valores proporcionales y manejables. Aunque estos transformadores, al igual que los transformadores de intensidad, tiene otra función que es la de separar los instrumentos de medida, contadores, etc. del circuito de media tensión.

Los transformadores de tensión interiores que emplearemos del lado de media tensión, tendrán las siguientes características:

- Tensión de servicio 20 kV
- Tensión máxima de servicio 24 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Relación de transformación $\frac{20000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}} - \frac{110}{\sqrt{3}}$ V
- Aislamiento Encapsulado en resina
- Dimensiones
A1= 350 mm
A2= 178 mm
A3= 325 mm
- Base
B1= 178 mm
B2= 375 mm
- Anclaje
C1= 150 mm
C2= 280 mm

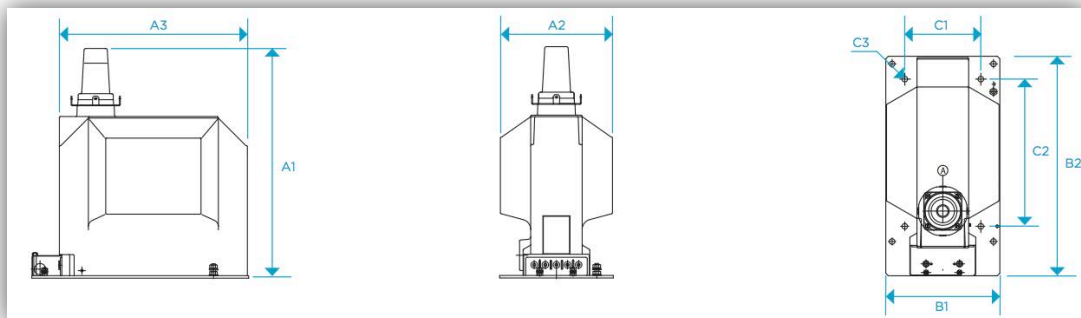


Figura XXXVII. Transformador de tensión de media tensión



8.5.2. Transformador de potencia 66/20 kV

Este transformador se encarga de aumentar la tensión de la red de aerogeneradores de 20 kV a la tensión de la red de transporte externa de 66 kV. La potencia de este transformador tendrá que ser mayor que la potencia total del parque eólico, en este caso, el parque eólico tiene una potencia de 25 MVA. Por ello, y teniendo en cuenta futuras ampliaciones del parque eólico, se ha optado por un transformador de intemperie trifásico en baño de aceite cuya potencia nominal es de 40 MVA. El transformador cumplirá la norma UNE 20101. Las especificaciones técnicas son las siguientes:

• Relación de transformación	66/20 kV
• Potencia nominal	40 MVA
• Grupo de conexión	YNd11
• Frecuencia	50 Hz
• Intensidad primario	1250 A
• Intensidad secundario	315 A
• Impedancia de cortocircuito	10 %
• Refrigeración	ONAF (OilNaturalAirForced)
• Calentamiento cobre/aceite	60/65 °C
• Temperatura ambiente máxima	40 °C

El transformador de potencia está equipado con un cambiador de tomas en carga, el cual se podrá controlar de forma manual, automática o remota.

8.5.3. Sistema eléctrico de alta tensión (66 kV)

Este apartado comprenderá desde el transformador de potencia por el lado de alta tensión hasta el punto de conexión a la red de transporte. Se describirá la aparamenta necesaria que tiene que ser instalada en el parque de la subestación a la intemperie.



8.5.3.1. Apararmenta eléctrica de alta tensión

8.5.3.1.1. Interruptor de potencia

El interruptor de potencia que se instalará en el lado de alta tensión tendrá la misión de abrir el circuito en caso de defecto en cualquier lado del transformador. Este interruptor de potencia tendrá como fluido aislante y extintor de arco hexafluoruro de azufre. Las especificaciones técnicas del interruptor de potencia que se va a instalar son las siguientes:

- Tensión nominal 72,5 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Intensidad nominal 2500 A
- Poder de corte 31,5 kA
- Poder de cierre 62,5 kA
- Tensión de ensayo 1 min 50 Hz 140 kV
- Tensión de ensayo con onda 1.2/50 μ s 325 kV

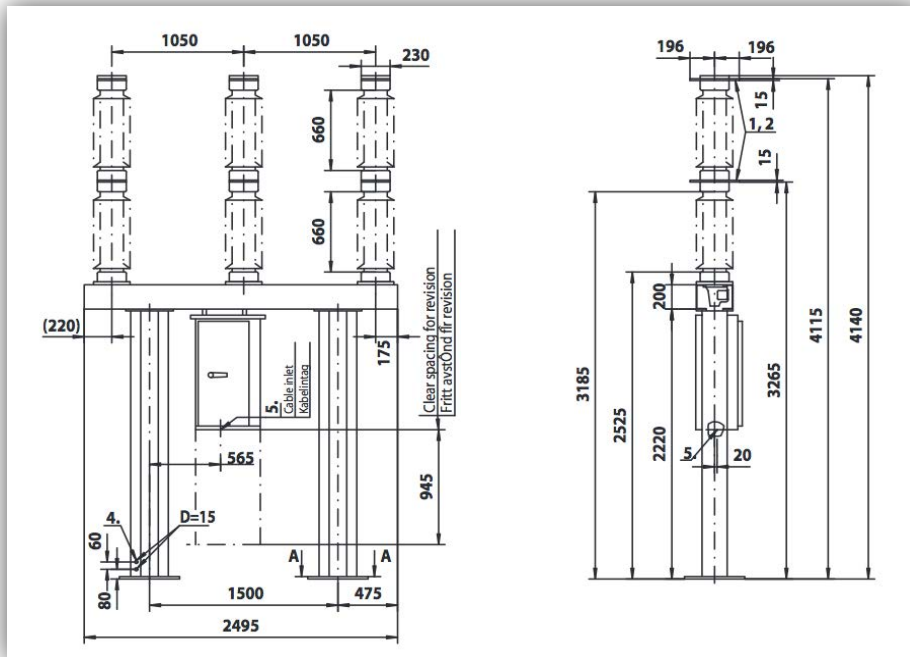


Figura XXXVIII. Interruptor automático de alta tensión



Estos interruptores de potencia irán instalados sobre una estructura que proporcionará la empresa proveedora de los interruptores. Estos se accionarán mediante un motor.

8.5.3.1.2. Seccionador giratorio

Los seccionadores que se instalarán en el lado de 66 kV, a la intemperie, serán seccionadores giratorios de doble apertura lateral. Tendrán la misión de aislar eléctricamente la instalación dejándola en vacío o sin carga. Estos seccionadores están compuestos por tres columnas, con la central giratoria, siendo las bornas de conexión cilíndricas o rectangulares respectivamente, y la apertura doble lateral. Los conductores son de cobre electrolítico y los aisladores son de porcelana.

Estos seccionadores se suministran con cuchillas de puesta a tierra, enclavadas mecánicamente con las principales. Tienen la capacidad de soportar en cortocircuito 31,5 kA durante 1s. Las especificaciones técnicas de los seccionadores son las siguientes:

• Tensión nominal	72,5 kV
• Intensidad nominal	1250 A
• Tensión de ensayo a frecuencia industrial	140 kV
• Tensión de ensayo a impulso	325 kV
• Intensidad de corta duración	31,5 kA
• Valor cresta de la intensidad	80 kA
• Dimensiones	A= 160 mm I= 495 mm B= 65 mm K= 990 mm C= 145 mm L= 1590 mm D= 105 mm M= 50 mm E= 1200 mm R= 1000 mm F= 600 mm S= 568 mm H= 1118 mm

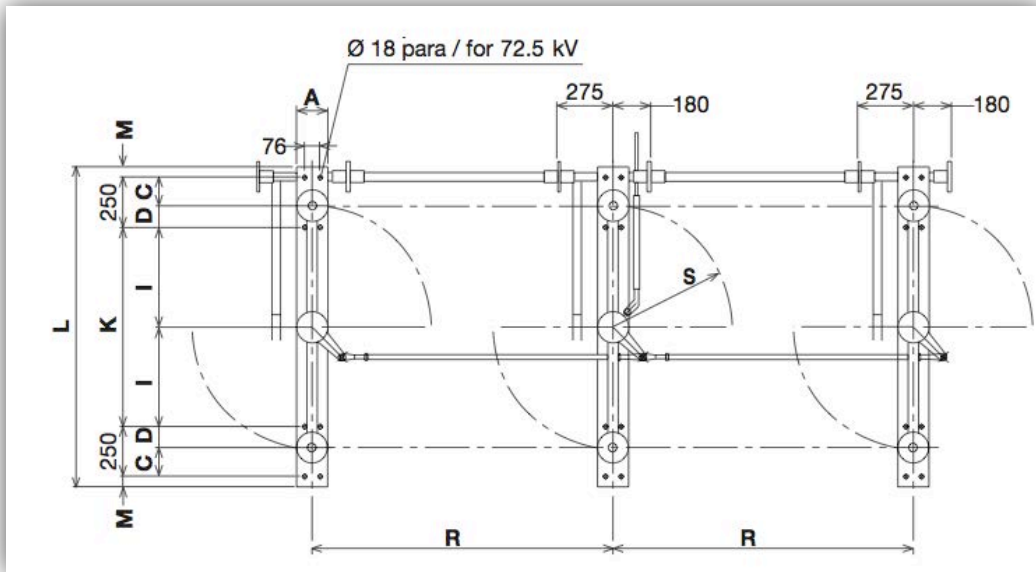


Figura XXXIX. Seccionador giratorio (1)

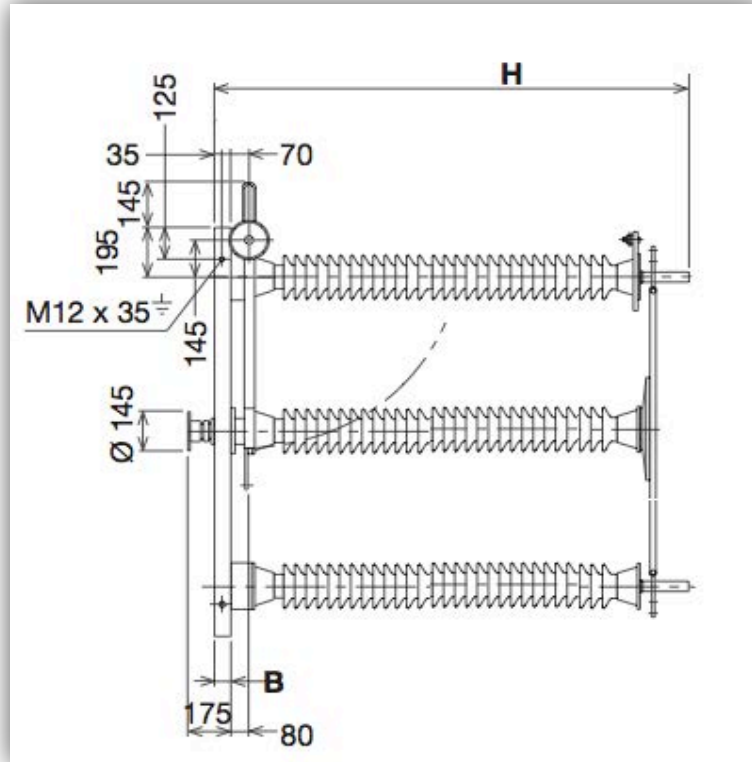


Figura XL. Seccionador giratorio (2)



8.5.3.1.3. Autoválvulas

A cada lado del transformador, tanto en el lado de media tensión como en el lado de alta tensión, se instalarán elementos de protección contra sobretensiones producidas, por ejemplo, por descargas atmosféricas. Estos elementos son las autoválvulas. En este apartado, se describirán las autoválvulas del lado de alta tensión. Se instalarán tres autoválvulas lo más cerca posible de transformador de potencia. Las especificaciones técnicas son las siguientes:

- Tensión máxima de la red 72,5 kV
- Tensión nominal 60 kV
- Corriente de descarga 10 kA
- Tensión de trabajo continuo máxima 48 kV
- Capacidad de sobretensiones temporales (1s/10s) 69,6/66,0 kV
- Nivel de protección de impulso de descarga 156 kV
- Distancia de fuga 1615 mm
- Tensión máxima a frecuencia industrial 129 kV
- Tensión máxima a impulso tipo rayo 275 kV
- Altura máxima 725 mm

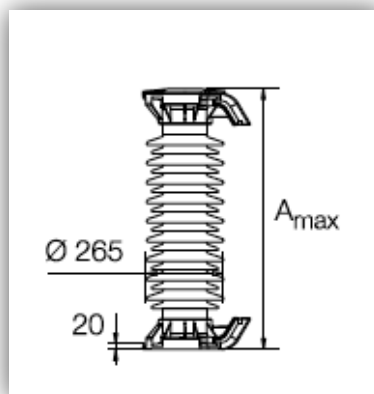


Figura XLI. Autoválvula de alta tensión



Las autoválvulas pueden estar compuestas por una o más unidades, aunque en este caso, según los datos obtenidos nos basta con una única unidad. Está formada por un revestimiento de porcelana que contiene una columna sencilla de bloques de ZnO. Para el uso que le vamos a dar a los pararrayos, no se necesitarán anillos equipotenciales, ya que no son tan largos y no es tan difícil mantener una tensión uniforme en toda la longitud. Esta unidad estará herméticamente sellada durante toda la vida útil. Estos pararrayos se montarán de forma vertical y no requieren refuerzos.

8.5.3.1.4. Transformadores de medida y protección

Para poder medir las variables eléctricas de las líneas, tendremos que instalar diferentes tipos de transformadores, de modo que esas variables se puedan medir a otra escala y con un simple factor de conversión determinar la medida real.

Transformadores de intensidad

Los transformadores de intensidad están diseñados para reducir la intensidad a valores manejables y proporcionales a la primaria original, aunque algo desfasados. Separa del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relés, etc. Estos transformadores tiene una doble función, por un lado transformar la corriente y por otro lado aislar los instrumentos de la red de alta tensión.

En este caso, para los transformadores de intensidad que se instalarán a la intemperie, en el lado de alta tensión, las características técnicas son:

- | | |
|------------------------------|-----------------------|
| • Tensión de servicio | 66 kV |
| • Tensión máxima de servicio | 72,5 kV |
| • Relación de transformación | 400/5-5-5-5 A |
| • Línea de fuga estándar | 1815 mm |
| • Aislamiento | Resina cicloalifática |



- Número de núcleos en el secundario 4
- Dimensiones
A= 350 mm
B= 350 mm
H=1576 mm

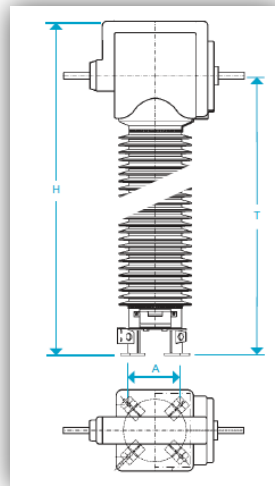


Figura XLII. Transformador de intensidad en alta tensión

Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión tratan de reducir los valores de tensión del punto de la red en que están conectados a valores proporcionales y manejables. Aunque estos transformadores, al igual que los transformadores de intensidad, tienen otra función que es la de separar los instrumentos de medida, contadores, relés, etc. del circuito de alta tensión.

En este caso, los transformadores de tensión que se instalarán a la intemperie tienen las siguientes características técnicas:

- Tensión de servicio 66 kV
- Tensión máxima de servicio 72,5 kV
- Frecuencia 50 Hz



• Relación de transformación	$\frac{66000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}} = \frac{110}{\sqrt{3}}$
• Aislamiento	Papel-Aceite
• Línea de fuga estándar	2355 mm
• Dimensiones	A= 300 mm B= 300 mm C= 1410 mm

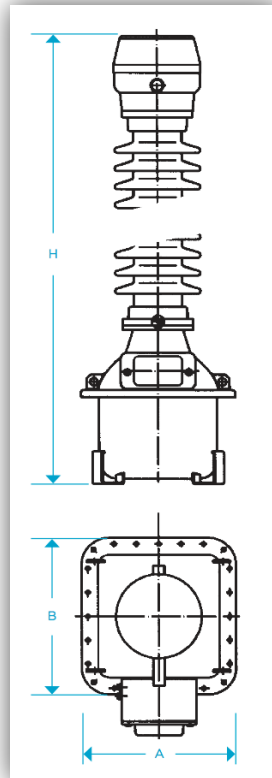


Figura XLIII. Transformador de tensión en alta tensión

8.5.3.1.5. Relé de protección de sobretensión

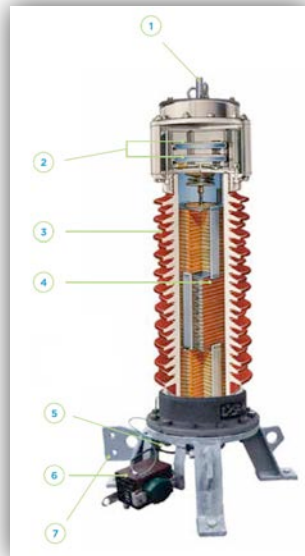
Se trata de un relé de dos posiciones estables. Dependiendo de la bobina que se alimente, los contactos pasarán de una posición a otra, con una gran ventaja y es que no consumen en la posición de permanencia. La bobina tiene como finalidad evitar los picos



de sobretensión que genera la propia bobina que puede afectar a otros equipos instalados en la misma línea.

8.5.3.1.6. Condensador de acoplamiento

Los condensadores de acoplamiento sirven únicamente como acoplamiento a señales de comunicación de alta frecuencia y corresponden a la parte capacitiva de un transformador de tensión capacitivo.



1. Terminal primario
2. Condensador de columna de aceite
3. Aislador (porcelana o silicona)
4. Condensadores
5. Terminal de alta frecuencia
6. Accesorios de onda portadora
7. Terminal de puesta a tierra

Figura XLIV. Condensador de acoplamiento

Las especificaciones técnicas del condensador de acoplamiento que se instalará en la parte de alta tensión, antes del punto de conexión con la red de transporte, se presentan a continuación:

- | | |
|---------------------------------------------|----------|
| • Tensión máxima de servicio | 72,5 kV |
| • Tensión de ensayo a frecuencia industrial | 140 kV |
| • Tensión de ensayo impulso | 325 kV |
| • Capacidad estándar | 10300 pF |



- Línea de fuga estándar 1825 mm
- Dimensiones
A= 450 mm
H=1235 mm

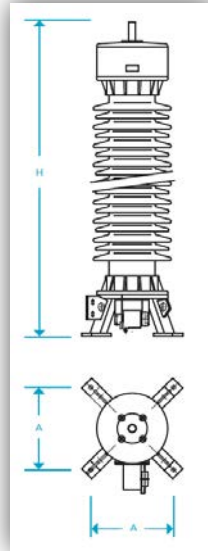


Figura XLV. Condensador de acoplamiento en alta tensión

8.5.3.1.7. Embarrados de alta tensión

El embarrado de alta tensión a 66 kV se dispondrá en un juego de barras sencillo en el exterior. Al igual que el embarrado de 20 kV, deberá soportar la intensidad nominal así como la máxima intensidad de cortocircuito que pueda producirse. Además deberá soportar las condiciones climatológicas ya que se encuentra a la intemperie. El embarrado cumplirá la norma CEI-273.

8.6. Puesta a tierra

La puesta a tierra tiene por objeto, limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.



En el capítulo de planos se encuentra el diseño de la puesta a tierra tanto de la subestación como del aerogenerador.

8.6.1. Puesta a tierra de la subestación

En la subestación existe solamente una tierra que consiste en una malla formada por un conductor desnudo de cobre enterrada bajo toda la superficie de la propia subestación, se añadirán picas, y al conjunto se unen todos los elementos que deban unirse a tierra, como pueden ser la carcasa de la aparamenta, los bornes de tierra de las autoválvulas, la cuba de los transformadores, el neutro de los transformadores, etc.

8.6.1.1. Tensión máxima de contacto aplicada

La tensión máxima de contacto aplicada a la que puede ser sometida una persona, entre una mano y los pies, cuando aparece un defecto en una instalación, depende principalmente del tiempo de exposición. Según el *Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación* la tensión de contacto aplicada es la parte de la tensión de contacto que resulta directamente aplicada entre dos puntos del cuerpo humano, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito y estimándose la del cuerpo humano en 1000Ω . Sigue la siguiente expresión:

$$V_{ca} = \frac{K}{t^n}$$

donde

V_{ca} es la tensión de contacto aplicada (V)

t es la duración de la falta en segundos (s)

$K=72$ y $n=1$ para tiempos inferiores a 0,9 s

$K=78,5$ y $n=0,18$ para tiempos superiores a 0,9 s e inferiores a 3 s



Según la norma IEEE 80-2000, se establecen los siguientes valores admisibles en función del tiempo de exposición y del peso de la persona:

$$\text{Persona de 50 kg: } E_{mm-touch50} = \frac{116}{\sqrt{t_s}}$$

$$\text{Persona de 70 kg: } E_{mm-touch70} = \frac{157}{\sqrt{t_s}}$$

8.6.1.2. Tensión máxima de paso aplicada

El *Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación* define la tensión máxima de paso aplicada como la parte de la tensión de paso que resulta directamente aplicada entre los dos pies del cuerpo humano, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito y estimándose la del cuerpo humano en 1000Ω . Este es el único reglamento que distingue entre la de contacto y la de paso, y se rige por la siguiente expresión:

$$V_{pa} = \frac{10 \cdot K}{t_n} = 10 \cdot V_{ca}$$

Es decir, permite un valor diez veces superior a la tensión de contacto, en el resto de normas se permite en mismo valor para ambas tensiones.

8.6.1.3. Tensión máxima de contacto

La tensión máxima de contacto admisible que puede aparecer en una instalación cuando hay un defecto, para que la tensión de contacto aplicada, no supere los valores máximos, depende del tiempo de exposición, y de otros factores como la resistividad del terreno, la resistividad superficial del suelo sobre el que está pisando la persona, el espesor de este suelo, la resistencia del calzado, etc.



Según el *Reglamento de líneas de alta tensión*, para determinar las máximas tensiones de contacto admisibles, se podrá emplear la expresión siguiente:

$$U_c = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{Z_B} \right] = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

donde

U_{ca} es el valor admisible de la tensión de contacto aplicada

Z_B es la resistencia del cuerpo humano (1000 Ω)

R_{a2} es la resistencia a tierra del punto de contacto que es $1,5 \cdot \rho_s^{10}$

R_{a1} es la resistencia del calzado o la resistencia de superficies de material aislante

Según el *Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación* la tensión de contacto es la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteadada por una persona entre una mano y el pie, considerando una distancia de un metro entre ambos, o entre ambas manos. Sigue la siguiente expresión:

$$V_c = \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right)$$

Según la IEEE Std 80-2000, las expresiones a emplear para calcular la tensiones de contacto son:

$$\text{Persona de 50 kg: } E_{touch50} = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 1,5 \cdot \rho_s \cdot C_s) = \frac{116}{\sqrt{t_s}} \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s \cdot C_s}{1000} \right)$$

$$\text{Persona de 70 kg: } E_{touch70} = \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} (1000 + 1,5 \cdot \rho_s \cdot C_s) = \frac{157}{\sqrt{t_s}} \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s \cdot C_s}{1000} \right)$$

¹⁰ Se asimila cada pie a un electrodo en forma de placa de 200 cm² de superficie, ejerciendo sobre el suelo una fuerza mínima de 250 N, lo que representa una resistencia de contacto con el suelo para cada electrodo de $3\rho_s$, evaluada en función de la resistividad superficial ρ_s del terreno. Al estar los dos pies juntos, la resistencia a tierra del punto de contacto será el equivalente en paralelo de las dos resistencias: $1,5 \cdot \rho_s$



donde

C_s es una constante que se obtiene de la siguiente gráfica:

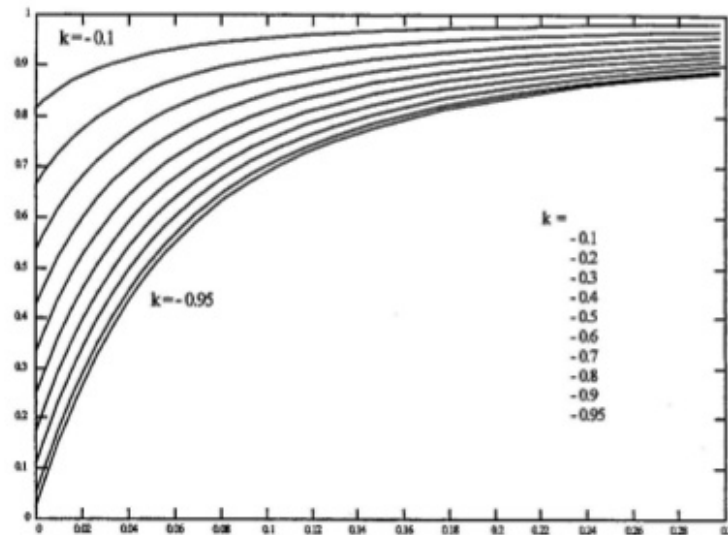


Figura XLVI. Gráfica de la constante C_s

Aunque para ser más exactos, el valor de C_s también se puede calcular empleando la siguiente expresión:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 \cdot h_s + 0,09}$$

8.6.1.4. Tensión máxima de paso

Según el *Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación* la tensión de paso es la parte de la tensión a tierra que puede ser puentada por un ser humano entre los dos pies, considerando el paso de una longitud de un metro. Se rige por la siguiente expresión:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000}\right)$$



Según la IEEE Std 80-2000 las expresiones a emplear para calcular la tensión máxima de paso son las siguientes:

$$\text{Persona de 50 kg: } E_{step50} = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 6 \cdot \rho_s \cdot C_s) = \frac{116}{\sqrt{t_s}} \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s \cdot C_s}{1000} \right)$$

$$\text{Persona de 70 kg: } E_{step70} = \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} (1000 + 6 \cdot \rho_s \cdot C_s) = \frac{157}{\sqrt{t_s}} \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s \cdot C_s}{1000} \right)$$

8.6.1.5. Cálculo de la malla de puesta a tierra según IEEE 80-2000 y MIE-RAT 13

Datos iniciales

Características del terreno

- h_s : espesor de la capa de grava, hormigón superficial o del terreno (m).
- ρ_s : resistividad de la capa de grava, hormigón superficial o del terreno (Ωm).
- ρ : resistividad del terreno (Ωm).
- Peso medio de una persona a efectos de cálculo (kg).

Características geométricas de la malla

- h : profundidad de enterramiento de la malla desde el nivel de explanación, sin incluir la capa superficial de grava u hormigón si existe (m).
- L_x y L_y : longitud de los lados de la malla (m).
- D_x y D_y : espaciado de los conductores paralelos a cada lado de la malla (m).
- e : número total de picas.
- L_e : longitud de una pica tipo instalada en la malla de tierra (m).



Características de la red

- f : frecuencia (Hz).
- X/R : relación de impedancias.
- T_s : temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$).
- t_f : duración de la falta (s).

Características de los transformadores

- S_n : potencia aparente (kVA)
- U_n : tensión del lado de los transformadores con conexión del neutro a tierra (kV).
- $u_{cc}\%$: tensión de cortocircuito en %.

Características de las líneas

- U_n : tensión nominal del embarrado en el que se supone que un cortocircuito a tierra ocasiona las mayores tensiones de paso y contacto (kV).
- $I_f = 3I_0$: Intensidad de defecto aportada por la línea supuesto el defecto en el embarrado de la subestación más desfavorable (A).
- v : número de hilos de tierra.
- L : longitud media de los vanos de la línea (m).
- R_T : resistencia de puesta a tierra de un apoyo (Ω).
- R'_n : resistencia por km de los hilos de tierra (Ω/km).
- r_n : radio del hilo de tierra (mm).
- d_{WL1j} : distancia entre el hilo de tierra 1 y la fase 1 (m).
- d_{WL2} : distancia entre el hilo de tierra 1 y la fase 2 (m).
- d_{WL3} : distancia entre el hilo de tierra 1 y la fase 3 (m).
- d_w : distancia entre los hilos de tierra (m).



- d_{W2L1} : distancia entre el hilo de tierra 2 y la fase 1 (m).
- d_{W2L2} : distancia entre el hilo de tierra 2 y la fase 2 (m).
- d_{W2L3} : distancia entre el hilo de tierra 2 y la fase 3 (m),

Características de los conductores de la malla y de las picas

- α_r : coeficiente térmico de resistividad a 20 °C (1/°C).
- $K_0 = 1/\alpha_0$ donde α_0 es el coeficiente térmico de resistividad a 0 °C.
- ρ_r : resistividad a la temperatura de referencia 20 °C ($\mu\Omega\text{cm}$).
- $TCAP$: Factor de capacidad térmica (J/(cm³ °C)).
- T_m : temperatura máxima admisible (°C).
- r : radio elegido para el conductor de la malla (mm).
- r' : radio elegido para el conductor de las picas (mm).

Tensiones tolerables (IEEE 80-2000)

- Factor de reducción debido al espesor de la capa superficial

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 \cdot h_s + 0,09}$$

- Tensiones de contacto y de paso tolerables según IEEE 80-2000:

$$\text{Persona de 50 kg: } E_{\text{contacto}50} = \frac{0,116 \cdot (1000 + 1,5 \cdot \rho_s \cdot C_s)}{\sqrt{t_s}}$$

$$\text{Persona de 70 kg: } E_{\text{contacto}70} = \frac{0,157 \cdot (1000 + 1,5 \cdot \rho_s \cdot C_s)}{\sqrt{t_s}}$$



$$\text{Persona de 50 kg: } E_{paso50} = \frac{0,116 \cdot (1000 + 6 \cdot \rho_s \cdot C_s)}{\sqrt{t_s}}$$

$$\text{Persona de 70 kg: } E_{step70} = \frac{0,157 \cdot (1000 + 6 \cdot \rho_s \cdot C_s)}{\sqrt{t_s}}$$

- Tensiones de contacto y de paso tolerables

$$E_{contacto} = \frac{K}{t_f^n} \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right) \quad E_{paso} = \frac{10 \cdot K}{t_f^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000} \right)$$

$K=72$ y $n=1$ para tiempos inferiores a 0,9 s

Configuración inicial

Sección mínima de los conductores de la malla y de las picas (IEEE 80-2000)

- Frecuencia angular (radianes)

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$$

- Constante de tiempo de la componente de corriente directa de desplazamiento (s).

$$T_a = \frac{X}{\omega \cdot R}$$

- Factor de decremento para la intensidad asimétrica de cortocircuito.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}} \right)}$$



- Valor eficaz de la suma de intensidades simétricas aportadas al defecto en kA.

$$I_f = \left| \sum 3 \cdot I_0 \right|$$

- Sección mínima (mm²).

$$A = I_f \cdot D_f \cdot \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_f \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_S}\right)}}$$

Geometría (IEEE 80-2000)

- Número de conductores paralelos a cada lado de la malla.

$$n_x = \frac{L_x}{D_x} + 1 \qquad n_y = \frac{L_y}{D_y} + 1$$

- Espaciado de los conductores paralelos a cada lado de la malla (m).

$$D'_x = \frac{L_x}{n_x - 1} \qquad D'_y = \frac{L_y}{n_y - 1}$$

- Espaciado medio de los conductores paralelos a cada lado de la malla (m).

$$D = \frac{L_x + L_y}{n_x + n_y - 2}$$

Resistencia de la red (IEEE 80-2000)

- Longitud total del conductor horizontal de la red (m).

$$L_C = L_x \cdot n_x + L_y \cdot n_y$$



- Área total de la malla (m^2).

$$A = L_x \cdot L_y$$

- Resistencia de la malla (Ω), con picas.

$$R_g = \frac{R_1 \cdot R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2 \cdot R_{12}}$$

Factores K_1 y K_2 :

$$K_1 = 1,43 - \frac{2,3 \cdot h}{\sqrt{A}} - 0,044 \cdot \frac{L_y}{L_x}$$

$$K_2 = 5,5 - \frac{8 \cdot h}{\sqrt{A}} + \left(0,15 - \frac{h}{\sqrt{A}}\right) \cdot \frac{L_y}{L_x}$$

Resistencia de la malla (Ω), sin considerar picas:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_c}{\sqrt{d \cdot h}} \right) + K_1 \cdot \frac{L_c}{\sqrt{A}} - K_2 \right)$$

Resistencia de las picas (Ω):

$$R_2 = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot e \cdot L_e} \cdot \left(\ln \left(\frac{4 \cdot L_e}{r'} \right) - 1 + \frac{2 \cdot K_1 \cdot L_e}{\sqrt{A}} \cdot (\sqrt{e} - 1)^2 \right)$$

Resistencia mutua entre la malla y las picas (Ω):

$$R_{12} = \frac{\rho}{\pi \cdot L_c} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_c}{L_e} \right) + \frac{K_1 \cdot L_c}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right)$$



Elevación del potencial de la red

Intensidades aportadas por las líneas conectadas al embarrado de tensión U_n

- Resistencia efectiva del terreno (Ω/km).

$$R'_E = \frac{\omega \cdot \mu_0}{8}$$

Constante magnética:

$$\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-4} \text{ Vs/A} \cdot \text{km}$$

$$\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \text{ Vs/A} \cdot \text{m}$$

- Permeabilidad relativa de los conductores de tierra (acero recubierto de aluminio).

$$\mu_r \approx 5 \dots 10$$

- Profundidad equivalente de penetración de la intensidad en la tierra (m).

$$\delta_i = \frac{1,85}{\sqrt{\frac{\omega \cdot \mu'_0}{\rho}}}$$

- Radio equivalente de un hilo de tierra (mm).

$$r_{WWi} = r_{Wi}$$

- Distancia media geométrica entre el hilo de tierra y los hilos de fase L1, L2 y L3.

$$d_{WLi} = \sqrt[3]{d_{WL1} \cdot d_{WL2} \cdot d_{WL3}}$$



- Impedancia mutua por kilómetro entre los hilos de tierra y los de fase (Ω/km).

$$\mathbf{Z}'_{WLi} = R'_E + j \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{\delta_i}{d_{WLi}}$$

- Impedancia propia por kilómetro de los hilos de tierra (Ω/km).

$$\mathbf{Z}'_{Wi} = R'_E + \frac{R'_{Wi}}{v} + j \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\frac{\mu_r}{4 \cdot v} + \ln \frac{\delta_i}{r_{WWi}} \right]$$

- Factor de reducción.

$$r_i = 1 - \frac{\mathbf{Z}'_{WLi}}{\mathbf{Z}'_{Wi}}$$

- Impedancia mutua entre los hilos de tierra y los de fase (Ω).

$$\mathbf{Z}_{WLi} = \mathbf{Z}'_{WLi} \cdot L_i$$

- Impedancia propia de los hilos de tierra (Ω).

$$\mathbf{Z}_{Wi} = \mathbf{Z}'_{Wi} \cdot L_i$$

- Impedancia equivalente de la cadena entre los hilos de tierra y la tierra de referencia a potencial cero (Ω).

$$\mathbf{Z}_{Pi} = 0,5 \cdot \mathbf{Z}_{Wi} + \sqrt{(0,5 \cdot \mathbf{Z}_{Wi})^2 + \mathbf{Z}_{Wi} \cdot R_{Ti}}$$

- Intensidad de defecto con la reducción aplicada (A).

$$\mathbf{I}_{Ei} = r_i \cdot 3 \cdot \mathbf{I}_{0i}$$

- Intensidad por la puesta a tierra (A).



$$I_g = I_E \cdot \frac{Z_p}{Z_p + R_g} \rightarrow I_G = I_g \cdot D_f \rightarrow I_G = |I_G|$$

- GPR (V).

$$GPR = I_G \cdot R_g$$

Tensiones de paso y contacto de la malla (IEEE 80-2000)

- Longitud efectiva de enterramiento para la tensión de contacto (m).

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \cdot \left(\frac{L_e}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \cdot e \cdot L_e$$

- Longitud efectiva de enterramiento para la tensión de paso (m).

$$L_S = 0,75 \cdot L_C + 0,85 \cdot e \cdot L_e$$

- Número efectivo de conductores paralelos.

$$n_a = \frac{2 \cdot L_C}{2 \cdot (L_x + L_y)} = \frac{L_C}{L_x + L_y}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{2 \cdot (L_x + L_y)}{4 \cdot \sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{(L_x + L_y)}{2 \cdot \sqrt{A}}}$$

$$n_c = \left(\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right)^{\frac{0,7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}} = 1$$

$$n_d = 1$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$



- Factor de irregularidad

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n$$

- Factor debido a las picas en las esquinas, en el perímetro y en el área de la red

$$K_{ii} = 1$$

- Factor de profundidad.

$$K_h = \sqrt{1 + h}$$

- Factor de espaciamiento para la tensión de contacto.

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left\{ \ln \left[\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_i} \cdot \ln \left[\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right] \right\}$$

- Factor de espaciamiento para la tensión de paso.

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

- Tensión de contacto máxima (V). Este valor coincide con la tensión de malla que es la tensión de contacto en el centro de las cuatro retículas de las esquinas de la malla.

$$E_{\text{contacto máx}} = E_m = \frac{K_m \cdot K_i \cdot \rho \cdot I_G}{L_M}$$

- Tensión de paso máxima (V). Este valor coincide con la tensión de paso entre la esquina de la malla y un punto situado a un metro en el exterior sobre la prolongación de la diagonal de la malla.

$$E_{\text{paso máx}} = E_s = \frac{K_m \cdot K_i \cdot \rho \cdot I_G}{L_S}$$



Los valores de tensión de contacto máxima y de paso máxima no deben sobrepasar la tensión de contacto y de paso reglamentaria.

Para el cálculo de la puesta a tierra se seguirán los pasos que se presentan en el siguiente diagrama:

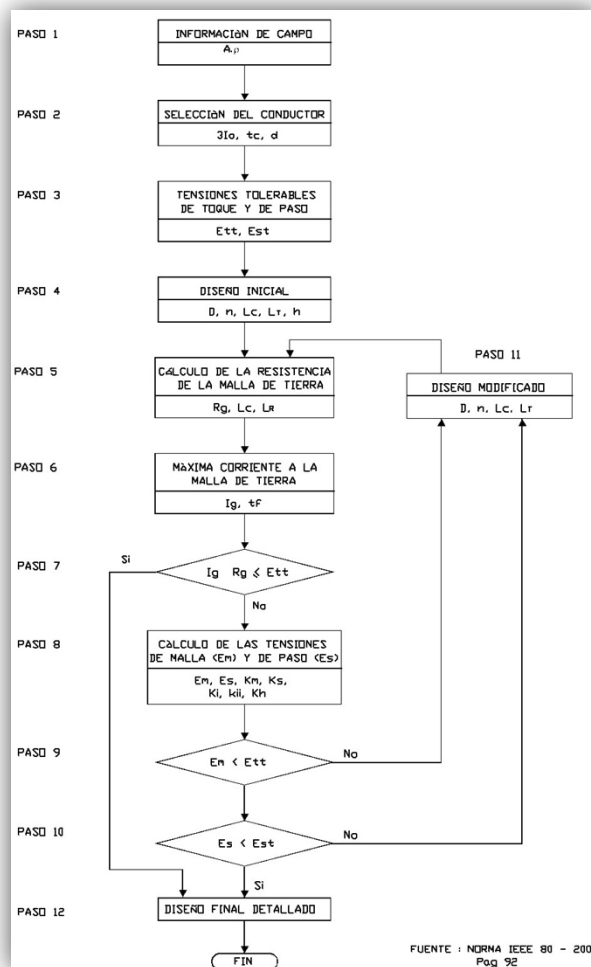


Figura XLVII. Diagrama de procedimiento de cálculo

8.6.2. Puesta a tierra de aerogenerador

La puesta a tierra tiene por objeto limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.



La malla de puesta a tierra del aerogenerador se deberá llevar a cabo simultáneamente a las tareas de cimentación de la zapata del propio aerogenerador. Estará compuesta por cuatro picas que se unirán mediante un anillo de cobre, en el interior del anillo se montará una rejilla de refuerzo y se conectará a él. Una vez llegado a este punto, se instalarán los cables de unión equipotencial y se verterá el hormigón de la zapata. Encima de la zapata se instalará otro anillo que se unirá al anillo inferior mediante cables de unión equipotencial y se rellena de tierra compactada. Se abrirán cuatro zanjas de modo que se instalen otras cuatro picas a cierta distancia de la zapata, pero esta vez conectándolas al anillo superior mediante cables equipotenciales. Se rellenarán las zanjas y más adelante se conectará la base del aerogenerador a los cables de puesta a tierra. Finalmente, al conjunto de puesta a tierra se unirán todos los elementos que deban ponerse a tierra.

Debido a la escasez de información para llevar a cabo el cálculo de la malla de puesta a tierra, se ha obtenido el diseño directamente de la empresa proveedora que se encargará de instalarla. Por ello no se realizarán los cálculos pero si que se adjuntará en el capítulo de planos el diseño de la malla de puesta a tierra del aerogenerador.

9. Obra civil

En este apartado pasaremos a describir las obras civiles que se llevarán a cabo tanto para las zanjas de las cables subterráneos como para las celdas del edificio de control.

9.1. Zanjas

Antes de abrir las zanjas sobre el terreno, se abrirán calas para confirmar el trazado de la línea que se ha proyectado. Una vez hecho esto, se marcará sobre el terreno la anchura y la longitud de la zanja teniendo en cuando los radios de curvatura mínimos que hay que respetar. Las zanjas proyectadas seguirán las disposiciones de los viales en la medida de lo posible. En la cercanías del aerogenerador 1, se produce un cruce de vial, en este caso se instalarán dos arquetas, una en cada lado del vial y además cada 40 m.



En nuestro caso, desde el aerogenerador 1 hasta el 6, la zanja llevará únicamente un circuito por lo que será más estrecha. Sin embargo a partir del aerogenerador 6 hasta la subestación, la zanja alojará los dos circuitos eléctricos, por ello esta tendrá que ser más ancha, ya que se dejará una separación mínima de 0,25 m entre los tubos.

La zanja que lleva un único circuito eléctrico tendrá una anchura de 0,60 m y una profundidad de 1,26 m (tubos a 1 m de la superficie) que se realizará mediante excavadoras. En ella irán alojado los tres cables unipolares en el interior de un tubo de PVC de 0,16 m y el cable de cobre de puesta a tierra directamente enterrado. El cable de tierra irá puesta sobre el suelo existente y el tubo a una altura de 10 cm sobre él, rellenando todo este espacio hasta 0,4 m con arena. Luego se pondrá una placa de protección, y se rellenará otros 0,56 m con material procedente de la excavación exenta de áridos mayores a 4 cm, evitando la utilización de piedras de aristas vistas. De ahí hasta la superficie se rellenará con un relleno estabilizado.

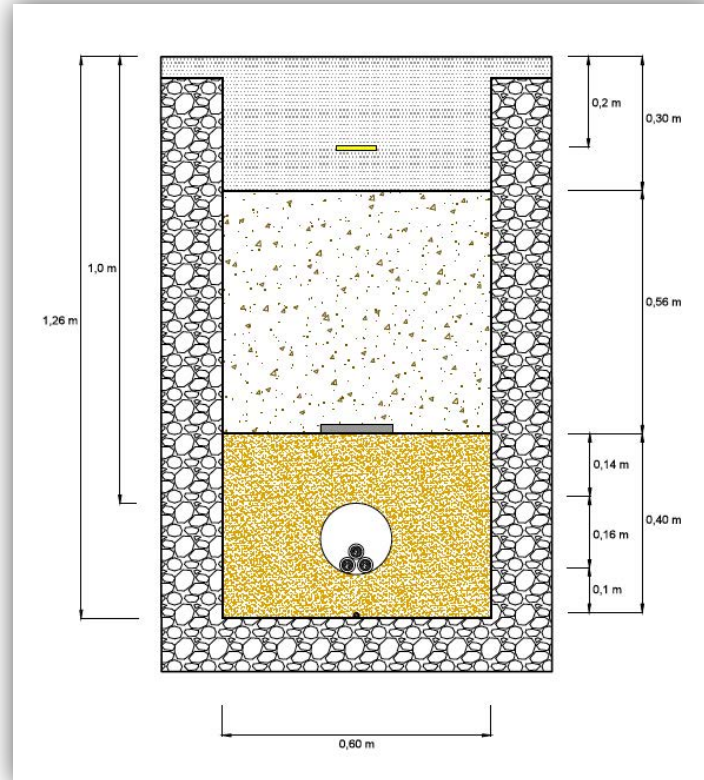


Figura XLVIII. Zanja para un circuito eléctrico



La zanja que lleva los dos circuitos eléctricos se llevará a cabo de forma similar que la primera pero con pequeñas diferencias. Esta tendrá una anchura de 0,85 m y una profundidad de 1,26 m (los tubos a 1 m de la superficie) que se realizará, al igual que la zanja anterior, mediante excavadoras. En ella irán alojados los seis cables unipolares, en dos tubos de PVC de 0,16 m, con una distancia entre tubos de 0,25 m y el cable de cobre de puesta a tierra. El cable de tierra irá dispuesto sobre el suelo existente a 1,26 m de profundidad y ambos tubos a una distancia de 0,10 m por encima de este, rellenando este espacio hasta 0,4 m con arena. Luego se colocarán las placas de protección, una por cada tubo, y se rellenará otros 0,56 m con material procedente de la excavación exenta de árido mayores de 4 cm, evitando la utilización de piedras de aristas vivas. De ahí a la superficie se rellenará con un relleno estabilizado.

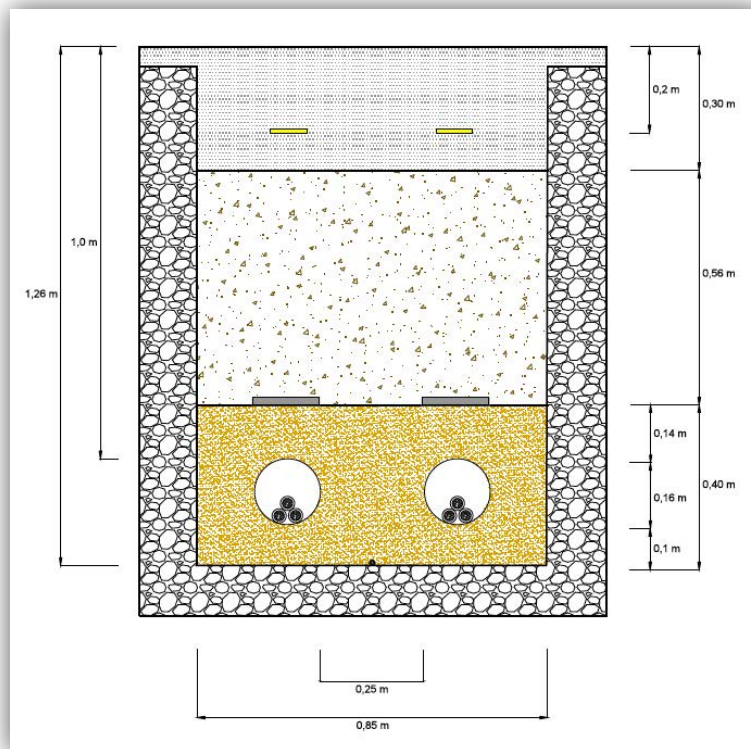


Figura XLIX. Zanja para dos circuitos eléctricos

En ambas zanjas se pondrán cintas de señalización, que avise de la existencia de una línea eléctrica, a 20 cm de la superficie. Esta cinta será de polietileno y de color amarillo de



15 cm de ancho y 0,1 cm de grosor. La resistencia mecánica mínima a la tracción de la cinta será 100 kg/cm^2 en sección longitudinal y de 80 kg/cm^2 en sección transversal.

En el capítulo de planos se representan las dos zanjas, tanto la de uno como la de dos circuitos eléctricos, de una forma más detallada.

9.2. Celdas de subestación

En la sala de celdas del edificio de control y mando, se llevarán a cabo obras de modo que las celdas se puedan colocar debidamente, y en caso de avería de una de ellas, poder extraerla sin tener que mover las demás. Entre la pared anterior y las celas se dejará como mínimo 150 mm que constituirá la zona de alivio en caso de sobrepresión de SF_6 . Se instalarán bastidores tanto en la parte anterior como posterior para la sujeción y anclaje de las celdas. Entre la pared que este delante de las celdas y las propias celdas habrá que dejar un mínimo de 2 m para poder extraer las celdas sin mover las demás. A parte de ello habrá que proveer cada celda de fosos de unos 0,5 m por los que transcurrirán los cables de media tensión.



Figura L. Obra civil celdas del edificio de control y mando (1)

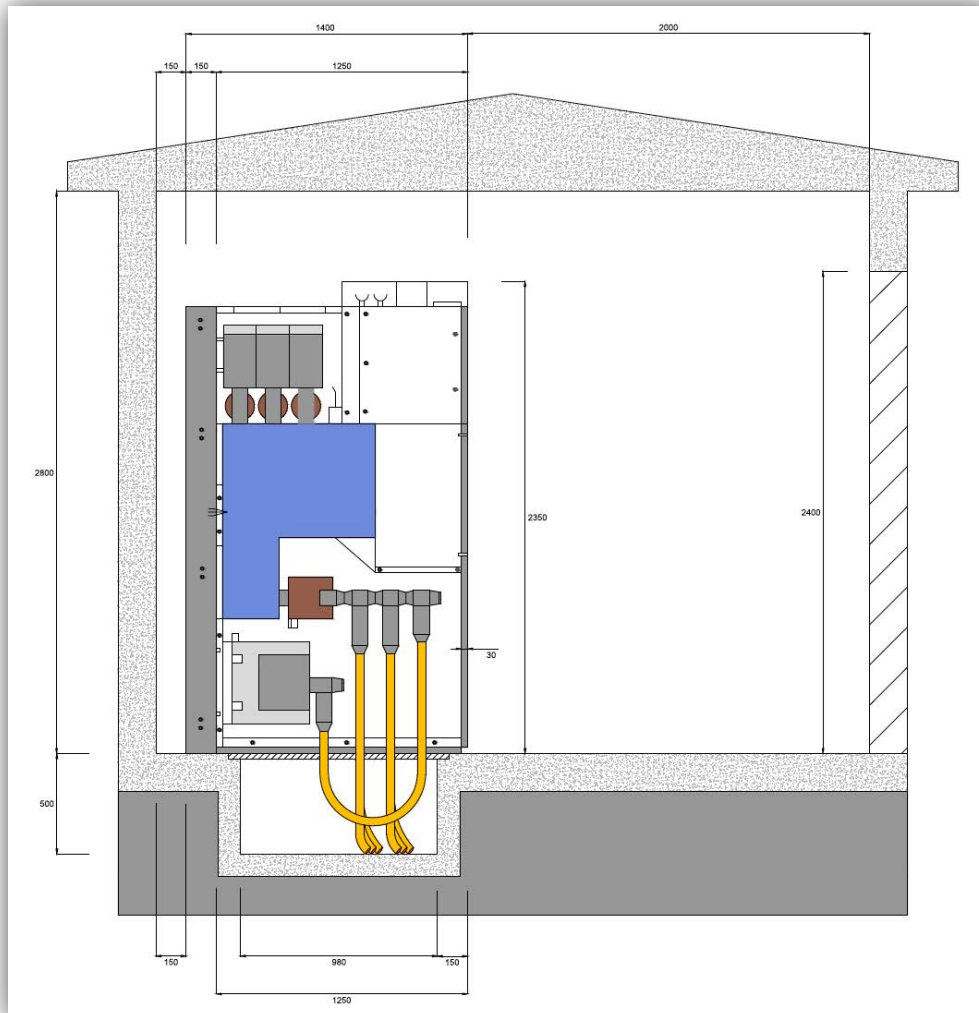


Figura LI. Obra civil celdas del edificio de control y mando (2)

En el capítulo de planos, se podrá observar la disposición de las celdas en la sala de celdas del edificio de control y mando así como la obra civil requerida para la instalación de estas de una forma más detallada.



Capítulo 2. Memoria de cálculos

1. Introducción

En la memoria de cálculos se recogen todos aquellos datos de aspecto técnico, en los que se incluyen los métodos de cálculo empleados, hipótesis consideradas, resultados y conclusiones. Su finalidad es justificar razonadamente, apoyándose en la normativa vigente, el cumplimiento de las condiciones exigidas al proyecto calculado, con el objeto de garantizar su seguridad y el buen funcionamiento del mismo. Dicho de otra manera, la memoria de cálculos sirve para justificar los resultados o soluciones expresadas en la memoria. Incluye cada uno de los cálculos y estudios que han sido necesarios para el dimensionamiento del proyecto.

Al tratarse de un proyecto orientado al ámbito eléctrico, los cálculos que se tendrán en cuenta serán únicamente los eléctricos. Se justificará la red de media tensión (20 kV) del parque eólico, los centros de transformación, la subestación elevadora, los servicios auxiliares y la aparamenta eléctrica necesaria, así como las instalaciones de la malla de puesta a tierra de la subestación. También se llevará a cabo un estudio de la potencia y energía estimada.

2. Cálculo de potencia y energía de origen eólico

2.1. Introducción

El cálculo de la potencia instalada del parque eólico tendrá como objetivo reflejar las potencias nominales, potencias medias o potencias máximas así como la energía anual del parque eólico o el ratio de generación y la producción prevista.



2.2. Potencia total y unitaria a instalar en el parque eólico

El parque eólico que tiene como propósito este trabajo fin de grado está constituido por diez aerogeneradores SWT-2.3-101 (Siemens), de una potencia de 2.3 MW cada uno. Por lo que la potencia nominal instalada del parque será el producto de la potencia unitaria por el número de aerogeneradores.

$$P = 2,3 \text{ MW} \cdot 10 = \mathbf{23 \text{ MW}}$$

Pero esta potencia solamente se da en el caso de que la velocidad a la que sople el viento, sea igual o superior a la velocidad nominal del aerogenerador. En caso contrario, esta potencia se verá reducida. En este caso, a una velocidad del viento de unos 13 m/s a 25 m/s, obtendremos a la salida del generador una potencia de 2,3 MW. A partir de esa velocidad, por causas de seguridad se desconectará el aerogenerador.

2.3. Rendimiento de la instalación

Al tratarse de una instalación que no es ideal, los diferentes elementos que se emplean en la instalación como pueden ser transformadores, generadores, etc. tienen un rendimiento inferior al 100 %, por lo que ello hará que nuestra potencia de salida del parque eólico se vea reducida. El rendimiento total de la instalación se ve influido por tres factores: disponibilidad, el factor estela y el rendimiento eléctrico. Se ha optado por tomar los factores más usuales en las instalaciones eólicas de este calibre.

- Factor de disponibilidad: 95 %
- Factor de estela: 94 %
- Rendimiento eléctrico: 96 %

En este caso no se tiene en cuenta el rendimiento mecánico, ya que en la potencia de salida del aerogenerador ya se tienen en cuenta las pérdidas por las engranajes, cajas de cambios, etc.



El rendimiento total de la instalación es:

$$\eta = f_d \cdot f_s \cdot \eta_e = 0,950 \cdot 0,940 \cdot 0,960 = 0,857 \rightarrow \eta = \mathbf{85,70\%}$$

Con este valor de rendimiento total, la potencia máxima que obtendremos de la instalación será la siguiente:

$$P_{m\acute{a}x} = 0,857 \cdot 23 \text{ MW} = \mathbf{19,711 \text{ MW}}$$

2.4. Curva de potencia del aerogenerador

En la siguiente gráfica se representa la curva de potencia del aerogenerador SWT-2.3-101, en la que tenemos en el eje de ordenadas la potencia en kW y en el eje de abscisas la velocidad del viento en m/s.

A partir de esta gráfica, de los datos proporcionados por la empresa proveedora y de los datos de vientos obtenidos en la estación meteorológica, se procederá en el siguiente apartado a calcular la potencia media de cada aerogenerador.

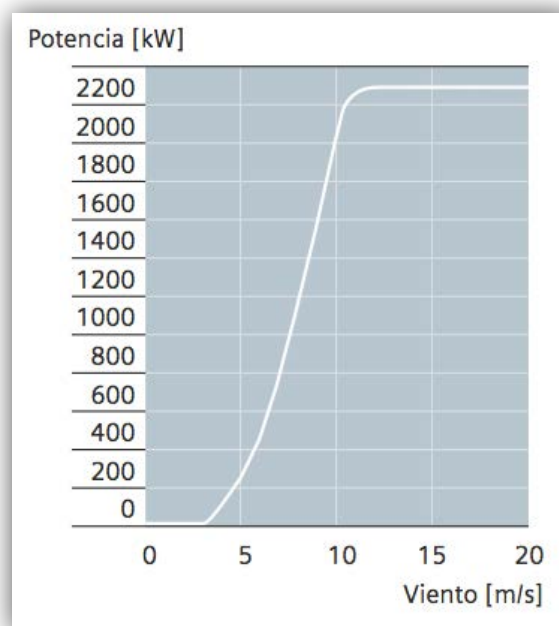


Figura LII. Curva de potencia del aerogenerador



2.5. Potencia media del parque eólico

Para obtener la potencia media que proporcionará el parque eólico, basta con multiplicar la potencia media de un aerogenerador por el número de aerogeneradores. La potencia media se ha obtenido multiplicando la frecuencia por la potencia para velocidades de 1 a 25 m/s, y sumando todas ellas. La potencia media que se ha obtenido es de 1306,093 kW, según las condiciones del emplazamiento.

$$P_{med} = 10 \cdot 1,306 \text{ MW} = \mathbf{13,060 \text{ MW}}$$

2.6. Factor de capacidad y horas equivalentes previstos

El factor de capacidad o factor de carga se define como la relación entre la energía generada por un aerogenerador durante un período dado y la que se hubiera producido si durante ese período hubiese estado funcionando continuamente a potencia nominal. Lo calcularemos para un período de un año (8760 h). Por otro lado las horas equivalentes es lo mismo que el factor de capacidad pero en este caso se trata de la relación entre la energía generada por un aerogenerador durante un periodo dado, en este caso durante un año y la potencia nominal de ese aerogenerador (2,3 MW).

$$h_{eq.eólicas} = \frac{P_{med(aero)} \cdot h \cdot \eta_T}{P_{n(aero)}} = \frac{1,306 \cdot 10^6 \text{ W} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,857}{2,300 \cdot 10^6 \text{ W}} = \mathbf{4262,852 \text{ h}}$$

2.7. Energía anual estimada

Será la energía que proporcionará el parque eólico durante un año de generación, teniendo en cuenta las horas equivalente eólicas y la potencia nominal del parque que se ha visto anteriormente.

$$E = h_{eq. eólicas} \cdot P = 4262,852 \text{ h} \cdot 23 \text{ MW} = \mathbf{98045,596 \text{ MWh/año}}$$



2.8. Conclusión

A modo de conclusión se exponen a continuación los resultados de los apartados anteriores:

• Potencia nominal unitaria (instalada)	2,3 MW
• Potencia nominal del parque eólico (instalada)	23 MW
• Rendimiento de la instalación	85,70 %
• Potencia máxima (teniendo en cuenta el rendimiento)	19,711 MW
• Potencia media unitaria	1,306 MW
• Potencia media del parque eólico	13,06 MW
• Horas equivalentes eólicas	4262,852 h
• Energía anual estimada	98045,596 GWh/año

3. Cálculos eléctricos de la red de media tensión

3.1. Introducción

La red subterránea de media tensión del parque eólico tiene por objeto la conexión eléctrica de todos los aerogeneradores y la subestación elevadora. Se diseñará de modo que exista un equilibrio entre la fiabilidad, el buen funcionamiento y los aspectos económicos de la ejecución.

3.2. Tensiones nominales y máximas

La red de media tensión de 20 kV pertenece a la categoría A, que comprende los sistemas eléctricos en los que el conductor fase que pueda entrar en contacto con tierra, o con un conductor de tierra, es desconectado del sistema en un tiempo inferior a un minuto. Teniendo en cuenta esto y observando la tabla 1 de la norma UNE 20435 tenemos que:



- Tensión más elevada de la red de MT es $U_m=24$ kV.
- Tensión nominal del cable de MT es $U_0/U=12/20$ kV.
- Nivel de aislamiento a impulsos en MT es $U_p=125$ kV

Tensión nominal de la red U_n (kV)	Tensión más elevada de la red U_s (kV)	Categoría de la red	Característica mínimas del cable y accesorios	
			U_0/U_0 ó U_0 kV	U_p kV
3	3.6	A-B	1.8/3	45
		C		
6	7.2	A-B	3.6/6	60
		C		
10	12	A-B	6/10	75
		C		
15	17.5	A-B	8.7/15	95
		C		
20	24	A-B	12/20	125
		C		
25	30	A-B	15/25	145
		C		
30	36	A-B	18/30	170
		C		
45	52	A-B	26/45	250
66	72,5	A-B	36	(1)
110	123	A-B	64	(1)
132	145	A-B	76	(1)
150	170	A-B	87	(1)
220	245	A-B	127	(1)
400	420	A-B	220	(1)

Tabla IX. Tensión nominales y máximas de la red

3.3. Cálculo de las intensidades de cortocircuito

3.3.1. Determinación de las impedancia referidas a 20 kV

Para calcular las intensidades de cortocircuito será necesario primero calcular las impedancias de cada uno de los elementos de los que esta compuesta la instalación como generadores, transformadores, líneas, etc. Se calcularán las impedancias directas y homopolares para los cortocircuitos tripolar y unipolar respectivamente. La información de todos los elementos ha sido obtenido de los catálogos de fabricantes o bien de apuntes del profesor. Para ello también habrá que configurar una red equivalente de impedancias, con el fin de reducirla a ambos lados del punto donde se encuentre el defecto y obtener así la impedancia y la intensidad de cortocircuito.



Red equivalente

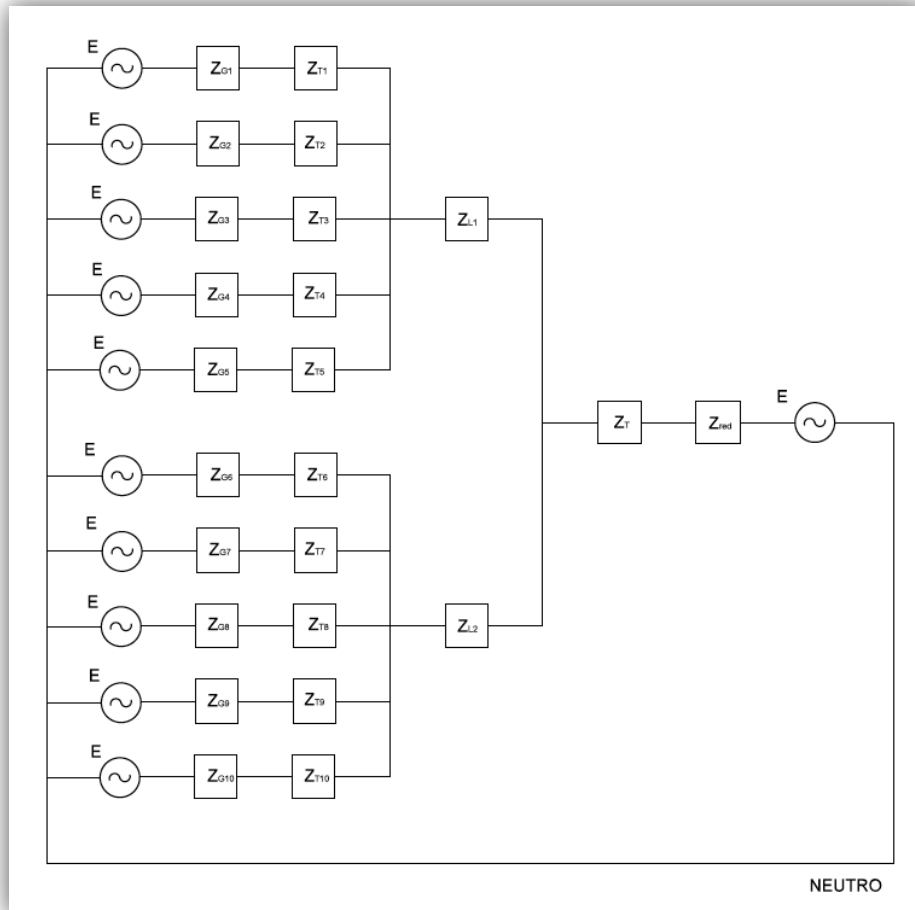


Figura L.III. Red equivalente

- Generadores:

$$S_n = 2,42 \text{ MVA}$$

$$z_{dG}(\%) = (0,3 + 10,5j) \%$$

$$Z''_{dG} = Z''_{iG} = \frac{z_{dG} \%}{100} \cdot \frac{U_b^2}{S_n} = \frac{0,3 + 10,5j}{100} \cdot \frac{20000^2}{2,42 \cdot 10^6} = \underline{17,36 / 88,36^\circ \Omega}$$

$$Z''_{hG} = \underline{17,25 / 88,23^\circ \Omega}$$



- Transformadores 20/0,69 kV:

$$S_n = 3 \text{ MVA}$$

$$U_1/U_2 = 20/0,69 \text{ kV}$$

$$z_{hG} = 0,8 \cdot z_{dG}$$

$$u_{cc}(\%) = (0,5 + 11,5j) \%$$

$$Z_{dT1} = Z_{iT1} = \frac{u_{cc} \%}{100} \cdot \frac{U_b^2}{S_n} = \frac{0,5 + 11,5j}{100} \cdot \frac{20000^2}{3 \cdot 10^6} = \mathbf{15,35 / 87,51^\circ \Omega}$$

$$Z_{hT} = 0,8 \cdot 15,35 / 87,51^\circ = \mathbf{12,28 / 87,51^\circ \Omega}$$

- Líneas

$$L_1 = 2,175 \text{ km}$$

$$L_2 = 1,285 \text{ km}$$

$$Z_d = Z_h = (0,089 + 0,093j) \Omega/\text{km}$$

$$Z_h = (0,223 + 0,233j) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{dL1} = Z_{iL1} = (0,089 + 0,093j) \cdot 2,175 \cdot \frac{20000^2}{20000^2} = \mathbf{0,28 / 46,26^\circ \Omega}$$

$$Z_{hL1} = (0,223 + 0,233j) \cdot 2,175 \cdot \frac{20000^2}{20000^2} = \mathbf{0,70 / 46,26^\circ \Omega}$$

$$Z_{dL2} = Z_{iL2} = (0,089 + 0,093j) \cdot 1,285 \cdot \frac{20000^2}{20000^2} = \mathbf{0,17 / 46,26^\circ \Omega}$$

$$Z_{hL2} = (0,223 + 0,233j) \cdot 1,285 \cdot \frac{20000^2}{20000^2} = \mathbf{0,41 / 46,26^\circ \Omega}$$



- Transformador 66/20 kV

$$S_n = 40 \text{ MVA}$$

$$U_1/U_2 = 66/20 \text{ kV}$$

$$z_{hG} = 0,8 \cdot z_{dG}$$

$$u_{cc}(\%) = (0,4 + 10j) \%$$

$$Z_{dT2} = Z_{iT2} = \frac{u_{cc} \%}{100} \cdot \frac{U_b^2}{S_n} = \frac{0,4 + 10j}{100} \cdot \frac{20000^2}{40 \cdot 10^6} = \mathbf{1,00 /87,71^\circ \Omega}$$

$$Z_{hT} = 0,8 \cdot 1,00 /87,71^\circ = \mathbf{0,80 /87,71^\circ \Omega}$$

- Red

$$U = 66 \text{ kV}$$

$$S_{cc} = 500 \text{ MVA}$$

$$c = 1$$

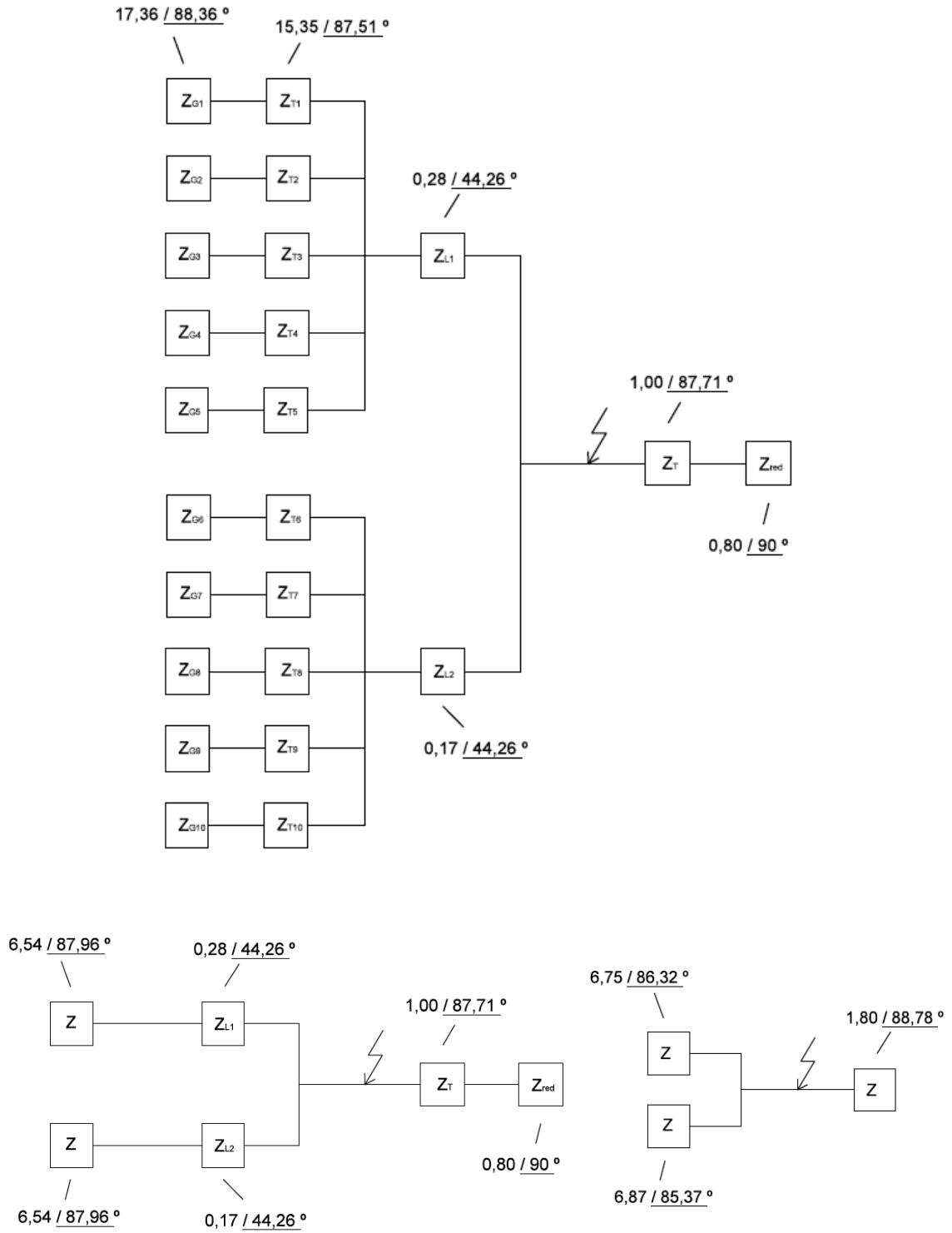
$$Z_{dR} = Z_{iR} = j \cdot c \cdot \frac{U_b^2}{S_{cc}} = j \cdot 1 \cdot \frac{20000^2}{500 \cdot 10^6} = \mathbf{0,80 /90^\circ \Omega}$$

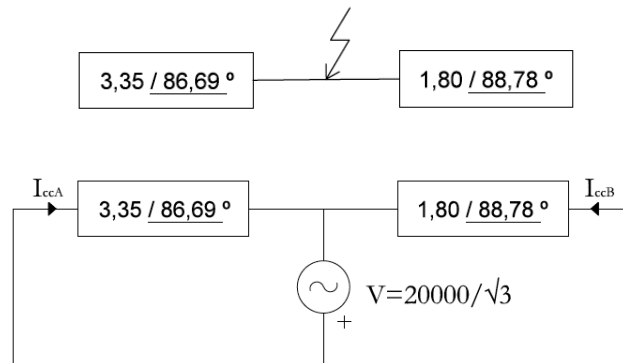
$$Z_{hT} = 2 \cdot 0,80 /90^\circ = \mathbf{1,60 /90^\circ \Omega}$$

3.3.2. Cortocircuito tripolar

3.3.2.1. Cortocircuito tripolar próximo a la subestación

A continuación se presenta la red de impedancias para un cortocircuito tripolar próximo a la subestación. Los cálculos han sido simplificados y se presenta la red reducida para dicho cortocircuito.





Aportación del parque eólico a la corriente de cortocircuito:

$$I_{ccA} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot (3,35 / 86,69^\circ)} = 3446,87 / -86,69^\circ \rightarrow I_{ccA} = \mathbf{3446,87 A}$$

Aportación de la red a la corriente de cortocircuito:

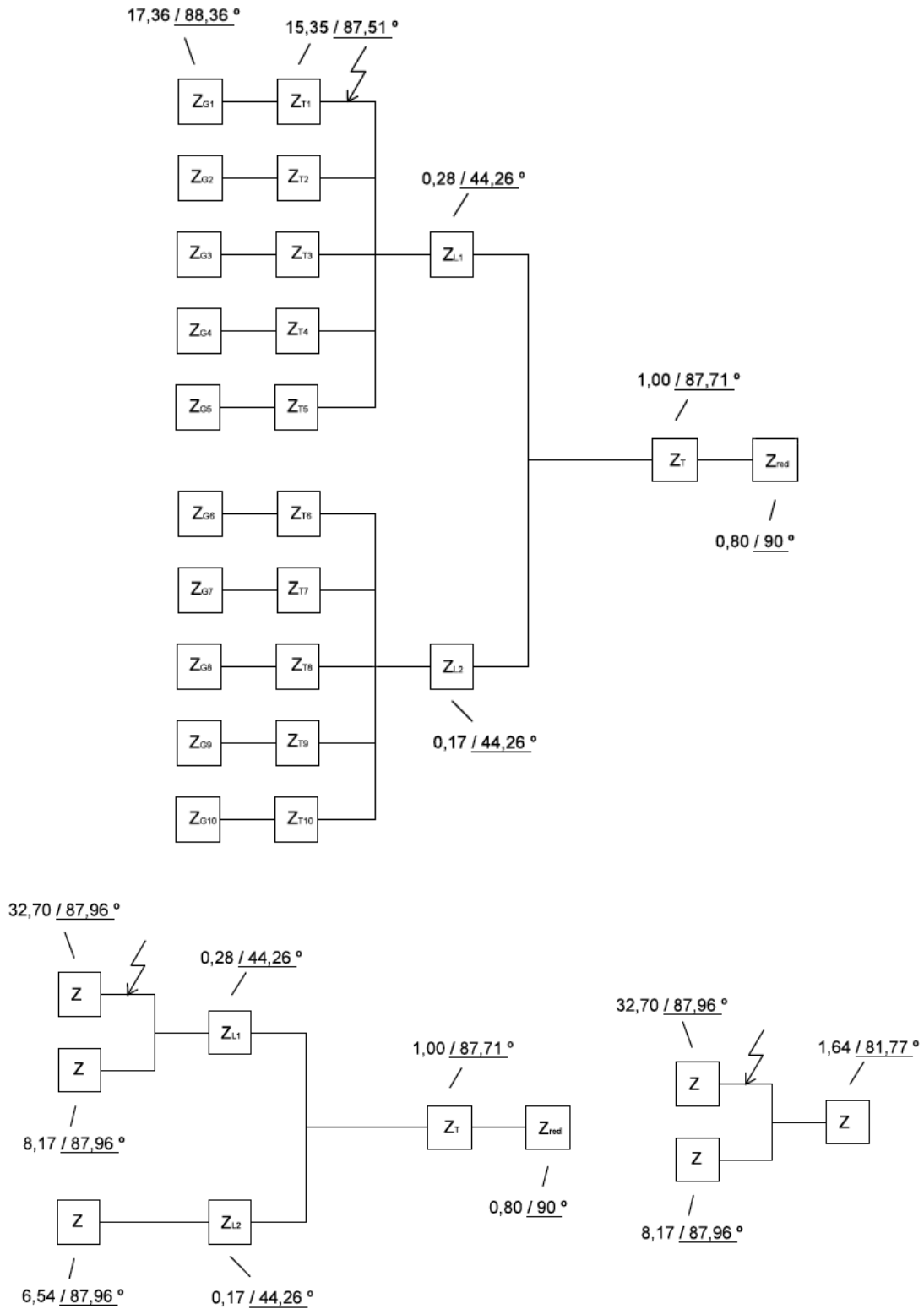
$$I_{ccB} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot (1,80 / 88,78^\circ)} = 6415,00 / -88,78^\circ \rightarrow I_{ccB} = \mathbf{6415,00 A}$$

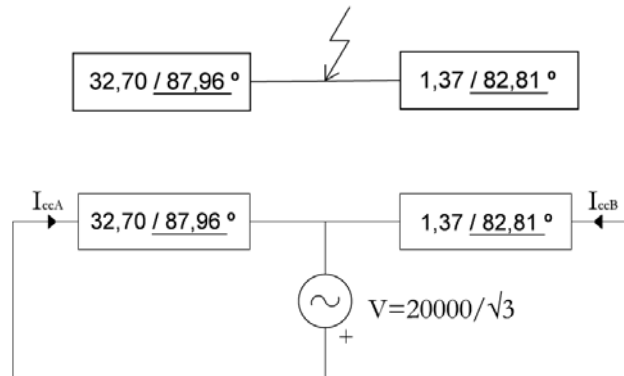
La intensidad total de cortocircuito sería la suma de las dos corrientes de cortocircuitos que hemos calculado:

$$I_{cc\ total} = 3446,87 + 6415,0 = \mathbf{9861,87 A}$$

3.3.2.2. Cortocircuito tripolar próximo al transformador de un aerogenerador

En este apartado se llevará a cabo solamente el cálculo de la corriente de cortocircuito tripolar próximo al transformador del aerogenerador 1. Los cortocircuitos en los demás tramos son muy similares, ya que las impedancias de los generadores y de los transformadores son las mismas y las distancias de las líneas no varían demasiado. A continuación se presenta la red equivalente de cortocircuito tripolar próximo al aerogenerador.





Aportación del parque eólico (uno de los aerogeneradores) a la corriente de cortocircuito:

$$I_{ccA} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot (32,70 / 87,96^\circ)} = 353,12 / -87,96^\circ \rightarrow I_{ccA} = \mathbf{353,12 A}$$

Aportación de la red (más el resto de la red) a la corriente de cortocircuito:

$$I_{ccB} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot (1,37 / 82,81^\circ)} = 8428,47 / -82,81^\circ \rightarrow I_{ccB} = \mathbf{8428,47 A}$$

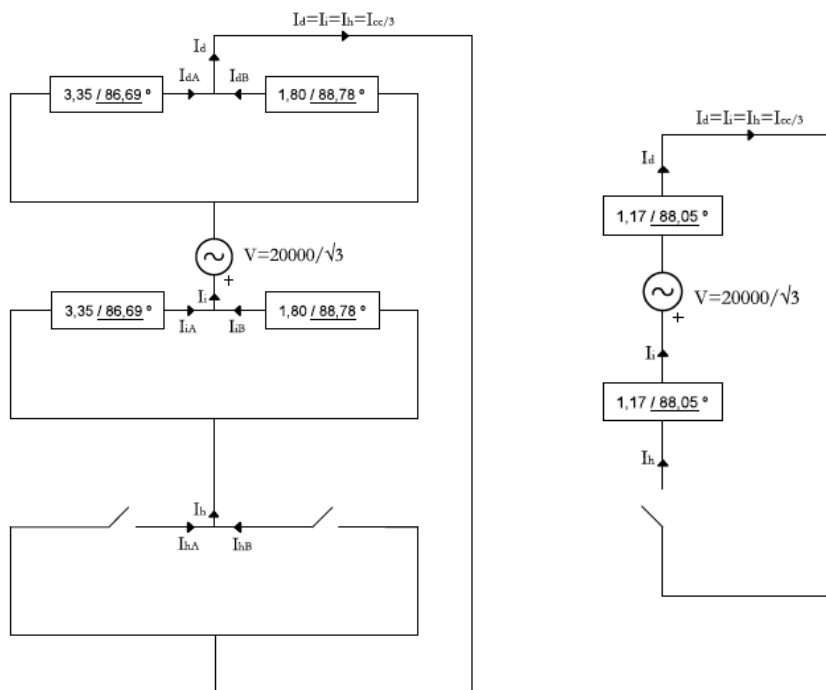
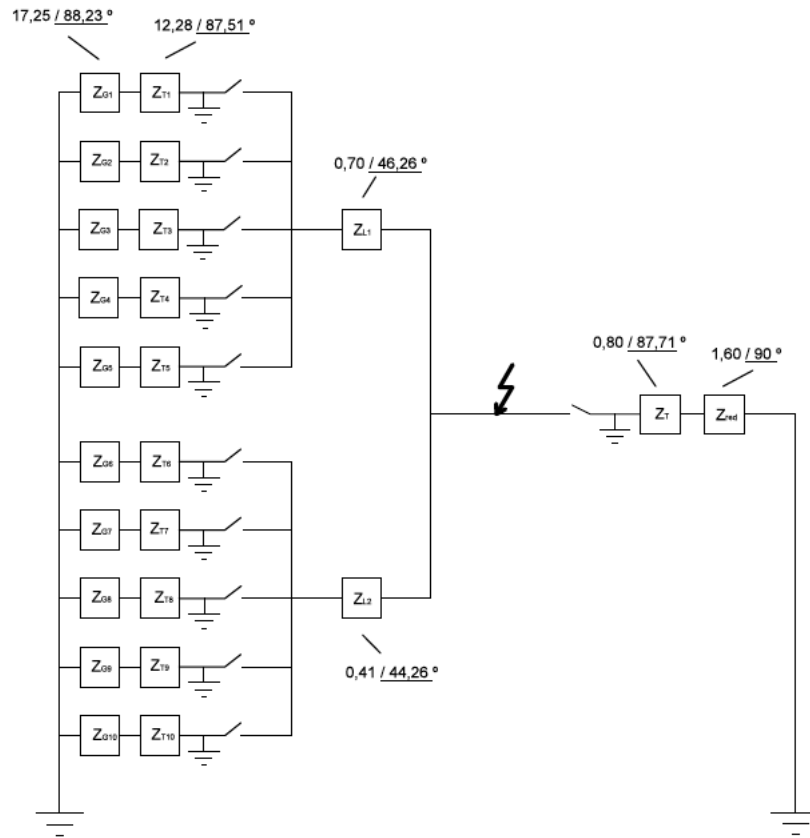
La intensidad total de cortocircuito sería la suma de las dos corrientes de cortocircuitos que hemos calculado:

$$I_{cc\ total} = 353,12 + 8428,47 = \mathbf{8781,59 A}$$

3.3.3. Cortocircuito unipolar a tierra

3.3.3.1. Cortocircuito unipolar próximo a la subestación

A continuación se presenta la red equivalente de impedancias para un cortocircuito unipolar a tierra en las proximidades de la subestación.



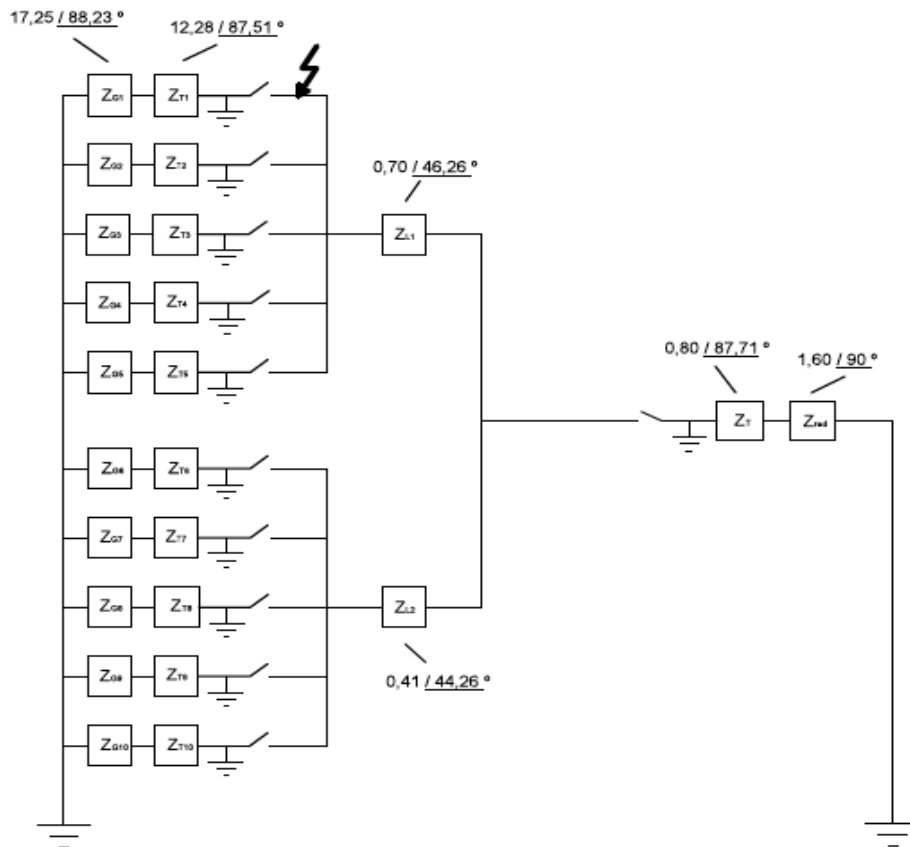


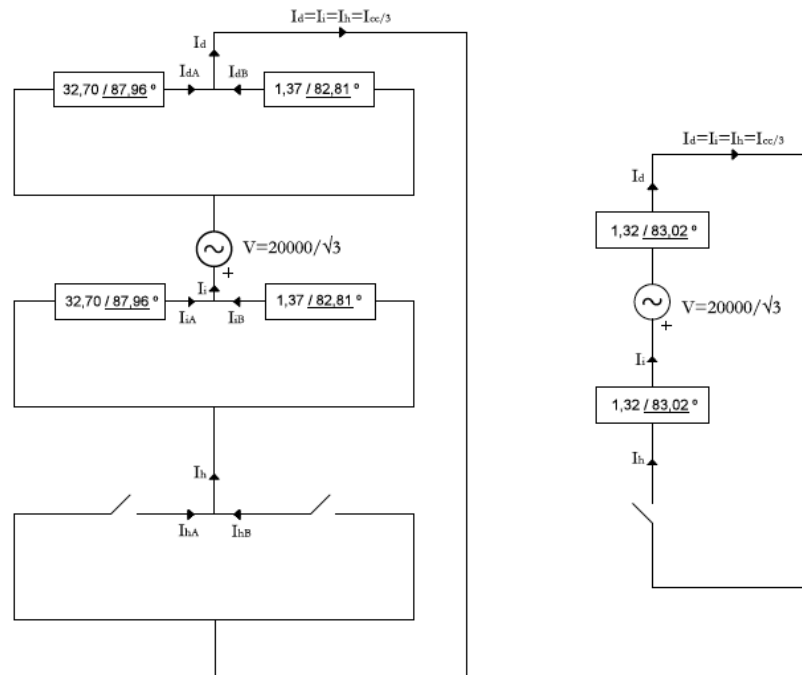
$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_T} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot (\infty)} = 0 \rightarrow I_{cc} = I_d \cdot 3 = 0$$

Como se puede observar en la red equivalente de impedancias homopolar, el cortocircuito unipolar no se puede alimentar ya que existen por ambos lados dos interruptores abiertos y no se cierra el circuito, que se traduce en una impedancia infinita y como resultado una intensidad de cortocircuito nula. Esto se debe a la configuración en triángulo tanto del transformador de la subestación como de los transformadores de los centros de transformación de los aerogeneradores.

3.3.3.2. Cortocircuito unipolar próximo a un aerogenerador

En este apartado pasaremos a calcular el cortocircuito unipolar en las proximidades del transformador del aerogenerador.





$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_T} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot (\infty)} = 0 \rightarrow I_{cc} = I_d \cdot 3 = 0$$

Al igual que en el apartado anterior, debido a la configuración en triángulo tanto del transformador de la subestación como de los transformadores de los centros de transformación, el circuito no se cierra ya que los triángulos equivalen a interruptores abiertos y por tanto la corriente de defecto es nula.

3.3.4. Conclusión

A continuación se presentan los resultados de los diferentes cortocircuitos que se han calculado antes, de un lado y de otro del defecto.

	Cortocircuito tripolar		Cortocircuito Unipolar	
	Lado A	Lado B	Lado A	Lado B
Próximo a la subestación	3446,87 A	6415,0 A	0 A	0 A
Próximo al aerogenerador 1	353,12 A	8428,47 A	0 A	0 A

Tabla X. Conclusión intensidad de cortocircuito



Como se puede observar en la tabla-resumen el defecto más desfavorable para la red subterránea de media tensión, es el cortocircuito tripolar en las proximidades del transformador del primer aerogenerador en 20 kV. Como se ha explicado antes el defecto en el mismo punto de los demás aerogeneradores serán similares ya que las impedancias son las mismas y las distancias no varían demasiado. La intensidad es de 8428,47 A, con la que se dimensionará todas las protecciones y conductores.

3.4. Cálculo de la sección del conductor

3.4.1. Intensidad máxima admisible en servicio permanente

Obtendremos la intensidad admisible despejando de la fórmula de la potencia. Se ha supuesto el caso más desfavorable, en el que todos los tramos de la red de media tensión transportan la potencia máxima:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_L \cdot \cos \varphi \rightarrow I_L = I_{\text{adm}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$
$$I_{\text{adm}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{10 \cdot 2,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = \mathbf{698,90 \text{ A}}$$

Se trata de una intensidad demasiado elevada como para ser transportada por un único circuito trifásico, por lo que dividiremos el parque en dos circuitos, de modo que cada circuito transportará la mitad de potencia del parque, es decir, que cada circuito estará constituido por cinco aerogeneradores.

$$I_L = I_{\text{adm}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{5 \cdot 2,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = \mathbf{349,45 \text{ A}}$$

Esta es la intensidad nominal de ambos circuitos de la red de media tensión de 20 kV. Para hallar la intensidad máxima admisible se tendrán que tener en cuenta los siguientes factores:



- Factor de corrección por temperatura 20 °C, $k_T = 1,03$.

Temperatura de servicio, Θ_s , en °C	Temperatura ambiente Θ_a , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105 (Eprotenax Compact)	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90 (Voltalene)	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Tabla XI. Factor de corrección por temperatura

- Factor de corrección por resistividad térmica del terreno. Consideramos que la naturaleza del terreno y el grado de humedad es seco por lo que la resistividad es de 1 K · m/W, $k_R = 1,10$.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K-m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables en interior de tubos enterrados 	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Tabla XII. Factor de corrección por resistividad térmica del terreno

- Factor de corrección por agrupación de conductores (2 ternas trifásicas separadas d= 0,2 m), $k_A = 0,83$.

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos en la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables bajo tubo 	En contacto (d = 0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla XIII. Factor de corrección por agrupación de conductores



- Factor de corrección por profundidad de enterramiento 1 m, $k_p = 1$.

Profundidad (m)	Cables enterrados en sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla XIV. Factor de corrección por profundidad de enterramiento

- Factor de corrección por entubamiento, $k = 0,8$.

En base a los diferentes factores de corrección que hemos obtenido, la intensidad máxima admisible que se obtiene a través de la expresión es la siguiente:

$$I_{adm (C.N.)} = \frac{I_L}{k_T \cdot k_R \cdot k_A \cdot k_P \cdot k} = \frac{349,45}{1,03 \cdot 1,10 \cdot 0,83 \cdot 1 \cdot 0,8} = 464,50 \text{ A}$$

Se debe cumplir que la intensidad máxima que vaya a circular sea menor a la intensidad máxima que soporta el conductor. Para esta intensidad, el conductor idóneo es un conductor de aluminio, con una sección de 500 mm^2 capaz de soportar hasta 515 A.

Sección nominal mm^2	Tensión nominal					
	(Temperatura máxima en el conductor $105 \text{ }^\circ\text{C}$)					
	1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Conductores de Al					
16	96	85	82	76	78	72
25	125	110	105	95	100	95
35	150	135	125	115	120	110
50	180	160	145	135	145	130
70	225	200	180	170	170	160
95	275	240	215	200	205	190
120	320	280	245	230	235	215
150	360	315	275	255	265	240
185	415	360	315	290	295	275
240	495	425	365	345	345	325
300	565	485	410	390	390	365
400	660	-	470	450	-	-
500	775	-	540	515	-	-
630	905	-	615	590	-	-

Tabla XV. Intensidad admisible



Por lo que se concluye que la sección del conductor de la red de media tensión para ambos circuitos por intensidad máxima admisible es de 500 mm².

3.4.2. Caída de tensión

Para calcular la sección según el criterio de caída de tensión de las líneas, se emplearán los valores de la resistencia óhmica y de la reactancia, en corriente alterna a una frecuencia de 50 Hz. Estos datos han sido obtenidos de la ficha técnica del fabricante en el que aparecen reflejados tanto la resistencia como la reactancia.

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares		Cables Trípolares	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.887
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	0.430	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	0.277	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	0.168	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	0.105	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Tabla XVI. Resistencia máxima del conductor por km

Sección nominal mm ²	Reactancia X en Ω/km por fase						
	Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
	Tres cables unipolares en contacto mutuo						
10	0.135	-	-	-	-	-	-
16	0.126	-	-	-	-	-	-
25	0.118	0.125	0.134	0.141	-	-	-
35	0.113	0.118	0.128	0.135	0.140	-	-
50	0.108	0.113	0.122	0.128	0.130	0.140	0.148
70	0.101	0.106	0.115	0.120	0.122	0.130	0.137
95	0.099	0.102	0.110	0.115	0.118	0.121	0.129
120	0.095	0.098	0.106	0.111	0.112	0.118	0.123
150	0.093	0.096	0.102	0.108	0.110	0.115	0.118
185	0.089	0.093	0.100	0.104	0.106	0.110	0.113
240	0.088	0.090	0.097	0.101	0.102	0.106	0.109
300	0.086	0.088	0.093	0.097	0.099	0.103	0.105
400	0.085	0.086	0.091	0.095	0.096	0.100	0.102
500	0.084	0.084	0.089	0.092	0.093	0.096	0.099

Tabla XVII. Reactancia del conductor por km



Para cables unipolares de aluminio con un aislamiento HEPR (105 °C) de 500 mm² de sección y 16 mm² de pantalla, la resistencia que corresponde según el fabricante es de 0,089 Ω/km por fase. Con una tensión nominal del cable de 12/20 kV, y con tres cables unipolares en contacto mutuo, la reactancia para una sección de 500 mm² es de 0,093 Ω/km por fase.

La máxima caída de tensión permitida es el 5 % de la tensión nominal, es decir, 1000V. Para el cálculo de la caída de tensión, se realizará en el caso más desfavorable, que es entre el aerogenerador 1 y la subestación, ya que es el tramo de mayor distancia, 2175 m. Si esta condición se cumple, se cumplirá para los demás tramos así como los tramos del circuito dos.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 2,175 \cdot 349,45 \cdot (0,089 \cdot 0,95 + 0,093 \cdot 0,31) = \mathbf{149,26 V}$$

Obtenemos una caída de tensión de 149,26 V, un 0,75 % de la tensión nominal de la red, menor que la caída de tensión máxima permitida. Por lo que no se precisa realizar ninguna variación en cuanto a la sección, que se a elegido en el apartado anterior, por el criterio de caída de tensión.

3.4.3. Intensidad máxima admisible en cortocircuito

Para este criterio se cumplirá la ITC-LAT 06, apartado 6.2., en el que se refleja que la línea subterránea deberá ser diseñada y construida para resistir, sin dañarse, los efectos mecánicos y térmicos, debidos a las intensidades de cortocircuitos. El cortocircuito puede ser trifásico, fase a fase, fase simple a tierra o fase doble a tierra. Los cortocircuitos más desfavorables suelen ser el trifásico y el fase a tierra, por ello, serán los dos que tendremos en cuenta en este apartado.



La sección del conductor deberá soportar una corriente de cortocircuito durante un intervalo de tiempo, que tiene que ser menor que el tiempo de actuación de las protecciones generales, aguas arriba, de la red del parque eólico, situadas en el centro de control. Estas protecciones serán selectivas con respecto a las protecciones de la red de distribución, con el objetivo de no producir ninguna perturbación en la red.

Una vez calculadas (apartado anterior) las intensidades de cortocircuito habrá que comprobar que se cumpla la ITC-LAT 06, apartado 6.2. El tiempo de actuación dependerá de la sección del conductor, la intensidad máxima de cortocircuito y el coeficiente que depende de la naturaleza del material, coincidiendo este con el valor de densidad de corriente tabulado para $t_{cc} = 1$ s para aluminio con aislamiento HEPR $U_0 \leq 18/30$ kV (89 A/mm²). Se calculará de acuerdo a la norma UNE 21192:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} \rightarrow t_{cc} = \left(\frac{K \cdot S}{I_{cc}} \right)^2 = \left(\frac{89 \cdot 500}{8428,47} \right)^2 = \mathbf{27,88 \text{ s}}$$

Los conductores podrán soportar una intensidad de cortocircuito de 8428,47 A durante un tiempo máximo de 27,88 s. Las protecciones deberán diseñarse de modo que en caso de cortocircuito los tiempos de actuación sean menores que los tiempos que pueden soportar los conductores para que estos no sufran daños irreversibles.

Para que tanto el conductor como la pantalla estén bien protegidos tiene que cumplirse que la intensidad que soportan en el tiempo de actuación de la protección sea superior a la intensidad de cortocircuito máxima esperada. Para el cálculo de las pantallas se empleará la norma 211003. El dimensionamiento mínimo de la pantalla será tal que permita el paso de una intensidad mínima de 1000 A durante 1 segundo.

También podemos observar cual es la intensidad térmicamente admisible en cortocircuito para conductores de aluminio a través de la siguiente gráfica:

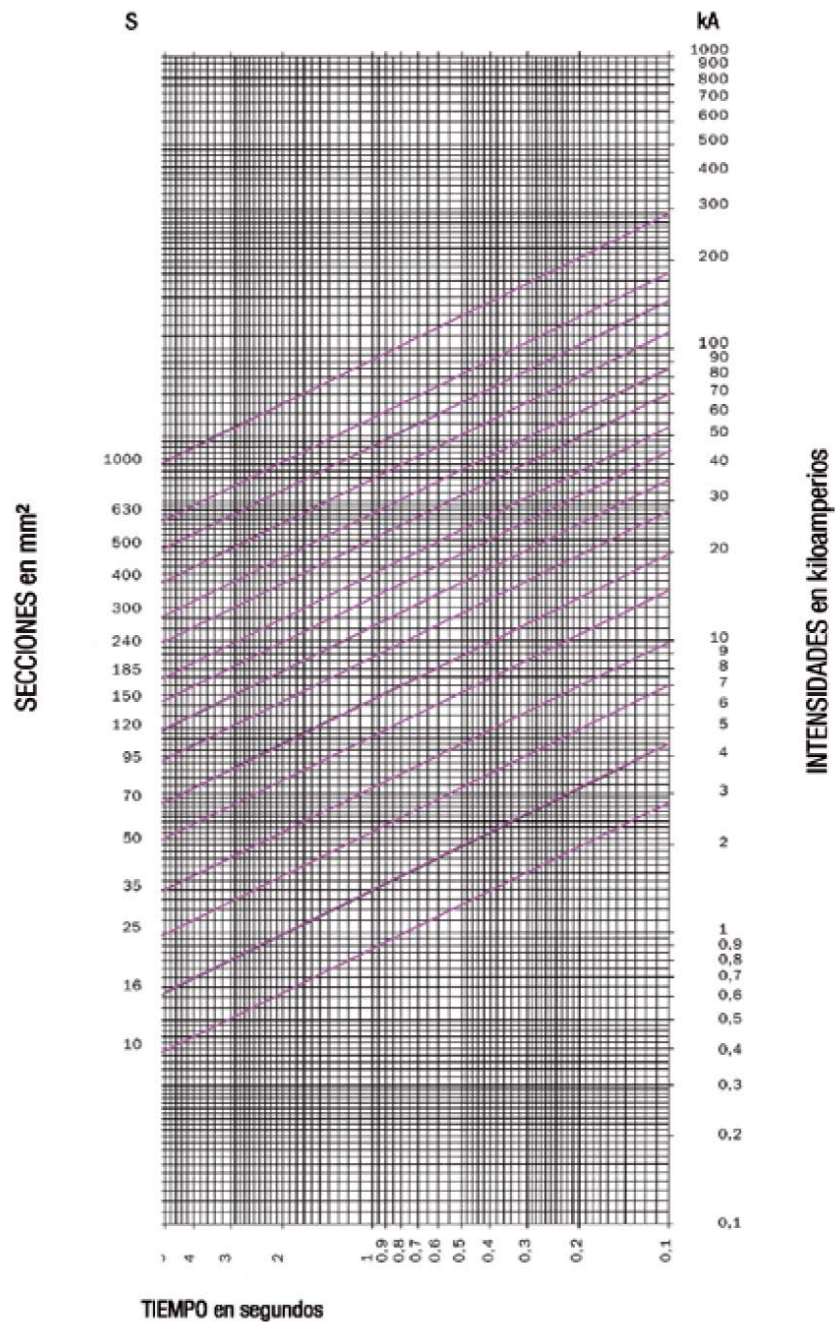


Tabla XVIII. Intensidades térmicamente admisibles

Observando la gráfica, por ejemplo, para un tiempo de 1 s, el conductor de aluminio (EPROTENAX COMPACT) de sección 500 mm² es capaz de soportar hasta aproximadamente 45 kA. Intensidad mucho mayor que la intensidad de cortocircuito máxima que puede darse en la instalación.



4. Cálculo eléctricos de los centros de transformación

Los centros de transformación se encuentran en las bases de los aerogeneradores y están formados por las celdas y el transformador elevador (situado en la góndola). A continuación se calcularán diferentes parámetros que serán necesarias para la elección de la aparataje eléctrica.

4.1. Intensidades nominales

4.1.1. Intensidad nominal del lado de media tensión

La intensidad nominal en el centro de transformación del lado de media tensión (20 kV) es la siguiente:

$$I = \frac{2300 \cdot 10^3 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 20000 \text{ V} \cdot 0,95} = \mathbf{69,890 \text{ A}}$$

Esta intensidad se corresponde con la intensidad del primario del transformador de potencia elevador del aerogenerador.

4.1.2. Intensidad nominal del lado de baja tensión

La intensidad nominal en el centro de transformación por el lado de baja tensión (690 V) es la siguiente:

$$I = \frac{2300 \cdot 10^3 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 690 \text{ V} \cdot 0,95} = \mathbf{2025,790 \text{ A}}$$

Esta intensidad se corresponde con la intensidad del secundario del transformador de potencia elevador del aerogenerador.



4.2. Cálculo de las intensidades de cortocircuito

4.2.1. Intensidad de cortocircuito del lado de media tensión

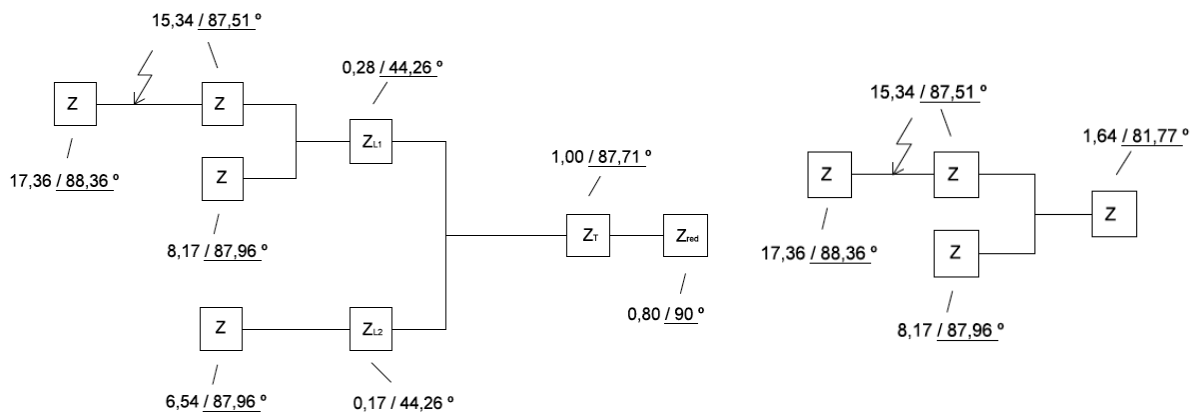
En este caso se calculará el cortocircuito más desfavorable que es en el aerogenerador 1. Estas intensidades son las mismas que se han calculado en el apartado de cálculo de corrientes de cortocircuito de la red de media tensión, en el que obtuvimos los siguientes resultados:

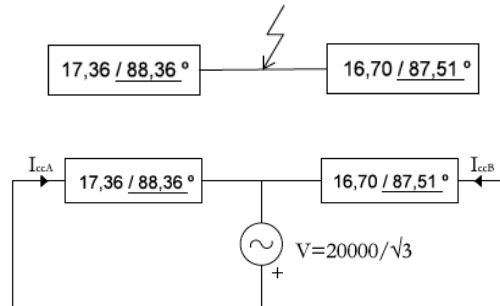
- Intensidad de cortocircuito tripolar: Lado A: $I_{ccA} = 353,12 \text{ A}$
Lado B: $I_{ccB} = 8428,47 \text{ A}$
- Intensidad de cortocircuito unipolar: Lado A: $I_{ccA} = 0 \text{ A}$
Lado B: $I_{ccB} = 0 \text{ A}$

4.2.2. Intensidad de cortocircuito del lado de baja tensión

Al igual que para el cortocircuito del lado de alta tensión, en este caso sólo se realizará el cálculo del caso más desfavorable que es en el aerogenerador 1.

- Intensidad de cortocircuito tripolar:





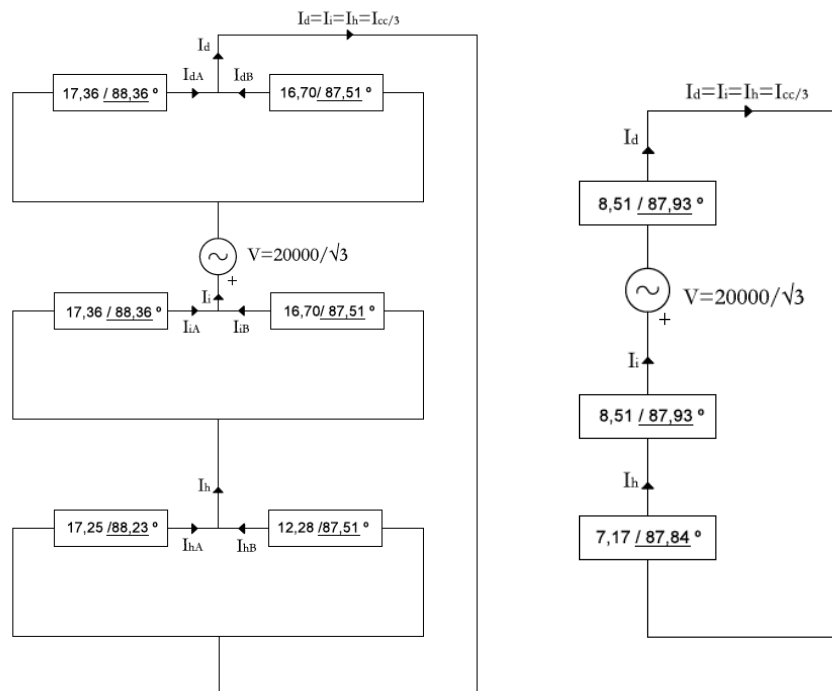
Intensidad de cortocircuito del lado A:

$$I_{ccA} = \frac{20000}{690} \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 17,36/88,36^\circ} = \mathbf{19279,71/-88,36^\circ} \rightarrow I_{ccA} = \mathbf{19279,71 A}$$

Intensidad del cortocircuito del lado B:

$$I_{ccB} = \frac{20000}{690} \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 16,70/87,51^\circ} = \mathbf{20041,67/-87,51^\circ} \rightarrow I_{ccB} = \mathbf{20041,67 A}$$

- Intensidad de cortocircuito unipolar:





$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_T} = \frac{20000}{690} \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot (24,19 / 87,89)} = 13836,12 / \underline{-87,89^\circ}$$

$$I_{cc} = 3 \cdot I_d = 3 \cdot 13836,12 / \underline{-87,89} = 41508,37 / \underline{-87,89^\circ} \rightarrow I_{cc} = \mathbf{41508,37 A}$$

Esta es la intensidad total de defecto para un cortocircuito unipolar con contacto a tierra en el lado de baja tensión del centro de transformación próximo al transformador. Para saber la intensidad aportada a cada lado del defecto basta con aplicar los divisores de intensidad.

Aportación del lado A a la corriente de cortocircuito:

$$I_{ccA} = I_{da} + I_{ia} + I_{ha} = I_d \cdot \left(\frac{Z_{db}}{Z_{da} + Z_{db}} + \frac{Z_{ib}}{Z_{ia} + Z_{ib}} + \frac{Z_{hb}}{Z_{ha} + Z_{hb}} \right) =$$

$$= (13836,12 / \underline{-87,89}) \cdot \left(2 \cdot \frac{(16,70 / 87,51)}{(17,36 / 88,36) + (16,70 / 87,51)} + \frac{(12,28 / 87,51)}{(17,25 / 88,23) + (12,28 / 87,51)} \right)$$

$$I_{ccA} = 19322,22 / \underline{-88,31^\circ} \rightarrow I_{ccA} = \mathbf{19322,22 A}$$

Aportación del lado B a la corriente de cortocircuito:

$$I_{ccB} = I_{db} + I_{ib} + I_{hb} = I_d \cdot \left(\frac{Z_{da}}{Z_{da} + Z_{db}} + \frac{Z_{ia}}{Z_{ia} + Z_{ib}} + \frac{Z_{ha}}{Z_{ha} + Z_{hb}} \right) =$$

$$= (13836,12 / \underline{-87,89}) \cdot \left(2 \cdot \frac{(17,36 / 88,36)}{(17,36 / 88,36) + (16,70 / 87,51)} + \frac{(17,25 / 88,23)}{(17,25 / 88,23) + (12,28 / 87,51)} \right)$$

$$I_{ccB} = 22187,16 / \underline{-87,52^\circ} \rightarrow I_{ccB} = \mathbf{22187,16 A}$$



4.3. Cálculo del embarrado de 20 kV

Los embarrados de los centros de transformación estarán constituidos por tramos recto de pletina de cobre que irá recubierto de aislamiento termoretráctil. Dicha pletina tendrá unas dimensiones de 30 mm de largo y 5 mm de ancho. Con estas dimensiones la sección equivalente del embarrado es la siguiente:

$$S = l \cdot h = 30\text{mm} \cdot 5\text{mm} = \mathbf{150\text{ mm}^2}$$

La separación entre las sujeciones de una misma fase entre dos celdas es de 375 mm y la separación entre las fases es de 230 mm.

Las características principales de los embarrados que se instalarán en los centros de transformación de los aerogeneradores son las siguientes:

- Intensidad nominal 400 A
- Límite térmico (1 s) 20 kA
- Límite electrodinámico (valor cresta) 40 kA

A continuación se llevan a cabo los cálculos para el dimensionamiento del embarrado del centro de transformación en 20 kV. Se tendrá que comprobar por densidad de corriente, por sollicitación electrodinámica y por sollicitación térmica.

4.3.1. Comprobación por densidad de corriente

Para comprobar el embarrado por densidad de corriente obra que calcular la relación entre la intensidad nominal y la sección del embarrado.

$$d = \frac{I}{S} = \frac{400\text{ A}}{150\text{ mm}^2} = \mathbf{2,667\text{ A/mm}^2}$$



Para comprobar que se cumple la condición por densidad de corriente, se recurre al *Reglamento de Líneas de Alta Tensión*, artículo 22, en el que se refleja que para una sección del embarrado de 150 mm² la densidad de corriente máxima es de 3,4 A/mm². Nos ha dado un resultado inferior por lo que el embarrado cumple la condición por densidad de corriente.

4.3.2. Comprobación por sollicitación electrodinámica

Para comprobar la sollicitación electrodinámica emplearemos los valores máximos de intensidad de cortocircuito del embarrado, que es de 20 kA. El mayor esfuerzo del embarrado se produce en la parte central, representada por la siguiente expresión:

$$F = 13,85 \cdot 10^{-7} \cdot f \cdot \frac{I_{cc}^2}{d} \cdot L \cdot \left(\sqrt{1 + \frac{d^2}{L^2}} - \frac{d}{L} \right) =$$
$$= 13,85 \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot \frac{20000^2}{0,230} \cdot 0,375 \cdot \left(\sqrt{1 + \frac{0,375^2}{1,8^2}} - \frac{0,375}{1,8} \right) = 505,62 \text{ N}$$

donde

f es el coeficiente en función de cos φ

I_{cc} es la intensidad de cortocircuito eficaz (A)

d es la separación entre fases (m)

L es la longitud entre tramos embarrados (m)

La fuerza se traduce en unos 51,60 kg que se encuentran repartidos uniformemente en toda la longitud del embarrado, con ello la carga resulta:

$$q = \frac{F}{L} = \frac{51,60 \text{ kg}}{375 \text{ mm}} = 0,138 \text{ kg/mm}$$



Una vez calculada la carga, procedemos a calcular el momento flector máximo que se produce en los extremos.

$$M_{m\acute{a}x} = \frac{q \cdot L^2}{12} = \frac{0,138 \text{ kg/mm} \cdot (375 \text{ mm})^2}{12} = \mathbf{1617,19 \text{ kg} \cdot \text{mm}}$$

El módulo resistente de la barra será:

$$W_y = \frac{\frac{1}{12} \cdot h^3 \cdot l}{\frac{h}{2}} = \frac{h^2 \cdot l}{6} = \frac{(5 \text{ mm})^2 \cdot (30 \text{ mm})}{6 \text{ mm}} = \mathbf{125 \text{ mm}^2}$$

Ahora calcularemos la fatiga máxima que puede producirse en la barra y esta tendrá que ser menor que la carga máxima de la barra.

$$R_{m\acute{a}x} = \frac{M_{m\acute{a}x}}{W_y} = \frac{1617,16 \text{ kg} \cdot \text{mm}}{125 \text{ mm}^2} = \mathbf{12,94 \text{ kg/mm}}$$

Se ha seleccionado una barra con una carga máxima admisible de 19 kg/mm² según los datos del fabricante. Esta es superior a la carga máxima que pueda producirse en la barra por lo que se encuentra del lado de la seguridad y también cumple el criterio por sollicitación electrodinámica.

4.3.3. Comprobación por sollicitación térmica

La sobreintensidad máxima admisible durante un segundo se determina de acuerdo al CEI 298 de 1981 por la siguiente expresión:

$$S = \frac{I}{\alpha} \cdot \sqrt{\frac{t}{\delta}} \rightarrow t = 180 \cdot \left(\frac{150 \cdot 13}{20000} \right)^2 = \mathbf{1,71 \text{ s}}$$



donde

S es la sección de la barra de cobre (mm^2)

α es 13 para el cobre

I es la intensidad de cortocircuito eficaz (A)

δ es 180° para conductores inicialmente a temperatura ambiente

t es el tiempo de duración de la falta (s)

Según este criterio, el embarrado podrá soportar una intensidad permanente de cortocircuito de 20 kA, durante un tiempo de 1,71 s, superior al tiempo en el que actuarán las protecciones correspondientes. También hay que tener en cuenta que hemos seleccionado la intensidad máxima de defecto que soporta el embarrado, que es el caso más desfavorable, pero en la realidad no llegará a ese valor.

5. Cálculo eléctricos de la subestación de transformación

La subestación de transformación será la encargada de elevar la tensión desde 20 kV a 66 kV y de evacuar la potencia del parque eólico a la red de alta tensión. La subestación se instalará cerca del parque eólico ya que al elevar la tensión las pérdidas por efecto Joule en el transporte son menores.

5.1. Intensidades nominales

5.1.1. Intensidad nominal del lado de alta tensión

La intensidad que tenemos en la subestación, por el lado de alta tensión es la siguiente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{23 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 66000 \text{ V} \cdot 0,8} = \mathbf{251,497 \text{ A}}$$



5.1.2. Intensidad nominal del lado de media tensión

La intensidad que tenemos en la subestación, por el lado de media tensión es la siguiente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{23 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 20000 \text{ V} \cdot 0,8} = \mathbf{829,941 \text{ A}}$$

5.2. Cálculo de las intensidades de cortocircuito

5.2.1. Intensidad de cortocircuito del lado de media tensión

En este apartado se presentarán las intensidades de cortocircuitos en las proximidades del transformador de potencia de la subestación por el lado de media tensión. Estas intensidades ya han sido calculadas en el apartado de cálculo de corrientes de cortocircuito de la red de media tensión por lo que a continuación se reflejarán únicamente los resultados:

- Intensidad de cortocircuito tripolar: Lado A: $I_{ccA} = \mathbf{3446,87 \text{ A}}$
Lado B: $I_{ccB} = \mathbf{6415,00 \text{ A}}$
- Intensidad de cortocircuito unipolar: Lado A: $I_{ccA} = \mathbf{0 \text{ A}}$
Lado B: $I_{ccB} = \mathbf{0 \text{ A}}$

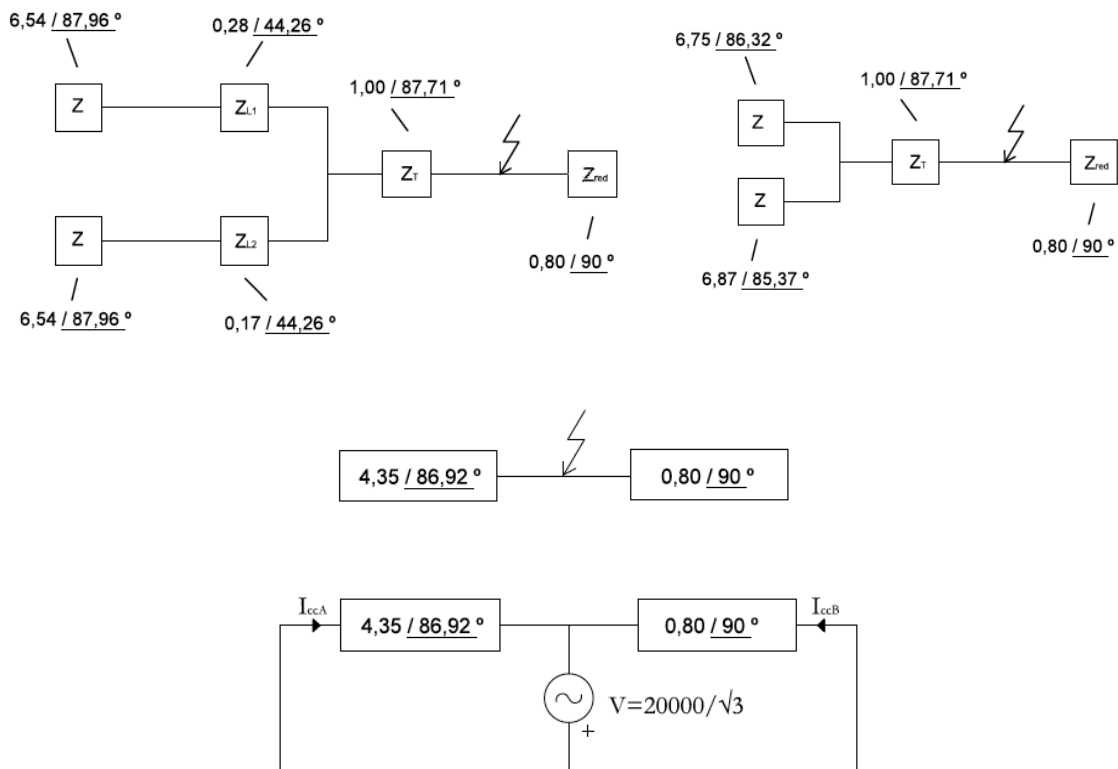
5.2.2. Intensidad de cortocircuito del lado de alta tensión

Se calculará tanto el cortocircuito tripolar como el unipolar en el lado de alta tensión en las proximidades del transformador de potencia de la subestación. Las impedancias de los elementos están referidas a 20 kV, pero mediante el factor de



conversión el resultado se obtiene referido a la tensión de 66 kV, que es a la que se encuentra el lado de alta tensión.

- Intensidad de cortocircuito tripolar:



Intensidad de cortocircuito del lado A:

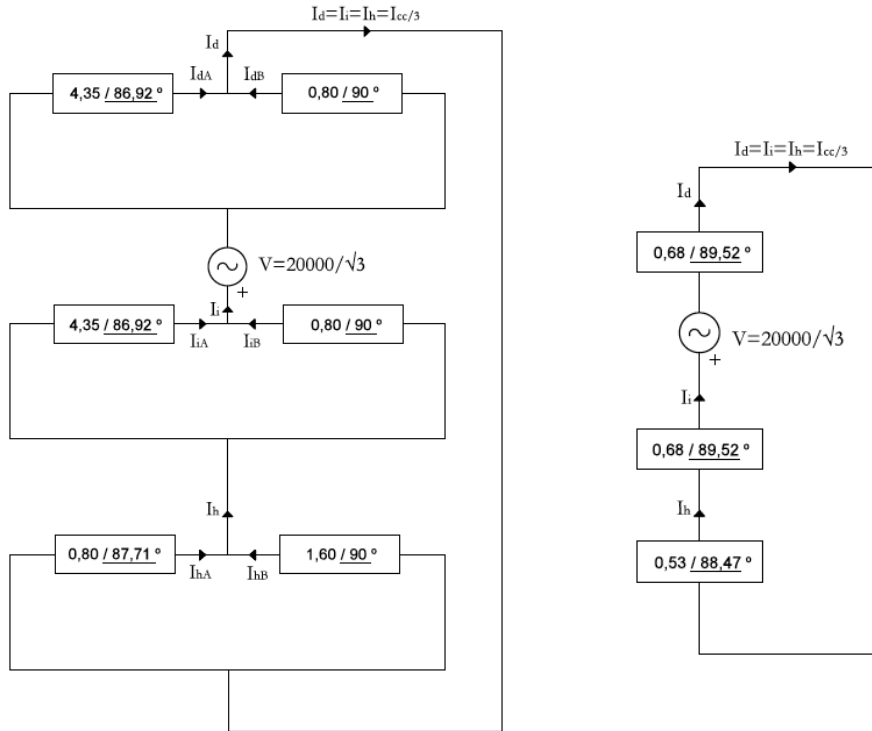
$$I_{ccA} = \frac{20000}{66000} \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot (4,35 / 86,92^\circ)} = 804,39 / -86,92^\circ \rightarrow I_{ccA} = \mathbf{804,39 A}$$

Intensidad del cortocircuito del lado B:

$$I_{ccB} = \frac{20000}{66000} \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot (0,80 / 90^\circ)} = 4373,87 / -90^\circ \rightarrow I_{ccB} = \mathbf{4373,87 A}$$



- Intensidad de cortocircuito unipolar:



$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_T} = \frac{20000}{66000} \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot (1,89 / 89,23)} = 1851,37 / -89,23^\circ$$

$$I_{cc} = 3 \cdot I_d = 3 \cdot 1851,37 / -89,23^\circ = 5554,12 / -89,23^\circ \rightarrow I_{cc} = \mathbf{5554,12 A}$$

Esta es la intensidad total de defecto para un cortocircuito unipolar con contacto a tierra en el lado de alta tensión de la subestación. Para saber la intensidad aportada a cada lado del defecto basta con aplicar los divisores de intensidad.

Aportación del lado A a la corriente de cortocircuito:

$$I_{ccA} = I_{da} + I_{ia} + I_{ha} = I_d \cdot \left(\frac{Z_{db}}{Z_{da} + Z_{db}} + \frac{Z_{ib}}{Z_{ia} + Z_{ib}} + \frac{Z_{hb}}{Z_{ha} + Z_{hb}} \right) =$$



$$= (1851,37 / -89,23) \cdot \left(2 \cdot \frac{(0,80 / 90)}{(4,35 / 86,92) + (0,80 / 90)} + \frac{(1,60 / 90)}{(0,80 / 87,71) + (1,60 / 90)} \right)$$

$$I_{ccA} = 1809,56 / -87,88^\circ \rightarrow I_{ccA} = \mathbf{1809,56 A}$$

Aportación del lado B a la corriente de cortocircuito:

$$I_{ccB} = I_{db} + I_{ib} + I_{hb} = I_d \cdot \left(\frac{Z_{da}}{Z_{da} + Z_{db}} + \frac{Z_{ia}}{Z_{ia} + Z_{ib}} + \frac{Z_{ha}}{Z_{ha} + Z_{hb}} \right) =$$

$$= (1851,37 / -89,23) \cdot \left(2 \cdot \frac{(4,35 / 86,92)}{(4,35 / 86,92) + (0,80 / 90)} + \frac{(0,80 / 87,71)}{(0,80 / 87,71) + (1,60 / 90)} \right)$$

$$I_{ccB} = 3745,30 / -89,88^\circ \rightarrow I_{ccB} = \mathbf{3745,30 A}$$

5.3. Línea de fuga mínima

La línea de fuga mínima de la cadena de aisladores depende del nivel de contaminación. La parcela se encuentra en una zona expuesta al viento del mar, pero no muy próxima a la costa (distancia de al menos 1 km), por lo que corresponde a un nivel de contaminación Ligero (Nivel II), según el *Reglamento de Líneas de Alta Tensión*, con una línea de fuga específica de 20 mm/kV entre fases.

- Línea de fuga mínima del lado de media tensión a 20 kV: **480 mm**
- Línea de fuga mínima del lado de alta tensión a 66 kV: **1450 mm**

5.4. Cálculo de las autoválvulas

En este apartado se llevarán a cabo los cálculos necesarios para la elección de las autoválvulas que se instalarán en la subestación. Las autoválvulas estarán ubicadas de fase a



tierra y la puesta a tierra de servicio es efectiva por lo que el factor para el cálculo de sobretensión es $k_e=1,4$.

- Tensión de trabajo continua (COV): es la máxima tensión de diseño que se puede aplicar de forma continua entre los terminales del pararrayos.

$$COV_{72,5} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{72,5}{\sqrt{3}} = \mathbf{41,86\ kV}$$

$$COV_{24} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{24}{\sqrt{3}} = \mathbf{13,86\ kV}$$

- Sobretensión temporal 10 s (TOV): es una sobretensión oscilatoria de relativamente larga duración, está levemente amortiguada o en ciertas ocasiones no.

$$TOV_{72,5} = k_e \cdot COV_{72,5} = 1,4 \cdot 41,86 = \mathbf{58,60\ kV}$$

$$TOV_{24} = k_e \cdot COV_{24} = 1,4 \cdot 13,86 = \mathbf{19,40\ kV}$$

- Tensión nominal de la autoválvula. Para obtener la adecuada tensión nominal del pararrayos habrá que comparar diferentes cálculos de R_0 y R_e , se elegirá el mayor. Los factores k_0 (factor de diseño según el fabricante) y k_t (representa la capacidad que tiene un pararrayos de asimilar sobretensiones temporales) vienen estipulados por el fabricante dependiendo de la duración de la sobretensión.

$$R_{0\ 72,5} = \frac{COV_{72,5}}{k_0} = \frac{41,86}{0,8} = 52,33\ kV$$

$$R_{0\ 24} = \frac{COV_{24}}{k_0} = \frac{13,86}{0,8} = 17,33\ kV$$



$$R_{e\ 72,5} = \frac{TOV_{72,5}}{k_t} = \frac{58,60}{1,10} = \mathbf{53,27\ kV}$$

$$R_{e\ 24} = \frac{TOV_{24}}{k_t} = \frac{19,40}{1,10} = \mathbf{17,64\ kV}$$

A partir del mayor valor obtenido (R_e) se obtiene la tensión nominal de las autoválvulas:

$$U_{r\ 72,5} = 1,05 \cdot R_{e\ 72,5} = 1,05 \cdot 53,27 = \mathbf{55,94\ kV}$$

$$U_{r\ 24} = 1,05 \cdot R_{e\ 24} = 1,05 \cdot 17,64 = \mathbf{18,52\ kV}$$

Con estos parámetros podremos seleccionar las autoválvulas que serán instaladas en la subestación. Los parámetros tendrán que ser iguales o mayores a los calculados. A continuación se presentan las características de las autoválvulas.

- Autoválvulas para el lado de alta tensión:

- Tensión máxima de la red	72,5 kV
- Tensión nominal	60 kV
- Corriente de descarga	10 kA
- Tensión de trabajo continuo máxima	48 kV
- Capacidad de sobretensiones temporales (1s/10s)	69,6/66,0 kV
- Nivel de protección de impulso de descarga	156 kV
- Distancia de fuga	1615 mm
- Tensión máxima a frecuencia industrial	129 kV
- Tensión máxima a impulso tipo rayo	275 kV
- Altura máxima	725 mm



- Autoválvulas para el lado de media tensión:
 - Tensión máxima de la red 24 kV
 - Tensión nominal 21 kV
 - Corriente de descarga 10 kA
 - Tensión de trabajo continuo máxima 17 kV
 - Capacidad de sobretensiones temporales (1s/10s) 24,1/23,1 kV
 - Nivel de protección de impulso de descarga 54,4 kV
 - Distancia de fuga 1863 mm
 - Tensión máxima a frecuencia industrial 150 kV
 - Tensión máxima a impulso tipo rayo 310 kV
 - Altura máxima 641 mm

5.5. Cálculo de los niveles mínimos de aislamiento

A la hora de proyectar una subestación una de las partes más importantes del diseño son los niveles de aislamiento entre los elementos que están en tensión y tierra o algún elemento que haga contacto con tierra. Como se trata de una subestación de intemperie en la parte de alta tensión, el propio aire será el material dieléctrico y será el que limite las distancias mínimas de seguridad y de aislamiento del parque de 66 kV. Toda la aparatamenta y los elementos de alta tensión deberán cumplir la norma UNE 21308, en la que se ensayan los equipos a una tensión tipo rayo.

El *Reglamento de Líneas de Alta Tensión* y el *Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación*, serán los reglamentos en los que nos basaremos para obtener las distancias mínimas de aislamiento y seguridad requeridas.

Según el *Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación* las tensiones soportadas nominales a los impulsos tipo rayo son:



- Para el sistema de media tensión a 20 kV: **125 kV**
- Para el sistema de alta tensión a 66 kV: **325 kV**

5.6. Cálculo de las distancias dieléctricas

Para calcular las distancias mínimas de seguridad en el siguiente apartado, tendremos que realizar previamente unos cálculos como son la tensión crítica de flameo, la distancia fase-tierra o la distancia fase-fase.

- Tensión crítica de flameo. Es la tensión obtenida de forma experimental, que presenta una probabilidad de flameo del 50 %.

$$TCF_{66} = \frac{V_{tipo\ rayo}}{0,961} = \frac{325}{0,961} = \mathbf{338,19\ kV}$$

donde

$V_{tipo\ rayo}$ es la tensión nominal soportada a impulso tipo rayo

- Distancia fase-tierra.

$$d_{f-t66} = 1,04 \cdot K_{atm}^{-n} \cdot \frac{V_{tipo\ rayo}}{E_s} = 1,04 \cdot 0,893^{-0,9} \cdot \frac{325}{550} = \mathbf{0,68\ m}$$

donde

$V_{tipo\ rayo}$ es tensión soportada nominal a impulso tipo rayo

K_{atm} es el factor de humedad atmosférica (0,893)

E_s es el gradiente de tensión (550 kV/m)



- Distancia fase-fase.

Las distancias mínimas de diseño se suelen expresar como el producto de 1,8 por la distancia mínima entre fase y tierra calculada en el apartado anterior.

$$d_{f-f\ 66} = d_{f-t} \cdot 1,8 = 0,680 \cdot 1,8 = \mathbf{1,22\ m}$$

5.7. Distancias mínimas de seguridad

Para el cálculo de las distancias de seguridad se tendrá en cuenta el *Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones, y Centros de Transformación*, capítulo 15, Instalaciones eléctricas de exterior. Se calculará la distancia mínima de seguridad, distancia mínima para vehículos y la distancia mínima para las áreas de trabajo.

- Distancia mínima de seguridad.

Las distancias mínimas de seguridad son aquellas distancias que se deben respetar para eliminar los posibles riesgos al personal de modo que sus vidas no corran peligro. Dichas distancias están constituidas por dos factores que son la distancia entre fase y tierra y el nivel de aislamiento a tensión tipo impulso.

$$D = d + 0,9$$

$$H = d + 2,25$$

donde

D es la distancia horizontal que se debe respetar.

H es la distancia vertical que se debe respetar.

D es la distancia mínima entre fase y tierra.

$$D_{66} = 0,68 + 0,9 = \mathbf{1,58\ m}$$

$$H_{66} = 0,68 + 2,25 = 2,93\ m \rightarrow H_{66} = \mathbf{3\ m}$$



- Distancia mínima para vehículos.

$$D_{66} = d_{66} + 0,7 + 0,9 = 0,68 + 0,7 + 0,9 = \mathbf{2,28\ m}$$

$$H_{66} = d_{66} + 0,7 + 2,25 = 0,68 + 0,7 + 2,25 = \mathbf{3,63\ m}$$

- Distancia mínima para áreas de trabajo.

$$D_{66} = d_{66} + 1,75 + 0,9 = 0,68 + 1,75 + 0,9 = \mathbf{3,33\ m}$$

$$H_{66} = d_{66} + 1,25 + 2,25 = 0,68 + 1,25 + 2,25 = \mathbf{4,18\ m}$$

5.8. Distancias de diseño de la instalación

En este apartado se presentarán las distancias que habrá que respetar entre los distintos elementos del parque de 66 kV a la intemperie de la subestación. Las distancias de diseño de la instalación comprenden la distancia entre fases, la distancia entre fase y tierra, la distancia de seguridad, la altura de los equipos sobre el nivel del suelo, la altura de las barras colectoras sobre el suelo y la altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación. La distancia entre fases, entre fase y tierra y de seguridad, han sido calculadas en el apartado anterior por lo que procederemos a calcular las distancias restantes.

- Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_s). Es también considerada como el primer nivel de altura de barras. La altura mínima de los equipos nunca podrá ser inferior a los 3 m sobre el nivel de suelo si estos no se encuentran aislados con barreras de protección. La altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes activas no será inferior a 2,25 m.

$$h_{s\ 72,5} = 2,30 + 0,0105 \cdot U_m = 2,30 + 0,0105 \cdot 72,5 = \mathbf{3,06\ m}$$



donde

U_m es la tensión máxima de la red.

- Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo (h_e). En este apartado se debe tener en cuenta la posibilidad de que cuando una persona esté debajo de las barras, este no debe percibir el campo eléctrico.

$$h_e = 5,0 + 0,0125 \cdot U_m = 5,0 + 0,0125 \cdot 72,5 = \mathbf{5,91\ m}$$

donde

U_m es la tensión máxima de la red.

- Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación (h_l). Las líneas que salen o que llegan a la subestación no deben rematar a una altura inferior de 6 m.

$$h_l = 5,0 + 0,006 \cdot U_m = 5,0 + 0,006 \cdot 72,5 = 5,44\ m \rightarrow h_l = \mathbf{6\ m}$$

6. Cálculos de las mallas puesta a tierra

6.1. Malla de puesta a tierra de la subestación

6.1.1. Datos iniciales

Características del terreno

- $h_s = 0,3\ m$
- $\rho = 150\ \Omega m$
- $\rho_s = 3000\ \Omega m$ (Hormigón)
- $P = 50\ kg$



Características geométricas de la malla

- $h = 0,6$ m
- $L_x = 40$ m
- $L_y = 32$ m
- D_x y $D_y = 4$ m
- $e = 8$
- $L_e = 2$ m

Características de la red

- $f = 50$ Hz
- $X/R = 10$
- $T_s = 40$ °C
- $t_f = 0,5$ s

Características de los transformadores

- $S_n = 40000$ kVA
- $U_n = 66$ kV
- $u_{cc} \% = 0,4 + 10j$ %

Características de las líneas

- $U_n = 66$ kV
- $I_f = 3I_0 = 5554,12 \angle -89,23^\circ$ A
- $v = 1$
- $L = 150$ m
- $R_T = 20 \Omega$
- $R'_w = 0,5 \Omega/\text{km}$
- $r_w = 6,35$ mm
- $d_{wL1} = 5,24$ m
- $d_{wL2} = 8,17$ m
- $d_{wL3} = 11,36$ m

Características de los conductores de la malla

- $\alpha_r = 0,004$ $1/^\circ\text{C}$
- $K_0 = 234$ °C
- $\rho_r = 1,724 \mu\Omega\text{cm}$
- $\text{TCAP} = 3,422 \text{ J}/\text{cm}^3\text{C}$
- $T_m = 1083$ °C
- $r = 7$ mm



Características de las plicas

- $\alpha_r = 0,004 \text{ 1/}^\circ\text{C}$
- $K_0 = 245 \text{ }^\circ\text{C}$
- $\rho_r = 8,620 \text{ }\mu\Omega\text{cm}$
- $\text{TCAP} = 3,650 \text{ J/cm}^3\text{ }^\circ\text{C}$
- $T_m = 1084 \text{ }^\circ\text{C}$
- $r' = 7 \text{ mm}$

6.1.2. Tensiones tolerables (IEEE Std 80-2000)

- Factor de reducción debido al espesor de la capa superficial.

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{150}{3000}\right)}{2 \cdot 0,3 + 0,09} = 0,876$$

- Tensiones de contacto y de paso tolerables según IEEE 80-2000.

$$E_{\text{contacto}50} = \frac{0,116 \cdot (1000 + 1,5 \cdot 3000 \cdot 0,876)}{\sqrt{0,5}} = 810,729 \text{ V}$$

$$E_{\text{paso}50} = \frac{0,116 \cdot (1000 + 6 \cdot 3000 \cdot 0,876)}{\sqrt{0,5}} = 2750,769 \text{ V}$$

- Tensiones de contacto y de paso tolerables según MIE RAT 13.

$$E_{\text{contacto}} = \frac{72}{0,5^1} \left(1 + \frac{1,5 \cdot 3000}{1000}\right) = 792 \text{ V}$$

$$E_{\text{paso}} = \frac{10 \cdot 72}{0,5^1} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot 3000}{1000}\right) = 27360 \text{ V}$$



6.1.3. Configuración inicial

Sección mínima de los conductores de la malla y de las picas (IEEE Std 80-2000)

- Frecuencia angular.

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot 50 = 314,159 \text{ rad/s}$$

- Constante de tiempo de la componente de corriente directa de desplazamiento.

$$T_a = \frac{10}{314,159} = 0,032 \text{ s}$$

- Factor de decremento para la intensidad asimétrica de cortocircuito.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0,032}{0,5} \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,5}{0,032}}\right)} = 1,032$$

- Valor eficaz de la suma de intensidades simétricas aportadas al defecto.

$$I_f = 5554,12 \text{ A} = 5,554 \text{ kA}$$

- Sección mínima según IEEE Std 80 2000

$$A = 5,554 \cdot 1,032 \cdot \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{3,422 \cdot 10^{-4}}{0,5 \cdot 0,004 \cdot 1,724}\right) \cdot \ln\left(\frac{234 + 1083}{234 + 40}\right)}} = 14,521 \text{ mm}^2$$

- Sección mínima según MIE RAT 13

$$A = 5,554 \cdot 1,032 \cdot \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{3,422 \cdot 10^{-4}}{1 \cdot 0,004 \cdot 1,724}\right) \cdot \ln\left(\frac{234 + 1083}{234 + 40}\right)}} = 20,535 \text{ mm}^2$$



La sección mínima requerida por el MIE RAT 13 es de 50 mm^2 que corresponde a un radio de 4 mm. Se ha seleccionado un radio para la malla de puesta a tierra de 7 mm por lo que es superior al mínimo y cumple.

$$r = 7 \text{ mm}$$

Geometría (IEEE 80-2000)

- Número de conductores paralelos a cada lado de la malla.

$$n_x = \frac{40}{4} + 1 = 11$$

$$n_y = \frac{32}{4} + 1 = 9$$

- Espaciado de los conductores paralelos a cada lado de la malla.

$$D'_x = \frac{40}{11 - 1} = 4 \text{ m}$$

$$D'_y = \frac{32}{9 - 1} = 4 \text{ m}$$

- Espaciado medio de los conductores paralelos a cada lado de la malla.

$$D = \frac{40 + 32}{11 + 9 - 2} = 4 \text{ m}$$

6.1.4. Resistencia de la red (IEEE Std 80-2000)

- Longitud total del conductor horizontal de la red.

$$L_C = 40 \cdot 11 + 32 \cdot 9 = 728 \text{ m}$$



- Área total de la malla.

$$A = 40 \cdot 32 = 1280 \text{ m}^2$$

- Resistencia de la malla con picas.

$$R_g = \frac{1,756 \cdot 9,689 - 1,697^2}{1,756 + 9,689 - 2 \cdot 1,697} = 2,053 \Omega$$

Resistencia de la malla sin considerar picas:

$$R_1 = \frac{150}{\pi \cdot 728} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 728}{\sqrt{14 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6}} \right) + 1,336 \cdot \frac{728}{\sqrt{1280}} - 5,532 \right) = 2,055 \Omega$$

Resistencia de las picas:

$$R_2 = \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot 8 \cdot 2} \cdot \left(\ln \left(\frac{4 \cdot 2}{7 \cdot 10^{-3}} \right) - 1 + \frac{2 \cdot 1,352 \cdot 2}{\sqrt{1280}} \cdot (\sqrt{8} - 1)^2 \right) = 9,768 \Omega$$

Resistencia mutua entre la malla y las picas:

$$R_{12} = \frac{150}{\pi \cdot 728} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 728}{2} \right) + \frac{1,336 \cdot 728}{\sqrt{1280}} - 5,532 + 1 \right) = 1,918 \Omega$$

Factores K_1 y K_2 :

$$K_1 = 1,43 - \frac{2,3 \cdot 0,6}{\sqrt{1280}} - 0,044 \cdot \frac{40}{32} = 1,336$$

$$K_2 = 5,5 - \frac{8 \cdot 0,6}{\sqrt{1280}} + \left(0,15 - \frac{0,6}{\sqrt{1280}} \right) \cdot \frac{40}{32} = 5,532$$



6.1.5. Elevación del potencial de la red

Intensidades aportadas por las líneas conectadas (supondremos un conductor de tierra) al embarrado de tensión U_n

- Resistencia efectiva del terreno.

$$R'_E = \frac{314,159 \cdot 4 \cdot \pi \cdot 10^{-4}}{8} = 0,0493 \Omega/km$$

Constante magnética:

$$\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-4} Vs/A \cdot km$$

$$\mu'_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} Vs/A \cdot m$$

- Permeabilidad relativa de los conductores de tierra

Cable de acero recubierto de aluminio con fibra óptica en el interior:

$$\mu_r = 10$$

- Profundidad equivalente de penetración de la intensidad en la tierra (m).

$$\delta_i = \frac{1,85}{\sqrt{\frac{314,159 \cdot 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}}{150}}} = 1140,349 m$$

- Radio equivalente de los hilos de tierra (mm).

Un hilo de tierra:

$$r_{Wwi} = r_{wi} = 6,350 mm$$



- Distancia media geométrica entre los hilos de tierra y los hilos de fase L1, L2 y L3.

Un hilo de tierra:

$$d_{WLi} = \sqrt[3]{5,24 \cdot 8,17 \cdot 11,36} = 7,860 \text{ m}$$

- Impedancia mutua por kilómetro entre los hilos de tierra y los de fase.

$$Z'_{WLi} = 0,049 + j \frac{314,159 \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{1140,349}{7,860} = 0,049 + 0,313j \Omega/km$$

- Impedancia propia por kilómetro de los hilos de tierra.

$$\begin{aligned} Z'_{Wi} &= 0,0493 + \frac{0,5}{1} + j \frac{314,159 \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\frac{10}{4 \cdot 1} + \ln \frac{1140,349}{6,350 \cdot 10^{-3}} \right] = \\ &= 0,549 + 0,917j \Omega/km \end{aligned}$$

- Factor de reducción.

$$r_i = 1 - \frac{0,049 + 0,313j}{0,549 + 0,917j} = 0,725 - 0,111j$$

- Impedancia mutua entre los hilos de tierra y los de fase.

$$Z_{WLi} = (0,049 + 0,313j) \cdot 0,150 = 0,007 + 0,047j \Omega$$

- Impedancia propia de los hilos de tierra.

$$Z_{Wi} = (0,549 + 0,917j) \cdot 0,150 = 0,082 + 0,138j \Omega$$



- Impedancia equivalente de la cadena entre los hilos de tierra y la tierra de referencia a potencial cero.

$$Z_{Pi} = 0,5 \cdot Z_{Wi} + \sqrt{(0,5 \cdot Z_{Wi})^2 + Z_{Wi} \cdot 20} = 1,598 + 0,957j \Omega$$

- Intensidad de defecto con la reducción aplicada.

$$I_E = (0,725 - 0,111j) \cdot (3703,40 / \underline{-88,47^\circ}) = -339,241 - 2694,984j A$$

- Intensidad por la puesta a tierra (A).

$$I_G = (-339,241 - 2694,984j) \cdot \frac{1,598 + 0,957j}{1,598 + 0,957j + 2,053} \cdot 1,032 =$$
$$= 1054,102 - 422,946j \rightarrow I_G = 1135,788 A$$

- GPR según IEEE Std 80-2000.

$$GPR = 1135,788 \cdot 2,053 = 2331,777 V > E_{contacto 50} = 810,729 V \text{ (no cumple)}$$

- GPR según MIE RAT 13.

$$GPR = 0,7 \cdot 1135,788 \cdot 2,053 = 1632,241 V > E_{contacto} = 792 V \text{ (no cumple)}$$

Como se puede observar en los resultados, no se cumplen las condiciones ni según IEEE Std 80-2000 ni el MIE RAT 13. Si en este punto las condiciones se cumplieran, se podrían parar los cálculos aquí. Por lo tanto, se continuará calculando las tensiones de paso y contacto de la malla, para comprobar si de esa manera cumple las condiciones expuestas en la memoria descriptiva.



6.1.6. Tensiones de paso y contacto de la malla (IEEE Std 80-2000)

- Longitud efectiva de enterramiento para la tensión de contacto (m).

$$L_M = 728 + \left[1,55 + 1,22 \cdot \left(\frac{2}{\sqrt{40^2 + 32^2}} \right) \right] \cdot 8 \cdot 2 = 730,312 \text{ m}$$

- Longitud efectiva de enterramiento para la tensión de paso (m).

$$L_S = 0,75 \cdot 728 + 0,85 \cdot 8 \cdot 2 = 559,600 \text{ m}$$

- Número efectivo de conductores paralelos.

$$n_a = \frac{2 \cdot 728}{2 \cdot (40 + 32)} = 10,11$$

$$n_b = \sqrt{\frac{2 \cdot (40 + 32)}{4 \cdot \sqrt{1280}}} = 1$$

$$n_c = \left(\frac{40 \cdot 32}{1280} \right)^{\frac{0,7 \cdot 1280}{40 \cdot 32}} = 1$$

$$n_d = 1$$

$$n = 10,11 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 10,11$$

- Factor de irregularidad

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot 10,11 = 2,140$$



- Factor debido a las picas en las esquinas

$$K_{ii} = 1$$

- Factor de profundidad.

$$K_h = \sqrt{1 + 0,6} = 1,265$$

- Factor de espaciamento para la tensión de contacto.

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left\{ \ln \left[\frac{2^2}{16 \cdot 0,6 \cdot 0,014} + \frac{(2 + 2 \cdot 0,6)^2}{8 \cdot 2 \cdot 0,014} - \frac{0,6}{4 \cdot 0,014} \right] + \frac{1}{1,265} \cdot \ln \left[\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot 10,11 - 1)} \right] \right\} = 0,578$$

- Factor de espaciamento para la tensión de paso.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot 0,6} + \frac{1}{2 + 0,6} + \frac{1}{2} \cdot (1 - 0,5^{10,11-2}) \right] = 0,546$$

- Tensión de contacto máxima (V). Este valor coincide con la tensión de malla que es la tensión de contacto en el centro de las cuatro retículas de las esquinas de la malla.

$$E_{\text{contacto máx}} = E_m = \frac{0,578 \cdot 2,140 \cdot 150 \cdot 1135,788}{730,312} = 288,550 \text{ V}$$

$$E_m = 288,550 \text{ V} < E_{\text{contacto50}} = 810,729 \text{ V (Se cumple)}$$

- Tensión de paso máxima (V). Este valor coincide con la tensión de paso entre la esquina de la malla y un punto situado a un metro en el exterior sobre la prolongación de la diagonal de la malla.



$$E_{\text{paso máx}} = E_s = \frac{0,546 \cdot 3,752 \cdot 150 \cdot 1135,788}{559,600} = 623,686 \text{ V}$$

$$E_s = 623,686 < E_{\text{paso50}} = 2750,769 \text{ V (Se cumple)}$$

No hace falta realizar las comprobaciones por el MIE RAT 13, ya que la norma IEEE es más restrictiva, por lo que si se cumple por IEEE Std 80 2000 se cumplirá por el MIE RAT 13. Con estas conclusiones se puede dar por válido el diseño de la malla de puesta a tierra de la subestación.



Capítulo 3. Estudio básico de seguridad y salud

1. Prevención de riesgos laborales

1.1. Introducción

La ley 31/1995, tiene como objetivo la determinación del cuerpo básico de garantías y responsabilidades necesario para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

La ley establece un marco legal a partir del cual las normas reglamentarias irán fijando y concretando los aspectos más técnicos de las medidas preventivas. Dichas normas están orientadas a las disposiciones mínimas de seguridad y salud en:

- Lugares de trabajo.
- Materia de señalización.
- Utilización, por los trabajadores, de los equipos de trabajo.
- Obras de construcción.
- Utilización, por los trabajadores, de los equipos de protección individual.

1.2. Derechos y obligaciones

1.2.1. Protección frente a riesgos laborales

Todos los trabajadores que estén involucrados en la construcción de este proyecto tienen el derecho a una protección eficaz en materia de seguridad y salud en el trabajo.

El empresario informará de las pertinentes prevenciones de los riesgos laborales en materia de evaluación de riesgos, información, consulta, participación y formación de los trabajadores así como la actuación en casos de emergencia y de riesgo grave e inminente.



1.2.2. Acción preventiva

Las medidas preventivas pertinentes que llevará a cabo el empresario siguen los siguiente principios:

- Evitar los riesgos y evaluar estos en caso de que no se puedan evitar.
- Tomar medidas que antepongan la protección de todos los trabajadores.
- Sólo los trabajadores calificados podrán acceder a las zonas de riesgo grave.

1.2.3. Evaluación de los riesgos

El empresario planificará la acción preventiva a partir de una evaluación inicial de los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores. Se tendrá en cuenta la naturaleza de la actividad y las actividades que impliquen un riesgo especial. Las causas de los riesgos las podríamos clasificar de la siguiente manera:

- Empleo indebido de maquinaria y equipos de trabajo.
- Negligencia en el manejo y conservación de las máquinas.
- Insuficiente calificación profesional de algún trabajador de la obra.
- Insuficiente instrucción del personal en materia de seguridad.

1.2.4. Equipos de trabajo y medios de protección

En el caso de que un equipo de trabajo presente algún tipo de riesgo para la seguridad y la salud, el empresario tomará las medidas necesarias como que la utilización de dicho equipo quede reservada para trabajadores calificados. A los trabajadores que manipulen esos equipos se les proporcionará equipos de protección individual adecuados para el desempeño de sus funciones. En todo caso, se proporcionará los medios de protección pertinentes para cada equipo de trabajo.



1.2.5. Información y participación de los trabajadores

El empresario mantendrá informados a todos los trabajadores en todo momento en aspectos como los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores en el trabajo o las medidas y actividades de protección y prevención aplicables a los riesgos.

Por otro lado, los trabajadores podrán proponer mejoras al empresario en aspectos como los niveles de la protección de la seguridad y la salud en los lugares de trabajo, en materia de señalización, etc.

1.2.6. Formación preventiva de los trabajadores

El empresario garantizará que cada uno de los trabajadores reciba una formación teórica y práctica en materia preventiva.

1.2.7. Medidas de emergencia

El empresario deberá adoptar las medidas necesarias en materia de primeros auxilios, lucha contra incendios y evacuación de los trabajadores, designando para ello al personal encargado de poner en prácticas estas medidas y comprobando periódicamente su correcto funcionamiento.

1.2.8. Riesgo grave e inminente

En el caso de que los trabajadores estén expuestos a un riesgo grave e inminente, el empresario estará obligado a:

- Informar a los trabajadores afectados acerca de la existencia de dicho riesgo y de las medidas adoptadas en materia de protección.



- Dar las instrucciones necesarias para que los trabajadores puedan interrumpir su actividad y poder adoptar medidas de seguridad.

1.2.9. Vigilancia de la salud

El empresario estará obligado a garantizar a los trabajadores la vigilancia continua de su estado de salud en función de los riesgos inherentes al trabajo, optando por la realización de aquellos reconocimientos o pruebas que causen las menores molestias al trabajador y que sean proporcionales al riesgo.

1.2.10. Documentación

El empresario deberá elaborar y conservar a disposición de la autoridad laboral la siguiente documentación:

- Evaluación de riesgos para la seguridad y la salud en el trabajo.
- Medidas de protección y prevención.
- Resultado de los controles de las condiciones de trabajo.
- Práctica de los controles del estado de salud de los trabajadores.
- Relación de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales.

1.2.11. Coordinación de actividades empresariales

En el caso de que en un mismo centro de trabajo se desarrollen actividades con trabajadores de dos o más empresas, éstas deberán cooperar en la aplicación de la normativa sobre prevención de riesgos laborales.

1.2.12. Protección de trabajadores sensibles a determinados riesgos

El empresario deberá garantizar, evaluando los riesgos y adoptando las medidas preventivas necesarias, la protección de los trabajadores que, por sus propias características



personales o estado biológico conocido, incluidos aquellos que tengan reconocida la situación de discapacidad física, sean sensibles a los riesgos derivados del trabajo.

1.2.13. Protección de la maternidad

La evaluación de los riesgos deberá comprender la determinación de la naturaleza, el grado y la duración de la exposición de las trabajadoras en situación de embarazo o parto reciente, a agentes, procedimientos o condiciones de trabajo que puedan influir negativamente en la salud de las trabajadoras o del feto.

1.2.14. Protección de menores

Antes de la incorporación al trabajo de menores de 18 años y, previamente a cualquier modificación importante de sus condiciones de trabajo, el empresario deberá efectuar una evaluación de los puestos de trabajo a desempeñar por los mismo, a fin de determinar la naturaleza, el grado y la duración de su exposición, teniendo en cuenta los riesgos derivados de su falta de experiencia, de su inmadurez para evaluar los riesgos existentes o potenciales y de su desarrollo todavía incompleto.

1.2.15. Relaciones con empresas de trabajo temporal

Los trabajadores que provengan de las empresas de trabajo temporal o que tengan un contrato temporal, deberán disfrutar del mismo nivel de protección en materia de seguridad y salud que los restantes trabajadores de la empresa.

1.2.16. Obligaciones de los trabajadores en materia de prevención de riesgos

Corresponde a cada trabajador velar por su seguridad y salud en el trabajo y por la de los trabajadores que pueda afectar su actividad profesional, a causa de sus actos y omisiones en el trabajo, de conformidad con su formación y las instrucciones del empresario. Los trabajadores deberán:



- Usar adecuadamente las máquinas, aparatos, herramientas, etc.
- Utilizar correctamente los medios y equipos de protección.
- No poner fuera de funcionamiento los dispositivos de seguridad.
- Informar de inmediato un riesgo para la seguridad y la salud.

1.3. Servicios de prevención

1.3.1. Protección y prevención de riesgos profesionales

En cumplimiento del deber de prevención de riesgos profesionales, el empresario designará uno o varios trabajadores para ocuparse de dicha actividad, constituirá un servicio de prevención o concertará este servicio a una entidad ajena a la empresa.

En las empresas de menos de seis trabajadores, el empresario podrá asumir personalmente las funciones señaladas anteriormente, siempre que desarrolle de forma habitual su actividad en el centro de trabajo y tenga capacidad necesaria.

1.3.2. Servicios de prevención

En caso de que el grupo de trabajadores para la realización de las actividades de prevención fuera insuficiente, habría que contratar dicho servicio a una compañía externa. Se entenderá como servicio de prevención al conjunto de medios humanos y materiales necesarios para realizar las actividades preventivas.

1.4. Consulta y participación de trabajadores

1.4.1. Consulta de los trabajadores

En este caso el empresario, deberá consultar a los trabajadores la adopción de nuevas decisiones:



- Planificación y organización del trabajo en la empresa
- Organización y desarrollo de las actividades de protección de la salud.
- Designación de los trabajadores encargados de las medidas de emergencia.
- El proyecto y la organización de la formación en materia preventiva.

1.4.2. Derechos de participación y presentación

Los trabajadores tendrán derecho a participar en la empresa en cuestiones relacionadas con la prevención de riesgos en el trabajo. En la empresas o centro de trabajo que cuenten con seis o más trabajadores, la participación de éstos se canalizará a través de sus representantes y de la representación especializada.

2. Seguridad y salud en los lugares de trabajo

2.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán normas reglamentarias las que fijarán y concretarán los aspectos más técnicos de las medidas preventivas, a través de normas mínimas que garanticen la adecuada protección de los trabajadores.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 486/1997 de 14 de Abril de 1997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a los lugares de trabajo, entendiendo como tales áreas del centro de trabajo, edificadas o no, en las que los trabajadores deban permanecer o a las que puedan acceder en razón de su trabajo, sin incluir las obras de construcción temporales o móviles.



2.2. Obligaciones del empresario

El empresario deberá adoptar las medidas necesarias para que la utilización de los lugares de trabajo no origine riesgos para la seguridad y salud de los trabajadores. En cualquier caso, los lugares de trabajo deberán cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el presente Real Decreto en cuanto a sus condiciones constructivas, orden, limpieza, etc.

2.2.1. Condiciones constructivas

El diseño y las características constructivas de los lugares de trabajo deberán ofrecer seguridad frente a los riesgos de caídas, choques contra objetos, derrumbamientos o caídas de materiales sobre los trabajadores. Para ello el pavimento constituirá un conjunto homogéneo, llano y liso sin solución de continuidad, de material consistente, no resbaladizo o susceptible de serlo con el uso de fácil limpieza, las paredes serán lisas, pintadas en tonos claros y susceptibles de ser lavadas y los techos deberán resguardar a los trabajadores de las inclemencias del tiempo y ser lo suficientemente consistentes.

Las vías de circulación deberán poder utilizarse conforme a su uso previsto, de forma fácil y con total seguridad. La anchura mínima de las puertas exteriores y de pasillos será de 1 m.

Los pavimentos de las rampas y escaleras serán de materiales no resbaladizos y en caso de ser perforados la abertura máxima de los intersticios será de 8 mm. La pendiente de las rampas variará entre un 8% y un 12%. La anchura mínima será de 0,55 m para las escaleras de servicio y de 1 m para las de uso general.

En caso de utilizar escaleras de mano, éstas tendrán la resistencia y los elementos de apoyo y sujeción necesarios para que su utilización en las condiciones requeridas no suponga un riesgo de caída, por rotura o desplazamiento de las mismas. En cualquier caso,



no se emplearán escaleras de más de 5 m de altura y estas se colocarán formando un ángulo de 75° con la horizontal.

La instalación eléctrica no deberá entrañar riesgos de incendio o explosión, para ello se dimensionarán todos los circuitos considerando las sobreintensidades previsibles y se dotará a los conductores y resto de aparamenta eléctrica de un nivel de aislamiento adecuado.

Para evitar el contacto eléctrico directo se utilizará el sistema de separación por distancia o alejamiento de las partes activas hasta una zona no accesible por el trabajador, interposición de obstáculos y/o barreras y recubrimiento o aislamiento de las partes activas.

Para evitar el contacto eléctrico indirecto se utilizará el sistema de puesta a tierra de las masas (conductores de protección conectados a las carcassas de los receptores eléctricos, líneas de enlace con tierra y electrodos artificiales) y dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada al tipo de local, características del terreno y constitución de los electrodos artificiales).

2.2.2. Orden y limpieza

Las zonas de paso, salidas y vías de circulación de los lugares de trabajo deberán permanecer libres de obstáculos. Se eliminarán con rapidez los desperdicios, las manchas de grasa, los residuos de sustancias peligrosas y demás productos residuales que puedan originar accidentes o contaminar el ambiente.

2.2.3. Condiciones ambientales

La exposición a las condiciones ambientales de los lugares de trabajo no debe suponer un riesgo para la seguridad y la salud de los trabajadores. Obligaciones:



- La temperatura de trabajo deberá estar comprendida entre 17 y 27 °C.
- La humedad relativa estará comprendida entre 30 y 70 %.
- Los trabajadores no deberán estar expuestos a continuas corrientes de aire.
- La renovación mínima del aire de los locales de trabajo será de 30 m³.

2.2.4. Iluminación

La iluminación será natural con puertas y ventanas acristaladas, complementándose con iluminación artificial en las horas de visibilidad deficiente. Los niveles mínimos de iluminación son:

- Áreas de uso ocasional/habitual: 50 /100 lux.
- Vías de circulación de uso ocasional/habitual: 25 /50lux.
- Zonas de trabajo con bajas exigencias visuales: 100 lux.
- Zonas de trabajo con moderadas exigencias visuales: 200 lux.
- Zonas de trabajo con exigencias visuales altas/muy altas: 500/1000 lux.

La iluminación anteriormente especificada deberá poseer una uniformidad adecuada, mediante la distribución uniforme de las luminarias.

2.2.5. Higiene y descanso

En el local se dispondrá de agua potable en cantidades suficientes y fácilmente accesible por los trabajadores.

Existirán aseos con espejos, retretes con descarga automática de agua y papel higiénico y lavabos con agua corriente, caliente si es necesario, jabón y toallas individuales u otros sistemas de secado con garantías higiénicas. Dispondrán además de duchas de agua corriente, caliente y fría, cuando se realicen habitualmente trabajos sucios, contaminantes o que originen elevada sudoración.



2.2.6. Material de primeros auxilios

El lugar de trabajo dispondrá de material para primeros auxilios en caso de accidente, que deberá ser adecuado, en cuanto a su cantidad y características, al número de trabajadores y a los riesgos a que estén expuestos.

Como mínimo se dispondrá, un lugar reservado y a la vez de fácil acceso, de un botiquín portátil, que contendrá en todo momento, agua oxigenada, alcohol de 96, tintura de yodo, mercurocromo, gasas estériles, algodón hidrófilo, bolsas de agua, torniquete, guantes esterilizados y desechables, jeringuillas, hervidor, agujas, termómetro clínico, gasas, esparadrapo, apósitos adhesivos, tijeras, pinzas, antiespasmódicos, analgésicos y vendas.

3. Señalización de seguridad y salud en el trabajo

3.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades precisas para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a garantizar que en los lugares de trabajo exista una adecuada señalización de seguridad y salud, siempre que los riesgos no puedan evitarse o limitarse suficientemente a través de medios técnicos de protección.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril de 1997 establece las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y de salud en el trabajo, entendiéndose como tales aquellas señalizaciones que referidas a un objeto, actividad o situación determinada, proporcionen una indicación o una obligación relativa a la seguridad o la salud en el trabajo mediante una señal en forma de panel, un color, una señal luminosa.



3.2. Obligaciones generales del empresario

La elección del tipo de señal y el número y emplazamiento de las señales se instalarán de la forma más eficaz posible, teniendo en cuenta:

- Las características de la señal.
- Los riesgos que hayan que señalar.
- La extensión de la zona a cubrir.
- El número de trabajadores afectados.

La señalización dirigida a alertar a los trabajadores o a terceros de la aparición de una situación de peligro y de la consiguiente y urgente necesidad de actuar de una forma determinada o de evacuar la zona de peligro, se realizará mediante una señal luminosa, una señal acústica o una comunicación verbal.

4. Seguridad y salud en la utilización de los equipos de trabajo

4.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a garantizar que de la presencia o utilización de los equipos de trabajo puestos a disposición de los trabajadores en la empresa o centro de trabajo no se deriven riesgos para la seguridad o salud de los mismos.



Por todo lo expuesto, el Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio de 1997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y de salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, entendiéndose como tales cualquier máquina, aparato, instrumento o instalación utilizado en el trabajo.

4.2. Obligaciones generales del empresario

El empresario adoptará las medidas necesarias para que los equipos de trabajo se pongan a disposición de los trabajadores sean adecuados al trabajo que deba realizarse. Para la elección de los equipos de trabajo se deberán tener en cuenta:

- Las condiciones y características específicas del trabajo a desarrollar.
- Los riesgos existentes para la seguridad y salud de los trabajadores.
- Las adaptaciones necesarias para su utilización por discapacitados.

El empresario deberá garantizar que los trabajadores reciban una formación e información adecuadas a los riesgos derivados de los equipos de trabajo. La información suministrada preferentemente por escrito, deberá contener, como mínimo, las indicaciones relativas a las condiciones y forma correcta de utilización de los equipos de trabajo, teniendo en cuenta las instrucciones del fabricante, y las conclusiones que se puedan obtener de la experiencia adquirida en la utilización de los mismos.

4.2.1. Equipos de trabajo generales

Cada equipo de trabajo deberá estar provisto de un órgano de accionamiento que permita su parada total en condiciones de seguridad. Si fuera necesario para la seguridad o la salud de los trabajadores, los equipos de trabajo y sus elementos deberán estabilizarse por fijación. Las zonas de un equipo de trabajo deberán estar adecuadamente iluminadas en función de las tareas que deban realizarse.



Las partes de un equipo de trabajo que alcancen temperaturas elevadas o muy bajas deberán estar protegidas cuando corresponda contra los riesgos de contacto o la proximidad de trabajadores.

Las herramientas manuales deberán estar construidas con materiales resistentes y la unión entre sus elementos deberá ser firme, de manera que se eviten las roturas o proyecciones de los mismos.

4.2.2. Equipos de trabajo móviles

Los equipos con trabajadores transportados deberán evitar el contacto de éstos con ruedas y orugas y al aprisionamiento por las mismas.

Para ello dispondrán de una estructura de protección que impida que el equipo de trabajo incline más de un cuarto de vuelta o una estructura que garantice un espacio suficiente alrededor de los trabajadores transportados cuando el equipo pueda inclinarse más de un cuarto de vuelta.

Las carretillas elevadoras deberán ser acondicionadas mediante la instalación de una cabina para el conductor, una estructura que impida que la carretilla vuelque, una estructura que garantice que, en caso de vuelco, quede espacio suficiente para el trabajador entre el suelo y determinadas partes de dicha carretilla y una estructura que mantenga al trabajador sobre el asiento de conducción en buenas condiciones.

4.2.3. Equipos de trabajo para elevación de cargas

Deberán estar instalados firmemente, teniendo presente la carga que deban levantar y las tensiones inducidas en los puntos de suspensión o de fijación. En cualquier caso, los aparatos de izar estarán equipados con limitador del recorrido del carro y de los ganchos, los motores eléctricos estarán provistos de limitadores de altura y del peso, los ganchos de



sujeción serán de acero con pestillos de seguridad y los carriles para desplazamiento estarán limitados a una distancia de un metro de su término mediante topes de seguridad de final de carrera eléctricos.

Deberán instalarse a modo que se reduzca el riesgo de que la carga caiga en picado, se suelte o se desvíe involuntariamente de forma peligrosa. En cualquier caso, se evitará la presencia de trabajadores bajo las cargas suspendidas. Los trabajos de izado, transporte y descenso de cargas suspendidas, quedarán interrumpidos bajo régimen de vientos superiores a los 60 km/h.

4.2.4. Equipos de trabajo para movimiento de tierras y maquinaria pesada

Las máquinas para los movimientos de tierras estarán dotadas de faros de marcha hacia delante y de retroceso, servofrenos, freno de mano, bocina automática de retroceso, retrovisores en ambos lados, pórtico de seguridad antivuelco y antiimpactos y un extintor.

Si se produjese contacto con líneas eléctricas el maquinista permanecerá inmóvil en su puesto y solicitará auxilio por medio de las bocinas. De ser posible el salto sin riesgo de contacto eléctrico, el maquinista saltará fuera de la máquina sin tocar, al unísono, la máquina y el terreno. No se debe fumar cuando se abastezca de combustible la máquina, pues podría inflamarse. Al realizar dicha tarea el motor deberá permanecer parado.

Cada tajo con martillos neumáticos, estará trabajando por dos cuadrillas que se turnarán cada hora, en prevención de lesiones por permanencia continuada recibiendo vibraciones. Los pisones mecánicos se guiarán avanzando frontalmente, evitando los desplazamientos laterales.

4.2.5. Maquinaria herramienta

Las máquinas herramienta estarán protegidas eléctricamente mediante doble aislamiento y sus motores eléctricos estarán protegidos por la carcasa.



Se prohíbe trabajar sobre lugares encharcados, para evitar los riesgos de caídas y los eléctricos. Para todas las tareas se dispondrá una iluminación adecuada, en torno a 100 lux.

En las tareas de soldadura por arco eléctrico se utilizará yelmo del soldar o pantalla de mano, no se mirará directamente al arco voltaico, no se tocarán las piezas recientemente soldadas, se soldará en un lugar ventilado, se verificará la inexistencia de personas en el entorno vertical del puesto de trabajo.

En la soldadura oxiacetilénica no se mezclarán las botellas de gases distintos, estas se transportarán sobre bateas enjauladas en posición vertical y atadas, no se ubicarán al sol ni en posición inclinada y los mecheros estarán dotados de válvulas antiretroceso de llama.

5. Seguridad y salud en las obras de construcción

5.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran necesariamente las destinadas a garantizar la seguridad y la salud en las obras de construcción.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre de 1.997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, entendiéndose como tales cualquier obra, pública o privada, en la que se efectúen trabajos de construcción o ingeniería civil.



La obra en proyecto referente a la Ejecución de una obra civil de uso industrial se encuentra incluida en el Anexo I de dicha legislación, con la clasificación:

- Excavación y movimiento de tierras.
- Construcción.
- Montaje y desmontaje de elementos prefabricados.
- Acondicionamiento de instalaciones.
- Transformación.
- Desmantelamiento.
- Trabajos de pintura y de limpieza.
- Saneamiento.

5.2. Riesgos más frecuentes en las obras de construcción

Los oficios más comunes en las obras de construcción son los que se presentan a continuación:

- Movimiento, excavación y relleno de tierras.
- Trabajos con ferralla y encofrados.
- Trabajos de manipulación del hormigón.
- Montaje de estructura metálica y prefabricados.
- Albañilería, solados con mármoles, terrazos, etc.
- Pintura y barnizados.
- Instalación eléctrica definitiva y provisional de obra.

Los riesgos más comunes dentro de todos los oficios que han sido mencionados antes son:

- Deslizamiento o desprendimientos de tierras.
- Riesgos derivados del manejo de máquinas herramienta y pesada-



- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de la maquinaria.
- Caídas de personas, materiales y útiles.
- Hundimientos, rotura o reventón de encofrados.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Golpes.
- Deficiente iluminación.
- Incendio y explosiones.

5.3. Medidas preventivas de carácter general

Se establecerán a lo largo de la obra letreros divulgativos y señalización de los riesgos, así como las medidas preventivas previstas. Se habilitarán zonas o estancias para el acopio de material y útiles.

Se procurará que los trabajos se realicen en superficies secas y limpias, utilizando los elementos de protección personal, fundamentalmente calzado antideslizante reforzado para protección de golpes en los pies, casco de protección para la cabeza y cinturón de seguridad.

El transporte aéreo de materiales y útiles se hará suspendiéndolos desde dos puntos mediante eslingas, y se guiarán por tres operarios, dos de ellos guiarán la carga y el tercero ordenará las maniobras.

Se tenderán cables de seguridad amarrados a elementos estructurales sólidos en los que enganchar el mosquetón del cinturón de seguridad de los operarios encargados de realizar trabajos en altura.

Se vigilarán los esfuerzos de torsión o de flexión del tronco, sobre todo si el cuerpo está en posición inestable. Se evitarán las distancias demasiado grandes de elevación,



descenso o transporte, así como un ritmo demasiado alto de trabajo. Se tratará que la carga y su volumen permitan asirla con facilidad. Se recomienda evitar los barrizales, en prevención de accidentes.

Si el trabajador sufriese estrés térmico se deben modificar las condiciones de trabajo, con el fin de disminuir su esfuerzo físico, mejorar la circulación del aire, apantallar el calor por radiación, dotar al trabajador de vestimenta adecuada, vigilar que la ingesta de agua tenga cantidades moderadas de sal y establecer descansos de recuperación si las soluciones anteriores no son suficientes.

El aporte alimentario calórico debe ser suficiente para compensar el gasto derivado de la actividad y de las contracciones musculares. Para evitar el contacto eléctrico directo se utilizará el sistema de separación por distancia o alejamiento de las partes activas hasta una zona no accesible por el trabajador, interposición de obstáculos y/o barreras y recubrimiento o aislamiento de las partes activas.

Para evitar el contacto eléctrico indirecto se utilizará el sistema de puesta a tierra de las masas (conductores de protección, líneas de enlace con tierra y electrodos artificiales) y dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada a las condiciones de humedad y resistencia de tierra de la instalación provisional).

Las vías y salidas de emergencia deberán permanecer expeditas y desembocar lo más directamente posible en una zona de seguridad. El número, la distribución y las dimensiones de las vías y salidas de emergencia dependerán del uso, de los equipos y de las dimensiones de la obra y de los locales, así como el número máximo de personas que puedan estar presentes en ellos.

En caso de avería del sistema de alumbrado, las vías y salidas de emergencia que requieran iluminación deberán estar equipadas con iluminación de seguridad de suficiente intensidad.



5.4. Medidas preventivas para cada oficio

5.4.1. Movimiento de tierras, excavación de pozos y zanjas

Antes del inicio de los trabajos, se inspeccionará el tajo con el fin de detectar posibles grietas o movimientos del terreno. Se prohibirá el acopio de tierras o de materiales a menos de dos metros del borde de la excavación, para evitar sobrecargas y posibles vuelcos del terreno, señalizándose además mediante una línea esta distancia de seguridad. Se eliminarán todos los bolos o viseras de los frentes de la excavación que por su situación ofrezcan el riesgo de desprendimiento.

La maquinaria estará dotada de peldaños y asidero para subir o bajar de la cabina de control. No se utilizará como apoyo para subir a la cabina las llantas, cubiertas, cadenas y guardabarros. Los desplazamientos por el interior de la obra se realizarán por caminos señalizados. Se utilizarán redes tensas o mallazo electrosoldado situadas sobre los taludes, con un solape mínimo de 2 m.

La circulación de los vehículos se realizará a un máximo de aproximación al borde de la excavación no superior a los 3 m para vehículos ligeros y de 4 m para pesados. Se conservarán los caminos de circulación interna cubriendo baches, eliminando blandones y compactando mediante zahorras. El acceso y salida de los pozos y zanjas se efectuará mediante una escalera sólida, anclada en la parte superior del pozo, que estará provista de zapatas antideslizantes.

Cuando la profundidad del pozo sea igual o superior a 1,5 m., se entibará (o encamisará) el perímetro en prevención de derrumbamientos. Se efectuará el achique inmediato de las aguas que afloran (o caen) en el interior de las zanjas, para evitar que se altere la estabilidad de los taludes. En presencia de líneas eléctricas en servicio:

- Se solicitará a la compañía propietaria de la línea eléctrica el corte de fluido y puesta a tierra de los cables, antes de realizar los trabajos.



- La línea eléctrica que afecta a la obra será desviada de su actual trazado al límite marcado en los planos.
- La distancia de seguridad con respecto a las líneas eléctricas que cruzan la obra, queda fijada en 5 m, en zonas accesibles durante la construcción.
- Se prohíbe la utilización de cualquier calzado que no sea aislante de la electricidad en proximidad con la línea eléctrica.

5.4.2. Relleno de tierras

Se prohíbe el transporte de personal fuera de la cabina de conducción y/o en número superior a los asientos existentes en el interior. Se regarán periódicamente los tajos, las cargas y cajas de camión, para evitar las polvaredas.

Se instalará, en el borde de los terraplenes de vertido, sólidos topes de limitación de recorrido para el vertido en retroceso. Se prohíbe la permanencia de personas en un radio no inferior a los 5 m. En torno a las compactadoras y apisonadoras en funcionamiento. Los vehículos de compactación y apisonado, irán provistos de cabina de seguridad.

5.4.3. Encofrados

Se prohíbe la permanencia de operarios en las zonas de batido de cargas durante las operaciones de izado de tablonas, sopandas, puntales y ferralla; igualmente se procederá durante la elevación de viguetas, nervios, armaduras, pilares, bovedillas, etc.

El ascenso y descenso del personal a los encofrados, se efectuará a través de escaleras de mano reglamentarias. Se instalarán barandillas reglamentarias en los frentes de losas horizontales, para impedir la caída al vacío de las personas. Los clavos o puntas existentes en la madera usada, se extraerán o remacharán, según casos.

Queda prohibido encofrar sin antes haber cubierto el riesgo de caída desde altura



mediante la ubicación de redes de protección. Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra.

Se efectuará un barrido diario de puntas, alambres y recortes de ferralla en torno al banco (o bancos, borriquetas, etc.) de trabajo. Para vibrar el hormigón desde posiciones sobre la cimentación que se hormigona, se establecerán plataformas de trabajo móviles formadas por un mínimo de tres tablones, que se dispondrán perpendicularmente al eje de la zanja o zapata.

Los perfiles se apilarán ordenadamente sobre durmientes de madera de soporte de cargas, estableciendo capas hasta una altura no superior al 1,50 m. Se prohíbe elevar una nueva altura, sin que en la inmediata inferior se haya consolidado de forma adecuada. Se prohíbe la permanencia de operarios dentro del radio de acción de cargas suspendidas.

5.4.4. Albañilería

Los escombros se evacuarán diariamente mediante trompas de vertido montadas al efecto, para evitar el riesgo de pisadas sobre materiales.

5.4.5. Enfocados y enlucidos

Las "miras", reglas, tablones, etc., se cargarán a hombro en su caso, de tal forma que al caminar, el extremo que va por delante, se encuentre por encima de la altura del casco de quién lo transporta, para evitar los golpes a otros operarios y los tropezones entre obstáculos.

El corte de piezas de pavimento se ejecutará en vía húmeda, en evitación de lesiones por trabajar en atmósferas pulverulentas. Los lodos producto de los pulidos, serán orillados siempre hacia zonas no de paso y eliminados inmediatamente de la planta.



5.4.6. Pinturas y barnizados

Se prohíbe almacenar pinturas susceptibles de emanar vapores inflamables con los recipientes mal o incompletamente cerrados, para evitar accidentes por generación de atmósferas tóxicas o explosivas. Se prohíbe realizar trabajos de soldadura y oxicorte en lugares próximos a los tajos en los que se empleen pinturas inflamables, para evitar el riesgo de explosión o de incendio.

Se prohíbe realizar "pruebas de funcionamiento" en las instalaciones, tuberías de presión, equipos motobombas, calderas, conductos, durante los trabajos de pintura de señalización o de protección de conductos.

5.4.7. Instalación eléctrica provisional de obra.

El montaje de aparatos eléctricos será ejecutado por personal especialista, en prevención de los riesgos por montajes incorrectos. El calibre o sección del cableado será siempre el adecuado para la carga eléctrica que ha de soportar.

Los hilos tendrán la funda protectora aislante sin defectos apreciables (rasgones, repelones y asimilables). No se admitirán tramos defectuosos. La distribución general desde el cuadro general de obra a los cuadros secundarios o de planta, se efectuará mediante manguera eléctrica antihumedad.

El tendido de los cables y mangueras, se efectuará a una altura mínima de 2 m en los lugares peatonales y de 5 m en los de vehículos, medidos sobre el nivel del pavimento.

Los empalmes provisionales entre mangueras, se ejecutarán mediante conexiones normalizadas estancas antihumedad. Las mangueras de "alargadera" por ser provisionales y de corta estancia pueden llevarse tendidas por el suelo, pero arrimadas a los paramentos verticales. Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas, provistas de



puerta de entrada con cerradura de seguridad. Los cuadros eléctricos metálicos tendrán la carcasa conectada a tierra. Los cuadros eléctricos se colgarán pendientes de tableros de madera recibidos a los paramentos verticales o bien a "pies derechos" firmes.

Las maniobras a ejecutar en el cuadro eléctrico general se efectuarán subido a una banqueta de maniobra o alfombrilla aislante. Los cuadros eléctricos poseerán tomas de corriente para conexiones normalizadas blindadas para intemperie. La tensión siempre estará en la clavija "hembra", nunca en la "macho", para evitar los contactos eléctricos directos. Los interruptores diferenciales se instalarán de acuerdo con las siguientes sensibilidades:

- 300 mA para alimentación a la maquinaria.
- 30 mA para alimentación a la maquinaria como mejora del nivel de seguridad.
- 30 mA para las instalaciones eléctricas de alumbrado.

Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de toma de tierra. El neutro de la instalación estará puesto a tierra. La toma de tierra se efectuará a través de la pica o placa de cada cuadro general. El hilo de toma de tierra, siempre estará protegido con macarrón en colores amarillo y verde. Se prohíbe expresamente utilizarlo para otros usos. La iluminación mediante portátiles cumplirá la siguiente norma:

- Portalámparas estanco de seguridad con mango aislante, rejilla protectora de la bombilla dotada de gancho de cuelgue a la pared, manguera antihumedad, clavija de conexión normalizada estanca de seguridad, alimentados a 24 V.
- La iluminación de los tajos se situará a una altura en torno a los 2 m., medidos desde la superficie de apoyo de los operarios en el puesto de trabajo.
- La iluminación de los tajos, siempre que sea posible, se efectuará cruzado con el fin de disminuir sombras.
- Las zonas de paso de la obra, estarán permanentemente iluminadas evitando rincones oscuros.



No se permitirá las conexiones a tierra a través de conducciones de agua. No se permitirá el tránsito de carretillas y personas sobre mangueras eléctricas, pueden pelarse y producir accidentes. No se permitirá el tránsito bajo líneas eléctricas de las compañías con elementos longitudinales transportados a hombro (pértigas, reglas, escaleras de mano y asimilables). La inclinación de la pieza puede llegar a producir el contacto eléctrico.

5.5. Proximidad de instalaciones eléctricas de alta tensión

Los oficios más comunes en las instalaciones de alta tensión se presentan a continuación:

- Instalación de apoyos metálicos o de hormigón.
- Instalación de conductores desnudos.
- Instalación de aisladores cerámicos.
- Instalación de crucetas metálicas.
- Instalación de aparatos de seccionamiento y corte.
- Instalación de limitadores de sobretensión (autoválvulas pararrayos).
- Instalación de transformadores tipo intemperie sobre apoyos.
- Medida de altura de conductores.
- Detección de partes en tensión.
- Instalación de conductores aislados en zanjas o galerías.
- Instalación de celdas eléctricas (seccionamiento, protección, medida, etc).
- Instalación de transformadores en envolventes prefabricadas a nivel del terreno.
- Instalación de cuadros eléctricos y salidas en B.T.
- Puestas a tierra y conexiones equipotenciales.
- Reparación, conservación o cambio de los elementos citados.

Los riesgos más frecuentes durante los oficios que han sido mencionados son los siguientes:



- Deslizamientos, desprendimientos de tierras por diferentes motivos.
- Riesgos derivados del manejo de máquinas-herramienta y maquinaria pesada.
- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de la maquinaria.
- Caídas de personas, materiales y útiles.
- Contactos con el hormigón.
- Golpes y cortes.
- Incendio y explosiones. Electrocuciones y quemaduras.
- Riesgo por sobreesfuerzos musculares y malos gestos.
- Contacto o manipulación de los elementos aislantes de los transformadores (aceites minerales, aceites a la silicona y piraleno).
- Contacto directo con una parte del cuerpo humano y a través de herramientas.
- Contacto a través de maquinaria de gran altura.

Se realizará un diseño seguro y viable por parte del técnico proyectista. Los trabajadores recibirán una formación específica referente a los riesgos en alta tensión.

Para evitar el riesgo de contacto eléctrico se alejarán las partes activas de la instalación a distancia suficiente del lugar donde las personas habitualmente se encuentran o circulan, se recubrirán las partes activas con aislamiento apropiado, de tal forma que conserven sus propiedades indefinidamente y que limiten la corriente de contacto a un valor inocuo (1 mA) y se interpondrán obstáculos aislantes de forma segura que impidan todo contacto accidental.

La distancia de seguridad para líneas eléctricas aéreas de alta tensión y los distintos elementos, como maquinaria, grúas, etc. no será inferior a 3 m. Respecto a las edificaciones no será inferior a 5 m. Conviene determinar con la suficiente antelación, al comenzar los trabajos o en la utilización de maquinaria móvil de gran altura, si existe el riesgo derivado de la proximidad de líneas eléctricas aéreas. Se indicarán dispositivos que limiten o indiquen la altura máxima permisible.



Será obligatorio el uso del cinturón de seguridad para los operarios encargados de realizar trabajos en altura. Todos los apoyos, herrajes, autoválvulas, seccionadores de puesta a tierra y elementos metálicos en general estarán conectados a tierra, con el fin de evitar las tensiones de paso y de contacto sobre el cuerpo humano. La puesta a tierra del neutro de los transformadores será independiente de la especificada para herrajes. Ambas serán motivo de estudio en la fase de proyecto.

Se evitará aumentar la resistividad superficial del terreno. En centros de transformación tipo intemperie se revestirán los apoyos con obra de fábrica y mortero de hormigón hasta una altura de 2 m y se aislarán las empuñaduras de los mandos.

Las pantallas de protección contra contacto de las celdas, aparte de esta función, deben evitar posibles proyecciones de líquidos o gases en caso de explosión, para lo cual deberán ser de chapa y no de malla. Los mandos de los interruptores, seccionadores, deben estar emplazados en lugares de fácil manipulación, evitándose postura forzadas para el operador, teniendo en cuenta que éste lo hará desde el banquillo aislante.

Se realizarán enclavamientos mecánicos en las celdas, de puerta (se impide su apertura cuando el aparato principal está cerrado o la puesta a tierra desconectada), de maniobra (impide la maniobra del aparato principal y puesta a tierra con la puerta abierta), de puesta a tierra (impide el cierre de la puesta a tierra con el interruptor cerrado o viceversa), entre el seccionador y el interruptor (no se cierra el interruptor si el seccionador está abierto y conectado a tierra y no se abrirá el seccionador si el interruptor está cerrado) y enclavamiento del mando por candado.

Como recomendación, en las celdas se instalarán detectores de presencia de tensión y mallas protectoras quitamiedos para comprobación con pértiga. En las celdas de transformador se utilizará una ventilación optimizada de mayor eficacia situando la salida de aire caliente en la parte superior de los paneles verticales.



La dirección del flujo de aire será obligada a través del transformador. El alumbrado de emergencia no estará concebido para trabajar en ningún centro de transformación, sólo para efectuar maniobras de rutina. Los centros de transformación estarán dotados de cerradura con llave que impida el acceso a personas ajenas a la explotación.

Para realizar todas las maniobras será obligatorio el uso de, al menos y a la vez, dos elementos de protección personal: pértiga, guantes y banqueta o alfombra aislante, conexión equipotencial del mando manual del aparato y plataforma de maniobras. Se colocarán señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo.

6. Seguridad y salud en la utilización de equipos de protección individual

6.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo. Así son las normas de desarrollo reglamentario las que deben fijar las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores.

Entre ellas se encuentran las destinadas a garantizar la utilización por los trabajadores en el trabajo de equipos de protección individual que los protejan adecuadamente de aquellos riesgos para su salud o su seguridad que no puedan evitarse o limitarse suficientemente mediante la utilización de medios de protección colectiva o la adopción de medidas de organización en el trabajo.

6.2. Protectores de cabeza

- Cascos de seguridad, no metálicos, clase N, aislados, con el fin de proteger a los trabajadores de los posibles choques, impactos y contactos eléctricos.



-
- Protectores auditivos acoplables a los cascos de protección.
 - Gafas de montura universal contra impactos y anti-polvo.
 - Mascarilla anti-polvo con filtros protectores.
 - Pantalla de protección para soldadura autógena y eléctrica.

6.3. Protectores de manos y brazos

- Guantes contra las agresiones mecánicas (perforaciones, cortes, vibraciones).
- Guantes de goma finos, para operarios que trabajen con hormigón.
- Guantes dieléctricos.
- Guantes de soldador.
- Muñequeras.
- Mango aislante de protección en las herramientas.

6.4. Protectores de pie y piernas

- Calzado provisto de suela y puntera de seguridad contra las agresiones mecánicas.
- Botas dieléctricas.
- Botas de protección impermeable.
- Polainas de soldador.
- Rodilleras.

6.5. Protectores del cuerpo

- Crema de protección y pomadas.
- Chalecos y mandiles de cuero para protección de las agresiones mecánicas.
- Traje impermeable de trabajo.
- Cinturón de seguridad, de sujeción y caída, clase A.



- Fajas y cinturones anti-vibraciones.
- Pértiga.
- Banqueta aislante clase I para maniobra.
- Linterna individual de situación.
- Comprobador de tensión.

6.6. Protecciones para trabajos en la proximidad de instalaciones eléctricas de A.T.

- Casco de protección aislante clase E-AT.
- Guantes aislantes clase IV.
- Banqueta aislante de maniobra clase II-B o alfombra aislante para A.T.
- Pértiga detectora de tensión (salvamento y maniobra).
- Traje de protección de menos de 3 kg y bien ajustado.
- Gafas de protección.
- Insuflador boca a boca.
- Tierra auxiliar.
- Esquema unifilar.
- Placa de primeros auxilios.



Capítulo 4. Pliego de condiciones

1. Objeto principal del pliego de condiciones

Con este proyecto se pretende diseñar la instalación eléctrica de un parque eólico de 23 MW de potencia que se encuentra en el término municipal de Arico en la provincia de Santa Cruz de Tenerife. Este parque eólico está formado por diez aerogeneradores de 2,3 MW cada uno. Para ello necesitaremos la contratación de diferentes agentes como promotores, constructores, proyectistas, entre otros.

El pliego de condiciones es un conjunto de cláusulas o condiciones que regulan los derechos, responsabilidades, obligaciones y garantías mutuas entre los distintos agentes de la edificación, como se ha mencionado antes, promotores, constructores, proyectistas, directores de obra. Recoge tanto las exigencias de índole técnica como legal que han de regir la ejecución del proyecto. El pliego de condiciones adquiere su verdadera importancia durante la ejecución, ya que vincula las relaciones entre propiedad y constructor, y debe aportarse, junto con los planos, al contrato de obra.

Por otro lado, el pliego de condiciones no deberá contradecir leyes ni normas, sino complementarlas, no deberá incluir el articulado de normas técnicas, sino referirlas y deberá prever lo imprevisto.

2. Pliego de cláusulas administrativas

2.1. Condiciones generales

2.1.1. Contratista

Podrá ser contratista toda aquella persona natural o jurídica que tenga capacidad legal o técnica para ello. La personalidad y capacidad del contratista, de acuerdo con las



normas del derecho Español, deberán existir y ser acreditadas en el momento de la oferta y el contrato, en su caso.

Únicamente pueden presentar oferta los fabricantes o vendedores habituales de las instalaciones objeto del proyecto a que refieren las presentes condiciones, ya sea por si mismos o través de sus representantes, éste deberá acreditar documento otorgado por la entidad que oferta, conforme a las condiciones de fondo y forma exigidas en derecho.

2.1.2. Vistas y consultas

Las empresas interesadas en presentar ofertas podrán visitar las instalaciones que se hacen mención en estos pliegos; igualmente podrán efectuar las consultas aclaratorias que consideren oportunas al a la propiedad.

2.1.3. Contenido de las propuestas

Las ofertas se presentarán en un sobre cerrado y firmado por el contratista, persona que lo represente o la empresa en cada caso, en el que se hará constar su contenido y el nombre del licitador. En el sobre se incluirá la documentación que a continuación se indica:

- Documento o documentos que acrediten la personalidad del licitador.
- Comentario al pliego de condiciones.
- Propuesta económica y plan de obra de la línea subterránea de media tensión, los centros de transformación y la subestación de transformación.

2.1.4. Adjudicación

La propiedad podrá adjudicar la totalidad de la obra a una o dos empresas licitantes. Una vez aprobada oferta u ofertas que a juicio de la propiedad juzgue como más favorable, o en su defecto, decida rechazar se notificara a todos los licitadores la decisión final.



2.1.5. Retención

De la cantidad total a abonar al contratista se descontará, en concepto de retención por garantía un 5%, que sería abonado al término de plazo estipulado de un año.

2.1.6. Penalización por demora

En caso de sobrepasarse el plazo fijado por el licitante en su propuesta, y salvo causa de fuerza mayor, se establecerá una penalidad de un 1% por día natural de retraso sobre la fecha prevista para la finalización de las obras.

2.1.7. Permisos y licencias

El contratista deberá a su costa todos los permisos y licencias necesarias para la ejecución de las obras, corriendo a su cargo la confección de todos los documentos necesarios y trámites para la legalización de cada instalación ante la delegación de industria debiendo gestionar las instancias de solicitud de aprobación y puestas en marcha necesarias. Las instalaciones no se considerarán concluidas hasta que dichos trámites estén totalmente cumplimentados.

2.1.8. Causa de resolución de contrato

Podrán ser causas de resolución del contrato, unilateralmente por parte de la propiedad, sin que medie indemnización ninguna a la empresa contratista, cuando se cometa reincidencia alguna de las faltas que a continuación se exponen:

- Si la empresa contratista no respetase las prescripciones de la oferta.
- Si la empresa contratista no mantuviera sus cláusulas en realización de las obras.
- Si la empresa contratista no cumpliera cualquiera de las especificaciones acordadas.
- La no observancia de las medidas de seguridad en el trabajo.



- Causar daños o perjuicios a las instalaciones o servicios de la propiedad.
- El incumplimiento de las leyes laborales vigentes, en especial, el impago de impuestos y seguros sociales.

2.1.9. Subcontratación

La empresa contratista no podrá contratar servicios de otra empresa para la realización de algunas labores comprometidas con la propiedad sin comunicárselo previamente a la misma, la cual deberá manifestar su conformidad por escrito y anticipadamente a tal subcontratación, reservándose, el derecho a rechazarla.

La empresa contratista asume, en cualquier caso, ante la propiedad, íntegramente la responsabilidad de la realización de los trabajos, de acuerdo con las especificaciones acordadas, así como el importe total de las penalizaciones derivadas de la falta de cumplimiento de los pactos suscritos.

2.2. Normativa a emplear

En los artículos siguientes se hace referencia a distintas normas, reglamentos y pliegos de condiciones, que se han utilizado para llevar a cabo la elaboración de este proyecto.

- Artículo 1588 y siguientes del Código Civil, en los casos que sea procedente su aplicación al contrato de que se trate.
- Pliego de Condiciones Generales para la contratación de obras públicas aprobado por Decreto 3854/70, de 31 de Diciembre.
- Real Decreto 3151/1968 de 28 de Noviembre, por el que se aprueba el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión, del Ministerio de Industria y Energía (RAT).



- Real Decreto 2413/1973 de 20 de Septiembre, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, del Ministerio de Industria y Energía (RBT).
- Real Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, del Ministerio de Industria y Energía (RCE), así como las ordenes del 6 de Julio de 1984, de 18 de octubre de 1984 y 27 de Noviembre de 1987, por las que se aprueban y actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias sobre dicho reglamento.
- Decreto de 12 Marzo de 1954 por el que se aprueba el Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el suministro de Energía Eléctrica, del Ministerio de Industria y Energía.
- Real Decreto 2949/1982 de 15 de Octubre, por el que se aprueba el Reglamento sobre acometidas eléctricas.
- Normas UNE y Recomendaciones UNESA de aplicación.
- Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales y RD 162/97 sobre disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

Las normas relacionadas, completan las prescripciones del presente pliego en lo referente a aquellos materiales y unidades de obra no mencionados expresamente en él, quedando a juicio del ingeniero director, estudiar las posible contradicciones existentes.

2.3. Medición y abandono de las obras

2.3.1. Condiciones generales

Todas las unidades de obra se abonarán a los precios ofertados en la proposición elegida. Se entenderá que dichos precios incluyen siempre el suministro manipulación y empleo de todos los materiales necesarios para la ejecución de las unidades de obra correspondientes. Así mismo se entenderá que todos los precios comprenden los gastos de



maquinaria, mano de obra, elementos accesorios, transporte, herramientas y toda clase de operaciones directas o incidentales necesarias para dejar las unidades de obra terminadas con arreglo a las condiciones específicas en el presente pliego.

Para aquellos materiales cuya medición se haya de realizar en peso, el contratista deberá situar en los puntos que indique el director de la obra, las básculas o instalaciones necesarias cuyo empleo deberá ser precedido de la correspondiente aprobación del citado director de obra.

Las dosificaciones que se indican en el presente proyecto se dan tan solo a título de orientación, y podrán ser modificadas por el director de la obra. Se entenderá que todos los precios contratados son independientes de las dosificaciones definitivas adoptadas y que cualquier variación de las mismas no dará derecho al contratista a reclamar abono complementario alguno.

2.3.2. Indemnización por daños

El contratista deberá adoptar en cada momento todas las medidas que estime necesarias para la debida seguridad de las obras, siguiendo el estudio al respecto realizado en el presente proyecto. En consecuencia, cuando por motivos de la ejecución de los trabajos o durante el plazo de garantía, a pesar de las precauciones adoptadas en la construcción, se originasen averías o perjuicios en instalaciones o edificios, públicos o privados, el contratista abonará el importe de los mismos.

2.3.3. Demoliciones

Sólo serán de abono las demoliciones de fábrica antiguas pero no se abonarán los rompimientos de tuberías, sea cualquiera su clase y tamaño. El contratista tiene la obligación de depositar a disposición de la administración y en el sitio que esta le destine los materiales procedentes de derribos que considere de posible utilización o algún valor.



2.3.4. Excavaciones

Se abonarán por su volumen. En dicho precio se hallan comprendidas las operaciones siguientes: señalización y cierre de la zona a ocupar, despeje y desbroce del terreno, excavación, elevación, carga, transporte a vertedero, deposito, canon de vertido o indemnización de terrenos, así como todas las entibaciones y agotamiento necesarios y los demás gastos precisos para dejar esta unidad de obra terminada, en conformidad con las especificaciones del presente pliego.

En aquellas excavaciones a cielo abierto que tengan un relleno y apisonado posterior en toda o en parte de ellas, esta última operación queda incluida en el precio de la excavación puesto que el coste del relleno y apisonado queda compensado con el coste del transporte a vertedero no realizado.

El contratista tiene la obligación de depositar a disposición de la administración, y en el lugar que destine los materiales que, procedentes de derribo, considere de posible utilización o de algún valor.

2.3.5. Relleno de tierras

Se abonarán por su volumen medio. En el precio están incluidas las operaciones necesarias para ejecutar el metro cúbico de relleno o terraplén, incluido su extensión por capas, cuyo espesor definirá el ingeniero director, a la vista del equipo de compactación propuesto, y como orientación será del orden de 20 cm y su compactación total conforme se detalle en el artículo correspondiente del presente pliego.

2.3.6. Materiales sobrantes

La administración no adquiere compromiso ni obligación de comprar o conservar los materiales sobrantes después de haberse ejecutado las obras o los no empleados al declararse la rescisión del contrato.



2.3.7. Medios auxiliares

Se entenderá que todos los medios auxiliares están englobados en los precios de las unidades de obra correspondientes así como el consumo de energía eléctrica. Los medios auxiliares que garanticen la seguridad del personal operario son de la única exclusiva responsabilidad del contratista.

2.3.8. Medición y abono de las obras terminadas

Las unidades de obras totalmente terminadas se medirán de acuerdo con el proyecto y pliego de condiciones económico-administrativas.

La medición será realizada por la dirección de la obra y tendrá lugar en presencia y con intervención del contratista o de aquel a quien delegue, entendiéndose en éste renuncia a tal derecho si, avisado oportunamente no compareciese a tiempo. En tal caso será válido el resultado que la dirección de obra consigne.

Los precios a que se abonarán serán los correspondientes a los precios unitarios del presupuesto o cuadro de precios del proyecto o precios unitarios contratados, resultantes en caso de haberse aplicado la baja de la licitación. Se entenderá que dichos precios incluyen siempre el suministro, manipulación y empleo de todos los materiales necesarios para la realización de las unidades de obra correspondientes. Así mismo, se entenderá que todos los precios comprenden los gastos de maquinaria, mano de obra, elementos accesorios, transportes, herramientas y toda clase de operaciones directas o incidentales necesarias para dejar las unidades de obra total y correctamente terminadas.

También se entienden incluidas cualquier norma de seguridad, señalización, desvío de tráfico, mantenimiento de conducciones de servicio, desvíos y reparaciones provisionales y definitivas de los mismos, seguros de accidentes, responsabilidades civiles, entre otras.



2.3.9. Modo de abonar las obras defectuosas pero admisibles

Si alguna obra no se hallara ejecutada con arreglo a las condiciones del contrato y fuese sin embargo admisible a juicio de la administración, podrá ser recibida provisionalmente y definitivamente en su caso, pero el contratista quedará obligado a conformarse con la rebaja que la administración apruebe, salvo en caso en que el contratista prefiera demolerla a su coste y rehacerla con arreglo al contrato.

2.3.10. Modo de abonar las obras terminadas y las incompletas

Las obras concluidas con sujeción a las condiciones del contrato, se abonarán con arreglo a los precios estipulados. Cuando por consecuencia de rescisión o por otra causa fuese preciso valorar obras incompletas, se aplicarán los precios sin que pueda pretenderse la valoración de cada unidad de obra fraccionada en otra forma que la establecida.

En ningún caso tendrá derecho el contratista a reclamación deduciendo la baja de subasta, aunque el abono de las diversas unidades de obra certificadas no presuponga la recepción de dichas unidades en la de los materiales que la constituyen, que no tendrá lugar hasta la recepción definitiva de las obras.

2.3.11. Abono de obras accesorias

El adjudicatario adquiere la obligación de ejecutar todos los trabajos que se le ordenen, aún cuando no se hallen expresamente estipulados en el proyecto, siempre que los disponga así la dirección de obra, sin que ello de lugar a reclamación alguna por parte del contratista. Estas obras se ejecutarán con arreglo a los proyectos de detalle caso de que su importancia lo exija, o con arreglo a las instrucciones de la dirección de obra.

No tendrá derecho el contratista al abono de obras ejecutadas sin orden concreta comunicada por escrito. Las obras accesorias y auxiliares ordenadas al contratista se abonarán a los precios contratados si fueran aplicables. Si contienen materiales o unidades



no previstas en el proyecto y que por tanto, no tienen señalado preciso en el presupuesto, la dirección de obra determinará previamente a la ejecución el correspondiente precio.

2.3.12. Vicios y defectos de construcción

Cuando la administración o dirección de obra presumiesen la existencia de vicio o defectos de construcción, sea en el curso de la ejecución de las obras o antes de su recepción definitiva se podrá ordenar la demolición y reconstrucción en la parte o extensión necesaria siendo los gastos de estas operaciones por cuenta del contratista.

2.3.13. Reclamaciones

En el caso de que el contratista adjudicatario formule reclamaciones contra las valoraciones efectuadas por la dirección de obra, esta pasará dichas reclamaciones con su informe correspondiente, a la administración quien previo a los asesoramientos que estime oportunos, resolverá como considere conveniente. Contra esta resolución caben recursos propios de la vía administrativa.

2.3.14. Gastos de carácter social

Los gastos que originen las atenciones y obligaciones de carácter social cualquiera que ellas sean, quedan incluidas expresa y tácitamente en todos y cada uno de los precios que para las distintas unidades se consignen en el presupuesto. El contratista por consiguiente no tendrá derecho a reclamar su abono en otra forma.

2.4. Disposiciones generales

2.4.1. Disposiciones que regirán durante el contrato

Además de lo señalado en el presente pliego de prescripciones técnicas particulares del proyecto, durante la vigencia del contrato regirá el pliego de cláusulas administrativas



generales para la contratación de obras del Estado, así como las disposiciones que lo complementen o modifiquen.

La contrata queda obligada a cumplimentar cuantas disposiciones oficiales sean de aplicación a las obras de este proyecto, aunque no hayan sido mencionadas en los artículos de este pliego y aceptar cualquier instrucción, reglamento o norma que pueda dictarse por el ministerio de obras públicas durante la ejecución de los trabajos.

2.4.2. Autoridad del director de la obra

El director de la obra resolverá, en general, todos los problemas que se plantean durante la ejecución de los trabajos del presente proyecto, de acuerdo con las atribuciones que le concede la legislación vigente. De forma especial el contratista deberá seguir sus instrucciones en cuanto se refiere a la calidad y acopio de materiales, ejecución de las unidades de obra, interpretación de planos y especificaciones, modificaciones del proyecto, programa de ejecución de los trabajos y precauciones a adoptar en el desarrollo de los mismos, así como en lo relacionado con la conservación de la estética del paisaje que pueda ser afectado por las instalaciones o por la ejecución del paisaje que pueda ser afectado por las instalaciones o por la ejecución de préstamos, caballeros, vertederos, acopios o cualquier otro tipo de trabajo.

2.4.3. Contradicciones o modificaciones del proyecto

Lo mencionado en el presente pliego y omitido en los planos, o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviese desarrollado en ambos documentos. En caso de contradicción entre los planos y el pliego de prescripciones particulares prevalecerá lo prescrito en este último.

El contratista estará obligado a poner cuanto antes en conocimiento del ingeniero director de las obras, cualquier discrepancia que observe entre los distintos planos del



proyecto o cualquier otra circunstancia surgida durante la ejecución de los trabajos, que diese lugar a posibles modificaciones del proyecto.

Como consecuencia de la información recibida del contratista, o por propia iniciativa a la vista de las necesidades de la obra, el director de la misma podrá ordenar y proponer las modificaciones que considere necesarias de acuerdo con el presente pliego y la legislación vigente sobre la materia.

2.4.4. Plan de obras y orden de ejecución de los trabajos

Antes del comienzo de las obras, el contratista someterá a la aprobación de la propiedad el plan de obras que haya previsto, con especificación de los plazos y fechas de terminación de las distintas instalaciones y unidades de obra, compatibles con el plazo total de ejecución. Este plan, una vez aprobado, se incorporará al presente pliego de cláusulas técnicas y adquirirá, por tanto, carácter contractual. Su incumplimiento aún en plazos parciales, producirá retenciones en la certificación hasta el 20%, retenciones que serán reintegradas al final de la obra sí, no obstante, se cumpliera el plazo total.

El contratista presentará así mismo, una relación complementaria de los servicios, equipos y maquinaria que se compromete a utilizar en cada una de la etapas del plan. Los medios propuestos quedarán adscritos a la obra durante su ejecución, sin que en ningún caso pueda retirarlos el contratista sin la autorización escrita del director de la obra.

Además, el adjudicatario deberá aumentar el personal técnico, los medios auxiliares, la maquinaria y la mano de obra, siempre que la administración se lo ordene tras comprobar que ello es necesario para su ejecución en los plazos previstos en contrato. La administración se reserva, así mismo, el derecho a prohibir que se comiencen nuevos trabajos, siempre que vayan en perjuicio de las obras ya iniciadas, y el director de las mismas podrá exigir la terminación de una sección en ejecución antes de que se proceda a realizar obras en otra.



La aceptación del plan de realización y de los medios auxiliares propuestos no eximirá al contratista de responsabilidad alguna en caso de incumplimiento de los plazos parciales o totales convenidos.

Será motivo suficiente de retención la falta de la maquinaria prometida, a juicio del director de la obra.

No obstante lo expuesto, cuando el director de la obra lo estime necesario, podrá tomar a su cargo la organización directa de los trabajos, siendo todas las órdenes obligatorias para el contratista y sin que pueda admitirse reclamación alguna fundada en este particular.

2.4.5. Plazo de ejecución de las obras

El plazo de ejecución de la totalidad de las obras objeto de este proyecto será el que se fije en pliego de cláusulas administrativas particulares, a contar del día siguiente al levantamiento del acta de comprobación del replanteo. Dicho plazo de ejecución incluye el montaje de las instalaciones precisas para la realización de todos los trabajos.

2.4.6. Precaución durante la ejecución de las obras

El contratista está obligado a cumplir las condiciones que se indican en la Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales y Real Decreto 162/97 sobre disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción; así como asegurarse de que su personal también lo cumple. Para ello tomará bajo su entera responsabilidad, todas las medidas necesarias para el cumplimiento de las dichas disposiciones, y seguirá las instrucciones complementarias que dicte a este respecto, así como para el acopio de materiales, el director de la obra.

Cuando tengan que efectuarse modificaciones o reformas de caminos o calles, la



parte de plataforma por la que se canalice el tráfico ha de conservarse en perfectas condiciones de rodadura. En iguales condiciones deberán mantenerse los desvíos precisos. La señalización de las obras durante su ejecución se efectuará de acuerdo con la orden ministerial de 14 de marzo de 1960, con las aclaraciones complementarias que se recogen en la orden circular 67-1960 de la dirección general de carreteras y caminos vecinales.

El contratista queda obligado a no alterar con sus trabajos la seguridad de cualquier empresa a que pudieran afectar las obras. Deberá para ello dar previo aviso y ponerse de acuerdo con las empresas para fijar el orden y detalle de ejecución de cuantos trabajos pudieran afectarles.

2.4.7. Vigilancia de las obras

El ingeniero encargado, establecerá la vigilancia de las obras que estime necesarias. Para la atención de todos los gastos que origine la vigilancia, incluidos jornales, desplazamientos, ensayos de los materiales tanto mecánicos como químicos, sondeos de reconocimiento del terreno, el contratista abonará cada mes la cantidad que corresponda. En ningún caso, el total de estos gastos sobrepasará el 1% del presupuesto líquido.

2.4.8. Libro de obra

Para una perfecta coordinación de la obra y en evitación de deudas y malos entendidos, el contratista tendrá a disposición de la dirección facultativa, un libro de obra en el que se anotará en forma de diario la ejecución y las variaciones que en ella puedan ocurrir, firmando en cada visita de obra por la dirección facultativa y por parte del contratista por el responsable de la obra.

Este libro, será con páginas numeradas y selladas y permanecerá en la obra mientras dure la misma. En él, se anotarán todas las variaciones y modificaciones que surjan durante el desarrollo de la obra. Cuando las modificaciones o variaciones se detallen en croquis o planos, éstos se fecharán y firmarán por ambas partes.



2.4.9. Plazo de liquidación

La liquidación general deberá quedar terminada en el plazo de un año a contar de la recepción definitiva siendo de cuenta del contratista todos los gastos que se originen.

2.4.10. Planos definitivos de obra

En el plazo de un mes contado a partir de la fecha de la recepción provisional, el contratista está obligado a entregar los planos generales definitivos de obra en los que se recoja la situación definitiva de los puntos de luz y sus características, trazado de la conducción eléctrica y sus características y todos los detalles de la obra civil. Así mismo, el contratista facilitará sin cargo los planos de detalles de obra.

2.4.11. Recepción provisional de las obras

Terminadas las obras e instalaciones y como requisito previo a la recepción provisional de las mismas, la dirección facultativa procederá a realizar los ensayos y medidas necesarios para comprobar que los resultados y condiciones de las instalaciones son satisfactorios. Si los resultados no fuesen satisfactorios, el contratista realizará cuantas operaciones y modificaciones sean necesarias para lograrlos.

Obtenidos los resultados satisfactorios, se procederá a la redacción y firma de documento de recepción provisional, al que acompañan dos actas firmadas por la dirección facultativa y visada por el colegio oficial correspondiente en las que se recoja lo siguiente.

Al término de las obras y antes de la entrada en servicio serán examinadas y comprobadas por la dirección facultativa, las condiciones de funcionamiento de la instalación, las normas de control de la ejecución, prueba de servicio y criterio de medición que nos marcan los distintos reglamentos y normas aludidos. Se procederá a redactar las siguientes actas:



- Acta de comprobación de la línea subterránea de media tensión.
- Acta de comprobación del los centros de transformación.
- Acta de comprobación de la subestación transformadora.
- Acta de comprobación de los resultados eléctricos (mediciones de caídas de tensión, de tierras, de aislamiento, del factor de protección, etc.).

2.4.12. Conservación y plazos de garantía

El contratista queda a conservar por su cuenta hasta que sean recibidas provisionalmente todas las obras que interese el proyecto. Así mismo queda obligado a la conservación de las obras durante el plazo de garantía de dos años. Durante este deberá realizar cuantos trabajos sean precisos para mantener las obras ejecutadas en perfecto estado, de acuerdo con lo dispuesto en pliego de cláusulas administrativas generales para la contratación de obras del estado.

Una vez terminadas las obras se procederá a realizar su limpieza final. Así mismo todas las instalaciones, caminos provisionales, depósitos o edificios construidos con carácter temporal, deberán ser removidos y los lugares de su emplazamiento restaurados a su forma original.

Todo ello se efectuará de forma que las zonas afectadas queden limpias y en condiciones acordes con el paisaje. La limpieza final y retirada de instalaciones se incluyen en el contrato y, por tanto, su realización no será objeto de abono directo.

2.4.13. Recepción definitiva

Transcurrido el plazo de garantía y antes de proceder a la recepción definitiva de las instalaciones, se efectuará la revisión de todos los elementos integrantes de la misma.

Se realizarán los mismos ensayos y comprobaciones definitivas para la recepción provisional comprobándose los resultados y subsanándose todas las diferencias.



2.4.14. Accidentes en el trabajo

El adjudicatario deberá abstenerse en la ejecución de estas obras, y en lo que sea aplicable, a las disposiciones vigentes, reglamento del trabajo, seguro de enfermedad, subsidio familiar, plus de cargas familiares, subsidio de vejez, cuota sindical, gratificación de navidad, vacaciones retribuidas, jornales de fiesta no recuperables y, en general cuantas disposiciones se hayan dictado o que en lo sucesivo se dicten, regulando las condiciones laborales en las obras por contrata, con destino a la administración pública.

2.4.15. Gastos de carácter general a cargo del contratista

Los cargos que se originen por atenciones u obligaciones de carácter social cualquiera que ellos sean, quedan incluidos expresa y tácitamente en todos y cada uno de los precios que para las distintas unidades se consignan en el presupuesto. El contratista por consiguiente, no tendrá derecho alguno a reclamar su abono en otra forma.

2.4.16. Obligaciones del contratista

Durante la ejecución de las obras proyectadas y de los complementos necesarios para la realización de las mismas, el contratista será responsable de todos los daños y perjuicios directos o indirectos, que puedan ocasionar a cualquier persona, propiedad o servicio público privado, como consecuencia de los actos, omisiones o negligencias del personal a su cargo, o de una deficiente organización de los trabajos. En especial, será responsable de los perjuicios ocasionados a terceros como consecuencia de accidentes, de tráfico debido a una señalización de las obras insuficiente o defectuosa, o imputables a él.

El contratista queda obligado a cumplir el presente pliego: el texto articulado de la Ley de contratos del Estado y su reglamento general de contratación (decreto 3854/70); el pliego de cláusulas administrativas generales para la contratación de obras del Estado; el de cláusulas administrativas particulares que se redacte para la licitación; cuantas disposiciones



vigentes o que en lo sucesivo lo sean y que afecten a obligaciones económicas y fiscales de todo orden y demás disposiciones de carácter social; la ordenanza general y seguridad e higiene en el trabajo; la ley de protección a la industria nacional.

Serán de cuenta del contratista los gastos del contratista que origine el replanteo general de las obras o su comprobación y los replanteos parciales de las mismas; los de construcción, demolición y retirada de toda clase de instalaciones y construcciones auxiliares; los de alquiler o adquisición de terrenos para depósitos de maquinaria, los de protección de acopios de la propia obra contra todo deterioro, daño de incendio, cumpliendo los requisitos vigentes para el almacenamiento de explosivos y carburantes o los de limpieza y evacuación de desperdicios y basura, los de construcción y conservación durante el plazo de utilización de desvíos y rampas provisionales de acceso a tramos parciales o totalmente terminados, los de conservación durante el mismo plazo de toda clase de servicios y rampas prescritos en el proyecto u ordenado por el ingeniero director de la obra, los de conservación de desagües, los de suministro, colocación y conservación de señales de tráfico y demás recursos necesarios para proporcionar seguridad dentro de las obras; herramientas, materiales y limpieza general de la obra a su terminación; los de montaje, conservación y retirada de las instalaciones para el suministro de agua y energía eléctrica necesarias para las obras así como la adquisición de dichas aguas y energía; los de retirada de los materiales rechazados y corrección de las deficiencias observadas puestas de manifiesto por los correspondientes ensayos y prueba.

Igualmente serán de cuenta del contratista las diversas cargas fiscales derivadas de las disposiciones legales vigentes y las que determinan el correspondiente pliego de cláusulas administrativas particulares, así como los gastos originados por los ensayos de materiales y de control de ejecución de las obras.

Observará, además cuantas indicaciones le sean dictadas por el personal facultativo de la administración, encaminadas a garantizar la seguridad de los obreros sin que por ello se le considere relevado de la personalidad que, como patrono.



3. Pliego de prescripciones técnicas particulares

3.1. Descripción de las obras

3.1.1. Objeto del pliego

El presente apartado de este documento tiene por objeto el establecimiento de las condiciones con arreglo a las cuales, ha de realizarse la ejecución de las obras de las instalaciones eléctricas tanto de la red de media tensión que conecta los aerogeneradores con la subestación, como la subestación y los centros de transformación.

3.1.2. Disposiciones aplicables

Las condiciones aquí establecidas se exigen para proporcionar las garantías suficientes de buen funcionamiento de todos los elementos integrantes en las instalaciones eléctricas en general, asignando asimismo, las normas de seguridad y duración, tanto a los componentes del proyecto, como de su ejecución o montaje, admitiendo para los mencionados elementos el uso normal en este tipo de instalaciones.

Se indican en este pliego, los certificados oficiales exigibles previamente al suministro, y por consiguiente a la colocación de los materiales, así como los ensayos oficiales o pruebas que la dirección facultativa de la obra estime convenientes a realizar con los materiales suministrados para comprobar que la calidad de los mismos corresponde con la avalada por los certificados oficiales facilitados.

También se recogen las verificaciones a realizar, referentes al funcionamiento de las instalaciones con los resultados consignados en acta firmada por el ingeniero director de la obra, requisito previo a la recepción provisional y liquidación de obra. Los gastos de toda índole originados por la realización de ensayos serán a cargo del contratista hasta la cuantía correspondiente al 1% del presupuesto.



3.2. Condiciones que deben cumplir los materiales

3.2.1. Normas de carácter general

Daños y herramientas

Todas las obras se ejecutarán con materiales de primera clase y siguiendo las reglas de la buena construcción. La construcción de la línea deberá ocasionar los mínimos daños posibles, aleccionando en este sentido. Se procurará, para los accesos obligados, una sola rodada de camión, tomándose la superficie aproximada de ésta. Una vez terminado el hormigonado, y según se vayan acabando los distintos cantones, se dejará el terreno colindante limpio materiales sobrantes, así como bobinas vacías, para lo cual se recogerán y retirarán lo antes posible a vertedero o a lugares donde no perjudiquen a nadie, dejando dicho terreno con las mismas características que tenía antes de comenzar las obras.

La herramienta a utilizar estará suficientemente dimensionada y será adecuada para el tipo de conductor a emplear, en previsión de roturas y accidentes. Dicho material estará compuesto por poleas, cables piloto, máquinas de frenado, máquinas de tracción, dinamómetros, bobinadoras, aparejos, mordazas, anclajes, cadenas, máquina de empalme, andamios y demás herramientas utilizadas en esta clase de trabajos, que sean precisas. Como norma general las herramientas a utilizar estarán suficientemente dimensionadas y siendo adecuadas para el tipo de elementos a emplear.

En el montaje se emplearán herramientas no cortantes para evitar que puedan dañar el aluminio de conductores y/o herrajes, para el caso de la línea.

No se golpearán los bulones o tornillos para que entren en sus orificios respectivos. Se tomará nota de la superficie de terreno sembrado que haya sido deteriorado, así como el número de cepas, arbustos y árboles (indicando su superficie y diámetro) que haya sido necesario talar, en caso que lo hubiese.



Transporte y almacenamiento

Se cuidará que en las operaciones de carga, transporte, manipulación, y descarga, desde el origen de los mismos al pie de obra, los materiales no sufran deterioros, evitando golpes, roces o daños. Se tendrá especial cuidado en el transporte de ciertos materiales, tales como:

- En apoyos metálicos y armados para que el galvanizado no sufra arañazos o golpes.
- Los transformadores, seccionadores y demás se realizará con ellos bien embalados.
- Bobinas de cables.

Por ninguna causa los elementos se utilizarán como palanca y por otra parte queda prohibido el empleo del volquete en la descarga del material. Los materiales de grandes dimensiones como los apoyos se transportarán en góndola o camión adecuado, hasta el almacén de la obra y desde este punto a pie obra mediante carros especiales y elementos apropiados. Tanto en la carga y descarga de estos materiales, así como en cualquier manipulación de los mismos, se realizará vigilando que en ningún caso los esfuerzos a que sean solicitados cualquier parte de ellos, sobrepasen el límite elástico del material.

Los materiales embalados en cajas como los aisladores no podrán apilarse en más de 6 cajas superpuestas y su transporte se hará siempre con ellos bien embalados y con el debido cuidado, considerando su fragilidad.

Las bobinas se descargarán con trípode y diferencial o con muelle de descarga, pero nunca dejándolas caer del camión. En el caso de que hayan de rodarse, esta operación se efectuará siempre en sentido contrario al de arrollamiento.

Las bobinas nunca deben ser rodadas sobre un terreno con asperezas o cuerpos duros susceptibles de estropear los conductores, así como tampoco deben colocarse en lugares con polvo o cualquier otro cuerpo extraño.



3.2.2. Recepción de materiales

Una vez adjudicada la obra definitivamente, y antes de proceder al acopio de materiales, el contratista presentará al ingeniero director, los prototipos de los materiales a instalar, acompañando a los mismos con carácter excluyente, los certificados oficiales reseñados en este pliego de condiciones, así mismo como la documentación y catálogos que se estimen pertinentes.

Los materiales integrantes de la instalación serán sometidos a pruebas y ensayos normalizados con el fin de comprobar que satisfacen las condiciones exigidas. Para ello se presentarán con la antelación suficiente y previamente a su instalación, muestras de los materiales a emplear, los cuales serán reconocidos y ensayados, bien en obra o bien en un laboratorio. De no ser satisfactorios los resultados se procederá al rechazo de los mismos, que deberán ser sustituidos inmediatamente por otros nuevos.

El material procedente de los fabricantes y talleres será descargado y comprobado, dosificándolo y efectuando su control de calidad, consistente en separar piezas dobladas, fuera de medida, con rebabas o mal galvanizadas, postes de hormigón en malas condiciones con el fin de que pueda procederse a su reposición.

Cuando los materiales no satisfagan a los que para cada caso particular se determine en los artículos anteriores, el contratista se atenderá a lo que sobre este punto ordene por escrito el ingeniero director para el cumplimiento de lo preceptuado en los respectivos artículos del presente pliego.

3.2.3. Materiales para emplear en relleno

Los materiales a emplear en rellenos serán tierras o materiales locales obtenidos de las excavaciones realizadas en obra o de los préstamos que se autoricen por el ingeniero director.



Su composición granulométrica, capacidad portante, plasticidad, densidad y demás condiciones cualitativas, deberán cumplir las prescripciones que para estos materiales se especifican en los capítulos correspondientes del pliego de prescripciones técnicas generales para obras públicas. Su composición granulométrica cumplirá las prescripciones indicadas para rellenos localizados de materiales filtrantes en el pliego enunciado.

3.2.4. Condiciones específicas de los materiales

Aguas utilizables

Como norma general, podrán ser utilizadas tanto para el amasado como para el curado del hormigón destinado a la fabricación en taller de todas las aguas que, empleadas en casos análogos, no hayan producido eflorescencias ni originado perturbaciones en el proceso de fraguado y endurecimiento de los hormigones con ellos fabricados. Expresamente se prohíbe el empleo de agua de mar.

Empleo de agua caliente

Cuando el hormigonado se realice en ambiente frío, con riesgo de heladas, podrá utilizarse para el amasado, sin necesidad de adoptar precaución especial alguna, agua calentada hasta una temperatura de 40° C. Cuando se utilice agua calentada a temperatura superior a la antes indicada, se cuidará de que en el cemento, durante el amasado, no entre en contacto con ella mientras su temperatura sea superior a los 40° C.

Áridos

Los áridos y su preparación serán tales que permitan garantizar la resistencia e impermeabilidad del hormigón cuyas características se señalan en este pliego. La arena estará exenta de cualquier sustancia que pueda reaccionar perjudicialmente con los álcalis de cemento, según la norma UNE 7137, y de materia orgánica, según la norma UNE 7082.



Cementos

El conglomerado empleado en la fabricación de hormigones cumplirá las condiciones establecidas en el vigente "Pliego general de condiciones para la recepción de los conglomerados hidráulicos".

No se utilizarán las mezclas de cementos de distintas procedencias, ni, a ser posible, mezclas de distintas partidas, aunque sean de la misma procedencia, siendo entregado en sacos de 50 Kg. El cemento no se empleará salvo que se compruebe mediante el ensayo correspondiente, que no tiene tendencia a experimentar el fenómeno de falso fraguado.

El almacenamiento se llevará a cabo en silos, debidamente acondicionados, que aíslan el cemento de la humedad. Si el suministro se realiza en sacos, se recibirá el cemento en los mismos envases cerrados en que fue expedido, con objeto de protegerlo tanto de la intemperie como de la humedad del suelo. Cuando las obras hayan de ser realizadas en terrenos o ambientes agresivos, el director de la obra decidirá, previos ensayos adecuados, si lo estima necesario, el cemento a emplear así como las condiciones de su empleo.

Aditivos

Podrá autorizarse el empleo de todo tipo de aditivos, siempre que se justifique la sustancia agregada en las proporciones previstas disueltas en agua, produce el efecto deseado sin perturbar excesivamente las demás características del hormigón.

Madera

La madera empleada en la entibación de zanjas, apeos, cimbras, andamios y encofrados deberá cumplir las siguientes condiciones:

- Proceder de troncos sanos aserrados en sazón.
- Haber sido desecada al aire, protegida del sol y de la luna.



- No presentar signos de putrefacción, carcoma o ataque de hongos.
- Estar exenta de grietas, hendiduras, manchas o cualquier otro defecto.
- Tener sus fibras rectas y no resinadas paralelas a la mayor dimensión de la pieza.
- Dar sonido claro de percusión.

Las juntas entre tablas de encofrado, de no hacerse machihembradas, se harán de manera que no puedan producir pérdidas de lechada.

Hormigón

Los hormigones para la ejecución de los distintos elementos estructurales serán los indicados en cada caso en el proyecto.

Ladrillos

Serán homogéneos de grano fino y uniforme, de textura compacta y capaces de soportar sin desperfectos una presión de 200 kg/cm². Carecerán de manchas de fluorescencias quemados, grietas, hendiduras u oquedades, así como de materiales extraños que puedan disminuir su resistencia y duración. Presentarán aristas vivas y caras planas, y darán sonido claro al ser golpeados con un martillo, siendo inalterables al agua y teniendo la suficiente adherencia a los morteros.

Tubos

Se utilizarán en la conducción en general, es decir, arquetas o entre cimentación. Los tubos de cualquier clase o grupo serán perfectamente lisos, de sección circular, espesores uniformes con generatrices rectas o con la curvatura que les corresponda en los codos o piezas especiales. No se admitirán los que presenten ondulaciones o desigualdades mayores de cinco milímetros, ni rugosidades de más de dos milímetros y espesores mínimos de 1,6 mm.



Cumplirán, además, las condiciones que se señalan en los artículos correspondientes a cada tubo.

Tanto los materiales como la fabricación de los tubos y piezas especiales, así como las pruebas en fábrica, transporte a obra deberán cumplir estrictamente las prescripciones que se señalan en su pliego correspondiente.

Cobre

El cobre para tubos, chapas, bandas y pletinas será homogéneo y de primera calidad. Su carga de rotura a la tracción no será inferior a 2000 kg/cm^2 para el cobre recocido, 3000 kg/cm^2 para el cobre semiduro y 3700 kg/cm^2 para el cobre duro. El tipo de cobre a utilizar en cada caso será decidido por el director de la obra o en su defecto por su subalterno.

El cobre a utilizar para conducciones eléctricas será puro perfectamente anhídrido, de la clase electrolítico duro y los conductores estarán exentos de todo defecto o imperfección mecánica. Tendrá una conductibilidad eléctrica no menor del 98% referida al patrón internacional. Su carga de rotura a tracción no deberá ser inferior a 4000 Kg, con un alargamiento mínimo de seis por mil. El coeficiente de dilatación lineal por temperatura admisible será de 17×10^{-6} .

Otros materiales

Los demás materiales que entren en la obra para los que no se detallan especialmente las condiciones, serán de primera calidad y antes de colocarse en obra, deberán ser reconocidos y aceptados por el ingeniero director o subalterno, en quien delegue al efecto, quedando a la discreción de aquel la facultad de desecharlos aún reuniendo aquella condición.



3.2.5. Condiciones de los conductores y materiales de A.T.

Apoyos

Los apoyos cumplirán los ensayos señalados en las normas “CIET”, y su protección de galvanizado en caliente adecuada de acuerdo con la norma UNE 37501 y recomendación UNESA 6618, estos se entregarán por unidades completas, en tramos, o por piezas sueltas y los tornillos por lotes.

Herrajes

Estarán galvanizados y se ajustarán a la recomendación UNESA 6618, así como a las normas UNE 21006 y UNE 37501. Los herrajes para las cadenas de suspensión y amarre cumplirán con la recomendación UNESA 6617 vigente y las normas UNE 21009, 211073 y 21124-76, se entregarán por lotes comprendiendo los necesarios para cada apoyo.

Aisladores

Las características de los aisladores empleados en las cadenas de suspensión y amarre responderán a las especificaciones de la norma UNE 21-124-83 y 21-009-80, con las publicaciones CEI 305 y 120, y sus ensayos a la especificación UNE 21114-74 y publicación CEI 383.

Conductores desnudos

Serán los que figuran en el proyecto y deberán estar de acuerdo con la recomendación UNESA 3403 y con las especificaciones de la normas UNE 21016 y UNE 21018-80 vigentes, siendo sus ensayos de recepción de acuerdo con la norma UNE 21044.

Aparamenta de alta tensión

El interruptor–seccionador instalado al principio de línea, y cuyas características



técnicas y constructivas se muestran en este proyecto, responderá a la norma UNE 20104 y la recomendación CEI 265.

Las protecciones de la línea se realizarán con cortacircuitos interruptores automáticos o fusibles limitadores, según norma CEI-282-1, sobre bases porta fusibles conformes a la RU 6405. Los seccionadores unipolares, utilizados al final de esta línea eléctrica, seguirán las normas UNE 21100, CEI 119, y la RU 6401.

Toma de tierras

Sus características técnicas se ajustarán a las exigidas por el *Reglamento de Líneas de Alta Tensión (RAT)* y a la norma *IEEE 80-2000*, y se entregarán por piezas, salvo en cable de acero de conexión que será suministrado en bobinas.

Conductores aislados

Son los que se utilizarán en el tramo subterráneo, y serán unipolares de aluminio con aislamiento a base de HEPR, etileno propileno de alta densidad, del tipo HEPR 12/20 kV, con características mecánicas, físicas y químicas según prescripciones de la norma UNE 21123, facilitadas por el fabricante. Estas características mecánicas, físicas y químicas de los elementos constituyentes de estos cables quedan detallados. Los ensayos para la comprobación de estas características se realizan según la Norma UNE 21117. Estos conductores, responderán a la tensión de servicio, cumpliendo con los valores de intensidad máxima admisible, caída de tensión e intensidad de cortocircuito.

Tubos

Los tubos para alojar conductores eléctricos serán de PVC circulares, de 160 mm. El diámetro de los tubos será tal que los conductores no ocupen más de la mitad de la sección del tubo y puedan sustituirse con facilidad. Éstos se obtendrán por inyección o



extrusión, considerando las normas UNE 53111 (ensayos) y UNE 53112 (dimensiones). El contratista presentará modelos del tipo de tubos que vaya a emplear, para su aprobación.

Arquetas

Serán construidos con moldes prefabricados de hormigón en masa de 250 Kg, cuyas características se han detallado en este proyecto. Los marcos y tapas serán de material de fundición con grafito esferoidal tipo FGE 50-7, conformes a las normas UNE 36118.

3.2.6. Condiciones de los materiales de los centros de transformación

Obra civil

El centro de transformación tendrá un grado de protección de IP239, conforme la norma UNE 20324/89. Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial podrá ser accesible desde el exterior. Todos los elementos metálicos que están expuestos al aire serán resistentes a la corrosión por naturaleza, o llevarán el tratamiento protector adecuado.

No albergará en su interior ninguna instalación ajena a su función. Estará defendido contra la entrada de agua exterior, sobre elevándose al menos 30 cm del nivel freático. En cualquier caso a la entrada de las ventilaciones se dispondrá una arqueta sumidero conectada a la red del alcantarillado.

Tendrá un nivel de iluminación mínimo de 150 lux, conseguidos al menos con dos puntos de luz con interruptor.

Aparamenta de alta tensión

Las celdas a emplear estarán compuestas por módulos compactos equipados de aparellaje fijo que utiliza el hexafluoruro de azufre como elemento de corte y extinción.



Serán celdas de interior y su grado de protección según la Norma 20-324-89 será IP3X en cuanto a la envolvente externa.

Los cables se conectarán desde la parte frontal de las cabinas. Los accionamientos manuales irán reagrupados en el frontal de la celda a una altura ergonómica a fin de facilitar la explotación.

El interruptor y el seccionador de puesta a tierra deberá ser un único aparato, de tres posiciones (cerrado, abierto y puesto a tierra) asegurando así la imposibilidad de cierre simultáneo de interruptor y seccionador de puesta a tierra. El interruptor será en realidad interruptor-seccionador. La posición de seccionador abierto y seccionador de puesta a tierra cerrado serán visibles directamente a través de mirillas, a fin de conseguir una máxima seguridad de explotación en cuanto a la protección de personas se refiere.

Transformador

Será una máquina elevadora de tensión, siendo la tensión entre fases a la entrada de 20 kV y la tensión a la salida en carga de 690 V entre fases. La potencia del transformador es de 3000 kVA, mientras que la potencia nominal del generador es de 2300 kVA, con un factor de potencia unidad. La tecnología empleada será la de llenado integral a fin de conseguir:

- Mínima degradación del aceite por oxidación y absorción de humedad.
- Dimensiones reducidas de la máquina, al no disponer de depósito de expansión.
- Un bajo grado de mantenimiento debido a la ausencia de ciertos elementos:
 - No precisa desecador.
 - No precisa válvulas de sobrepresión.
 - No precisa indicadores de nivel de líquido.
 - Una mayor robustez al no presentar puntos débiles de soldadura como sería la unión del depósito de expansión con la tapa.



Herrajes

Los herrajes en el centro de transformación estarán formados por:

- Mallas de protección: se fijarán a bastidores de hierro laminado, protegiendo el conjunto con imprimación anticorrosiva a su vez se fijaran a las paredes de la estructura.
- Puertas y rejas de ventilación: estarán construidas en chapa de acero galvanizado recubierta con pintura epoxi. Las rejas de ventilación serán de persiana de celosía, equipadas en el lado interior de unas finas mallas metálicas que impiden la penetración de objetos y animales.

3.3. Ejecución de las obras

3.3.1. Condiciones generales

Todas las obras comprendidas en el proyecto se efectuarán de acuerdo con las especificaciones del presente pliego, los planos del proyecto y las instrucciones del ingeniero director, quien resolverá además, las cuestiones que se planteen referentes a la interpretación de aquellos y a las condiciones de ejecución. El ingeniero director suministrará al contratista cuanta información se precise para que las obras puedan ser realizadas.

El orden de ejecución de los trabajos deberá ser aprobado por el ingeniero director y será compatible con los plazos programados. Antes de iniciar cualquier trabajo deberá el contratista ponerlo en conocimiento del ingeniero director y recabar su autorización. Los materiales a utilizar en estas obras cumplirán las prescripciones que para ellos se fijen en los planos del proyecto y en el presente pliego de prescripciones, o las que en su defecto, indique el ingeniero director.



3.3.2. Replanteo general de la obra

El contratista hará sobre el terreno el replanteo general de las obras de la traza marcando de una manera completa y detallada cuantos puntos sean precisos y convenientes para una determinación más completa de sus alineaciones y demás elementos. Así mismo señalará también sobre el terreno, puntos o referencias de nivel con las correspondientes referidas a un único plano de comparación.

De este replanteo, que deberán presenciar el ingeniero director por sí mismo o delegar en persona autorizada debidamente, se levantará acta suscrita por el ingeniero director y contratista o por sus representantes. A partir de la fecha del acta y durante todo el tiempo que se invierta en la ejecución de las obras, la vigilancia y conservación de las señales o puntos determinantes de traza y nivelación correrá a cargo del contratista.

Será de cuenta del contratista de conformidad con lo dispuesto en el epígrafe a) del artículo 4 del decreto 137/1960 de 4 de febrero, todos los gastos que el replanteo ocasione.

El contratista llevará a cabo durante la ejecución de las obras cuantos replanteos parciales estime necesarios. En todos ellos deberá atenerse al replanteo general previamente efectuado, y será de la exclusiva responsabilidad del contratista, siendo así mismo de su cuenta cuantos gastos se originen por ello.

El ingeniero director podrá en todo momento proceder a comprobar los replanteos hechos por el contratista, siendo obligación de este el facilitar a su cargo, todo el personal y cuantos elementos juzgue preciso el ingeniero para realizar con la mayor seguridad la comprobación que desee.

Cuando el resultado de esta comprobación, sea cualquiera la fecha y época en que se ejecute, se encontrarán errores de traza, nivelación o de otra clase, el ingeniero ordenará la demolición de lo erróneamente ejecutado, restitución a su estado anterior de todo



aquello que indebidamente haya sido excavado o demolido y ejecución de las obras accesorias o de seguridad para la obra definitiva que pudieran ser precisas como consecuencias de las falsas operaciones hechas.

Todos los gastos de demoliciones, restitución a su primitivo estado de los normal y de obras accesorias o de seguridad son de cuenta del contratista sin derecho a ningún abono por su parte de la administración y sin que nunca pueda servir de pretexto el que el ingeniero haya visto o visitado con anterioridad y sin hacer observación alguna las obras que ordena demoler o rectificar, o incluso, el que ya hubieran sido abonadas en relaciones o certificaciones mensuales anteriores.

3.3.3. Desvíos de servicios

Antes de comenzar las excavaciones, el contratista, basado en los planos y datos de que dispongan, o mediante la visita a los mismos, si es factible, deberá estudiar y replantear sobre el terreno los servicios e instalaciones afectados, considerando la mejor forma de ejecutar los trabajos para no dañarlos, señalando los que, en último extremo considera necesario modificar.

Si el ingeniero director se muestra conforme, solicitará de la empresa u organismos correspondientes, la modificación de estas instalaciones abonándose estas operaciones mediante factura. No obstante, si con el fin de acelerar las obras, las empresas interesadas recaban la colaboración del contratista, deberá ésta prestar la ayuda necesaria.

3.3.4. Prohibición de trabajos a temperaturas extremas

Durante los días de helada no se permitirá trabajar en obra alguna en que se emplee mortero de cualquier clase. Cuando pudiera sospecharse que durante la noche la temperatura va a descender por debajo de cero grados centígrados se abrigarán cuidadosamente las obras con esteras, pajas, u otros medios, a satisfacción del ingeniero.



Se demolerá toda obra en que se compruebe que el mortero se encuentra deteriorado a consecuencia de las heladas. El ingeniero encargado de las inspecciones podrá suspender la ejecución de las obras en las épocas de grandes calores.

El contratista, aun cumpliendo las prescripciones de este pliego, encaminadas a prevenir de las heladas o de los calores excesivos en las obras, queda obligado a realizar estas en forma que, al ser entregadas a la administración no se note defectos que provengan de dichas heladas o calores excesivos.

3.3.5. Interferencias con otros contratistas

En caso particular de tener que simultanear la obra entre varios contratistas, se seguirán las instrucciones del director de la obra, que será el único árbitro de posibles conflictos entre aquellos.

3.3.6. Limpieza y señalización

Es obligación del contratista limpiar la obra y sus alrededores de escombros y materiales sobrantes, hacer desaparecer las instalaciones auxiliares o provisionales que no sean necesarias o interrumpan el funcionamiento normal del servicio, así como adoptar las medidas y ejecutar todos los trabajos necesarios para que la obra ofrezca buen aspecto, señalizando convenientemente cuando se está trabajando en ella.

3.3.7. Despeje final de las obras

Es obligación del contratista el despeje y limpieza de los restos de materiales y otros en el lugar de la obra una vez finalizada la misma.

3.3.8. Línea subterránea de media tensión

Todas las normas de construcción e instalación de esta línea se regirán a las diferentes directrices marcadas en el presente proyecto.



Trazado

La canalización subterránea se realizará en el interior de tubos que irán sobre zanjas. Previo a la apertura de estas zanjas, se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto. Antes de comenzar los trabajos de excavación, se marcarán las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando su anchura y su longitud.

Se establecerá la señalización de obra, tanto diurna como nocturna de acuerdo con las normas municipales y se determinarán las protecciones precisas, tanto de zanjas como pasos peatonales y de vehículos de acceso, mediante los elementos necesarios. Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá cuenta el radio mínimo de curvatura que hay que respetar en los cambios de dirección, y que ha sido calculado en este proyecto.

Zanjas

Las zanjas se excavarán hasta la profundidad establecida de 1,26 m, colocándose entibaciones en los casos en que la naturaleza del terreno lo haga preciso. La anchura de esta zanja será la idónea de modo que permita una fácil instalación de los tubos. Se procurará dejar un paso de 0,50 metros entre la zanja y las tierras extraídas, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja.

Si con motivo de las obras de apertura de zanja, aparecen instalaciones de otros servicios, se tomarán todas las precauciones para no dañarlas, dejándolas al terminar en los trabajos en las mismas condiciones en que se encontraban primitivamente. Si se causa alguna avería en dichos servicios, se notificará a la mayor brevedad al director de la obra y a la empresa correspondiente con el fin de que procedan a su reparación.

Canalizaciones

Los cables de esta línea irán en el interior de tubos de PVC, de 0,160 m de diámetro, y que sólo permitirán la canalización de una única línea, que para el presente proyecto será de 3 cables unipolares.



Los tubos dispondrán de ensambles que eviten la posibilidad de rozamientos internos contra los bordes durante el tendido. Además se ensamblarán teniendo en cuenta el sentido del tiro del cable para evitar enganches contra dichos bordes. Al construir la canalización se recomienda dejar un alambre o cuerda en su interior que facilite posteriormente el enhebrado de los elementos para limpieza y tendido.

La limpieza consiste en pasar por el interior de los tubos un escobillón de arpillera, trapo, con movimiento de vaivén, para barrer los residuos que pudieran quedar. Para obtener más detalles de la ejecución de las zanjas y canalizaciones, remitir a la memoria del presente proyecto, donde se reflejan con mayor detalle.

Manipulación de bobinas de conductor

Esta operación es de suma importancia, puesto que una mala manipulación de estas bobinas podría ocasionar desperfectos en los cables, y estos a su vez averías. El izado de estas bobinas se realizará mediante grúa, con la ayuda de una barra que atravesará los agujeros centrales de estas bobinas, y unas cadena de izado.

La carga y descarga de bobinas en camiones, debe hacerse con carretilla elevadora ó grúa, nunca dejar caer al suelo. En cualquiera de los casos debe cuidarse la integridad de las duelas de madera con que se tapan las bobinas, ya que las roturas suelen producir astillas hacia el interior, con el consiguiente peligro para el cable.

La rodadura de las bobinas sobre el suelo, habrá que evitarlas en lo posible, siendo sólo aceptable para recorridos cortos. Para rodar estas bobinas por el suelo, este debe ser liso y el sentido de rotación el contrario al que se desenrollará el cable.

Arquetas

Las arquetas de registro serán de bloques de hormigón en masa, construidas con moldes prefabricados, y normalizados por la compañía suministradora.



Comprenderá la excavación, instalación de moldes prefabricados, emboquillado de tubos de canalización en su interior, hormigonado de estos moldes, fijación de marcos galvanizados y terminación adecuada.

Las tapas y marcos de las arquetas ajustarán perfectamente al cuerpo de la obra, y se colocarán de forma que su cara superior quede al mismo nivel que las superficies adyacentes; durante el trayecto dispondremos de tapas de fundición.

La fabricación de los dispositivos de cierre de las arquetas, debe ser tal que se asegure la compatibilidad de asientos en las arquetas, de forma que su estado debe ser tal que la estabilidad y ausencia de ruido estén aseguradas. En el interior de estas arquetas se dispondrán rodillos para facilitar el tendido del cable.

Manipulación de bobinas de cable

Esta operación es de suma importancia, puesto que una mala manipulación de estas bobinas podría ocasionar desperfectos en los cables, y estos a su vez averías.

El izado de estas bobinas se realizará mediante grúa, con la ayuda de una barra que atravesará los agujeros centrales de estas bobinas, y una cadena de izado que no deberán estar en contacto con los platos de las bobinas.

La carga y descarga de bobinas en camiones, debe hacerse con carretilla elevadora ó grúa, nunca dejar caer al suelo. En cualquiera de los casos debe cuidarse la integridad de las duelas de madera con que se tapan las bobinas, ya que las roturas suelen producir astillas hacia el interior, con el consiguiente peligro para el cable.

El transporte de bobinas en camiones se realizará siempre de pie y nunca tumbadas sobre uno de los platos laterales; además serán inmovilizadas por medio de cuñas para evitar el desplazamiento por rodadura, y trabas para evitar el desplazamiento lateral.



La rodadura de las bobinas sobre el suelo, habrá que evitarlas en lo posible, siendo sólo aceptable para recorridos cortos. Para rodar estas bobinas por el suelo, este debe ser liso y el sentido de rotación el contrario al que se desenrollará el cable.

Tendido de cables

Esta operación es la más crítica al instalar una línea subterránea de media tensión. Un tendido incorrecto puede hacer aparecer una avería inmediata en el cable (cubierta herida, punzonada o golpeada) o una avería latente que puede tardar semanas e incluso años en convertirse en avería franca (penetración de humedad en el aislamiento bajo la cubierta, dobladura excesiva del cable creando oquedades en el aislamiento o estrangulando la sección de los hilos de la pantalla).

Este tendido debe efectuarse en presencia del director de obra o persona delegada por él, programando dicha operación con la suficiente antelación.

Ubicación de las bobinas

Antes de empezar el tendido del cable se estudiará al lugar más adecuado para colocar la bobina con objeto de facilitar el mismo. En caso de existencia de pasos dificultosos o curvas, estas se colocarán en los extremos opuestos a estos, de modo que durante el tendido quede afectada la menor longitud del cable.

Extracción del cable

La bobina se suspenderá (0,10 a 0,15 metros desde el suelo) por medio de una barra o eje adecuado, apoyados sobre gatos mecánicos u otros elementos de elevación adecuados al peso y dimensiones de la bobina. Los pies de soporte del eje, deben estar dimensionados para asegurar la estabilidad de la bobina durante su rotación. Una vez suspendida la bobina, se procederá a la retirada de la duela de protección, sin dañar el cable durante esta retirada.



La extracción del cable se hará por rotación de la bobina alrededor del eje y extracción del cable por la parte superior. Se dispondrá algún dispositivo de frenado, normalmente, es suficiente disponer un tablón en el suelo por un extremo, con el que se hace presión contra la superficie convexa inferior del plato.

La extracción del cable debe estar perfectamente sincronizada con el frenado de la bobina, de modo que cuando se deje de tirar del cable, se frenará inmediatamente la bobina, para evitar que se desenrolle la misma por inercia. El desenrollado debe ser lento para evitar que las capas superiores penetren en las inferiores debido a la presión, con el consiguiente traslado del cable.

Manipulación del cable

Se tomarán las precauciones necesarias para procurar que el cable no sufra golpes, rozaduras, ni tampoco esfuerzos importantes, ni de tensión, ni de flexión ni de tracción.

Radio de curvatura

Durante el tendido del cable hay que evitar las dobladuras del cable debidas a la formación de bucles, a curvas demasiado fuertes en el tendido, a rodillos mal colocados en las curvas, a irregularidades del tiro y frenado. El doblez excesivo, somete el cable a esfuerzos de flexión que pueden provocar la deformación permanente del cable con formación de oquedades en los dieléctricos, tanto en cables secos como en cables de papel, y la rotura o pérdida de sección en las pantallas de cobre.

Tendido en tubo

Antes de iniciar la instalación del cable hay que limpiar el tubo asegurándose de que no hay cantos vivos ni aristas, de que los distintos tubos están adecuadamente alineados y de que no existen taponamientos. Durante el tendido hay que proteger el cable de las bocas



del tubo para evitar daños en la cubierta. Para conseguirlo se coloca un rodillo a la entrada del tubo, que conduzca el cable por el centro del mismo, y se coloca un montoncito de arena a la salida del tubo de forma que se obligue el cable a salir por la parte media de la boca sin apoyarse sobre el borde inferior de la misma.

Una vez instalado el cable deben taparse las bocas de los tubos para evitar la entrada de gases y roedores. Previamente, se protegerá la parte correspondiente de la cubierta del cable con yute, arpillera alquitranada, trapos, y se taparán las bocas con mortero pobre que sea fácil de eliminar y no esté en contacto con la cubierta del cable.

Señalización

Todo cable o conjunto de cables debe estar señalizado por una cinta de atención de acuerdo con la RU 0205 B.

Relleno de zanjas

Las zanjas se rellenarán tal como se especifica en la memoria de este proyecto. Siendo el contratista el responsable de los hundimientos que se produzcan por la deficiente realización de esta operación y por tanto, serán de su cuenta las posteriores reparaciones.

Puesta a tierra

Desde el punto de vista de la seguridad de las personas, es conveniente la conexión a tierra de pantallas y armaduras de todas las fases en cada uno de los extremos y en puntos intermedios. Esto garantiza que no existan tensiones inducidas en las cubiertas metálicas.

3.3.9 Centros de transformación

Todas las normas de construcción e instalación de los centro se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la



dirección facultativa estime oportunas. Además del cumplimiento de lo expuesto, las instalaciones se ajustarán a las normativas que le pudieran afectar, emanadas por organismos oficiales.

El acopio de materiales se hará de forma que estos no sufran alteraciones durante su depósito en la obra, debiendo retirar y reemplazar todos los que hubieran sufrido alguna descomposición o defecto durante su estancia, manipulación o colocación en la obra.

Obra civil

Los transformadores de los centros de transformación irán instalados en las góndolas de los aerogeneradores, por lo que para ellos no se precisará ninguna obra civil. Sin embargo, para las celdas de media tensión habrá que abrir un foso de modo que se puedan conectar dicha celdas mediante cables subterráneos.

El ensamblado de las celdas en el interior y en la case del aerogenerador, será responsabilidad del fabricante. Será de suma importancia asegurar que el acceso hasta la obra se pueda realizar con un camión con remolque y sin presencia de obstáculos tales como postes muros que puedan impedir una aproximación correcta.

Transformador

Los transformadores irán instalados en las góndolas de los aerogeneradores y para ello será necesario una grúa capaz de elevarlos a la altura de instalación. Los cáncamos de los que dispone la tapa del transformador nos ayudarán a realizar esta operación u otras de transporte del mismo mediante elevación, con ayudas de cables y una máquina adecuada para ello.

La manipulación de los transformadores se realizará con las mayores precauciones, de manera que no sea dañado ningún elemento de este, si se produjese algún desperfecto



en estos transformadores, será comunicado a la dirección de la obra, la cual decidirá que medida adoptar ante tal desperfecto.

Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad

Queda terminantemente prohibida la entrada en el centro de transformación de toda persona ajena al servicio y siempre que el encargado del mismo se ausente, deberá dejarlo cerrado con llave.

- Se pondrán en sitio visible, y a su entrada, placas de aviso de “Peligro de muerte”.
- Se dispondrá de guantes y banqueta para el servicio en el centro de transformación.
- No está permitido fumar ni encender cerillas en el del centro de transformación.
- En caso de incendio no se empleará nunca agua.
- No se tocará ninguna parte de la instalación en tensión, aunque se esté aislado.
- Las maniobras se efectuarán colocándose convenientemente sobre la banqueta.
- En sitio bien visible estarán colocadas las instrucciones relativas a los socorros que deben prestarse en los accidentes causados, debiendo estar el personal instruido prácticamente a este respecto, para aplicarlas en caso necesario.

Puesta en servicio

Antes de la puesta en servicio se harán las comprobaciones que se presentan a continuación:

- Comprobación de las fugas de aceite.
- Comprobación de las conexiones.
- Comprobación del dispositivo de protección.
- Comprobación de la posición del conmutador del transformador.
- Comprobación de la continuidad.
- Comprobación del aislamiento.



Una vez hechas todas estas comprobaciones, se conectará primero los seccionadores de alta y a continuación el interruptor de alta, dejando en vacío el transformador. Se tendrán así durante media hora, observando si el calentamiento es anormal o se oye algún ruido extraño. Pasada la media hora, se conectará el interruptor general de media, procediendo en último término a la maniobra de la red de media tensión. Al llegar a la potencia nominal se observará la temperatura durante las doce primeras horas. Este incremento de temperatura no deberá ser superior a 60 °C sobre el ambiente.

Si al poner en servicio una línea se disparase el interruptor automático o hubiera fusión de cartuchos fusibles, antes de volver a conectar se reconocerá detenidamente la línea e instalaciones y, si se observase alguna irregularidad, se dará cuenta de modo inmediato a la empresa suministradora de energía.

Puesta a tierra

En el centro de transformación se realizarán dos circuitos de puesta a tierra, uno denominado circuito de tierra de protección y el otro circuito de tierra de servicio. Ambas puestas de tierra tienen que ser eléctricamente independientes, por lo que la separación mínima entre ellas será de 4,05 metros.

La resistencia de difusión de puesta a tierra deberá ser menor de 10 Ω y las tensiones de paso y contacto menores que las permitidas por la instrucción MIE-RAT 13 o el IEEE Std 80-2000.

La disposición de este circuito, será la descrita en la memoria de este proyecto, y para su instalación se seguirán las pautas descritas. Para evitar tensiones de paso en el centro de transformación se dispondrá en la solera y a una profundidad de 3 cm del suelo, una malla metálica, de acero, electro-soldada, de la cual se sacarán dos o más tomas, soldadas a la malla, formadas por conductor de cobre de 50 mm², las cuales se unirán al electrodo principal.



La malla equipotencial estará formada por alambre de 14 mm de diámetro, formando cuadros, cuyo lado no será superior a 30 cm. Por otra parte, las tensiones de paso y contacto máximas permitidas por el reglamento vendrán dadas por la instrucción complementaria MIE-RAT 13 del reglamento electrotécnico de alta tensión y por la norma IEEE Std 80-2000.

Señalizaciones

En las rejillas de cada celda y en la puerta de entrada del centro de transformación, se colocarán placas que adviertan la existencia de peligro eléctrico.

Así mismo, en las empuñaduras de los mandos del interruptor y seccionador, habrá indicaciones de su maniobra que impidan los errores de interpretación. Se colocará una placa con instrucciones sobre primeros auxilios, ante accidentes eléctricos.

3.3.10. Subestación de transformación

Obra civil

La subestación de transformación se situará en la misma parcela en la que se instalarán los aerogeneradores, en el termino municipal de Arico, Tenerife. La plataforma de la subestación posee unas medidas de 40 m de longitud por 32 m de ancho y una superficie de 1280 m². El edificio donde se aloja la aparamenta eléctrica tendrá unas dimensiones de 20 m por 10 m.

Los límites de las subestación estarán fijados por un vallado perimetral de altura suficiente para impedir el paso de personas ajenas a la instalación y minimizando posibles contactos eléctricos accidentales que puedan ser peligrosos. Al mismo tiempo, el vallado dispondrá, en lugares adecuados y zonas de visibilidad, de la señalización reglamentaria de seguridad correspondiente a los riesgos eléctricos.



El acceso a la instalación se realizará por el lado norte, que permitirá acceder al edificio de control y mando. Para la realización del mantenimiento del parque a la intemperie de 66 kV se dispondrá de un acceso desde el oeste directo al parque si bien se podrá acceder desde el propio edificio. Por último y en caso de fallo de la subestación, habrá un acceso por vía para la entrada de subestaciones móviles que podrán conectarse al embarrado general de la subestación. El pórtico de la línea de alta tensión también estará incluido dentro del recinto de la propia subestación.

Dentro de las actuaciones a realizar para llevar a cabo las distintas fases de la obra civil están el movimiento de tierras, cimentaciones, viales de acceso, edificio de control y mando, estructuras metálica, vallado perimetral, etc.

Instalaciones eléctricas

En este apartado se detallan y describen las características principales de las instalaciones eléctricas. Los datos técnicos ya han sido expuestos en la memoria descriptiva por lo que aquí se realizará un resumen.

Se dispondrán de transformadores de intensidad para medida y protección que irán colocados antes de cada interruptor por cada fase. Estos deberán estar diseñados para las condiciones climáticas y ambientales propias del emplazamiento de la futura subestación ya que va a estar situado en el exterior. Además, el transformador tendrá que tener espacio suficiente como para alojar los dos secundarios en su interior. El transformador será de tipo tanque y cubierto por aisladores de porcelana con una línea de fuga que garantice un nivel de aislamiento adaptado a las necesidades de la instalación. Además este aislador deberá estar adaptado a unas condiciones ambientales típicas de una ubicación próxima al mar, con un nivel de contaminación salina importante.



Para la protecciones frente a sobreintensidades y cortocircuitos de las líneas eléctricas que abastecen la subestación y para realizar maniobras de apertura y cierre de circuitos, se dispondrá por cada línea de entrada, de un interruptor-seccionador tripolar. Se instalarán después de los transformadores de intensidad. Deberán cumplir las normas IEC 62271-108 y la IEC 62271-205.

El parque exterior contará con un transformador de tensión por fase que irán colocados en un extremo del embarrado de 66 kV. Estos poseerán devanados para medida y protección. Al igual que los transformadores de intensidad deberán cumplir unas normas específicas, estos deberán cumplir la norma IEC 60044-1.

Los seccionadores se emplearán para realizar las maniobras de apertura y cierre de los circuitos eléctricos. Estos serán de columnas giratorias de apertura lateral y se ubicarán a continuación del embarrado y justo después de la colocación de los interruptores que protegen la rama. La cuchilla y los contactos de los seccionador están diseñadas para los valores nominales de tensión y corriente que impone la instalación.

Los interruptores se emplearán para la protección frente a sobreintensidades y cortocircuitos de los dispositivos conectados a cada derivación. Irán ubicados justo a continuación de los transformadores de intensidad. Uno de los requerimientos mínimos de los interruptores es que ha de tener su medio de extinción de arco de SF₆ debido a su gran efectividad. El poder de corte deberá estar por encima de la máxima corriente de cortocircuito. Deberán cumplirá la norma IEC 62271-100.

Se dispondrán de seis pararrayos para proteger los equipos principales y de mayor importancia de la instalación frente a sobretensiones que se pueden originar por una multitud de causas. Habrá tres por cada fase. Es requisito indispensable que sean de óxido de zinc ya que estos están diseñados para soportar una mayor cantidad de sobretensiones bien sean de frente rápido como los son los rayos. No será necesario la implementación en estos de anillos equipotenciales debido a que el nivel de tensión así lo justifica.



La subestación dispondrá de un transformador de potencia trifásico. Se ubicará a continuación del pararrayos y sus salidas en intemperie pasarán a una acometida subterránea. Es fundamental que esté construido y diseñado según la norma específica para transformadores entre 2500 kVA y 3500 kVA. Los ensayos a los que debe someterse son la comprobación de la capacidad del transformador para soportar el ciclo de carga estipulado, ensayos de impulso tipo rayo, prueba de nivel de ruido, ensayo de cortocircuito, etc.

El transformador de servicios auxiliares irá destinado a alimentar el alumbrado, fuerza, baterías y otros usos distintos. Será trifásico e irá ubicado entre el pararrayos y el paso a acometida subterránea que conectará el citado transformador con el cuadro general de BT.



Capítulo 5. Presupuesto

A continuación se presenta el presupuesto para la instalación eléctrica del parque eólico del presente proyecto incluyendo los gastos indirectos como la obra civil y la coordinación de seguridad y salud. Los datos de los precios e importes de todos los elementos han sido obtenidos de catálogos de los respectivos fabricantes y de aplicaciones electrónicas especializadas en exponer y estimar los precios actualizados de los elementos según el fin para el que se empleen incluyendo costes indirectos, medios auxiliares y mano de obra. Por ello, el coste de la instalación eléctrica es una estimación del coste real ajustada lo máximo posible a la realidad.

Se trata de un presupuesto flexible que se adaptará a las circunstancias cambiantes del entorno y del transcurso de la obra, ya que especificar el coste de cada y una de las tareas de todo el proyecto es sumamente complicado y suelen haber una gran cantidad de imprevistos en obras como las de este calibre.

El presupuesto de la instalación eléctrica del parque eólico se ha dividido en cinco apartados de modo que la presentación y la localización del coste de determinados elementos sea más sencilla. Estos apartados son:

- Obra civil necesaria para la instalación eléctrica
- Instalación eléctrica
- Seguridad y salud en el trabajo
- Recepción técnica

A continuación se presentan los apartados que comprenden este documento de una forma más detallada.



1. Obra civil necesaria para la instalación eléctrica

1.1. Zanjas para las líneas subterráneas de MT

Cantidad	Uds.	Descripción	Precio	Importe
3.250	m ³	Movimiento de tierras y excavación de zanja.	10,52	34.190,00
475	m ³	Material para suelo estabilizado con cemento	14,83	7.044,25
630	m ³	Arena de río de 0 a 5 mm para el relleno de la parte baja de la zanja en la que se sitúan los tubos	12,10	7.623,00
3.460	m	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada) para la canalización enterrada (Ø 160 mm).	6,74	23.320,40
4	ud.	Arquetas de hormigón instaladas con marco y tapa de fundición. Tipo A1. Peso 250 kg	125,91	503,64
10	ud.	Sellado de canalización eléctrica en zapatas	195,56	1.955,60
3.500	m	Placa de protección de polietileno, de 250 mm de anchura, con la inscripción "¡ATENCIÓN! CABLES ELÉCTRICOS" y triángulo de riesgo eléctrico.	2,93	10.255,00
3.500	m	Cinta de señalización de polietileno, de 150 mm de anchura, con la inscripción: "¡ATENCIÓN! DEBAJO HAY CABLES ELÉCTRICOS" y triángulo de riesgo	0,25	875,00
1	ud.	Medios auxiliares y costes indirectos	4.288,34	4.288,34

Presupuesto parcial 1.1.:

90.055,23 €



1.2. Subestación

Cantidad	Uds.	Descripción	Precio	Importe
1.500	m ³	Desbroce, movimiento de tierras y excavación para la ubicación de la malla de puesta a tierra	10,52	15.780,00
576		Arena de río de 0 a 5 mm para el relleno hasta una altura de 45 cm	12,10	6.969,60
576	m ³	Gravilla para el relleno hasta una altura de 45 cm por encima de la arena	4,52	2.603,52
46	m ³	Excavación y movimiento de tierras para las acometidas subterráneas entubadas	10,52	483,92
23	m ³	Arena de río de 0 a 5 mm para el relleno de la parte baja de la zanja	12,10	278,30
1	ud.	Cimentaciones para la aparamenta, transformadores y pórticos y vallado perimetral que rodea la subestación	4.310,02	4.310,02
1	ud.	Estructuras metálicas para la aparamenta y los pórticos del parque de la subestación a la intemperie	8.683,89	8.683,89
144	m	Vallado que rodea la superficie de la subestación: Malla de simple torsión, de 8 mm de paso de malla y 1,1 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes	16,31	2.348,64
1	ud.	Instalación de puertas y su cerrajería en el vallado perimetral	2.342,34	2342,34
1	ud.	Depósito para la recogida de aceite del transformador de potencia e instalación	453,26	453,26
1	ud.	Depósito para la recogida de aceite del transformador de servicios auxiliares e instalación	228,41	228,41



1	ud.	Edificio prefabricado de hormigón	75.485,43	75.485,43
1	ud.	Red de saneamiento y drenajes. Zona de recogida y salida de aguas	9.582,34	9.582,34
1	ud.	Abastecimiento de aguas	815,89	815,89
1	ud.	Medios auxiliares y costes indirectos	6.518,28	6.518,28

Presupuesto parcial 1.2.: **136.883,84 €**

2. Instalación eléctrica

2.1. Línea subterránea de media tensión

Cantidad	Uds.	Descripción	Precio	Importe
11.000	m	Cable AL HEPRZ1 12/20 kV 500 mm ² con pantalla protectora de 16 mm ² suministrado en bobinas de 1000 m. Conductor de aluminio y pantalla de hilos de cobre	20,32	223.520,00
9	ud.	Empalmes para los cables subterráneos AL HEPRZ1 12/20 kV 500 mm ² con un diámetro principal de 23 mm a 39 mm	31,2	280,80
10	ud.	Cinta de dimensiones 19 mm x 20 m x 0,15 mm, de PVC aislante color rojo, para los empalme. En embalaje de 10 unidades.	1,10	11,00
2.200	m	Cable de cobre desnudo de 70 mm ² para la conexión de las mallas de tierras	6,14	13.508,00
1	ud.	Medios auxiliares y costes indirectos	11.865,99	11.865,99

Presupuesto parcial 2.1.: **249.185,79 €**



2.2. Centros de transformación

Cantidad	Uds.	Descripción	Precio	Importe
8	ud.	Celda de entrada de línea, de 24 kV de tensión asignada y 400 A de intensidad nominal, con aislamiento integral de SF ₆ , formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre, interruptor-seccionador de 3 posiciones e indicador de presencia de tensión	2.581,52	20.652,16
8	ud.	Celda de salida de línea, de 24 kV de tensión asignada y 400 A de intensidad nominal, con aislamiento integral de SF ₆ formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre, seccionador de puesta a tierra e indicador de presencia de tensión	1.509,66	12.077,28
10	ud.	Celda de protección del transformador, de 24 kV de tensión asignada y 400 A de intensidad nominal, con aislamiento integral de SF ₆ formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre, interruptor automático, relé, seccionador de 3 posiciones, seccionador de puesta a tierra e indicador de presencia de tensión	5.862,32	58.623,20
10	ud.	Banqueta aislante para maniobrar apartamenta	84,56	845,60
10	ud.	Par de guantes de maniobra	25,00	250,00
20	ud.	Placa reglamentaria "Peligro de muerte"	10,00	200,00
1	ud.	Medios auxiliares y costes indirectos	4.632,41	4.632,41

Presupuesto parcial 2.2.: 97.280,65 €



2.3. Subestación

Cantidad	Uds.	Descripción	Precio	Importe
3	ud.	Transformador de intensidad para 66 kV con relación de transformación 400/5-5-5-5 A. Potencia de precisión para medida 2x(15 VA cl. 0,5) y para protección 2x(50 VA 5P20)	2.413,14	7.239,42
3	ud.	Transformador de tensión para 66 kV con relación de transformación 66: $\sqrt{3}$ /0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$. Potencia de precisión para medida 2x(25 VA cl. 0,2) y para protección 1x(50 VA 3P)	2.660,37	7.981,11
1	ud.	Seccionador tripolar de columnas giratorias de intemperie de 72,5 kV de tensión asignada y 1250 A de intensidad nominal, con chuchillas de puesta a tierra	2.927,35	2.927,35
1	ud.	Interruptor automático tripolar de intemperie de 72,5 kV de tensión asignada, 2500 A de intensidad nominal y p.d.c. 31,5 kA	12.036,97	12.036,97
3	ud.	Autoválvulas para la protección del transformador de potencia con una tensión nominal de 60 kV e intensidad nominal de descarga a tierra de 10 kA	466,35	1.399,05
3	ud.	Autoválvulas para la protección del transformador de potencia con una tensión nominal de 21 kV e intensidad nominal de descarga a tierra de 10 kA	241,32	723,96
1	ud.	Transformador de potencia trifásico en baño de aceite, con refrigeración forzada de 40 MVA con relación de transformación 66/20 kV, de 50 Hz y grupo de conexión YNd11	204.370,4	204.370,40
1	ud.	Transformador de potencia en baño de aceite y refrigeración natural de 400 kVA con relación de transformación 20/0,4-0,23 kV, de 50 Hz y grupo de conexión Dyn11	9.063,80	9.063,80



2	ud.	Celda de entrada de línea, de 24 kV de tensión asignada y 1250 A en embarrado con aislamiento integral de SF ₆ , formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre, seccionador de 3 posiciones, interruptor automático, relés e indicador de presencia de tensión	7.034,78	14.069,56
1	ud.	Celda de salida de línea, de 24 kV de tensión asignada y 1250 A en embarrado, con aislamiento integral de SF ₆ , formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre, seccionador de 3 posiciones, interruptor automático, relés e indicador de presencia de tensión	7.266,40	7.266,40
1	ud.	Celda de servicios auxiliares, de 24 kV y 1250 A en embarrado, con aislamiento integral de SF ₆ , formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre, interruptor-seccionador combinado con fusibles e indicador de presencia de tensión	3.063,99	3.063,99
1	ud.	Celda de medida, de 24 kV de tensión asignada, formada por cuerpo metálico, embarrado de cobre y transformadores de medida	1.914,72	1.914,72
1	ud.	Medios auxiliares (protecciones, mando, control y comunicaciones) y costes indirectos	24.574,21	24.574,21

Presupuesto parcial 2.3.: 245.742,06 €

2.4. Malla de puesta a tierra

Cantidad	Uds.	Descripción	Precio	Importe
10	ud.	Sistema de puesta a tierra de aerogenerador formado por 8 electrodos de puesta a tierra de cobre, dos anillos y una jaula de refuerzo de cobre, conectores de varilla de refuerzo, cables de unión equipotencial	5.670,00	56.700,00



730	m	Cable de cobre desnudo de 50 mm ² para malla de puesta a tierra de la subestación	4,81	3.511,30
8	ud.	Electrodos para la malla de puesta a tierra de la subestación, de 14 mm de diámetro y 2 m de longitud	18	144,00
1	ud.	Soldadura aluminotérmica	1872,3	1872,3
1	ud.	Medios auxiliares y costes indirectos	3.111,38	3.111,38

Presupuesto parcial 2.4.: 65.338,98 €

3. Seguridad y salud en el trabajo

Cantidad	Uds.	Descripción	Precio	Importe
1	ud.	Protecciones individuales como cascos, botas, tapones anti ruido, gafas contra impactos, mascarilla autofiltrante	1.100,84	1.100,84
1	ud.	Protecciones colectivas como valla de contención peatones, pasarela para zanjas	1.795,84	1.795,84
1	ud.	Señalización: cartel indicativo de riesgos, cartel general de obra, señal circular prohibición, señal triangular con soporte, cinta de balizamiento	2.380,54	2.380,54
1	ud.	Instalación provisional de seguridad y salud (Caseta prefabricada, percha para aseo y vestuarios, espejo, jabonera, taquilla metálica, depósito de basura, etc.)	5.415,81	5.415,81
1	ud.	Medicina preventiva y primeros auxilios, necesarios para el cumplimiento de la normativa	103,00	103,00
1	ud.	Formación en seguridad e higiene	1.000,20	1.000,20

Presupuesto parcial 4.: 11.796,23 €



4. Recepción técnica

Cantidad	Uds.	Descripción	Precio	Importe
1	ud.	Prueba funcionales y pruebas de recepción de la instalación eléctrica	1.445,00	1.445,00
1	ud.	Ajustes y pruebas en equipos de protección y telecontrol	2.450,00	2.450,00

Presupuesto parcial 4.: 3.895,00 €

5. Presupuesto total

1. Obra civil necesaria para la instalación eléctrica	226.939,07 €
2. Instalación eléctrica	657.547,48 €
3. Seguridad y salud en el trabajo	11.796,23 €
4. Recepción técnica	3.895,00 €
Gastos generales (13 %)	117.023,11 €
Beneficio industrial (6 %)	54.010,67 €
Subtotal	1.071.211,56 €
I.V.A. (21 %)	224.954,43 €
TOTAL	1.296.165,99 €

El presupuesto total de este proyecto asciende a la cantidad de: **UN MILLÓN DOSCIENTOS NOVENTA Y SEIS MIL CIENTO SESENTA Y CINCO CON NOVENTA Y NUEVE EUROS.**





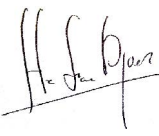
Capítulo 6. Planos

A continuación se presentan los diferentes planos que reflejarán tanto esquemas unifilares, emplazamientos de los aerogeneradores como obra civil necesaria para la realización de la instalación eléctrica del parque eólico, entre otras cosas. Los planos que se adjuntan son los siguientes:

1. Situación geográfica de la parcela del parque eólico.
2. Emplazamiento de la parcela.
3. Distribución en planta de los aerogeneradores y trazado de las líneas de media tensión.
4. Vista general del esquema unifilar de la instalación eléctrica.
5. Esquema unifilar del parque de 66 kV a la intemperie de la subestación.
6. Esquema unifilar de las diferentes celdas de la subestación.
7. Esquema unifilar de los centros de transformación de los aerogeneradores.
8. Obra civil y disposición de las celdas de la subestación.
9. Configuración y dimensiones de las zanjas para uno y dos circuitos eléctricos.
10. Disposición de las celdas de protección del transformador y de remonte.
11. Disposición de las celdas de entrada de línea, protección de transformador y remonte.
12. Disposición de la aparamenta eléctrica del parque a la intemperie de la subestación
13. Malla de puesta a tierra de la subestación.
14. Malla de puesta a tierra de aerogeneradores.





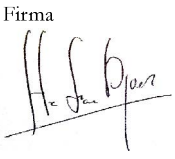
Aquí se encuentra la parcela del parque eólico

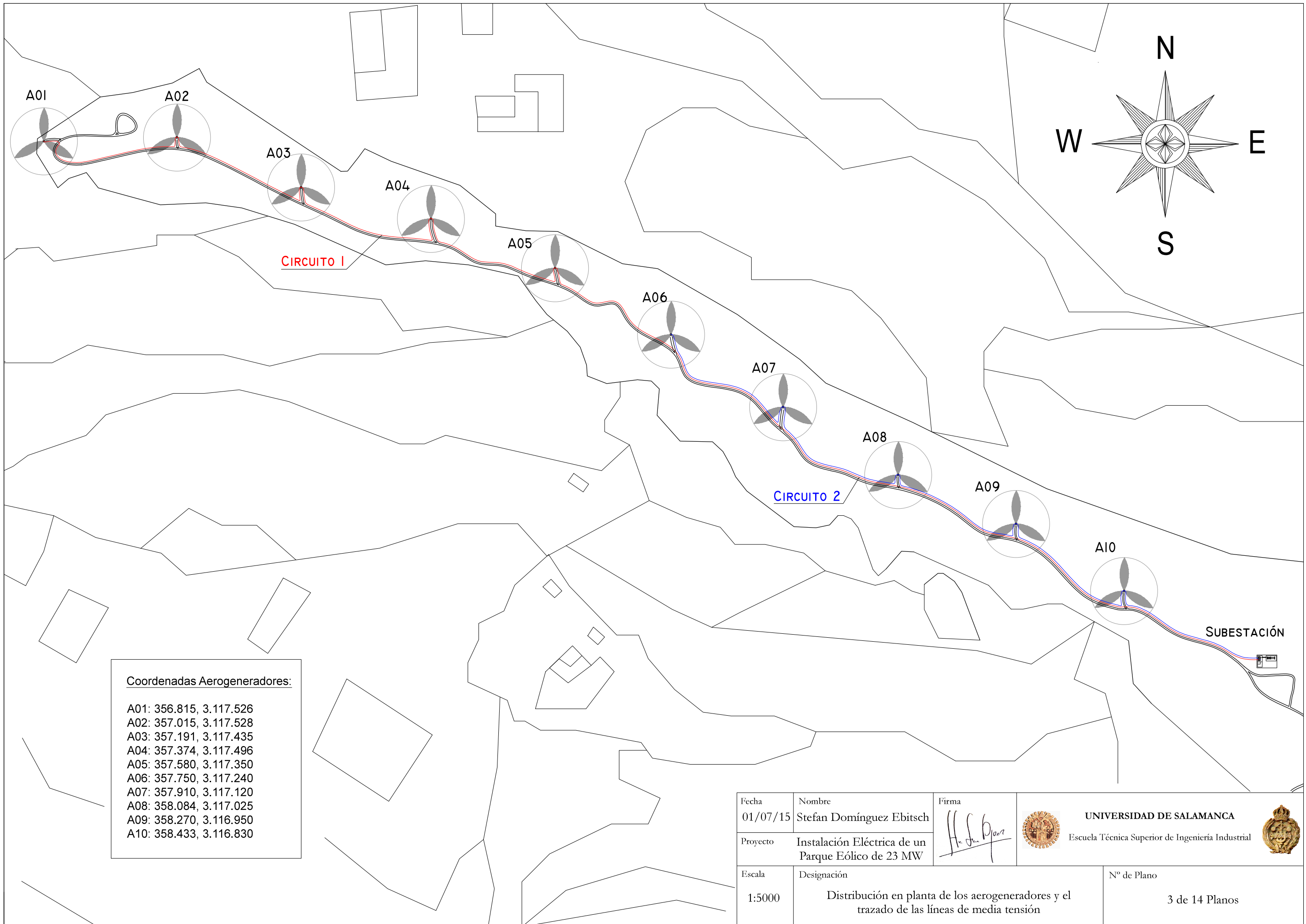
Fecha	Nombre	Firma	 UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar	
01/07/15	Stefan Domínguez Ebitsch			
Proyecto	Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW			
Escala	Designación	Nº de Plano		
1:20000	Situación geográfica de la parcela del parque eólico			1



Información catastral:



Parcela: 11
 Polígono: 5
 Superficie: 39,60 ha
 Municipio: Arico
 Provincia: Santa Cruz de Tenerife

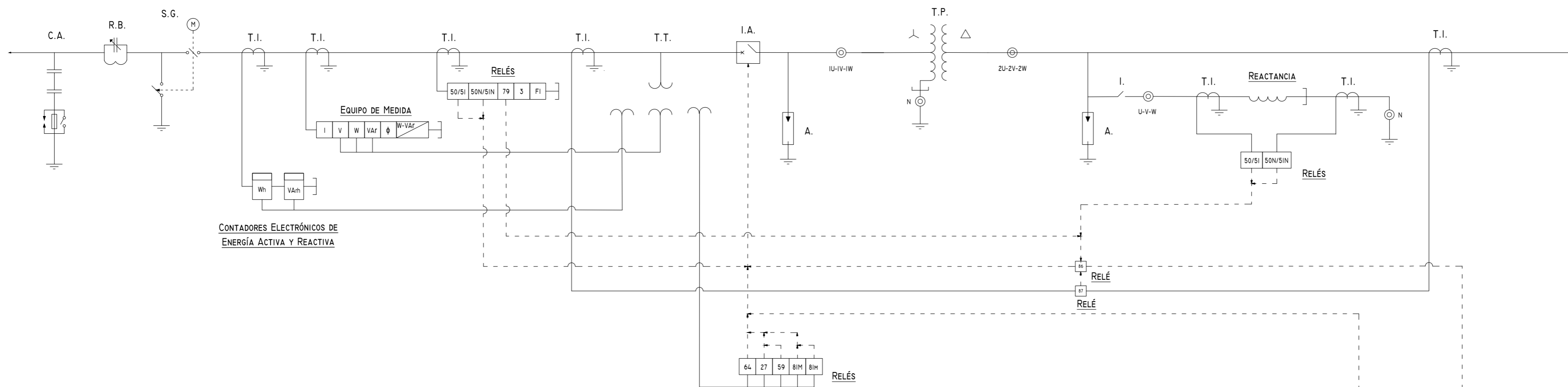
Fecha	Nombre	Firma	 UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial 
01/07/15	Stefan Domínguez Ebitsch		
Proyecto	Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW		
Escala	Designación		Nº de Plano
1:10000	Emplazamiento de la parcela		2



Coordenadas Aerogeneradores:

A01:	356.815, 3.117.526
A02:	357.015, 3.117.528
A03:	357.191, 3.117.435
A04:	357.374, 3.117.496
A05:	357.580, 3.117.350
A06:	357.750, 3.117.240
A07:	357.910, 3.117.120
A08:	358.084, 3.117.025
A09:	358.270, 3.116.950
A10:	358.433, 3.116.830

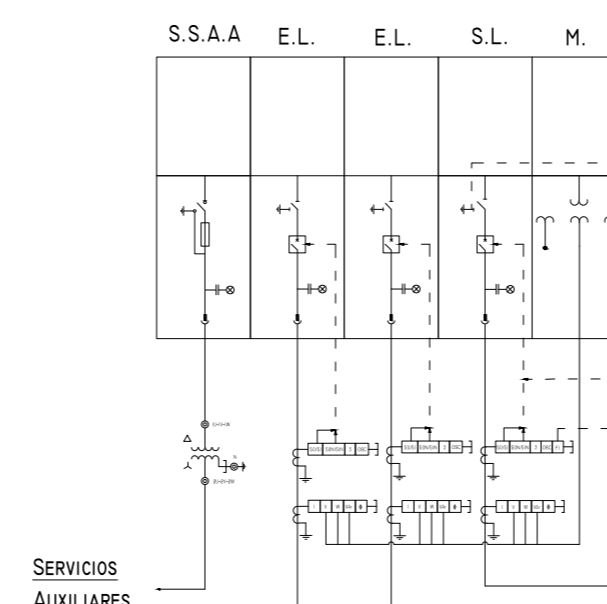
Fecha	Nombre	Firma	 UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial	
01/07/15	Stefan Domínguez Ebitsch	<i>H. S. Ebitsch</i>		
Proyecto	Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW			
Escala	Designación		Nº de Plano	
1:5000	Distribución en planta de los aerogeneradores y el trazado de las líneas de media tensión		3 de 14 Planos	



Parque a la intemperie de 66 kV

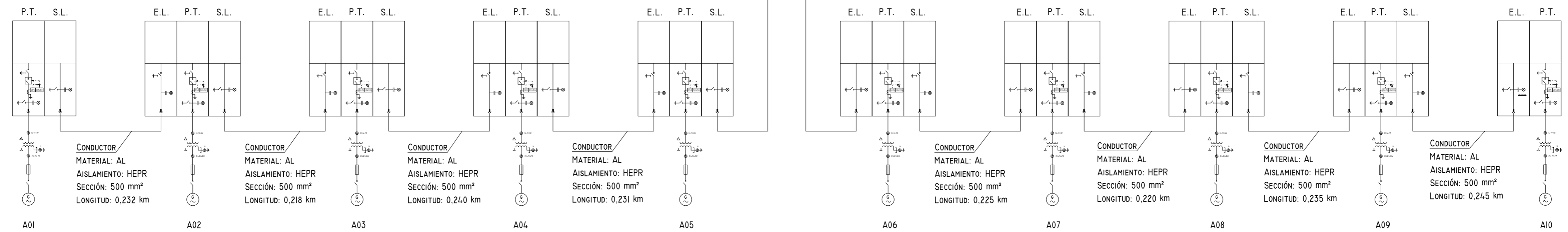
Celdas del centro de control y mando

Centros de transformación



CONDUCTOR
MATERIAL: AL
AISLAMIENTO: HEPR
SECCIÓN: 500 mm²
LONGITUD: 1,250 km

CONDUCTOR
MATERIAL: AL
AISLAMIENTO: HEPR
SECCIÓN: 500 mm²
LONGITUD: 0,234 km



CONDUCTOR
MATERIAL: AL
AISLAMIENTO: HEPR
SECCIÓN: 500 mm²
LONGITUD: 0,232 km

CONDUCTOR
MATERIAL: AL
AISLAMIENTO: HEPR
SECCIÓN: 500 mm²
LONGITUD: 0,218 km

CONDUCTOR
MATERIAL: AL
AISLAMIENTO: HEPR
SECCIÓN: 500 mm²
LONGITUD: 0,240 km

CONDUCTOR
MATERIAL: AL
AISLAMIENTO: HEPR
SECCIÓN: 500 mm²
LONGITUD: 0,231 km

CONDUCTOR
MATERIAL: AL
AISLAMIENTO: HEPR
SECCIÓN: 500 mm²
LONGITUD: 0,225 km

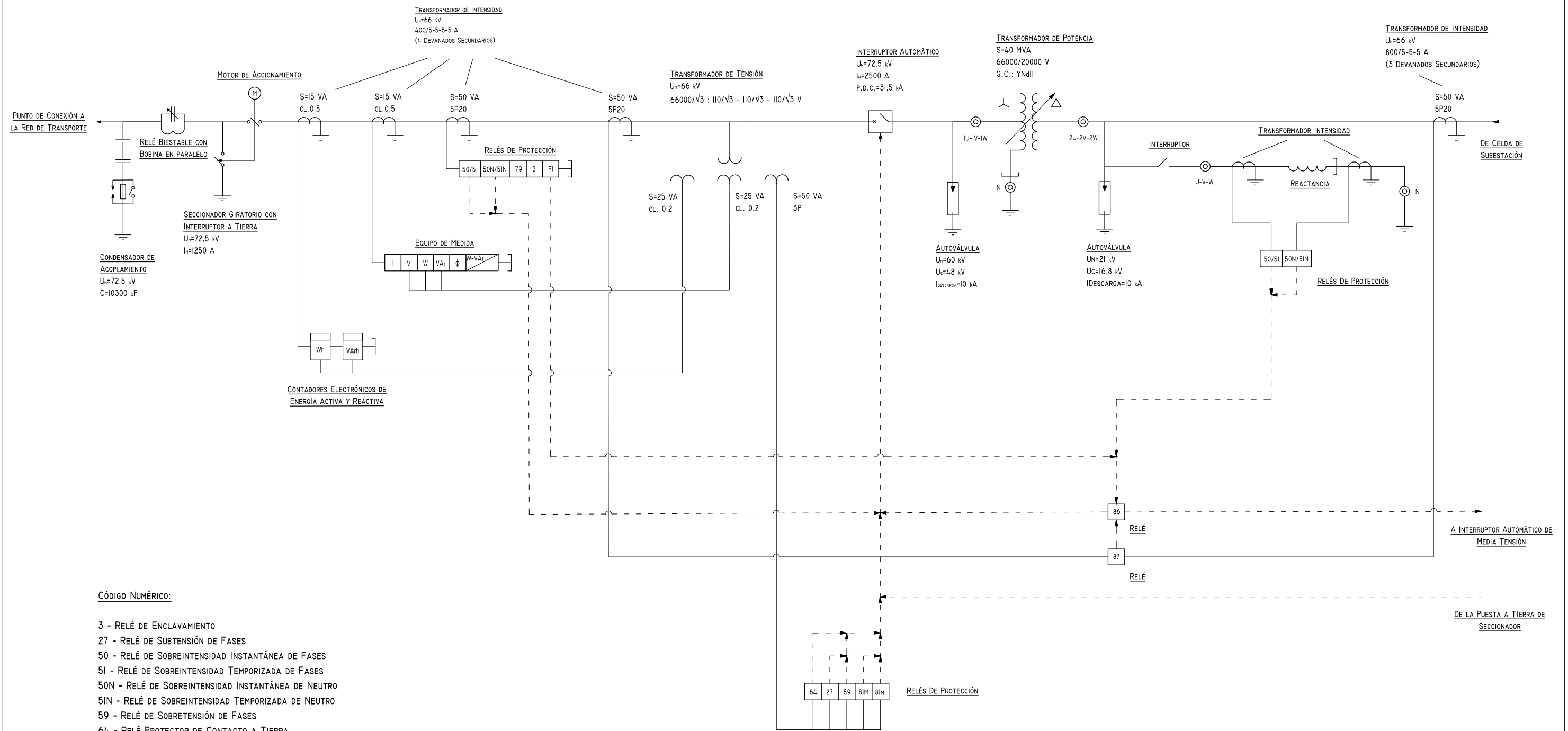
CONDUCTOR
MATERIAL: AL
AISLAMIENTO: HEPR
SECCIÓN: 500 mm²
LONGITUD: 0,220 km

CONDUCTOR
MATERIAL: AL
AISLAMIENTO: HEPR
SECCIÓN: 500 mm²
LONGITUD: 0,235 km

CONDUCTOR
MATERIAL: AL
AISLAMIENTO: HEPR
SECCIÓN: 500 mm²
LONGITUD: 0,245 km



CONDUCTOR
MATERIAL: AL
AISLAMIENTO: HEPR
SECCIÓN: 500 mm²
LONGITUD: 0,245 km

Fecha 01/07/15	Nombre Stefán Domínguez Ebitsch	Firma 	 UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar
Proyecto Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW			
Escala -	Designación Vista general del esquema unifilar del sistema eléctrico del parque eólico	Nº de Plano 4 de 14 Planos	

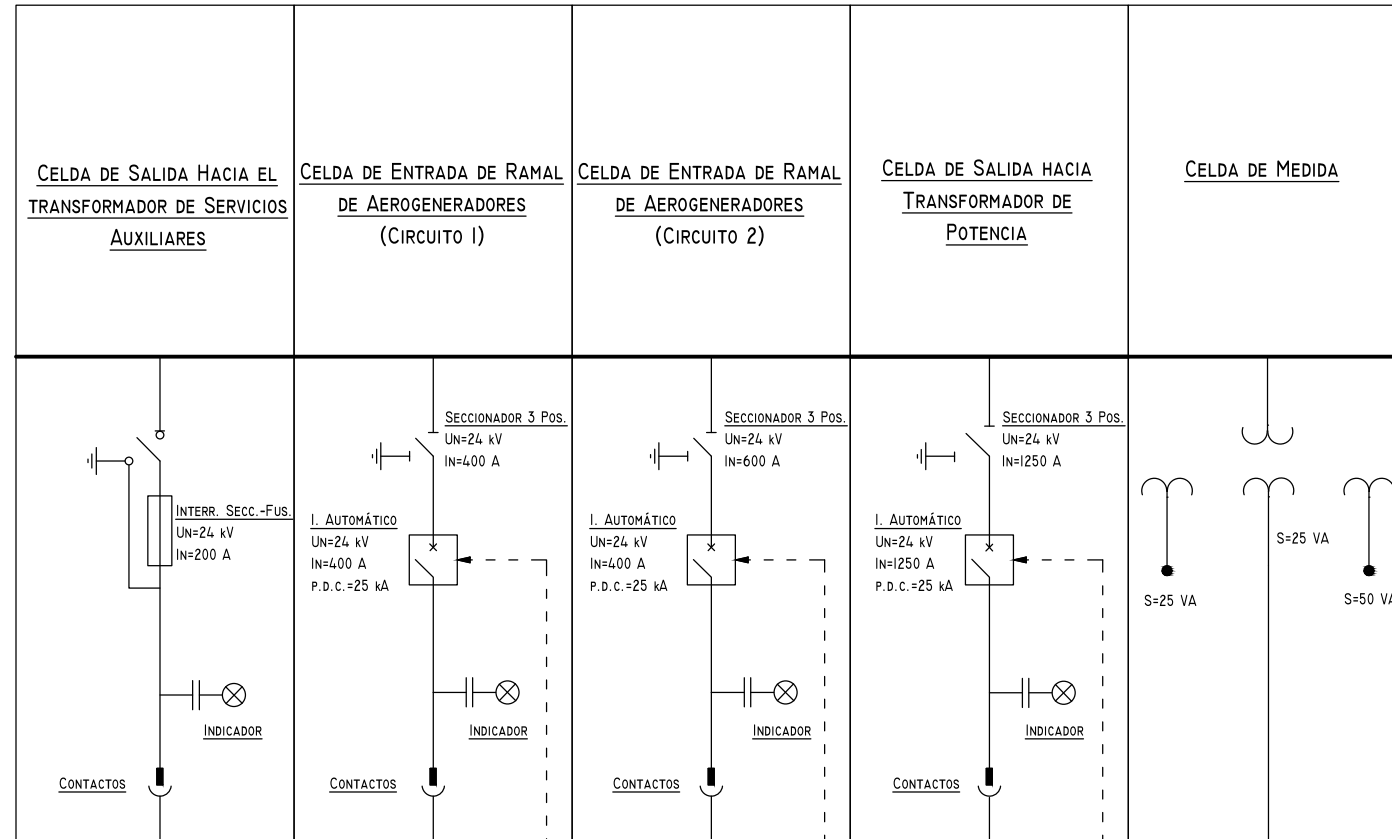


- CÓDIGO NUMÉRICO:**
- 3 - RELÉ DE ENCLAVAMIENTO
 - 27 - RELÉ DE SUBTENSIÓN DE FASES
 - 50 - RELÉ DE SOBREENSIDAD INSTANTÁNEA DE FASES
 - 51 - RELÉ DE SOBREENSIDAD TEMPORIZADA DE FASES
 - 50N - RELÉ DE SOBREENSIDAD INSTANTÁNEA DE NEUTRO
 - 51N - RELÉ DE SOBREENSIDAD TEMPORIZADA DE NEUTRO
 - 59 - RELÉ DE SOBREENSIDAD DE FASES
 - 64 - RELÉ PROTECTOR DE CONTACTO A TIERRA
 - 79 - REENGANCHADOR TRIFÁSICO
 - 81M - RELÉ DE SOBREFRECUENCIA
 - 81m - RELÉ DE SUBFRECUENCIA
 - 86 - RELÉ DE ENCLAVAMIENTO (FUERA DE SERVICIO)
 - 87 - RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL

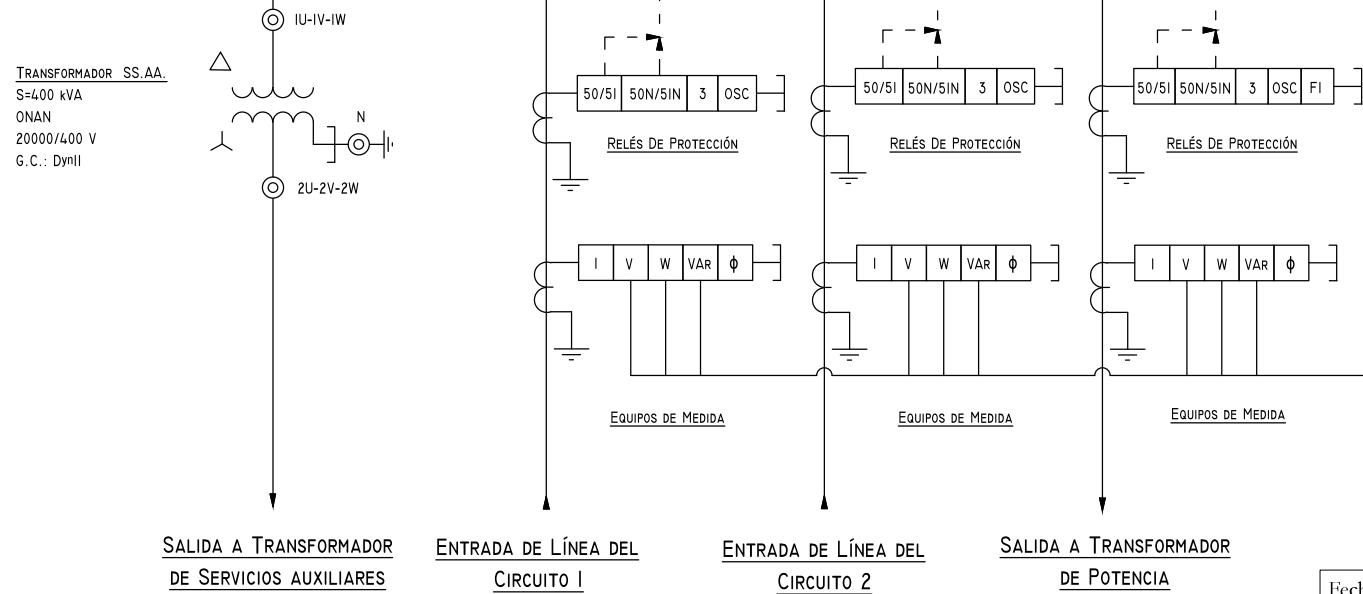
- ANOTACIONES:**
- INTERR. SECC.: INTERRUPTOR-SECCIONADOR
 - I.A.: INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
 - SECC. P. TIERRA.: SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA
 - Osc.: REGISTRO OSCILOGRÁFICO
 - F.I.: FALLO INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

Fecha	Nombre	Firma	 UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar	
01/07/15	Stefan Domínguez Ebitsch	<i>H. J. Ebitsch</i>		
Proyecto	Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW			
Escala	Designación		Nº de Plano	
-	Esquema unifilar del parque a la intemperie de 66 kV de la subestación		5	

CELDAS DE LA SUBESTACIÓN



TRANSFORMADOR DE TENSIÓN
 UN=20 kV
 U₁=20000/√3 V
 U₂=110/√3 - 110/√3 - 110/√3 V
 S=100 VA



CÓDIGO NUMÉRICO:

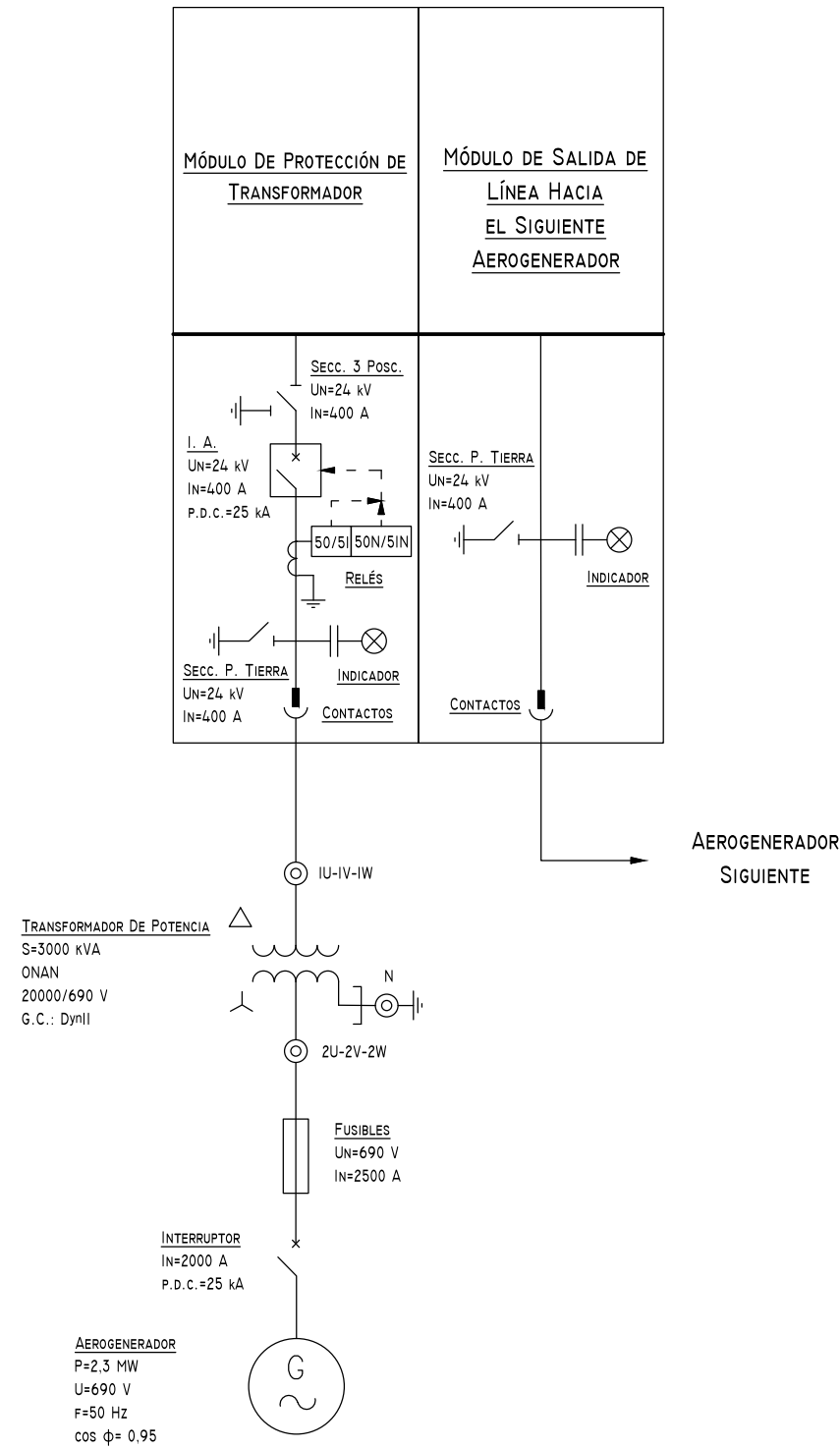
- 50 - RELÉ DE SOBREENSIDAD INSTANTÁNEA DE FASES
- 51 - RELÉ DE SOBREENSIDAD TEMPORIZADA DE FASES
- 50N - RELÉ DE SOBREENSIDAD INSTANTÁNEA DE NEUTRO
- 51N - RELÉ DE SOBREENSIDAD TEMPORIZADA DE NEUTRO
- 3 - RELÉ DE ENCLAVAMIENTO

ANOTACIONES:

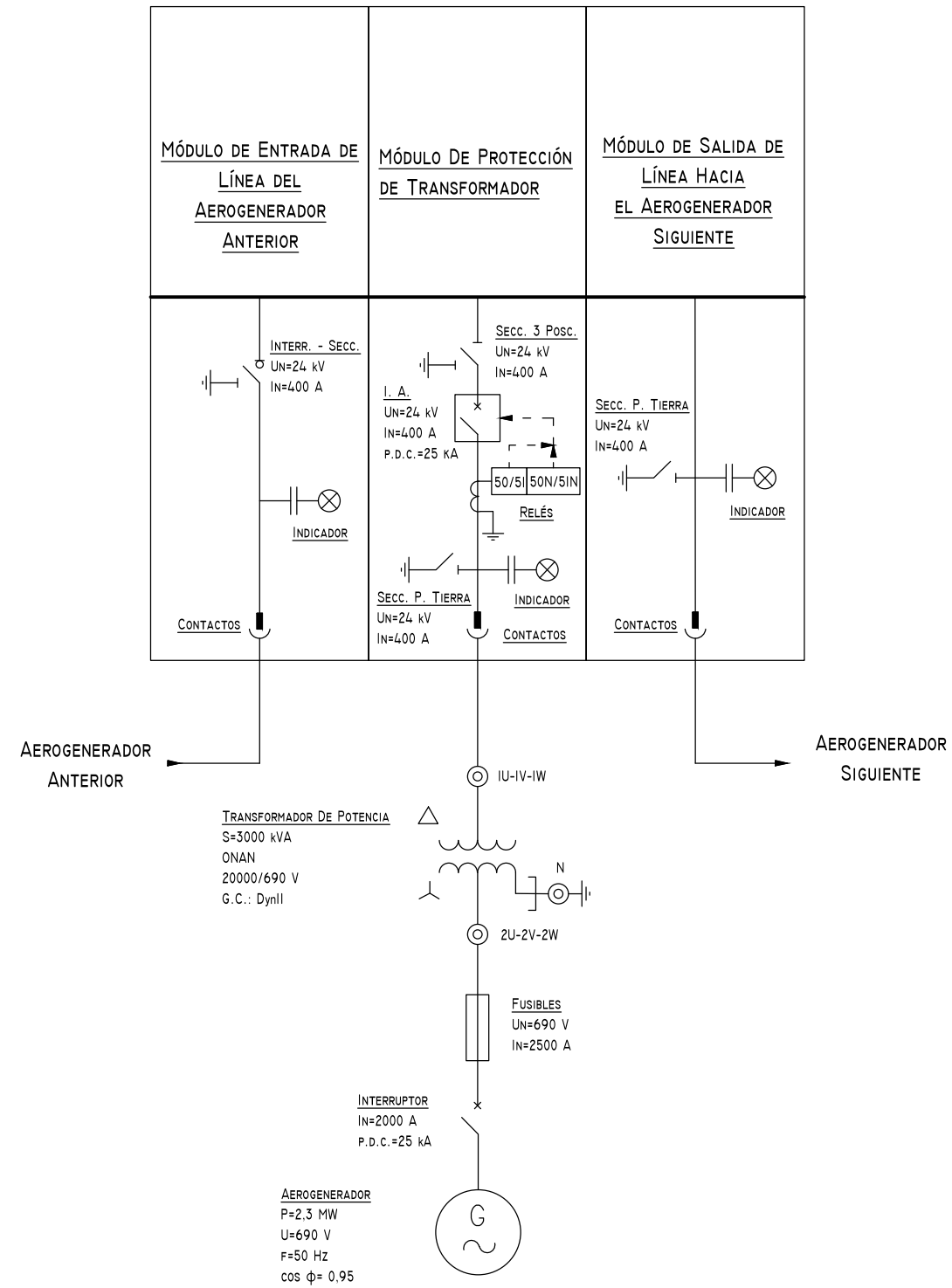
- INTERR. SECC.: INTERRUPTOR-SECCIONADOR
- I.A.: INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
- SECC. P. TIERRA.: SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA
- Osc.: REGISTRO OSCILOGRÁFICO
- F.I.: FALLO INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
- INTERR. SECC.-FUS.: INTERRUPTOR SECCIONADOR CON FUSIBLES

Fecha	Nombre	Firma	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar
01/07/15	Stefan Domínguez Ebitsch		
Proyecto	Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW		Nº de Plano 6
Escala	Designación		
-	Esquema unifilar de las diferentes celdas de la subestación		

CELDAS DE AEROGENERADORES EN ÚLTIMA POSICIÓN



CELDAS DE AEROGENERADORES EN POSICIONES INTERMEDIAS



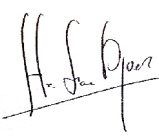


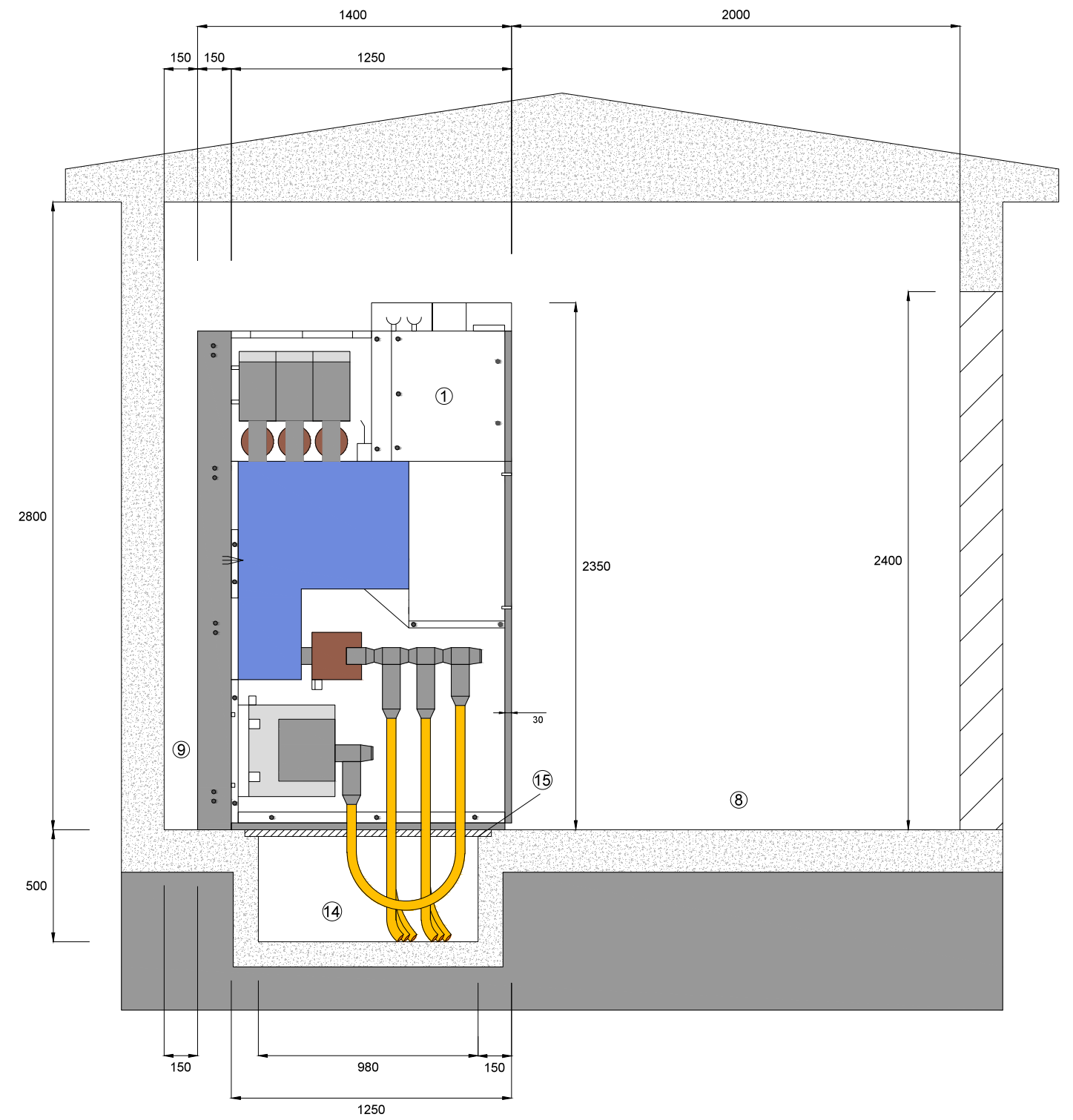
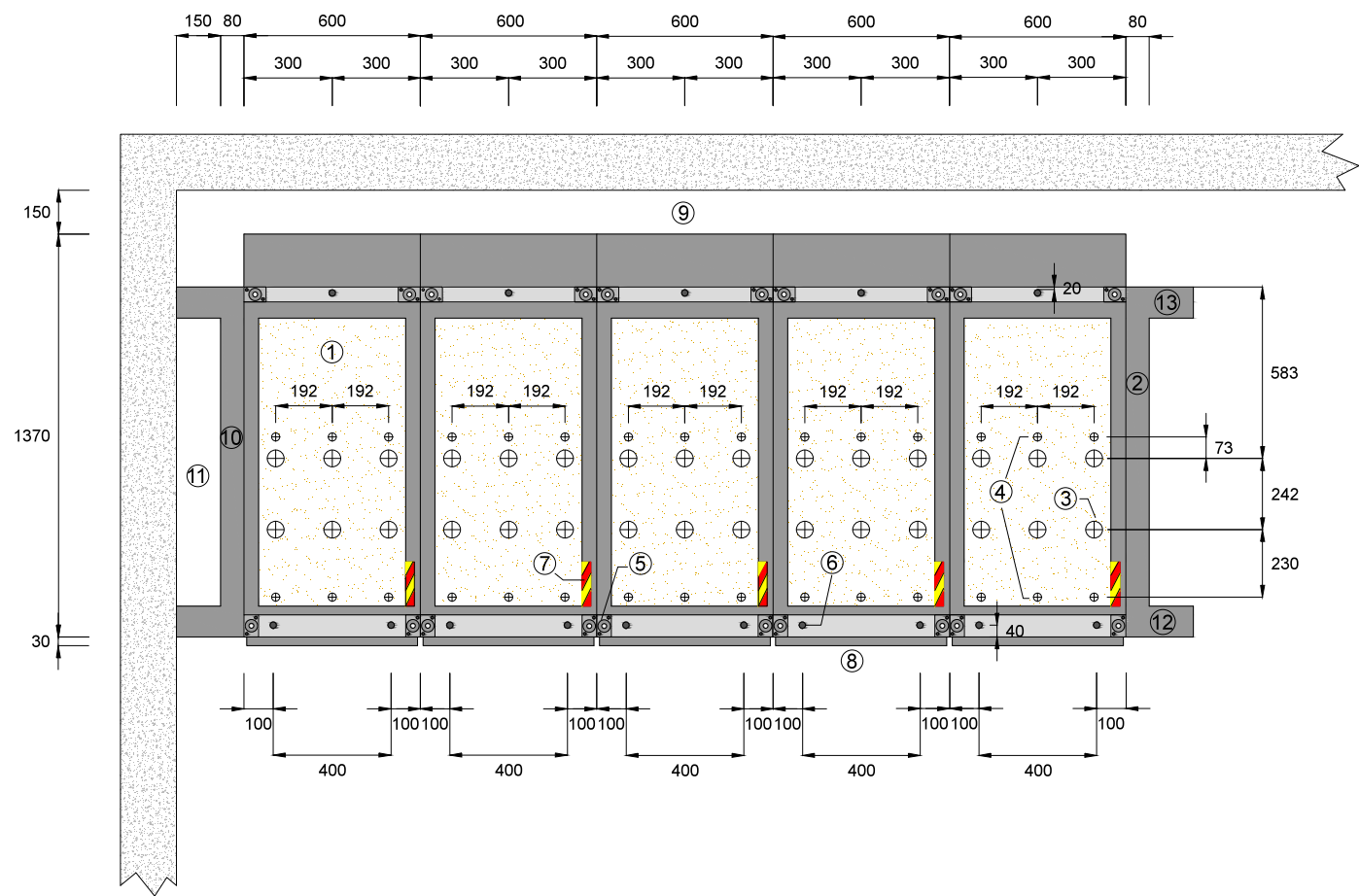
CÓDIGO NUMÉRICO:

- 50 - RELÉ DE SOBREENSIDAD INSTANTÁNEA DE FASES
- 5I - RELÉ DE SOBREENSIDAD TEMPORIZADA DE FASES
- 50N - RELÉ DE SOBREENSIDAD INSTANTÁNEA DE NEUTRO
- 5IN - RELÉ DE SOBREENSIDAD TEMPORIZADA DE NEUTRO

ANOTACIONES:

- INTERR. SECC.: INTERRUPTOR-SECCIONADOR
- I.A.: INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
- SECC. P. TIERRA.: SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA

Fecha	Nombre	Firma	 UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar 
01/07/15	Stefan Domínguez Ebitsch		
Proyecto	Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW		Nº de Plano
Escala	Designación		
-	Esquema unifilar de los centros de transformación de los aerogeneradores		7

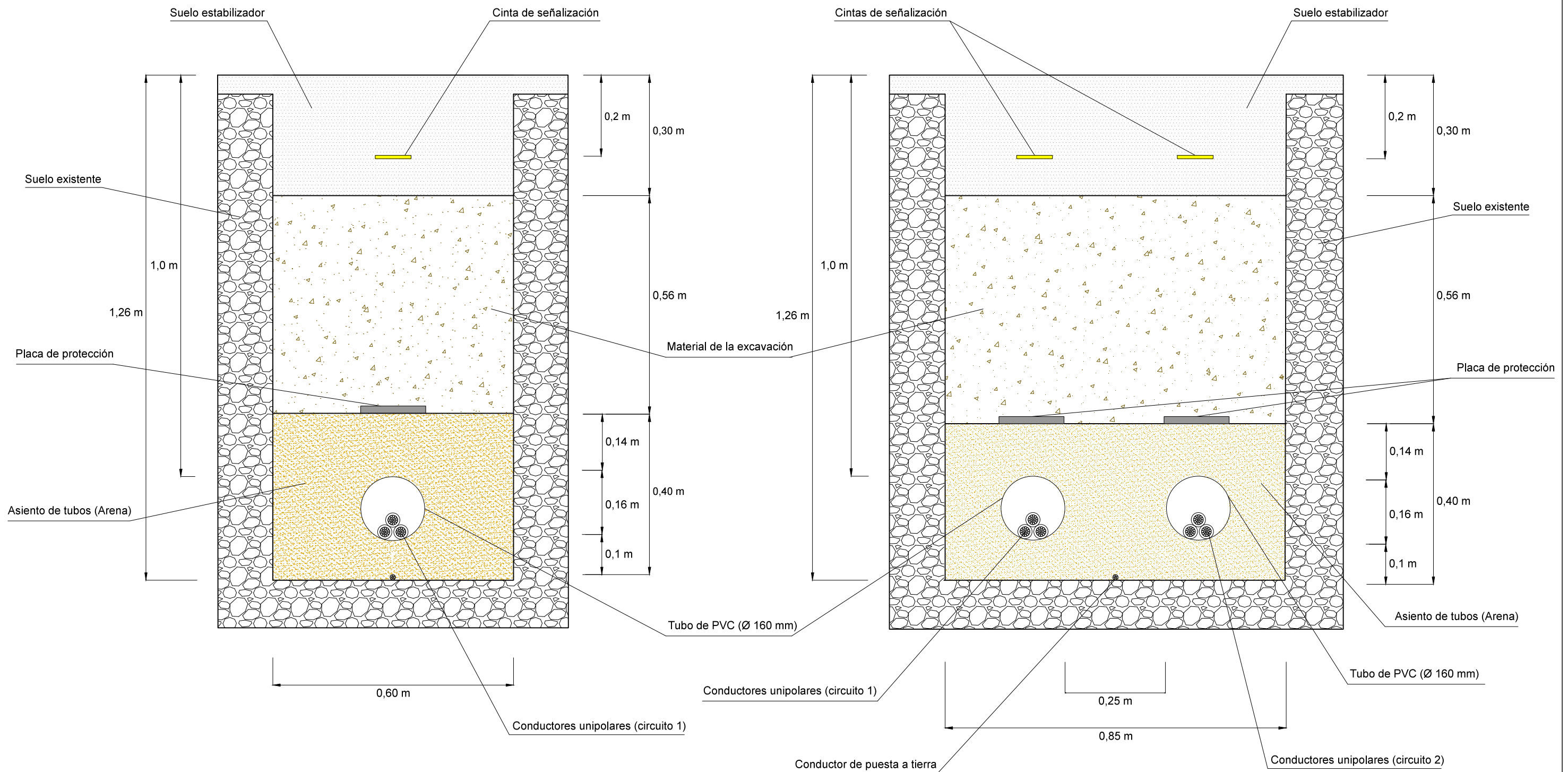


- | | |
|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| ① Celda | ⑨ Zona de alivio en caso de sobrepresión de SF ₆ |
| ② Panel de cierre lateral derecho | ⑩ Panel de cierre lateral izquierdo |
| ③ Posición de los cables de potencia | ⑪ Distancia lateral a la pared |
| ④ Posición de los cables de TT | ⑫ Bastidor de sujeción y anclaje anterior |
| ⑤ Puntos de nivelación de celda (4 por celda) | ⑬ Bastidor de sujeción y anclaje posterior |
| ⑥ Puntos de anclaje | ⑭ Zona de salida de los cables de media tensión |
| ⑦ Canaleta para cables de control | ⑮ Terrazo |
| ⑧ Pasillo anterior mínimo de maniobra (2000 mm) | |

Fecha 01/07/15	Nombre Stefan Domínguez Ebitsch	Firma 	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar
Proyecto Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW			
Escala 1:25	Designación Obra civil para las celdas de la subestación	Nº de Plano 8	

Zanja para un circuito eléctrico



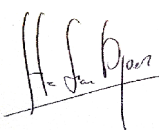
Zanja para dos circuitos eléctricos



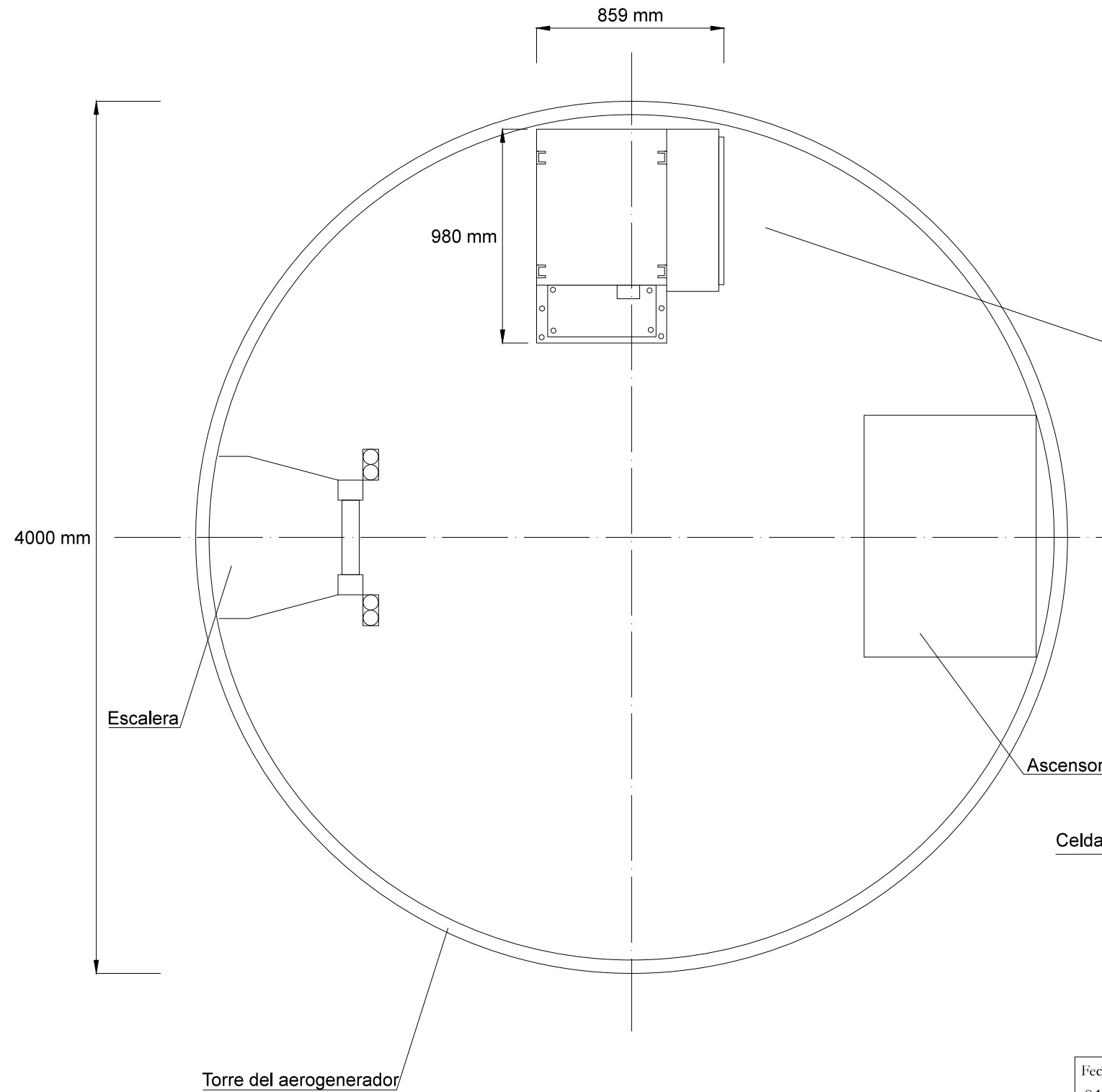
Nota:

Zanja para un circuito eléctrico: Desde el aerogenerador 01 hasta el 06

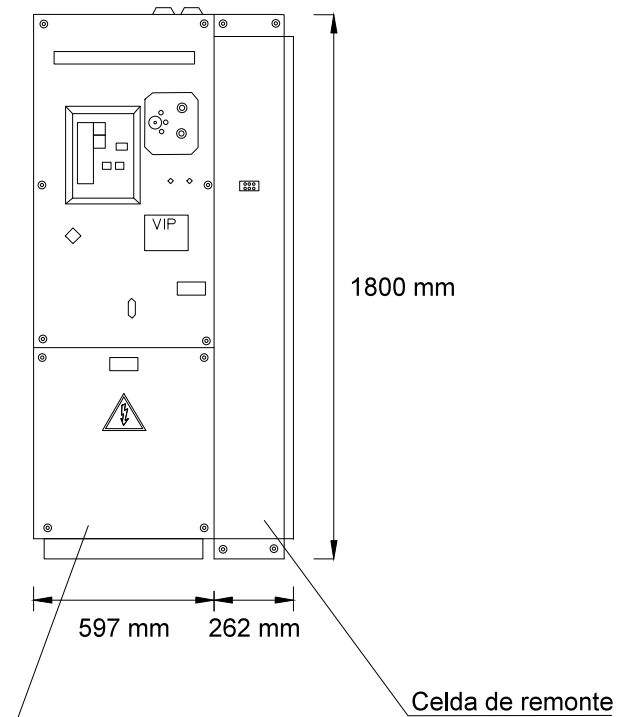
Zanja para dos circuitos eléctricos: Desde el aerogenerador 06 hasta la subestación

Fecha	Nombre	Firma	 UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar 
01/07/15	Stefan Domínguez Ebitsch		
Proyecto	Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW		Nº de Plano
Escala	Designación		9
1:100	Configuración y dimensiones de las zanjas para uno y dos circuitos eléctricos		

Vista en planta de la base de la torre

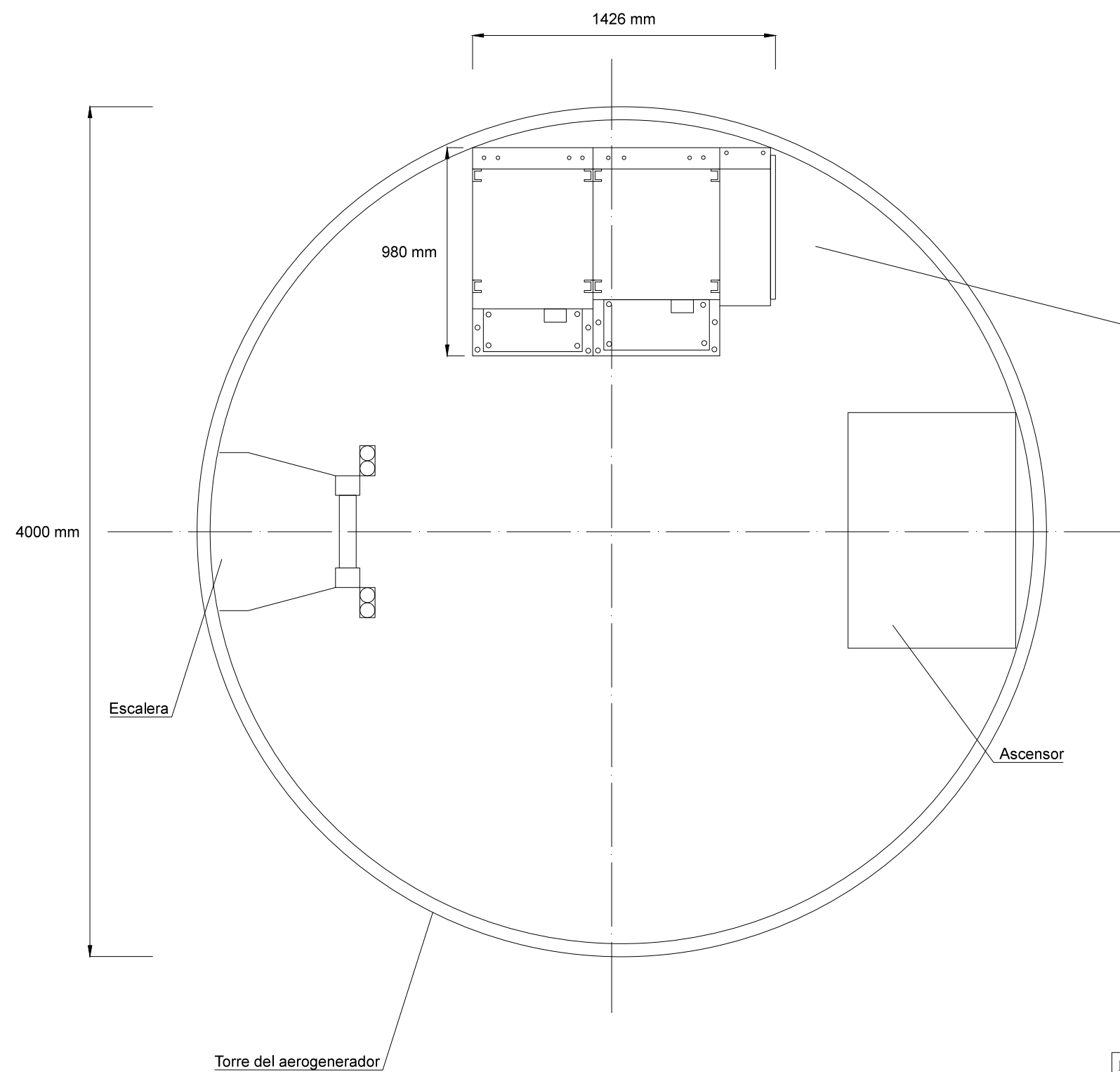


Celdas del centro de transformación

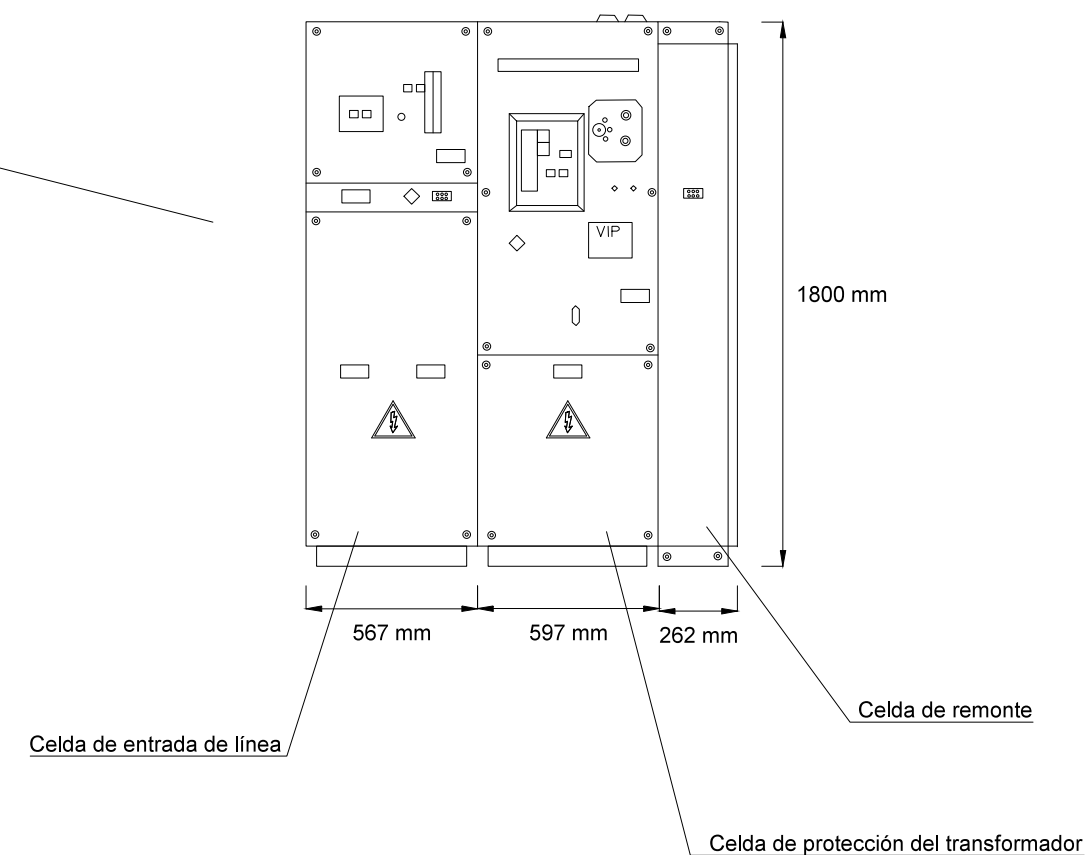


Fecha 01/07/15	Nombre Stefan Domínguez Ebitsch	Firma 	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar
Proyecto Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW			
Escala 1:25	Designación Disposición de las celdas de protección del transformador y de remonte en la base de la torre	Nº de Plano 10	

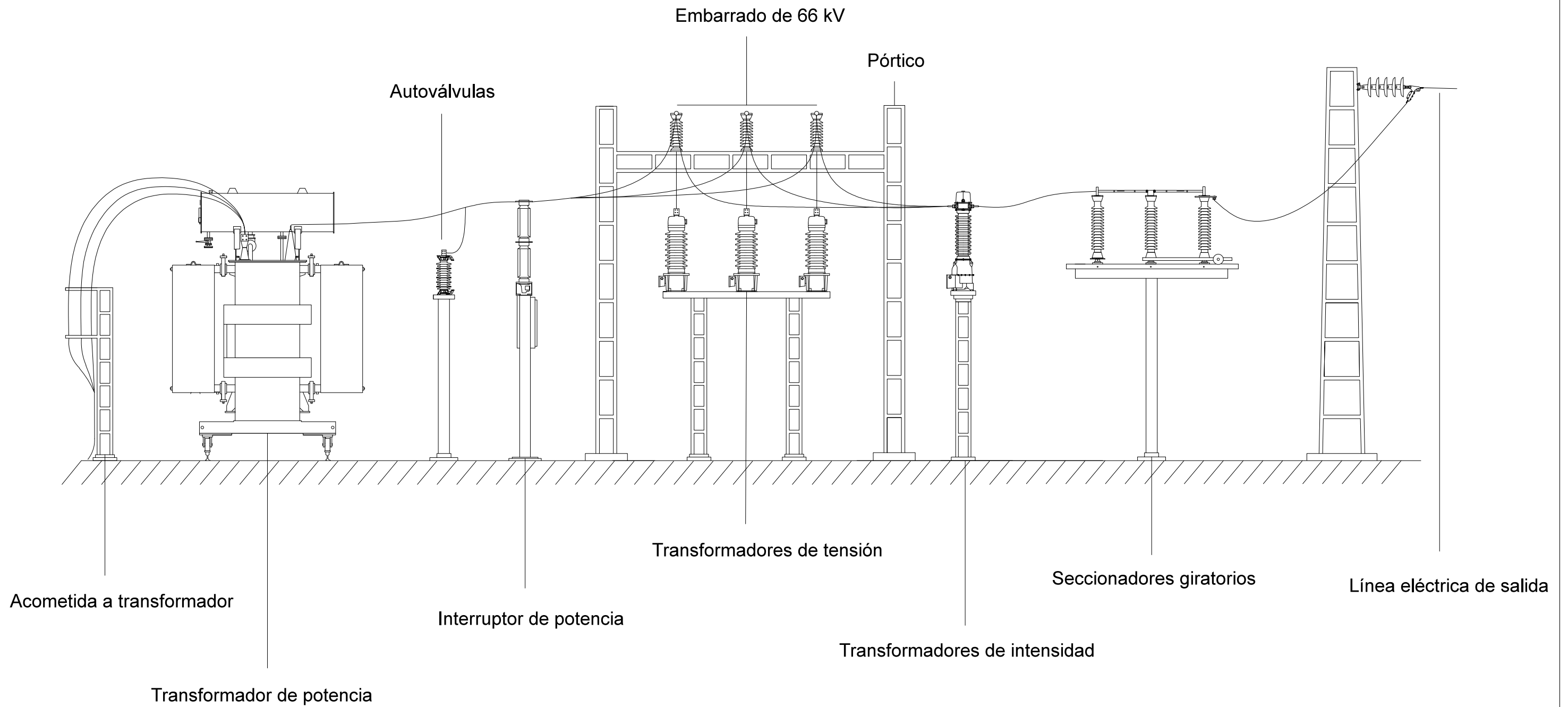
Vista en planta de la base de la torre



Celdas del centro de transformación

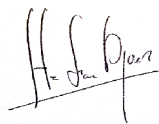




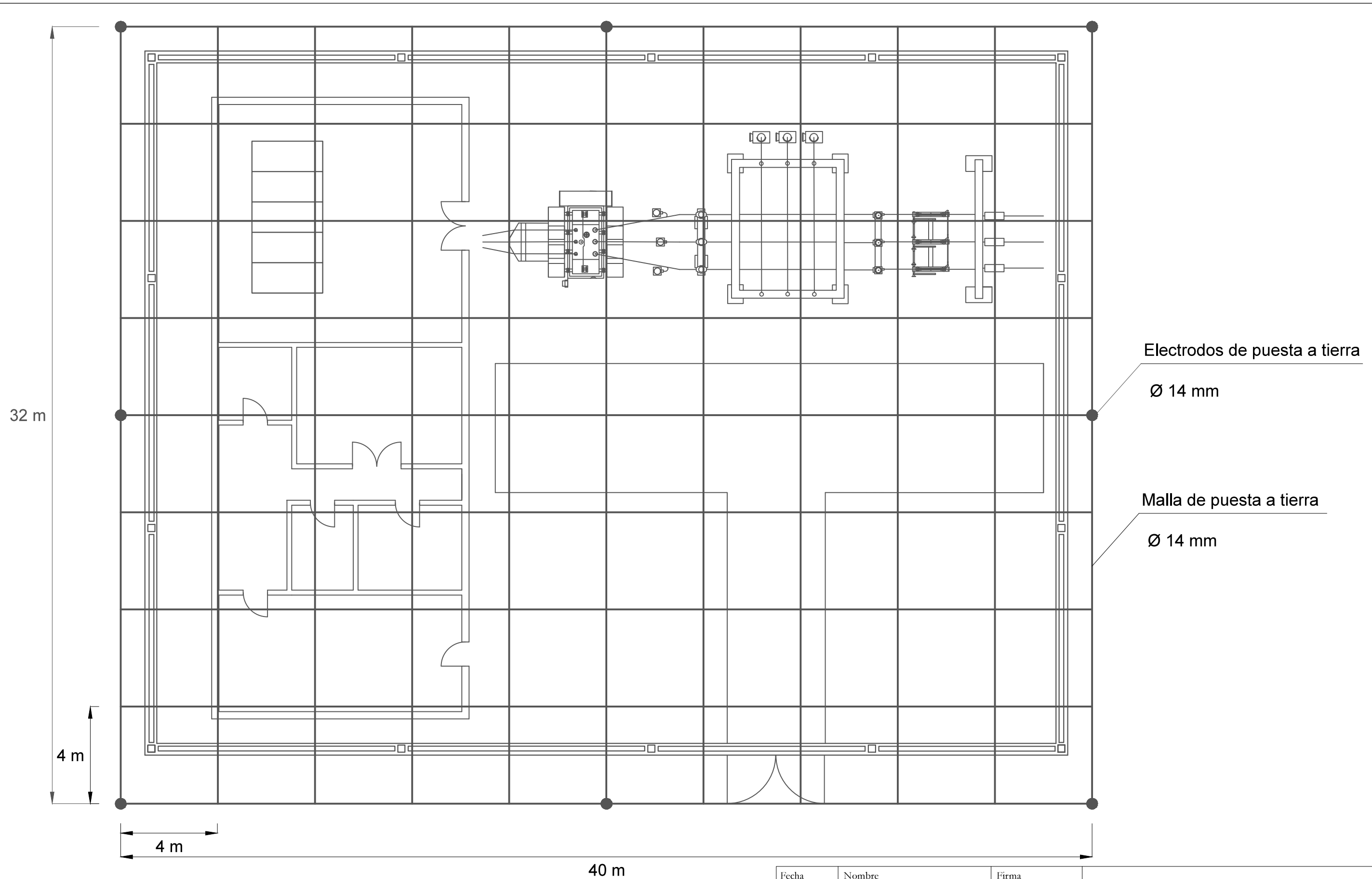
Fecha 01/07/15	Nombre Stefan Domínguez Ebitsch	Firma 	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar
Proyecto Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW			
Escala 1:25	Designación Disposición de las celdas de entrada de línea, protección del transformador y de remonte en la base de la torre	Nº de Plano 11	



Distancias mínimas de seguridad:

- Línea de fuga: 1,450 m
- Distancia fase-tierra: 0,680 m
- Distancia fase-fase: 1,220 m
- Distancia horizontal de seguridad: 1,580 m
- Distancia vertical de seguridad: 3,000 m
- Altura de los equipos sobre el nivel el suelo: 3,060 m
- Altura del embarrado de 66 kV: 5,910 m
- Altura de remate de la línea de transmisión: 6 m

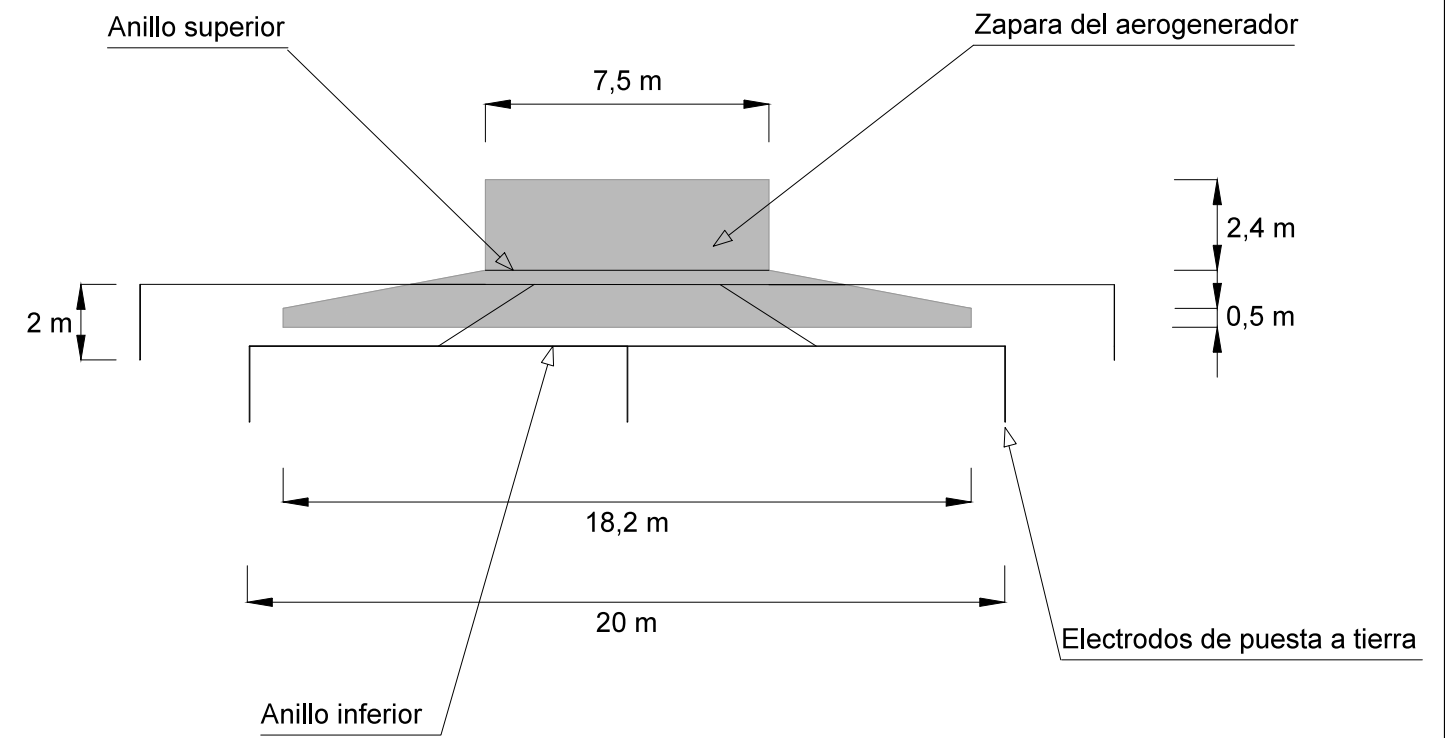
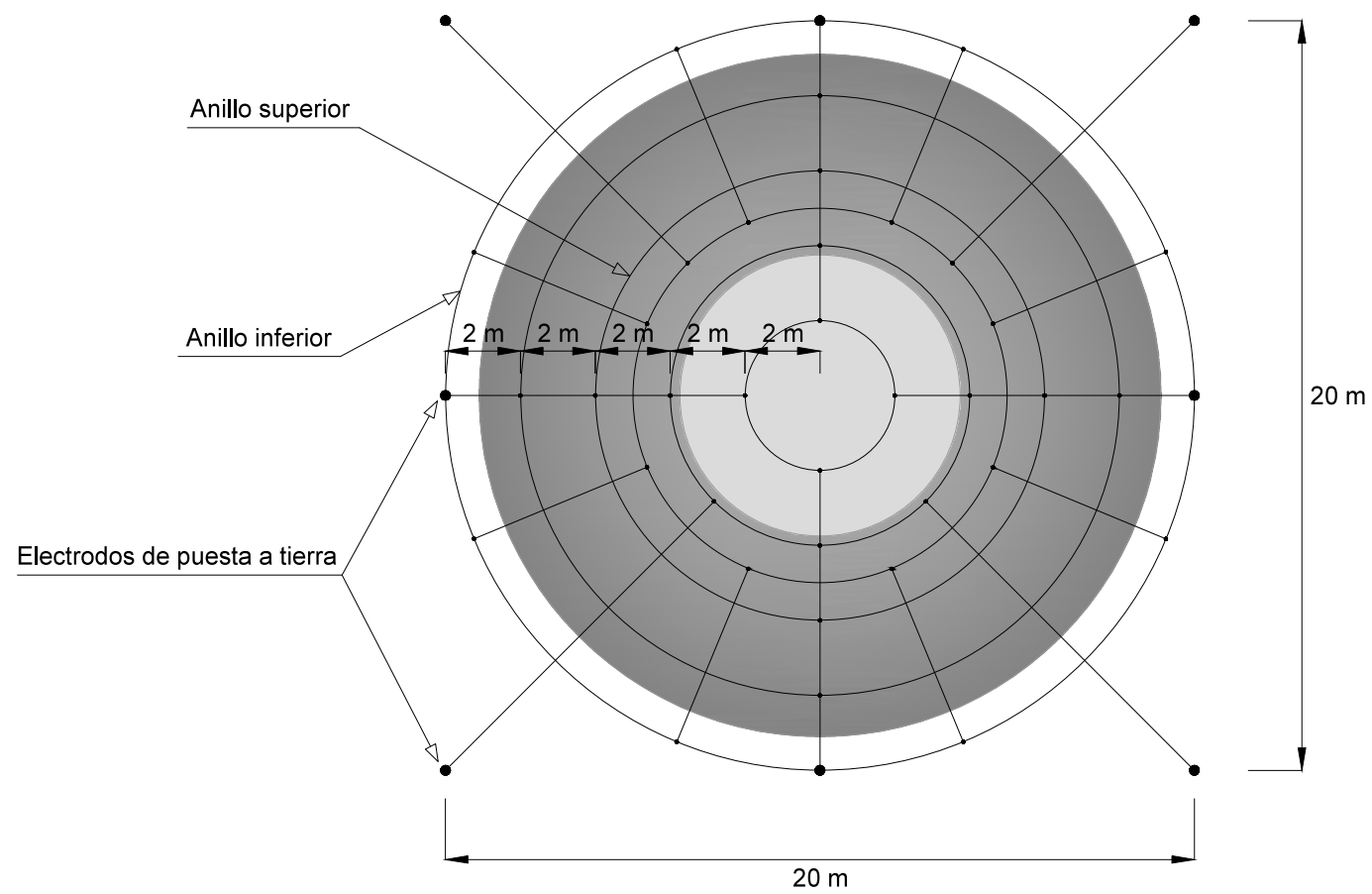
Fecha 01/07/15	Nombre Stefan Domínguez Ebitsch	Firma 	 UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar	
Proyecto	Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW			
Escala 1:75	Designación Disposición de la aparamenta eléctrica en el parque de 66 kV a la intemperie de la subestación	Nº de Plano 12		



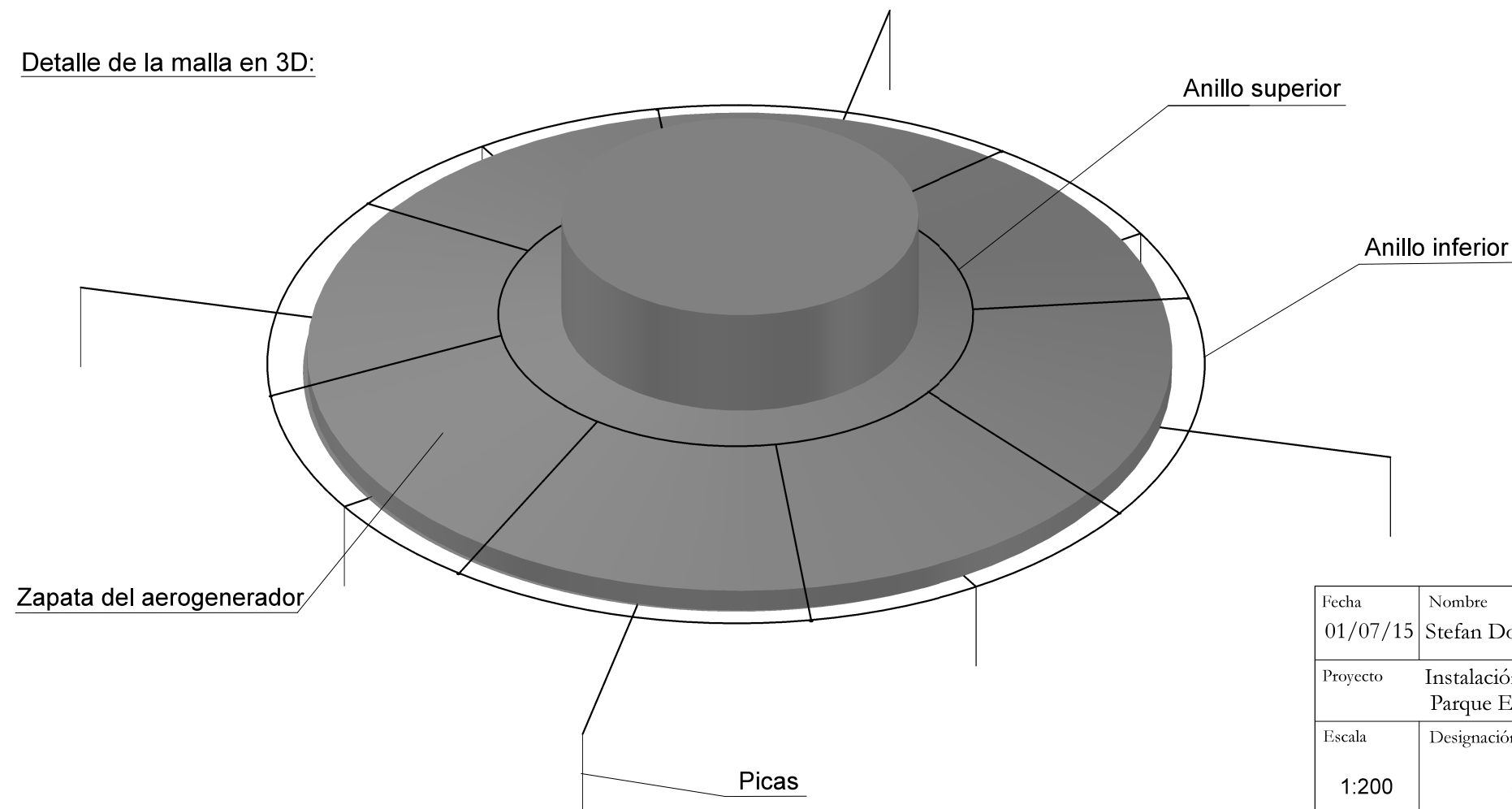
Nota:

La malla de puesta a tierra irá enterrada a 1 m de profundidad

Fecha 16/05/15	Nombre Stefan Domínguez Ebitsch	Firma 	 UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar
Proyecto Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW	Designación Malla de puesta a tierra de la subestación	Nº de Plano 13	

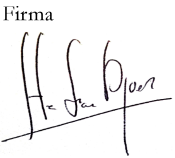


Detalle de la malla en 3D:



Nota:

- Picas de cobre: \varnothing 0,014 mm, l=2 m
- Malla con conductor de cobre: \varnothing 0,014 mm
- Anillo inferior enterrado a 3,90 m de la superficie e instalado debajo de la zapata
- Anillo superior enterrado a 2,70 m de la superficie e instalado encima de la zapata

Fecha	Nombre	Firma	 UNIVERSIDAD DE SALAMANCA Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar 
01/07/15	Stefan Domínguez Ebitsch		
Proyecto	Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW		Nº de Plano
Escala	Designación		14
1:200	Malla de puesta a tierra de aerogeneradores		