



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA
ESPECIALIDAD ELÉCTRICA

**DISEÑO DE LAS INSTALACIONES
ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN DE UN
PARQUE EÓLICO, INCLUYENDO LÍNEAS Y
CABINAS DE 20 KV, Y SUBESTACIÓN DE
EVACUACIÓN DE 45 KV, 35 MVA**

Autor: María Lucía Ly Liu
Director: Gerardo Fernández Magester

Madrid
Agosto 2016

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. María Lucía Ly Liu, como alumna de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Proyecto Fin de Grado DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN DE UN PARQUE EÓLICO, INCLUYENDO LÍNEAS Y CABINAS DE 20 KV, Y SUBESTACIÓN DE EVACUACIÓN DE 45 KV, 35 MVA, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que

podieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 30 de agosto de 2016

ACEPTA

Fdo. María Lucía Ly Liu

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN DE UN
PARQUE EÓLICO, INCLUYENDO LÍNEAS Y CABINAS DE 20 KV, Y
SUBESTACIÓN DE EVACUACIÓN DE 45 KV, 35 MVA

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2015-2016 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Proyecto realizado por la alumna:
María Lucía Ly Liu

Fdo.: Fecha: 29/08/2016

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO
Gerardo Fernández Magester

Fdo.: Fecha: 29/08/2016

Vº Bº del Coordinador de Proyectos
Fernando de Cuadra García

Fdo.: Fecha: 30/08/2016



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA
ESPECIALIDAD ELÉCTRICA

**DISEÑO DE LAS INSTALACIONES
ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN DE UN
PARQUE EÓLICO, INCLUYENDO LÍNEAS Y
CABINAS DE 20 KV, Y SUBESTACIÓN DE
EVACUACIÓN DE 45 KV, 35 MVA**

Autor: María Lucía Ly Liu
Director: Gerardo Fernández Magester

Madrid
Agosto 2016

DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN DE UN PARQUE EÓLICO, INCLUYENDO LÍNEAS Y CABINAS DE 20 KV, Y SUBESTACIÓN DE EVACUACIÓN DE 45 KV, 35 MVA.

Autor: Ly Liu, María Lucía.

Director: Fernández Magester, Gerardo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Metodología

Un proyecto de estas características comienza con el estudio del emplazamiento, selección de aerogenerador y su disposición, quedando el estudio de estas selecciones al margen del proyecto pero que se describe a grandes rasgos.

A continuación, siendo lo que constituye el núcleo principal del proyecto, se diseña las instalaciones eléctricas: la interconexión de los aerogeneradores, su conexión con la subestación, el diseño de la propia subestación elevadora y su conexión a la red.

Tras la elección de aparataje y dispositivos atendiendo a la normativa y diseño eléctricos, se realiza un presupuesto del parque, así como los pliegos de condiciones generales y particulares.

Desarrollo del proyecto

En el proyecto se han desarrollado las instalaciones eléctricas de un parque eólico atendiendo a la normativa vigente.

El parque eólico objeto del proyecto está ubicado en el municipio de Alfoz de Quintanadueñas, en la provincia de Burgos, y está constituido por 15 aerogeneradores

de 2 MW de potencia unitaria, lo que supone una potencia total instalada de 30 MW. La configuración empleada para evacuar la energía es de tipo radial, formado por dos hileras que se ramifican, teniendo 7 y 8 aerogeneradores en cada rama y respetándose las distancias mínimas fijadas en las normativas, tanto entre cada uno de ellos, como las distancias a los núcleos urbanos y edificaciones.

Cada uno de los aerogeneradores tiene en el interior de la torre un transformador seco que eleva la tensión de generación (690 V) a la tensión de la red subterránea de evacuación de 20 kV. Asimismo, en el exterior de la base de cada uno de estos aerogeneradores, se instalará un quiosco que albergará las celdas blindadas que contienen los elementos de protección (seccionadores, interruptores, etc.) que permitirán realizar maniobras y/o tareas de mantenimiento de forma segura, así como otros elementos de control y medida.

Desde estos centros de transformación, una red subterránea llevará la potencia producida por los aerogeneradores hasta la subestación. Ésta red se diseña según diferentes criterios: máxima intensidad admisible, caída de tensión y máxima intensidad de cortocircuito admisible. También se considera el criterio de pérdidas de potencia aunque se trate de un criterio económico.

Se diseña también la propia subestación en la que se eleva la tensión desde los 20 kV de la red subterránea de media tensión hasta los 45 kV de la red de transporte a la que se conectará el parque, mediante un transformador de 35 MVA, potencia suficiente para evacuar los 30 MW producidos por los aerogeneradores. Consiste en una subestación de configuración de simple barra con una zona en interior, el edificio de control, donde se encuentran las celdas de media tensión, los servicios auxiliares, etc., y otra a la intemperie donde se encuentra el transformador elevador 45/20 kV y un módulo híbrido compacto PASS, que protegerá las instalaciones, así como autoválvulas.

El proyecto recoge también la red de tierras del parque eólico: los aerogeneradores, la red de media tensión y la subestación, para limitar las tensiones de paso y de contacto, teniendo en cuenta la intensidad de defecto, diferentes sistemas de puesta a tierra, etc.) seleccionando la configuración más económica respetando siempre los valores de seguridad.

Tras el diseño de las instalaciones eléctricas del parque, se elaboran los pliegos de condiciones generales y técnicas y particulares, así como el presupuesto del parque.

DESIGN OF THE HIGH-VOLTAGE ELECTRICAL SYSTEM OF A WIND FARM, INCLUDING ELECTRIC POWER TRANSMISSION LINES, 20 KV SWITCHGEAR AND POWER EVACUATION SUBSTATION OF 45 KV, 35 MVA

Author: Ly Liu, María Lucía.

Director: Fernández Magester, Gerardo.

Collaborating Institution: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

PROJECT SUMMARY

Methodology

A project of these characteristics starts with the study of the location, determining the wind turbines to install and their distribution in ground, which will not be specified in this project but roughly described.

Next step, which is the main core of the Project, is the design of the electrical system installations: how the wind turbines are connected to each other, their connection to the substation, the design of the substation and its connection to the electrical grid.

After choosing the necessary devices and switchgear having into account the legal regulations and electrical design restrictions, a budget of the wind farm is made and also documents about the General Terms and Conditions and also Technical Specifications document.

Project development

In the project, all electrical characteristics of a wind farm had been developed attending to the current legal framework.

The wind farm subject of this project is located in the municipality of Alfoz de Quintanadueñas, in the Province of Burgos, and it is equipped with 15 wind turbines of 2 MW unit capacity, which means a total of 30 MW installed power.

The network configuration used in the wind farm is a radial configuration, arranging the wind turbines in two lines that branch off, having seven or eight wind turbines in each line. The placement of the wind turbines has been made taking into account the minimum distances between each other and distances from residential premises.

A dry type transformer is installed inside each wind turbine which will raise the generating voltage (690 V) to the underground transmission lines' voltage, 20 kV. In the same way, each wind turbine will have a kiosk next to its base which will contain the enclosed switchgear (switch-disconnectors, circuit breakers, etc.) that will allow to make any operations needed and maintenance tasks in a safe way. It will also contain control and measuring devices.

From each transformation center, an underground power transmission network will bring the power produced by the wind turbines to the substation. This network is designed following different criteria: maximum current flow allowable, maximum voltage drops and maximum short-circuit current allowable. It will also be considered the criterion of power loss although this parameter is just an economic criterion.

The substation will raise the voltage from 20 kV of the underground power transmission network to 45 kV of the power grid where the generated power will be evacuated by the use of a transformer of 35 MVA, which is power enough to evacuate the 30 MW produced by the wind turbines. The substation configuration is single busbar in both voltage sides. It has an outdoor part and an indoor part. The indoor part consists on the control building where the medium-voltage modules, the auxiliary services, etc. will be installed. In the outdoor part consists on the 45/20 kV step-up transformer, a hybrid compact switchgear PASS, that will provide protection to the network, and surge arresters.

The Project also includes the wind farm's earthing network: from the wind turbines, the underground power transmission network and the substation, in order to limit the

forward and contact voltage, bearing in mind the earth fault current, different earthing systems, etc.), choosing the configuration that results the most economic respecting all security values.

After designing all electrical aspects of the wind farm, a detailed budget is developed and also documents about the General Terms and Conditions and a Technical Specifications document.



Índice de la memoria

Documento nº 1, Memoria.....	1
Capítulo 1 Memoria descriptiva	3
1.1 Introducción	3
1.2 La energía eólica	4
1.3 Motivación del proyecto	6
1.4 Objetivos.....	7
1.5 Normativa a emplear	8
1.6 Consideraciones previas	9
1.7 Instalaciones del parque.....	14
1.7.1 Centros de transformación	15
1.7.1.1 Transformador.....	15
1.7.1.2 Celdas de media tensión.....	16
1.7.2 Red subterránea de media tensión.....	20
1.7.2.1 Cable	20
1.7.2.1.1 Sección del conductor.....	22
1.7.2.2 Canalizaciones.....	24
1.7.2.3 Tendido	25
1.7.3 Subestación 45/20 kV	26
1.7.3.1 Situación y características generales	26
1.7.3.2 Sistema de baja tensión. Servicios auxiliares.	27
1.7.3.3 Sistema de media tensión, 20 kV	28
1.7.3.3.1 Celdas de media tensión de la subestación	29
1.7.3.3.2 Transformador de servicios auxiliares.....	32
1.7.3.4 Transformador de potencia 45/20 kV	34
1.7.3.5 Autoválvulas	36
1.7.3.6 Sistema de evacuación en alta tensión, 45 kV	37



1.7.4 Puesta a tierra.....	41
1.7.4.1 Introducción	41
1.7.4.2 Puesta a tierra de la subestación	44
1.7.4.3 Red subterránea y aerogeneradores	45
Capítulo 2 Memoria de cálculos.....	47
2.1 Introducción	47
2.2 Red subterránea de media tensión	47
2.2.1 Tensiones asignadas del cable y sus accesorios	47
2.2.2 Sección del conductor	48
2.2.2.1 Intensidad máxima admisible	48
2.2.2.2 Caída de tensión	52
2.2.2.3 Intensidad de cortocircuito admisible.....	54
2.2.2.4 Pérdidas de potencia.....	59
2.2.3 Canalizaciones	61
2.3 Sistema de alta tensión	62
2.3.1 Tensiones asignadas del cable y sus accesorios	62
2.3.2 Sección del conductor	62
2.3.3 Autoválvulas	63
2.4 Puesta a tierra	67
Documento nº 2, Planos	75
Capítulo 3 Listado de planos	77
3.1 Plano 1. Emplazamiento, distribución del parque eólico y trazado de líneas de media tensión.....	78
3.2 Plano 2. Esquema unifilar del parque eólico	79
3.3 Plano 3. Alzado de la subestación.....	80
3.4 Plano 4. Planta de la subestación.....	81
3.5 Plano 5. Puesta a tierra de la subestación.....	82
Documento nº 3, Pliego de condiciones	83
Capítulo 4 Pliego de condiciones generales y económicas	85
4.1 Preámbulo y descripción de las obras.....	85



4.1.1 Obras a que se refiere este pliego.....	85
4.1.2 Objeto.....	85
4.1.3 Documentos del proyecto.....	86
4.1.4 Omisiones	86
4.2 Disposiciones generales.....	86
4.2.1 Disposiciones que regirán durante el contrato	86
4.2.2 Seguridad en el trabajo.....	87
4.2.3 Seguridad pública.....	88
4.2.4 Personal.....	89
4.2.5 Autoridad del director de la obra	89
4.2.6 Organización del trabajo	89
4.2.7 Datos de la obra	90
4.2.8 Replanteo de la obra.....	90
4.2.9 Modificaciones sobre el proyecto	91
4.2.10 Recepción del material.....	91
4.2.11 Organización.....	92
4.2.12 Ejecución de las obras.....	92
4.2.13 Subcontratación de obras	93
4.2.14 Plazo de ejecución.....	93
4.2.15 Recepción provisional.....	94
4.2.16 Plazo de garantía	94
4.2.17 Recepción definitiva	95
4.2.18 Pagos de obra	95
Capítulo 5 Pliego de condiciones técnicas y particulares	97
5.1 Descripción de las obras	97
5.1.1 Obras a las que se refiere este pliego	97
5.1.2 Objeto.....	97
5.1.3 Disposiciones aplicables	97
5.1.4 Omisiones	98
5.2 Movimientos de tierras.....	99
5.2.1 Generalidades.....	99
5.2.2 Despeje y desbroce del terreno	99
5.2.3 Excavación.....	100
5.2.3.1 Excavación de las zanjas	101
5.2.3.2 Excavación en emplazamientos.....	102
5.2.4 Explanación	103



5.2.4.1 Terraplenes	103
5.2.4.2 Rellenos.....	103
5.2.4.2.1 Relleno de zanjas para cables	104
5.3 Ejecución de obras y estructuras de hormigón	105
5.3.1 Objeto y alcance.....	105
5.3.2 Materiales del hormigón y Relacionados	106
5.3.2.1 Agua	106
5.3.2.2 Cementos.....	107
5.3.2.3 Aditivos	107
5.3.2.4 Madera	108
5.3.2.5 Áridos.....	108
5.4 Instalaciones eléctricas	110
5.4.1 Señalización	110
5.4.2 Instalaciones de media tensión.....	110
5.4.2.1 Conductores.....	110
5.4.2.2 Canalizaciones.....	112
5.4.2.3 Centros de transformación	112
5.4.2.4 Celdas 20 kV	113
5.4.3 Transformador de potencia	114
5.4.3.1 Transformador de potencia 45/20 kV	114
5.4.3.2 Transformador de servicios auxiliares.....	115
5.4.4 Instalaciones de alta tensión, 45 kV	116
5.4.4.1 Módulo híbrido compacto	116
5.4.4.2 Pararrayos-Autoválvula.....	117
5.4.5 Sistema de puesta a tierra.....	117
Documento nº 4, Presupuesto	119
Capítulo 6 Presupuesto.....	121
6.1 Mediciones	121
6.1.1 Mediciones de cableado del parque eólico.....	121
6.1.1.1 Cableado de potencia	121
6.1.1.2 Cableado de puesta a tierra.....	122
6.2 Sumas parciales.....	122
6.2.1 Obra civil	122
6.2.1.1 Movimiento de tierras	122
6.2.1.2 Cimentaciones	123



6.2.1.3 Centro de control de subestación.....	124
6.2.2 Aerogeneradores	125
6.2.3 Infraestructura eléctrica.....	126
6.2.3.1 Celdas.....	126
6.2.3.1.1 Celdas de aerogeneradores	126
6.2.3.1.2 Celdas de media tensión	127
6.2.3.1.3 Celda alta tensión y autoválvula	128
6.2.3.2 Transformadores	129
6.2.3.3 Conductores.....	130
6.2.3.4 Red de tierras.....	130
6.2.3.5 Red de comunicaciones de aerogeneradores	131
6.2.3.6 Servicios auxiliares	132
6.2.4 Montaje electromecánico	133
6.2.5 Estudio de seguridad y salud.....	133
6.3 Resumen del presupuesto general	134
<i>Programas empleados.....</i>	<i>135</i>
<i>Bibliografía y páginas web.....</i>	<i>136</i>



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

ÍNDICE DE FIGURAS



Índice de figuras

Figura 1. Esquema genérico de las instalaciones eléctricas de un parque eólico.....	6
Figura 2. Localización del parque eólico.....	10
Figura 3. Distribución de la dirección del viento (%)	11
Figura 4. Micrositing. Ubicación de los 15 aerogeneradores.....	12
Figura 5. Esquema función de remonte (0L).....	18
Figura 6. Esquema entrada de línea (1L).....	19
Figura 7. Esquema protección transformador (1A).....	19
Figura 8. Representación de las configuraciones de las celdas DVCAS 24 kV.....	20
Figura 9. Esquemas de unidades funcionales CBGS-0. De izda. a dcha: protección de trafo/línea, SSAA y remonte.	31
Figura 10. Pararrayos-autoválvula EXLIM R de ABB.	36
Figura 11. Principio de funcionamiento de interruptor automático self-blast SF ₆ : (a) posición cerrada; (b) arco cerrado en el interior; (c) expansión y extinción del arco.	39
Figura 12. Esquema unifilar de módulo PASS M00.	40
Figura 13. Tensiones de paso y contacto durante un defecto a tierra.....	43
Figura 14. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U _{ca} en función de la duración de la corriente de falta.	43
Figura 15. Esquema de cortocircuito.....	57



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

ÍNDICE DE TABLAS



Índice de tablas

Tabla 1. Características principales del aerogenerador Gamesa G-80	11
Tabla 2. Coordenadas de los aerogeneradores.....	13
Tabla 3. Características del transformador 20/0,69 kV	16
Tabla 4. Características principales de la celda DVCAS 24 kV	17
Tabla 5. Dimensiones del conductor a emplear por tramos.	24
Tabla 6. Características principales de la celda CBGS-0	30
Tabla 7. Características principales del transformador de SSAA.	33
Tabla 8. Características principales del transformador de potencia 45/20 kV.....	34
Tabla 9. Características principales del módulo PASS M00 72.5kV de ABB.....	38
Tabla 10. Características principales de los interruptores automáticos del módulo PASS M00.....	39
Tabla 11. Características principales de los seccionadores del módulo PASS.	40
Tabla 12. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta.	44
Tabla 13. Tensión asignada U_0/U de los cables de la red subterránea.	48
Tabla 14. Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25 °C.....	49
Tabla 15. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W	50
Tabla 16. Intensidad máxima admisible del conductor AL EPROTENAX H COMPACT.....	51
Tabla 17. Cálculo de secciones según criterio de máxima intensidad admisible.....	52
Tabla 18. Resistencia y reactancia del conductor AL EPROTENAX H COMPACT. ...	53
Tabla 19. Caída de tensión de la red de MT por tramos.....	54



Tabla 20. Caída de tensión máxima en la red de MT	54
Tabla 21. Bases para el cálculo de cortocircuito.	55
Tabla 22. Impedancia de los tramos de líneas en p.u.	56
Tabla 23. Intensidades de cortocircuito.	58
Tabla 24. Intensidad máxima de cortocircuito de los conductores.	58
Tabla 25. Secciones de los cable según criterio de máxima intensidad de cortocircuito.	59
Tabla 26. Potencia perdida en red MT	60
Tabla 27. Diámetros exteriores aparentes de los conductores.	61
Tabla 28. Diámetros mínimos de las canalizaciones (red MT)	61
Tabla 29. Tensión asignada U_0/U de los cables de A.T.	62
Tabla 30. Intensidad máxima admisible del cable VOLTALENE H 26/45 kV	63
Tabla 31. Autoválvulas ofertadas por ABB y sus características principales.	65
Tabla 32. Selección de autoválvula.	66
Tabla 33. Resistencia de puesta a tierra en función del tipo de electrodo.	70
Tabla 34. Comprobación de tensiones de paso y contacto.	74



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

MEMORIA

DOCUMENTO Nº 1, MEMORIA



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

MEMORIA



Capítulo 1 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 INTRODUCCIÓN

El consumo de energía eléctrica en el mundo no ha parado de crecer y se prevé que siga en aumento debido al crecimiento socioeconómico tanto de los países desarrollados como de los que están en vías de desarrollo, al aumento de la población mundial y además. Para poder producir toda esta energía se ha hecho y se hace uso de diferentes fuentes de energía, aunque principalmente ha sido producida por los llamados recursos fósiles: gas natural, carbón, petróleo y sus derivados. Esto ha permitido el crecimiento económico mundial y alcanzar la calidad de vida presente. Sin embargo, se debe considerar el cuidado del medio ambiente y que esa producción sea sostenible; un tema de vital importancia en la actualidad. La utilización de fuentes no renovables como pueden ser la nuclear, carbón o petróleo, que no solo son agotables y por lo tanto no se podrá depender de ellos en el futuro, tiene efectos negativos sobre el medioambiente, contribuyendo al llamado efecto invernadero.

De esta manera, es necesario el empleo de energías renovables como fuentes de energía alternativas. Parece evidente que esta sustitución no es posible realizarse de forma inmediata, al igual que tampoco es posible mantener este crecimiento demográfico y económico siguiendo las mismas pautas de consumo que rigen el día de hoy. Se trata por tanto de un proceso paulatino, pero alcanzable.

Ante esta situación, la Comisión Europea estableció una serie de objetivos para el año 2020, siendo los objetivos relacionados con el cambio climático y la sostenibilidad energética: la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero un 20% (o un 30% si se dan las condiciones) menores a los niveles de 1990, alcanzar un 20% de



energías renovables y un aumento del 20% de la eficiencia energética a nivel de la Unión Europea. El objetivo de conseguir un 20% de energía procedente de fuentes renovables se estableció de la misma manera para España.

1.2 LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica ha sido aprovechada ya desde la antigüedad moviendo barcos impulsados por velas o haciendo funcionar la maquinaria de los molinos a través de sus aspas. Es a partir del siglo XX cuando comienzan a utilizarse aerogeneradores para aprovechar la energía eólica, y en el siglo XXI han experimentado un fuerte crecimiento y desarrollo.

De entre las distintas fuentes de energía renovables existentes, la eólica es considerada la más eficiente, seguida por la energía solar concentrada y la energía geotérmica. Su eficiencia se debe a varios factores:

- Su impacto ambiental es casi nulo. No emite ninguna sustancia tóxica ni contamina el aire ni el agua, ni contribuye al efecto invernadero;
- Es inagotable y renovable, procede del viento que es generado por los movimientos de aire a diferentes temperaturas y, por tanto, densidades;
- Se trata de una energía autóctona y puede ser aprovechada prácticamente en cualquier lugar;
- Requiere de poca superficie, considerando que el espacio entre los aerogeneradores puede ser aprovechado para otros usos como puede ser la agricultura o ganadería;
- Además genera empleo, contribuye al desarrollo sostenible y está en continuo desarrollo.

No obstante, también tiene sus desventajas como pueden ser:

- El impacto visual que genera, así como el impacto que puede causar sobre las aves, que realizando el estudio de impacto ambiental no debería suponer ningún problema;



- La imposibilidad de predecir el viento y su irregularidad, de manera que cuando no hay suficiente viento como para producir energía es necesario otras fuentes de energía que lo respalden;
- El ruido que generan los aerogeneradores.

Un parque eólico es un conjunto de aerogeneradores conectados entre sí que producen energía eléctrica a partir de la fuerza del viento. El mecanismo es el siguiente: el viento hace girar las palas del rotor, convirtiendo la energía cinética en mecánica, que se transmite a través de un eje de baja velocidad a una multiplicadora que hace que el eje secundario gire 50 veces más rápido. De ahí un generador convierte esta energía mecánica en energía eléctrica.

El número de aerogeneradores a instalar depende principalmente de la superficie de la que se dispone y de las características del viento en el emplazamiento. Se localizan en emplazamientos donde las velocidades del viento son elevadas, se necesita que el viento lleve una velocidad entre 3 y 25 m/s.

Los aerogeneradores llevan la energía eléctrica a la subestación del parque eólico a través de unos cables subterráneos. Ahí, un transformador eleva el nivel de la tensión a Alta Tensión (AT) de la red. A grandes rasgos (las tecnologías que se emplearán se especifican más adelante), la instalación del parque seguirá un esquema como el que se muestra a continuación:

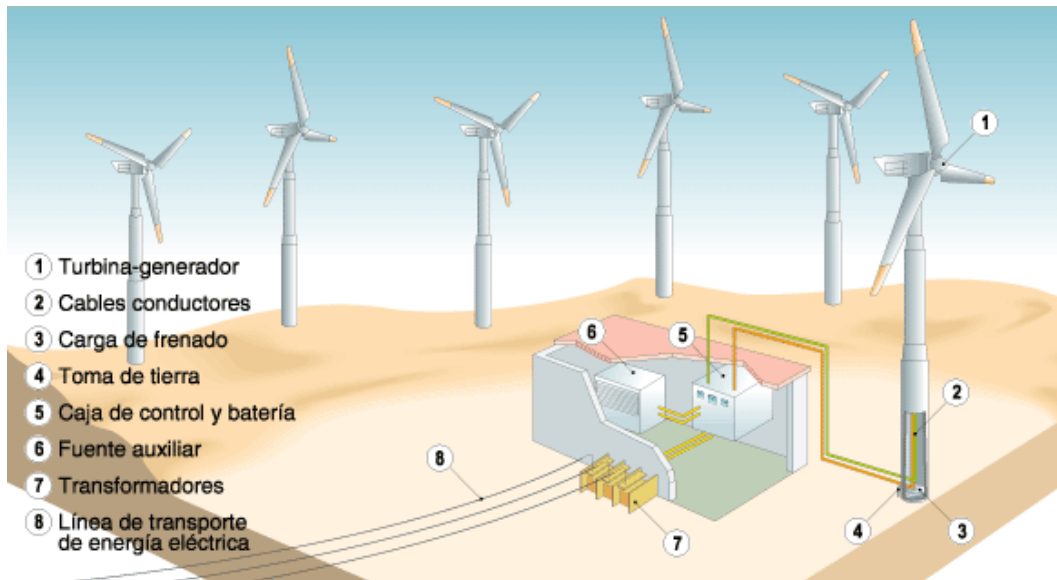


Figura 1. Esquema genérico de las instalaciones eléctricas de un parque eólico.

El pasado año 2015, en España, la energía eólica fue la tercera la tercera fuente de generación eléctrica con una producción de 47.721 GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 19,4%. Sin embargo, no se instaló ni un megavatio eólico, algo que no ocurría desde los ochenta que fue cuando comenzó el desarrollo del sector eólico en España. Esta parálisis del sector se debe a la Reforma Energética que entró en vigor en junio de 2014, que dejó a los parques eólicos anteriores a 2004, que representan aproximadamente un 35% de la potencia instalada en España, sin ningún tipo de incentivo. La Comisión Europea advirtió también de que nueve de los veintiocho miembros de la Unión Europea no cumplirían los objetivos impuestos, entre los cuales se encuentra España. Para garantizar el cumplimiento de dichos objetivos, se necesitan instalar para entonces unos 5.000 MW de potencia eólica.

1.3 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La principal motivación del proyecto es el aumento de la generación de energía eólica en España. Se busca promover la energía renovable, y se ha decidido por la eólica



debido a su viabilidad, competitividad y que es una de las energías renovables más económicas en las que España ha sido pionera a nivel mundial. En cuanto a nivel tecnológico, seguimos siendo pioneros, habiendo tecnología española presente en todo el mundo.

El sector eléctrico en estos últimos años, que se había visto en crecimiento desde comienzos del siglo, se ha visto paralizado desde mediados de 2014 con la entrada en vigor de la Reforma Energética y desde entonces la energía eólica en España no ha crecido. Esto aleja a España del objetivo del Plan de Energías Renovables para el año 2020, y como se dijo anteriormente, es necesario instalar megavatios eólicos, por lo que se contribuye al cumplimiento de los objetivos propuestos por la Unión Europea.

1.4 OBJETIVOS

El objetivo principal del proyecto consiste en el diseño de un parque eólico en el municipio de Alfoz de Quintanadueñas en la provincia de Burgos que contará con una potencia total instalada de 30 MW, para su posterior construcción y explotación. El emplazamiento se seleccionó debido a que se trata de una zona con condiciones meteorológicas favorables para la explotación del parque.

Se diseñarán las celdas de 20 kV y de la red de alta tensión del parque eólico; la subestación 45/20 kV de evacuación con la aparamenta necesaria y con un transformador de 35 MVA; tipo de embarrado, coordinación de aislamiento y red de puesta a tierra; y de los planos correspondientes de implantación y esquemas unifilares.

Otros objetivos relacionados son:



1. Reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Para reducir estas emisiones son necesarios otros métodos alternativos para obtener energía a los combustibles fósiles, y la energía eólica es uno de ellos.
2. Un aumento en la generación de energía producida por recursos renovables, reduciendo otras fuentes de energía como pudiera ser el petróleo. Además, se tiene un compromiso con la Unión Europea en el cual España ha de cumplir unos objetivos para el año 2020 en el que se necesita instalar unos 5.000 MW de potencia eólica. Si esto se llegara a cumplir, España tendría una menor dependencia energética además de diez mil empleos cualificados más.

1.5 NORMATIVA A EMPLEAR

En el desarrollo del presente proyecto se han tenido en cuenta las normas, leyes y ordenanzas vigentes en la fecha de redacción:

- REAL DECRETO 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión REBT.
- REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.



- 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 ITC-RAT 01 a 23.
- 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. BOE nº 104 12-06-1997.

1.6 CONSIDERACIONES PREVIAS

El proyecto se llevará a cabo en el municipio de Alfoz de Quintanadueñas, situado a 6 kilómetros al noroeste de Burgos, en la orilla derecha del río Ubierna. Concretamente, en las coordenadas latitud 42° 23' N, longitud 3° 44' W.

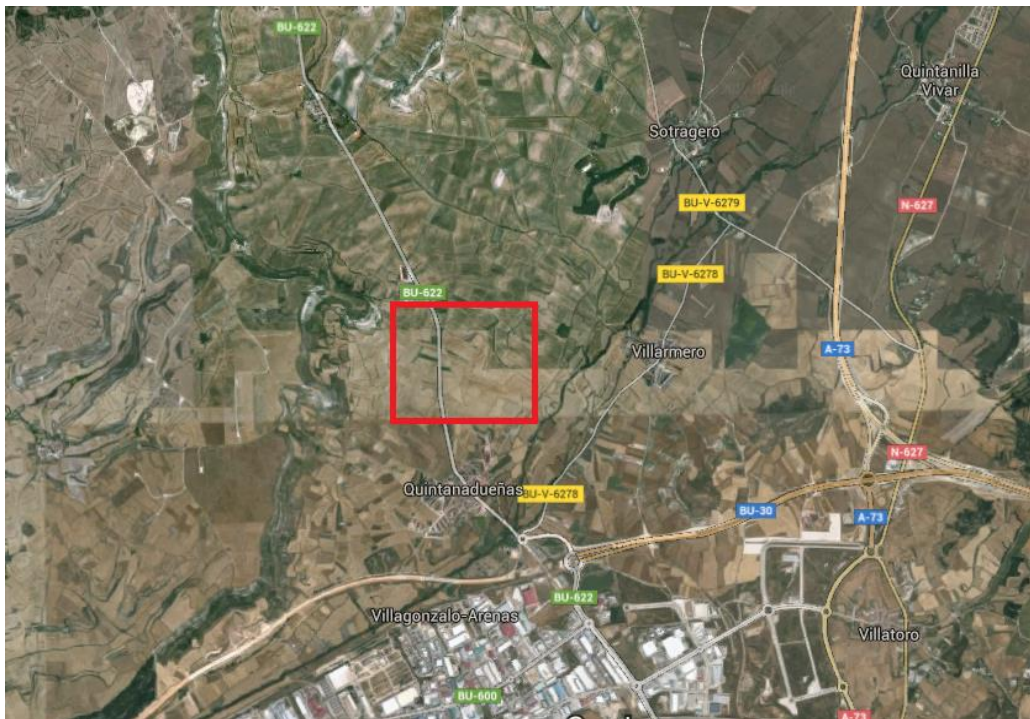


Figura 2. Localización del parque eólico.

La localización del parque eólico ha sido determinada según el potencial que tiene dicho emplazamiento para producir energías eólicas según un estudio previo de las velocidades medias del viento, aceptables en nuestro caso (superior a los 6 m/s), además del estudio del terreno.

Para determinar la disposición y orientación de los aerogeneradores, es necesario realizar un estudio del viento mediante veletas y anemómetros. Según los datos recogidos para nuestro emplazamiento, la dirección del viento es más favorable es el noreste por lo que se orientan los aerogeneradores hacia dicha dirección, donde la velocidad media y la frecuencia del viento es superior al resto de direcciones.

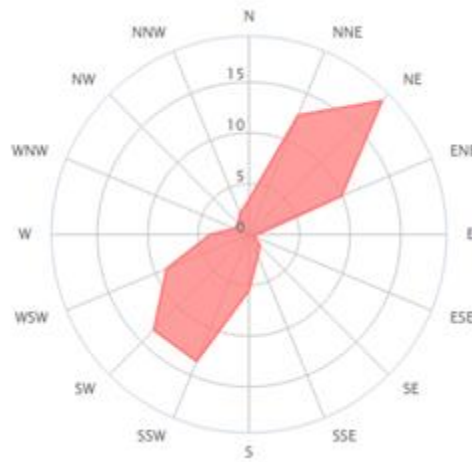


Figura 3. Distribución de la dirección del viento (%)

Se considera que los 30 MW de potencia total instalada del parque eólico, serán aportados por 15 aerogeneradores de Gamesa G-80 de 2 MW de potencia unitaria, cuyas características principales son:

Rotor	
Diámetro del rotor	80 m
Área barrida	5027 m ²
Velocidad de giro	9-19 rpm
Torre	
Altura	60, 67, 78, 100 m
Palas	
Número de palas	3
Longitud	39 m
Generador	
Potencia nominal	2 MW
Tensión de salida	690 V

Tabla 1. Características principales del aerogenerador Gamesa G-80

Para más detalles consultar el catálogo.

Se considera que la configuración de red empleada es de tipo radial, caracterizado por su simplicidad, reducida inversión y menor complejidad en la puesta en marcha. Por el contrario, en caso de avería proporciona una menor continuidad, quedando el punto de avería aguas abajo sin servicio. Los aerogeneradores se dispondrán a unas distancias de manera que se eviten las turbulencias que pudieran surgir como causa de los aerogeneradores colindantes. De esta manera, la distancia entre aerogeneradores será de entre 3 y 5 veces el diámetro del aerogenerador y entre cada una de las filas de aerogeneradores una distancia de entre 5 y 9 veces el diámetro del rotor.

Se ha establecido por tanto una distancia de 300 m entre aerogeneradores y 400 m entre cada una de las hileras. Se sitúan como muestra la siguiente imagen:

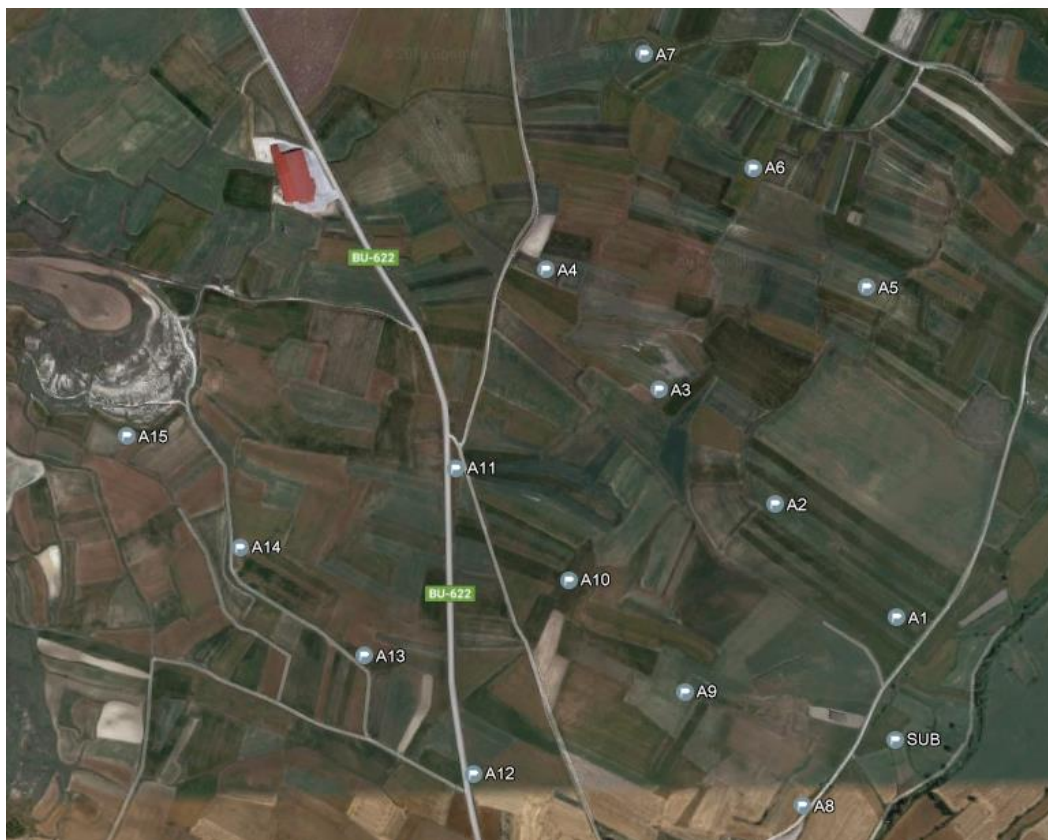


Figura 4. Micrositing. Ubicación de los 15 aerogeneradores.



Se han tenido en cuenta las distancias mínimas respecto a viviendas y núcleos de población que ha de ser superior a los 300 metros en el presente proyecto.

Las coordenadas de cada uno de los aerogeneradores son:

Aerogenerador	Coordenadas: latitud, longitud
A1	42° 23' 34.2" N, 3° 43' 38.1" W
A2	42° 23' 41.1" N, 3° 43' 48.0" W
A3	42° 23' 47.9" N, 3° 43' 57.5" W
A4	42° 23' 55.2" N, 3° 44' 06.8" W
A5	42° 23' 54.1" N, 3° 43' 40.7" W
A6	42° 24' 01.3" N, 3° 43' 49.9" W
A7	42° 24' 08.2" N, 3° 43' 58.8" W
A8	42° 23' 22.9" N, 3° 43' 45.8" W
A9	42° 23' 29.8" N, 3° 43' 55.4" W
A10	42° 23' 36.5" N, 3° 44' 04.8" W
A11	42° 23' 43.2" N, 3° 44' 14.0" W
A12	42° 23' 24.9" N, 3° 44' 12.6" W
A13	42° 23' 32.0" N, 3° 44' 21.5" W
A14	42° 23' 38.5" N, 3° 44' 31.5" W
A15	42° 23' 45.2" N, 3° 44' 40.7" W

Tabla 2. Coordenadas de los aerogeneradores.



1.7 INSTALACIONES DEL PARQUE

El parque eólico está formado por 15 aerogeneradores de 2 MW de potencia unitaria. La energía generada por cada uno de los generadores es conducida hasta un transformador que elevará la tensión a los 20 kV de la red subterránea. Posteriormente, una celda protegerá el conjunto aerogenerador-transformador.

La energía eléctrica procedente de los aerogeneradores atraviesa la red subterránea de 20 kV, formada por conductores unipolares agrupados en tresbolillo, que va desde los aerogeneradores hasta la subestación elevadora. Esta se diseña ajustándose a la normativa vigente, de manera eficiente y económica, determinando la sección de los cables.

El control de los aerogeneradores desde el centro del se realizará mediante fibra óptica: los aerogeneradores estarán interconectados por cables de fibra óptica que se instalarán junto a los cables de potencia.

La subestación del parque de configuración simple barra (basta para cumplir las exigencias del parque) tiene una parte interior de 20 kV y otra a la intemperie de 45/20 kV. En la interior se instalarán las celdas de distribución, protección, control y mando, así como el transformador de servicios auxiliares y todo el material necesario para el correcto y seguro funcionamiento del parque. Una de las celdas conducirá la energía hasta el transformador de potencia de 35 MVA que elevará la alta tensión a 45 kV, a la intemperie junto a la apartamentada necesaria para proteger las instalaciones. También dispondrá de una red de tierras.

Por otra parte, la comunicación entre los aerogeneradores y la subestación se realizará mediante fibra óptica.



A continuación, se detallarán los elementos que integrarán la instalación del parque eólico.

1.7.1 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Cada aerogenerador incluye en la base de su torre un transformador en seco que eleva la tensión de 690 V a 20 kV, protegido mediante una celda de protección que se instalará, a petición del cliente, en el interior de una caseta al lado del aerogenerador fácilmente accesible y que permitirán la conexión a la red de media tensión.

Cada uno de estos centros de transformación presenta los elementos siguientes: transformador, celda de protección, cables y conexiones y material de seguridad: un extintor contra incendios, un botiquín de primeros auxilios y guantes aislantes eléctricos de 20 kV.

1.7.1.1 Transformador

El transformador elevador de tensión de 20 kV/690 V, 2.1 MVA que incluye el aerogenerador G-80, se emplea conectar el aerogenerador a la red de media tensión de 20 kV. Así se reducen las pérdidas de potencia en el transporte, ya que al transportar la potencia a una tensión elevada se reduce la intensidad. Esta conexión se lleva a cabo en la parte inferior de la torre del aerogenerador.

Las características el transformador proporcionado por Gamesa Eólica son las siguientes:



Tipo	Trifásico, seco encapsulado
Relación de transformación	20 kV/690 V
Potencia nominal	2100 kVA
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Dyn11
Clase de aislamiento	F
Nivel de aislamiento (kV)	24 kV
Peso (aprox.)	< 5000 kg
Tensión de cortocircuito	6%

Tabla 3. Características del transformador 20/0,69 kV

1.7.1.2 Celdas de media tensión

Cada uno de los conjuntos aerogenerador-trasformador estará protegido mediante su correspondiente celda, que se instalará en un quiosco al lado de la base de la torre. Desde aquí se puede regular el funcionamiento del aerogenerador, permitiendo desconectarlo de la red en caso de falta y/o necesidad de mantenimiento.

Las celdas seleccionadas para esta función son las DVCAS 24 kV del fabricante MESA, diseñados específicamente para su funcionamiento en parques eólicos. Estas celdas están formadas por la unión de varios módulos y vienen de fábrica como unidades compactas.

Estas celdas se han diseñado y han sido certificadas por las siguientes normas IEC:

- IEC 62271-1: Aparata de alta y media tensión;
- IEC 62271-100: Interruptores de corriente alterna de alta tensión;



- IEC 62271-102: Desconectores y puestas a tierra de corriente alterna;
- IEC 62271-200: Conjuntos de aparamenta de corriente alterna bajo envolvente metálica, para tensiones de más de 1 kV hasta 52 kV;
- IEC 60265-1: Interruptores-seccionadores para tensiones superiores a 1 kV y menores a 52 kV;
- IEC 60529: Grados de protección para envoltentes (Código IP).

Sus principales características son:

Tensión nominal (kV)	24
Frecuencia (Hz)	50
Intensidad nominal (A)	630
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz) (kA/s)	20/3
Intensidad de cortocircuito (valor cresta) (kA)	50
Nivel de aislamiento	
A frecuencia industrial (kV)	50
A onda de impulso tipo rayo (kV)	125
Resistencia frente a arcos internos IAC AFL (kA/s)	20
Presión del gas de aislamiento SF6 a 20°C (bar)	0.3
Grado de protección	
Compartimento de MT (IP)	67
Compartimentos de BT y mandos (IP)	3X

Tabla 4. Características principales de la celda DVCAS 24 kV



En función de la localización del aerogenerador, cada uno de ellos necesitará un grupo funcional distinto. Para el parque eólico en cuestión emplearemos tres diferentes módulos que son:

- Módulo 0L: salida de línea al aerogenerador posterior, con función de remonte a barras.

Las configuraciones con el módulo 0L, están pensadas para parques eólicos de configuración radial y permiten aislar la zona afectada en caso de haber un cortocircuito entre dos aerogeneradores.

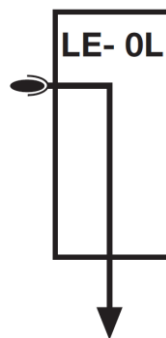


Figura 5. Esquema función de remonte (0L).

- Módulo 1L: entrada de línea del aerogenerador anterior, con función de maniobra con interruptor-seccionador.

Esta celda consiste en un seccionador de tres posiciones con enclavamientos. Facilita las operaciones de mantenimiento y la localización de defectos. Permitirá la entrada de una línea de aerogeneradores y se conecta siempre a la izquierda de la función de protección 1A.

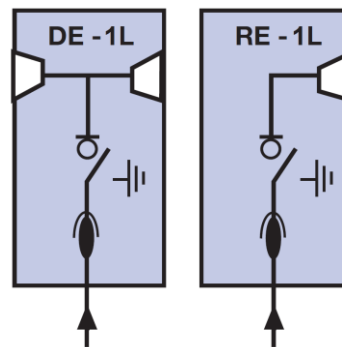


Figura 6. Esquema entrada de línea (1L).

- Módulo 1A: función de protección del transformador con interruptor automático.

Consiste en un interruptor automático de vacío con capacidad de corte en cortocircuito de 20 kA valor eficaz $> 10654,7$ A intensidad de cortocircuito calculado en el apartado 2.2.2.3.; y un seccionador de tres posiciones que opera manualmente a través de una palanca con enclavamientos que permite que las maniobras que se realicen sean seguras. Tanto el interruptor como el seccionador, así como el embarrado se encuentran en una cuba de SF₆ sellada de por vida (30 años).

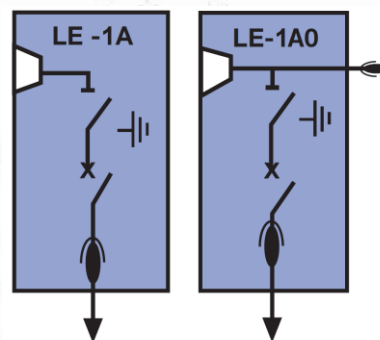


Figura 7. Esquema protección transformador (1A).

De esta manera, las configuraciones que se emplearán son tres:

- 1) DVCAS 24 kV 0L+1A: en los aerogeneradores de final de línea (4 uds.).
- 2) DVCAS 24 kV 0L+1L+1A: en los aerogeneradores intermedios (9 uds.).
- 3) DVCAS 24 kV 0L+2L+1A: en los aerogeneradores a los que llegan dos líneas (2 uds.).

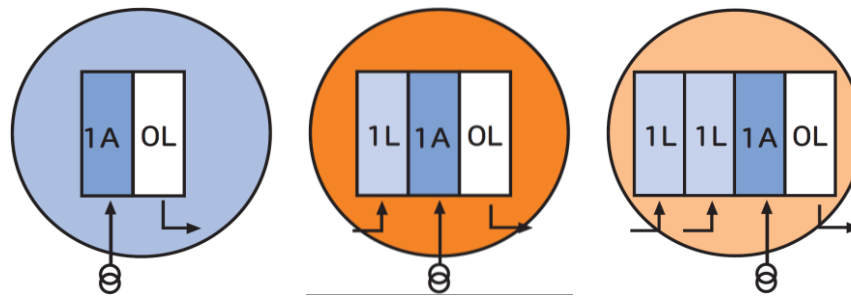


Figura 8. Representación de las configuraciones de las celdas DVCAS 24 kV.

1.7.2 RED SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN

La red eléctrica instalada en el interior del parque tiene una tensión de 20 kV. Esta red subterránea conecta los aerogeneradores entre sí permitiendo llevar la energía hasta las barras de media tensión de la subestación.

1.7.2.1 Cable

Los cables de la red de media tensión serán unipolares, agrupados al tresbolillo y directamente enterrados a 1 m de profundidad, salvo en aquellos tramos que transcurran por debajo de viales donde irán bajo tubo.

El material del conductor será aluminio. Aunque el cobre presente mejores propiedades mecánicas, como por ejemplo una mayor conductividad que hace que para una misma



intensidad se requiera una sección menor que la requerida por el aluminio, su costo es mucho mayor. Además, en la instalación a diseñar, el espacio no supone ningún problema, por lo que el aluminio es la opción más económica que satisface los requerimientos.

Se utilizará el etileno-propileno de alto módulo como aislante (HEPR). El polietileno reticulado (XLPE) se ha descartado debido a que en presencia de humedad se pueden producir arborescencias, y hay zonas de la red próximas al río Ubierna. Por otro lado, frente al caucho etileno-propileno (EPR), presenta características muy similares. Como el XLPE, los tres pueden trabajar a temperaturas de régimen permanente de 90 °C y en caso de cortocircuitos puede llegar hasta los 250 °C. La principal diferencia entre el EPR y HEPR está en que el EPR presenta una mayor flexibilidad. Sin embargo, se trata de un producto más caro, y al no requerir de una especial flexibilidad ya que los tramos que recorren las líneas son bastante rectas, se ha decidido emplear el HEPR. Este material permite aislar el cable con menores espesores, lo que le hacen más fácil de transportar y tienen un menor peso.

El cable a emplear que cumple con estas características es el AL EPROTENAX H COMPACT 12/20kV - AL HEPRZ1 de Prysmian. Este puede trabajar a temperaturas de régimen permanente de hasta 105 °C, por lo que son capaces de soportar más potencia que otros cables de la misma sección y ha sido diseñado siguiendo las normas:

- Norma de diseño: UNE HD 620-9E, IEC 60502-2;
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2, IEC 61034-2;
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1, IEC 60754-1;
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3, IEC 60754-2;
- Índice máximo de toxicidad: NES 713, NF C 20454.



1.7.2.1.1 Sección del conductor

Para un mayor ahorro económico se estudiarán los distintos tramos de la red para emplear la sección que respete las condiciones máximas citadas en cada tramo y no utilizar una única sección de cable a lo largo de la red.

Para determinar la sección del conductor de la red de media tensión, se emplearán cuatro criterios que se detallan en el apartado “2.3. Sección del conductor”:

- **Intensidad máxima permanente admisible:** valor máximo de la corriente que circula permanentemente por el conductor sin que su temperatura supere la máxima asignada, 105 °C en este caso.

Estos valores se obtienen de la norma UNE 21144 o la ITC-LAT-06, y han de ser corregidos aplicando los factores de corrección k_i , que correspondan, obteniendo:

$$I_{adm}^* = I_{adm} \cdot k_i$$

donde I_{adm} es la intensidad admisible en un terno de cables unipolares enterrados a 1 metro de profundidad, en un terreno con una resistividad térmica de 1,5 K·m/W y temperatura de 25 °C y con temperatura ambiente de 40 °C.

- **Caída de tensión:** la propia impedancia de los conductores origina una caída de tensión a lo largo de la línea. Estas caídas son más notables cuando mayor son las longitudes de las líneas.

La caída de tensión entre dos puntos se calcula como:

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

donde:



I: valor de la corriente que conducirá el cable [A].

L: longitud del cable [km].

R: resistencia del conductor [Ω /km].

X: reactancia del conductor [Ω /km].

$\cos\phi$: factor de potencia.

- **Intensidad máxima de cortocircuito admisible:** valor máximo de la corriente que puede alcanzar en cortocircuito durante un intervalo de tiempo menor de 5 segundos sin que supere la temperatura máxima asignada, 250 °C en este caso.
- **Pérdidas de potencia:** debido a la impedancia de los conductores existe una pérdida de potencia transportada. Esta pérdida suele expresarse en tanto por ciento de la potencia instalada. No se trata de un criterio de diseño reglamentario, sino económico, para limitar las pérdidas en los conductores.

La pérdida de potencia asumiendo que no circula corriente por el neutro se calcula como:

$$P_{pérd.} = I^2 \cdot R$$

donde

I: intensidad que circula en la línea en A.

R: resistencia del conductor en Ω a 105 °C (más restrictivo).

Tras realizar los cálculos, se determinan las secciones de los conductores a emplear 150 mm², 240 mm² y 400 mm².



1.7.2.2 Canalizaciones

En los tramos que transcurren por viales, los cables se dispondrán en canalizaciones de material PVC, enterrados a 1 m de profundidad desde la parte superior del tubo.

Finalmente, el diseño de la red subterránea, justificada en el apartado 2.2. Red subterránea de media tensión, es:

Tramo	L (m)	S (mm ²)	D _{tubo mín.}
A1-SUB	250	400	61,95
A1-A2	300	240	-
A2-A3	300	150	-
A3-A4	300	150	-
A2-A5	430	150	-
A5-A6	300	150	-
A6-A7	300	150	-
A8-SUB	250	400	61,95
A8-A9	300	240	-
A9-A10	300	150	-
A10-A11	300	150	48
A9-A12	430	150	48
A12-A13	300	150	48
A13-A14	300	150	-
A14-A15	300	150	48

Tabla 5. Dimensiones del conductor a emplear por tramos.



1.7.2.3 Tendido

Se realizará la construcción de zanjas de 1,10 metros de profundidad y 0,8 metros de anchura donde se ubicará la red de tierras, los conductores de media tensión y la fibra óptica.

Antes de su apertura, se abrirán calas de reconocimiento para confirmar que el trazado previsto es válido y se marcará sobre el terreno el trazado de las zanjas, prestando atención a no sobrepasar los radios de curvatura máximos de los conductores que pueden consultarse en el catálogo.

En el fondo de la zanja se colocará el cable de tierra. Posteriormente se rellenará de arena de un espesor mínimo de 3 cm y posteriormente se tenderán los cables de potencia y fibra óptica que irán recubiertos de otra capa de arena de 10 cm mínimo de espesor.

En el caso de los tramos tendidos bajo tubo, se limpiará el interior del tubo para asegurar el paso de los cables. Durante el tendido, se asegurará que el embocado de los conductos se realiza correctamente para evitar el acceso de tierra u hormigón.

Las zanjas serán señalizadas con cinta para advertir de la presencia del cable de alta tensión.



1.7.3 SUBESTACIÓN 45/20 kV

1.7.3.1 Situación y características generales

La subestación se encuentra al sureste del parque eólico, a una distancia de 250 m entre los aerogeneradores A1 y A8. Sus coordenadas son:

- Latitud: 42° 23' 26.9" N
- Longitud: 3° 43' 38.3" W

Su función principal es conectar el parque eólico con la línea de transporte de 45 kV. Está dividida físicamente en dos partes:

- una interior, donde se alojan las celdas de media tensión recolectoras de 20 kV a las que llegan las líneas de los aerogeneradores, celda de salida para la evacuación de la potencia, el sistema de control, protección y medida del parque;
- y otra exterior, donde se encuentra la parte de evacuación a la red de alta tensión de 45 kV.

Los distintos parámetros asociados al nivel de aislamiento teniendo una tensión nominal de 45 kV son:

- Tensión soportada a impulsos tipo rayo: 250 kV
- Tensión soportada a impulsos tipo maniobra: 95 kV



1.7.3.2 Sistema de baja tensión. Servicios auxiliares.

El sistema eléctrico de baja tensión está formado principalmente por los servicios auxiliares de la subestación que aseguran el funcionamiento de la misma.

Los servicios auxiliares pueden ser de corriente alterna y de corriente continua. Se emplean para aportar la energía a la aparamenta y equipos instalados, con el fin de garantizar el servicio y la seguridad necesarios.

Se alimenta desde los servicios auxiliares:

- aparamenta de alta tensión;
- mecanismos de maniobra motorizados;
- equipo de control y mando;
- equipos de protección;
- sistema de comunicaciones;
- alumbrado y fuerza.

Por ello, será necesario:

- Cuadro de distribución de corriente alterna 420 V que alimentará al equipo cargador batería y al cuadro de alumbrado y fuerza, ambos circuitos protegidos con sus correspondientes interruptores automáticos magnetotérmicos.
- Cuadro de corriente continua que proporcionará una tensión de 125 V conseguido a través del cargador-batería. Esto servirá de alimentación tanto de los mandos de los interruptores y seccionadores como los sistemas de control, medida y protección.



- Convertidor de 125 V a 48 V de corriente continua con su correspondiente cuadro que alimentará a los equipos de comunicación y telecontrol de la subestación.
- Batería de 125 V de corriente continua que proporcionará energía a la subestación en caso de emergencia y/o falta en la red.
- Cargador-rectificador de la batería de 125 V de corriente continua, debidamente protegido con su interruptor automático magnetotérmico, que transforma los 420 V de corriente alterna a 125 V de corriente continua.
- Sistema de alimentación ininterrumpida (SAI) que proporcionará corriente alterna a las cargas de la subestación que lo requieran, como el ordenador, monitores, impresora, etc. en caso de falta en la red. Se trata de un SAI pequeño, de 2 kW y una autonomía de 3 horas.

1.7.3.3 Sistema de media tensión, 20 kV

El sistema de media tensión de la subestación comprende desde las celdas de media tensión del edificio de control y mando hasta el transformador de potencia de 45/20 kV.

Está formada por cinco celdas de media tensión. Cuatro de ellas son celdas de protección (dos de entrada de línea, una de salida y una de servicios auxiliares) y la otra celda, de remonte para posible ampliación futura. El transformador de servicios auxiliares y el embarrado de media tensión también forma parte de esta parte de la subestación y son descritos a continuación.



1.7.3.3.1 Celdas de media tensión de la subestación

Las celdas de protección seleccionadas son las CBGS-0 24 kV del fabricante MESA, celdas GIS con aislamiento en gas SF₆, diseñadas para su instalación en el interior de subestaciones.

Estas celdas ocupan hasta un 50% menos que las celdas aisladas en aire, requieren un bajo mantenimiento y presentan un diseño modular con posibilidad de combinar distintas unidades funcionales:

- Interruptor automático.
- Interruptor seccionador.
- Seccionador de tres posiciones.
- Interruptor seccionador con fusibles.
- Medida.
- Acoplamiento.

Estas celdas se han diseñado y han sido certificadas por las siguientes normas IEC:

- IEC 62271-1: Aparata de alta y media tensión;
- IEC 62271-100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión;
- IEC 62271-102: Desconectores y puestas a tierra de corriente alterna;
- IEC 62271-103: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV;
- IEC 62271-105: Combinados interruptor-fusible de corriente alterna para alta tensión;
- IEC 62271-200: Aparata de corriente alterna bajo envolvente metálica, para tensiones asignadas de más de 1 kV hasta 52 kV;



- IEC 60044-1: Transformadores de intensidad;
- IEC 60044-2: Transformadores de tensión.

Sus principales características son:

Tensión nominal (kV)	24
Nivel de aislamiento	
A frecuencia industrial (kV rms)	50
A onda de impulso tipo rayo (kV pico)	125
Sistema de embarrado	Simple
Sistema de fases	Trifásico
Embarrado general	... 1600 A
Derivaciones	... 1600 A
Intensidad nominal de corte en cortocircuito (kA)	... 31,5
Intensidad nominal de corta duración, 3s/1s (kA)	...25/31,5
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA cresta)	... 80
Resistencia frente a arco interno (kA/s)	... 31,5
Presión del gas de aislamiento SF6 a 20°C (bar)	0.3
Grado de protección	
Compartimento de MT (IP)	65
Compartimentos de BT y mandos (IP)	3X, 41

Tabla 6. Características principales de la celda CBGS-0

En una sala de la subestación se instalarán las siguientes celdas de protección CBGS-0 de 20 kV:

- Dos celdas de entrada de línea para proteger las líneas procedentes de los aerogeneradores.
- Una celda de salida de línea hacia el transformador de potencia 45/20 kV para maniobrar y proteger la barra a la que conectará los dos circuitos de aerogeneradores y la línea del transformador 45/20 kV.
- Una celda de protección del transformador de servicios auxiliares 20 kV/420 V.
- Una celda de acoplamiento/remonte en caso de una ampliación futura.

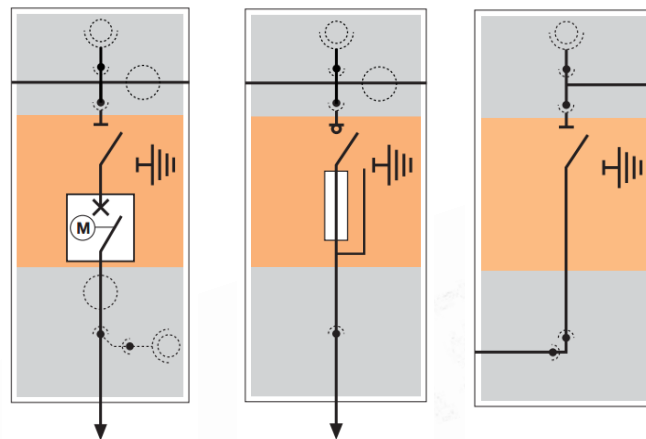


Figura 9. Esquemas de unidades funcionales CBGS-0. De izda. a dcha: protección de trafo/línea, SSAA y remonte.

- Seccionador de tres posiciones: situado en el interior del compartimento de la barra colectora dispone de tres posiciones: cerrado, abierto (aislado) y listo para conectar a tierra a través del interruptor automático. Cada una de estas posiciones se seleccionada mediante accionamientos accionados desde el exterior y tendrán enclavamientos que impedirán maniobras prohibidas.
- Interruptor-seccionador: de tres posiciones: abierto, cerrado y puesta a tierra. Emplea la técnica de corte de soplado autoneumático, caracterizado por que el



soplado del gas SF₆ hacia la zona de separación de los contactos se produce por del movimiento horizontal muy rápido del contacto móvil del interruptor dentro de la cuba de gas SF₆. Las maniobras de apertura y cierre serán realizadas a través de palanca con enclavamientos para ejecutar maniobras de manera segura.

- Interruptor-seccionador con fusibles: los fusibles serán del tipo CF (según normativa DIN). Situado en el interior de la cuba de SF₆. 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 de dicho compartimento hasta que la posición de puesta a tierra esté cerrada. Además, como medida adicional, ambos lados del fusible están conectados a tierra.

1.7.3.3.2 Transformador de servicios auxiliares

El transformador que alimenta a los servicios auxiliares se instalará en el interior del edificio de control y mando. Éste se conecta a su correspondiente celda de 20 kV y permitirá dar la energía a la parte de baja tensión destinado al sistema de alumbrado, control, mando, protecciones, comunicaciones y otros usos.

El transformador de 20/0,42 kV de 100 kVA, aislado en aceite será proporcionado por el fabricante Ormazabal: “Transformador de distribución convencional hermético de llenado integral 24 kV, 100 kVA, A₀B_K.”

En su diseño se han aplicado las normas y directiva siguientes:



- EN 50464: Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite 50 Hz, de 50 kVA a 2500 kVA con tensión más elevada para el material hasta 36 kV.
- IEC 60076-1: Transformadores de potencia. Parte 1: Generalidades.
- IEC 60076-3 Transformadores de potencia. Parte 3: Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire
- Reglamento N° 548/2014: Implementación de la guía Ecodiseño 2009/125/EG relativa a transformadores.

Sus características principales son:

Potencia nominal (kVA)	100
Tensión asignada, Ur	
Primaria (kV)	<24
Secundaria en vacío (V)	420
Tipo de aislamiento	Aceite
Grupo de conexión	Dyn11
Tensión de cortocircuito a 75 °C	6%

Tabla 7. Características principales del transformador de SSAA.



1.7.3.4 Transformador de potencia 45/20 kV

El transformador de potencia 45/20 kV de 35 MVA de potencia aparente, se instalará a la intemperie, en la parte exterior de la subestación. Al tratarse de una potencia tan elevada, el transformador a emplear será bañado en aceite.

Sus principales características son:

Tipo	Trifásico en baño de aceite
Relación de transformación	$45 \pm 2 \times 2,5\% / 20$ kV
Potencia nominal	35 MVA
Refrigeración	ONAN
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	YNd11
Nivel de aislamiento (kV)	52 kV
Peso completo con aceite	49000 kg
Tensión de cortocircuito	10%

Tabla 8. Características principales del transformador de potencia 45/20 kV.

El transformador estará equipado al menos con:

- placa de características;
- aceite de primer llenado más una reserva de un cinco por ciento;
- depósito de expansión con capacidad tal que el nivel de aceite nunca quede por debajo del nivel de los flotadores del relé Buchholz;
- cuba de cuerpo único de acero con al menos dos terminales para su puesta a tierra y un relé Buchholz, termómetro y relé de imagen térmica;



- ruedas con pestañas que permitan el desplazamiento en las dos direcciones y con elementos de bloqueo;
- dos válvulas de filtrado, dos válvulas para toma de muestras de aceite y una válvula para el vaciado total;
- elementos de refrigeración (motores 400/230 Vca) y su armario
- armario del cambiador de tomas.
-

El diseño eléctrico del transformador se realizará conforme a las normas:

- UNE-EN 60076-1: Transformadores de potencia. Generalidades.
- UNE-EN 60076-2: Transformadores de potencia. Calentamiento.
- UNE-EN 60076-3: transformadores de potencia. Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire.
- UNE-EN 60076-5:2002 Transformadores de potencia. Aptitud para soportar cortocircuitos.
- UNE-EN 60296: Fluidos para aplicaciones electrotécnicas. Aceites minerales aislantes nuevos para transformadores y aparata de conexión.

Se someterá asimismo previamente a los siguientes ensayos:

- toma de datos de: núcleo magnético (pérdidas en vacío, corriente de excitación a 100 y 110 % de la tensión nominal), arrollamientos, reactancias de cortocircuito;
- ensayos del aceite;
- medida de relación de transformación y verificación del grupo de conexión;
- ensayo de cortocircuito;
- ensayo de impulso tipo rayo;
- ensayo de tensión aplicada e inducida de corta y larga duración con CA;
- ensayo de calentamiento en la toma de máxima intensidad;

- ensayo de ruido;
- comprobación de funcionamiento de los circuitos auxiliares.

1.7.3.5 Autoválvulas

En el lado de alta tensión del transformador, 45 kV, se instalarán tres autoválvulas pararrayos de ZnO (una por fase) lo más cerca posible de las bornas del transformador para protegerlo contra sobretensiones.

Se ha seleccionado el pararrayos autovalvular EXLIM R de ABB. Su elección queda justificada en el apartado de cálculos 2.3.3. Autoválvulas.

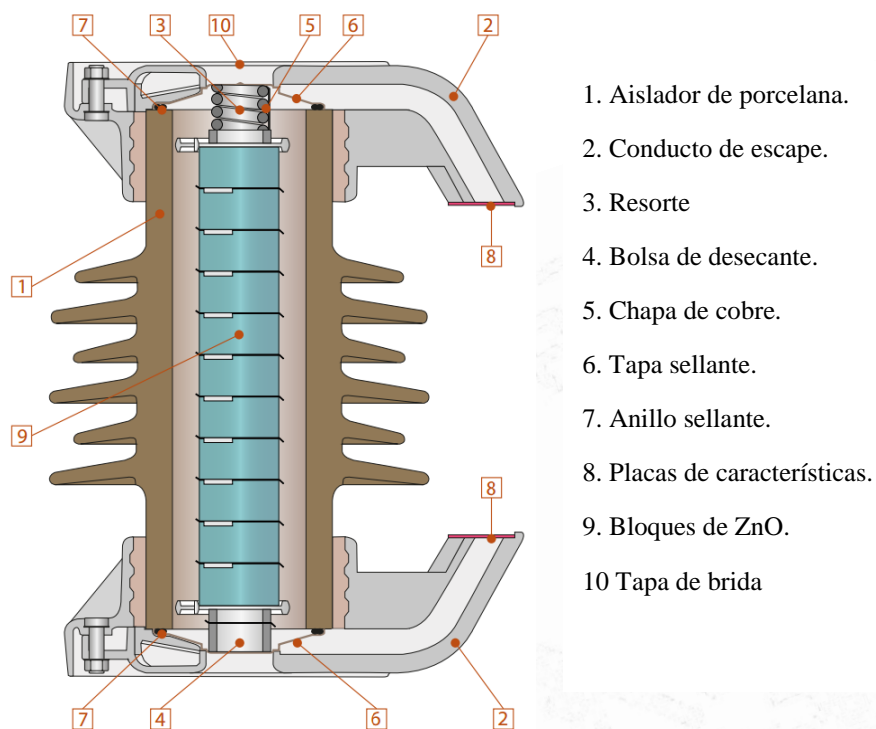


Figura 10. Pararrayos-autoválvula EXLIM R de ABB.



1.7.3.6 Sistema de evacuación en alta tensión, 45 kV

El conjunto de medida, control y protección de la parte de alta tensión de la subestación se realizará mediante un módulo compacto híbrido, PASS M00 de 72,5 kV de ABB, que combina todas las funciones típicas de una subestación tipo AIS. Incluye en un solo módulo el interruptor de potencia, seccionadores de barra y línea, puesta a tierra y transformador de tensión e intensidad por fase gracias a su diseño que combina técnicas de las subestaciones tipo AIS (aisladas en aire) y GIS (aisladas en gas SF₆). Sus principales ventajas son:

- Diseño compacto gracias a su tecnología GIS que viene completamente ensamblado de fábrica, lo que evita que haya fallos en la conexión de los elementos;
- Ocupa un espacio reducido gracias a su diseño compacto, llegando a estar instalado en medio día;
- Fácil de transportar y de montar, lo que reduce a su vez el coste y tiempo de montaje y de obra civil;
- Bajos costes de operación y mantenimiento, ya que todos los contactos de alta tensión están aislados en SF₆.

Todo ello hace que, aunque el precio del módulo pueda ser superior a los componentes AIS, como resultado incluyendo el diseño, construcción de la subestación, el mantenimiento, etc. el módulo PASS M00 es la opción más económica.

Se ha diseñado cumpliendo las normativas:

- CENELEC EN 50052: *Cast aluminum alloy enclosures for gas filled high voltage switchgear and control gear.*
- ISO 9001, 14001: certificaciones de calidad.
- IEC 60694: Aparata de alta tensión.



- IEC 62271-203: Aparamenta bajo envolvente metálica con SF₆.
- IEC 60137: Aisladores pasantes para tensiones alternas superiores a 1000 V.
- IEC 60044-1: Transformadores de corriente.
- IEC 62271-102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- IEC 62271-100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.

Sus características principales son:

Tensión máxima de funcionamiento (kV)	72,5
Frecuencia (Hz)	50
Nivel de aislamiento	
A frecuencia industrial (kV)	160
A onda de impulso tipo rayo (kV)	350
Intensidad nominal (A)	2000
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz) (kA)	31,5
Intensidad de cortocircuito (valor cresta) (kA)	80
Tiempo despeje de falta (s)	3

Tabla 9. Características principales del módulo PASS M00 72.5kV de ABB.

- Interruptor automático: el módulo PASS M00 emplea un interruptor automático de tipo “self-blast”. Este mecanismo difiere de los interruptores de tipo “puffer” en la procedencia de la energía que se emplea para comprimir el gas SF₆. En un interruptor tipo puffer, la energía procede del mecanismo de operación, mientras que en uno tipo “self-blast” es aprovechada la energía del propio arco en su mayor parte para calentar el gas y aumentar su presión.

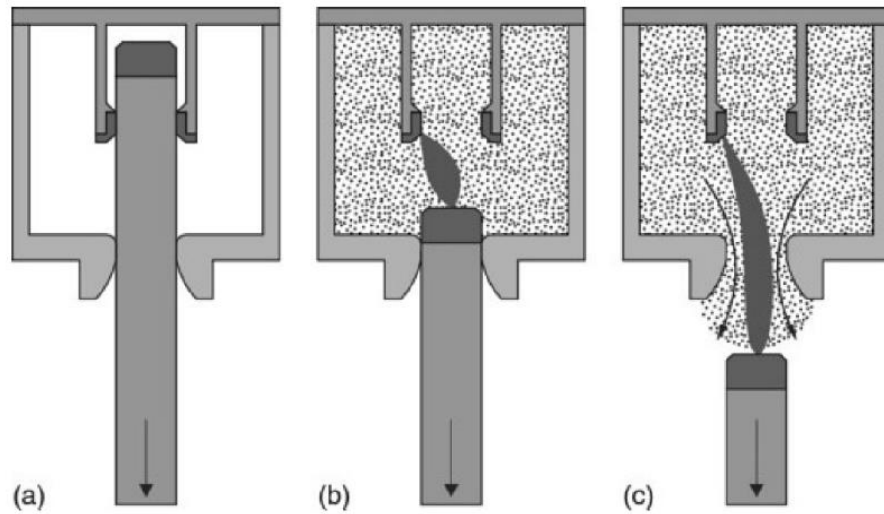


Figura 11. Principio de funcionamiento de interruptor automático self-blast SF₆: (a) posición cerrada; (b) arco cerrado en el interior; (c) expansión y extinción del arco.

Fluido de aislamiento	SF ₆
Tiempo de apertura (ms)	< 50
Tiempo de cierre (ms)	< 150
Tensión auxiliar alimentación motor (V)	125
Tensión auxiliar bobinas de apertura/cierre (V)	125

Tabla 10. Características principales de los interruptores automáticos del módulo PASS M00.

- **Seccionadores:** el módulo PASS está equipado de un seccionador de cinco posiciones cuyos contactos se encuentran en la misma cámara aislada con gas SF₆ presurizado. Mediante una rotación permite desconectar la línea, desconectar la barra colectora y conectar a tierra la línea o la barra colectora a través del interruptor automático, como se puede apreciar en la figura X. Cada posición está señalizada en el exterior y también puede ser operado manualmente.

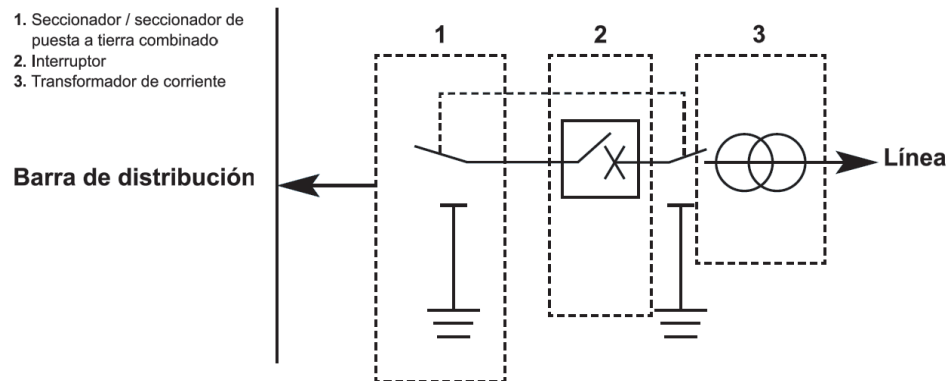


Figura 12. Esquema unifilar de módulo PASS M00.

Accionamiento de cuchillas	Motorizado
Poder de cierre seccionador PaT (kA)	80
Tensión auxiliar alimentación motor/accionamiento (V)	125

Tabla 11. Características principales de los seccionadores del módulo PASS.

- Transformador de intensidad: toroidal. Sus principales funciones son: convertir la intensidad de línea en una más reducida y normalizada para la alimentación de los instrumentos de medida y relés, proteger la línea cuando ocurra alguna falta, evitando la alta intensidad existente al equipo de protección y proteger al personal de la subestación, de modo que la intensidad que llegue a los paneles de control sea lo bastante reducida como para no ser peligrosa su manipulación.
- Aisladores: de material compuesto, en comparación con las de porcelana, son más seguros (pruebas de explosión), menos frágiles y actúan bien incluso en ambientes contaminantes.



1.7.4 PUESTA A TIERRA

1.7.4.1 Introducción

La puesta a tierra de una instalación consiste en la conexión metálica directa de los elementos de la subestación y electrodos enterrados en el suelo.

El sistema eléctrico del parque eólico debe disponer de una red de tierras de tal forma que se consiga que en el conjunto de instalaciones no existan diferencias de potencial superiores a las tensiones de paso y de contacto superiores admisibles, proporcionando un potencial de referencia permanente. Además, proporciona un circuito de baja impedancia a la instalación y fuerza la derivación al terreno de las corrientes que se pueden originar.

Tiene como objetivos no solo garantizar la seguridad de las personas, limitando la tensión con respecto a tierra que pueda darse en cualquier punto de las instalaciones en un momento dado, sino también la protección de las propias instalaciones, asegurando la actuación de las protecciones y disminuyendo el riesgo de avería de los materiales eléctricos empleados.

Para el diseño de la puesta a tierra, uno de los factores que influye resistencia de puesta a tierra, que depende principalmente de la resistividad del terreno en el cual se realizará la instalación. Por este motivo, es necesario un estudio previo sobre las características del terreno y mejorar en la medida que sea posible factores que influyen en esta como pueden ser su composición, la concentración de sales, humedad, temperatura, etc.



Las magnitudes eléctricas que caracterizan la puesta a tierra son:

- Tensión de paso: diferencia de potencial entre dos puntos de la superficie del terreno separados por 1 metro de distancia, en la dirección del gradiente de potencial máximo.
- Tensión de contacto: diferencia de potencial entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a un metro de distancia en la dirección del gradiente de potencial máximo.

Si dichas tensiones son puenteadas por una persona, la tensión a la que se ve sometida es menor debido a las resistencias del circuito que forma. Estas tensiones reciben el nombre de tensión de paso o contacto aplicada. Se definen en el *Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación* como:

- Tensión de paso aplicada: parte de la tensión que resulta aplicada entre los pies de una persona, teniendo en cuenta todas las resistencias que intervienen en el circuito y estimándose la del cuerpo humano en 1000 ohmios.

$$V_{pa} = 10 \cdot V_{ca}$$

- Tensión de contacto aplicada: parte de la tensión 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 1000 ohmios.

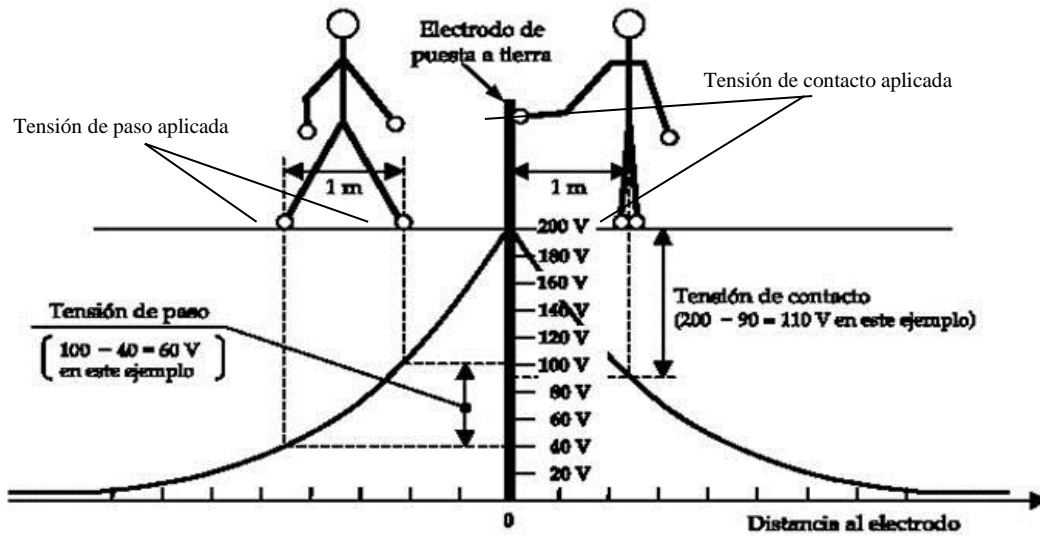


Figura 13. Tensiones de paso y contacto durante un defecto a tierra.

Se ha de diseñar una puesta a tierra tal que no se superen las tensiones aplicadas máximas admisibles:

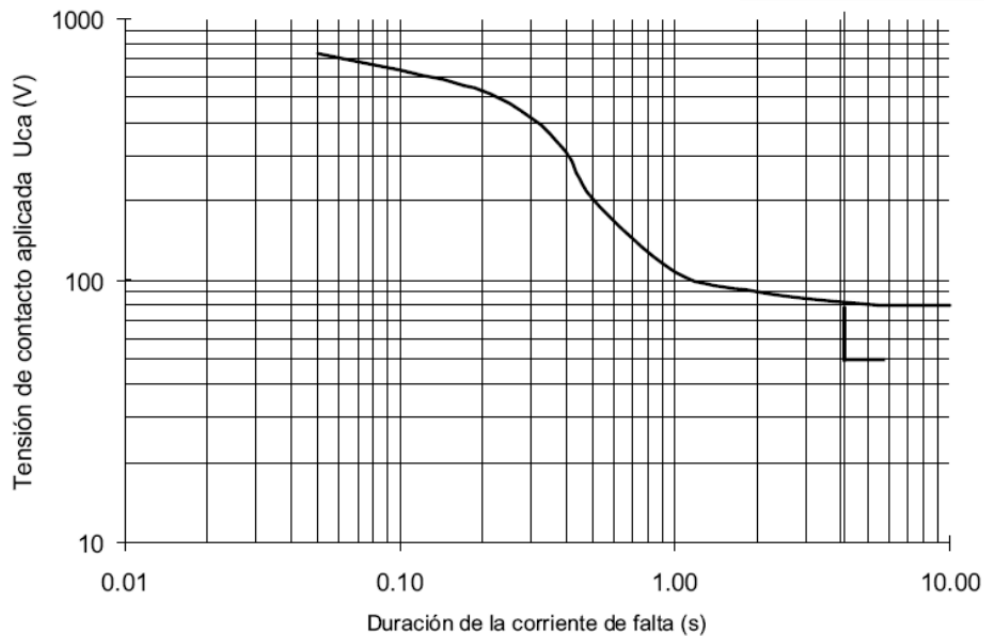


Figura 14. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta.



t_f (s)	U_{ca} (V)
0,05	735
0,1	633
0,2	528
0,3	420
0,4	310
0,5	204
1	107
2	90
5	81
10	80
>10,00	50

Tabla 12. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta.

1.7.4.2 Puesta a tierra de la subestación

Según el apartado 6.1 de la ITC-RAT-13, se conectarán a las tierras de protección las partes metálicas que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones: envolventes metálicas, vallas, etc.

A las tierras de servicio se conectarán los neutros de los transformadores de potencia y de medida, los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra, etc.

La malla de puesta a tierra de la subestación queda detallada en el apartado “2.4. Puesta a tierra” del capítulo de cálculos y consiste en:



- Una malla metálica de 28x14 metros, con una retícula cuadrada de 2 metros de lado, cable de cobre de 9,5 mm de diámetro (70 mm²).
- 62 picas de cobre 8 m longitud y 14 mm de diámetro en su perímetro

El diseño final queda reflejado en el plano nº 5.

Al finalizar la construcción de la subestación, antes de su puesta en servicio, se medirán las tensiones de paso y contacto y se comprobará que son inferiores a las tensiones de paso y contacto máximas admisibles.

Asimismo, se realizará una medición de la resistencia de puesta a tierra cada tres años para asegurar que sigue dentro de los márgenes.

1.7.4.3 Red subterránea y aerogeneradores

En las zanjas por las que transcurrirán los conductores, se instalará también un conductor de cobre desnudo de 50 mm² que unirá las redes de tierra del parque eólico, además de unir también las redes de tierra de cada uno de los aerogeneradores.

La red de tierras de cada aerogenerador consiste en un conductor de cobre de 70 mm² colocado en forma de anillo circular de 5 metros de diámetro con cuatro picas de 2 metros de longitud y un diámetro de 14 milímetros, que rodea la planta de la torre del aerogenerador.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

MEMORIA DE CÁLCULOS



Capítulo 2 MEMORIA DE CÁLCULOS

2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se detallarán los cálculos realizados, las hipótesis que se han considerado y los resultados que justifican las decisiones tomadas, empleando la normativa vigente de manera que se garantiza la seguridad y el correcto funcionamiento del proyecto.

2.2 RED SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN

En este apartado se justificarán las tensiones asignadas del cable y sus accesorios, así como la sección de los cables a emplear desde los aerogeneradores hasta la subestación de evacuación.

2.2.1 TENSIONES ASIGNADAS DEL CABLE Y SUS ACCESORIOS

La red de media tensión de 20 kV se considera de categoría A, lo que significa que la duración máxima de un defecto a tierra, que el sistema de puesta a tierra admita, debe ser inferior a un minuto.

Según la *Tabla 2 del ITC-LAT-06*, la tensión nominal del cable U_0/U se elegirá atendiendo a la tensión nominal de la red. A cada uno de estos valores les corresponde una tensión soportada nominal a los impulsos de tipo rayo U_p , como se especifica en la



tabla mencionada. Para una red de 20 kV se tiene que para una red de categoría A las características mínimas del cable han de ser las indicadas a continuación:

Tensión nominal de la red U_n (kV)	Tensión más elevada de la red U_s (kV)	Categoría de la red	Características mínimas del cable	
			U_o/U (kV)	U_p (kV)
20	24	A-B	12/20	125
		C	15/25	170

Tabla 13. Tensión asignada U_o/U de los cables de la red subterránea.

2.2.2 SECCIÓN DEL CONDUCTOR

La sección de los conductores de la red de media tensión se elegirá en función de los cuatro criterios mencionados en el punto “1.7.2.1.1. Sección del conductor”.

2.2.2.1 Intensidad máxima admisible

Se describirá el procedimiento de cálculo tomando como ejemplo el caso de un aerogenerador. Finalmente se presentará los resultados de cada tramo de cable.

La intensidad que circulara por un aerogenerador es:

$$I_{aero} = \frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{2MW}{\sqrt{3} \cdot 20kV \cdot 0,95} = 60,77A$$



donde I_{aero} es la intensidad que circula por un terno de cables unipolares enterrados a 1 metro de profundidad, con una temperatura del terreno de 25 °C y una resistividad de 1,5 K·m/W.

Con este valor se determina, mediante la tabla de intensidades máximas admisibles por los conductores en “Anexo 1: Características del cable AL EPROTENAX H COMPACT 12/20 kV”, una sección de 50 mm², que es la sección normalizada más pequeña y garantiza una intensidad máxima permanente 145 A.

A este valor se le deben aplicar los factores de corrección, k_i , que apliquen al caso presente teniendo:

$$I_{adm}^* = I_{adm} \cdot k_i$$

Los factores de corrección a aplicar son:

- 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 14. Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25 °C.

- Factor de corrección por resistividad térmica del terreno (1 K·m/W): $k_{r,t} = 1,16$; 1,18 o 1,19 dependiendo de la sección o 1,09; 1,10 en el caso de los tramos que han de ir bajo tubo.





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
Cables directamente enterrados 	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	
Cables en interior de tubos enterrados 	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	

Tabla 15. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W

Comparando el valor obtenido con las tablas proporcionadas por el fabricante (tabla 16), se obtiene la sección mínima a instalar.



1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV
1x50/16	135	145	180
1x95/16 (1)	200	215	275
1x150/16 (1)	255	275	360
1x240/16 (1)	345	365	495
1x400/16 (1)	450	470	660
1x630/16	590	615	905

Tabla 16. Intensidad máxima admisible del conductor AL EPROTENAX H COMPACT.

Por tanto, siguiendo el ejemplo anterior, la intensidad admisible es:

$$I_{adm,50}^* = 145 \cdot 1,03 \cdot 1,16 = 173,246 \text{ A} > 60,77 \text{ A} \rightarrow S = 50 \text{ mm}^2 \text{ válido.}$$

En el caso del tramo entre los aerogeneradores 9 y 12 circula una corriente de $4 \cdot 60,77 = 243,095 \text{ A}$. En este caso, el tramo es **bajo tubo** y por tanto se tiene:

$$I_{adm,150tubo}^* = 255 \cdot 1,03 \cdot 1,10 = 288,915 \text{ A} > 243,08 \text{ A} \rightarrow S = 150 \text{ mm}^2 \text{ válido.}$$

$$I_{adm,95tubo}^* = 200 \cdot 1,03 \cdot 1,09 = 224,54 \text{ A} < 243,08 \text{ A} \rightarrow S = 95 \text{ mm}^2 \text{ no válido.}$$

Con el esquema de conexión plano nº 2, se realizan los cálculos para todos los tramos de la red obteniendo:

Tramo	I (A)	S (mm ²)
A1-SUB	425,42	400
A1-A2	364,64	240
A2-A3	121,55	50
A3-A4	60,77	50



A2-A5	182,32	95
A5-A6	121,55	50
A6-A7	60,77	50
A8-SUB	486,19	400
A8-A9	425,42	240
A9-A10	121,55	50
A10-A11	60,77	50
A9-A12	243,095	150
A12-A13	182,32	95
A13-A14	121,55	50
A14-A15	60,77	50

Tabla 17. Cálculo de secciones según criterio de máxima intensidad admisible.

2.2.2.2 Caída de tensión

En la red de media tensión, las longitudes de las líneas no son de gran longitud, por lo que la caída de tensión no será un factor determinante. En cualquier caso, para el dimensionado según la caída de tensión se considerará una caída máxima del 5%, a lo que le corresponde un valor de 1 kV. Ésta se calcula como:

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

donde:

I: Valor de la corriente que conducirá el cable [A].

L: Longitud del cable [km].

R: resistencia del conductor a 90 °C [Ω /km].

X: reactancia del conductor [Ω /km].

$\cos\varphi$: factor de potencia que se supondrá 0,9.



La resistencia y reactancia a 50 Hz en corriente alterna de los conductores son proporcionadas por el fabricante:

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Resistencia del conductor a T máx (105 °C) (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)	
			12/20 kV	18/30 kV
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1x50/16	0,641	0,861	0,132	0,217
1x95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129
1x150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118
1x240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109
1x400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102
1x630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095

Tabla 18. Resistencia y reactancia del conductor AL EPROTENAX H COMPACT.

Como ejemplo se calcula la caída entre los aerogeneradores 9 y 12:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 243,095 \cdot 0,3 \cdot (0,277 \cdot \cos \varphi + 0,11 \cdot \text{sen} \varphi) = 37,55 \text{ V} = 0,18 \%$$

Para el cálculo se ha empleado el caso más desfavorable que es cuando el conductor se encuentra a 105 °C y tiene una resistencia mayor.

Realizando esto para cada tramo y luego acumulando la caída en las hileras:

Tramo	I (A)	S (mm ²)	L (m)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)
A1-SUB	425,42	400	250	0,105	0,096	25,1165	0,1256
A1-A2	364,64	240	300	0,168	0,102	37,0723	0,1854
A2-A3	121,55	50	300	0,861	0,132	52,5761	0,2629
A3-A4	60,77	50	300	0,861	0,132	26,2859	0,1314
A2-A5	182,32	95	430	0,43	0,118	59,5345	0,2977
A5-A6	121,55	50	300	0,861	0,132	52,5761	0,2629
A6-A7	60,77	50	300	0,861	0,132	26,2859	0,1314
A8-SUB	486,19	400	250	0,105	0,096	28,7043	0,1435
A8-A9	425,42	240	300	0,168	0,102	43,2517	0,2163
A9-A10	121,55	50	300	0,861	0,132	52,5761	0,2629
A10-A11	60,77	50	300	0,861	0,132	26,2859	0,1314



A9-A12	243,095	150	430	0,277	0,11	53,8175	0,2691
A12-A13	182,32	95	300	0,43	0,118	41,5357	0,2077
A13-A14	121,55	50	300	0,861	0,132	52,5761	0,2629
A14-A15	60,77	50	300	0,861	0,132	26,2859	0,1314

Tabla 19. Caída de tensión de la red de MT por tramos.

Obteniendo para los peores casos:

Tramo	A7-SUB	A15-SUB
ΔU acumulada (%)	1,0029	1,2309

Tabla 20. Caída de tensión máxima en la red de MT

La caída de tensión máxima indicada en el reglamento de Alta Tensión es de un 5%. Se verifica mediante los cálculos anteriores que este valor no se supera en ninguna línea. De esta manera, las secciones previamente fijadas cumplen el criterio de máxima caída de tensión.

2.2.2.3 Intensidad de cortocircuito admisible

Dada la potencia de cortocircuito de la red $I_{cc|red} = 9500 \text{ A}$, se procede a calcular las impedancias del sistema y se comprueba la validez de la sección por el criterio de intensidad de cortocircuito admisible.

$$S_{cc,red} = \sqrt{3} \cdot 45kV \cdot 9500A = 740,45MVA$$

Se comprueba que el valor dado tiene coherencia sabiendo que el valor de la corriente de cortocircuito es de 5 a 20 veces la capacidad nominal del sistema.

$$740,5 / 20 = 37MVA > 35MVA \rightarrow \text{Cumple}$$



Las bases que se emplearán para el cálculo de la corriente de cortocircuito son:

Bases	
S_{Base}	35 MVA
U_{Base}	20 kV
$I_{Base} = \frac{S_{Base}}{\sqrt{3} \cdot U_{Base}}$	1010,36 A
$Z_{Base} = \frac{U_{Base}^2}{S_{Base}}$	11,43 Ω

Tabla 21. Bases para el cálculo de cortocircuito.

A continuación, se procede al cálculo de las impedancias de cortocircuito:

Sabiendo que $z_{A, enbase} = z_A \cdot \frac{U_A^2 / S_A}{U_{Base}^2 / S_{Base}} = \{U_A = U_{Base}\} = z_A \frac{S_{Base}}{S_A}$:

- Impedancia de la red:

$$x_{cc, red} = \frac{S_{Base}}{S_{cc}} = \frac{35}{740,45} = 0,0473 pu$$

- Impedancia del transformador 20/45 kV, 35 MVA:

$$x_{cc, T_{pot}} = u_{cc} \cdot \frac{S_{Base}}{S_{T_{pot}}} = 0,10 \cdot \frac{35 \cdot 10^6}{35 \cdot 10^6} = 0,10 pu$$

- Impedancia del transformador 0,69/20 kV, 2,1 MVA:

$$x_{cc, T_{aero}} = u_{cc, T_{aero}} \cdot \frac{S_{Base}}{S_{T_{aero}}} = 0,06 \cdot \frac{35 \cdot 10^6}{2,1 \cdot 10^6} = 1 pu$$



- Reactancia subtransitoria del aerogenerador, donde $x''_d = 20\%$

$$x''_{d,T_aero} = x''_d \cdot \frac{S_{Base}}{S_{T_aero}} = 0,20 \cdot \frac{35 \cdot 10^6}{2,1 \cdot 10^6} = \frac{10}{3} = 3,333 pu$$

La impedancia de un conjunto aerogenerador + trafo es por tanto de 4,333 pu

- Impedancia de las líneas:

Serán despreciadas ya que las longitudes son muy cortas y las impedancias son muy pequeñas:

Tramo	R (Ω)	X (Ω)	r (pu)	x (pu)
A1-SUB	0,02625	0,024	0,00230	0,00210
A1-A2	0,0504	0,0306	0,00441	0,00268
A2-A3	0,2583	0,0396	0,02260	0,00347
A3-A4	0,2583	0,0396	0,02260	0,00347
A2-A5	0,1849	0,05074	0,01618	0,00444
A5-A6	0,2583	0,0396	0,02260	0,00347
A6-A7	0,2583	0,0396	0,02260	0,00347
A8-SUB	0,02625	0,024	0,00230	0,00210
A8-A9	0,0504	0,0306	0,00441	0,00268
A9-A10	0,2583	0,0396	0,02260	0,00347
A10-A11	0,2583	0,0396	0,02260	0,00347
A9-A12	0,11911	0,0473	0,01042	0,00414
A12-A13	0,129	0,0354	0,01129	0,00310
A13-A14	0,2583	0,0396	0,02260	0,00347
A14-A15	0,2583	0,0396	0,02260	0,00347

Tabla 22. Impedancia de los tramos de líneas en p.u.

Por tanto, una vez obtenidos los valores de las impedancias, se procede a elaborar el esquema de impedancias de cortocircuito y de él se deducen las corrientes de cortocircuito como se muestra a continuación:

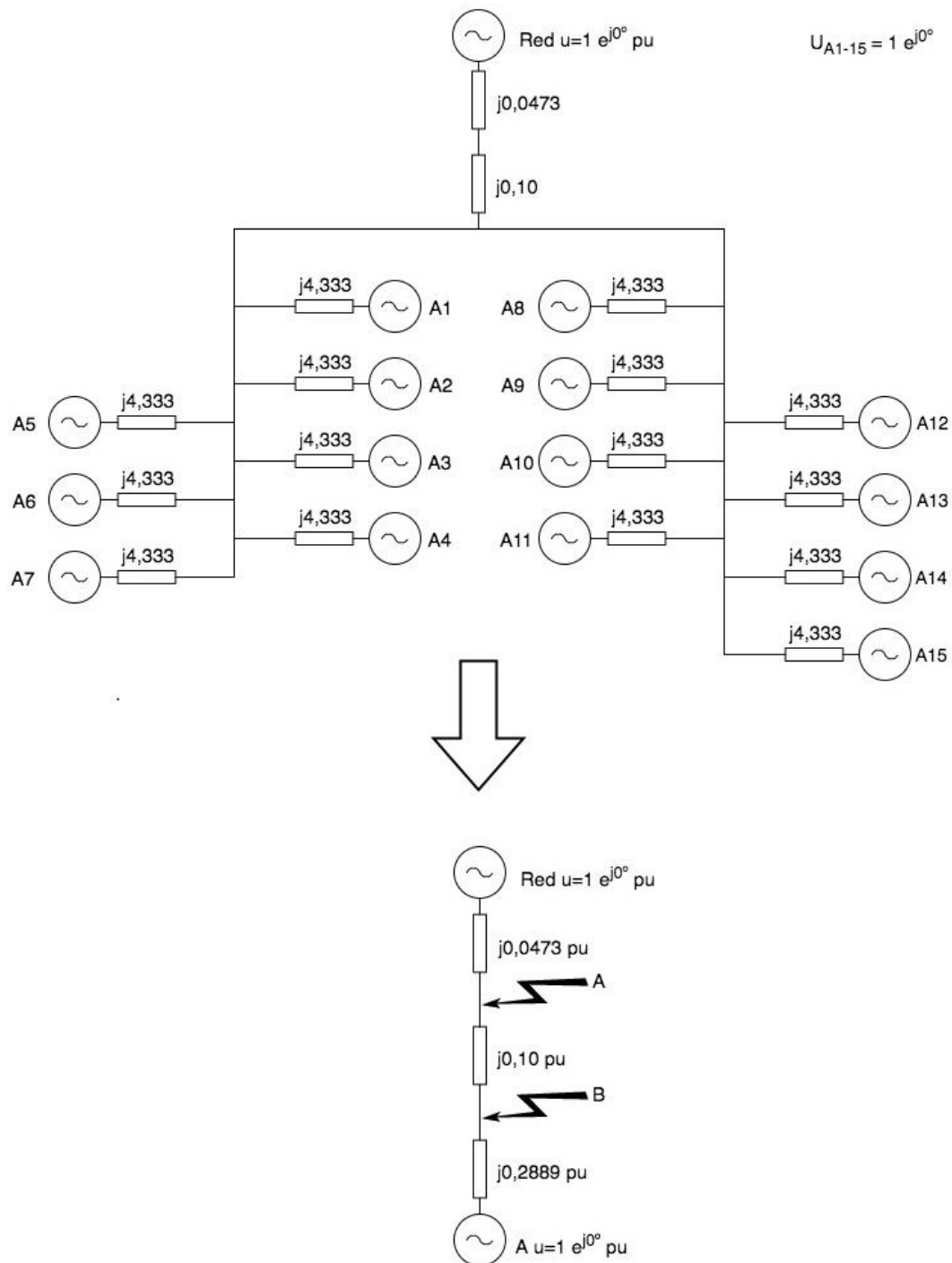


Figura 15. Esquema de cortocircuito.



$$I_{cc,A} = \frac{35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 45 \cdot 10^3} \cdot \left(\frac{1}{0,0473} + \frac{1}{0,1 + 0,2889} \right) = 10654,7A$$

$$I_{cc,B} = \frac{35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} \cdot \left(\frac{1}{0,0473 + 0,1} + \frac{1}{0,2889} \right) = 10358,1A$$

Zona	A	B
Icc (A)	10654,7	10358,1

Tabla 23. Intensidades de cortocircuito.

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1 s (A)
	12/20 kV y 18/30 kV
1x50/16	4700
1x95/16 (1)	8930
1x150/16 (1)	14100
1x240/16 (1)	22560
1x400/16 (1)	37600
1x630/16	59220

Tabla 24. Intensidad máxima de cortocircuito de los conductores.

Con los resultados obtenidos se determina que las secciones de 50 y 95 mm² no son suficientes como para poder soportar una intensidad de cortocircuito de 10358,1 A, por lo que habría que emplear en su lugar un conductor de 150 mm² de sección que es capaz de soportar hasta 14100 A:

Tramo	S (mm ²)
A1-SUB	400
A1-A2	240
A2-A3	150
A3-A4	150



A2-A5	150
A5-A6	150
A6-A7	150
A8-SUB	400
A8-A9	240
A9-A10	150
A10-A11	150
A9-A12	150
A12-A13	150
A13-A14	150
A14-A15	150

Tabla 25. Secciones de los cables según criterio de máxima intensidad de cortocircuito.

2.2.2.4 Pérdidas de potencia

Este criterio de diseño no se trata de un criterio reglamentario, sino económico, para limitar las pérdidas en los conductores. En este caso se ha fijado en un 3%.

La pérdida de potencia se calcula como:

$$P_{pérd.} = I^2 \cdot R$$

donde

I: intensidad que circula en la línea en A.

R: resistencia del conductor en Ω a 105 °C (más restrictivo).

Tanto los valores de la intensidad y la resistencia de cada tramo han sido calculados en los apartados anteriores. Así, se obtiene:



Tramo	I (A)	R (Ω)	P (W)	P (%)
A1-SUB	425,42	0,02625	4750,782	0,1584
A1-A2	364,64	0,0504	6701,301	0,2234
A2-A3	121,55	0,2583	3816,228	0,1272
A3-A4	60,77	0,2583	953,900	0,0318
A2-A5	182,32	0,1849	6146,184	0,2049
A5-A6	121,55	0,2583	3816,228	0,1272
A6-A7	60,77	0,2583	953,900	0,0318
A8-SUB	486,19	0,02625	6204,994	0,2068
A8-A9	425,42	0,0504	9121,502	0,3041
A9-A10	121,55	0,2583	3816,228	0,1272
A10-A11	60,77	0,2583	953,900	0,0318
A9-A12	243,095	0,11911	7038,827	0,2346
A12-A13	182,32	0,129	4288,035	0,1429
A13-A14	121,55	0,2583	3816,228	0,1272
A14-A15	60,77	0,2583	953,900	0,0318
Total			63332,1375	2,1111

Tabla 26. Potencia perdida en red MT

Al no superar el 3% de pérdida de potencia, se concluye que las secciones a emplear son las determinadas por el criterio de intensidad máxima admisible de cortocircuito (tabla 25).

Los tramos interiores a la subestación, al tratarse de líneas más cortas, también se diseñarán por el criterio de intensidad de cortocircuito máxima admisible, que es la más restrictiva. La intensidad que circularía por dicho tramo sería algo menor que las que transportan las líneas de aerogeneradores (911,602 A) ya que parte de esta potencia alimenta a los servicios auxiliares. Puesto que no hay ninguna sección capaz de llevar una corriente tan elevada, el tramo de las celdas hasta el transformador, se realizará de la misma forma en que llegaban los dos ramales de aerogeneradores, con dos conductores por fase de las mismas características y bajo tubo.



2.2.3 CANALIZACIONES

Aquellos tramos de la red que atraviesen viales, deberán instalarse bajo canalizaciones.

Las secciones que irán bajo tubo son dos: 150 mm² y 400 mm², de manera que se emplearán dos secciones de canalización distintos. El diámetro interior de la canalización debe ser como mínimo 1,5 veces el diámetro exterior del conductor, o en este caso, del diámetro aparente del circuito formado por tres cables unipolares en tresbolillo. *Los diámetros exteriores de la agrupación son dados por el fabricante.*

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Código	Ø Nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	Ø Nominal exterior* (mm)
12/20 kV				
1x50/16	20996806	18,1	4,5	25,8
1x95/16 (1)	20994668	20,9	4,3	28,6
1x150/16 (1)	20995788	23,8	4,3	32
1x240/16 (1)	20995789	28	4,3	36
1x400/16 (1)	20996809	33,2	4,3	41,3
1x630/16	20034725	41,5	4,5	49,5

Tabla 27. Diámetros exteriores aparentes de los conductores.

De esta manera se determina el diámetro mínimo que deben tener las canalizaciones por las que discurrirán los tramos señalados anteriormente.

S (mm ²)	D _{N,exterior} (mm)	D _{tubo mín.} (mm)
150	32	48
400	41,3	61,95

Tabla 28. Diámetros mínimos de las canalizaciones (red MT)



2.3 SISTEMA DE ALTA TENSIÓN

A continuación, se detallarán los cálculos que intervienen en la selección de cables y accesorios empleados en alta tensión.

2.3.1 TENSIONES ASIGNADAS DEL CABLE Y SUS ACCESORIOS

De la misma forma en que se hizo en el apartado anterior, del “Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, ITC-RAT-12: Aislamiento”, se obtienen las tensiones asignadas del cable y sus accesorios:

Tensión nominal de la red U_n (kV)	Tensión más elevada de la red U_s (kV)	Categoría de la red	Características mínimas del cable	
			U_o/U (kV)	U_p (kV)
45	52	A-B	26/45	250

Tabla 29. Tensión asignada U_o/U de los cables de A.T.

2.3.2 SECCIÓN DEL CONDUCTOR

La sección a determinar en el lado de alta será solo el del tramo comprendido entre el transformador de potencia hasta el módulo PASS M00. La intensidad que circula por dicho tramo es:

$$I_{alta} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{30MW}{\sqrt{3} \cdot 45kV \cdot 0,95} = 405,16A$$



Se empleará un cable del mismo fabricante, PRYSMIAN: AL VOLTALENE H 26/45 kV (AL RHZ1-0L).

La intensidad de cortocircuito ya calculada es de 10358,1 A, por lo que con estos datos procedemos a seleccionar el cable que satisfaga las condiciones.

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Intensidad máxima admisible enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)
26/45 kV		
1x35/16	132	134
1x50/16	157	160
1x70/16	193	201
1x95/16	226	236
1x120/16	262	280
1x150/16	295	318
1x185/16	334	365
1x240/16	389	432
1x300/16	440	498
1x400/16	505	582
1x500/16	579	681
1x630/16	663	798
1x800/16	749	920
1x1000/16	836	1052

Tabla 30. Intensidad máxima admisible del cable VOLTALENE H 26/45 kV

De esta manera, el conductor a emplear tendrá como sección 240 mm², debiéndose instalar respetando las distancias mínimas establecidas en el reglamento.

2.3.3 AUTOVÁLVULAS

Para la selección de las autoválvulas a instalar en el lado de alta del transformador de potencia 45/20 kV, lo primero es determinar sus niveles de aislamiento especificados en



el “Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, ITC-RAT-12: Aislamiento”.

A una tensión de 45 kV, le corresponde una tensión más elevada de la red de 52 kV, una tensión soportada nominal a frecuencia industrial de 95 kV eficaces y una tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo de 250 kV de cresta.

Características del transformador son, además: el tipo de conexión del neutro (rígido) y la duración máxima de falta de 1 segundo.

Con esto, los pasos a seguir para determinar los requerimientos de las autoválvulas a instalar son:

1. Elección de la corriente nominal y clase de descarga:

10 kA, clase 1 o 2.

2. Cálculo de la tensión de funcionamiento continuo:

$$U_c \geq \frac{U_s}{\sqrt{3}} = \frac{52 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 30,02 \text{ kV}$$

3. Cálculo de la capacidad frente a sobretensiones temporales:

$$TOV_c (10s) \geq k \cdot U_c \cdot \left(\frac{T_t}{10}\right)^{0,02} = 1,4 \cdot 30,02 \cdot \left(\frac{1}{10}\right)^{0,02} = 40,14 \text{ kV}$$

donde

k: factor de falta a tierra (en el peor caso vale 1,4)

U_s: tensión máxima del sistema

T_t: tiempo de despejes de faltas a tierra.



4. Cálculo del margen de protección:

valor mínimo 1,2.

5. Cálculo de la tensión residual:

$$U_{res} \leq \frac{U_{max}}{1,2} = \frac{250 \text{ kV}}{1,2} = 208,33 \text{ kV}$$

6. Elección de la autoválvula.

		R	Q-E	Q-D	P	T
System voltage	kV	52 - 170	52 - 245	170 - 420	52 - 550	245 - 800
Rated voltage	kV	42 - 168	42 - 228	132 - 420	42 - 444	180 - 624
Nominal discharge current	kA _{peak}	10	10	10	10/15	10/15/20
Line discharge class	Class	2	3	3	4	4
Mechanical strength (SSL)	Nm	7 500	7 500	18 000	18 000	18 000

Tabla 31. Autoválvulas ofertadas por ABB y sus características principales.

A partir de los requerimientos, se selecciona la autoválvula de ABB EXLIM R.

7. Cálculo de la distancia máxima entre la autoválvula y el transformador de potencia:

$$L = V \cdot \frac{U_{BIL} - U_p}{2 \cdot S} = 300 \cdot \frac{208,33 - U_p}{2 \cdot 1000}$$

donde

V: velocidad de propagación de la onda en m/μs.

-línea aérea aprox. 300 m/μs.

U_{BIL}: nivel de aislamiento básico del transformador en kV.

U_p: tensión residual en kV.



S: pendiente de onda de sobretensión (1000 kV/ μ s).

	Valores de autoválvula seleccionada						Requerimiento
Autoválvula EXLIM de ABB	EXLIM R						
Corriente nominal (kA)	10	10	10	10	10	10	10 kA
Clase de descarga	2	2	2	2	2	2	2
Tensión nominal (kV)	60	54	51	48	45	42	-
Tensión de funcionamiento Continuo (kV)	48	43	41	38	36	34	$\geq 30,02$ kV
TOV (10s) (kV)	66,0	59,4	56,1	52,8	49,5	46,2	$\geq 40,14$ kV
Tensión residual (kV)	156	140	133	125	114	109	$< 208,33$ kV
Margen de protección	1,6	1,79	1,88	2	2,19	2,29	$\geq 1,2$
Distancia máx. entre autoválvula y trafo (m)	7,85	10,25	11,3	12,5	14,15	14,9	-

Tabla 32. Selección de autoválvula.

Cualquiera de las ofertas de ABB cumple con nuestros requerimientos.



2.4 PUESTA A TIERRA

Para determinar la puesta a tierra de las instalaciones, se partirá de los siguientes datos sobre nuestro terreno y subestación:

- Intensidad de falta a tierra: 10654,7 A (ya calculada en el apartado 2.2.2.3. Intensidad de cortocircuito admisible).
- Tiempo de actuación de las protecciones: 0,5 s.
- Conductor perimetral de la malla está a un metro de distancia de la valla perimetral de la subestación.
- Superficie de la malla: 28x14 m², retícula cuadrada de 2 m de lado.
- Profundidad de enterramiento de la malla: 0,8 m.
- Cable empleado: cobre de 70 mm², diámetro de 9,5 mm.
- La resistividad del terreno natural existente es de 50 Ω·m.
- La subestación estará cubierta por una capa de grava de 10 cm de espesor (3000 Ω·m), excepto en viales.
- Los viales estarán cubiertos por una capa de asfalto de 5 cm de espesor (5000 Ω·m).

Según el reglamento, la densidad de corriente en los conductores no puede superar los 160 A/mm² en el caso del cobre: $10654,7 \text{ A}/70 \text{ mm}^2 = 152,21 \text{ A/mm}^2 < 160 \text{ A/mm}^2$. Queda así justificado el uso de dicha sección.

Se partirá de un diseño que consiste en una malla y se calcularán las tensiones de paso y de contacto en la subestación. Si estas fueran superiores a las tensiones de paso y contacto máximas admisibles, se procedería a modificar el diseño y tomar medidas adicionales. Posteriormente se realiza nuevamente el proceso descrito con el nuevo



diseño hasta que las tensiones de paso y de contacto sean inferiores a las máximas admisibles.

A continuación, se describen los pasos que se han seguido para obtener la configuración final, habiendo considerado diferentes alternativas que satisficieran las condiciones y habiendo seleccionado la más económica: Mallado de 2x2 con 62 picas de 8 m de longitud y 14 mm de diámetro.

Los cálculos a realizar para determinar las tensiones de paso y de contacto son:

1. Cálculo de resistividades superficiales aparentes:

$$\rho_{aparente} = \rho^* \cdot C_s$$

$$C_s = 1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2h_s + 0,106} \right)$$

donde

C_s : coeficiente reductor de resistividad de la capa superficial.

h_s : espesor de la capa superficial (m).

ρ : resistividad del terreno natural ($\Omega \cdot m$).

ρ^* : resistividad de la capa superficial ($\Omega \cdot m$).

- o Interior de la subestación (capa de grava de 10 cm):

$$\rho_{aparente\text{anterior}} = 3000^* \cdot \left[1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{50}{3000}}{2 \cdot 0,1 + 0,106} \right) \right] = 1978,1 \Omega \cdot m$$



- Viales de la subestación (capa de asfalto de 5 cm):

$$\rho_{aparente\text{anterior}} = 5000 * \left[1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{50}{5000}}{2 \cdot 0,05 + 0,106} \right) \right] = 2452,9 \Omega \cdot m$$

- Perímetro de la subestación sin acera:

$$\rho_{aparente\text{perím}} = 50 \Omega \cdot m$$

2. Cálculo de las tensiones de paso y de contacto máximas admisibles:

$$U_c = U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{1000 + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right); U_p = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{4000 + 6 \cdot \rho_s}{1000} \right)$$

- Interior de la subestación (capa de grava de 10 cm):

$$U_c = 204 \cdot \left(1 + \frac{1000 + 1,5 \cdot 1978,1}{1000} \right) = 1013,3 V$$

$$U_p = 10 \cdot 204 \cdot \left(1 + \frac{4000 + 6 \cdot 1978,1}{1000} \right) = 34412 V$$

- Viales de la subestación (capa de asfalto de 5 cm):

$$U_c = 204 \cdot \left(1 + \frac{1000 + 1,5 \cdot 2452,9}{1000} \right) = 1158,6 V ;$$

$$U_p = 10 \cdot 204 \cdot \left(1 + \frac{4000 + 6 \cdot 2452,9}{1000} \right) = 40224 V$$



- Perímetro de la subestación sin acerca:

$$U_c = 204 \cdot \left(1 + \frac{1000 + 1,5 \cdot 50}{1000} \right) = 423,3 V ;$$

$$U_p = 10 \cdot 204 \cdot \left(1 + \frac{4000 + 6 \cdot 50}{1000} \right) = 10812 V$$

3. Cálculo de resistencia de puesta a tierra de la subestación:

Tipo de electrodo	Resistencia en Ω
Placa enterrada profunda	$R = 0,8 \cdot \frac{\rho}{P}$
Placa enterrada superficial	$R = 1,6 \cdot \frac{\rho}{P}$
Pica vertical	$R = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontal	$R = \frac{2\rho}{L}$
Malla de tierra	$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$
Malla de tierra con picas	$R = \rho \cdot \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot A} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$

Tabla 33. Resistencia de puesta a tierra en función del tipo de electrodo.

donde

R: resistencia de tierra del electrodo (Ω).

ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).

P: perímetro de la placa (m).

L: longitud de las picas o/y del cable enterrado (m).

r: radio de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla (m).



A: superficie cubierta por la malla de tierra (m²)

h: profundidad de la malla de tierra (m).

$$R = 50 \cdot \left[\frac{1}{434 + 496} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 392}} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + 0,8 \cdot \sqrt{\frac{20}{392}}} \right) \right] = 1,097 \Omega$$

4. Cálculo de las tensiones de paso y contacto U'_c y U'_p .

Los parámetros que intervienen en las ecuaciones siguientes son:

h: profundidad de la malla de tierra (m)

Lc: longitud total de los conductores enterrados excepto picas (m).

Lp: longitud perimetral (m).

A: área de la malla de tierra de la subestación (m²).

D: separación media entre conductores de la red de tierras (m).

d: diámetro de los conductores de la red de tierras (m).

Lx: máxima longitud de la malla en la dirección x (m).

Ly: máxima longitud de la malla en la dirección y (m).

L_R: longitud total de todas las picas (m).

Lr: longitud de cada pica (m).

ρ: resistividad del terreno natural (Ω·m).

Ig: intensidad que circula por la red de tierra de la subestación (A).



4.1. Número de conductores en paralelo, n.

· Para mallas con forma cuadrada o rectangular:

$$n = \frac{2 \cdot Lc}{Lp} \cdot \sqrt{\frac{Lp}{4\sqrt{A}}} = \frac{2 \cdot 434}{84} \cdot \sqrt{\frac{84}{4\sqrt{392}}} = 10,642$$

4.2. Kh.

$$Kh = \sqrt{1+h} = \sqrt{1+0,8} = 1,3416$$

4.3. Kii.

· Para redes distribuidas por el perímetro y por dentro de malla.

$$Kii = 1$$

4.4. Factor geométrico de espaciado de conductores para tensión de contacto, Km.

$$Km = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8 \cdot d \cdot D} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{Kii}{Kh} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right] =$$
$$= \frac{1}{2\pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{2^2}{16 \cdot 0,8 \cdot 0,0095} + \frac{(2+2 \cdot 0,8)^2}{8 \cdot 0,0095 \cdot 2} - \frac{0,8}{4 \cdot 0,0095} \right) + \frac{1}{1,3416} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot 10,642 - 1)} \right) \right];$$
$$Km = 0,4821$$

4.5. Factor geométrico de espaciado de conductores para tensión de paso, Ks.

$$Ks = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] =$$
$$= \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot 0,8} + \frac{1}{2+0,8} + \frac{1}{2} (1 - 0,5^{10,642-2}) \right];$$
$$Ks = 0,4714$$

4.6. Factor de corrección por efecto de mayor densidad de corriente en los extremos de la malla, Ki.



$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n = 0,644 + 0,148 \cdot 10,642 = 2,219$$

4.7. Longitud efectiva de la red de conductores enterrados para tensión de contacto, L_m .

· Con picas distribuida en las esquinas y a lo largo del perímetro:

$$\begin{aligned} L_m &= L_c + \left(1,55 + 1,22 \cdot \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \cdot L_R = \\ &= 434 + \left(1,55 + 1,22 \cdot \frac{8}{\sqrt{14^2 + 28^2}} \right) \cdot 496; \\ L_m &= 1357,44 \text{ m} \end{aligned}$$

4.8. Longitud efectiva de la red de conductores enterrados para tensión de paso, L_s .

· Con picas:

$$L_s = 0,75 \cdot L_c + 0,85 \cdot L_R = 0,75 \cdot 434 + 0,85 \cdot 496 = 747,1 \text{ m}$$

4.9. Tensión de contacto en la subestación, U'_c :

$$U'_c = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_m} = \frac{50 \cdot 0,4821 \cdot 2,219 \cdot 10654,7}{1357,44} = 419,84 \text{ V}$$

4.10. Tensión de contacto en la subestación, U'_p :

$$U'_p = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_s} = \frac{50 \cdot 0,4714 \cdot 2,219 \cdot 10654,7}{747,1} = 745,88 \text{ V}$$

	U_c (V)	U'_c (V)	U_p (V)	U'_p (V)
Interior sub.	1013,3	419,84	34412	745,88



Viales	1158,6	419,84	40224	745,88
Perím. vallado	423,3	419,84	10812	745,88

Tabla 34. Comprobación de tensiones de paso y contacto.

Con la tabla 34, se verifica que la red de tierras cumple con las tensiones de paso y de contacto máximas admisibles.



DOCUMENTO N° 2, PLANOS



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

PLANOS




Capítulo 3 LISTADO DE PLANOS

A continuación, se indican los planos que constituyen el presente proyecto:

- Plano 1: Emplazamiento, distribución del parque eólico y trazado de líneas de media tensión.
- Plano 2: Esquema unifilar del parque eólico.
- Plano 3: Alzado de la subestación.
- Plano 4: Planta de la subestación.
- Plano 5: Puesta a tierra de la subestación.



	NOMBRE	FECHA	TÍTULO: SITUACIÓN Y PLANTA DEL PARQUE EÓLICO
DIBUJADO	MARÍA LUCÍA LY LIU	20/07/16	
COMPROBADO	GERARDO FDEZ. M.	13/08/16	
PROYECTO: DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE A.T. DE UN PARQUE EÓLICO DE 30 MW			
ESCALA:	FIRMA		I.C.A.I.
S/E			

1

2

3

4

5

6

7

8

A

B

C

D

E

F

A

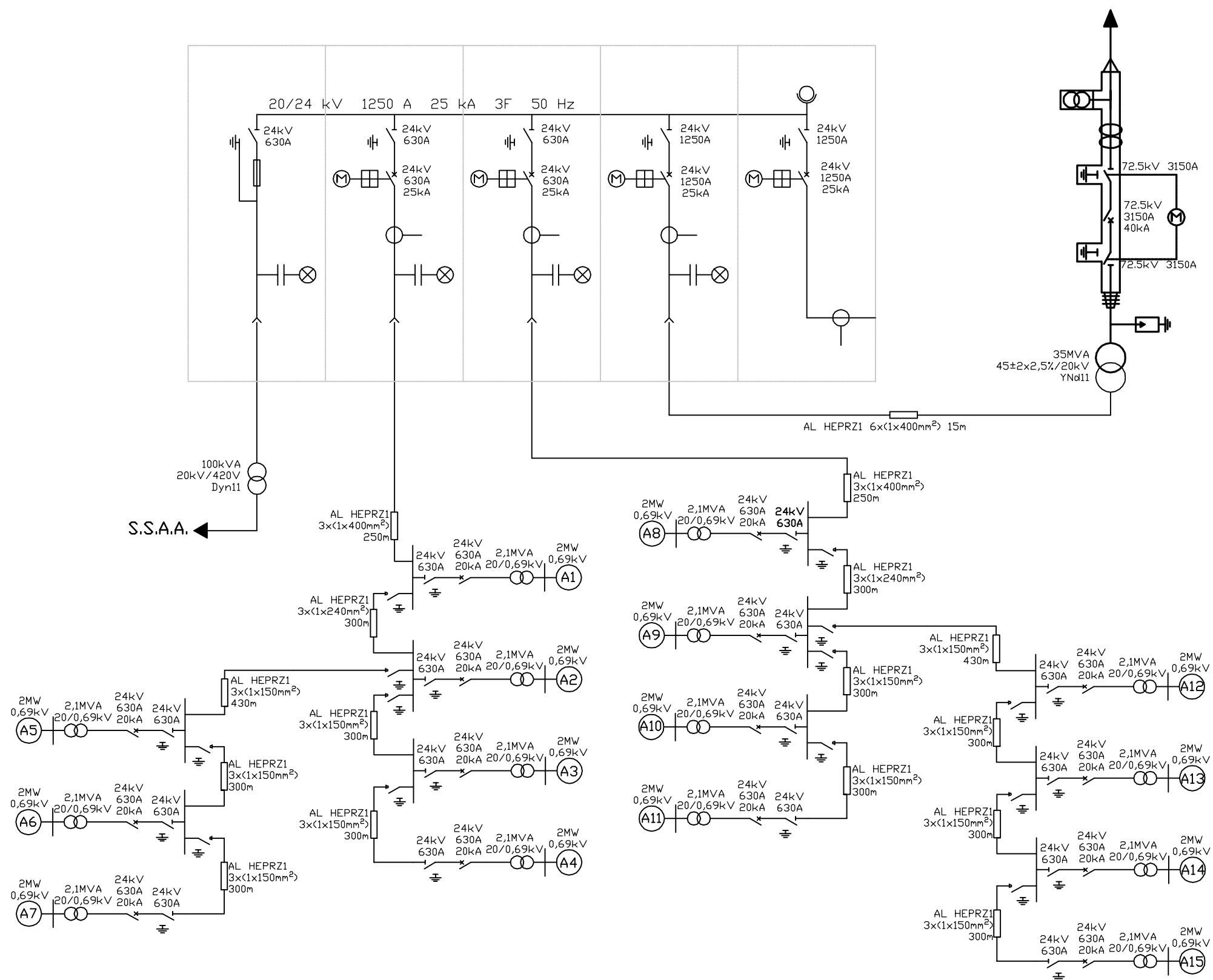
B

C

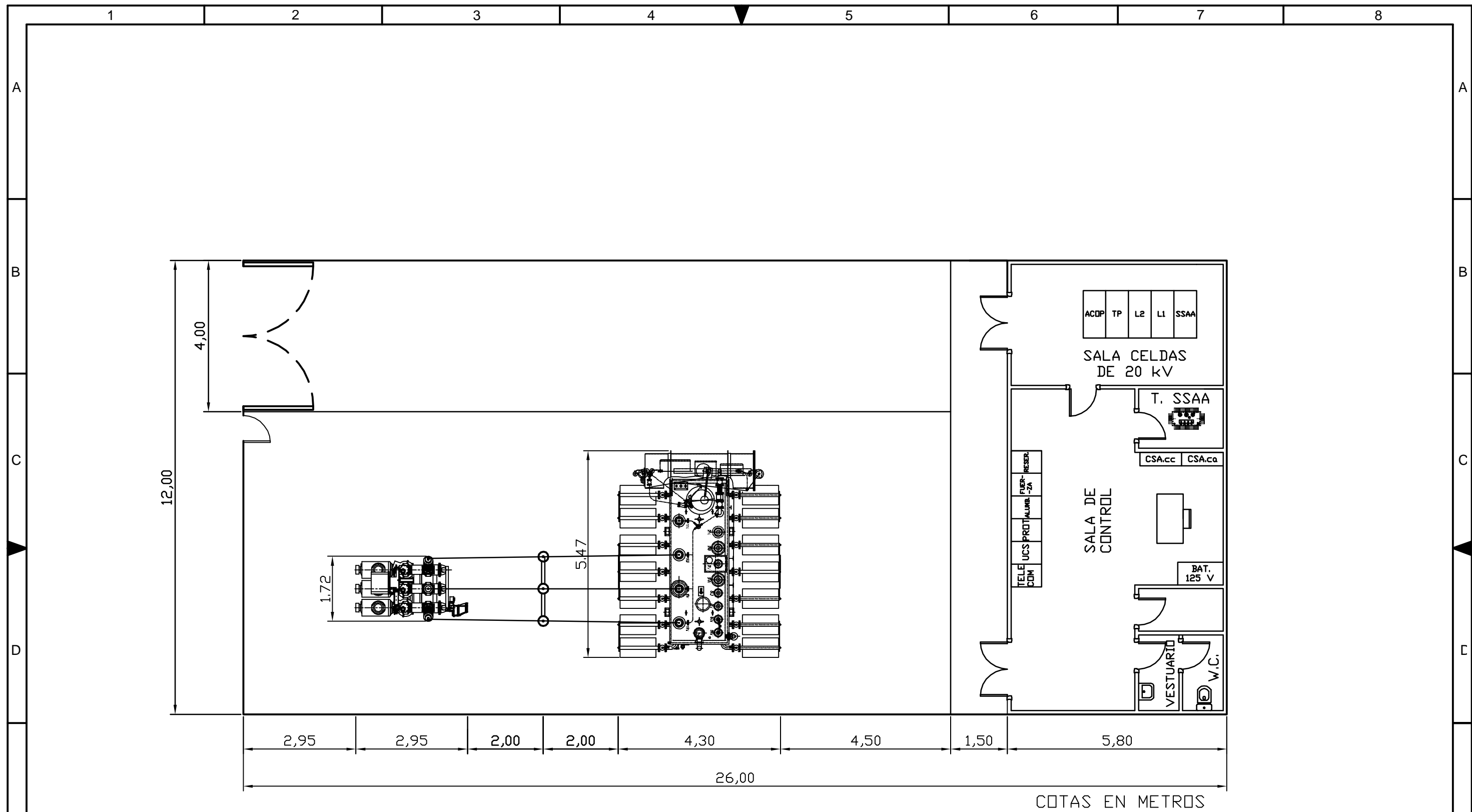
D

E

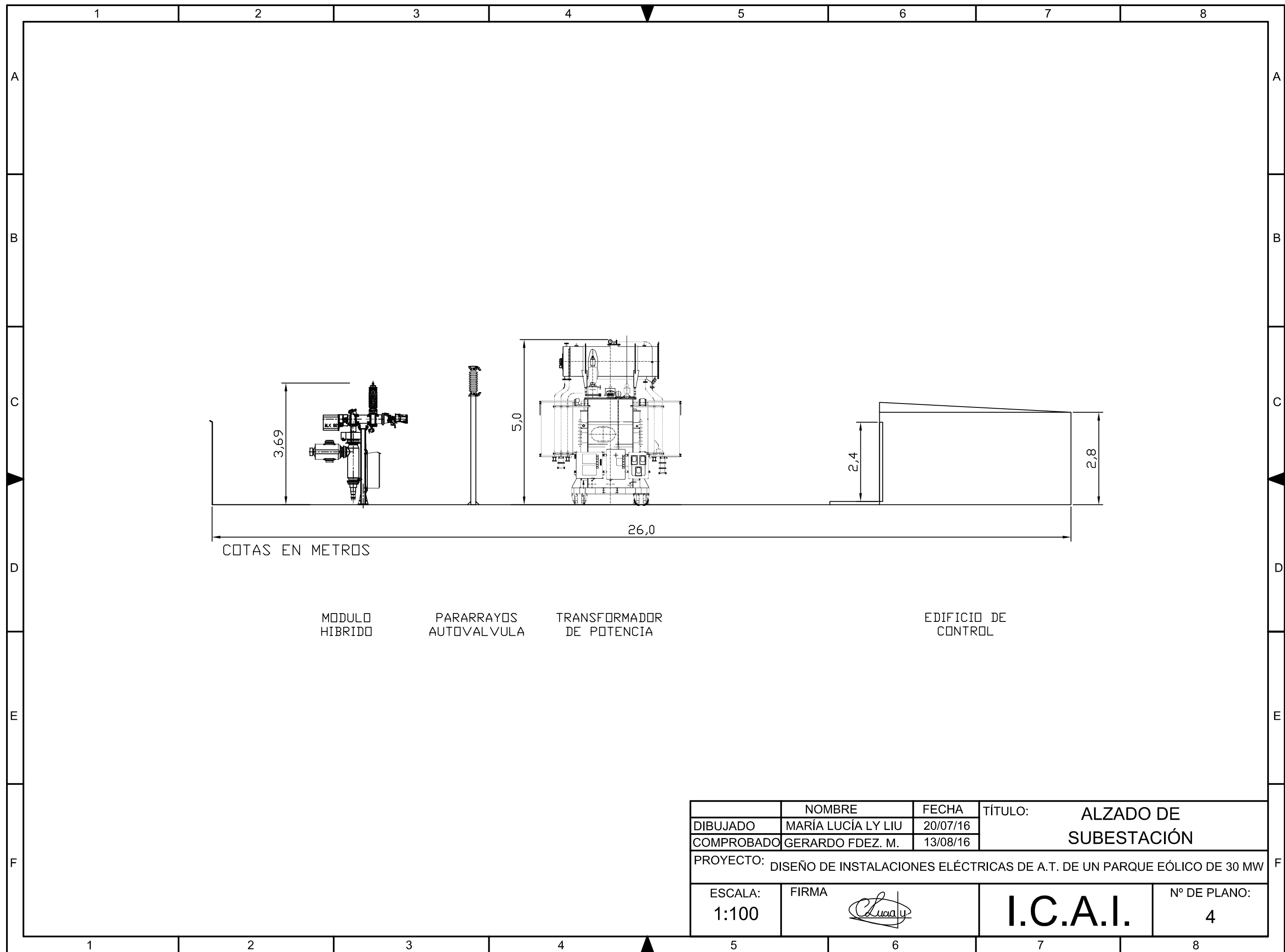
F



	NOMBRE	FECHA	TÍTULO:
DIBUJADO	MARÍA LUCÍA LY LIU	20/07/16	UNIFILAR PARQUE EÓLICO
COMPROBADO	GERARDO FDEZ. M.	13/08/16	
PROYECTO: DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE A.T. DE UN PARQUE EÓLICO DE 30 MW			
ESCALA:	FIRMA		I.C.A.I.
S/E			



	NOMBRE	FECHA	TÍTULO:
DIBUJADO	MARÍA LUCÍA LY LIU	20/07/16	PLANTA DE SUBESTACIÓN
COMPROBADO	GERARDO FDEZ. M.	13/08/16	
PROYECTO: DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE A.T. DE UN PARQUE EÓLICO DE 30 MW			
ESCALA:	FIRMA		Nº DE PLANO:
1:100	<i>Lucía Ly Liu</i>		3
		I.C.A.I.	



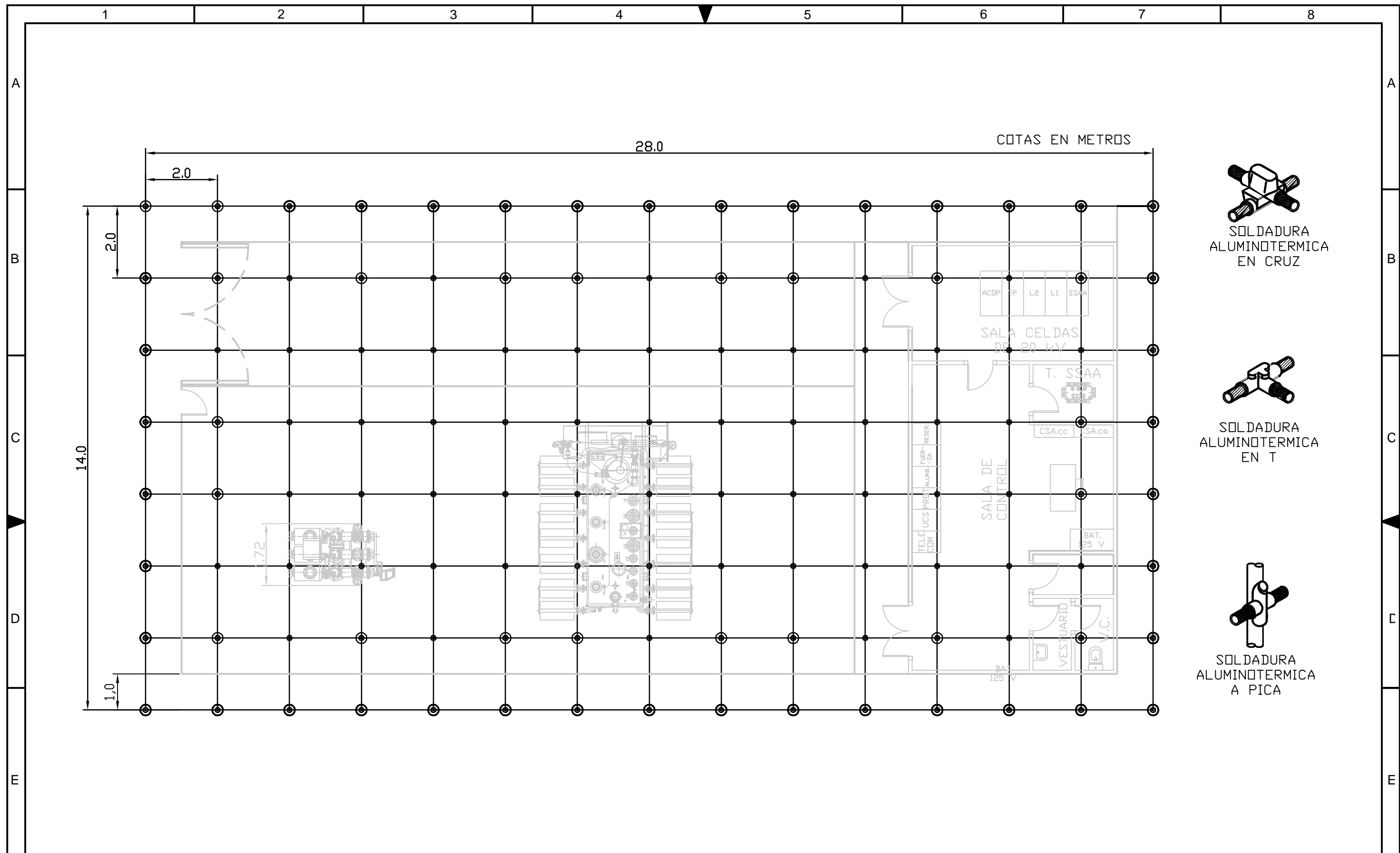
MODULO
HIBRIDO

PARARRAYOS
AUTOVALVULA

TRANSFORMADOR
DE POTENCIA

EDIFICIO DE
CONTROL



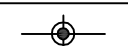
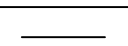
	NOMBRE	FECHA	TÍTULO:
DIBUJADO	MARÍA LUCÍA LY LIU	20/07/16	ALZADO DE SUBESTACIÓN
COMPROBADO	GERARDO FDEZ. M.	13/08/16	
PROYECTO: DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE A.T. DE UN PARQUE EÓLICO DE 30 MW			
ESCALA: 1:100	FIRMA <i>Lucía Ly Liu</i>	I.C.A.I.	
		Nº DE PLANO: 4	





 SOLDADURA ALUMINOTERMICA EN CRUZ


 SOLDADURA ALUMINOTERMICA EN T


 SOLDADURA ALUMINOTERMICA A PICA

SIMBOLO	CANTIDAD	DENOMINACION
	82	SOLDADURA ALUMINOTERMICA EN CRUZ PARA CABLE CU-70
	38	SOLDADURA ALUMINOTERMICA EN T PARA CABLE CU-70
	62	PICA BIMETALICA 14 MMØ Y 8 M DE LONGITUD (CON SOLDADURA)
	930 M	CABLE CU-70 DESNUDDO 9,5 MMØ. ENTERRADO A 0,8 METROS

NOMBRE		FECHA	TÍTULO: MALLA DE PUESTA A TIERRA DE SUBESTACIÓN
DIBUJADO		20/07/16	
COMPROBADO		13/08/16	PROYECTO: DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE A.T. DE UN PARQUE EÓLICO DE 30 MW
FIRMA			
ESCALA:	I.C.A.I.		Nº DE PLANO:
1:100			5



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO N° 3, PLIEGO
DE CONDICIONES



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

PLIEGO DE CONDICIONES



Capítulo 4 PLIEGO DE CONDICIONES

GENERALES Y ECONÓMICAS

4.1 *PREÁMBULO Y DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS*

4.1.1 OBRAS A QUE SE REFIERE ESTE PLIEGO

El presente proyecto se basa en las instalaciones eléctricas de un parque eólico de 30 MW de potencia en el término municipal de Alfoz de Quintanadueñas, Burgos.

El emplazamiento de las obras e instalaciones quedan detallados en los Planos del Proyecto, Documento nº 2.

4.1.2 OBJETO

El objeto del presente pliego de condiciones es regular la ejecución de las obras del parque eólico cuyas características técnicas quedan especificadas en los restantes documentos que constituyen el proyecto, así como las responsabilidades, obligaciones y garantías de los diferentes agentes que intervienen como promotores, constructores, proyectistas, directores de obra, entre otros.



4.1.3 DOCUMENTOS DEL PROYECTO

Los documentos del proyecto forman un conjunto y tienen entre sí una interdependencia de datos de manera que cualquier omisión o duda que no esté reflejada en un documento se tomará de la que figure en detalle de la unidad correspondiente, ya sean mediciones, presupuesto, planos o cualquier otro documento del proyecto, de tal forma que todos los documentos forman el conjunto del proyecto de obligado cumplimiento.

4.1.4 OMISIONES

La omisión accidental de determinadas obras que no se hayan aludido en cualquiera de los documentos del proyecto, pero que forman parte necesaria para la consecución del proyecto, se consideran como si estuvieran tratados explícitamente.

4.2 DISPOSICIONES GENERALES

4.2.1 DISPOSICIONES QUE REGIRÁN DURANTE EL CONTRATO

El Contratista podrá ser toda persona natural o jurídica que tenga capacidad legal o técnica para ello. Su personalidad y capacidad deberá ser acreditada en el momento de la oferta y el contrato.

El Contratista estará obligado al cumplimiento de la reglamentación del trabajo correspondiente, la contratación del seguro obligatorio, subsidio familiar o de vejez, seguro de enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes en la fecha de la aprobación del presente proyecto. En particular deberá cumplir lo



dispuesto en la norma UNE 24042: "Contratación de obras, condiciones generales", siempre que no lo modifique el presente pliego de condiciones.

4.2.2 SEGURIDAD EN EL TRABAJO

Son de obligado cumplimiento por parte del contratista las normas y reglamentos de pertinente aplicación a este caso.

Asimismo, el Contratista deberá proveer cuanto sea preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en las debidas condiciones de seguridad. Deberá comprobar si se cumplen las medidas de seguridad en todos los elementos de accesibilidad (escaleras, rampas, etc.), así como las áreas de trabajo que estuvieran protegidas de posibles caídas de elementos o materiales. También deberá comprobar el estado de los elementos y equipos de protección personal (cascos, guantes, calzado, etc.).

Mientras los operarios trabajen en circuitos eléctricos con equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal. Las herramientas y equipos se llevarán en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos, sin herrajes o clavos en las suelas.

Todos los trabajadores están obligados a hacer uso de todos los dispositivos y equipos de protección individual necesarios para eliminar o reducir los riesgos laborales. En todo caso, se proporcionará los medios de protección pertinentes para cada equipo de trabajo.

Los trabajadores deberán estar informados sobre los riesgos para la seguridad y salud en el trabajo y sobre las medidas de protección y prevención de dichos riesgos.



El Director de Obra podrá:

- suspender los trabajos si estima que el personal está expuesto a peligros que pueden ser corregidos;

- exigir, ordenándolo por escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, supusiera una amenaza capaz de ocasionar accidentes que hicieran peligrar su propia integridad física y/o la de sus compañeros;

- exigir al Contratista en cualquier momento, antes o después del comienzo de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de Seguridad Social en la forma legal establecida.

4.2.3 SEGURIDAD PÚBLICA

El Contratista deberá tomar las máximas precauciones en todas las operaciones que se realicen para proteger a personas, animales y bienes materiales de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El Contratista mantendrá póliza de seguros que lo proteja a él, a sus empleados frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., en que pudieran incurrir para con el contratista o para con terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.



4.2.4 PERSONAL

El Responsable de los Trabajos y el personal tendrán en todo momento acceso a los trabajos para los que han sido contratados. El Contratista proporcionará las facilidades necesarias para la consecución de este cometido y tendrá en todo momento un encargado capacitado al frente de la obra durante la realización de los trabajos, el cual recibirá, obedecerá y llevará a cabo y comunicará las órdenes que reciba del Director de Obra.

Asimismo, el número de operarios cualificados para cada uno de los trabajos será el necesario para realizar los trabajos encomendados.

4.2.5 AUTORIDAD DEL DIRECTOR DE LA OBRA

El Director de Obra, en general, resolverá todos los problemas que se planteen durante la ejecución de los trabajos del presente proyecto, de acuerdo con las atribuciones que le conceda la legislación vigente. De forma especial el Contratista deberá seguir sus instrucciones en cuanto se refiere a la calidad y provisión 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.

4.2.6 ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO

El Contratista ordenará los trabajos en la forma más eficaz para su ejecución, y siguiendo las indicaciones del presente pliego de condiciones.



4.2.7 DATOS DE LA OBRA

Se le entregará al Contratista una copia de los planos y pliegos del presente proyecto, así como los datos que requiera para la completa ejecución de la obra.

El Contratista podrá tomar nota o realizar una copia, a su costa, de los documentos del proyecto, siendo responsable de la íntegra conservación de los documentos originales, que deberá devolver al Director de Obra tras su uso de la misma forma en que se le fue entregado.

Después de la finalización de la obra, y en un plazo máximo de sesenta días naturales, el Contratista deberá actualizar los planos y documentos originales con las modificaciones que se hayan realizado de acuerdo con las características de la obra terminada. Hará entrega de dos expedientes completos sobre los trabajos realmente llevados a cabo al Director de Obra.

No se harán por parte del Contratista alteraciones, correcciones, omisiones o adiciones sustanciales en los datos fijados en el proyecto, salvo previa aprobación por escrito del Director de Obra.

4.2.8 REPLANTEO DE LA OBRA

Una vez que el Contratista tenga la posesión del proyecto y antes de comenzar las obras, el Director de Obra deberá realizar un replanteo del mismo, con especial atención en los puntos singulares y entregará al Contratista las referencias necesarias para fijar la ubicación de dichos puntos.

Se levantará acta por duplicado, firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista.



Los gastos del replanteo correrán a cargo del Contratista.

4.2.9 MODIFICACIONES SOBRE EL PROYECTO

El Contratista está obligado a notificar al Directo de Obra cualquier discrepancia que observe entre los planos del proyecto y los documentos o cualquier otra situación que pudiera dar lugar a modificaciones sobre el proyecto.

Cualquier modificación sobre el proyecto, ya sea como consecuencia de la información recibida del Contratista o por propia iniciativa, solo podrá ser realizada por el Director de Obra, que evaluará en todo caso, los gastos adicionales que pudieran producirse.

Si el Contratista empleara materiales de mayor tamaño que lo señalado en el proyecto, con un importe superior al especificado en el presupuesto, sin autorización del Director de Obra, no tendrá derecho a que se le abone el precio superior a lo que le correspondería de haber realizado la obra según lo proyectado y contratado.

4.2.10 RECEPCIÓN DEL MATERIAL

El Contratista almacenará el material necesario para la ejecución de la obra en un lugar preestablecido atendiendo la repercusión de los pesos, la facilidad de transporte y manipulación y las necesidades de protección de la inclemencia del tiempo.

Los materiales deberán estar protegidos contra golpes o clima desfavorable para su buena conservación y ser vigilados durante el almacenaje y montaje. Todo ello por cuenta del Contratista.



El Director de Obra tendrá acceso a todos los puntos de trabajo, así como al lugar de almacenamiento de materiales que deberá reconocer y aprobar, pudiendo rechazar materiales que no cumplan con las exigencias de calidad pedidas en el presente proyecto o muestren daños.

4.2.11 ORGANIZACIÓN

El Contratista actuará de patrono legal, aceptando todas las responsabilidades correspondientes y quedando obligado al pago de los salarios y cargas que legalmente estén establecidas y en general, a todo cuanto se legisle, decrete y ordene sobre el particular, antes o durante la ejecución de las obras.

La organización de la obra y la determinación de la procedencia de los materiales que se empleen, estará a cargo del Contratista, quien deberá informar previamente al Director de Obra.

4.2.12 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

La ejecución de la obra se regulará por las disposiciones legales enumeradas en “1.5 Normativa a emplear”, por este proyecto y su pliego de condiciones, así como cualquier documento que por conveniencia o exigencias superiores se hayan requerido y conforme a las instrucciones que el Director de Obra pudiera dar al Contratista

En caso de que las instrucciones se dieran de forma verbal, deberán ser ratificadas por escrito en el menor tiempo posible, para que sean vinculantes para las partes.

El Contratista deberá tener al frente de los trabajos un técnico suficientemente especializado a juicio del Director de Obra, siendo responsable, durante el desarrollo de



las obras y hasta que se cumpla el plazo de garantía, de los defectos que puedan ocurrir en la construcción.

4.2.13 SUBCONTRATACIÓN DE OBRAS

El Contratista no podrá concertar con terceros la ejecución parcial de la obra sin haber comunicado por escrito al Director de Obra, quien deberá manifestar su conformidad por escrito y previamente a la subcontratación, pudiendo rechazarla. Además, la subcontratación solo se podrá llevar a cabo siempre y cuando el importe total de las partes subcontratadas no supere el 15% del presupuesto total de la obra principal.

En este caso, el pago a los subcontratistas es asumido por el Contratista.

4.2.14 PLAZO DE EJECUCIÓN

El plazo de ejecución de la totalidad de las obras que conciernen al presente proyecto es de once (11) meses, contados a partir del día siguiente a la firma del acta de comprobación del replanteo.

En el caso de haberse establecido plazos parciales en los documentos del proyecto técnico o replanteo, el Contratista estará obligado a cumplir dichos plazos, que serán improrrogables, salvo que ambas partes establezcan de forma expresa y por escrito un acuerdo que suponga la prórroga de los trabajos debido a causas completamente ajenas al Contratista.



4.2.15 RECEPCIÓN PROVISIONAL

La recepción provisional tendrá lugar a la conclusión de las obras, tras quince días a la petición del Contratista, una vez que el Director de Obra considere las instalaciones en condiciones de ser utilizadas para su fin, efectuando los reconocimientos y ensayos que precise para comprobar que las obras han sido ejecutadas correctamente y que cumplen las condiciones exigidas.

Tendrá lugar con la asistencia del representante del Contratista y el Director de Obra. De ella se extenderá un acta por duplicado, firmada por las partes asistentes, quedando la obra por recibida y comenzándose a contar el periodo de garantía.

En caso de no concluir la obra en estado de recibido, se constará en el acta y se darán al Contratista las instrucciones detalladas para remediar los defectos observados, fijando un plazo de ejecución de las mismas. Estas reparaciones serán por cuenta y a cargo del Contratista. Expirado dicho plazo, se realizará un nuevo reconocimiento. Si el Contratista no cumpliera estas prescripciones, el contrato podrá declararse rescindido con pérdida de la fianza.

4.2.16 PLAZO DE GARANTÍA

Es el periodo de tiempo tras la recepción provisional durante el que el Contratista responde de los posibles vicios que no se hubieran manifestado antes de ella. Su duración vendrá manifestada por el Contrato de la Obra.

La conservación de las obras recibidas provisionalmente hasta su recepción definitiva, es el Contratista el responsable del estado de conservación y limpieza de ellas, quedando exento de responsabilidad en daños que al mismo puedan causar agentes externos de forma intencionada o causas de fuerza mayor.



4.2.17 RECEPCIÓN DEFINITIVA

Transcurrido el plazo de garantía, tendrá lugar la recepción definitiva, con la participación del representante del Contratista y el Director de Obra. De encontrarse la construcción conforme, se extenderá acta por duplicado y se dará por concluido el plazo de garantía con la devolución al Contratista de la fianza que, de acuerdo con el Contrato de Obra, hubiera podido consistir.

4.2.18 PAGOS DE OBRA

En el contrato se fijará con detalle la forma y los plazos en que se abonarán las obras. El pago de estas se hará sobre certificaciones parciales realizadas mensualmente y contendrán las unidades de obra totalmente terminadas que se hubieran ejecutado en el plazo estipulado.

Las liquidaciones parciales que puedan establecerse por el Director de Obra, tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, rectificables por las certificaciones que resulten de la liquidación final. No suponiendo las liquidaciones, aprobación ni recepción de las obras que comprenden.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

PLIEGO DE CONDICIONES



Capítulo 5 PLIEGO DE CONDICIONES

TÉCNICAS Y PARTICULARES

5.1 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS

5.1.1 OBRAS A LAS QUE SE REFIERE ESTE PLIEGO

Obras relativas a las instalaciones eléctricas de un parque eólico de 30 MW de potencia aportados por quince (15) aerogeneradores de 2 MW de potencia unitaria en el término municipal de Alfoz de Quintanadueñas, Burgos.

5.1.2 OBJETO

El objeto del presente pliego de condiciones es establecer las condiciones a las que debe ajustarse la ejecución de las obras de las instalaciones eléctricas, desde la red de media tensión que conecta los aerogeneradores con la subestación, hasta la propia subestación y los centros de transformación.

5.1.3 DISPOSICIONES APLICABLES

Para garantizar el buen funcionamiento de todos los elementos que forman parte de las instalaciones eléctricas del proyecto en cuestión, se establecen las condiciones presentes en este pliego, incluyendo las normas de seguridad no solo de los componentes del



proyecto, sino también de su ejecución y montaje, admitiendo para los mencionados elementos el uso normal en este tipo de instalaciones.

Asimismo, se señalan los certificados oficiales exigibles antes de la recepción de los materiales, así como los ensayos y pruebas que solicite la dirección facultativa a fin de verificar que la calidad de los materiales suministrados corresponde con la calidad indicada en las certificaciones oficiales que lo acompañan.

También se indican las verificaciones a llevar a cabo, 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 producidos por la realización de ensayos, pruebas, etc. serán a cuenta del Contratista hasta un máximo del 1% del presupuesto.

5.1.4 OMISIONES

Se aplicará el presente pliego de condiciones a las obras que, por omisión accidental, no se hayan aludido en cualquiera de los documentos del proyecto, pero se consideran necesarias para la consecución del proyecto.



5.2 MOVIMIENTOS DE TIERRAS

5.2.1 GENERALIDADES

Son el conjunto de operaciones de movimientos de tierras necesarios para ajustar la forma inicial del terreno a las previstas en las distintas fases de la obra, así como los necesarios para el suministro del material, realización de pruebas y la terminación de las obras.

Se dispondrán en el exterior de las zonas a trabajar una serie de puntos de referencia, físicamente estables y permanentes a fin de conocer en todo momento las modificaciones realizadas respecto al estado inicial del terreno.

5.2.2 DESPEJE Y DESBROCE DEL TERRENO

El despeje y desbroce del terreno consiste en la extracción y retirada de la zona de excavación todos los árboles, arbustos, plantas, escombros o cualquier otro material indeseable, así como su transporte a vertedero.

La superficie de terreno afectada por estos trabajos se definirá en los documentos del proyecto.

Estos elementos obtenidos del desbroce, no se emplearán en la obra salvo expresa autorización del Director de Obra. Se llevarán a vertedero mediante camiones con caja basculante. Previamente estos vertederos han de ser autorizados por la Dirección Facultativa, así como los organismos medioambientales competentes que se vean afectados por el mismo.



En las zonas de construcción propiamente dicha, el destocoado (retirada de tocones y raíces) será completo, retirando todos los vegetales.

5.2.3 EXCAVACIÓN

Tras realizar las operaciones de desbroce del terreno, se procederá a la excavación, siguiendo las indicaciones (dimensiones, pendientes, etc.) contenidas en el presente proyecto, así como cualquier otra indicación de la Dirección Facultativa dicte.

Se realizará con los equipos de excavación adecuados a las características del terreno, volumen y plazo de ejecución de las obras.

Aquellas zonas en las que posteriormente se realizarán obras de hormigón, zanjas para cables o tuberías, etc. deberán estar lo suficientemente secas como para garantizar la seguridad y la calidad de la construcción de las obras. Para ello, el Director de Obra deberá cerciorarse de que el Contratista disponga de los medios necesarios para mantener en seco las excavaciones. Si en algún lugar existiera la posibilidad de filtraciones importantes de agua, se adoptarán las medidas convenientes para evitar la inundación, como por ejemplo realizando una perforación para detectar la presencia de agua a presión.

Se podrán emplear sistemas de excavación clasificada o no clasificada en función de la dureza de la tierra o entendiéndola como no clasificada en toda su extensión.

En el caso de excavación clasificada, se consideran tres tipos:

- Excavación en roca: si los materiales se encuentran cementados fuertemente y la excavación se realiza mediante explosivos.



- Excavación en tierras de tránsito: si comprende desde roca meteorizada o descompuesta hasta tierras muy compactas, realizando la excavación mediante excavadoras pesadas, sin necesidad de explosivos.
- Excavación en terreno blando: la excavación puede realizarse a máquina o a mano.

Por su configuración se clasifican en: a cielo abierto, en pozo, en zanja, en trinchera, y a media ladera.

En función del sistema elegido, las mediciones y abono serán diferentes. Se considerará toda excavación como no clasificada.

5.2.3.1 Excavación de las zanjas

El fondo de las excavaciones de las zanjas deberá quedar completamente despejado y nivelado a las dimensiones fijadas en el proyecto. Por ello, en caso de encontrar algún material rígido que sobresaliera, se excavará por debajo del rasante hasta eliminarlo y posteriormente se rellenará el hueco. Todas las operaciones a cuenta del Contratista.

Se emplearán apuntalamientos y/o entibaciones si fuera preciso proporcionados por el Contratista y con autorización de la Dirección Facultativa. La aprobación de éstos por parte de la Supervisión de Obra, no eximirá al Contratista de su responsabilidad.

Para su preparación, tras las operaciones mencionadas, habrá de apisonar las paredes y fondo para prepararlo para la obra posterior, debiéndose alcanzar al menos una densidad del 95% de Proctor Modificado (esto significa que la compactación en obra debe obtener una densidad seca de al menos el 95% de la densidad seca máxima obtenida con los correspondientes ensayos).



Una vez terminados el fondo y las paredes de las zanjas con las medidas indicadas en los documentos del proyecto, habrán sufrido modificaciones debidas a los excesos inevitables. Deberán refinarse hasta lograr una diferencia inferior a 5 centímetros con respecto a las medidas teóricas.

El material extraído en las excavaciones de zanjas será empleado posteriormente para su relleno.

Los trabajos de relleno no se comenzarán hasta que el fondo y los laterales de las excavaciones hayan sido revisadas y la Dirección de Obra autorice la continuación de la obra.

5.2.3.2 Excavación en emplazamientos

Para su ejecución, se marcará sobre el terreno su situación y límites como se indican en los documentos del proyecto.

Si en el proyecto no se indica lo contrario, las excavaciones para la cimentación se efectuarán de manera que el hormigón del cimiento quede en contacto con las paredes del terreno.

Antes de su hormigonado, habrá que cerciorarse de que la superficie de la cimentación no haya materiales sueltos, y en caso de que los hubiera, se procedería a su compactación mecánicamente.

Estas excavaciones no podrán darse por terminadas hasta que la Dirección Facultativa, ya sea el Director de Obra o el Director de Ejecución de Obra, compruebe que las dimensiones y calidad del terreno satisfacen las exigidas en el proyecto.



5.2.4 EXPLANACIÓN

La explanación del terreno consiste en la nivelación por corte o terraplenado y nivelación por relleno. Se debe realizar según las indicaciones de los documentos del proyecto.

5.2.4.1 Terraplenes

Consiste en la extensión y compactación de suelos procedente de las excavaciones realizadas en obra que permite la utilización de maquinaria de elevado rendimiento.

Las operaciones que incluye son: preparación de la superficie donde se montará el terraplén, extensión de una tongada (capa), humectación o desecación de una tongada; compactación de una tongada. Para ello se empleará maquinaria como camiones cisterna, tractores con orugas, bulldozer, ripper, motoniveladoras y compactadoras.

En las zonas de contacto entre desmontes y terraplenes, se prestará atención de que la coronación del terraplén penetre en toda la sección de manera que tanto el fondo de excavación como el terraplén queden en el mismo plano. Asimismo, se estudiarán en estas zonas de contacto el drenaje por si hubiera que tomar medidas para evitar su inundación.

5.2.4.2 Rellenos

Consisten en la extensión y compactación de suelos que han sido excavados para relleno de zanjas u obras.



Se emplearán los materiales obtenidos de las excavaciones con previa aprobación de la Dirección Facultativa.

El relleno de cimentaciones y fosos se realizará por capas de no más de 150 milímetros y cuidadosamente compactadas hasta conseguir un mínimo de 95% Proctor Modificado, hasta alcanzar el nivel original del terreno.

5.2.4.2.1 Relleno de zanjas para cables

El tendido de cables se realizará de la siguiente manera:

- En el fondo de la zanja se instalará el conductor de tierra.
- Posteriormente, se extenderá una capa de arena de 3 centímetros de espesor y sobre ella se tenderán los cables de potencia. En el caso de haber dos ternas, estarán separadas horizontalmente al menos 2,5 centímetros.
- A continuación, se extenderá otra capa de arena de 2 centímetros de espesor y sobre ella se tenderán los cables de fibra óptica.
- Seguidamente se extenderá otra capa de arena de 2 centímetros de espesor sobre los cables de fibra óptica.
- Seguidamente se extenderá una capa de tierra compacta de aproximadamente 2 centímetros de espesor, limpia de piedras, ramas y raíces, sobre la cual se instalará una cinta de señalización de presencia de cable de alta tensión.
- Por último, se rellenará con otra capa de tierra de las mismas características anteriores hasta alcanzar el nivel de la superficie del terreno.



5.3 EJECUCIÓN DE OBRAS Y ESTRUCTURAS DE HORMIGÓN

5.3.1 OBJETO Y ALCANCE

Se entiende por “hormigón” el material compuesto por cemento, áridos fino y grueso, agua y ocasionalmente aditivos, mezclados en la forma y cantidades adecuadas para proporcionar las características establecidas. Puede también tener piedra o roca añadidos en la masa vertida, que en este caso se hablaría de hormigón ciclópeo.

En este apartado se pretende dar las especificaciones principales de la ejecución de las obras y estructuras de hormigón, ya sea en masa, ciclópeo o armado, así como su calidad y composición, limitando su campo de aplicación a las obras que habitualmente se encuentran en la ejecución de parques eólicos.

En su alcance se especificarán las características que deben cumplir los hormigones, así como las de otros materiales relacionados con ellos, como son:

- Cemento, áridos, agua, aditivos y su transporte, acopio y hormigonado.
- Encofrados.
- Armaduras.
- “La composición elegida para la preparación de las mezclas destinadas a la construcción de estructuras o elementos estructurales deberá estudiarse previamente, con el fin de asegurarse de que es capaz de proporcionar hormigones cuyas características mecánicas, reológicas y de durabilidad satisfagan las exigencias del proyecto. Estos estudios se realizarán teniendo en cuenta, en todo lo posible, las condiciones de la obra real (diámetros, características superficiales y distribución de armaduras, modo de compactación, dimensiones de las piezas, etc.)”.



5.3.2 MATERIALES DEL HORMIGÓN Y RELACIONADOS

A continuación se especificarán características que los materiales constituyentes del hormigón, y otros relacionados con él, han de cumplir además de las propias normas oficiales vigentes en la fecha de ejecución de la obra y que sean aplicables al proyecto, como el Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08).

5.3.2.1 Agua

El agua empleada en la mezcla del hormigón estará libre de materiales y sustancias que pudieran afectar a las propiedades del hormigón. Si el suministro de agua fuese cuestionable, se deberán tomar muestras según la UNE 7236 y efectuar ensayos y análisis del agua que prescriban las Normas. Asimismo, deberán cumplirse las normas siguientes:

- Exponente de hidrógeno pH (UNE 7234) ≥ 5
- Sustancias disueltas (UNE 7130) ≤ 15 g/l (15.000 p.p.m)
- Sulfatos SO_4^- (UNE 7131) ≤ 1 g/l (1.000 p.p.m)
 Para el cemento SR..... ≤ 5 gr/l (5.000 p.p.m)
- Ion Cloruro Cl^- (UNE 7178):
 - a) Para hormigón pretensado..... ≤ 1 g/l (1.000 p.p.m)
 - b) Para hormigón armado o en masa con armaduras para reducir la fisuración..... ≤ 3 g/l (3.000 p.p.m)
- Hidratos de carbono (UNE 7132) 0
- Sustancias orgánicas solubles en éter (UNE 7235) ≤ 15 g/l (15.000 p.p.m)



5.3.2.2 Cementos

No se utilizarán las mezclas de cementos de distintas procedencias, ni, si es posible, mezclas de distintas partidas, aunque sean de la misma procedencia; siendo entregado en sacos de papel de 50 kg.

No se trabajará con el cemento hasta que no se haya comprobado que no experimenta el fenómeno de falso fraguado mediando los ensayos correspondientes.

El almacenamiento se llevará a cabo en silos correctamente ventilados y que aíslen el cemento de la humedad. Los sacos en los que se recibirán los cementos, permanecerán cerrados con el fin de protegerlos tanto de la humedad del suelo y las paredes, como del exterior.

Si las obras tuvieran que ser realizadas en terrenos o ambientes agresivos, el Director de la Obra decidirá, habiendo realizado previamente los ensayos oportunos, el cemento a emplear y las condiciones de su empleo.

Se utilizará cemento tipo Portland de 250 kp/cm² (P-250) de resistencia a compresión a los 28 días para toda la obra, y cumplirá con la norma EHE-08 previamente mencionada, a no ser que se especifique otra.

5.3.2.3 Aditivos

Consisten en sustancias que pueden ser incorporados al hormigón en proporciones menores que el 5% del peso del cemento, antes, durante o después durante un amasado suplementario, consiguiendo modificar sus propiedades para lograr el deseado.



Si fuera necesario el empleo de aditivos, éstos serán añadidos exclusivamente bajo autorización de la Dirección Facultativa.

5.3.2.4 Madera

Se empleará para andamios, entibaciones de zanjas, encofrados y otros medios auxiliares. Deberá cumplir las condiciones siguientes:

- Proceder de troncos sanos apeados en sazón.
- Haber sido desecada hasta alcanzar el grado de humedad preciso para su uso.
- No tener signos de putrefacción, carcomas ni hongos.
- Estar libre de defectos, grietas, verrugas, etc. que afecten negativamente a su solidez y resistencia.
- Tener fibras rectas y paralelas a la mayor de sus dimensiones.
- Tener anillos anulares regulares, sin excentricidades.
- Dar sonido claro por percusión.

Deberá tener una durabilidad natural al menos como la que presenta el pino “sylvestris”.

5.3.2.5 Áridos

Para la fabricación de hormigón se podrán utilizar arenas y gravas procedentes de yacimientos naturales, rocas machacadas u otros productos cuyo empleo esté sancionado por la práctica, o que resulten aconsejables tras estudios realizados en laboratorio.



Los áridos se clasifican en:

- Árido fino o arena: árido o fracción del mismo que pasa por un tamiz de 4 mm de luz de malla (tamiz 4 UNE EN 933-2:96).

- Árido grueso o grava: árido o fracción del mismo que resulta retenido por el tamiz 4 (UNE EN 933-2:96) y cuyo tamaño máximo sea menor que las dimensiones siguientes:
 - a) 0,8 de la distancia horizontal libre entre vainas o armaduras que no formen grupo, o entre un borde de la pieza y una vaina o armadura que forme un ángulo mayor que 45° con la dirección de hormigonado.
 - b) 1,25 de la distancia entre un borde de la pieza y una vaina o armadura que forme un ángulo no mayor que 45° con la dirección de hormigonado.
 - c) 0,25 de la dimensión mínima de la pieza, excepto en los casos siguientes:
 - Losa superior de los forjados, donde el tamaño máximo del árido será menor que 0,4 veces el espesor mínimo.
 - Piezas de ejecución muy cuidada (caso de prefabricación en taller) y aquellos elementos en los que el efecto pared del encofrado sea reducido (forjados que se encofran por una sola cara), en cuyo caso será menor que 0,33 veces el espesor mínimo.

- Árido total o árido: el que por sí solo o por mezcla posee las proporciones de arena y grava necesarias para la fabricación de un tipo de hormigón.

Los áridos cumplirán las condiciones físico-químicas, físico-mecánicas y de granulometría y forma establecidas en el apartado 28.3 del artículo 28º de la EHE.



5.4 INSTALACIONES ELÉCTRICAS

5.4.1 SEÑALIZACIÓN

Todas las instalaciones eléctricas deberán estar correctamente señalizadas y tener las advertencias e instrucciones necesarias que impidan una interpretación errónea, maniobras mal ejecutadas, contactos con elementos de tensión, etc.

Por esta razón, todas las máquinas y aparatos principales, paneles de cuadros y circuitos, deben estar diferenciados entre sí con marcas claramente establecidas, señalizados mediante rótulos de dimensiones y estructura adecuadas para una lectura y comprensión sencilla.

Concretamente todos los elementos de accionamiento de los aparatos de maniobra y los propios aparatos deberán estar claramente señalizados, señalando las posiciones de apertura y cierre, o que sea físicamente visible su posición, siendo imposible desconocer la posición del accionamiento que se quiere manipular.

5.4.2 INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN

5.4.2.1 Conductores

En este apartado se indicarán las características sobre construcción, ensayos, calidad, garantías y documentación que los cables han de satisfacer.

Las características básicas que definen los conductores a emplear en la red de media tensión de 20 kV son:



- Naturaleza del conductor.....aluminio
- Tipo de conductor.....unipolar, campo radial
- Tensión asignada.....12/20 kV
- Material de aislamiento.....HEPR
- Pantalla metálica.....cobre
- Cubierta exterior.....poliolefina termoplástica

Las características mecánicas, físicas y químicas seguirán la norma UNE 21123 y son facilitadas por el fabricante. Asimismo, tendrán que haber sido sometidos al menos a los siguientes ensayos según la norma IEC 60502-2, corroborados con un acta por parte del fabricante:

- Medida de la resistencia eléctrica de los conductores.
- Ensayo de descargas parciales en cables con conductores aislados con pantalla sobre el conductor y pantalla sobre el aislamiento.
- Ensayo de tensión a frecuencia industrial.
- Verificación de las características geométricas.

La sección de los conductores será tal que cumpla con los calores de intensidad máxima de cortocircuito, caída de tensión máxima e intensidad de cortocircuito máxima admisible.

Durante su manipulación se deberá tomar la necesaria precaución para que el cable no sufra golpes, rozaduras, ni grandes esfuerzos de tensión, flexión ni tracción. El tendido deberá ejecutarse bajo supervisión de algún miembro de la Dirección Facultativa, ya sea el Director de Obra o persona delegada por él. Un error en el tendido podría causar averías inmediatas en el cable o averías latentes que podrían convertirse en averías francas como podría ser la penetración de humedad en el aislamiento.



5.4.2.2 Canalizaciones

Los tubos que se emplearán para alojar los conductores serán de PVC, de sección circular de al menos 1,5 veces el diámetro exterior del cable o del diámetro aparente del circuito en el caso de que se trate de varios cables bajo el mismo tubo.

Previamente a la instalación del cable en el tubo, se deberá limpiar asegurando que no queden restos en el interior que puedan dañar los cables. Asimismo, se asegurará de que los tubos empleados queden perfectamente alineados y que no haya taponamientos.

Durante su tendido se protegerá el cable de las bocas del tubo por medio de la utilización de un rodillo en la entrada del tubo que lo lleve por el centro de este, y de una pequeña pila de arena en la salida para forzar su salida por la parte media.

Se deberá evitar en la medida posible los cambios de dirección y siempre respetando los radios máximos de curvatura indicados por el fabricante de los conductores.

5.4.2.3 Centros de transformación

En este apartado se hace referencia a los centros de transformación de los aerogeneradores.

Todos ellos tendrán las mismas características, cambiando únicamente las celdas de distribución en función de la ubicación del aerogenerador en la red.

Las características básicas que definen los transformadores de centros de transformación son:

.....



- Tipo.....Trifásico
- Aislamiento.....seco encapsulado
- Relación de transformación.....20/0,69 kV
- Nivel de aislamiento.....24 kV
- Potencia nominal.....2100 kVA

Toda manipulación y el acopio de los transformadores se deberán realizar con la máxima precaución, evitando dañar cualquiera de sus elementos. En caso de que se produjera algún daño sobre él, se comunicará a la Dirección Facultativa y ésta decidirá cómo proceder ante la situación.

Antes de su puesta en servicio se deberá comprobar las fugas de aceite, conexiones, dispositivos de protección, posición del conmutador del transformador, continuidad del transformador y su aislamiento.

5.4.2.4 Celdas 20 kV

Las celdas empleadas serán módulos compactos prefabricados, con envolvente metálica y con hexafluoruro de azufre como elemento de corte y extinción. Sus características técnicas quedan ya especificadas en los documentos del proyecto.

El montaje de las celdas se realizará según lo descrito en los documentos del proyecto, realizándose según su disposición en la red de aerogeneradores en el caso de las celdas DVCAS, y según lo señalado en los planos en el caso de los módulos CBGS.

Los cables se conectarán desde la parte frontal de las celdas. Los accionamientos son manuales y se localizan en la parte frontal con selectores que indican la posición de los interruptores-seccionadores. Además, se podrá observar estado de conexión del



aparellaje a través de una mirilla protegida por una placa con el apropiado grado de protección frente al impacto.

Aunque estén diseñadas para prestar servicio con bajo mantenimiento, se aconseja realizar una inspección periódica cada 5 años, comprobando el estado del gas, los elementos externos y realizando las tareas de limpieza.

Antes de comenzar cualquier trabajo sobre las celdas, se deberá desconectar y aislar, poniendo a tierra de forma fija, la parte de la instalación sobre la que se vaya a trabajar, además de tomar las medidas y prescripciones de seguridad propias de las instalaciones de alta tensión.

Los puntos a revisar serán:

- Accionamiento de los seccionadores.
- Realizar maniobras de prueba.
- Comprobar enclavamientos.
- Lubricación de cojinetes, articulaciones, rodillos y demás puntos de lubricación.
- Comprobación del estado del gas, cuya presión es visible desde un manómetro incluido en el equipo.
- Inspección de los interruptores automáticos (cada 3 años o 2000 operaciones).

5.4.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Las características de los transformadores de potencia, las normativas que cumplen, etc. ya se han especificados en los documentos del proyecto, por lo que este apartado se centrará en la descripción de su transporte, montaje y otros.

5.4.3.1 Transformador de potencia 45/20 kV



El transporte del transformador será adjudicado al suministrador y llevará un registrador de impactos, de manera que cualquier golpe que dañe al transformador quedará registrado y será a cuenta del suministrador. De la misma manera, los ensayos e inspecciones necesarios serán a cuenta del mismo.

El suministrador será el responsable del montaje completo del transformador con todos sus accesorios, dejándolo dispuesto para las pruebas en carga.

Tras las pruebas de recepción, habrán de realizarse las siguientes pruebas:

- Grupo de conexión y polaridad en trafo y en transformadores de intensidad.
- Aislamiento de arrollamientos, transformadores de intensidad y cableado de circuitos de control y de potencia.
- Ensayo de funcionamiento de cabina de ventilación y alarmas de aparatos de protección.
- Ensayo de funcionamiento de cambiador de tomas en carga.

5.4.3.2 Transformador de servicios auxiliares

El transformador de servicios auxiliares dispone de cáncamos situados en las esquinas para su transporte, previniendo así, daños en los elementos de refrigeración del mismo.

Podrá ser transportado mediante montacargas, anclado sobre un palet, o mediante grúa, por medio de los cáncamos de elevación ya que la cuba es lo suficiente robusta para ser suspendida.



Vendrá totalmente montado y ensayado de fábrica. Asimismo, el transporte correrá a cargo del suministrador, y cualquier daño que ocurra durante el transporte correrá a cargo del mismo suministrador.

5.4.4 INSTALACIONES DE ALTA TENSIÓN, 45 kV

5.4.4.1 Módulo híbrido compacto

Las protecciones del principio de la línea, tras el transformador de potencia que eleva la tensión a la de red, se realizarán con interruptor automático, seccionadores de barra y línea, puesta a tierra y transformadores de tensión e intensidad, todo ello a través de un módulo compacto híbrido cuyas características técnicas y constructivas se detallan en el proyecto.

Su montaje completo y pruebas vendrán realizados de fábrica, cumpliendo las normativas:

- Las normas CEI que aplican a todos los componentes del módulo.
- ISO 9001 y 14001.
- CENELEC EN 50052.
- CEI 61462.

Su instalación, que puede llegar a durar tan solo medio día, se realizará de la siguiente manera:

- El módulo llegará al lugar donde será instalado por medio de un camión estándar en dos partes: el soporte principal, donde se encontrará el panel de control local, y el módulo de potencia.



- El soporte será descargado e instalado por medio de anclajes químicos. A continuación, se descargará el módulo y se colocará sobre el soporte empleando una grúa.
- Se fijará el módulo completamente y se procederá a instalar el panel de control y los equipos auxiliares.
- Una vez conectados los cables, el panel y los elementos auxiliares, el módulo estará preparado para realizar ensayos. Entonces podrá ser puesto en marcha.

5.4.4.2 Pararrayos-Autoválvula

Los tres pararrayos se instalarán en el lado de alta tensión del transformador 45/20 kV de la subestación, uno por fase. Sus especificaciones ya se han descrito en documentos anteriores, es por eso que no se mencionan.

Su instalación será vertical recta en una estructura sin requerimiento de refuerzos y se instalarán siguiendo las instrucciones señaladas por el fabricante en el manual incluido en la entrega. Adecuadamente instalados no requieren mantenimiento ni control durante su vida útil.

5.4.5 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra consistirá en una única instalación, accesible a lo largo de todo el parque formado por la toma de tierra de la subestación, constituida por una malla de cobre de espesor mínimo 70 mm², y picas verticales constituidas por barras de cobre de 14 mm de diámetro y una longitud no inferior a 2 m; que estará unida a la puesta a tierra de la red de media tensión y los aerogeneradores, tal y como se especifica en el apartado correspondiente del proyecto.



Cualquier elemento que no soporte tensión deberá estar conectado a la malla de tierra.

La malla de tierra se tenderá a la profundidad que se indica en el proyecto. La disposición de esta y de las picas será la señalada en los planos del proyecto. Las conexiones se realizarán mediante soldadura aluminotérmica, también indicado en los planos, y los cruzamientos de harán sin cortar el cable.

No se tatará ningún tramo de malla de tierra, ni soldadura alguna, sin la autorización previa de la Dirección Facultativa.



DOCUMENTO N° 4,
PRESUPUESTO



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

PRESUPUESTO



Capítulo 6 PRESUPUESTO

6.1 MEDICIONES

6.1.1 MEDICIONES DE CABLEADO DEL PARQUE EÓLICO

6.1.1.1 Cableado de potencia

Tramo	nº de cables	Longitud tramo	Longitud 150 mm ²	Longitud 240 mm ²	Longitud 400 mm ²
A1-SUB	3	250	0	0	250
A1-A2	3	300	0	300	0
A2-A3	3	300	300	0	0
A3-A4	3	300	300	0	0
A2-A5	3	430	430	0	0
A5-A6	3	300	300	0	0
A6-A7	3	300	300	0	0
A8-SUB	3	250	0	0	250
A8-A9	3	300	300	0	0
A9-A10	3	300	300	0	0
A10-A11	3	300	300	0	0
A9-A12	3	430	430	0	0
A12-A13	3	300	300	0	0
A13-A14	3	300	300	0	0
A14-A15	3	300	300	0	0
LONGITUD TOTAL (m)		4660	3860	300	500



6.1.1.2 Cableado de puesta a tierra

	Cable Cu 70 mm ² (m)	Cable Cu 50 mm ² (m)	Picas 8 m (Ud.)	Picas 2 m (Ud.)
Malla subestación	434	0	62	0
Red subterránea	0	4660	0	0
Aerogeneradores	294,52	0	0	60
TOTAL	728,52	4660	62	60

6.2 SUMAS PARCIALES

6.2.1 OBRA CIVIL

6.2.1.1 Movimiento de tierras

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
3724,357	m ³	Desbroce del terreno de explanación, eliminación de toconoes, etc. con los medios mecánicos adecuados. Incluye transporte de los productos a lugar de acopio o vertedero.	4,50 €	16.759,61 €
10021,22	m ³	Excavación del terreno a cielo abierto por medios mecánicos, con extracción de tierras de excavación en vaciados y zanjas. Incluye la carga y transporte al lugar de acopio o vertedero.	10,75 €	107.728,11 €
10021,22	m ³	Relleno de tierras propias en zanjas, humectado y compactado incluidos, o con material oportuno (arena, grava, etc.).	20,05 €	200.925,45 €



300	m ²	Vial de acceso a la subestación. Incluye excavación, suministro y colocación de las capas constituyentes.	23,81 €	7.143,00 €
-----	----------------	---	---------	------------

112	m ²	Vial interior de la subestación. Incluye excavación, suministro y colocación de capas constituyentes, asfalto.	35,72 €	4.000,08 €
-----	----------------	--	---------	------------

TOTAL movimiento de tierras: 336.556,25 €

6.2.1.2 Cimentaciones

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
1	Ud.	Cimentaciones para los distintos equipos que lo requieren: PASS M00 72,5 kV, autoválvulas, transformador de potencia, etc.	30.000,00 €	30.000,00 €
5055,41	m3	Hormigón en masa para ambiente normal, destinado al nivelado de fondos de cimentación. Incluye preparación, vertido y colocación.	124,05 €	627.123,58 €
3813,96	m3	Hormigón en masa destinado a zapatas y zanjas de cimentación. Incluye preparación, vertido y colocación.	145,95 €	556.647,07 €
TOTAL cimentaciones				1.213.770,64 €



6.2.1.3 Centro de control de subestación

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
1	Ud.	Ejecución completa del edificio de control de la subestación: excavación de cimientos, fosos de acceso para cables, encofrado de la estructura de hormigón incluyendo su suministro, colocación, vertido. Incluye también el cerramiento exterior del edificio, el sistema de abastecimiento de agua potable, el edificio como se proyecta en planos, climatización, acera de 1,5 m. como se proyecta en plano, equipamiento completo: accesorios de baño, armarios, iluminación, fontanería, etc. Excluye la aparamenta especificada en los apartados siguientes.	1.300.000,00 €	1.300.000,00 €
TOTAL centro de control de subestación				1.300.000,00 €
TOTAL OBRA CIVIL				2.850.326,89 €



6.2.2 AEROGENERADORES

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
15	Ud.	Aerogenerador GAMESA G80-2.0 MW. Incluye suministro, transporte y montaje completo del aerogenerador: carretes, izado de torre, góndola, todo el cableado de baja tensión, cuadros de control.	1.450.000,00 €	2.175.000,00 €
15	Ud.	Transformador seco encapsulado de 2,1 MVA de relación de transformación 0,69/20 kV (situado en la góndola), conexión Dyn11, con regulación en carga. Incluye su transporte y montaje en el aerogenerador.	30.000,00 €	450.000,00 €
TOTAL aerogeneradores				22.200.000,00 €



6.2.3 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

6.2.3.1 Celdas

6.2.3.1.1 Celdas de aerogeneradores

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
4	Ud.	Celda compacta de aislamiento SF6 MESA DVCAS 24 kV función 1A+0L (protección de transformador y remonte) para aerogeneradores de final de línea. Protección con interruptor automático y seccionador de tres posiciones, 24 kV, 630 A, 20 kA. Corte y aislamiento en SF6. Incluye también transformadores de intensidad (devanados de protección, medida y facturación), relés de protección, terminales, etc. Incluye transporte e instalación.	17.000,00 €	68.000,00 €
9	Ud	Celda compacta de aislamiento SF6 MESA DVCAS 24 kV función 1L+1A+0L (entrada de línea, protección de transformador y remonte) para aerogeneradores intermedios. Protección de línea con interruptor-seccionador de tres posiciones, protección de transformador con interruptor automático y seccionador de tres posiciones, 24 kV, 630 A, 20 kA. Corte y aislamiento en SF6. Incluye también transformadores de intensidad (devanados de protección, medida y facturación), relés de protección, terminales, etc. También incluye transporte e instalación.	20.000,00 €	180.000,00 €



2	Ud	Celda compacta de aislamiento SF6 MESA DVCAS 24 kV función 2L+1A+0L (dos entradas de línea, protección de transformador y remonte) para aerogeneradores confluentes. Protección de línea con interruptor-seccionador de tres posiciones, protección de transformador con interruptor automático y seccionador de tres posiciones, 24 kV, 630 A, 20 kA. Corte y aislamiento en SF6. Incluye transformadores de intensidad (devanados de protección, medida y facturación), relés de protección, terminales, etc. También incluye transporte e instalación.	23.000,00 €	46.000,00 €
---	----	---	-------------	-------------

TOTAL celdas de aerogeneradores			294.000,00 €
---------------------------------	--	--	--------------

6.2.3.1.2 Celdas de media tensión

Cantidad	Uds.	Concepto	Precio unitario	Precio total
1	Ud.	Celda blindada en SF6 MESA CBGS-0 24 kV, 630 A (celda de servicios auxiliares). Corriente nominal de embarrado 1250 A. Corriente nominal derivación: limitado por ruptofusible FUSARC CF 24/31,5. Incluye interruptor seccionador de tres posiciones, cuchillas de puesta a tierra, ruptofusibles y 3 terminales. Incluye transporte e instalación.	18.000,00 €	18.000,00 €
2	Ud.	Celda blindada en SF6 MESA CBGS-0 24 kV, 630 A (celda de protección de línea). Corriente nominal de embarrado 1250 A. Corriente nominal derivación: 630 A.	22.800,00 €	45.600,00 €



Incluye seccionador de tres posiciones, cuchillas de puesta a tierra, interruptor automático 630 A, 25 kA, y 3 terminales. Incluye transporte e instalación.

1	Ud.	Celda blindada en SF6 MESA CBGS-0 24 kV, 630 A (celda de protección de transformador). Corriente nominal de embarrado 1250 A. Corriente nominal derivación: 1250 A. Incluye seccionador de tres posiciones, cuchillas de puesta a tierra, interruptor automático 1250 A, 25 kA, y 3 terminales. Incluye transporte e instalación.	50.400,00 €	50.400,00 €
1	Ud.	Celda blindada en SF6 MESA CBGS-0 24 kV, 630 A (celda de acoplamiento). Corriente nominal de embarrado 1250 A. Corriente nominal derivación: 1250 A. Incluye seccionador de tres posiciones, cuchillas de puesta a tierra, interruptor automático 1250 A, 25 kA, y 3 terminales. Incluye transporte e instalación.	30.200,00 €	30.200,00 €
TOTAL celdas de media tensión				144.200,00 €

6.2.3.1.3 Celda alta tensión y autoválvula

Cantidad	Unidad.	Concepto	Precio unitario	Precio total
1	Ud.	Celda híbrida PASS M00 72,5 kV simple barra con una posición de línea, una de transformador y medida de tensión de barras.	51.624,89 €	51.624,89 €
3	Ud.	Pararrayos autoválvula unipolar de 45kV de y máxima tensión de servicio 52 kV, intensidad de descarga 10 kA. Incluye contador	750,00 €	2.250,00 €



de descargas. También incluye transporte y almacenamiento.

TOTAL	53.874,89 €
-------	-------------

TOTAL celdas	492.074,89 €
--------------	--------------

6.2.3.2 Transformadores

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
1	Ud.	Transformador de potencia de servicio continuo trifásico en baño de aceite de 35 MVA de potencia, para subestación en interperie, relación 45+2x2,5%/20 kV, conexión YNd11, 50 Hz, líquido refrigerante aceite mineral, con regulación en carga y bornes enchufables. Incluye suministro, transporte, descarga y montaje.	450.000,00 €	450.000,00 €
1	Ud.	Transformador trifásico de servicio continuo aislado en aceite de 100 kVA, para servicios auxiliares, instalación interior, relación 20/0,4 kV, conexión Dyn11. Sin regulación en carga. Incluye suministro, transporte, descarga y montaje.	3.100,00 €	3.100,00 €
TOTAL transformadores				453.100,00 €



6.2.3.3 Conductores

Medición	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
3860	m.	Cable AL HEPRZ1 - 1x150 mm ² . Modelo AL EPROTENAX H COMPACT 12/20 kV de PRYSMIAN.	11,33 €	43.733,80 €
300	m.	Cable AL HEPRZ1 - 1x240 mm ² . Modelo AL EPROTENAX H COMPACT 12/20kV de PRYSMIAN.	13,61 €	4.083,00 €
500	m.	Cable AL HEPRZ1 - 1x400 mm ² . Modelo AL EPROTENAX H COMPACT 12/20kV de PRYSMIAN.	18,72 €	9.360,00 €
20	m.	Cable AL RHZ1-0L - 1x240 mm ² . Modelo AL VOLTALENE H 26/45 kV de PRYSMIAN.	17,54 €	350,80 €
TOTAL conductores de potencia				57.527,60 €

6.2.3.4 Red de tierras

Medición	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
670	m.	Conductor de cobre desnudo de 70 mm ² correspondiente a los anillos de los aerogeneradores y malla de la subestación.	6,14 €	4.113,80 €
4660	m.	Conductor de cobre desnudo de 50 mm ² correspondiente a la red subterránea.	5,01 €	23.346,60 €
182	Ud.	Soldadura aluminotérmica, cartucho C-115 (color rojo) de KLK. Incluye molde y montaje.	5,34 €	971,88 €



62	Ud.	Electrodo de pica de acero recubierto de cobre. Fabricadas a partir de acero calibrado y cobre electrolítico de alta conductividad electrodepositado. Fabricadas según norma UNE-EN 21056-81. Diámetro 14 mm y longitud 8 metros. Correspondiente a malla de subestación.	90,70 €	5.623,40 €
----	-----	---	---------	------------

60	Ud,	Electrodo de pica de acero recubierto de cobre. Fabricadas a partir de acero calibrado y cobre electrolítico de alta conductividad electrodepositado. Fabricadas según norma UNE-EN 21056-81. Diámetro 14 mm y longitud 2 metros. Correspondientes a tierras de aerogeneradores.	22,68 €	1.360,80 €
----	-----	--	---------	------------

TOTAL red de tierras				35.416,48 €
----------------------	--	--	--	-------------

6.2.3.5 Red de comunicaciones de aerogeneradores

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
4660	m.	Cable fibra óptica. Incluye suministro e instalación según especificaciones GAMESA.	7,57 €	35.276,20 €
15	Ud.	Cajas de empalme y latiguillos. Incluye suministro e instalación según especificaciones GAMESA.	395,00 €	5.925,00 €

TOTAL red de comunicaciones				41.201,20 €
-----------------------------	--	--	--	-------------



6.2.3.6 Servicios auxiliares

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
1	Ud.	Cuadro de distribución de corriente alterna	5.300,00 €	5.300,00 €
1	Ud.	Cuadro de distribución de corriente continua	5.300,00 €	5.300,00 €
1	Ud.	Cuadro de comunicaciones	28.500,00 €	28.500,00 €
1	Ud.	Cuadro de control y mando de la subestación	23.500,00 €	23.500,00 €
1		Cuadro de protecciones y medida.	11.000,00 €	11.000,00 €
1	Ud.	Cuadro de alumbrado	4.100,00 €	4.100,00 €
1	Ud.	Cuadro de fuerza		0,00 €
1	Ud.	Convertidor de 125 V a 48 Vcc para equipos de comunicación y telecontrol.	3.900,00 €	3.900,00 €
1	Ud.	Equipo rectificador-batería 125 Vcc. Incluye instalación y puesta en marcha.	9.500,00 €	9.500,00 €
1	Ud.	Sistema de alimentación ininterrumpido (SAI), 2 kW y autonomía de 3h.	2.350,00 €	2.350,00 €
1	Ud.	Elementos auxiliares: guantes aisladores de 24 kV, banqueta aislante para 24 kV, detector de ausencia de tensión, botiquín de primeros auxilios, placas de advertencia, cintas, etc.	2.000,00 €	2.000,00 €
TOTAL servicios auxiliares				95.450,00 €
TOTAL INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA				23.274.770,17 €



6.2.4 MONTAJE ELECTROMECAÁNICO

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
1	PA	5% de total de la obra eléctrica	58.738,51 €	58.738,51 €
TOTAL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO				58.738,51 €

6.2.5 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

Cantidad	Unidad	Concepto	Precio unitario	Precio total
1	PA	Estudio de seguridad y salud	25.000,00 €	25.000,00 €
TOTAL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD				25.000,00 €



6.3 RESUMEN DEL PRESUPUESTO GENERAL

1. OBRA CIVIL.....	2.850.326,89 €
2. AEROGENERADORES.....	22.200.000,00 €
3. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	1.174.700,17 €
4. MONTAJE ELECTROMECAÁNICO.....	58.738,51 €
5. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	25.000,00 €
IMPORTE TOTAL.....	26.308.765,47 €

Asciende el presupuesto a la cantidad de: VEITISEIS MILLONES TRESCIENTOS OCHO MIL SETECIENTOS SESENTA Y CINCO EUROS CON CUARENTA Y SIETE CÉNTIMOS.

Madrid, 30 agosto de 2016

Fdo.: María Lucía Ly Liu



PROGRAMAS EMPLEADOS

- Microsoft Office: Word, Excel, Powerpoint
- Adobe Acrobat
- Autodesk AutoCAD 2014
- Draw.io desarrollado por mxGraph.



BIBLIOGRAFÍA Y PÁGINAS WEB

BIBLIOGRAFÍA

- [FERN15] Fernández Magester, Gerardo. Apuntes de subestaciones eléctricas, curso 2015-2016.
- [BALZ15] Balza Arrabal, Juan José. Apuntes de instalaciones eléctricas, curso 2014-2015.
- [SMEE14] Smeets, R., van der Sluis, L., Kapetanovic, M., Peelo, D., Janssen, A., “Switching in Electrical Transmission and Distribution Systems”, Wiley, 2014.
- [ALAM12] Álamo del Salgado, J. R., “Montaje y mantenimiento eléctrico de parque eólico”, Publicaciones Vértice S.L., 2012.
- [REHT04] Rehtanz, C., Stucki, F., Westermann, D., Fink, H., Hyrenbach, M., “Más flexibilidad en el diseño de subestaciones”. *Revista ABB*, marzo 2004.
- [CAME05] Cameroni, R., “Conjunto de alta tensión”, *Revista ABB*, abril 2005.
- [VARG08] Vargas, E., “Ventajas de los Sistemas Compactos PASS ABB en relación con las Subestaciones Convencionales en Alta Tensión”, *Revista Energía Minería Medio Ambiente*, abril 2008
- [MINI15] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, “Planificación Energética”, BOE de octubre 2015.
- [MINI11] Ministerio de Industria, turismo y comercio, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), “Resumen del Plan de Energías Renovables 2011-2020”, noviembre 2011.
- [MINI08] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *ITC-LAT-01 a 09*, BOE de marzo 2008.
- [MINI14] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas*



de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, BOE de junio 2014.

- [MINI11] Ministerio de Economía y Hacienda, “Texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público”, BOE de noviembre 2011.
- [MINI08] Ministerio de Fomento, “Instrucción de hormigón estructural (EHE-08)”, Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio.
- [MESA13] MESA, Catálogo 330: DVCAS, Celdas GIS para centros de transformación en parques eólicos, 2013.
- [MESA11] MESA, Catálogo 221: CBGS-0, Celdas blindadas con aislamiento en SF6, 2011.
- [ORMA15] ORMAZABAL, Catálogo Transformadores de distribución, CA-109-ES-1508, 2015.
- [PRYS15] PRYSMIAN, Especificación técnica de conductores AL EPROTENAX H COMPACT de 12/20 kV y AL VOLTALENE H 26/45 kV.

PÁGINAS WEB

1. Comisión Europea, Europa 2020. Última actualización noviembre 2015.
http://ec.europa.eu/europe2020/index_es.htm
2. Asociación Empresarial Eólica, <http://www.aeolica.org/>
3. Agencia Estatal de Meteorología, <http://www.aemet.es/>