



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN TERRITORIO ESPAÑOL

Autor: Jorge San Román Martín
Director: Consolación Alonso Alonso

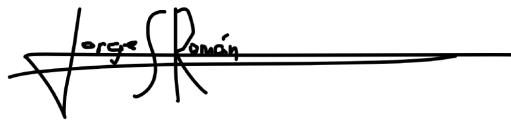
Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre en territorio español”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/22 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.

Fdo.: Jorge San Román Martín

Fecha: 24/ 01/ 2022

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Jorge San Román', followed by a long horizontal line.

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha://

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

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

El autor D. JORGE SAN ROMAN MARTÍN DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: “Estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre en territorio español”, 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) Reproducir la 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 pudieran 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.

6°. 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 24 de enero del 2022

ACCEPTA

Fdo.....

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



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN TERRITORIO ESPAÑOL

Autor: Jorge San Román Martín
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

A Consuelo, con todo mi cariño y agradecimiento.

A la empresa Vortex, por la información facilitada.

A mi familia, por su apoyo incondicional.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN TERRITORIO ESPAÑOL

Autor: San Román Martín, Jorge.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

Uno de los principales problemas a los que se enfrenta la sociedad en los próximos años es la lucha contra el cambio climático a través de la descarbonización y el empleo de energías limpias, eficientes y sostenibles. Una de estas energías que en la actualidad puede hacer frente a este reto, es la energía eólica, que ha venido implementando mejoras tecnológicas que la han hecho más eficiente y competitiva. Por ello, es interesante analizar la viabilidad de un proyecto de instalación de un parque eólico en el territorio nacional.

2. Definición del proyecto

Este proyecto desarrolla un estudio de viabilidad para la implementación de un parque eólico en la provincia de Burgos, ubicado entre las localidades de Hornillos del Campo y Yudego, con ocho aerogeneradores a una altura de buje de 119 m y una potencia total instalada de 48 MW. Se ha realizado un análisis de la ubicación del proyecto desde diferentes puntos de vista. Un primer punto de vista es el administrativo, considerando las posibles incompatibilidades para el uso de la energía eólica en el emplazamiento. Un segundo punto de vista es el técnico, en el cual se ha analizado el potencial de energía eólica disponible y la energía vertida a la red. A partir de esta información se determina la infraestructura del parque eólico. Para el análisis técnico del parque eólico se han utilizado programas computacionales de simulación a partir de información obtenida sobre las características del viento en la zona y diseñado y calculado los parámetros de la Red de Media y Alta Tensión del parque eólico. Por último, un tercer punto de vista es el económico, donde se ha elaborado un presupuesto y análisis de rentabilidad de la inversión para analizar su viabilidad.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El diseño del parque eólico se ha realizado considerando una sola alineación, situando a los aerogeneradores perpendicularmente a la dirección dominante del viento y con una distancia suficiente entre ellos. Se ha optado por una configuración de ocho aerogeneradores para poder aprovechar al máximo el potencial eólico de la zona, empleando aerogeneradores de última tecnología del fabricante Vestas con una potencia activa nominal de 6 MW. Para determinar correctamente las condiciones del emplazamiento, se ha realizado un primer análisis con el programa Windographer acerca del recurso eólico en el emplazamiento y en el segundo análisis con el software WAsP se han incluido en dicha simulación computacional tanto los datos virtuales de una serie temporal a la altura de buje como las cotas, topografía y rugosidad del terreno.

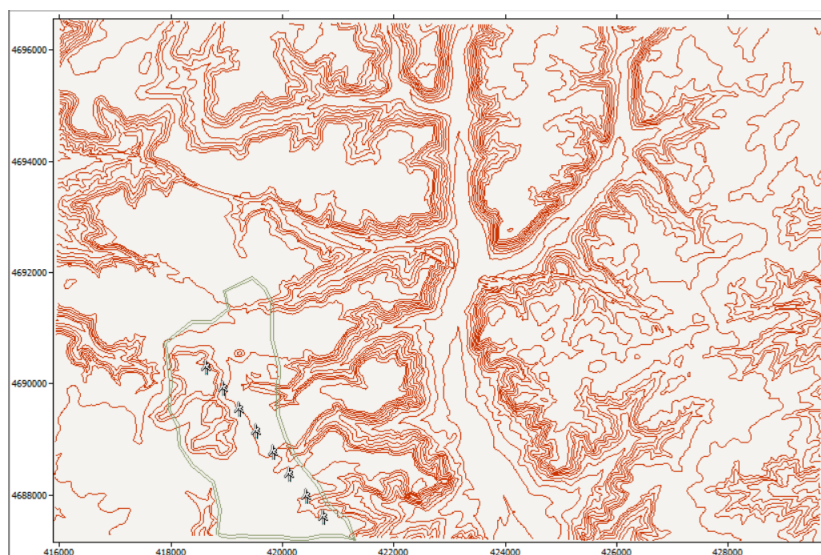


Ilustración 1 – Confección del parque eólico sobre el mapa digitalizado del emplazamiento

4. Resultados

Un primer resultado de este proyecto es que la ubicación del parque eólico es apta para su instalación y que el diseño de la alineación, de ocho aerogeneradores con 48 MW de potencia total instalada, es viable.

Un segundo resultado está relacionado con la potencia obtenida en el parque eólico instalado y que implica una energía vertida a la red de 181 GWh/año, con un impacto en la reducción de emisiones de CO₂-equivalente de 172 kt anuales en el caso de sustituir la energía producida por centrales térmicas de carbón.

Un tercer y último resultado viene del análisis de rentabilidad realizado y en el que se ha considerado, finalmente, una inversión de 54,1 millones de euros con una TIR nominal a 25 años del 10%, y un VAN nominal (6%) de 24,8 millones de euros para un escenario que considera el precio de la energía como el precio medio del periodo entre los años 2009-2020.

Resultados parque eólico	
Modelo aerogenerador	Vestas V162-6.0 MW, 50 Hz
Altura de buje	119 m
Diámetro Pala	162 m
Potencia activa nominal aerogenerador	6 MW
Nº de aerogeneradores	8
Potencia activa nominal total instalada	48 MW
Energía vertida a la red	181,201 GWh/año
Horas netas equivalente	3.775 h
Factor de capacidad	43,1 %
TIR nominal	10%
VAN nominal	24.787.379 €

Ilustración 2 - Resultados parque eólico

5. Conclusiones

La construcción del parque eólico de Hornillos-Yudego resulta eficiente y rentable, por lo que apostar por este tipo de tecnología en el futuro es una herramienta válida para la generación de energía eléctrica de una manera limpia, sostenible y compatible con las condiciones de la Red.

STUDY OF THE VIABILITY OF AN ONSHORE WIND FARM IN SPANISH NATIONAL TERRITORY

Author: San Román Martín, Jorge.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

1. Introduction

One of the main issues faced by society is that of climate change, which is currently being tackled through the on-going global efforts of decarbonization and the usage of green, sustainable, and efficient forms of energy. One of the latter forms of energy which has seen its total installed power increase, is wind power, which has also been experimenting on-going technological improvements which have granted it greater efficiency and competitiveness in the energy sector. Therefore, it is of interest and great importance to analyze the viability of the installation of an onshore wind farm in Spanish national territory.

2. Definition of the Project

This project focuses on the study of the viability of implementation of a wind farm in the province of Burgos, located between the towns of Hornillos del Campo and Yudego, with eight wind turbines at a hub height of 119 m and a total installed power of 48 MW.

An in-depth analysis of the location of the wind farm has been made by considering the incompatibilities and limitations regarding the installation of a new wind farm through the rules and Norms of the Administration of Castilla y León. A second analysis has also been made, this time from a technical point of view, in which the power output of the wind farm and the final energy given to the grid have been specially taken into account through the use of software simulation and statistical programs, such as WAsP and Windographer. Furthermore, based on these results, the elements and infrastructure of the wind farm were designed.

3. Description of the Model/System/Tools

The design of the wind farm consists of only one alignment for the whole park, placing the wind turbines perpendicular to the main direction of the wind and with a sufficient distance between them. Moreover, a configuration of eight turbines has been opted in order to maximize the power capacity of the wind farm, employing cutting-edge wind turbines from the manufacturer Vestas with a nominal power of 6 MW.

To correctly determine the conditions of the location, a first analysis has been conducted with the program Windographer, gaining by doing so a further understanding of the nature of the wind resource. A second analysis has been conducted with the software WAsP, and in the computational simulation both the wind data from the company Vortex and the hub height, altitude, topography and roughness of the terrain have all been taken into account.

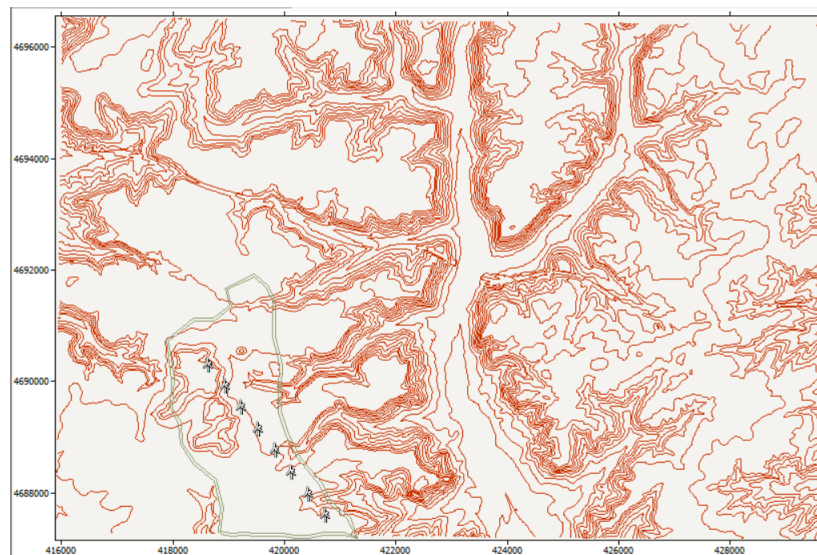


Illustration 3 – Design of the Wind Farm Over a Digitalized Map of the Chosen Location

4. Results

A first result of this project is that it establishes that the location of the wind farm is apt for the installation of the designed wind farm, and that the design criteria of eight wind turbines and a total installed power of 48 MW is viable.

A second result stems from the total power output of the park, which implies an energy output to the grid of 181 GWh/year, with an estimated reduction in the emission of CO₂-

equivalente particles of 172 kt annually, in the case that the produced wind energy substitutes that of coal power plants.

A third and last result arrives from the analysis of the cost effectiveness of the project. In the end, a total investment of 54,1 million euros has been considered, with an estimated nominal Internal Rate of Return (IRT) of 10% for a lifetime of 25 years and a nominal Net Present Value (NPV) 6% of 24,8 million euros; under the assumption that that the price of electricity corresponds to the average price given by OMIE between the years 2009-2020.

Wind Farm Results	
Wind Turbine Model	Vestas V162-6.0 MW, 50 Hz
Hub Height	119 m
Rotor Diameter	162 m
Nominal Active Potential	6 MW
Number of Wind Turbines	8
Total Installed Power	48 MW
Energy Given to the Grid	181,201 GWh/year
Equivalent Net Hours	3.775 h
Capacity Factor	43,1 %
Nominal IRT	10%
Nominal NPV	24.787.379 €

Illustration 4 – Wind Farm Results

5. Conclusion

In conclusion, the implementation of the wind farm of Hornillos-Yudego results sound, efficient and profitable. Hence, the use of this type of technology is not only valid but strategically sound in the efforts of generating electricity in a clean and sustainable manner that is compatible with the conditions of the grid.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	13
1.1 Motivación del proyecto.....	13
1.2 Característica de la energía eólica	14
1.3 Situación de la energía eólica	16
1.3.1 España	16
1.3.2 Globalmente	18
1.3.3 Expansión – futuro 2050	19
1.4 Mercado eléctrico español.....	22
1.5 Reglamento eléctrico español.....	24
1.5.1 Normas UNE de aplicación.....	24
1.5.2 Alta Tensión.....	26
1.5.3 Baja Tensión.....	26
1.5.4 Reglamento emplazamiento.....	27
1.5.5 Cuestiones medioambientales y sociales.....	28
1.6 Evolución de la energía eólica.....	29
1.6.1 Primeras tecnologías eólicas	29
1.6.2 Aerogeneradores post revolución industrial	31
1.7 Características del recurso eólico	32
1.7.1 Comportamiento del viento	34
Capítulo 2. Descripción de las tecnologías.....	37
2.1 Potencia eólica.....	37
2.2 Tecnología actual de los aerogeneradores	38
2.2.1 Componentes principales de un aerogenerador horizontal	39
2.3 Tecnología de conexión a la red.....	51
2.3.1 Conexión a la red de un generador síncrono	53
2.3.2 Conexión a la red de un generador asíncrono	53
2.4 Características técnicas Vestas V162-6.0 MW	54
Capítulo 3. Elección del emplazamiento.....	57
3.1 Velocidad media.....	57
3.1.1 Mapa Eólico Ibérico.....	58

3.1.2 Global Wind Atlas	59
3.2 Materia de protección medioambiental	60
3.3 Punto de interconexión	66
3.4 Pendientes del terreno	67
3.5 Comunicado por carreteras y vías de acceso	69
3.6 Impacto sobre otros interesados	69
3.6.1 Distancia a la localidad de Yudego.....	69
3.6.2 Distancia a los aerogeneradores de Castellanos de Castro	70
3.6.3 Distancia a cables de telecomunicaciones	71
Capítulo 4. Análisis del micrositing	72
4.1 Análisis mediante Windographer	72
4.1.1 Resultados de la serie temporal.....	74
4.1.2 Conclusiones de la simulación Windographer	84
4.2 Análisis mediante WAsP.....	85
4.2.1 Resultados de la simulación	85
4.2.2 Conclusiones de la simulación WAsP	100
4.3 Energía vertida a la red eléctrica	100
Capítulo 5. Instalación eléctrica	101
5.1 Sistema eléctrico de Media Tensión.....	101
5.1.1 Conductores de la red de Media Tensión.....	101
5.1.2 Celdas de Media Tensión de los aerogeneradores.....	103
5.1.3 Celdas de Media Tensión de la subestación eléctrica.....	107
5.1.4 Puesta a tierra de Media Tensión.....	108
5.1.5 Aparamenta y protecciones de Media Tensión.....	108
5.2 Sistema eléctrico de Alta Tensión	109
5.2.1 Aparamenta de Alta Tensión	109
5.2.2 Protecciones de Alta Tensión	121
5.2.3 Puesta a tierra subestación eléctrica	122
5.3 Sistema eléctrico de Baja Tensión.....	122
5.4 Fibra óptica.....	123
5.5 Línea aérea	124
5.6 Centro de control.....	125

5.7	Calidad de la energía	125
Capítulo 6.	Obra civil.....	126
6.1	Viales.....	126
6.2	Zanjas	129
6.3	Inmediación de los aerogeneradores	131
6.4	Edificio de control y subestación	131
Capítulo 7.	Impacto social y ambiental.....	133
7.1	Impacto social.....	133
7.2	Ahorro energético y contaminación evitada.....	134
7.3	Objetivos de desarrollo sostenible (ODS)	136
Capítulo 8.	Viabilidad económica.....	139
8.1	Presupuesto.....	139
8.2	Modelo económico.....	140
8.2.1	Criterios generales de diseño.....	140
8.2.2	Planificación de la inversión.....	141
8.2.3	Ingresos	141
8.2.4	Flujo de caja.....	145
Capítulo 9.	Conclusiones.....	154
Capítulo 10.	Bibliografía.....	155
ANEXO I –	Diseño y cálculos instalación eléctrica.....	164
10.1	Configuración de la red de media tensión	164
10.1.1	Dimensionamiento del conductor eléctrico.....	164
10.1.2	Caída de tensión y pérdidas de potencia.....	175
10.1.3	Diseño de las celdas de media tensión	178
10.1.4	Corriente de cortocircuito de media tensión.....	179
10.2	Configuración de la red de Alta Tensión.....	182
10.2.1	Corriente de cortocircuito de Alta Tensión.....	182
10.2.2	Red de puesta a tierra subestación eléctrica.....	183
ANEXO II –	Elementos.....	192

<i>ANEXO III – Presupuesto</i>	<i>204</i>
<i>ANEXO IV – Planos.....</i>	<i>210</i>

Índice de figuras

Figura 1 - Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España [AEE_21]	14
Figura 2 - Cuota por fuente de generación del mix energético español 2020 [AEE_21]....	16
Figura 3 - Potencia eólica instalada por Comunidad Autónoma 2020 [AEE_21].....	17
Figura 4 - Países por potencia eólica terrestre acumulada 2020 [AEE_21]	18
Figura 5 - Países por potencia eólica offshore acumulada 2020 [AEE_21].....	18
Figura 6 – Proyección cuota de la energía eólica en el mix energético global [IREN19]...	20
Figura 7 - Proyección instalación de nueva potencia eólica anual [IREN19]	20
Figura 8 - Proyección empleo mundial industria eólica [IREN19]	20
Figura 9 - Proyección Levelized Cost of Electricity parques eólicos [IREN19].....	21
Figura 10 - Proyección factor de capacidad [IREN19]	21
Figura 11 – Mapa zonas ambientalmente sensibles Castilla y León [JCYL21].....	29
Figura 12 - Primeros molinos eólicos antigua Persia [DEST19].....	30
Figura 13 - Molino de viento Manchego [ROJA05]	31
Figura 14 - Molino eólico Smith-Putnam [GRIP13]	32
Figura 15 - Aerogenerador tripala Best-Remoni [SORI07]	32
Figura 16 - Ley potencial de variación del viento [ALON21]	35
Figura 17 - Coeficiente de potencia en función del Tip Speed Ratio [MART18].....	37
Figura 18 - Vista interior aerogenerador [UNE_20]	39
Figura 19 - Esquema detallado interior aerogenerador horizontal [SAEN13]	39
Figura 20 – Sistema pala rotor [PFEN15]	40
Figura 21 - Vista transversal aerogenerador Siemens Gamesa [ENER20]	40
Figura 22 - Stall control [ALON21]	41
Figura 23 - Sistema de ángulo de paso [ALON21]	42
Figura 24 - Esquema interior aerogenerador [ALON21]	42
Figura 25 - Multiplicador de cajas de engranaje de arboles paralelos [OREJ14]	43
Figura 26 - Esquema caja multiplicadora multietapa [ALON21]	44
Figura 27 - Esquema interior aerogenerador sin caja multiplicadora [ALON21]	44

Figura 28 - Visualización generador síncrono [RIAZ10].....	46
Figura 29 - Sistema de orientación [ALON21]	48
Figura 30 - Aerogeneradores de celosía de acero [CORD20]	50
Figura 31 – Aerogenerador de torre tubular de hormigón [ACCI14].....	50
Figura 32 - Aerogenerador tubular de acero [SMAR19].....	51
Figura 33 - Conexión a la red generador síncrono [WU__18]	53
Figura 34 - Conexión a la red generador asíncrono [WU__18]	53
Figura 35 - Ilustración aerogenerador V162-6.0 MW [VEST20]	56
Figura 36 – Vista externa aerogenerador V162-6.0MW [VEST20]	56
Figura 37 – Velocidades del viento (izq. a der.) 7,5124 , 7,3923 , 7,6199 m/s [MEI_21].	58
Figura 38 - Rosa de los vientos [MEI_21]	58
Figura 39 Velocidades del viento (izq. a der.) 7,53 , 7,34 , 7,31 m/s [GWA_21].....	59
Figura 40 - Rosa de los vientos [GWA_21]	59
Figura 41 - Zonas sensibles excluidas eólicas [JCYL21].....	60
Figura 42 – Mapa multicapa completo y detallado zonas medioambientalmente sensibles Castilla y León [JCYL21].....	61
Figura 43 - Mapa multicapa sobre el emplazamiento [JCYL21]	62
Figura 44 - Mapa adicional de sensibilidad ambiental [JCYL21].....	63
Figura 45 - Sensibilidad ambiental aves planeadores sobre el emplazamiento [JCYL21] .	63
Figura 46 - Sensibilidad ambiental aves esteparias sobre el emplazamiento [JCYL21].....	64
Figura 47 – Alineación propuesta emplazamiento [GEP_21]	65
Figura 48 – Mapa y leyenda del sistema eléctrico ibérico 2018 en torno al emplazamiento [REE_18].....	66
Figura 49 - Subestación eléctrica de Villalbilla de Burgos [GEP_21]	67
Figura 50 - Mapa topográfico del emplazamiento [IGN_21].....	68
Figura 51 - Carretera y vías de acceso al emplazamiento [GOOG21]	69
Figura 52 - Distancia del aerogenerador G8 al pueblo de Yudego [GEP_21]	70
Figura 53 - Distancia al parque eólico de Castellanos de Castro [GEP_21]	71
Figura 54 - Red de infraestructuras [REIN21]	71
Figura 55 - Start Date/Time [WIND12]	73

Figura 56 - Configure Data Set [WIND12]	73
Figura 57 - Serie temporal periodo parcial [WIND12]	74
Figura 58 - Serie temporal completa [WIND12].....	74
Figura 59 - Rosa de frecuencia por mes [WIND12].....	75
Figura 60 - Rosa de frecuencia por mes [WIND12].....	76
Figura 61 - Rosa de frecuencia total de medición [WIND12].....	76
Figura 62 – Rosa de energía por mes [WIND12].....	77
Figura 63 – Rosa de energía por hora [WIND12]	78
Figura 64 - Rosa de energía total de medición [WIND12].....	78
Figura 65 - Rosa de velocidad por mes [WIND12].....	79
Figura 66 - Rosa de velocidad por hora [WIND12]	79
Figura 67 - Rosa de velocidad total de medición [WIND12].....	80
Figura 68 - Velocidad media para cada hora el periodo total [WIND12]	80
Figura 69 - Velocidad para cada hora del día por mes [WIND12].....	81
Figura 70 - Distribución de Weibull periodo total [WIND12].....	81
Figura 71 - Distribución de Weibull por mes [WIND12]	82
Figura 72 - Probabilidad acumulada serie temporal [WIND12]	82
Figura 73 - Boxplot de la serie temporal [WIND12].....	83
Figura 74 - Dmap de la serie temporal [WIND12].....	83
Figura 75 - Tabla resumen de los datos del viento [WIND12]	84
Figura 76 - Resumen medioambiental para una altura de buje de 120 m [WIND12]	84
Figura 77 - Clase de rugosidad según el tipo de terreno [ALON21].....	86
Figura 78 - Vista de la superficie del terreno del emplazamiento [GEP_21].....	86
Figura 79 - Mapa topográfico del emplazamiento [WASP16].....	86
Figura 80 - Mapa digitalizado del emplazamiento [WASP16]	87
Figura 81 - Detalle del mapa topográfico sobre el parque [WASP16].....	87
Figura 82 - Reading and importing data files, varias pestañas [WASP16]	88
Figura 83 - Observed Wind Climate serie temporal [WASP16]	89
Figura 84 - Air Density Calculator [WASP16]	91
Figura 85 - Curva de potencia de la turbina de la simulación	93

Figura 86 - Coeficiente de empuje de la turbina de la simulación	93
Figura 87 - Curva de potencia y coeficiente de empuje de la simulación [WASP16]	94
Figura 88 - Observed Wind Climate con la nueva referencia [WASP16].....	95
Figura 89 - Estadísticas generales obtenidas de la simulación [WASP16]	96
Figura 90 - Mapa de elevación resultante de la simulación en el emplazamiento [WASP16]	98
Figura 91 - Mapa de isoventas resultantes de la simulación en el emplazamiento [WASP16]	99
Figura 92 - Densidad de potencia resultante de la simulación en el emplazamiento [WASP16]	99
Figura 93 - Detalle del cable conductor Al Eprotenax H Compact [VOLT21]	102
Figura 94 - Esquema orientativo de la selección de protección para transformadores [MESA21]	105
Figura 95 - Interruptor 3AP F1 [SIEM21]	112
Figura 96 - Seccionador SG3C [MESA21]	113
Figura 97 - Imagen y esquema interno del transformador de tensión inductivo UTF-245 [ARTE21]	115
Figura 98 - Imagen y esquema interno del transformador de tensión capacitivo DFK-245 [ARTE21]	116
Figura 99 - Bobina de bloqueo [ARTE21]	117
Figura 100 - Imagen y esquema interno del transformador de intensidad CA-245 [ARTE21]	119
Figura 101 - Autoválvula Pexlim Q [ABBL21]	121
Figura 102 - Potencia de transporte por intensidad máxima admisible [ALON21]	124
Figura 103 - Representación cimentación del aerogenerador [ALON21].....	131
Figura 104 - Emisiones de CO2 equivalente del sistema peninsular español por tecnología [REE_21].....	135
Figura 105 - Objetivos de Desarrollo Sostenible [ONU_15]	136
Figura 106 . Precio final anual de la demanda nacional 2021 [OMIE22]	142
Figura 107 - Precio final anual de la demanda nacional 2009-2020. [OMIE22]	143

Figura 108 – Precio medio e ingresos esperados de cada escenario	144
Figura 109 - Flujo de caja escenario 1.....	147
Figura 110 - Flujo de caja escenario 2.....	148
Figura 111 - Sensibilidad VAN modelo económico	151
Figura 112 - Sensibilidad TIR modelo económico.....	152
Figura 113 - Elección tensión nominal de un cable (Norma IEC60502)	165
Figura 114 - Temperaturas máximas de servicio permanente y cortocircuito de conductores (Reglamento ITC-06)	168
Figura 115 - Factor de corrección para temperatura del terreno distinta 25°C (Reglamento ITC-06).....	168
Figura 116 - Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad (Reglamento ITC-06)	169
Figura 117 - Datos del terreno del emplazamiento [ITA_21]	169
Figura 118 - Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 Km/W (Reglamento ITC-06)	170
Figura 119 - Factor de corrección por distancia entre ternas (Reglamento ITC-06).....	171
Figura 120 - Factor de corrección para profundidades de la instalación distinta de 1 m (Reglamento ITC-06)	172
Figura 121 - Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados (Reglamento ITC-06).....	173
Figura 122 - Resistencia máxima en corriente alterna en ohm/km para cables a 105°C [PRYS11]	176
Figura 123 - Esquemas de conexión de las cabinas de Media Tensión [MESA21].....	178
Figura 124 - Circuito equivalente de falta monofásica referido a Media Tensión	179
Figura 125 - Mapa de curvas de nivel de la máxima de intensidad de cortocircuito monofásica en nudos de 220 kV [REE_20]	181
Figura 128 - Valores máximos admisibles de tensión de contacto aplicada a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre las manos y los pies, en función de la duración de la corriente de falta (Reglamento ITC-13)	184

Figura 129 - Resistividad en ohmios metro según la naturaleza del terreno (Reglamento ITC-13).....	186
Figura 130 - Resistencia en ohmios según el tipo de electrodo (Reglamento ITC-13).....	188
Figura 131 - Coeficientes para una red mallada con cuatro picas [UMH_13]	190

Índice de tablas

Tabla 1 - Características del aerogenerador	55
Tabla 2 - Coordenadas UTM de cada aerogenerador [GEP_21].....	65
Tabla 3 - Cota de cada aerogenerador [GEP_21]	67
Tabla 4 - Coordenada aerogenerador G5.....	72
Tabla 5 - Coordenadas UTM de cada aerogenerador [WASP16]	89
Tabla 6 - Cota de cada aerogenerador [WASP16]	90
Tabla 7 – Curva de potencia y coeficiente de empuje tras iteración acorde a la simulación	92
Tabla 8 - Estadísticas generales de interés de la simulación (WASP)	95
Tabla 9 - Estadísticas generales de interés por aerogenerador	96
Tabla 10 – Roughness Index por aerogenerador	97
Tabla 11 - Pérdidas de energía en el parque	100
Tabla 12 - Características del conductor de Media Tensión	102
Tabla 13 - Características de las celdas de Media Tensión	104
Tabla 14 – Tipo de conexión a la red de Media Tensión de cada aerogenerador	106
Tabla 15 - Características técnicas de las cabinas de Media Tensión de los aerogeneradores	107
Tabla 16 - Características técnicas del transformador de potencia	110
Tabla 17 - Características técnicas del interruptor de potencia	111
Tabla 18 - Características técnicas del transformador de tensión inductivo	114
Tabla 19 - Características técnicas del transformador de tensión capacitivo.....	115
Tabla 20 - Características técnicas de la bobina de bloqueo	117
Tabla 21 - Características del transformador de intensidad	118
Tabla 22 - Características técnicas autoválvula.....	120
Tabla 23 - Característica técnicas fibra óptica.....	123
Tabla 24 - Especificaciones del vial	128
Tabla 25 - Toneladas de CO2-eq ahorrado.....	136
Tabla 26 - Presupuesto total de ejecución del proyecto	139

Tabla 27 - Criterios y parámetros de diseño del modelo económico	140
Tabla 28 - Planificación de la inversión	141
Tabla 29 - Parámetros de interés ingresos	141
Tabla 30 - Escenarios del modelo económico	142
Tabla 31 - Precio medio 2021 [OMIE22].....	142
Tabla 32 - Precio medio histórico 2009-2020 [OMIE22]	143
Tabla 33 - O&M Aerogeneradores	145
Tabla 34 - O&M Aparamenta.....	146
Tabla 35 – VAN nominal modelo económico.....	149
Tabla 36 – TIR nominal modelo económico	149
Tabla 37 - Periodo de recuperación modelo económico	150
Tabla 38 - Parámetros de partida Media Tensión.....	166
Tabla 39 - Factor de corrección para las condiciones del emplazamiento según la temperatura del terreno	168
Tabla 40 - Factor de corrección para las condiciones del emplazamiento según la resistividad térmica	170
Tabla 41 - Factor de corrección para las condiciones del emplazamiento según la profundidad de la instalación.....	172
Tabla 42 - Distancias recorridas por el conductor de Media Tensión	175
Tabla 43 - Resistencia del conductor de Media Tensión.....	177
Tabla 44 - Caída de tensión, pérdida de potencia y datos de interés de las líneas de generación	177
Tabla 45 - Tipo de conexión a la red de Media Tensión de cada aerogenerador	179
Tabla 46 - Características del transformador de potencia	180
Tabla 47 - Parámetros de interés para el dimensionamiento de la puesta a tierra de la subestación	184
Tabla 48 - Resistividad en ohmios metro según la resistividad del tipo de suelo	187
Tabla 49 - Parámetros de interés para el cálculo de la puesta a tierra de la subestación...	189

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto explora la implementación de un parque eólico nuevo en un emplazamiento terrestre situado en territorio nacional español. Además, se va a aplicar un análisis del micrositio del emplazamiento y se va a evaluar su viabilidad técnico-económica. Se va a considerar también el diseño y el cálculo de los principales factores que afectan a la instalación eléctrica y a la obra civil, teniendo siempre en cuenta el impacto social y ambiental de su desarrollo.

La energía eléctrica y su suministro, seguridad, calidad y eficiencia es una de las grandes problemáticas del futuro, dado que no solo hay que satisfacer la creciente demanda proveniente del ámbito doméstico o de las distintas actividades económicas, sino que también se ha de hacer de forma objetiva, transparente y al mínimo coste, de forma que se pueda garantizar la sostenibilidad económica, técnica y financiera del sistema. A su vez, también hay que tener en consideración la apuesta como sociedad hacia la sostenibilidad, descarbonización y mejora del medioambiente a través de las energías renovables, como la hidráulica, solar o eólica, las cuales representaron en 2020 aproximadamente el 45% de la fuente de generación de energía eléctrica en España, según la International Energy Agency (IEA).

Se ha de destacar el notable crecimiento experimentado por la energía eólica, la cual logró ser la segunda fuente de generación de electricidad en España en el 2020 según la Asociación Empresarial Eólica (AEE), cubriendo en la mayoría de los casos la energía de centrales cuya capacidad de potencia instalada se ha frenado o incluso reducido, como es el caso de las centrales nucleares, de carbón o hidráulicas. Así, la energía eólica y su capacidad de abastecer energía ha ido aumentando paulatinamente desde el año 2005, pasando de los 9.991 MW de potencia instalada hasta los 27.446 MW registrados al cierre del año 2020,

siendo un elemento cada vez más importante de la solvencia y estabilidad de la red eléctrica en España.

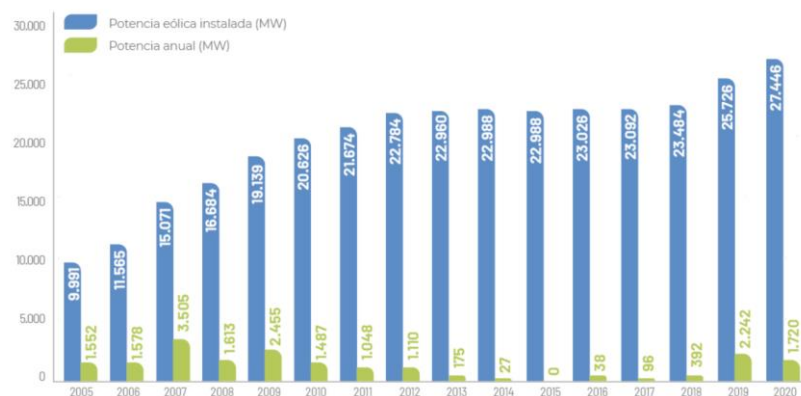


Figura 1 - Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España [AEE_21]

Es por su relevancia y peso adquirido en los últimos años, sumado al hecho de que España dispone de zonas distribuidas por todo el territorio nacional propicias para la instalación de parques eólicos, lo cual es beneficioso para la red, lo que convierte a la energía eólica en un recurso muy interesante de analizar y evaluar desde la perspectiva de su viabilidad técnico-económica la instalación de un nuevo parque eólico terrestre en territorio español.

1.2 CARACTERÍSTICA DE LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica forma parte de las denominadas centrales de “generación no gestionable”, ya que no dispone de un sistema de almacenamiento de energía primaria. Por lo tanto, el aprovechamiento del recurso eólico del emplazamiento está sujeto a las condiciones meteorológicas del momento. Esta característica supone una limitación importante dado que desde el sistema no se puede forzar a que la tecnología funcione de forma ininterrumpida o de manera selectiva durante un cierto periodo de tiempo, como sí ocurre con las centrales base o punta respectivamente. Incluso, se pueden instalar plantas que operan tanto en punta como en base, como lo son las centrales mixtas, propias de los ciclos combinados. La única limitación de estas plantas mixtas es que dependen de una materia primaria dependiente fundamentalmente del exterior, como lo es el gas natural, y que también emite dióxido de

carbono y otras partículas contaminantes a la atmósfera como consecuencia de su ciclo termodinámico, lo cual va en contra de las propuestas que se han planteado desde instituciones intergubernamentales de cara al futuro. Esta emisión contaminante también está presente en centrales puntas como las plantas de gas de ciclo de Brayton o de base como las centrales de carbón de Rankine, las cuales suponen un mayor riesgo para el medioambiente y las personas.

En cambio, la energía eólica evitó la emisión de 29 millones de toneladas de dióxido de carbono en el año 2020 según la AEE, demostrando su valía para la obtención de energía de una manera más verde y limpia. Además, también hay que tener en cuenta que otras energías verdes como la gran hidráulica, que puede actuar en punta o como central de almacenamiento, puede suponer una mayor disrupción al entorno debido a la necesaria construcción de los embalses que la energía eólica.

Cabe resaltar además que la energía nuclear, que actúa como una central base mediante su ciclo de Rankine y que, a pesar de no emitir directamente contaminantes al medioambiente, su probabilidad de fallo, aunque muy reducido, está ligado a un mayor riesgo que la energía eólica, sin olvidar los residuos nucleares que genera y que deben ser tratados adecuadamente, haciendo que la instalación de nuevas centrales nucleares sea puesta en duda tanto por aspectos sociales como políticos.

No obstante, para una correcta transición energética hacia la descarbonización de manera sostenible, se requiere de un balance adecuado del mix energético en España, en el cual se tengan en cuenta aspectos técnicos como la inercia de la red o la variabilidad de las fuentes de generación no gestionables, así como la sostenibilidad económica y financiera del sistema. Por ello, adicionalmente a la energía hidráulica o la energía nuclear, también se puede hacer un mayor hincapié en la instalación de plantas termosolares de sales fundidas, en centrales de biomasa o en el hidrógeno verde. En este escenario, tanto la energía solar como la eólica deben ser una parte importante de dicho mix del futuro, complementadas con otras fuentes de generación como las mencionadas que ayudarán a lograr los objetivos marcados.

Por todo ello, la energía eólica es muy atractiva, ya que es capaz de generar energía eléctrica de forma limpia y no contaminante, con el menor daño posible al medioambiente y de manera segura. Además, acompañada de un buen mix energético que supla los momentos en los cuales el recurso eólico es escaso, puede ser una extraordinaria herramienta para una generación de energía eléctrica sostenible, lo que unido a los avances tecnológicos que se vayan produciendo en almacenamiento de energía puede hacerla incluso más eficiente.

1.3 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

1.3.1 ESPAÑA

La energía eólica en España es fundamental para el correcto abastecimiento de la demanda eléctrica nacional. Usando datos provenientes de la AEE, en el año 2020 la energía eólica cubrió el 21,9% de la energía consumida, siendo así la segunda fuente de generación eléctrica del sistema peninsular español por detrás de la energía nuclear, como se observa en la figura 2. Además, en el año 2020 la potencia eólica total instalada ascendió hasta los 27.446 MW, la cual supuso una producción de energía eólica de 53.645 GWh y se alcanzó la cifra total de 24.000 aerogeneradores y 1.265 parques eólicos instalados en todo el territorio nacional.

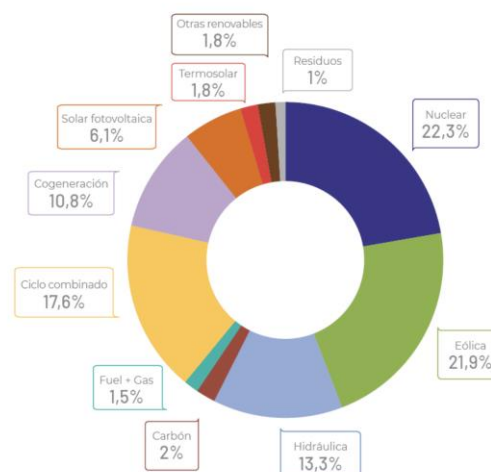


Figura 2 - Cuota por fuente de generación del mix energético español 2020 [AEE_21]

La Comunidad Autónoma con la mayor cantidad de potencia eólica al cierre del 2020 fue Castilla y León, seguida de Castilla La Mancha y Galicia. En cambio, las nuevas instalaciones realizadas en el año 2020 se concentraron especialmente en Aragón, Navarra y Castilla y León. A continuación, se muestra la figura 3, que desglosa la potencia eólica total instalada por Comunidad Autónoma, donde se observa la cuota de mercado sobre el acumulado y cómo la cantidad de parques eólicos no tiene por qué corresponder a la cantidad de potencia eólica instalada, siendo un caso notable las Islas Canarias, con más del doble de parques eólicos que la Comunidad Valenciana pero aproximadamente 2,8 veces menos de potencia eólica instalada.

CCAA	Potencia eólica instalada en 2020 (MW)	Potencia Acumulada a Cierre de 2020 (MW)	Cuota de Mercado Sobre el Acumulado (%)	Nº de Parques Eólicos
Castilla y León	216	6.300	23,0%	267
Castilla La Mancha	65	3.886	14,2%	148
Galicia	24	3.829	14,0%	179
Andalucía	24	3.478	12,7%	162
Aragón	1.051	4.159	15,2%	168
Cataluña	0	1.271	4,6%	47
Comunidad Valenciana	50	1.239	4,5%	39
Navarra	262	1.303	4,7%	58
Asturias	0	590	2,1%	23
La Rioja	0	447	1,6%	14
Islas Canarias	29	450	1,6%	89
Murcia	0	262	1,0%	14
País Vasco	0	153	0,6%	7
Extremadura	0	39	0,1%	1
Cantabria	0	35	0,1%	3
Baleares	0	4	0,0%	46
TOTAL	1.720	27.446		1.265

Figura 3 - Potencia eólica instalada por Comunidad Autónoma 2020 [AEE_21]

Gracias al gran desarrollo de la energía eólica, España ha sido capaz de convertirse en el tercer exportador del mundo de aerogeneradores, por detrás de Dinamarca y Alemania. Además, con el paso del tiempo, la industria eólica está teniendo cada vez un mayor peso en el tejido industrial del país y en su economía, suponiendo en el año 2020 el 0,35% del PIB, aportando así el sector eólico en torno a unos 4.073 millones de euros. Por último, también es importante destacar el impacto positivo que tiene la industria eólica sobre el empleo, siendo una fuente laboral para 30.000 y se estima que para el 2030 esta cifra ascienda hasta las 60.000 personas en España, según información publicada por la AEE.

1.3.2 GLOBALMENTE

La energía eólica no solo está ganando notoriedad en España, sino también en el mundo. Según la AEE, se estima que la potencia de energía eólica instalada en todo el mundo creció un 53% en el 2020, alcanzando un total de 743 GW de potencia instalada. En el ámbito de los parques eólicos terrestres, los países con la mayor cantidad de potencia instalada son China (39%), EEUU (17%), Alemania (8%), India (5%) y España (4%).

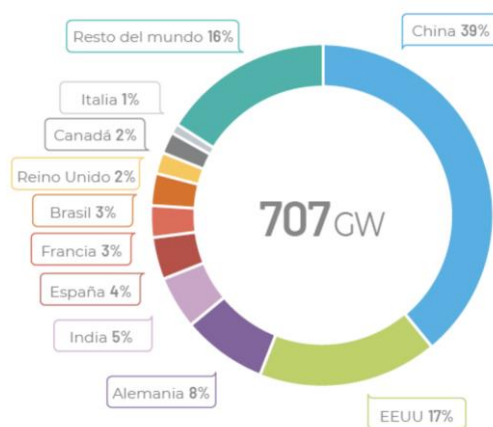


Figura 4 - Países por potencia eólica terrestre acumulada 2020 [AEE_21]

En cambio, en lo que respecta a los parques eólicos offshore, la mayor cantidad de potencia eólica instalada se encuentra en el Reino Unido (29%), China (28%), Alemania (22%), Países Bajos (7%) y Bélgica (6%).

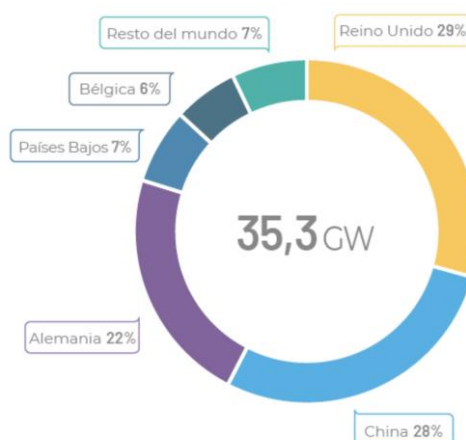


Figura 5 - Países por potencia eólica offshore acumulada 2020 [AEE_21]

Así, en el 2020 se instalaron unos 93 GW nuevos de potencia, a pesar de las dificultades que supuso la Covid-19, lo cual es una noticia muy positiva para el sector. Además, es importante destacar que según el “Global Wind Energy Council” (GWEC) en el año 2020 se instalaron parques eólicos en países con un gran potencial de crecimiento como Brasil, Turquía o India, los cuales pueden representar un gran peso en la industria eólica del futuro.

1.3.3 EXPANSIÓN – FUTURO 2050

La energía eólica está impulsada hoy en día por diversos planes estratégicos dada su importancia para cumplir los retos de sostenibilidad marcados como sociedad. Así, en el ámbito nacional destaca el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, el cual recalca la importancia de potenciar la energía eólica desde la investigación, innovación y competitividad y su desarrollo en general. Además, desde un marco intergubernamental, la energía eólica también se ve apoyada por la Unión Europea gracias a los “Projects of Common Interest”, los cuales buscan la interconexión de la Red europea y la sostenibilidad técnica y ambiental de la misma, necesitando para ello fuentes de energía como la de los parques eólicos, cumpliendo así el objetivo de una descarbonización completa para el año 2050 marcado en el Acuerdo de París.

Siguiendo con el marco de referencia del año 2050, la “International Renewable Energy Agency” (IRENA) publicó en el año 2019 las expectativas a futuro de la energía eólica. Así, se observa cómo se prevé que la energía eólica cobre un gran peso en el futuro, abarcando previsiblemente en el año 2050 el 35% del mix energético global. Además, se espera tener para el año 2050 una instalación anual de potencia eólica de 202 GW para parques eólicos terrestres y de 45 GW para parques eólicos offshore. Otros factores importantes a tener en cuenta para comprender el futuro desarrollo de la energía eólica son el empleo generado gracias a la energía eólica, que se situará en el año 2050 en 6 millones de personas aproximadamente y el gradual decremento del Levelized Cost of Electricity, el cual se situará entre 0,02-0,03 \$/kWh en parques eólicos terrestres y entre 0,03-0,07 \$/kWh en parques eólicos offshore para el año 2050.

Por último, el factor de carga medio para el año 2050 será mayor que el actual, situándose entre un 32 y un 58% para parques eólicos terrestres y entre un 43 y un 60% para parques eólicos offshore, demostrando una mejoría en la rentabilidad financiera y en la eficiencia energética de los proyectos de energía eólica.

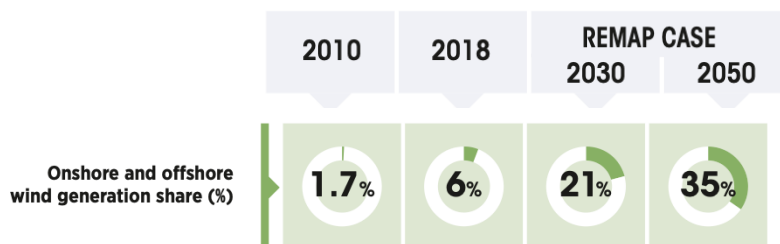


Figura 6 – Proyección cuota de la energía eólica en el mix energético global [IREN19]

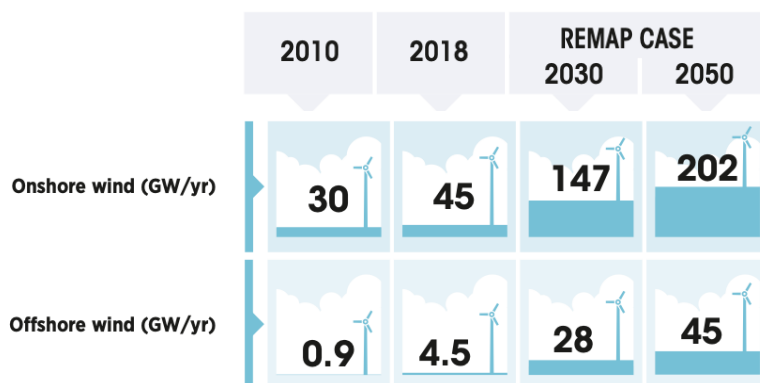


Figura 7 - Proyección instalación de nueva potencia eólica anual [IREN19]

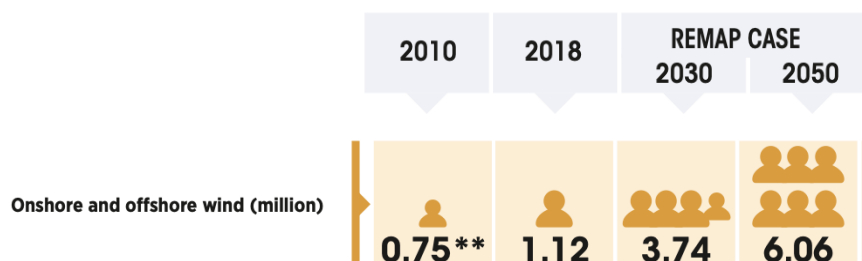


Figura 8 - Proyección empleo mundial industria eólica [IREN19]

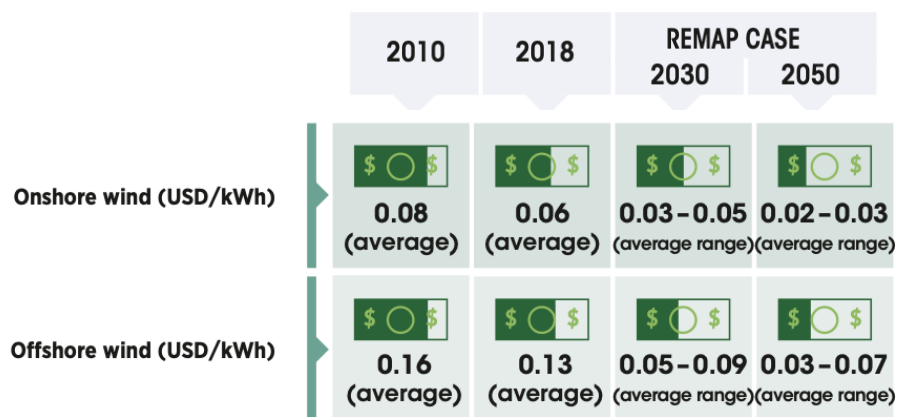


Figura 9 - Proyección Levelized Cost of Electricity parques eólicos [IREN19]

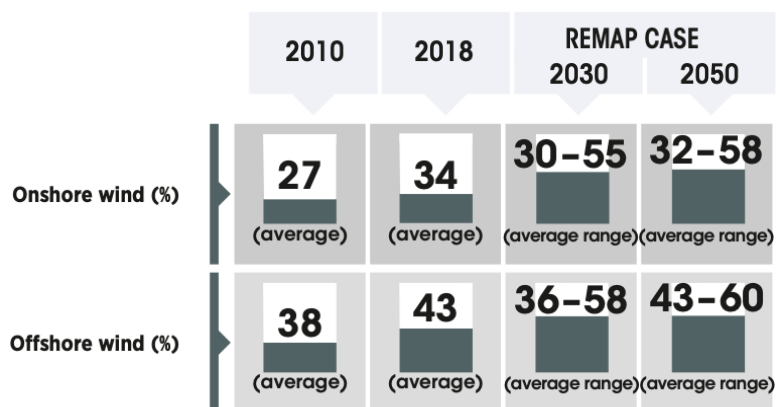


Figura 10 - Proyección factor de capacidad [IREN19]

1.4 MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Uno de los factores fundamentales que influyen en la viabilidad técnico-económica de un parque eólico es la configuración del mercado eléctrico en el que se encuentra.

El mercado eléctrico español, acorde con la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**, la cual es la sucesora de la Ley 54/1997 que propició la liberación del sector e impulsó la desintegración vertical de los distintos agentes de generación, transporte, distribución y comercialización, así como la creación de un mercado mayorista de energía eléctrica en el cual la gestión técnica y económica de la explotación están independizadas, está delimitado por estas características. Así, se pueden identificar en el mercado eléctrico español seis actores distintos: productores, transportista, distribuidores, comercializadores, operador del sistema y operador del mercado.

Productores

Los productores son los propietarios de las centrales encargadas de la generación de energía eléctrica. Estos a su vez lanzan ofertas de producción para cada tramo horario del día siguiente, las cuales son casadas por el operador del mercado con las ofertas de adquisición realizadas por las comercializadoras, en función del precio de la electricidad en €/MWh. Este sistema genera un régimen competitivo en cual se premia la eficiencia y la competitividad técnica y económica.

Transportista

En el sistema español, la red de transporte está operada bajo un régimen monopólico, desempeñado por la empresa privada con participación estatal, Red Eléctrica de España (REE). Entre sus funciones como transportista se encuentran entre otras el control de la calidad del servicio, y la operación, mantenimiento y planificación de la red.

Distribuidoras

Las distribuidoras son las encargadas de distribuir la electricidad hasta los consumidores desde las subestaciones eléctricas, por lo que normalmente trabajan en media o baja tensión. En España esta función está desempeñada por cinco empresas, por lo que operan en un régimen oligopólico, y al igual que REE, su remuneración está fijada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Estas cinco empresas de ámbito privado son: Naturgy, Iberdrola, Endesa, Viesgo y Energías de Portugal, y cada una de ellas abarca un área concreta del territorio nacional.

Comercializadoras

El rol de las comercializadoras es el de participar en el mercado eléctrico para la compra de energía según la oferta realizada por las productoras para cada tramo horario del próximo día y según la casación del operador del mercado. Es importante destacar que las comercializadoras no son titulares de ninguna red, sino que mediante contratos como el PVPC (Previo Voluntario para el Pequeño Consumidor) que está regulado por el Estado, o por contratos bilaterales comercializador-cliente, son capaces de adquirir la energía y revendérsela a los consumidores, utilizando para ello la red perteneciente a los distribuidores.

Operador del sistema

El operador del sistema se encarga de determinar cómo se transporta la energía desde las centrales de generación hacia las subestaciones, típicamente en alta tensión, según las líneas y los transformadores que vea más adecuados. Esta función también está realizada íntegramente por REE, lo que la convierte en un TSO (Transmission System Operator).

Operador del mercado

Como se ha mencionado anteriormente, el operador del mercado se encarga de la casación entre la oferta y la demanda proveniente de los productores y de las comercializadoras respectivamente. En España esta labor la conduce el Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad polo Español, también conocido como OMIE y coordina junto con su homólogo portugués, OMIP, la gestión de los mercados derivados de la energía en un esfuerzo conjunto

de los dos países de la península ibérica. Hay que resaltar que el OMIE transmite al operador del sistema los resultados de la casación y este le comunica de alguna restricción técnica que pueda aparecer, por lo que, a pesar de ser actores distintos, colaboran entre sí en un esfuerzo conjunto.

1.5 REGLAMENTO ELÉCTRICO ESPAÑOL

A continuación, se van a detallar las principales Leyes que afectan al proyecto en cuestión, así como las principales Normas que tienen un carácter orientativo, pero pueden ser exigidas por las autoridades.

1.5.1 NORMAS UNE DE APLICACIÓN

1.5.1.1 Diseño de los aerogeneradores

- **Norma UNE-EN IEC 61400-1:2020.**

Esta Norma engloba el conjunto de los requisitos de diseño de los aerogeneradores para garantizar su seguridad. Engloba todo lo relacionado con los sistemas eléctricos, los sistemas mecánicos, los componentes estructurales de los aerogeneradores y de las funciones de control y de protección.

- **Norma UNE 61400-12-1:2018/AC:2019-12**

Con esta Norma se establecen los criterios para la medida de la curva de potencia de los aerogeneradores encargados de la generación de electricidad

- **Norma UNE-EN 61400-4:2013**

Esta Norma permite establecer la reglamentación bajo los cuales se diseñan los multiplicadores de los aerogeneradores.

- **Norma UNE-EN 61400-24:2011**

Esta Norma UNE abarca la protección de los aerogeneradores en lo relacionado a las sobrecargas atmosféricas.

1.5.1.2 Conexión a la red de los aerogeneradores

- **Norma UNE-EN 61400-21:2009**

Con esta Norma se establecen los criterios a tener en cuenta en la medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de los aerogeneradores conectados a la red, por lo que es de suma importancia.

- **Norma UNE-EN 60076-16:2012**

Esta Norma delimita todo lo relacionado con los transformadores para aerogeneradores, crucial para su correcta integración a la red.

- **Norma UNE-HD 620-9E:2012/1M:2017**

Esta Norma trata sobre los “cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3.6/6 (7.2) kV hasta 20.8/36 (42) kV inclusive” y en especial en lo que respecta a los cables unipolares y unipolares reunidos con HEPR.

- **Norma UNE-EN 62271-200:2012/AC:2015**

Con esta Norma se especifica lo relacionado con la aparamenta de alta tensión “bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV”

1.5.1.3 Operación y mantenimiento

- **Norma UNE-EN 50308:2005**

Esta Norma establece los criterios y requisitos para el diseño, operación y mantenimiento de los aerogeneradores y del parque eólico en su conjunto, por lo que es de vital importancia para su correcto funcionamiento.

- **Norma UNE-EN 354:2011**

Esta Norma delimita los equipos de protección frente a caídas en tareas de construcción, de operación y mantenimiento de los aerogeneradores en materia de equipos de amarre de los operarios.

1.5.2 ALTA TENSION

- **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.**

Este Real Decreto deroga el antiguo “Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación” y sirve para actualizar el marco técnico de trabajo a la luz de la aparición de nuevas necesidades sociales, materiales, técnicas y de procedimiento. Sigue englobando todo lo relacionado con las condiciones técnicas y legales de transformadores, protecciones eléctricas, aislamiento, puesta a tierra, aparamenta, entre otros de centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

- **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.**

Con este Real Decreto se aúnan las condiciones técnicas y el marco de trabajo de las líneas eléctricas de alta tensión para conseguir la regularidad de los suministros de energía eléctrica y proteger a las personas y a la integridad de la red, entre otros.

1.5.3 BAJA TENSION

- **Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión**

Este Real Decreto abarca el Reglamento electrotécnica para baja tensión al completo, desde materia de reglas técnicas como las condiciones legales, por lo que es el máximo referente

en lo que se refiere a instalaciones de baja tensión las cuales están presentes en un parque eólico.

1.5.4 REGLAMENTO EMPLAZAMIENTO

- **Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica**

Este Real Decreto, aplicable al ámbito estatal, establece el régimen jurídico de las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro de energía eléctrica, así como las relaciones entre los distintos actores y el régimen de autorización correspondiente de la Administración General del Estado.

- **Decreto 127/2003, de 30 de octubre, por el que se regulan los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones de energía eléctrica en Castilla y León**

Con este Decreto se especifica el procedimiento relacionado a las “autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica” de la Comunidad de Castilla y León.

- **Decreto 189/1997, de 26 de septiembre, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica**

Este Decreto, específico para la Comunidad de Castilla y León, regula el ámbito de los parques eólicos tanto en lo administrativo como en lo que respecta a las condiciones técnicas y medioambientales.

- **Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición**

Al ser la instalación de los aerogeneradores y del parque eólico en su conjunto una obra de ingeniería estará sujeto al régimen jurídico de este Real Decreto el cual concierne la gestión de los residuos que se puedan generar durante la obra.

- **Real Decreto 1627/1999, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción**

Para el correcto desarrollo del proyecto se tiene que seguir la reglamentación impuesta en este Real Decreto en materia de protecciones individuales y colectivas, protecciones de instalaciones eléctricas, extinción de incendios, instalaciones de higiene y bienestar, medicina y primeros auxilios y de formación durante la obra.

1.5.5 CUESTIONES MEDIOAMBIENTALES Y SOCIALES

- **Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental**

Se especifica cómo los parques eólicos con más de 50 aerogeneradores, o más de 30 MW de potencia instalada o que se sitúen a menos de 2 km de otro parque eólico estarán sometidos a una evaluación ambiental ordinaria regulada. Los parques eólicos que superen los 6 MW de potencia también estarán sometidos a una evaluación ambiental ordinaria regulada pertinente si se encuentran dentro de Espacios Naturales Protegidos, Red Natura 2000 o Áreas protegidas.

- **Plan de Ordenación de Recursos Naturales (Junta de Castilla y León)**

Este Plan impulsado por la Junta de Castilla y León delimita las zonas expresamente excluidas de la instalación de parques eólicos. A este Plan también hay que añadirle las áreas amparadas por la legislación específica de los *Montes de Utilidad Pública*, que gozan de un régimen de protección propio.

A continuación, se detalla un mapa de las principales áreas sensibles dentro de la Comunidad Autónoma de Castilla y León. En rojo se delimitan las áreas excluidas para la instalación de parques eólico y en verde se delimitan las áreas categorizadas como Montes de Utilidad Pública, obtenidas del Visor SIG de la Junta de Castilla y León.

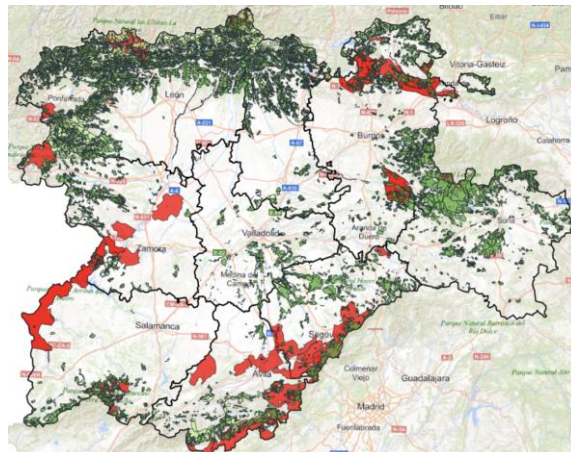


Figura 11 – Mapa zonas ambientalmente sensibles Castilla y León [JCYL21]

- **Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética**

Esta ley ratifica el cumplimiento por parte del Gobierno español de alcanzar los objetivos del Acuerdo de París, facilitar la transición a un modelo circular, facilitar la descarbonización del sistema y promover la implantación de un modelo de desarrollo sostenible.

1.6 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

1.6.1 PRIMERAS TECNOLOGÍAS EÓLICAS

El uso que se le dio a las primeras máquinas capaces de aprovechar la energía cinética del viento no fue enfocado a la generación de energía eléctrica, sino a la locomoción. Así, aparecen en dibujos egipcios datados en 4500 AC embarcaciones de papiro propulsadas por vela que navegaban por el Nilo gracias al viento. También se han encontrado otras máquinas de la antigüedad que se apoyaban en la energía eólica como los molinos de vientos planteados en Babilonia por el rey Hammurabi en el siglo VII a.C. como bombeo de agua para la irrigación o para usos ceremoniosos o de ocio como lo pueden ser las ruedas de oración en el Tibet o el Aneurion de Alejandría, diseñado por Herón en el siglo II d.C.

Aunque estos fueron uno de los primeros elementos de la antigüedad capaces de utilizar el recurso del viento, el primer molino eólico nació como tal en el siglo VII a.C. en la antigua

Persia. El molino eólico fue confeccionado con un eje vertical y se encontraba tanto en ambientes domésticos como industriales, y con sus palas de madera se conseguía girar y vibrar la base para moler los granos presentes en la base y convertirlos en harina.



Figura 12 - Primeros molinos eólicos antigua Persia [DEST19]

También fue en Persia donde surgió el primer molino eólico horizontal, cuyas palas estaban confeccionadas con telas similares a las velas usadas en los barcos de navegación de la época y que movían una rueda acoplada al eje, aprovechando el viento de una manera más eficaz que los primeros molinos eólicos horizontales. Así, gracias a su gran utilidad, el molino eólico se extendió por todo el continente asiático hasta llegar a Europa, donde se desarrolló notablemente para labores de bombeo de agua o para moler grano, principalmente.

Paulatinamente, se fueron mejorando y desarrollando los molinos, incorporando diseños que buscaban la eficiencia energética. Por ejemplo, los molinos mediterráneos consiguieron crear por primera vez una cúpula orientable que, con la activación de una palanca, conseguía orientar el molino con la dirección del viento incidente. Otro desarrollo notable en el ámbito de los molinos continentales europeos fueron los molinos trípode de Flandes, el cual proporcionaba una base más estable, o los molinos torres europeos también de Flandes, ya que permitían situar al rotor a una mayor altura cercana a los 6 metros. Aún así, el verdadero catalizador en el desarrollo de los molinos eólicos fue la revolución industrial.



Figura 13 - Molino de viento Manchego [ROJA05]

1.6.2 AEROGENERADORES POST REVOLUCIÓN INDUSTRIAL

A partir del siglo XIX empezaron a surgir los primeros molinos multipala con álabes metálicos destinados al bombeo de agua, ligeros y muy eficaces, llegando a potencias de 125 W y muy presentes sobre todo en el oeste americano, estando presentes inclusive a día de hoy.

Todos estos desarrollos, sumados a los distintos avances tecnológicos en materia de electromagnetismo del siglo XIX, culminaron en el primer aerogenerador moderno con palas para la creación de energía eléctrica, a raíz de un programa del gobierno danés dirigido por el profesor La Cour. Este prototipo de aerogenerador eléctrico constaba de cuatro palas y podía alcanzar los 25 kW, sin consideraciones aerodinámicas ni de regulación eléctrica. Al poco tiempo surgieron en Inglaterra y Alemania los primeros aerogeneradores de regulación de paso variable, y durante el transcurso del siglo XX, con un mayor entendimiento de la mecánica de fluidos y de la aerodinámica gracias a científicos como Prandtl y Betz, se empezaron a optimizar los perfiles de las palas y el diseño global de los aerogeneradores, mejorando así el rendimiento energético.

En 1927 se construyó el primer rotor dotado de palas con perfiles aerodinámicos y se consiguió tener velocidades de punta de pala hasta cinco veces mayores que la velocidad del viento incidente, comprobándose que un mayor número de palas no implica necesariamente un mayor rendimiento ya que al aumentar la velocidad, el impacto del número de palas es menor, siendo el punto óptimo en torno a las tres palas.

Desde entonces se ha seguido avanzando en el desarrollo de los aerogeneradores, siendo un claro punto de inflexión el aerogenerador Smith Putnam de dos palas que logró superar la potencia de 1 MW y el aerogenerador tripala de Best-Romani impulsado por el Électricité de France en 1954 al ser el mayor aerogenerador del momento.



Figura 14 - Molino eólico Smith-Putnam [GRIP13]



Figura 15 - Aerogenerador tripala Best-Romani [SORI07]

1.7 CARACTERÍSTICAS DEL RECURSO EÓLICO

El viento nace como fruto de una amalgama de factores. Desde una perspectiva global, las masas de aire presentes en la Tierra aparecen como una manifestación indirecta de la energía solar y de la rotación terrestre. Dado que la radiación solar genera un calentamiento desigual a lo largo de la capa terrestre, siendo de mayor valor en el ecuador que en los polos, se produce un gradiente de temperatura que acaba generando flujos de aire desde el ecuador hacia el polo norte en el hemisferio norte, y hacia el polo sur en el hemisferio sur. Gracias a

este fenómeno se inicia el movimiento de aire, mientras que el efecto Coriolis que surge por la rotación del planeta influye en la dirección en la que se acaban desviando dichas masas de aire. Por ejemplo, en el hemisferio norte, en las capas bajas de la atmósfera el viento tiende al oeste y en las altas hacia al este.

Si se estudia a nivel de macroescala se aprecia el conocido como viento geostrófico, el cual es un resultado del equilibrio entre los gradientes de presión de la atmósfera y del efecto Coriolis, pero este no es del todo preciso a nivel de mesoescala ya que no tiene en cuenta las condiciones geográficas locales. A una pequeña escala el viento y sus tendencias pueden variar considerablemente debido a la orografía y a los microclimas en el emplazamiento. Condiciones geográficas a tener en cuenta que acentúan y forman las características del viento local, sobre todo si el viento global es débil, son aquellas presentes en mesetas, en donde puede surgir el efecto de encauzamiento, en el cual el viento experimenta una aceleración propiciada por mantener una dirección paralela a una topografía que permita dichos encauzamientos, como pueden ser las depresiones.

Otro efecto que surge de la geografía es el denominado efecto barrera, el cual ocurre cuando el viento se topa con una cadena montañosa y fuerza el desvío o desaceleración del viento. Pero, la orografía local no es lo única que influye a escala local, ya que también se pueden formar ciertos gradientes de temperatura que pueden moldear la característica del viento, como por ejemplo los vientos de ladera de valle entre montañas o si se está en la costa, la brisa generada entre mar y montaña. Estos se forman a partir del calentamiento en un punto específico durante el día y que acaban induciendo un viento hacia la zona de menor temperatura. Por ejemplo, durante el día la costa se suele calentar más que el mar, por lo que se generan brisas hacia el mar o en el caso del valle entre montañas, el valle experimenta una mayor temperatura durante el día por lo que se genera un flujo de aire ascendente hacia el pico de las montañas durante el día; revertiéndose las tendencias en la noche. Por último, hay otro factor a tener en cuenta, dado que operamos a un nivel muy cercano a la superficie terrestre, y esa es la rugosidad, ya que a mayor rugosidad mayor se ve ralentizado el viento gracias a la fricción a la que se enfrenta el viento al entrar en contacto con la superficie. Así,

dependiendo del tipo de terreno, se emplea un determinado coeficiente de rugosidad en el análisis del recurso eólico, el cual está normalizado y tabulado.

Por lo tanto, como podemos apreciar, hay una multitud de factores que influyen en la naturaleza del viento real, y es por esto por lo que es muy importante medir con la mayor precisión y exactitud posible las características del viento del emplazamiento. Además, es por la variabilidad del viento por lo que típicamente se sitúan a los aerogeneradores en zonas propicias a la constancia del viento, como lo pueden ser campos amplios y expuestos o las crestas de las montañas, siempre puestos de manera perpendicular a la dirección dominante y si se colocan alineaciones, que haya entre 7-10 veces el diámetro del rotor para que el impacto a microescala de la estela sobre la producción de energía de los aerogeneradores de la alineación se vea mermado.

1.7.1 COMPORTAMIENTO DEL VIENTO

Cuando el viento circula próximo a la superficie está influenciado por la denominada capa límite terrestre, la cual supone un límite físico, y solo cuando se es superada el viento deja de estar perturbado por el elemento con el cual está en contacto, en este caso la superficie, y pasa a estar sujeto a las condiciones propias de un viento geostrófico. Dado que los aerogeneradores están dentro de la capa límite del viento, es importante destacar cómo varía el viento dentro de la capa límite y en especial cómo varía el perfil de velocidad del viento con la altura.

Dentro de la capa límite el viento sigue una ley potencial de variación del viento con la altura, regida por la siguiente ecuación de comportamiento

$$\frac{U(z_2)}{U(z_1)} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha$$

- $U(z_2)$: velocidad del viento a la altura dos
- $U(z_1)$: velocidad del viento a la altura uno
- z_2 : valor de la altura dos
- z_1 : valor de la altura uno

- α : *parámetro adimensional*

El parámetro adimensional “ α ” no es constante, varía con el tiempo y depende, entre otros factores, de la hora del día, la rugosidad del terreno y de la velocidad del viento. La importancia de este parámetro reside en el hecho de que es el que permite describir fielmente el perfil de velocidad del viento, dado que describe perfiles distintos en función de los factores antes descritos. Aunque este parámetro se puede determinar a partir de expresiones experimentales, también se puede emplear la expresión de la ley logarítmica de la variación de la velocidad con altura para describir el comportamiento del fluido.

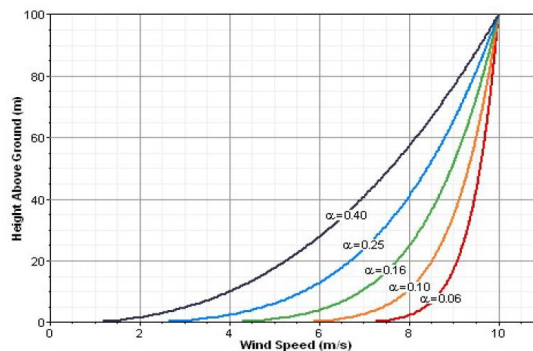


Figura 16 - Ley potencial de variación del viento [ALON21]

Al contrario de la ley potencial, la ley logarítmica no depende del parámetro adimensional “ α ” y está configurada íntegramente a partir de la rugosidad del terreno a 1 metro. La ecuación expresa:

$$\frac{U(z_2)}{U(z_1)} = \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)}$$

Esta ecuación es capaz de expresar el perfil de velocidad del viento fielmente a partir de la rugosidad del terreno y permite calcular la velocidad del viento para una cierta altura, algo fundamental para los aerogeneradores ya que su altura de buje puede situarse por encima de los 100 metros, altura en la cual el viento va a tener una velocidad distinta a la del nivel del suelo, y por tanto para diseñar los aerogeneradores es importante tener esta característica en cuenta.

Como se puede apreciar, a medida que aumenta la altura dentro de la capa límite mayor es la velocidad a la que está sujeto al viento, hasta llegar a un límite asintótico vertical, el cual representa la máxima velocidad que puede adquirir el viento dentro de la capa límite.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1 POTENCIA EÓLICA

Para comprender la potencia obtenida a partir del aerogenerador, es importante entender dicha potencia y cómo esta depende del viento, de la superficie barrida por las aspas, de la densidad del aire, del coeficiente de potencia (C_p) y de la velocidad del rotor, su ecuación se describe de la siguiente manera,

$$P_m = \frac{1}{2} * \rho * C_p(\lambda, \beta) * \pi r^2 * v^3$$

Donde,

- P_m : Potencia mecánica
- C_p : Coeficiente de potencia.
- λ : Coeficiente de la velocidad relativa de la punta de la pala.
- β : Ángulo de paso de la pala
- r : Radio de la pala
- v : Velocidad del viento

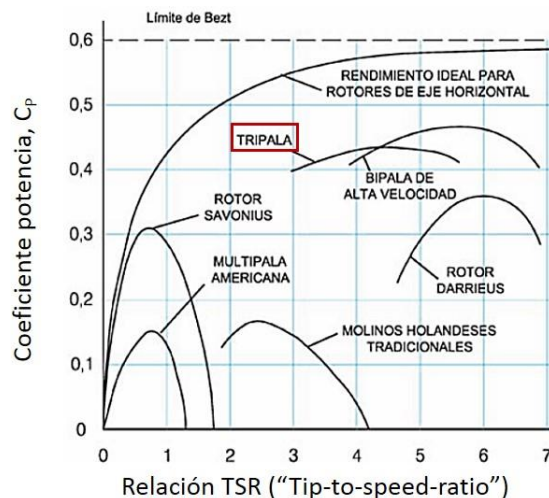


Figura 17 - Coeficiente de potencia en función del Tip Speed Ratio [MART18]

Una propiedad importante de esta ecuación es que el Coeficiente de Potencia tiene un límite teórico denominado ley de Betz, que establece que una turbina eólica solamente puede convertir, de manera ideal, un 59,26% de la energía cinética incidente del viento en energía mecánica. El Coeficiente de Potencia también se puede entender por tanto como la relación entre la potencia de entrada y salida. Además, como se observa en la figura 17, uno de los mayores rendimientos energéticos según el diseño del aerogenerador es el tripala, variando este según la velocidad, pero siendo más cercano al límite de Betz que otro tipo de aerogeneradores como el rotor Darrieus.

Otra característica de los aerogeneradores es que están limitados por sus condiciones técnicas de diseño. Esto conlleva a que tengan curvas de funcionamiento delimitadas por un rango de trabajo, en el cual la turbina eólica solamente opera en un margen determinado de potencia y de velocidades de viento.

Al alcanzar la velocidad nominal del viento, la potencia mecánica entra en la zona de plena carga, la cual es la potencia mecánica nominal de su turbina eólica. Así mismo, su velocidad de rotación también tiene un límite mecánico y su valor máximo se mantiene constante a medida que aumenta la carga del viento, hasta llegar al punto de potencia mecánica nominal.

2.2 TECNOLOGÍA ACTUAL DE LOS AEROGENERADORES

Todos los avances producidos a lo largo de la historia en torno a los molinos eólicos han propiciado el modelo de aerogenerador actual. Los aerogeneradores contemporáneos se basan en una multitud de factores y de parámetros de diseño que les brindan gran autonomía eficiencia y solvencia. A continuación, se detallan los principales componentes y piezas presentes en el aerogenerador tipo a analizar.

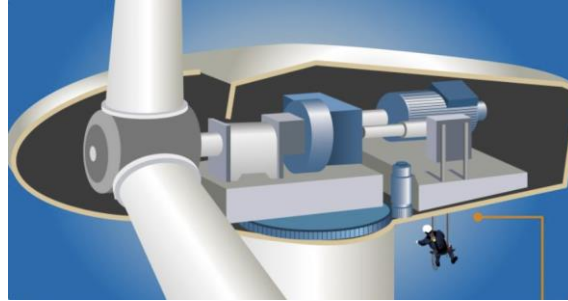


Figura 18 - Vista interior aerogenerador [UNE_20]

2.2.1 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN AEROGENERADOR HORIZONTAL

Dentro de la capota de un aerogenerador horizontal se encuentran cinco piezas fundamentales para la correcta operación del aparato: eje, multiplicador, generador, sistemas auxiliares y la torre.

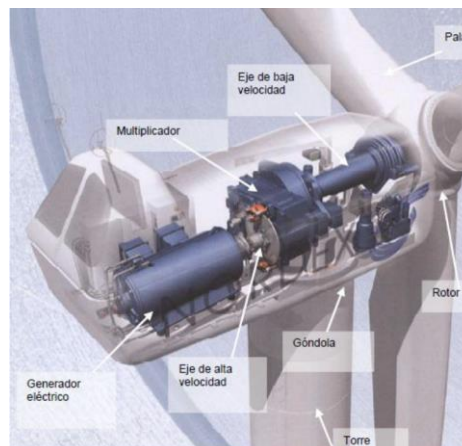


Figura 19 - Esquema detallado interior aerogenerador horizontal [SAEN13]

2.2.1.1 Eje (Baja velocidad)

El eje de baja velocidad está adherido al buje y las palas y es el que permite transformar la energía cinética del viento en energía mecánica en el eje de rotación. Esto ocurre en el tramo de baja velocidad, por lo que gira normalmente a menos de 20 rpm y generalmente tiende a ser menor a 50 rpm.



Figura 20 – Sistema pala rotor [PFEN15]

2.2.1.2 Perfil de las palas

Dado que las palas son el elemento que aprovecha el recurso eólico en primera instancia, ya que es el que facilita el giro del rotor, su diseño está optimizado bajo los criterios de la mecánica de fluidos y de la aerodinámica. Ya que el objetivo es que las palas puedan girar fácilmente en torno al eje mediante la fuerza ejercida por el viento, las palas se confeccionan para que tengan la menor fuerza de arrastre posible. Idealmente, la pala se diseña de manera que resulte de su perfil un coeficiente de sustentación del orden de 1,0 y un coeficiente de arrastre de 0,1.



Figura 21 - Vista transversal aerogenerador Siemens Gamesa [ENER20]

2.2.1.3 *Stall control*

Con el control por pérdida aerodinámica, las palas se confeccionan de manera que al unirse al buje estas lo hacen con un ángulo fijo, incapacitándolas por tanto de girar sobre su propio eje. Al hacer esto, se contrarresta una característica de diseño de las palas, la cual implica que a altas velocidades se creen turbulencias en la cara de la pala a la que no le da el viento, que a su vez produce pérdidas de potencia y de sustentación.

Una limitación asociada a este tipo de control, empleado para aerogeneradores conocidos como paso fijo o stall control, es que se capta un 10-15% menos de potencia que con el control de paso de pala. Además, es necesario incorporar un aerofreno para su correcto funcionamiento.



Figura 22 - Stall control [ALON21]

2.2.1.4 *Sistema de ángulo de paso de pala (para aerogeneradores “pitch control” o “paso variable”)*

El sistema de ángulo de paso de pala es un tipo de regulación de potencia “pitch control” o “paso variable”. La clave de este sistema reside en el hecho de que, a diferencia del sistema de regulación de potencia paso fijo, estos sí permiten que la pala sea capaz de girar sobre su eje longitudinal. Gracias a esto, se puede controlar tanto la potencia como la velocidad del giro del rotor y se puede frenar aerodinámicamente al sistema. El freno típicamente se efectúa mediante un sistema hidráulico para los aerogeneradores tripalas, aunque también se puede emplear un freno eléctrico.

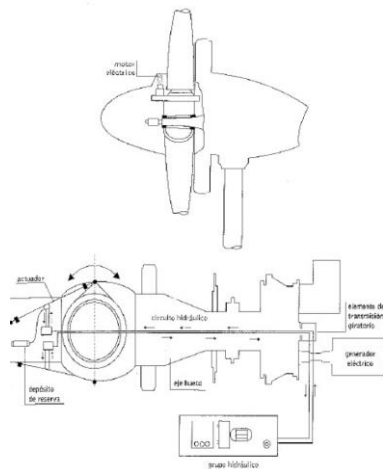


Figura 23 - Sistema de ángulo de paso [ALON21]

2.2.1.5 Multiplicador

El multiplicador cumple un rol esencial ya que al estar acoplado al eje de baja velocidad es la pieza que permite incrementar la velocidad del mecanismo para que el rotor y por tanto el generador puedan funcionar a la alta velocidad requerida.

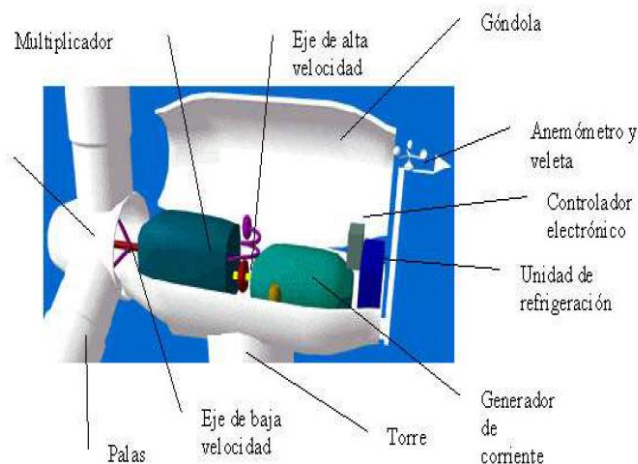


Figura 24 - Esquema interior aerogenerador [ALON21]

Típicamente, el eje del rotor se eleva hasta las 1500 rpm (la velocidad de sincronismo de un generador de dos pares de polos) y por tanto cercano a su punto óptimo de trabajo. El generador se apoya en una serie de engranajes para crear una relación de multiplicación entre la entrada y la salida que permita tener una velocidad más alta a la salida que a la entrada.

Este es uno de los parámetros de diseño de las cajas multiplicadoras y desde un punto de vista técnico-económico su parametrización es muy importante, ya que cuanto mayor sea el valor del cociente, mayor será su coste de producción.

Dentro del mundo del diseño de las cajas multiplicadores se puede diferenciar entre dos tipos de engranajes: los engranajes rectos y los helicoidales. El primero, también conocido como sistema de ejes paralelos, está compuesto por una serie de engranajes de ruedas dentadas cilíndricas y a pesar de su fácil diseño, contiene un límite práctico y es que su máxima relación de multiplicación por etapa es de 1:5. En cambio, las cajas multiplicadoras helicoidales, también conocidas como sistema de ejes planetarios, presentan un ratio de transformación mucho mayor, pudiendo ser de hasta 1:12. Es por esto último, junto al hecho de que su complejidad de diseño no impide su facilidad de montaje y que tiene un menor peso que el sistema de ejes paralelos, que los tipos de multiplicadores helicoidales son más frecuente en la industria.



Figura 25 - Multiplicador de cajas de engranaje de arboles paralelos [OREJ14]

Aún así, hoy en día se utilizan cajas multiplicadoras que contienen los dos tipos de engranajes y se diseña para que haya dos o tres etapas en el multiplicador. El rendimiento de las cajas multiplicadoras se sitúa en torno al 95-99%, habiendo pérdidas de aproximadamente un 2% en las etapas con engranajes rectos y del 1% en los helicoidales.

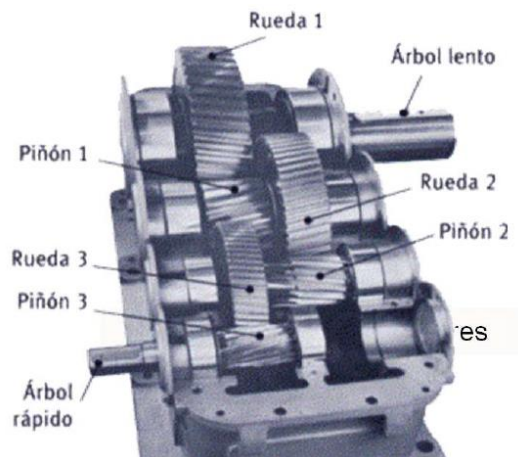


Figura 26 - Esquema caja multiplicadora multietapa [ALON21]

Aunque este elemento es una parte importante de la constitución de un aerogenerador, hay algunos aerogeneradores horizontales modernos que prescinden de ello, usando una configuración basada en un generador en anilla y un adaptador de la pala para prescindir de su uso. A estos se los conoce como aerogeneradores sin caja multiplicadora.



Figura 27 - Esquema interior aerogenerador sin caja multiplicadora [ALON21]

2.2.1.6 *Generador*

El generador es el componente encargado de producir energía eléctrica, trabajando en el caso de los aerogeneradores a baja tensión (entre 400-720V) en el lado de alta velocidad. En la industria eólica se emplean tanto los generadores asíncronos, también llamados de inducción, como los generadores síncronos, por lo que es importante analizar ambos.

2.2.1.6.1 *Generador asíncrono o de inducción*

Los generadores asíncronos se pueden entender como dos circuitos acoplados magnéticamente, dividiéndolos físicamente en estator y rotor. En esencia, en el estator se crea un campo magnético giratorio, el cual induce tensiones y corrientes en el rotor y en el rotor también se crea un campo magnético giratorio, el cual induce tensiones y corrientes en el estator. La máquina asíncrona está compuesta por distintos elementos como los cojinetes, escobillas, delgas o colector.

Dado que la máquina asíncrona está trabajando como generador, el flujo de potencia parte del eje, se transmite al rotor y este lo transmite a su vez al estator. Así, la velocidad mecánica del rotor es mayor a la velocidad de sincronismo, creando un deslizamiento positivo bajo el criterio generador el cual resulta en un par positivo. Por lo tanto, se puede decir que el campo magnético en el rotor arrastra al campo magnético del estator, induciendo corrientes equilibradas en el estator. Este concepto se denomina “efecto brújula” y establece que al haber dos campos magnéticos que no están orientados en la misma dirección, surge un par que tiende a orientarlos.

La ecuación que describe este comportamiento es la siguiente,

$$M = k * B_{Est} * B_{Rot} * \sin(\theta)$$

Para que la máquina asíncrona funcione adecuadamente, el rotor no puede girar a la velocidad de sincronismo, debe girar a una velocidad mayor para poder desencadenar el efecto brújula. Por ello, la velocidad del rotor debe ser superior a la del campo magnético

del estator. Además, debido al principio de inducción mutua, el campo magnético del estator inducirá a su vez corrientes en el rotor.

2.2.1.6.2 Generador síncrono

El generador síncrono también está compuesto físicamente por un rotor y estator, pero a diferencia de la máquina de inducción, el rotor de este está formado por una serie de imanes permanentes.

La distribución del campo magnético en el entrehierro es aproximadamente senoidal y de amplitud y velocidad constante. Así, el campo magnético del rotor induce en las tres bobinas del estator cuyos ejes magnéticos están distribuidos 120° en el espacio entre sí, tres tensiones sinodales trifásicas equilibradas y separadas 120° en el tiempo. Habrá un ángulo entre los dos campos magnéticos que variará en función del par aplicado: a mayor carga, mayor ángulo. El máximo ángulo posible es 90°, valor a partir del cual se pierde la estabilidad teórica, por lo que en general se trabaja con un ángulo de carga máxima menor. Además, hay que resaltar que, a diferencia de la máquina de inducción, el rotor gira a la velocidad de sincronismo.

La tensión inducida por el campo magnético giratorio de módulo constante que gira a una velocidad angular constante es:

$$V_{ind} = 4.44 * N * \hat{\phi} * f$$

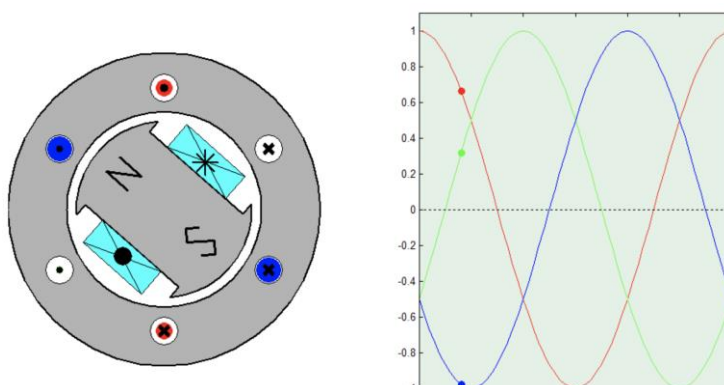


Figura 28 - Visualización generador síncrono [RIAZ10]

Aunque en la figura superior las tres fases estén representadas como concentradas, en la realidad están distribuidas. Además, también podemos observar cómo necesita una corriente continua de excitación para su funcionamiento.

Cuando se trabaja con dos pares de polos, una vuelta mecánica produce dos ciclos eléctricos, por lo que la velocidad mecánica del rotor del alternador depende del número de polos empleados. Además, es importante resaltar que el número de polos en el rotor y estator deben coincidir, si no el par neto es cero.

2.2.1.7 Sistemas Auxiliares

Se consideran sistemas auxiliares a elementos como el aerofreno previamente analizado, a los controles de electrónica de potencia, el sistema de orientación, la góndola y el nacelle, que proporcionan asistencia para el correcto funcionamiento del aerogenerador.

2.2.1.8 Sistemas hidráulicos

Mediante los sistemas hidráulicos del aerogenerador este es capaz tanto de frenar mecánicamente con sistemas como el del aerofreno o activar otros, como puede ser el caso del ángulo de pala.

2.2.1.9 Sistema de control

El sistema de control de un aerogenerador es una pieza clave ya que garantiza el apropiado funcionamiento de las variables presentes en el aerogenerador. Así, consta de una serie de instrumentos que informan acerca de la velocidad, dirección temperatura y presión del viento y cómo está respondiendo el aerogenerador, comparándola con la situación óptima mediante un microprocesador. Según la respuesta del aerogenerador, se activan unos actuadores que corrigen el comportamiento del aerogenerador para que su respuesta al viento actual sea más apropiada. Los elementos principales que participan en el sistema de control son la góndola y el control de potencia aportado por el fabricante

2.2.1.10 Sistema de orientación

El sistema de orientación de los aerogeneradores supuso un avance fundamental para la mejora de rendimiento de dicha tecnología, ya que es lo que permite que el rotor y la góndola estén orientados perpendicularmente a la dirección incidente del viento, maximizando así la energía extraíble del recurso eólico.



Figura 29 - Sistema de orientación [ALON21]

Para su funcionamiento, se coloca en la parte superior de la torre un engranaje del tipo corona sobre la góndola. Este engranaje es el que facilita la orientación del aerogenerador. Además, el sistema de orientación está constituido por dos motores eléctricos, que son los que permiten que el sistema gire hacia la derecha o la izquierda respectivamente. A partir de un sistema de regulación automática, se detecta la dirección incidente del viento mediante una veleta situada en la parte superior del aerogenerador y a partir de esa información el sistema de control envía unas señales para que el sistema de orientación opere de forma que el sistema góndola-rotor esté orientado en la dirección deseada.

2.2.1.10.1 Sistema eléctrico

El rol principal del sistema eléctrico es el de proporcionar la energía eléctrica a las cabinas de media tensión y a las celdas situadas en las inmediaciones de la torre, punto a partir del cual la energía se transporta hacia las subestaciones. Por lo tanto, aquí podemos encontrar elementos como cables de baja tensión, transformadores BT/MT, cables de potencia de MT, celdas de MT (línea y medida de protección, así como equipos de reactiva como condensadores). Además, también hay que destacar la labor del interruptor del

aerogenerador, el cual es la pieza de aparamenta encargada de conectar al aerogenerador a la red una vez dadas las condiciones de sincronismo necesarias.

2.2.1.11 Torre

La torre de los aerogeneradores es un componente indispensable, ya que sirven como soporte de diversos elementos de los aerogeneradores horizontales.

La torre del aerogenerador, típicamente de acero, hormigón o mixta, es la que permite que las palas puedan alzarse a alturas que mejoren la eficacia del aerogenerador, ya que como se ha visto, a mayor altura la velocidad, y por tanto la potencia, es mayor y también porque la turbulencia es menor al haber menos perturbaciones y variaciones de viento. Aún así, no siempre es deseable construir un aerogenerador muy alto ya que deja de ser rentable debido a los altos costes de fabricación y mantenimiento.

A continuación, se exploran los tipos de torre más empleado en la industria.

2.2.1.11.1 Celosía de acero

Las torres de celosía de acero se caracterizan por ser estructuras metálicas baratas y fácilmente transportables. Este fue el primer tipo de torre que se empezó a emplear para los aerogeneradores horizontales, por lo que es un tipo de torre más rudimentario en el cual el mantenimiento es más laborioso, estando el acceso a la góndola expuesto al aire. Aún así, es la confección de torre más barata dada su simpleza. También hay que destacar que, por la naturaleza de su diseño, es menos segura que las torres de nueva generación y además generan un mayor impacto visual.



Figura 30 - Aerogeneradores de celosía de acero [CORD20]

2.2.1.11.2 Tubular de hormigón

Las torres tubulares de hormigón suelen ser principalmente de dos tipos, o de hormigón armado o de hormigón pretensado. El primero está expuesto a las inclemencias del tiempo ya que se construye en el propio emplazamiento con los llamados “encofrados trepantes” y además también tarda más en construirse que otras torres, por lo que no suelen ser la opción elegida. Además, su acabado es heterogéneo por lo que su calidad no está siempre asegurada. En cambio, con el hormigón pretensado, las distintas piezas y tramos del generador se construyen previamente con moldes en fábrica y son llevadas a posteriori al emplazamiento para su ensamblaje, eliminando así el principal problema de la torre de hormigón armado. Las torres tubulares de hormigón se suelen emplear cuando se decide diseñar aerogeneradores que sobrepasan los 100 o 120 metros de altura, ya que es cuando empiezan a ser rentables.

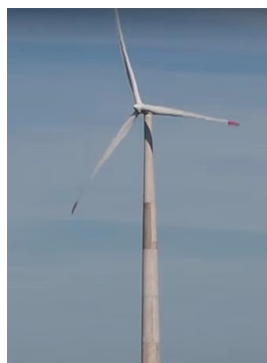


Figura 31 – Aerogenerador de torre tubular de hormigón [ACCI14]

2.2.1.11.3 Tubular de acero

Las torres tubulares de acero son las más utilizadas hoy en día. Dada su forma cilíndrica, se ensamblan en el emplazamiento los dos o tres tramos que la conforman. Cada tramo, a su vez, está compuesto por “virolas”, los cuales son pequeños tramos cilíndricos que han sido previamente soldados en fábrica. Las ventajas de las torres de acero son la gran rigidez a la flexión, su facilidad de montaje y la distribución uniforme del material. Con el acero también se confeccionan, sobre todo a gran altura, torres “truncocónicas”, en las que se va reduciendo el espesor a mayor altura para reducir la carga del peso.



Figura 32 - Aerogenerador tubular de acero [SMAR19]

2.2.1.11.4 Mixtas (hormigón y acero)

Este tipo de torres no son tan utilizadas en la industria dada la diversidad de opciones disponibles, pero en caso de usarse, está pensada para aerogeneradores superiores a 90-100 metros en la cual la base está destinada al hormigón y los últimos 20-30 metros al acero.

2.3 TECNOLOGÍA DE CONEXIÓN A LA RED

La problemática de la conexión a la red de los distintos aerogeneradores y de los parques eólicos en los que se encuentran hacen que esta sea de máxima importancia. Dada la naturaleza volátil del recurso eólico, se pueden generar diferentes escenarios, como por ejemplo estar en situación de exceso de generación de potencia durante un periodo de baja demanda, lo cual va en contra de la estabilidad de la red. Por lo tanto, ante este escenario, el

Operador del Sistema actúa autorizando, previo consenso con el Operador del Mercado, a desconectar la cantidad necesaria de aerogeneradores para restablecer el equilibrio en la red.

A su vez, los aerogeneradores tienen la tendencia a desconectarse de la red, principalmente debido a los huecos vacíos de tensión que se producen y que inducen a un cortocircuito en las inmediaciones del terreno. Es por esto por lo que, si la falta se produce antes de que actúen las protecciones, genera un desabastecimiento general en el emplazamiento y en la zona que a su vez conlleva a grandes daños en la red y dependiendo de la extensión del fallo, las consecuencias se pueden trasladar a los clientes. En esencia, esta situación va en contra del criterio de “N-1”. Este criterio establece que, ante la situación en falta de un elemento, para que dicho fallo o desconexión no se propague a otras instalaciones, hay otro elemento o aparatos de servicio capaces de asumir la carga del elemento en falta y por tanto poder así mantener el servicio de la línea o de la subestación sin sufrir ningún inconveniente añadido. Para evitar esta situación, se dotan a los aerogeneradores de equipos de regulación automática para que resistan sin desconexión a las caídas de tensión.

Otra característica de los parques eólicos es que los aerogeneradores se sitúan perpendicularmente a la dirección dominante del viento, pudiendo haber distintas alineaciones, respetando siempre la distancia suficiente para que la estela de cada aerogenerador no repercuta negativamente en el siguiente. Es por esta característica que la conexión típica optada para los parques eólicos es la del embarrado común. El objetivo de estas barras de generación es que todos los grupos individuales se conecten a un embarrado común desde el cual se conectan posteriormente a un transformador AT/MT. Esto último está unido con el hecho de que el parque eólico constituye una central de generación de pequeña o mediana potencia.

Otro de los conceptos claves detrás de la conexión a la red son los convertidores de frecuencia. El objetivo de estos elementos es el de permitir que el generador pueda trabajar a una velocidad variable, independizando la frecuencia del generador de la frecuencia de la red.

Como se mencionó antes, generalmente se trabaja con dos tipos de generadores: síncronos y asíncronos, y según el tipo de generador se tendrá un esquema específico de conexión a la red.

2.3.1 CONEXIÓN A LA RED DE UN GENERADOR SÍNCRONO

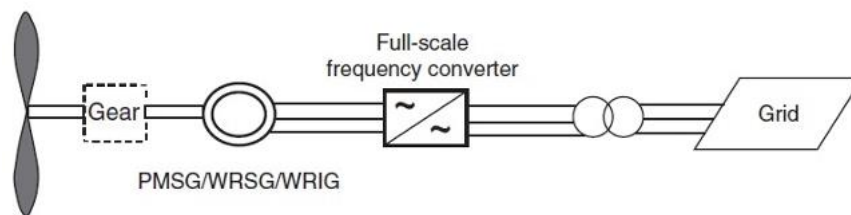


Figura 33 - Conexión a la red generador síncrono [WU__18]

Típicamente los generadores síncronos se conectan a la red mediante un convertidor CA-CC-CA en el estator. A estos también se los conoce como Full Converter, dado que la potencia total de salida del estator se transforma en corriente continua y después sucesivamente otra vez a alterna, permitiendo a su vez un control total de la potencia total mientras se funciona a velocidad variable en el marco de referencia “viento-aerogenerador-red”. Otra característica de este tipo de convertidor es que es capaz de sobrellevar de manera aceptable los huecos de tensión, algo importante de cara a la seguridad y estabilidad de la red, y también pueden participar en el control de tensión de la red, consumiendo o aportando potencia reactiva dependiendo de lo que se requiera.

2.3.2 CONEXIÓN A LA RED DE UN GENERADOR ASÍNCRONO

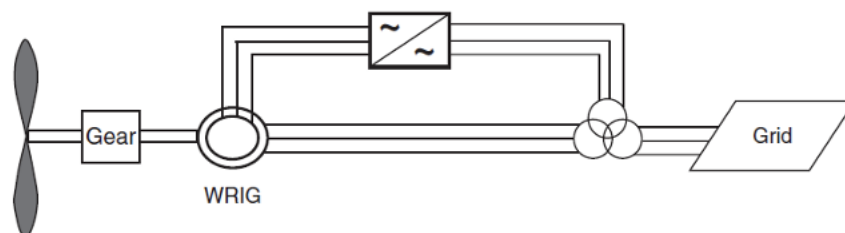


Figura 34 - Conexión a la red generador asíncrono [WU__18]

El segundo tipo de convertidores de frecuencia típicamente empleados en el ámbito de los aerogeneradores son los generadores asíncronos, y en específico los doblemente alimentados con Crow-bar. Así, como se puede apreciar en la figura, se utiliza un sistema de doble convertidores CA-CC y CC-CA en el rotor. Al igual que en el caso del generador síncrono, este tipo de configuración permite un control total de la potencia y puede a su vez participar en el control de tensión de la red. Cabe destacar que para poder soportar con un cierto grado de eficiencia los huecos de tensión, se incluye un Crow-bar, que cortocircuita el rotor mediante una impedancia y protege al aerogenerador de una posible sobretensión. Alternativamente, también se puede incluir un Chopper entra la salida del convertidor de continua y el condensador, eliminando así el exceso de energía almacenado en el condensador durante el hueco de tensión

En esencia, la función de los convertidores es la de controlar la corriente para poder así limitar las corrientes de falta y para facilitar el control de otros parámetros como la tensión de un punto de conexión, o más notablemente, la velocidad de giro de un aerogenerador.

2.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS VESTAS V162-6.0 MW

Para poder diseñar, dimensionar y calcular la instalación del parque eólico es imprescindible tener en consideración las especificaciones técnicas del aerogenerador sobre el que se va a basar el parque: Vestas V162-6.0 MW, dado que va a influir en el diseño de las instalaciones y orientar acerca de qué aparellaje es el más apropiado emplear. A continuación, se incluye la tabla con los principales parámetros de diseño.

Tabla 1 - Características del aerogenerador

Parámetros - Aerogenerador	
Modelo	Vestas 162-6.0 MW
Frecuencia	50 Hz
Potencia aparente nominal	7 MVA
Potencia activa nominal	6 MW
Diámetro del rotor	162 m
Altura de buje	119 m
Factor de potencia	0,9
Tensión de cortocircuito	9,9%
Ur	36 kV
Um	36 kV
Corriente de cortocircuito	20 kA
Tensión de baja de Red	720 V
Convertidor	Full-scale

A continuación, se muestra tanto la vista externa del aerogenerador, la cual incluye a la góndola, la configuración rotor-buje y la torre de acero, como una ilustración de la estructura del aerogenerador en cuestión.



Figura 36 – Vista externa aerogenerador V162-6.0MW [VEST20]

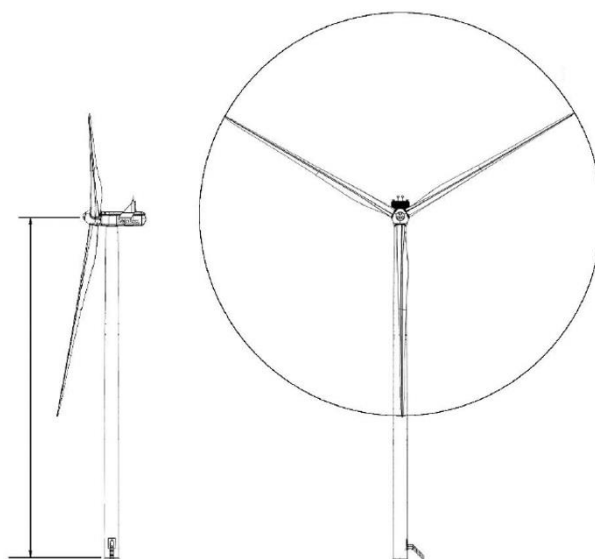


Figura 35 - Ilustración aerogenerador V162-6.0 MW [VEST20]

Capítulo 3. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para el correcto desarrollo del proyecto se debe elegir una ubicación del emplazamiento apropiada, en la cual se tengan en cuenta una serie de criterios evaluados a continuación.

3.1 VELOCIDAD MEDIA

Para que el parque eólico pueda funcionar debidamente, la velocidad del viento debe ser superior a los 6,5 m/s. Esta condición es crucial ya que la altura incidente del viento, para que un aerogenerador moderno sea eficiente, debe ser como mínimo este valor. Así, se realizó un estudio de distintos emplazamientos y se decidió elegir uno ubicado en la Comunidad Autónoma de Castilla y León, en la provincia de Burgos, entre las localidades de Hornillos del Camino y Yudego. Para hallar el valor de la velocidad en el emplazamiento se consultaron tanto el Mapa Eólico Ibérico del CENER como el Global Wind Atlas Eólico. A continuación, se detallan una serie de puntos de estudio del emplazamiento en base a las dos fuentes. Para ello se han seleccionado las siguientes tres coordenadas, expresadas en grados decimales, como objeto de estudio:

- Coordenada 1: (42.335584, -3.962062)
- Coordenada 2: (42.349411, -3.976720)
- Coordenada 3: (42.359736, -3.987797)

3.1.1 MAPA EÓLICO IBÉRICO

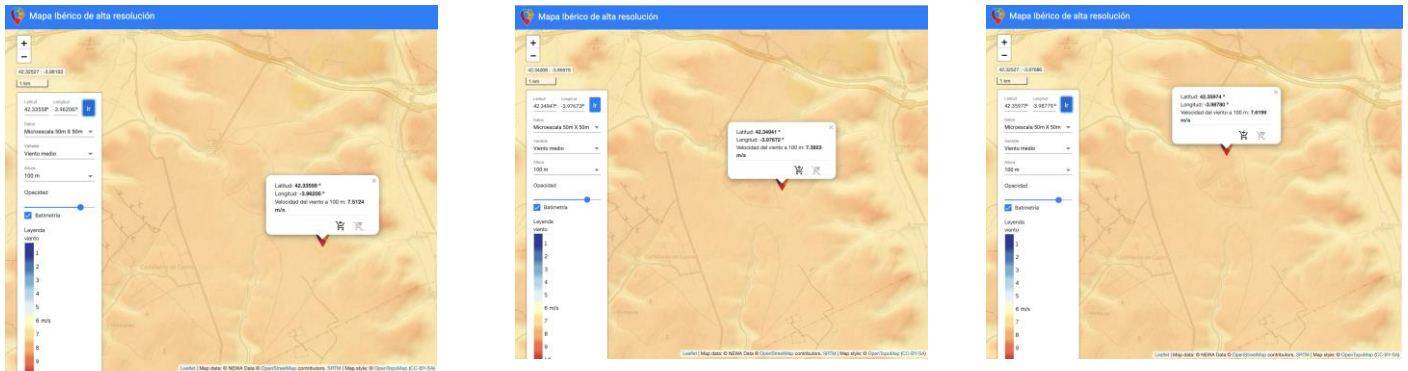


Figura 37 – Velocidades del viento (izq. a der.) 7,5124 , 7,3923 , 7,6199 m/s [MEI_21]

La velocidad del viento estimada a 100 m de altura en distintos puntos del emplazamiento resulta estar entre 7,4 y 7,6 m/s; ampliamente superior a la velocidad mínima requerida.

Con el Mapa Eólico Ibérico también se obtiene la rosa de vientos de velocidad aproximada del emplazamiento, dando un indicio de cómo posicionar los aerogeneradores a lo largo del emplazamiento, los cuales estarán perpendiculares a la dirección dominante. Usando la segunda coordenada indicada anteriormente como referencia resulta,

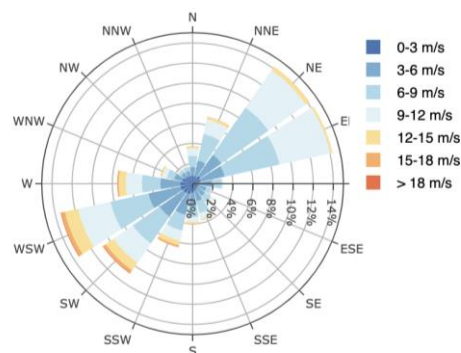


Figura 38 - Rosa de los vientos [MEI_21]

3.1.2 GLOBAL WIND ATLAS

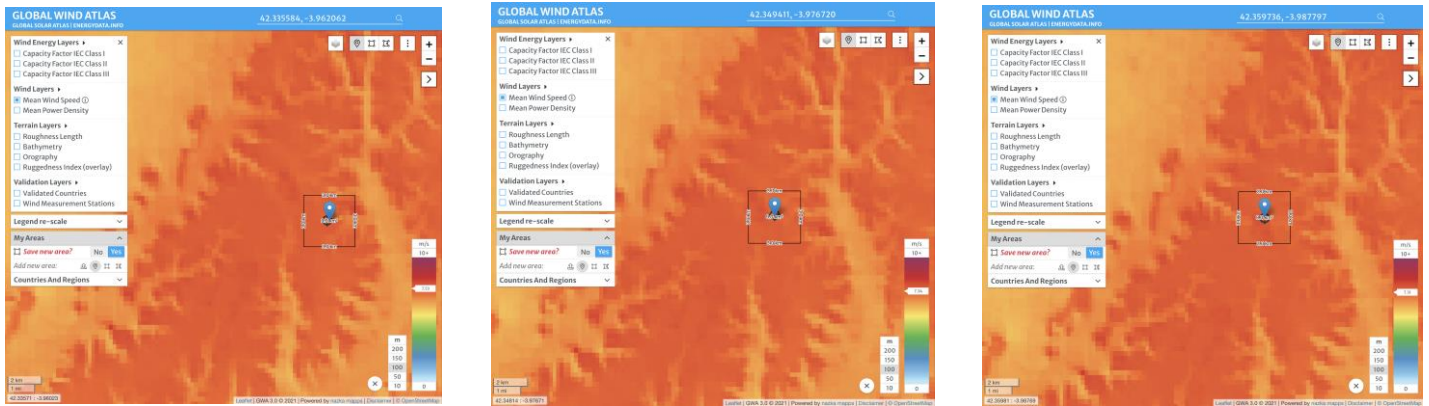


Figura 39 Velocidades del viento (izq. a der.) 7,53 , 7,34 , 7,31 m/s [GWA_21]

Con el Global Wind Atlas se confirma que la velocidad a 100 m de altura es superior a los 6,5 m/s mínimos y se sitúa en torno a los 7,3 y 7,5 m/s.

La rosa de frecuencia de vientos para la segunda coordenada tiene una forma similar a la ofrecida por el Mapa Eólico Ibérico y resulta,

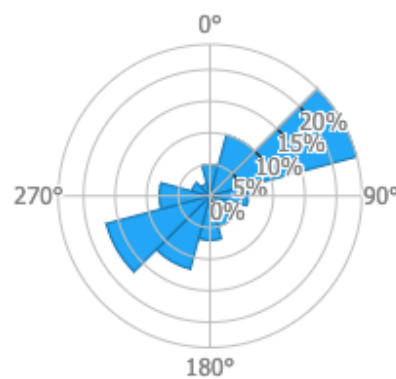


Figura 40 - Rosa de los vientos [GWA_21]

3.2 MATERIA DE PROTECCIÓN MEDIOAMBIENTAL

La Junta de Castilla y León estableció, a raíz del crecimiento de la industria eólica en la Comunidad, unas zonas en las que expresamente no se pueden construir parques eólicos, denominada como “Zonas sensibles excluidas eólicas” y en la cual se tienen en cuenta una serie de restricciones y áreas de protecciones existentes, produciendo el siguiente mapa,

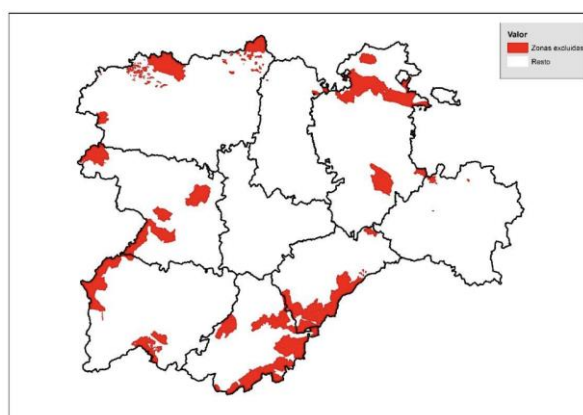


Figura 41 - Zonas sensibles excluidas eólicas [JCYL21]

Teniendo en cuenta la condición anterior, se decidió estudiar la situación a fondo considerando otras restricciones que no se plasman en las zonas excluidas a la eólica, como pueden ser los Montes de Utilidad Pública. Con el apoyo del mapa digital “Visor IDECyL” de la Junta de Castilla y León se aplicaron las siguientes capas para tener una evaluación extensa del terreno en materia de sensibilidad medioambiental y protección:

- 1) Zonas sensibles excluidas eólicas
- 2) Zonas sensibles excluidas líneas de evacuación
- 3) Sensibilidad ambiental REN
- 4) Sensibilidad ambiental Red Natura
- 5) Sensibilidad ambiental flora
- 6) Sensibilidad ambiental fauna
- 7) Áreas de protección
- 8) Sensibilidad ambiental MUP (Montes de utilidad pública) eólica

- 9) Red espacios naturales REN
- 10) RedNatura2000 ZEC
- 11) RedNatura2000 ZEPA
- 12) Montes de utilidad pública
- 13) Bienes de interés cultural (BIC) - Áreas de protección
- 14) Zonas naturales de esparcimiento
- 15) Zonas húmedas catalogadas
- 16) Montes protectores
- 17) Montes patrimoniales JCyL
- 18) Montes propiedad JCyL
- 19) Planificación forestal: montes ordenados
- 20) Parcelas inventario montes ordenados
- 21) Áreas críticas de especies protegidas
- 22) Ámbitos aplicación especies protegidas
- 23) Áreas de relevancia Alondra Ricotí
- 24) Certificación forestal sostenible (PEFC)
- 25) Árboles notables
- 26) Material forestal de reproducción

Al aplicar todas estas capas, se obtuvo el siguiente mapa,

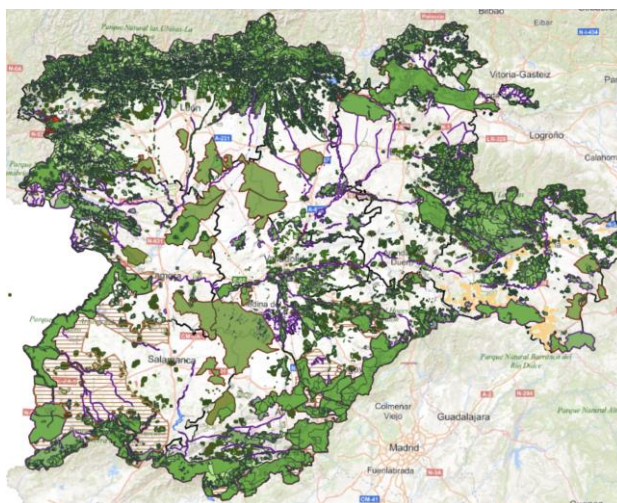


Figura 42 – Mapa multicapa completo y detallado zonas medioambientalmente sensibles Castilla y León [JCYL21]

Ampliando la imagen para ver lo que afecta al emplazamiento y su entorno, se observa, a una escala de 1:40000 lo siguiente:

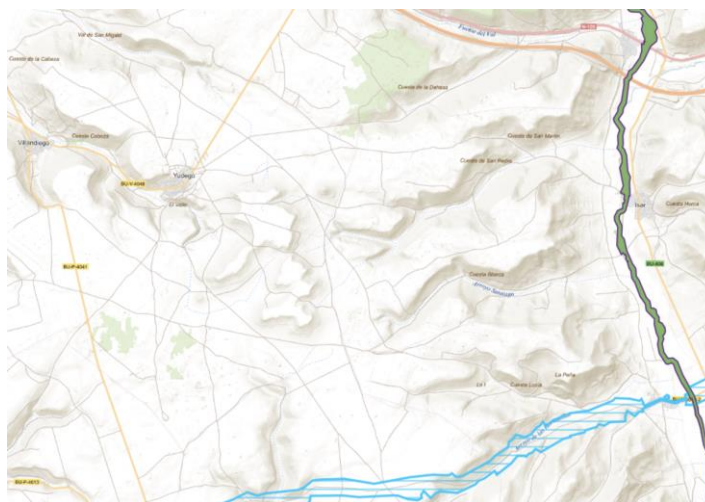


Figura 43 - Mapa multicapa sobre el emplazamiento [JCYL21]

Lo marcado en azul se corresponde a la capa de “Bienes de Interés Cultural (BIC) – Áreas de protección” y específicamente al “Arroyo de las Hontanillas” plasmado en el mapa. Dado que no se va a situar ningún aerogenerador sobre el arroyo y se puede acceder al emplazamiento por otro camino con rutas aptas para el transporte que eviten el arroyo, este no supone ningún problema.

Lo marcado en verde y morado se corresponde simultáneamente a las capas “Red Natura 2000 ZEC”, “Sensibilidad ambiental Red Natura” y a “Material forestal de reproducción” y representa el cauce del “Río Hormazuela” y sus alrededores inmediatos. Nuevamente, como no se va a situar ningún aerogenerador sobre el río y se puede acceder al emplazamiento por otros medios, este no supone ningún impedimento para la realización del proyecto.

Por lo tanto, se puede ver cómo el emplazamiento no está dentro de una zona de exclusión eólica ni de Espacios Naturales Protegidos, Red Natura 2000 o Áreas protegidas, ni dentro de los denominados Montes de Utilidad Pública, por lo que se le puede considerar al emplazamiento, a priori, como un sitio apto para el establecimiento de un parque eólico según los criterios medioambientales de protección.

No obstante, la única limitación por cuestiones medioambientales presentes reside en que el emplazamiento solapa con las áreas delimitadas por la “Sensibilidad ambiental de aves planeadoras” y la “Sensibilidad ambiental de aves esteparias”, las cuales abarcan la mayor parte de la Comunidad Autónoma.

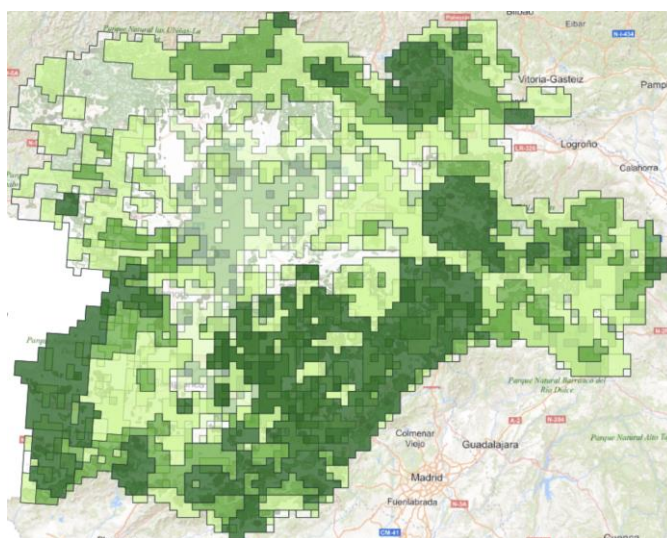


Figura 44 - Mapa adicional de sensibilidad ambiental [JCYL21]

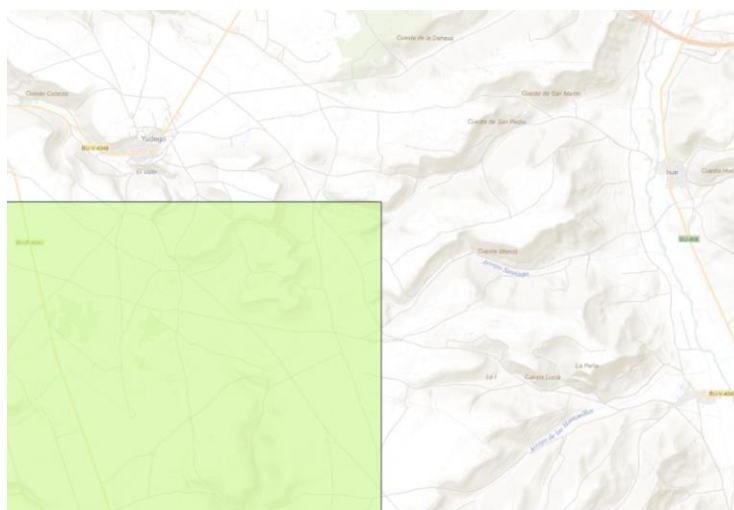


Figura 45 - Sensibilidad ambiental aves planeadoras sobre el emplazamiento [JCYL21]

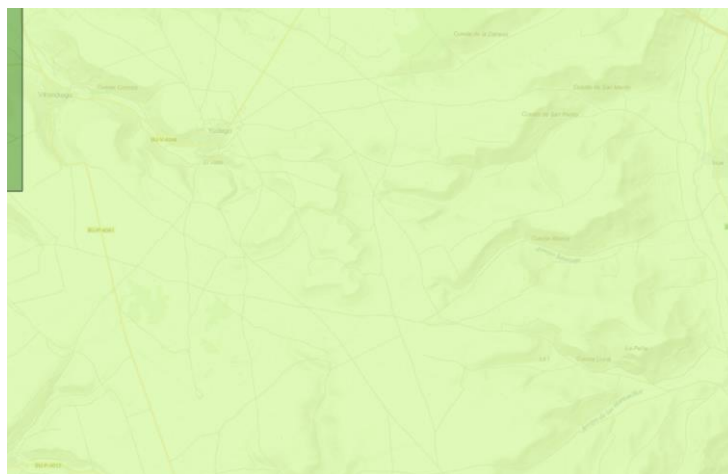


Figura 46 - Sensibilidad ambiental aves esteparias sobre el emplazamiento [JCYL21]

Aún así, al no incumplir ninguna ley y no formar parte de ninguna red de espacios protegidos, el impacto que supondrá hacia las aves planeadoras y las aves esteparias, así como al conjunto del medioambiente, será analizado durante la Declaración de Impacto Ambiental de la Administración. Además, también se pueden adoptar las medidas mitigadoras que pudieran ser necesarias y recomendables durante el análisis del impacto ambiental.

Sabiendo lo anterior, se confeccionó una posible disposición de los aerogeneradores, basado en las coordenadas 1, 2 y 3 mencionadas anteriormente, las cuales representarán el punto inicial (G1), punto medio (G5) y punto final (G8) del emplazamiento. Así, la configuración del parque se ha diseñado según el criterio de distancia entre aerogeneradores de 3 veces el diámetro del rotor. Dado que el rotor del aerogenerador del proyecto V162-6.0 MW mide 162m, la distancia entre cada aerogenerador estará en torno a los 486 m. Además, se ha tenido en cuenta la rosa de frecuencia de los vientos para confeccionar la orientación y disposición de la línea de los aerogeneradores, de tal modo que resulta el siguiente diseño:

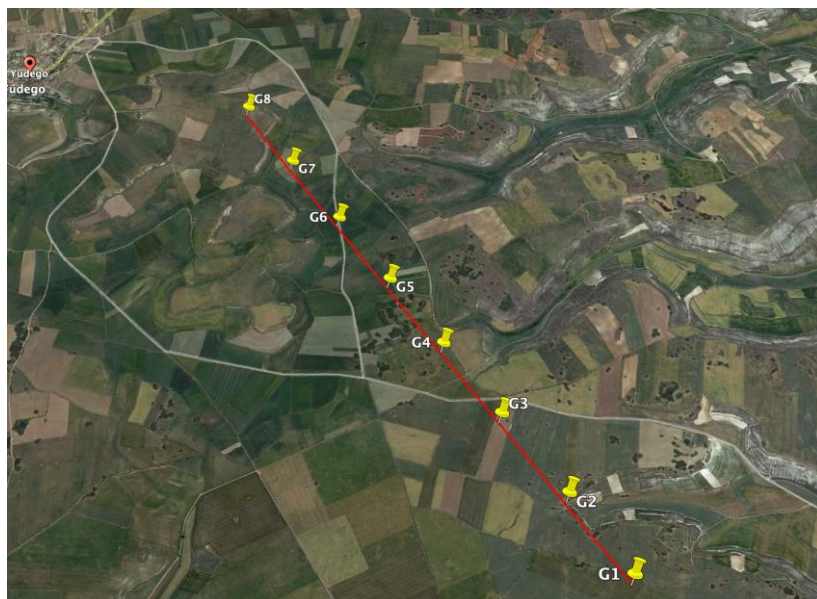


Figura 47 – Alineación propuesta emplazamiento [GEP_21]

Las coordenadas resultantes de cada aerogenerador es la siguiente.

Tabla 2 - Coordenadas UTM de cada aerogenerador [GEP_21]

Aerogeneradores	X_{UTM} (m E)	Y_{UTM} (m N)
Aerogenerador 1 (G1)	420744,00	4687485,00
Aerogenerador 2 (G2)	420449,00	4687874,00
Aerogenerador 3 (G3)	420147,00	4688265,00
Aerogenerador 4 (G4)	419850,00	4688652,00
Aerogenerador 5 (G5)	419554,00	4689034,00
Aerogenerador 6 (G6)	419252,00	4689424,00
Aerogenerador 7 (G7)	418953,00	4689812,00
Aerogenerador 8 (G8)	418655,00	4690191,00

En base a esta configuración, se continúa analizando la aptitud del emplazamiento elegido, el cual se llamará “Hornillos-Yudego”.

3.3 PUNTO DE INTERCONEXIÓN

Otro factor muy importante a tener en cuenta es que el emplazamiento tenga un buen punto de interconexión, séase a una línea eléctrica o a una subestación, preferiblemente con una distancia menor a 25 km. Es por ello que se analiza el mapa del sistema eléctrico ibérico en torno al emplazamiento, observando así los posibles puntos de interconexión.

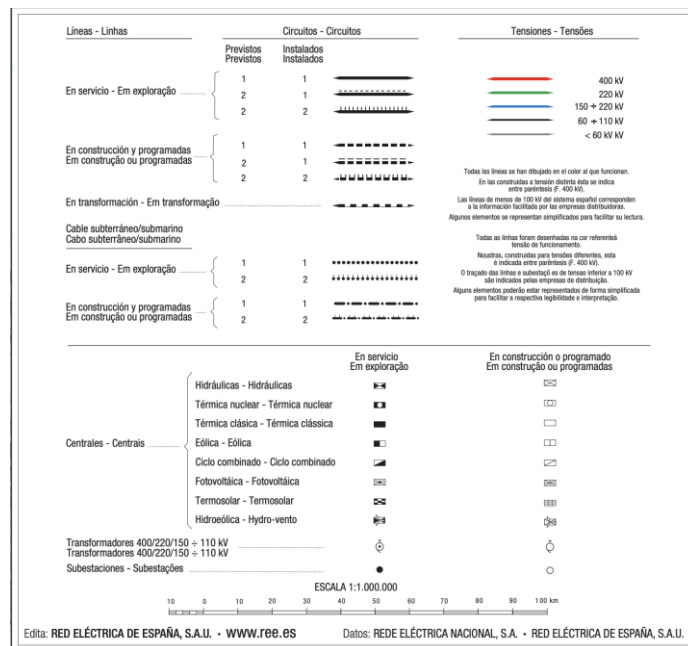
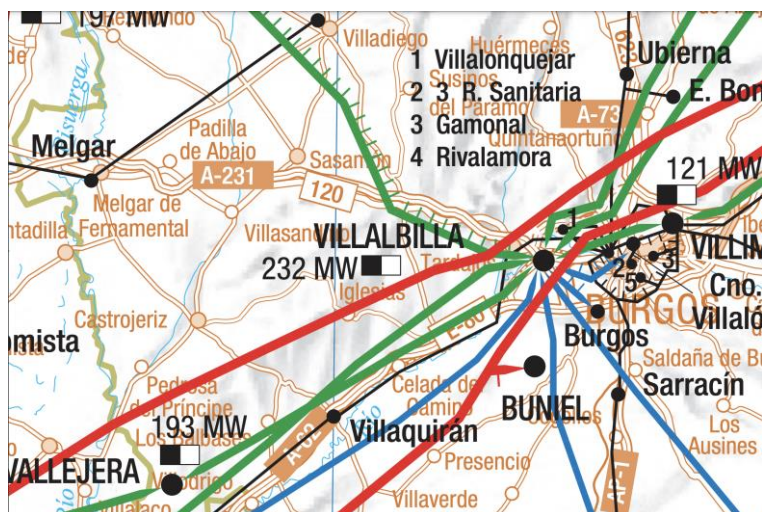


Figura 48 – Mapa y leyenda del sistema eléctrico ibérico 2018 en torno al emplazamiento [REE_18]

Así, se puede dar uso a la línea de 220 kV cercana al parque eólico y que se conecta a la subestación de Villalbilla, fijando este valor como la magnitud de Alta Tensión del parque eólico.

Además, analizando el mapa del sistema eléctrico ibérico del 2018 proporcionado por REE, aparte de las líneas de Alta Tensión cercanas, se ve también la proximidad de la subestación

eléctrica de Villalbilla de Burgos, la cual está radialmente a una distancia de 15 km del centro del emplazamiento y que puede ser punto de destino de las líneas aéreas eléctricas.



Figura 49 - Subestación eléctrica de Villalbilla de Burgos [GEP_21]

3.4 PENDIENTES DEL TERRENO

Según la configuración de los aerogeneradores empleada, se observa con la ayuda del Google Earth Pro que la altitud máxima de los aerogeneradores corresponde a “G8” con una altura aproximada de 956 m, y la mínima a “G2” con 922 m, por lo que la diferencia de cotas se mantiene por debajo de los 50 m.

Tabla 3 - Cota de cada aerogenerador [GEP_21]

Aerogeneradores	Altura (m)
Aerogenerador 1 (G1)	934
Aerogenerador 2 (G2)	922
Aerogenerador 3 (G3)	933
Aerogenerador 4 (G4)	928
Aerogenerador 5 (G5)	926

Aerogenerador 6 (G6)	929
Aerogenerador 7 (G7)	930
Aerogenerador 8 (G8)	956

Además, analizando la topografía del terreno con el Mapa Topográfico Nacional se ve cómo no hay ninguna pendiente del terreno superior al 10%.

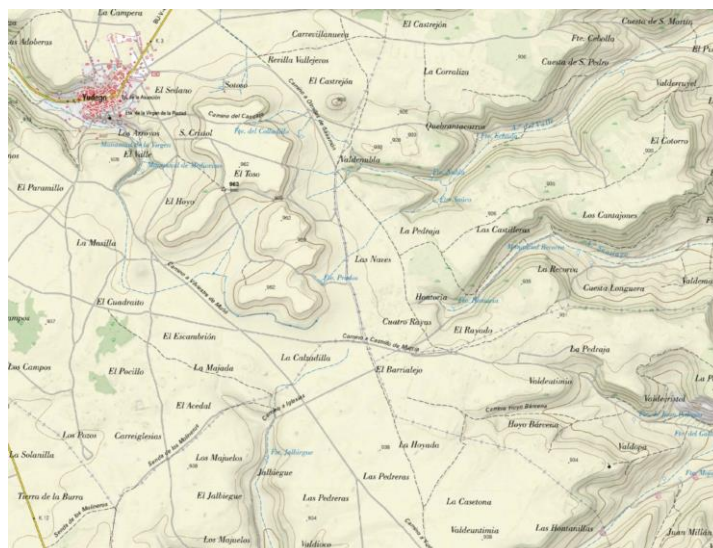


Figura 50 - Mapa topográfico del emplazamiento [IGN_21]

3.5 COMUNICADO POR CARRETERAS Y VÍAS DE ACCESO

Recurriendo nuevamente al Mapa Topográfico Nacional, se aprecia cómo el emplazamiento corresponde a un páramo ancho y libre de edificaciones u otros elementos. Además, goza de varios caminos despejados que permitirán el transporte de las distintas piezas del parque, así como la conexión con la autovía “Camino de Santiago” (A-231), la carretera nacional N-120 y la carretera BU-V-4048 que conecta con el pueblo de Yudego, y por el cual se accederá al emplazamiento.

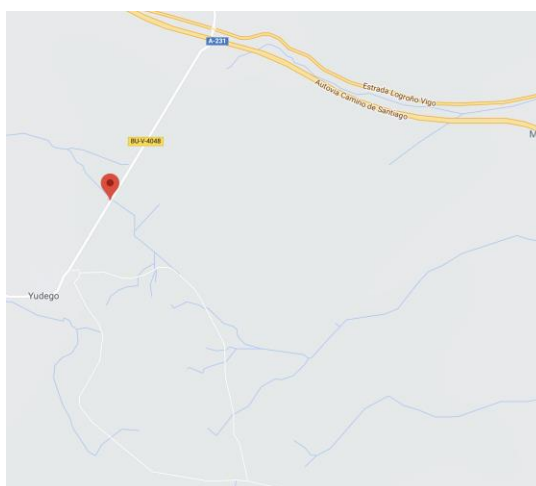


Figura 51 - Carretera y vías de acceso al emplazamiento [GOOG21]

3.6 IMPACTO SOBRE OTROS INTERESADOS

Una última consideración a tener en cuenta para la elección del emplazamiento es el impacto que este producirá sobre otros interesados o afectados por el desarrollo del parque eólico, los cuales se evaluarán a continuación.

3.6.1 DISTANCIA A LA LOCALIDAD DE YUDEGO

Los principales afectados, debido al impacto visual, sonoro y ambiental que supone el emplazamiento, son los habitantes de la localidad de Yudego, cercana al emplazamiento. Debido a esto, se midió la distancia del aerogenerador más próximo y se calculó su distancia

a la periferia del pueblo, siendo de aproximadamente 1,1 km, la cual es una distancia suficiente y aceptada al ser 6,7 veces el diámetro del rotor.

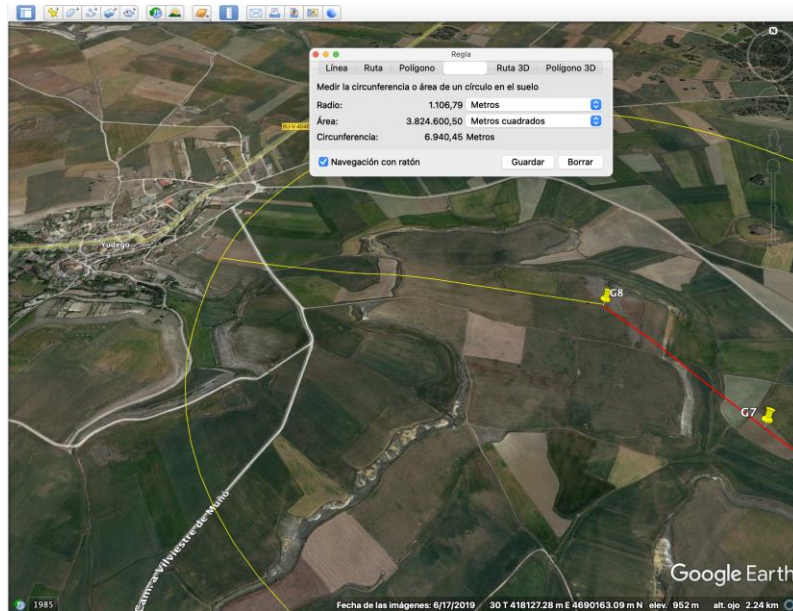


Figura 52 - Distancia del aerogenerador G8 al pueblo de Yudego [GEP_21]

3.6.2 DISTANCIA A LOS AEROGENERADORES DE CASTELLANOS DE CASTRO

Otro posible afectado por la implementación del parque eólico de Hornillos-Yudego es el parque eólico próximo al pueblo cercano de Castellanos de Castro. Calculando una distancia aproximada entre las alineaciones del parque, resulta una distancia de 4 km, ampliamente suficiente para despreciar los efectos de estela entre sí al haber una distancia de 24,7 veces el rotor del aerogenerador Vestas V162-6.0 MW.

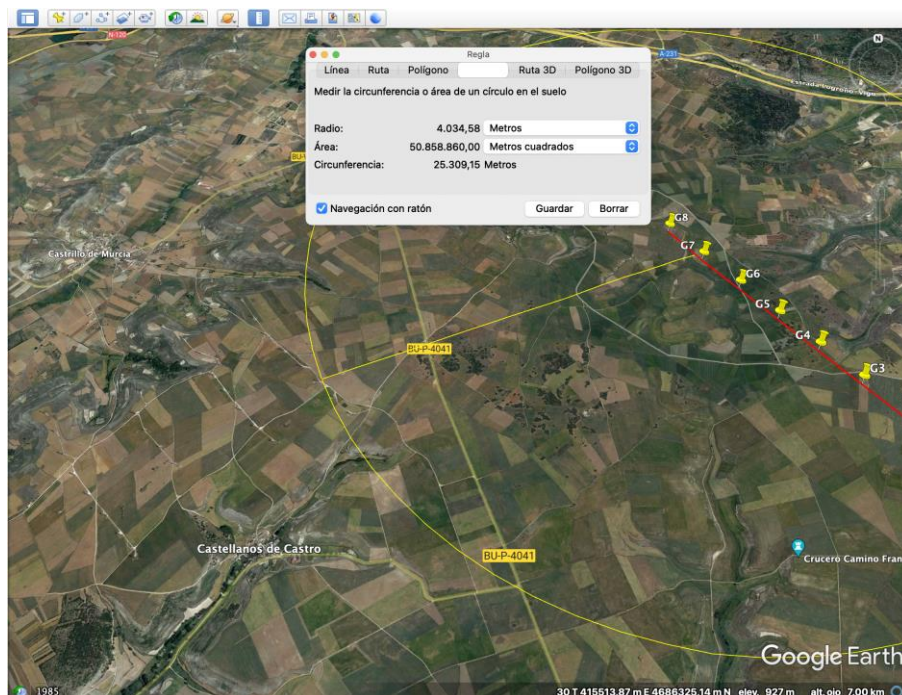


Figura 53 - Distancia al parque eólico de Castellanos de Castro [GEP_21]

3.6.3 DISTANCIA A CABLES DE TELECOMUNICACIONES

Observando el terreno del emplazamiento con la herramienta Google Earth Pro y en base a la Red de infraestructuras de Reintel operado por el Grupo Red Eléctrica, se determina que el parque eólico no afecta a ningún cable de telecomunicaciones o de fibra óptica y por tanto esto no supone una limitación.



Figura 54 - Red de infraestructuras [REIN21]

Capítulo 4. ANÁLISIS DEL MICROSITING

El análisis del recurso eólico en el emplazamiento se ha realizado a partir de una serie de datos temporales de diez años (2011-2021) proporcionados por la empresa Vortex basada en una estación anemométrica virtual. De esta manera se han podido adquirir distintos datos temporales del viento en el emplazamiento para alturas de buje de 90, 100 y 120 m según el punto de coordenada de interés, el cual se decidió que fuese la ubicación del aerogenerador “G5”.

Tabla 4 - Coordenada aerogenerador G5

Aerogenerador	$X_{UTM} (m E)$	$Y_{UTM} (m N)$
Aerogenerador 5 (G5)	419554,00	4689034,00

4.1 ANÁLISIS MEDIANTE WINDOGRAPHER

Windographer es un software desarrollado por la empresa Mistaya Engineering y es empleado para el análisis y tratamiento de datos de series temporales del viento en base a un análisis estadístico descriptivo. Se empleará por tanto para analizar el recurso eólico en el emplazamiento y obtener información de interés relativa al parque eólico.

Al importar los archivos de texto correspondientes a los datos de la serie temporal, se tuvo que configurar el programa para que los pudiera leer correctamente. Así, se especificó antes de introducirlos la fecha de inicio de la serie temporal: “01/01/2011”, la hora de la primera serie: “01:00”, y el periodo de tiempo entre cada entrada de la serie: “60” minutos, en base al registro que aparece en los archivos de texto.

Start Date/Time

Windographer cannot detect date/time information in this data file.
Please indicate the start time and the length of time step.
Windographer will assume that the data file contains no gaps.

Start of first time step: Date

Time

Length of time step (minutes)

Figura 55 - Start Date/Time [WIND12]

Una vez importados, se configuraron los sensores de cada nivel de medición, precisando las unidades, la altura de buje de cada parámetro y el tipo de dato (anemómetro, veleta, termómetro y barómetro) correspondiente. Al acabar de realizar este paso se abrió cada serie de dato temporal en Windographer, obteniendo así una información muy variada del emplazamiento.

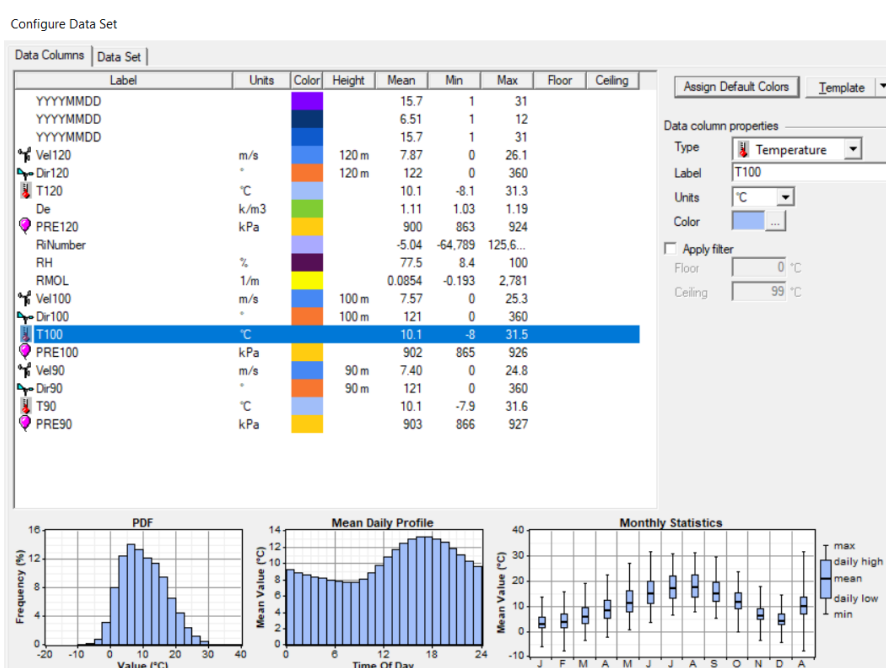


Figura 56 - Configure Data Set [WIND12]

4.1.1 RESULTADOS DE LA SERIE TEMPORAL

A raíz del análisis estadístico realizado por Windographer se han obtenido los siguientes resultados.

4.1.1.1 Serie temporal (Anemómetro 90 m, 100 m y 120 m)

Además de resaltar la naturaleza del viento en el emplazamiento al plasmar gráficamente cada registro de velocidad, con esta gráfica se confirma que no hay errores con el registro de datos ya que las curvas se mueven de forma proporcional, como era esperado. Se observa también que la velocidad del viento es mayor a mayor altura, como también era esperado.

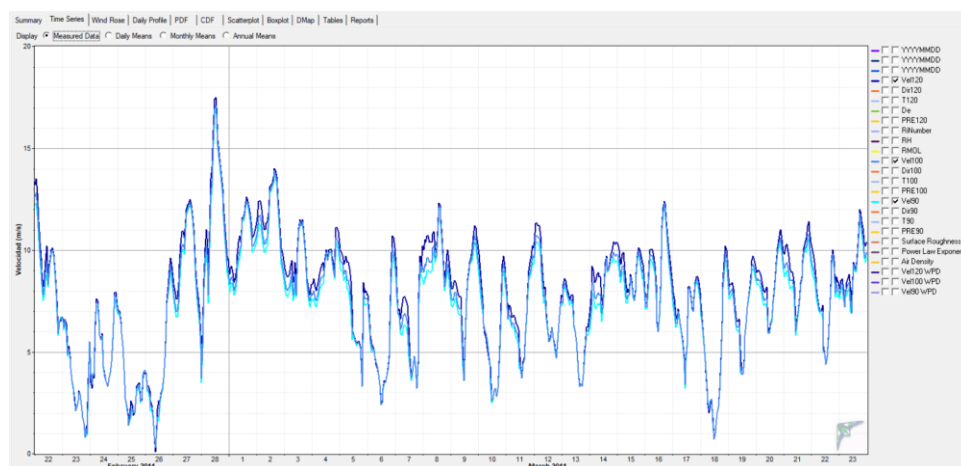


Figura 57 - Serie temporal periodo parcial [WIND12]

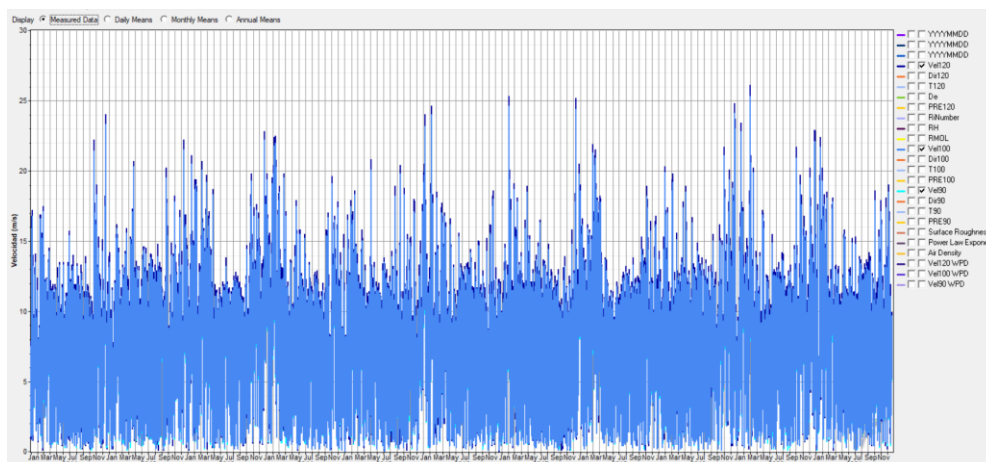


Figura 58 - Serie temporal completa [WIND12]

4.1.1.2 Rosa de vientos

Con la rosa de vientos se obtienen las rosas de velocidad, de frecuencia y de energía según el periodo de tiempo que se desee. Dado que el buje del aerogenerador se encuentra a 119 m, solo se van a plasmar los resultados de la rosa de vientos para 120 m, ya que se aproxima fielmente a la situación real de trabajo y no hay discrepancias notables entre las distintas alturas medidas.

4.1.1.2.1 Rosa de frecuencia, por mes

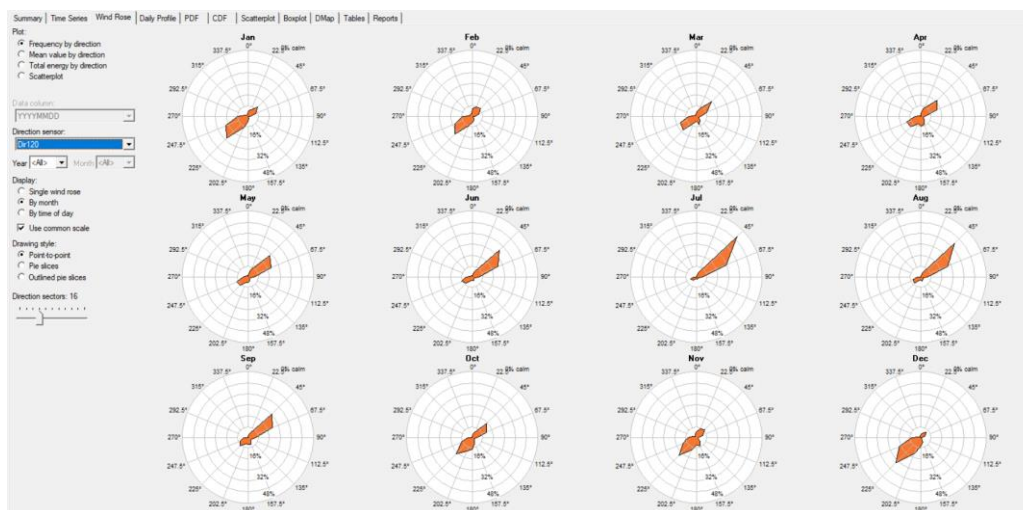


Figura 59 - Rosa de frecuencia por mes [WIND12]

Se observa la variación que experimenta la veleta virtual a 120 m de altura, manteniéndose constantemente en el eje formado por las direcciones de 45° y 224°.

4.1.1.2.2 Rosa de frecuencia, por hora

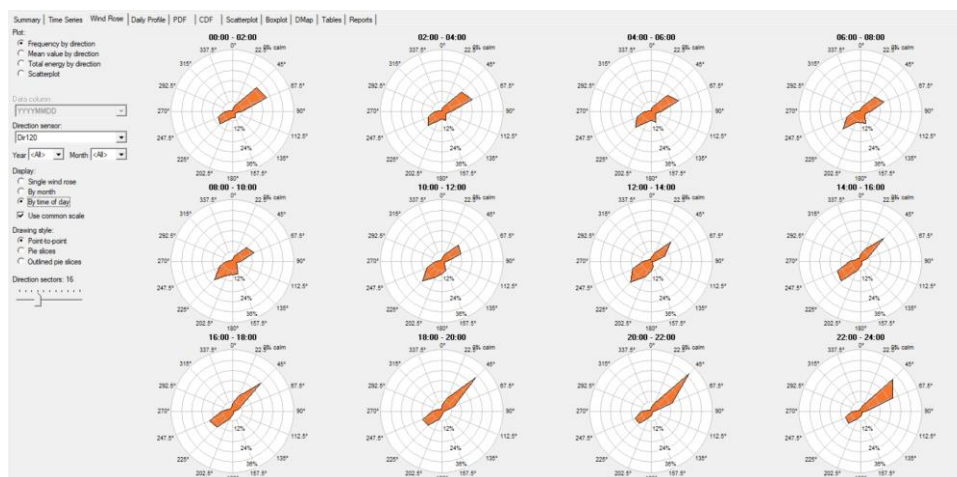


Figura 60 - Rosa de frecuencia por mes [WIND12]

Esta rosa de frecuencia bajo agrupación horaria ejemplifica cómo el emplazamiento tiene mayores picos de frecuencia por la tarde-noche y cómo varía dicha rosa de frecuencia a lo largo del día, útil para el diseño del sistema de orientación del aerogenerador.

4.1.1.2.3 Rosa de frecuencia, total de medición

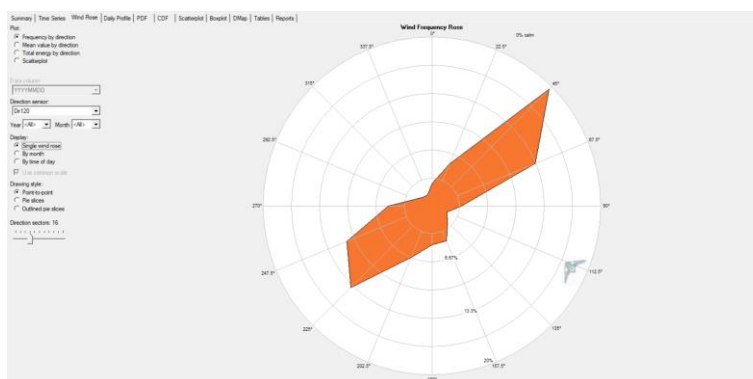


Figura 61 - Rosa de frecuencia total de medición [WIND12]

Con esta gráfica se observa la rosa de frecuencia resultante de todos los puntos de medición, resaltando la dirección de 45° como la de mayor frecuencia. Si consideramos a esta como la

dirección dominante del viento, los aerogeneradores estarán situados en el emplazamiento perpendicularmente a dicha dirección para maximizar el aprovechamiento del viento.

A continuación, se detallan otra serie de datos de interés extraídas con Windographer.

4.1.1.3 Rosa de energía

4.1.1.3.1 Rosa de energía, por mes

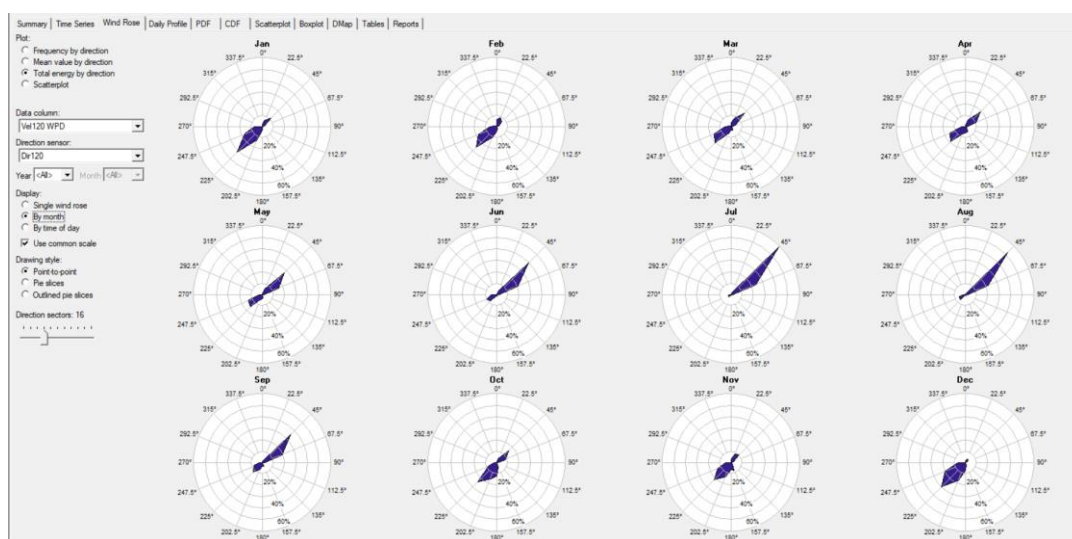


Figura 62 – Rosa de energía por mes [WIND12]

4.1.1.3.2 Rosa de energía, por hora



Figura 63 – Rosa de energía por hora [WIND12]

4.1.1.3.3 Rosa de energía, total medición

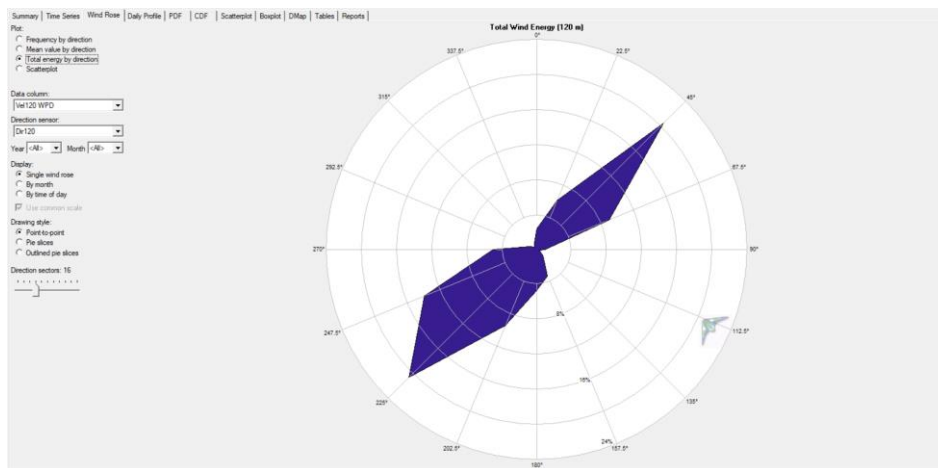


Figura 64 - Rosa de energía total de medición [WIND12]

4.1.1.4 Rosa de velocidad

4.1.1.4.1 Rosa de velocidad, por mes



Figura 65 - Rosa de velocidad por mes [WIND12]

4.1.1.4.2 Rosa de velocidad, por hora

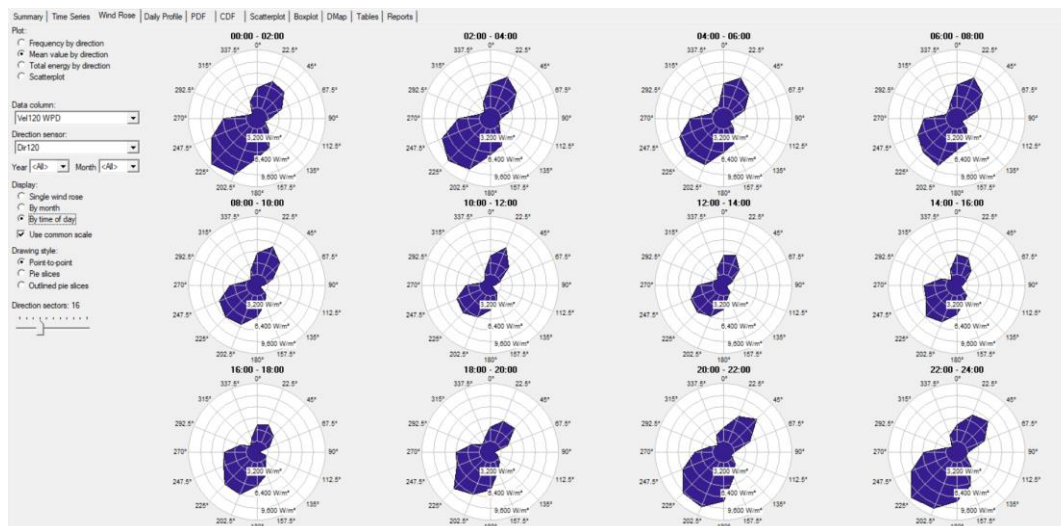


Figura 66 - Rosa de velocidad por hora [WIND12]

4.1.1.4.3 Rosa de velocidad, total medición

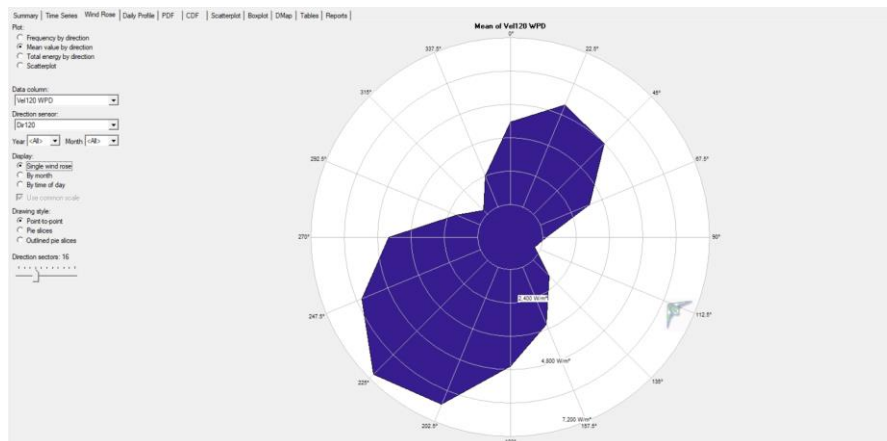


Figura 67 - Rosa de velocidad total de medición [WIND12]

4.1.1.5 Velocidad media

4.1.1.5.1 Velocidad media para cada hora del periodo total

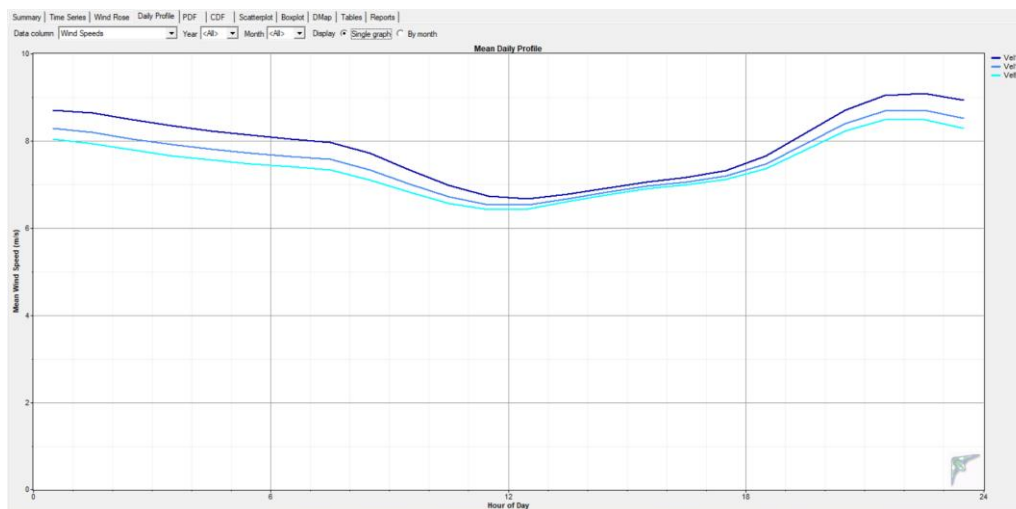


Figura 68 - Velocidad media para cada hora el periodo total [WIND12]

4.1.1.5.2 Velocidad media para cada hora del día por mes

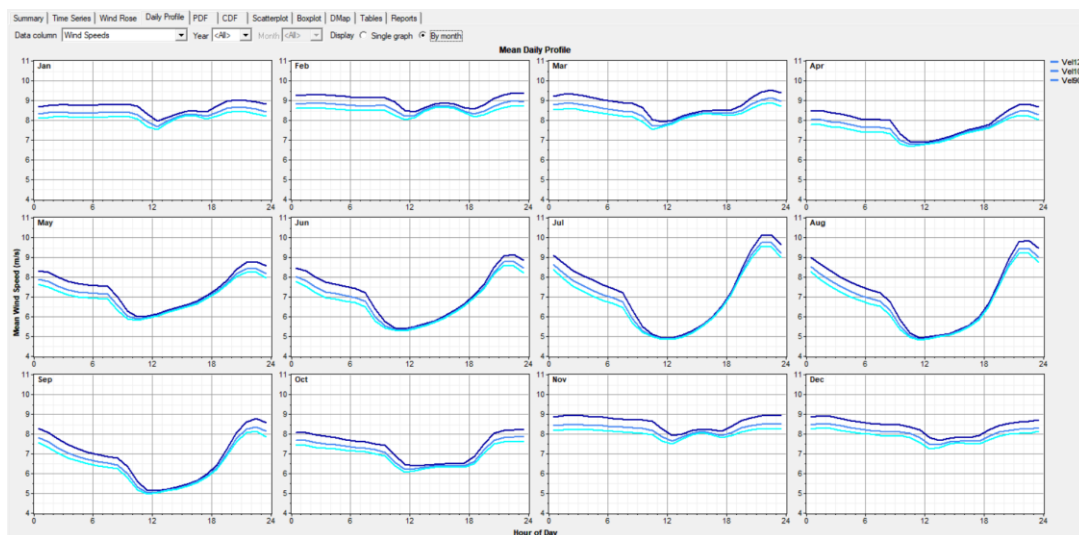


Figura 69 - Velocidad para cada hora del día por mes [WIND12]

4.1.1.6 Distribución de Weibull

4.1.1.6.1 Distribución de Weibull, periodo total

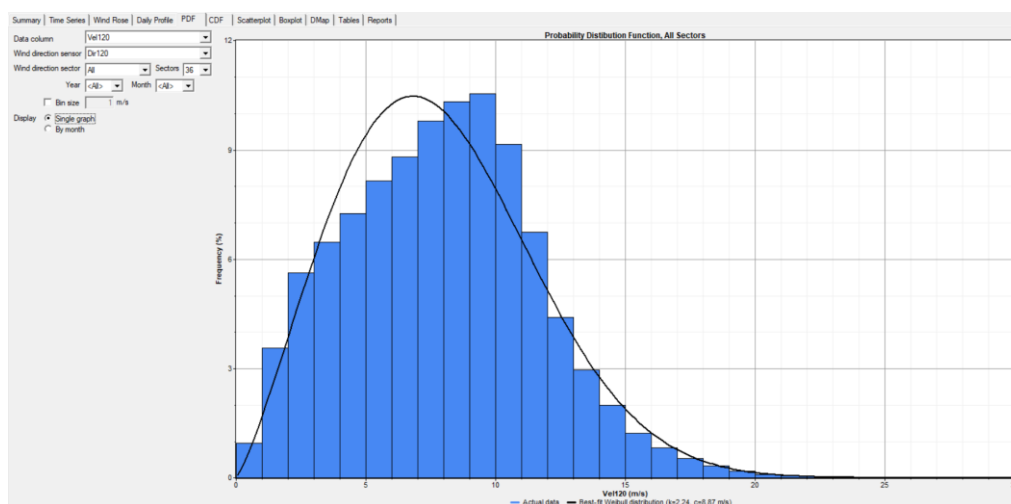


Figura 70 - Distribución de Weibull periodo total [WIND12]

4.1.1.6.2 Distribución de Weibull, por mes

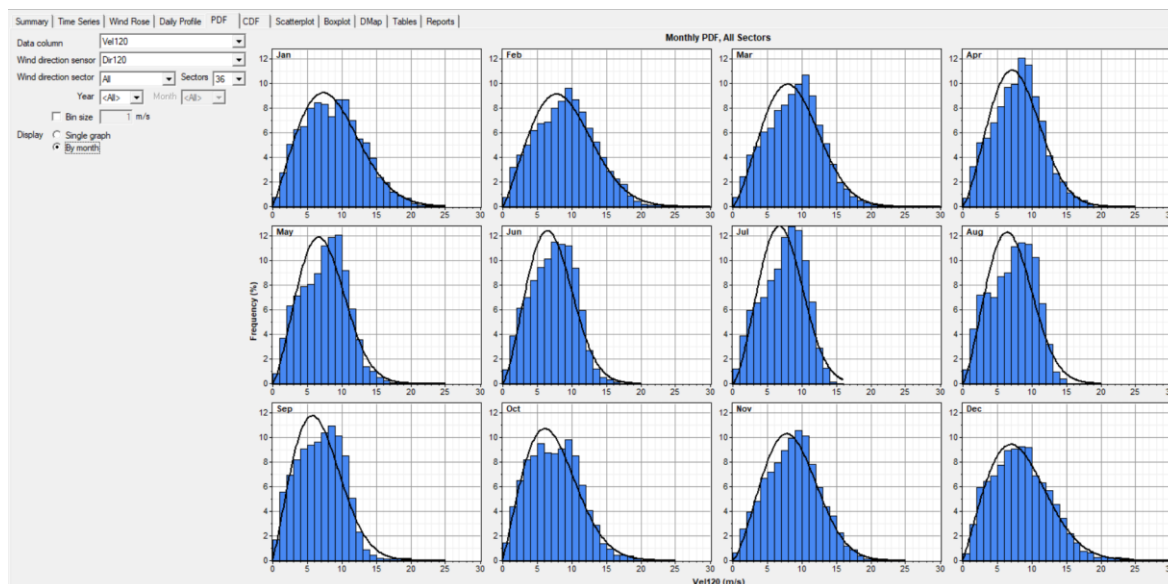


Figura 71 - Distribución de Weibull por mes [WIND12]

4.1.1.7 Probabilidad Acumulada

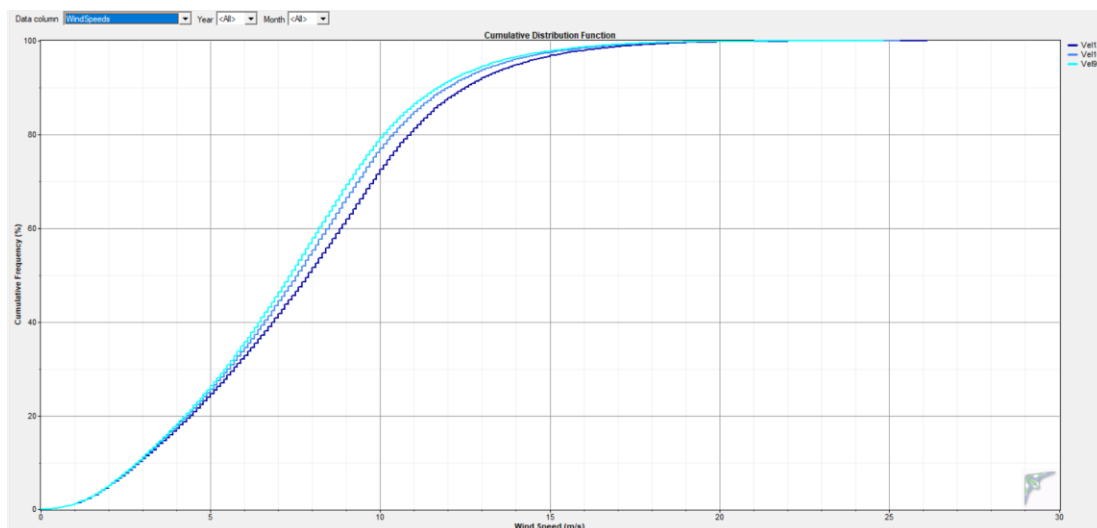


Figura 72 - Probabilidad acumulada serie temporal [WIND12]

4.1.1.8 Boxplot

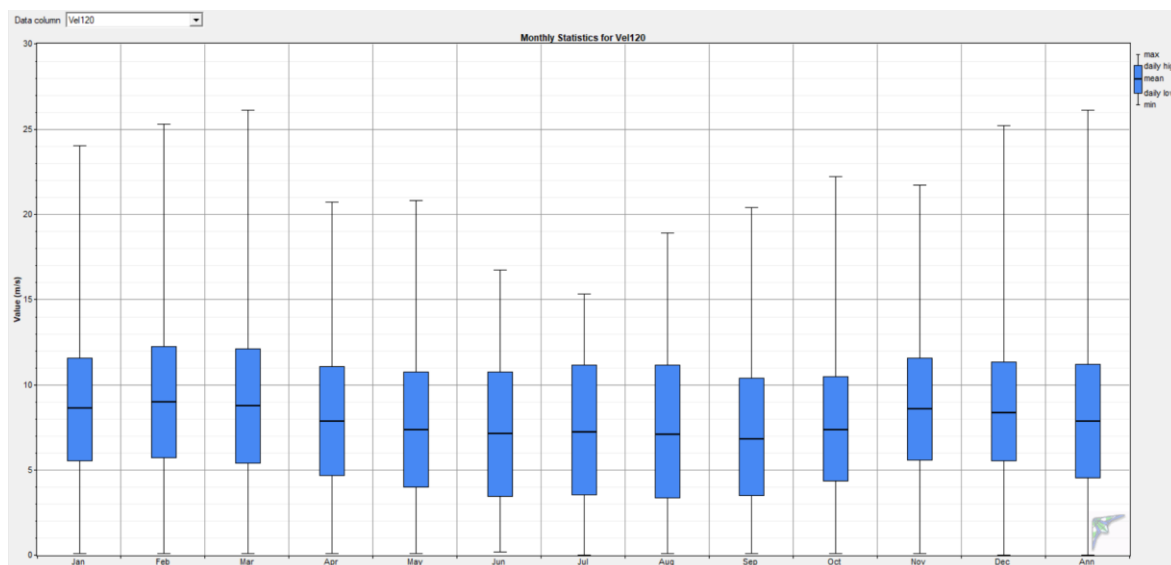


Figura 73 - Boxplot de la serie temporal [WIND12]

4.1.1.9 Dmap

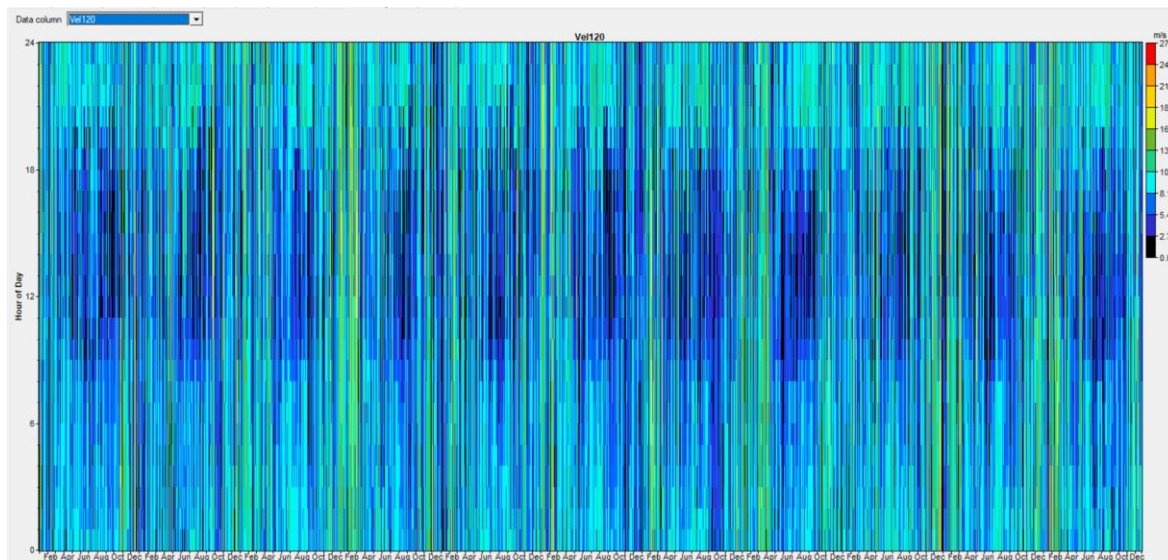


Figura 74 - Dmap de la serie temporal [WIND12]

4.1.1.10 Tabla del resumen de los datos del viento

Table	Wind Speed Sensor Summary			
	Export To Text File...			
Variable	Vel120	Vel100	Vel90	
Measurement height (m)	120	100	90	
Mean wind speed (m/s)	7.871	7.573	7.401	
MMM wind speed (m/s)	7.872	7.574	7.402	
Median wind speed (m/s)	7.900	7.600	7.400	
Min wind speed (m/s)	0.000	0.000	0.000	
Max wind speed (m/s)	26.100	25.300	24.800	
Weibull k	2.242	2.265	2.275	
Weibull c (m/s)	8.872	8.535	8.343	
Mean power density (W/m²)	4.603	4.075	3.800	
MMM power density (W/m²)	4.607	4.078	3.802	
Mean energy content (kWh/m²/yr)	40.325	35.699	33.285	
MMM energy content (kWh/m²/yr)	40.354	35.724	33.307	
Energy pattern factor	1.694	1.684	1.683	
Frequency of calms (%)	0.00	0.00	0.00	
Possible records	96,192	96,192	96,192	
Valid records	96,192	96,192	96,192	
Missing records	0	0	0	
Data recovery rate (%)	100.00	100.00	100.00	
1-hr autocorrelation coefficient	0.967	0.967	0.967	
Diurnal pattern strength	0.133	0.120	0.114	
Hour of peak wind speed	1	1	24	

Figura 75 - Tabla resumen de los datos del viento [WIND12]

4.1.1.11 Resumen medioambiental para la simulación virtual a 120m

Table	Environmental Summary			
Settings				
	Mean	Min	Max	
Temperature (°C)	10.08	-8.10	31.30	
Pressure (kPa)	900	863	924	

Figura 76 - Resumen medioambiental para una altura de buje de 120 m [WIND12]

4.1.2 CONCLUSIONES DE LA SIMULACIÓN WINDOGRAPHER

La serie temporal ha sido procesada adecuadamente y se han podido extraer una diversa serie de parámetro de interés y de información acerca de la naturaleza del viento, indicando su idoneidad como emplazamiento, la cual será comprobada a continuación con el simulador WAsP.

4.2 ANÁLISIS MEDIANTE WASP

WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) es un programa de software desarrollado por el Risø National Laboratory de Dinamarca y se emplea no solamente para analizar el recurso del viento sino también para desarrollar un modelo completo del emplazamiento y calcular la energía producida.

Mediante WASP se ha realizado una simulación completa del emplazamiento, teniendo en cuenta como datos de entrada la topografía, la rugosidad del terreno, la velocidad y dirección del viento y la ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento. Además, también se introdujo la curva de potencia del aerogenerador a emplear, Vestas 162-6 MW, para poder obtener la producción de energía en el emplazamiento y otros datos de interés útiles para determinar la viabilidad técnica y económica del parque eólico.

4.2.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

4.2.1.1 Mapa vectorial

Para tener una representación fiel y detallada de la topografía del terreno en el emplazamiento se ha utilizado la base de datos del Instituto Geográfico Nacional para obtener el mapa deseado del emplazamiento. Además, se ha digitalizado la rugosidad sobre el entorno que va a ocupar el parque eólico y en su totalidad. Como valor de rugosidad se ha elegido “0,05”, ya que el terreno del emplazamiento está compuesto por parcelas de cultivo despejadas, sin arboles y sin una densidad notable de matorrales.

z_0 [m]	Terrain surface characteristics	Roughness Class
1.00	city	
0.80	forest	
0.50	suburbs	
0.40		3 (0.40 m)
0.30	shelter belts	
0.20	many trees and/or bushes	
0.10	farmland with closed appearance	2 (0.10 m)
0.05	farmland with open appearance	
0.03	farmland with very few buildings/trees	1 (0.03 m)
0.02	airport areas with buildings and trees	
0.01	airport runway areas	
0.008	mown grass	
0.005	bare soil (smooth)	
0.001	snow surfaces (smooth)	
0.0003	sand surfaces (smooth)	
0.0002		0 (0.0002 m)
0.0001	water areas (lakes, fjords, open sea)	

Figura 77 - Clase de rugosidad según el tipo de terreno [ALON21]



Figura 78 - Vista de la superficie del terreno del emplazamiento [GEP_21]

Así, con la ayuda de WAsP Map Editor se importaron correctamente tanto las coordenadas del emplazamiento como los “z-values” correspondientes a las curvas de nivel, resultando en el siguiente mapa.

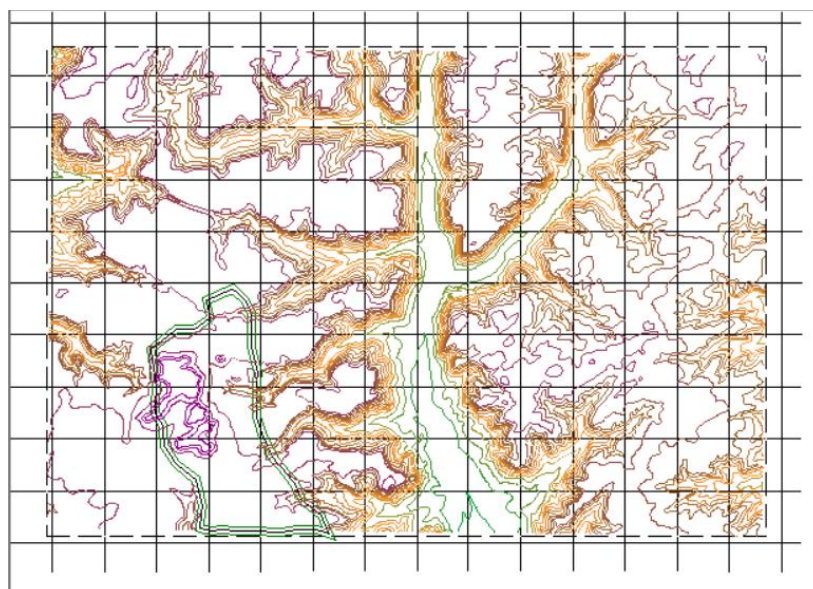


Figura 79 - Mapa topográfico del emplazamiento [WASP16]

Realizando la simulación completa, posicionando a los aerogeneradores sobre el emplazamiento, se obtuvo el siguiente mapa.

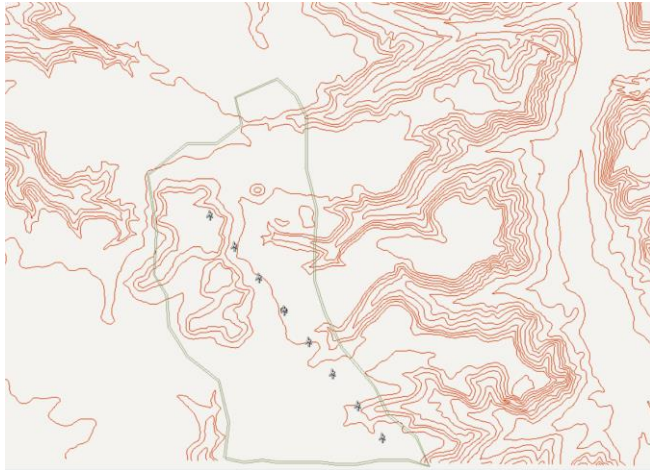


Figura 81 - Detalle del mapa topográfico sobre el parque [WASP16]

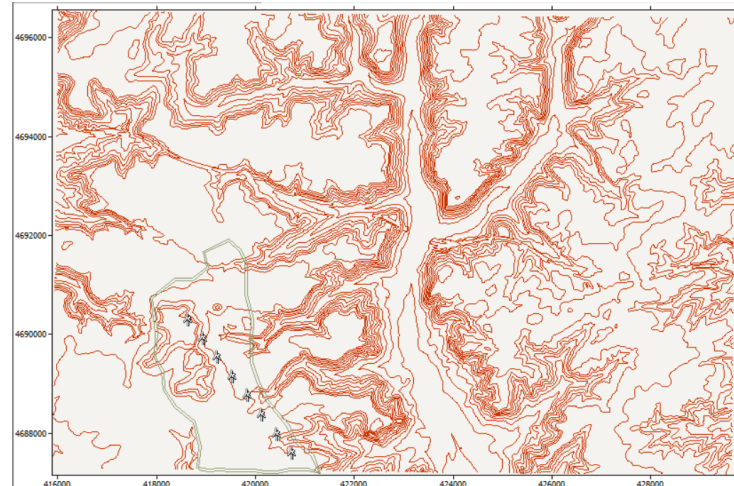


Figura 80 - Mapa digitalizado del emplazamiento [WASP16]

4.2.1.2 Atlas de viento

Para crear un atlas de viento sobre WAsP se utilizó WAsP Climate Analyst para generar un archivo de datos compatible con WAsP. Para ello, se exportaron en primer lugar desde Windographer los datos de la dirección y velocidad del viento para la altura de buje de 120 m en formato de texto. Después, se procedió a importar dicho archivo de texto a WAsP Climate Analyst, sin ninguna anomalía, y se especificó qué parámetros y columnas eran los correspondientes a la dirección y velocidad del viento. También se estableció que la dirección de calma de la dirección del viento fuese cero. Una vez hecho todo lo anterior se obtuvieron unas tablas y gráficas de resultados y se guardó el nuevo archivo en formato “.tab”

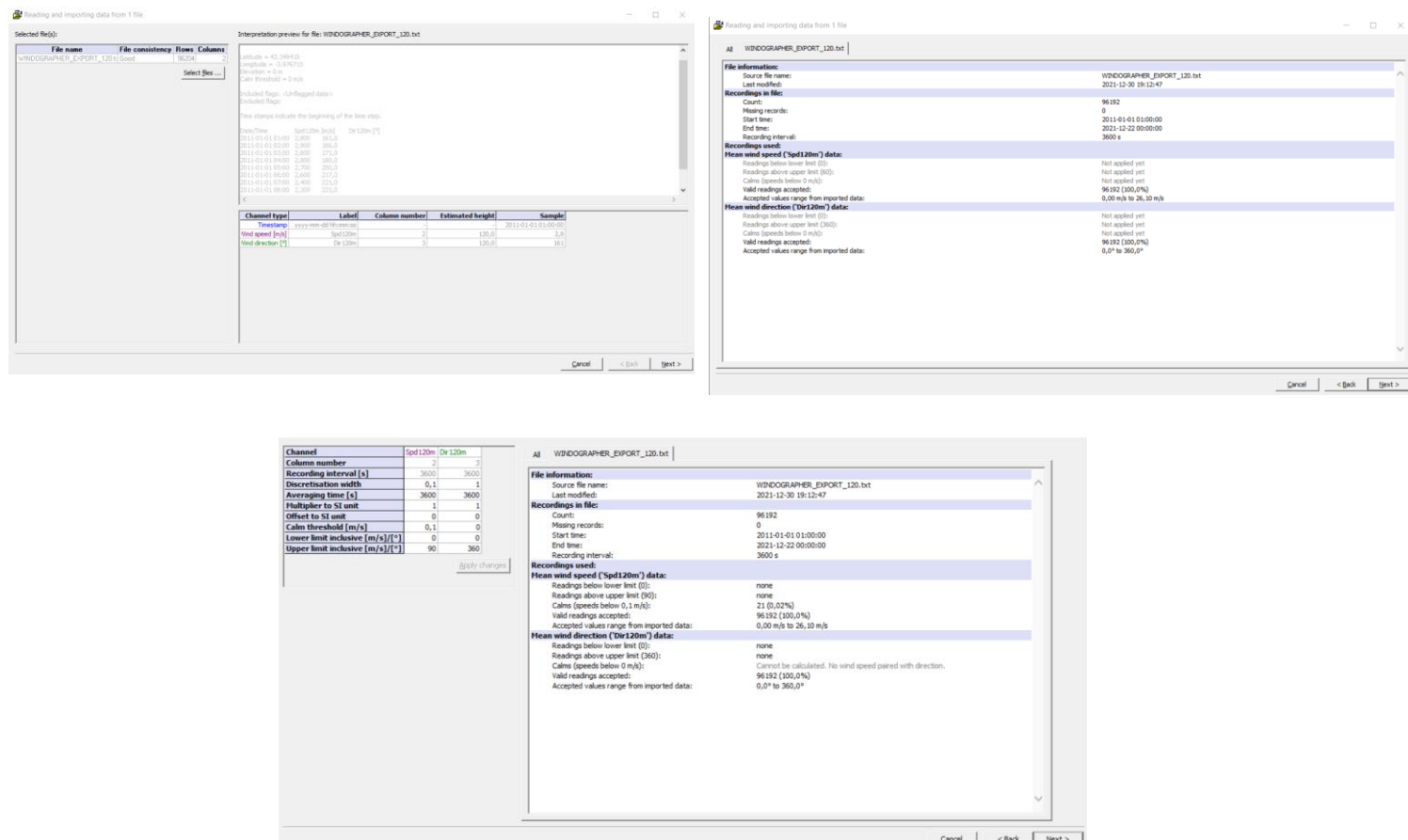


Figura 82 - Reading and importing data files, varias pestañas [WASP16]

Así, durante la creación del proyecto del parque eólico sobre WAsP se importó el archivo “tab” para tener la velocidad y dirección del viento sobre el emplazamiento y como torre meteorológica se usaron las coordenadas sobre las que se realizó la simulación virtual con Vortex.

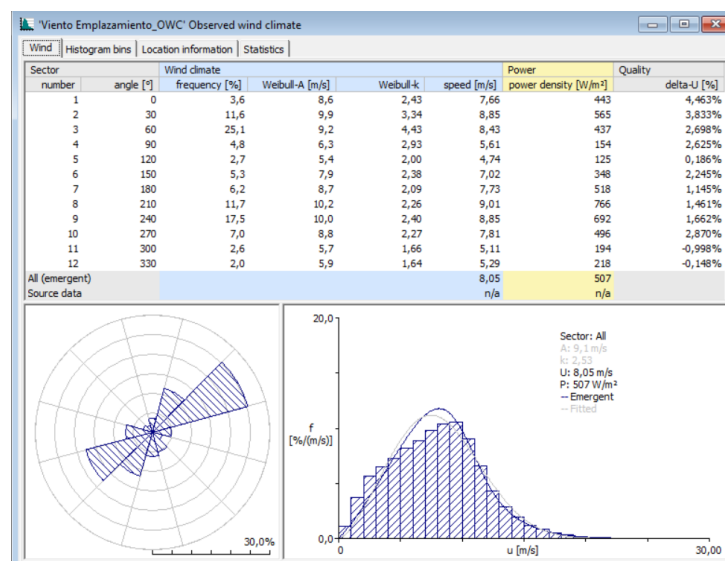


Figura 83 - Observed Wind Climate serie temporal [WASP16]

4.2.1.3 Ubicación de los aerogeneradores

La ubicación de los aerogeneradores se importó mediante un archivo de texto que contenía la ubicación de los aerogeneradores en formato UTM ETRS89 Datum 30.

La posición de cada aerogenerador se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 5 - Coordenadas UTM de cada aerogenerador [WASP16]

Aerogeneradores	X_{UTM} (m E)	Y_{UTM} (m N)
Aerogenerador 1 (G1)	420744,00	4687485,00
Aerogenerador 2 (G2)	420449,00	4687874,00
Aerogenerador 3 (G3)	420147,00	4688265,00
Aerogenerador 4 (G4)	419850,00	4688652,00
Aerogenerador 5 (G5)	419554,00	4689034,00

Aerogenerador 6 (G6)	419252,00	4689424,00
Aerogenerador 7 (G7)	418953,00	4689812,00
Aerogenerador 8 (G8)	418655,00	4690191,00

4.2.1.4 Curva de potencia y coeficientes de empuje

La curva de potencia y coeficiente de empuje del modelo del aerogenerador Vestas V162-6MW se obtuvieron a partir de las tablas de potencia proporcionadas por el fabricante Vestas.

Para hallar la densidad del aire, necesaria para poder tener con mayor exactitud las tablas relacionadas al coeficiente de potencia (C_p) y coeficiente de empuje (C_t), se calculó la densidad del aire con la herramienta “Air density calculator” de WAsP.

Para el cálculo de la densidad del aire se utilizó la altura media sobre la que se encuentran los aerogeneradores según la altura sobre los que los sitúa WAsP.

Tabla 6 - Cota de cada aerogenerador [WASP16]

Aerogeneradores	Altura (m)
Aerogenerador 1 (G1)	930,0
Aerogenerador 2 (G2)	926,4
Aerogenerador 3 (G3)	930,1
Aerogenerador 4 (G4)	930,0
Aerogenerador 5 (G5)	929,2
Aerogenerador 6 (G6)	932,5

Aerogenerador 7 (G7)	932,6
Aerogenerador 8 (G8)	960,0

$$Altura\ media = \frac{930,0 + 926,4 + 930,1 + 930,0 + 929,2 + 932,5 + 932,6 + 960,0}{8}$$

$$= 933,85\ m$$

Así, la altura total resulta 1052,25 m, siendo el valor con el que se calculará la densidad del aire empleada en la simulación.

$$Altura\ total = 933,85 + 120 = 1053,85\ m$$

Para el valor de la temperatura se utilizó la media resultante de la simulación virtual a 120 m proporcionado por Windographer: “10.08 °C”.

Introduciendo estos datos en “Air density calculator” de WAsP resultó que la densidad del aire en el emplazamiento era de “1.099 kg/m³”, por lo que se tuvo que iterar para hallar los valores de potencia y coeficiente de empuje a esa densidad, ya que no estaba tabulada, siendo muy próximos al valor tabulado de 1,01 kg/m³.

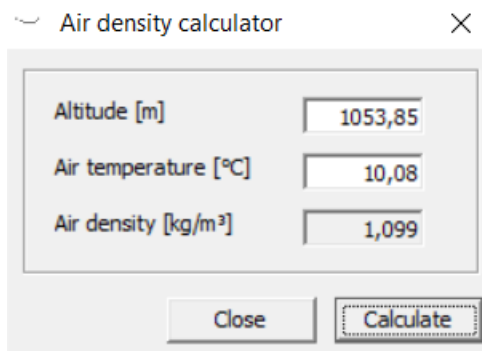


Figura 84 - Air Density Calculator [WASP16]

Tabla 7 – Curva de potencia y coeficiente de empuje tras iteración acorde a la simulación

V162 a 1,099 kg/m3		
Velocidad (m/s)	Potencia (kW)	Cof Empuje
3	21,920	0,9110
3,5	124,800	0,8860
4	253,720	0,8560
4,5	410,560	0,8380
5	598,360	0,8200
5,5	823,160	0,8140
6	1093,920	0,8130
6,5	1413,640	0,8120
7	1787,280	0,8100
7,5	2215,960	0,8070
8	2703,520	0,8030
8,5	3252,000	0,7990
9	3849,640	0,7842
9,5	4429,480	0,7322
10	4979,480	0,6723
10,5	5439,120	0,6074
11	5777,240	0,5404
11,5	5928,360	0,4685
12	5979,760	0,4044
12,5	5995,920	0,3504
13	6000,000	0,3073
13,5	6000,000	0,2713
14	6000,000	0,2412
14,5	6000,000	0,2162
15	6000,000	0,1942
15,5	6000,000	0,1762
16	6000,000	0,1591
16,5	6000,000	0,1451
17	6000,000	0,1331
17,5	5997,960	0,1231
18	5787,560	0,1101
18,5	5531,640	0,0971
19	5314,640	0,0861
19,5	5074,560	0,0760
20	4790,600	0,0670

20,5	4504,600	0,0590
21	4222,640	0,0520
21,5	3943,680	0,0460
22	3646,640	0,0410
22,5	3345,720	0,0360
23	3069,760	0,0310
23,5	2767,720	0,0270
24	2443,760	0,0230

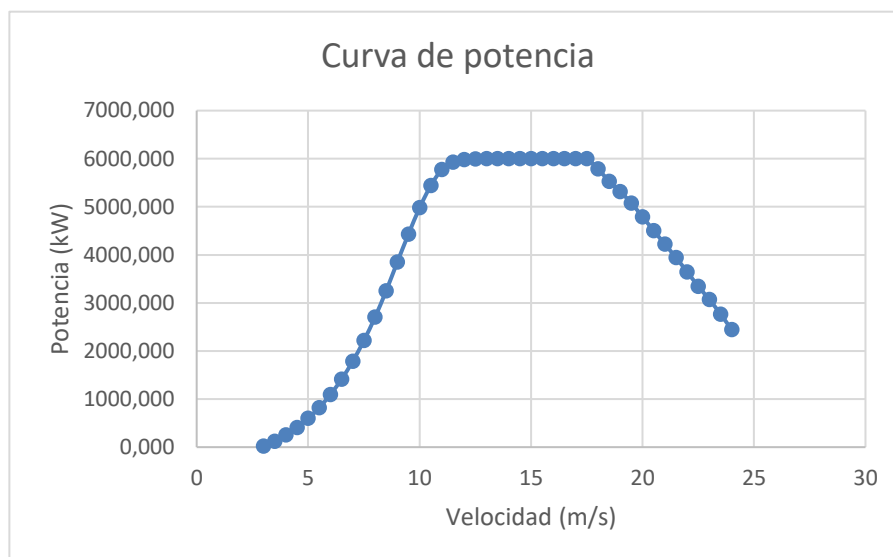


Figura 85 - Curva de potencia de la turbina de la simulación

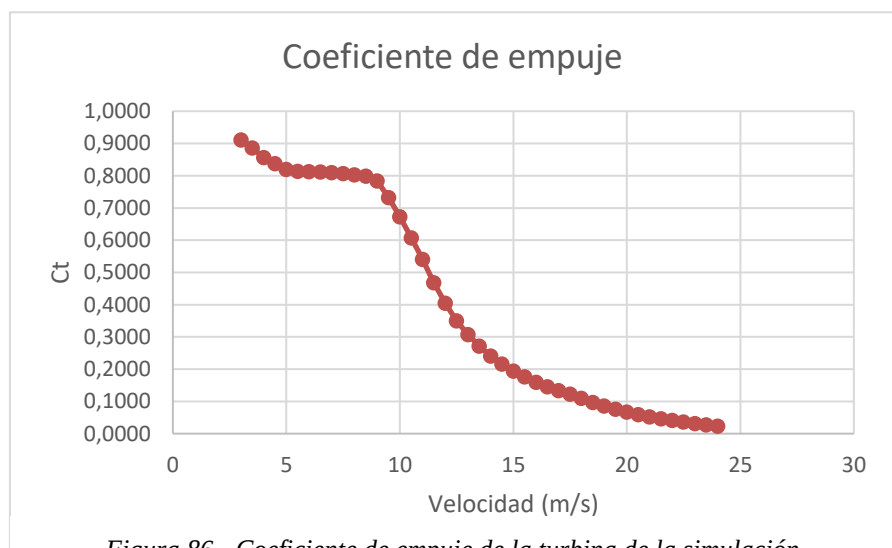


Figura 86 - Coeficiente de empuje de la turbina de la simulación

A continuación, se detalla la tabla con los valores finales, así como la gráfica resultante y lo importado a WAsP.

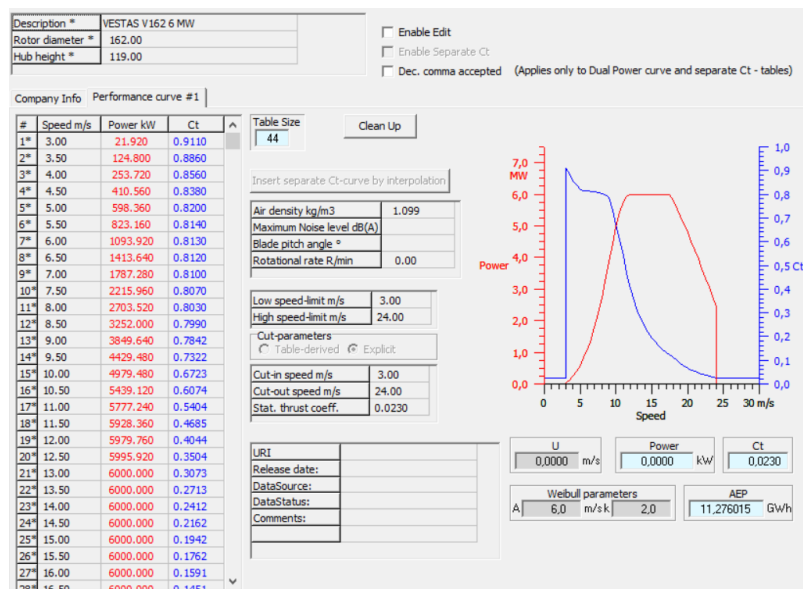


Figura 87 - Curva de potencia y coeficiente de empuje de la simulación [WASP16]

4.2.1.5 Simulación del parque eólico con WAsP

La simulación del parque eólico se realizó en base a los archivos, parámetros y datos mencionados anteriormente. No obstante, dado que el archivo del atlas del viento tiene discrepancias con el valor real de la velocidad media del viento, se le ha aplicado un factor de corrección a la simulación. Como la velocidad media real del emplazamiento según los datos tratados por Windographer es 7,87 m/s a 120 m, mientras que la velocidad que pronostica WAsP a esa altura es de 8,05 m/s, por lo que se va a aplicar un factor de corrección que se calcula a continuación.

$$\text{Factor de corrección} = \frac{7,87 - 8,05}{7,87} * 100 = -2,29 \%$$

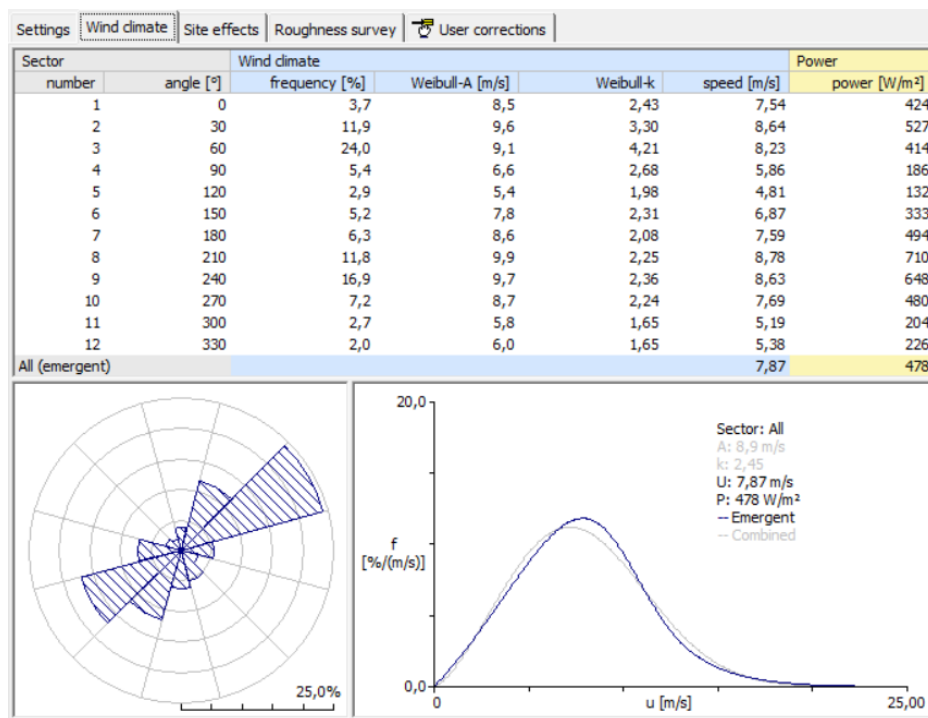
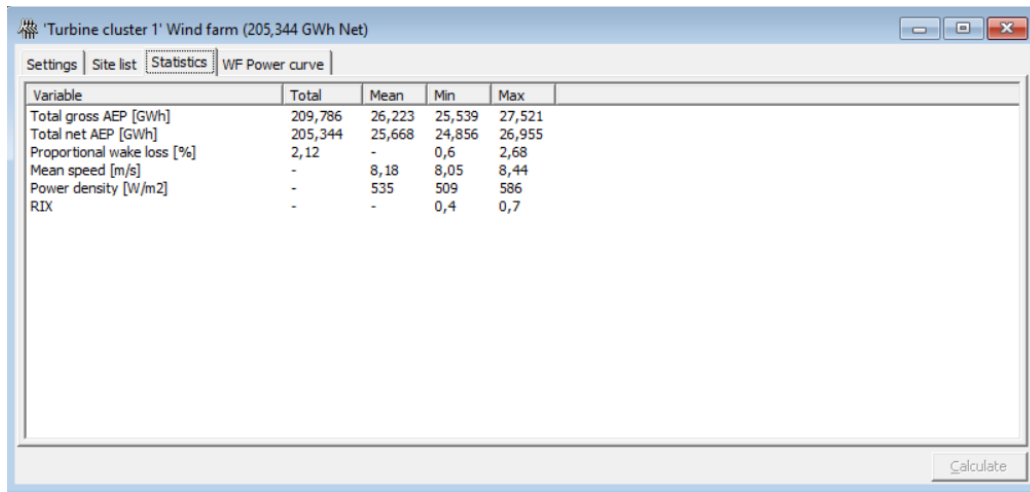


Figura 88 - Observed Wind Climate con la nueva referencia [WASP16]

Aplicando este factor de corrección a la simulación, se adquirieron los siguientes resultados.

Tabla 8 - Estadísticas generales de interés de la simulación (WASP)

Variable	Total
Producción bruta al año (GWh/año)	209,786
Producción neta al año (GWh/año)	205,344
Pérdidas por efecto estela (%)	2,12 %



Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	209,786	26,223	25,539	27,521
Total net AEP [GWh]	205,344	25,668	24,856	26,955
Proportional wake loss [%]	2,12	-	0,6	2,68
Mean speed [m/s]	-	8,18	8,05	8,44
Power density [W/m2]	-	535	509	586
RIX	-	-	0,4	0,7

Figura 89 - Estadísticas generales obtenidas de la simulación [WASP16]

Descomponiendo los resultados por aerogenerador se tienen los siguientes resultados.

Tabla 9 - Estadísticas generales de interés por aerogenerador

Variable	Producción bruta (GWh/año)	Producción neta (GWh/año)	Pérdidas por efecto estela (%)
Aerogenerador 1 (G1)	26,605	26,445	0,6
Aerogenerador 2 (G2)	26,091	25,599	1,88
Aerogenerador 3 (G3)	26,147	25,551	2,28
Aerogenerador 4 (G4)	26,385	25,757	2,38
Aerogenerador 5 (G5)	25,861	25,196	2,57
Aerogenerador 6 (G6)	25,539	24,856	2,68
Aerogenerador 7 (G7)	25,636	24,985	2,54

Aerogenerador 8 (G8)	27,521	26,995	2,06
----------------------	--------	--------	------

También se puede ver gracias a la simulación el índice RIX (Roughness Index) de cada aerogenerador, el cual oscila entre el 0,5-0,7 %. Este índice ayuda a determinar si la simulación es buena o no, ya que valores cercanos al cero significa que el flujo de aire nunca supera la pendiente límite y por tanto nunca se llega a desprender, lo cual es bueno para la simulación. En cambio, unos valores altos de RIX implican que hay un cierto desprendimiento que puede desencadenar turbulencias o sobreestimación de los resultados.

Tabla 10 – Roughness Index por aerogenerador

Aerogeneradores	RIX (%)
Aerogenerador 1 (G1)	0,7
Aerogenerador 2 (G2)	0,7
Aerogenerador 3 (G3)	0,6
Aerogenerador 4 (G4)	0,5
Aerogenerador 5 (G5)	0,4
Aerogenerador 6 (G6)	0,4
Aerogenerador 7 (G7)	0,5
Aerogenerador 8 (G8)	0,5

4.2.1.5.1 Información adicional

A continuación, se plasman una serie de gráficas con información adicional, como por ejemplo el mapa de isoventas, que expresa gráficamente la distribución del viento sobre el emplazamiento, así como su densidad de potencia, la cual tiene un valor elevado.

- *Mapa de elevación*

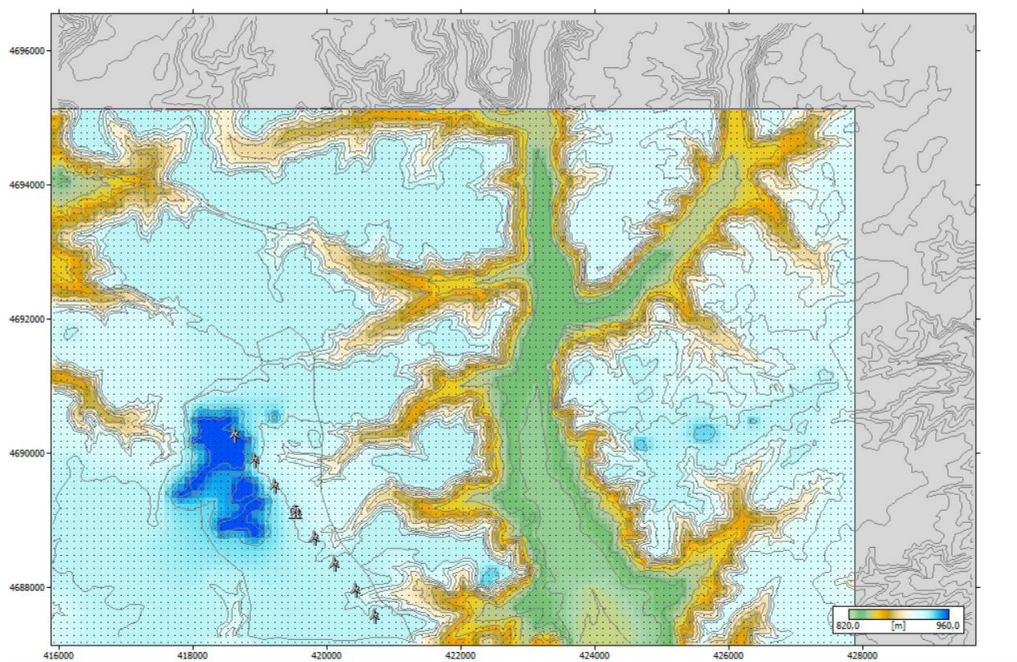


Figura 90 - Mapa de elevación resultante de la simulación en el emplazamiento [WASP16]

- *Mapa de isoventas*

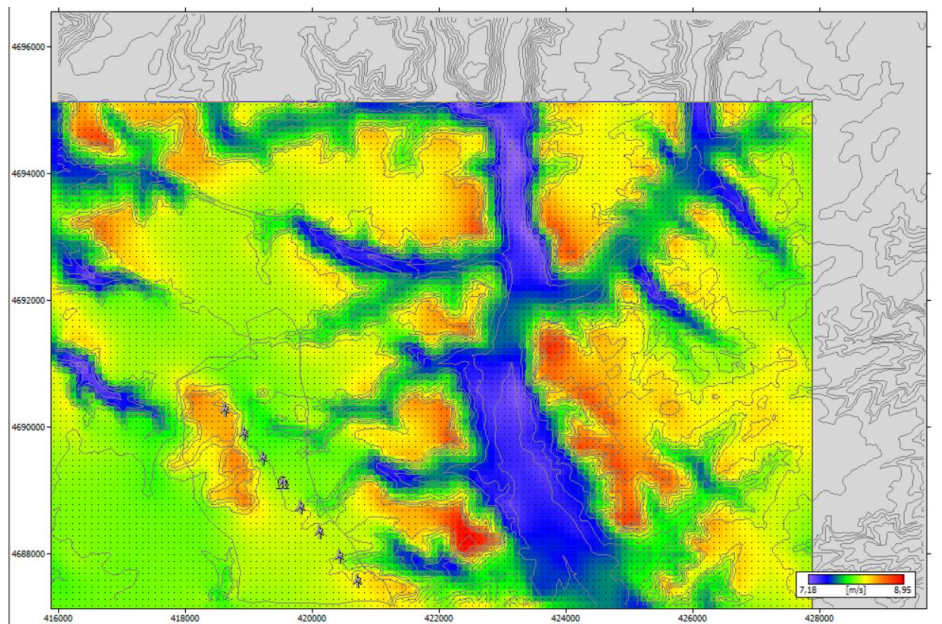


Figura 91 - Mapa de isoventas resultantes de la simulación en el emplazamiento [WASP16]

- *Densidad de potencia*

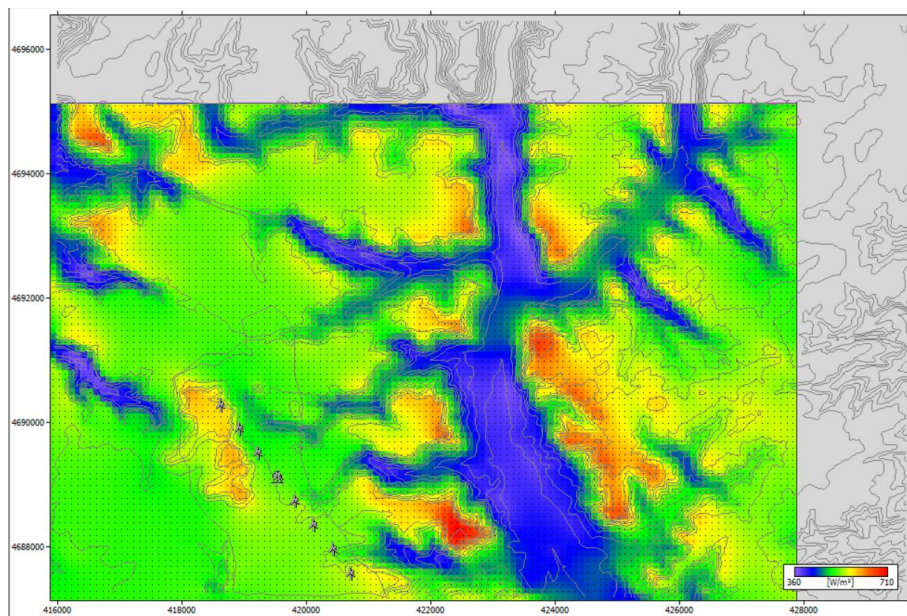


Figura 92 - Densidad de potencia resultante de la simulación en el emplazamiento [WASP16]

4.2.2 CONCLUSIONES DE LA SIMULACIÓN WASP

A partir de los resultados obtenidos con respecto a la producción de energía del parque eólico, podemos obtener la energía esperada vertida a la red, la cual permitirá determinar la viabilidad económica del emplazamiento.

4.3 ENERGÍA VERTIDA A LA RED ELÉCTRICA

La energía vertida a la red se calculará en función de las pérdidas del emplazamiento, dado que la energía producida por la simulación no es la real al no haber considerado estas pérdidas. A continuación, se detalla la tabla de pérdidas incurridas por el sistema y utilizadas para el cálculo de la energía vertida a la red. Entre el tipo de pérdidas se ha incluido la indisponibilidad de los aerogeneradores y de las instalaciones eléctricas, las pérdidas eléctricas y la garantía de la curva de potencia. Además, dado que el emplazamiento está en un ambiente con 10°C de media, también se va a tener en cuenta las pérdidas por el hielo (dado que las temperaturas mínimas pueden favorecer su aparición), junto con la suciedad.

Tabla 11 - Pérdidas de energía en el parque

<i>Tipo de pérdidas</i>	<i>Coficiente Pérdidas</i>
Indisponibilidad de los aerogeneradores y de las instalaciones eléctricas	0,9700
Eléctricas (Transformación y pérdida de electricidad)	0,9600
Otras (hielo, suciedad)	0,9975
Garantía de la curva de potencia	0,9500
Total	0,8824

Por lo tanto, la energía vertida a la red es la siguiente:

$$Energía_{RED} \left(\frac{GWh}{año} \right) = TotalNetAEP \left(\frac{GWh}{año} \right) * Coef_{perd_{TOT}}$$

$$Energía_{RED} \left(\frac{GWh}{año} \right) = 205,344 * 0,8824 = 181,201 \frac{GWh}{año}$$

A partir de este valor se estima tanto la viabilidad económica y financiera del sistema como el ahorro de emisiones contaminantes debido a la instalación del parque eólico.

Capítulo 5. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La instalación eléctrica del parque eólico es fundamental para que el parque eólico opere correctamente bajo parámetros técnicos y bajo la máxima seguridad y protección posible.

5.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN

El sistema eléctrico de Media Tensión corresponde a la Red de las líneas de generación del emplazamiento, por lo que se encarga de transmitir la potencia del aerogenerador a la subestación, siendo una pieza indispensable para poder aprovechar el recurso eólico. Además, su configuración influirá en todo lo relacionado con el diseño y la viabilidad técnica del parque.

5.1.1 CONDUCTORES DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

El dimensionamiento, diseño y cálculo de los cables de la red de Media Tensión es fundamental para la viabilidad tecno económica del parque eólico ya que lo producido por cada aerogenerador se va a transmitir a través de las redes de MT que se hayan diseñado. En el “Anexo I: Diseño y cálculos instalación eléctrica” se encuentra el análisis realizado para el dimensionamiento de la sección de la red de MT, llegando a la conclusión de lo que más apropiado es emplear dos líneas de generación con cuatro aerogeneradores cada una.

Además, tras aplicar el criterio de máxima intensidad admisible y verificar que no se superan los umbrales de pérdidas por caída de tensión y potencia, se concluyó que la mejor opción era la de utilizar el conductor de terna unipolar de etileno propileno de alto módulo (HEPR) de aluminio con una sección de 400 mm^2 para las dos líneas de generación del parque eólico.

Así, se ha decidido usar como referencia el conductor comercial “Al Eprotenax H Compact” del grupo Prysmian que se detalla a continuación y el cual cumple con las condiciones técnicas requeridas. La ficha técnica de dicho conductor se encuentra en el “Anexo II – Elementos”.



Figura 93 - Detalle del cable conductor Al Eprotenax H Compact [VOLT21]

Tabla 12 - Características del conductor de Media Tensión

Parámetros - Conductor de Media Tensión	
Designación genérica	Al HEPRZ1
Serie	Al Eprotenax H Compact
Tensión asignada	18/30 kV
Tensión máxima entre fases, Um	36 kV
Temperatura máxima admisible del conductor	105 °C
Sección	400 mm ²
Intensidad máxima admisible *	470 A
Diámetro nominal exterior	41,3 mm
Espesor	3 mm

(*) Bajo condición de instalación: terna de cables enterrados a 1 m de profundidad, temperatura de terreno de 25°C y resistividad térmica de 1,5 Km/W

El conductor empleado cumple con la norma de diseño UNE-HD 620-9E:2012/1M:2017 de “cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV inclusive. Cables unipolares y unipolares reunidos con

aislamiento de HEPR” y satisfacen los ensayos de Media Tensión de la Norma IEC 60502-2.

El cable está formado, según el fabricante, por las siete capas enumeradas a continuación:

- 1) Conductor: “cuerda redonda compacta con hilos de aluminio, clase 2”, acorde a la Norma UNE EN 60228.
- 2) Semiconductora interna: capa extrusionada material conductor
- 3) Aislamiento: Etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105°C)
- 4) Semiconductora externa: capa extrusionada separable en frío
- 5) Pantalla metálica de hilos de cobre
- 6) Separador de cinta
- 7) Cubierta exterior: Z1 Vemex

5.1.2 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN DE LOS AEROGENERADORES

La función de las celdas o cabinas de media tensión colocadas en las inmediaciones de los aerogeneradores es la de proteger, o aislar, el lado de media tensión del generador, así como la línea de red de media tensión. Para ello se emplean típicamente celdas modulares o compactas con un determinado valor de tensión nominal, de corriente nominal de interruptor y de valor eficaz de intensidad de cortocircuito.

Como se comenta en el “Anexo I: Diseño y cálculos instalación eléctrica”, las celdas que se van a emplear como referencia son las del fabricante “Mesa” y en particular se seguirán los parámetros de las celdas de MT DVCAS de 36 kV, las cuales se han diseñado para el mercado eólico. Entre sus ventajas se encuentra el hecho de que han sido confeccionadas específicamente para el interior de los aerogeneradores, por lo que su instalación no requiere de obra civil, reduciendo los costes totales del proyecto.

La siguiente tabla detalla parte de las características técnicas de la celda a emplear según lo diseñado en el “Anexo I” y que está en concordancia con lo proporcionado por el fabricante.

Bajo esta configuración las celdas de Media Tensión son capaces de soportar las intensidades nominales y de cortocircuito y proteger así las instalaciones eléctricas de MT.

Tabla 13 - Características de las celdas de Media Tensión

Parámetros - Celda Media Tensión aerogeneradores	
Tensión asignada	36 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad nominal	630 A
Intensidad de cortocircuito, valor eficaz	20 kA/s

Además, este tipo de celda permite conectar a los aerogeneradores a la red de Media Tensión bajo tres esquemas de conexión distintos, denominados: posición inicial de línea, posición intermedia entre dos aerogeneradores de una línea de generación y posición intermedia entre más de dos aerogeneradores de una línea de generación.

A continuación, se detallan las configuraciones para cada posición de línea. Dado que los aerogeneradores a emplear superan los 2 MW de potencia, se un interruptor automático en la celda de protección del transformador bajo la nomenclatura “1W”.

5.1.2.1 Posición inicial de línea: 0L + 1W

La posición inicial de línea, también catalogada como posición final de línea según el fabricante, sigue una conexión de celda tipo 0L+1W. Este tipo de conexión es apto para aerogeneradores que se sitúan en el extremo de una línea y que por tanto no tienen ninguna línea de generación entrando por sus inmediaciones. Así, la cabina de MT está constituida solamente por una celda de protección del lado de MT del transformador del aerogenerador (1W) y por una celda de salida o remonte de línea (0L) que conduce al cable o bien al próximo aerogenerador de la línea o a la subestación.

5.1.2.2 Posición intermedia entre dos aerogeneradores de una línea de generación: $0L+1L+1W$

A diferencia de la conexión de posición inicial de línea, la posición intermedia entre dos aerogeneradores de una línea de generación incluye una celda adicional conocida como celda de línea (1L), la cual conecta a un aerogenerador anterior de la línea con el aerogenerador en cuestión. Por lo tanto, suele ser muy útil y necesaria su aplicación ya que permite la instalación de más de un aerogenerador por línea de manera segura.

5.1.2.3 Posición intermedia entre más de dos aerogeneradores de una línea de generación: $0L+2L+1W$

Este tipo de cabina sigue estando compuesta por una celda de protección y otra de salida, al igual que las dos anteriores, pero se diferencia en que tiene dos celdas de línea (2L). Dada la configuración del parque eólico, no se va a emplear este tipo de conexión.

Conociendo lo anterior, queda por establecer el tipo de celda de protección a emplear. Siguiendo las pautas del fabricante, dado que el transformador del aerogenerador es de 7000 kVA, y se está trabajando con una tensión asignada de 36 kV, el interruptor a emplear será uno automático. Esto último encaja con lo esperado, ya que el aerogenerador tiene una potencia nominal de 6 MW, superior a los 2 MW límite de los interruptores fusibles.

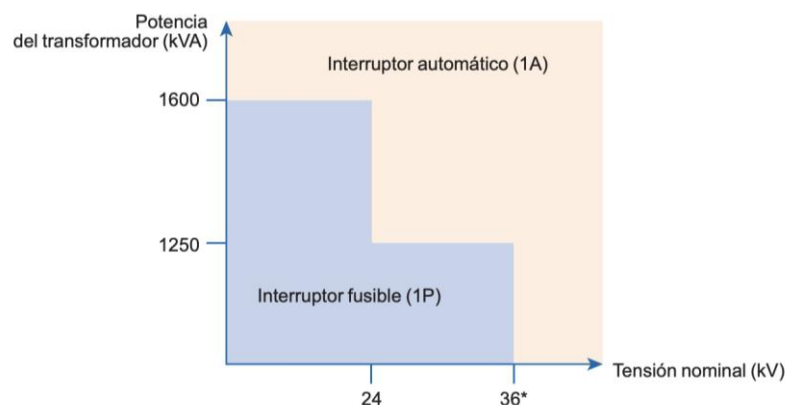


Figura 94 - Esquema orientativo de la selección de protección para transformadores [MESA21]

Sabiendo lo anterior y el esquema de conexión a emplear, y dado que el tipo de cabina depende de la posición en la que se encuentra el aerogenerador en la línea, se ha determinado en el “Anexo I – Diseño y cálculos instalación eléctrica” la configuración del parque eólico. Este como se ha mencionado estará formado por dos líneas de generación con cuatro aerogeneradores cada una, tomando como condición de diseño que todos los aerogeneradores tengan el mismo modelo de cabina de MT.

La conexión de las celdas de MT de los aerogeneradores del parque es la siguiente.

Tabla 14 – Tipo de conexión a la red de Media Tensión de cada aerogenerador

	Aerogenerador	Tipo de conexión en cabina de MT
Línea 1	G1	0L+1W
	G2	0L+1L+1W
	G3	0L+1L+1W
	G4	0L+1L+1W
Línea 2	G5	0L+1L+1W
	G6	0L+1L+1W
	G7	0L+1L+1W
	G8	0L+1W

La configuración radial que se ha decidido emplear en el parque eólico tiene además una serie de ventajas, entre las que se encuentran su menor coste asociado y su facilidad de puesta en marcha. Una desventaja es que en caso de avería se tiene un mayor riesgo de discontinuidad del servicio.

Las celdas de Media Tensión serán además de tipo GIS (Gas Insulated Switchgear) SF6 encapsulado, brindándole gracias a este aislamiento una mayor protección a la cabina.

En la siguiente tabla se incluyen las características principales de la celda de Media Tensión.

Tabla 15 - Características técnicas de las cabinas de Media Tensión de los aerogeneradores

Parámetros técnicos – Celdas de Media Tensión aerogeneradores	
Tensión asignada	36 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad nominal	630 A
Intensidad de cortocircuito, valor eficaz	20 kA/s
Intensidad de cortocircuito, valor cresta	50 kA
Protección transformador	Interruptor automático
Seccionamiento	Seccionador
Aislamiento	SF6
Tipo de celda	GIS

La ficha técnica completa de la celda de MT DVCAS 36 kV se encuentra en el “Anexo II: Elementos”.

Por último, la cabina cumple con lo especificado por la Norma UNE-EN 60298/A11:2000, en lo referente a la “aparamenta bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.

5.1.3 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Dado que la subestación eléctrica va a ser una subestación convencional, del tipo AIS (Air Switch Gear), va a contar con una caseta para colocar en el interior de esta las celdas de MT de la subestación, conocidas como de acometida y formadas por una celda de línea y una celda de protección. Estas celdas de protección pueden ser proporcionadas por la empresa

“Mesa”. Así, se van a emplear celdas de MT bajo envolvente, las cuales son más seguras que las de disposición abierta.

Las celdas de Media Tensión estarán sujetas, además, como punto crítico de diseño, a la máxima corriente del circuito. Ya que las celdas de acometida están alimentadas por los respectivos conductores enterrados por medio de zanja, estas deberán soportar la intensidad máxima de línea de 513,25 A tal y como se calculó en el Anexo I, valor ante el cual también se han diseñado las cabinas de los aerogeneradores. Así, se situarán dos cabinas de MT, una para cada línea de generación.

Por lo tanto, en base a lo anterior, y dado que la tensión de red es la misma, se emplearán celdas de MT con las mismas características técnicas que aquellas de los aerogeneradores. Igualmente, las cabinas de Media Tensión de la subestación dispondrán de un interruptor automático y seccionador en MT, los cuales protegerán al transformador de potencia de la subestación.

5.1.4 PUESTA A TIERRA DE MEDIA TENSIÓN

La puesta a tierra de la red de MT se basará en un cable desnudo de cobre con una sección de 50 mm², capaz de soportar la corriente de cortocircuito de la red de MT calculada en el Anexo I y acorde a lo especificado en el manual del aerogenerador V162-6MW.

Así, los cables de puesta a tierra discurrirán en la zanja, uniendo cada aerogenerador de la línea hasta tener la línea de puesta a tierra de MT completa, la cual se unirá a la puesta a tierra de la subestación, formando así un circuito equipotencial en el terreno del parque.

5.1.5 APARAMENTA Y PROTECCIONES DE MEDIA TENSIÓN

La red de MT estará dotada de una serie de protecciones y aparamenta específica.

Protecciones

Para la correcta protección de las líneas de generación, aparte del interruptor y seccionador de las cabinas de acometida, se tendrán unas protecciones eléctricas que protegerán proteger

la integridad del conjunto de la Red del parque eólico. Así, se dará uso a transformadores de medida de intensidad y tensión que convertirán las magnitudes eléctricas en valores leíbles por los aparatos de protección. Además, la barra de MT también estará dotada de Servicios Auxiliares.

El lado de Media Tensión de la subestación eléctrica, en la zona previa al transformador de potencia y posterior al interruptor principal de la barra de MT, también irá dotado de las siguientes protecciones, las cuales protegerán tanto a la línea de MT como al transformador de potencia y por extensión al resto de la subestación eléctrica.

- 50/51: Protección de sobreintensidad y cortocircuito de fases
- 50N/51N: Protección de sobreintensidad y cortocircuito de neutro
- 79: Reenganchador
- 87T: Relé diferencial

5.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE ALTA TENSIÓN

La subestación eléctrica de alta tensión se encarga de elevar la tensión proveniente de la red de MT de una forma controlada y segura para habilitar la conexión de la potencia generada por los aerogeneradores a la red de AT.

5.2.1 APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN

Por lo tanto, la subestación eléctrica está compuesta por una serie de elementos que se detallan a continuación.

5.2.1.1 Transformador de potencia

El transformador de potencia de la subestación eléctrica es la pieza de aparamenta más importante de esta, ya que es el que permite conectarse a la red de Alta Tensión. Además, su diseño debe adecuarse a las condiciones de la Red y del conjunto del parque eólico, siendo no solo eficaz en su transmisión de potencia, sino también seguro. A continuación, se detallan las principales claves de diseño del transformador de potencia de la subestación.

Tabla 16 - Características técnicas del transformador de potencia

Transformador de potencia	
Relación de transformación	220/30 kV
Potencia nominal	65 MVA
Grupo de conexión	YNd11
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito transformador	15 (%)
Refrigeración	ONAN/ONAF
Intensidad de cortocircuito	40 kA

5.2.1.2 Interruptor y seccionador

Los interruptores y seccionadores se engloban dentro de la denominada apartamenta de maniobra y se encargan de dejar fuera de servicio partes de una línea de la subestación de forma segura. Aún así, es importante diferenciar entre ambos.

Los interruptores, al contrario de los seccionadores, pueden maniobrar en carga, lo cual supone una serie de ventajas a la hora de operar en la subestación. A esto hay que sumarle la necesidad de los interruptores de incluir algún método para la extinción del arco de ruptura, lo cual no es necesario en los seccionadores. Por último, además de las claras diferencias constructivas, los seccionadores cumplen la principal tarea de aislar y permitir saber visualmente si una línea está fuera de servicio, o no.

5.2.1.2.1 Interruptores

Como se menciona anteriormente, los interruptores son capaces de maniobrar en carga, y sirven tanto para condiciones de intensidad nominal como de cortocircuito y sobreintensidad. Es por ello que resulta de gran utilidad para el conjunto del parque eólico emplear unos interruptores adecuados.

Dado que la red de AT es de 220 kV, y como se determinó en el Anexo I la corriente de cortocircuito de AT es de aproximadamente 15 kA, se debe emplear un interruptor de operación monopolar tanque vivo SF₆ con cámara de ruptura y accionamiento.

Usando como referencia un interruptor “Siemens”, el esquema y las características técnicas del modelo del interruptor a emplear es el siguiente (en el Anexo II se incluyen las características técnicas completas).

Tabla 17 - Características técnicas del interruptor de potencia

Parámetros – Interruptor de potencia	
Modelo	Siemens 3AP F1
Tensión nominal	245 kV
Frecuencia	50 Hz
Cámaras de extinción de polos	1
Medio de extinción	SF ₆
Tiempo de ruptura	3 ciclos
Intensidad nominal máxima	4000 A
Intensidad nominal	630 A

Intensidad de cortocircuito máxima	40 kA
Accionamiento	Acumulador de resorte

Los parámetros cumplen con las condiciones de diseño, por lo que es apto para la instalación en la subestación.

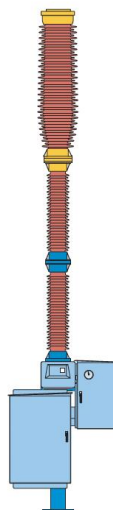


Figura 95 - Interruptor 3AP F1 [SIEM21]

5.2.1.2.2 Seccionadores

Los seccionadores principalmente cumplen el rol de la protección de la instalación y de las personas en ellas, maniobrando siempre en vacío. Hay diversos tipos de seccionadores: cuchillas giratorias, cuchillas deslizantes, columnas giratorias y pantógrafos. Para la subestación eléctrica en cuestión se emplearán los seccionadores del tipo de columnas giratorias y en específico del seccionador tres columnas con central giratorio (SG3C).



Figura 96 - Seccionador SG3C [MESA21]

Como referencia se usará un seccionador del fabricante “Mesa”, de doble apertura lateral con pinzas de contacto, una cuchilla y una cuchilla de puesta a tierra y una columna giratoria y otra fija. La cuchilla principal está pintada en rojo para facilitar su visualización en la subestación.

Este tipo de seccionadores se emplea, según el fabricante, para instalaciones con tensiones de hasta 245 kV, por lo que, al ser la tensión de AT de 220 kV, no hay ningún inconveniente a este respecto.

No se va a requerir del uso de pantógrafos dada que no va a ser necesario unir barras puestas a diferentes alturas.

5.2.1.3 Transformador de tensión e intensidad

El propósito tanto de los transformadores de tensión como de los transformadores de intensidad puestos en la subestación eléctrica es el de proteger a los aparatos de medida, estableciendo para ello valores proporcionales a la red.

5.2.1.3.1 Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión son unos aparatos de medida con una relación proporcional de tensión en base a la relación entre sus espiras y generan de manera ideal un desfase nulo. Se emplean típicamente transformadores de tensión entre fase y tierra o entre fase y fase,

dependiendo de lo que se quiera medir. Además de estos, hay otro tipo de transformador de tensión denominado transformador de tensión capacitivo, el cual se conecta a la línea eléctrica de Alta Tensión de la Red a través de equipos de ondas portadores de alta frecuencia.

De acuerdo a la condición de la Red y a la Norma UNE-EN 61869 en lo referente a los transformadores de medida, se emplea un transformador de tensión inductivo con las siguientes características técnicas (se ha usado como referencia el modelo UTF-245 del fabricante “Arteche”, cuya ficha técnica se encuentra en el Anexo II).

Tabla 18 - Características técnicas del transformador de tensión inductivo

Parámetros – Transformador de tensión inductivo	
Modelo	Arteche UTF-245
Tensión nominal de red	220000 V
Tensión primaria, fase-tierra	$220000/\sqrt{3}$ V
Tensión secundaria, fase tierra	$110/\sqrt{3}$ V
Tensión máxima de servicio	245000 V
Potencia térmica	3500 VA
Clase de precisión	0,1

El transformador de tensión inductivo constará en su interior de las siguientes partes:

- 1) Cubierta superior
- 2) Sistema compensador del volumen de aceite
- 3) Indicador del nivel de aceite
- 4) Aislador
- 5) Borna condensadora
- 6) Arrollamientos primarios de hilo de cobre
- 7) Arrollamientos secundarios de hilo de cobre
- 8) Núcleo de chapa magnética
- 9) Aceite aislante
- 10) Caja de terminales secundarios
- 11) Terminal de puesta a tierra

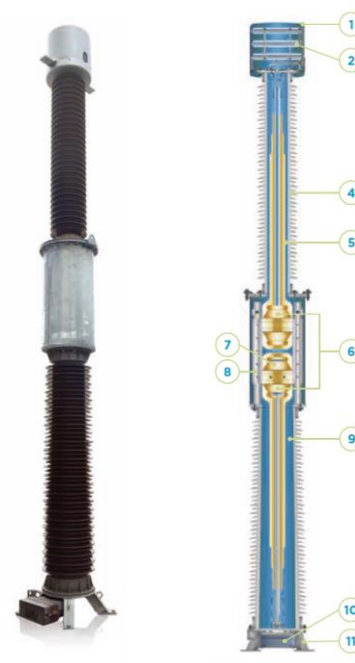


Figura 97 - Imagen y esquema interno del transformador de tensión inductivo UTF-245 [ARTE21]

El exterior del transformador de tensión estará realizado en base a un envoltente cerámico que lo protegerá del entorno.

Para el modelo de los transformadores de tensión capacitivos se va a emplear nuevamente un modelo de la empresa “Arteche”, que estará sujeto a la Norma UNE-EN 61869-5, referente a los requisitos de los transformadores de tensión capacitivos.

Así, las características técnicas del modelo del transformador (la ficha técnica completa se encuentra en el Anexo II) de tensión capacitiva empleado en la subestación es la siguiente.

Tabla 19 - Características técnicas del transformador de tensión capacitivo

Parámetros – Transformador de tensión capacitivo	
Modelo	Arteche DFK-245

Tensión máxima de servicio	245 kV
Capacidad estándar	5800 pF
Precisión	0,15

El transformador de tensión capacitivo constará en su interior de las siguientes partes:

- 1) Terminal primario
- 2) Sistema compensador de volumen de aceite
- 3) Aislador
- 4) Condensadores
- 5) Toma de tensión intermedia
- 6) Transformador de tensión inductivo
- 7) Caja de terminales secundario

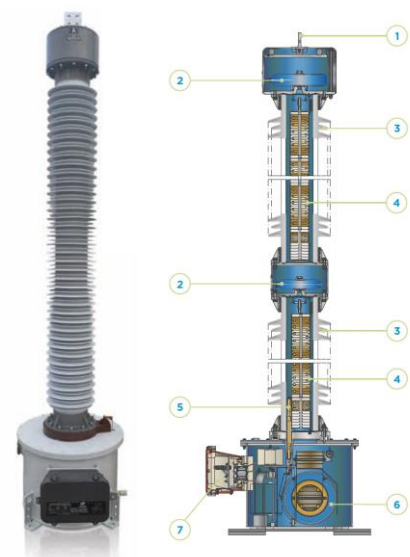


Figura 98 - Imagen y esquema interno del transformador de tensión capacitivo DFK-245 [ARTE21]

Una diferencia del transformador capacitivo con respecto al transformador inductivo es que su respuesta es más lenta.

Además, como se mencionó anteriormente, junto a los transformadores capacitivos se incluirán equipos de ondas portadores de alta frecuencia, típicamente en la forma de bobinas de bloqueo encargadas de dirigir las señales de comunicación.

Con esta información y analizando catálogo de bobinas de bloqueo de Artech, se emplea una acorde a las condiciones de la Red, teniendo en cuenta las corrientes de cortocircuito de AT calculada en el Anexo I que resultó ser de aproximadamente 15 kA. Por ello se elige una

bobina de bloqueo con las siguientes características técnicas, la cual cumple con lo estipulado en la Norma IEC-60353.

Tabla 20 - Características técnicas de la bobina de bloqueo

Parámetros – Bobina de bloqueo	
Tensión máxima	800 kV
Intensidad Nominal	630 A
Intensidad cortocircuito. Serie I	16 (kA/s)
Intensidad cortocircuito. Serie II	20 (kA/s)

La bobina de bloqueo constará de las siguientes partes:

- 1) Bobina principal
- 2) Terminal
- 3) Anillo anticorona
- 4) Capote anticorona
- 5) Rejilla antipájaros
- 6) Sintonizador
- 7) Pararrayos
- 8) Cruceta

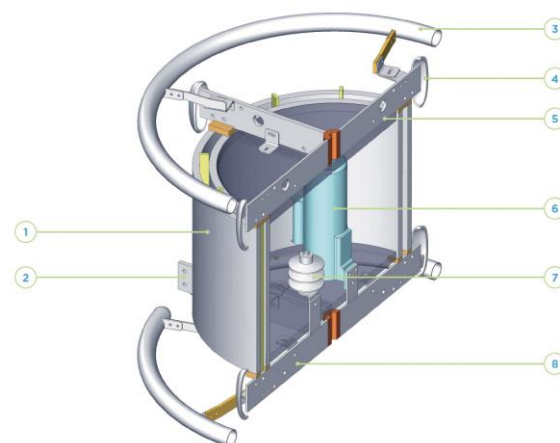


Figura 99 - Bobina de bloqueo [ARTE21]

5.2.1.3.2 Transformador de intensidad

Los transformadores de intensidad empleados en la subestación son unos aparatos de medida que convierten de manera proporcional y sin desfase la corriente del primario al secundario para que sus valores puedan ser leídos de manera apropiada y segura.

Recurriendo nuevamente al catálogo de la empresa “Arteche”, se selecciona un transformador de intensidad que cumple los criterios de diseño establecido. Así, las características del transformador empleado se detallan a continuación (la ficha técnica se encuentra en el Anexo II).

Tabla 21 - Características del transformador de intensidad

Parámetros – Transformador de intensidad	
Modelo	Arteche CA-245
Tensión máxima	245 kV
Línea de fuga estándar	6125 mm
Corrientes primarias	1-5000 A
Corriente de cortocircuito máxima	120 kA/s
Clase de precisión	0,1

El transformador de intensidad constará en su interior de las siguientes partes:

- 1) Cubierta superior
- 2) Sistema compensador del volumen de aceite
- 3) Núcleos y arrollamientos secundarios
- 4) Terminal primario
- 5) Conductor primario
- 6) Cabeza
- 7) Borna condensadora
- 8) Aislador
- 9) Aceite aislante
- 10) Conexión de tierra forzada
- 11) Agujeros de elevación
- 12) Base
- 13) Toma de medida de la tangente delta
- 14) Terminales secundarios
- 15) Terminal de puesta a tierra
- 16) Válvula de toma de muestras de aceite

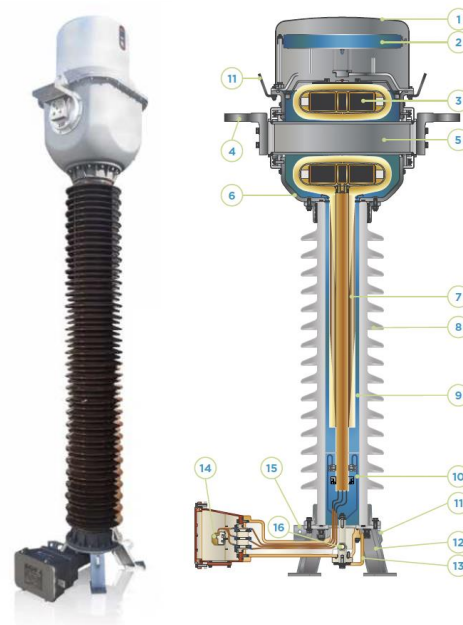


Figura 100 - Imagen y esquema interno del transformador de intensidad CA-245 [ARTE21]

5.2.1.4 Autoválvulas (pararrayos)

Las autoválvulas son una parte esencial de las subestaciones. Estas se encargan de limitar las sobretensiones dadas en la subestación, debido por ejemplo a las sobretensiones temporales o a las de maniobra, pero están especialmente condicionadas por los valores de pico de las sobretensiones atmosféricas. Así, limitan estas sobretensiones peligrosas que en caso de producirse por razones atmosféricas, como puede ser un rayo, genera una corriente de pico aproximada de 10 kA y al entrar en contacto con la resistencia de la instalación puede generar una sobretensión considerable. Por lo tanto, las autoválvulas reducen dicha sobretensión, manteniendo una tensión residual después del pico de tensión que se acaba extinguiendo en el tiempo. En general, se diseñan las autoválvulas para que limiten las sobretensiones a una tensión inferior a la de aislamiento de los equipos de la instalación.

Para el diseño de esta apartamentación de la subestación, se van a usar las autoválvulas procedentes de la marca “ABB”, de la serie PEXLIM Q. Este tipo de autoválvulas ofrecen gran robustez y seguridad, además de un montaje flexible y una instalación apta para espacios reducidos favoreciendo para una mejor configuración de la subestación. Además, esta última característica es importante ya que la proximidad de la autoválvula influye en su grado de protección, siendo mayor cuanto más cerca están los elementos de ella.

Tabla 22 - Características técnicas autoválvula

Parámetros – Autoválvulas	
Modelo	ABB - PEXLIM Q
Clasificación de aerogeneradores	10 kA, IEC Clase 3
Tensión de red máxima	245 kV
Tensión nominal	220 kV
Capacidad de sobretensiones temporales 1s	207 kVrms
Corriente de descarga nominal	10 In
Ubicación del descargador	Fase a tierra
Tipo de descargador	Óxido de cinc

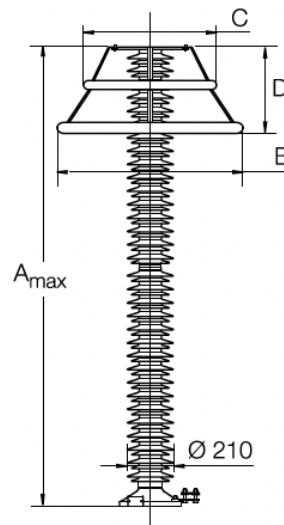


Figura 101 - Autoválvula Pexlim Q [ABB L21]

5.2.2 PROTECCIONES DE ALTA TENSIÓN

Para poder posicionar y emplear las protecciones correctas en la subestación eléctrica, se deben distinguir los tramos de esta ya que dependiendo de la posición se deberá emplear un tipo de protección u otro. Teniendo esto en mente, se desglosan a continuación las protecciones propias de la Red en el lado de AT de la subestación y de la propia línea eléctrica.

Las protecciones eléctricas que se usan en el lado de AT de la subestación, tal y como es exigido por la compañía eléctrica dueña de la red es (usando el código ANSI):

- 50/51: Relé sobrecarga y cortocircuito de fase
- 50N/51N: Relé sobrecarga y cortocircuito de fase de neutro
- 79: Reenganchador
- 81M/81m: Relé de máxima y mínima frecuencia
- 27/59: Relé de máxima y mínima tensión

A estas protecciones también hay que sumarles aquellas necesarias para la línea eléctrica aérea, siendo estos:

- 21: Relé de distancia
- 87L: Relé diferencial de línea
- 67N: Protección diferencial de neutro

La coordinación y temporización de cada protección es muy importante, no obstante, no va a ser objeto de estudio de este proyecto. Además, se tomará como condición de diseño que para tanto el transformador de medida de intensidad como de tensión se empleará el mismo tipo de transformador, descrito anteriormente, con la misma clase. En el Anexo IV se detalla el esquema detallado unifilar de la subestación eléctrica, indicando la conexión de la aparamenta y las protecciones. Dado que en la subestación eléctrica también se tendrá un contador de energía comprobante, este figurará en el esquema unifilar y se apoyará de los aparatos de medida presentes en la subestación. La vista de alzado de la subestación también se encuentra en el Anexo IV.

5.2.3 PUESTA A TIERRA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La puesta a tierra de la subestación eléctrica es de vital importancia ya que otorga una mayor seguridad y protección a la subestación eléctrica, tanto para la aparamenta de la subestación como para las personas que se encuentran en ella. Los cálculos y el diseño completo de la puesta a tierra (PAT) se encuentran en el Anexo I.

A raíz de los resultados, se va a usar en la subestación una red mallada de 16000 m en total con 4 picas por malla de 2 m de longitud. Bajo esta configuración, tanto la tensión de contacto como la tensión de contacto aplicada de la subestación son inferiores a la tensión de contacto máxima, por lo que se comprueba el correcto dimensionamiento de la PAT.

5.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA TENSIÓN

El diseño del sistema eléctrico de baja tensión no forma parte de este proyecto, no obstante, tanto la batería de condensadores conectadas a ella como el lado de baja tensión de los aerogeneradores son un componente más del parque eólico. Igualmente, los servicios

auxiliares, que permiten el correcto funcionamiento de los elementos críticos en caso de una perturbación, formarán parte de la subestación eléctrica.

5.4 FIBRA ÓPTICA

El parque eólico estará dotado de una red de fibra óptica los cuales permitirán tener una red de comunicación. Por lo tanto, irán enterrados en la zanja al igual que los cables conductores de MT y la red de puesta a tierra de los aerogeneradores, permitiendo realizar así la comunicación entre los distintos aerogeneradores al ir conectada a cada uno de ellos de manera sucesiva y finalmente al centro de control.

Dado que la extensión total del parque supera los 2 km, se emplearán los cables monomodo, aptos para la transmisión de datos a largas distancias, al contrario que los cables multimodo, los cuales son típicamente empleados en corta distancia. Además, dado que se tienen ocho aerogeneradores en el parque, la fibra óptica era dotado de ocho fibras, el cual es el parámetro principal que define al tipo de fibra y cuyas características se resumen a continuación.

Tabla 23 - Característica técnicas fibra óptica

Parámetros – Fibra óptica	
Tipo	Monomodo
Modelo	9/125 μm
Fibras	8
Protección exterior	Adherente

Por último, se dejará señalizado el tipo de fabricante y número de serie de la fibra óptica y estarán debidamente codificados.

5.5 LÍNEA AÉREA

La salida de la subestación eléctrica va a ser un cable conductor de Alta Tensión aéreo destinado a la subestación eléctrica de Villalbilla de Burgos mediante la línea eléctrica de Transporte de 220 kV que se encuentra dentro de un radio aproximado de entre 10-15 km de la subestación. Aunque el dimensionamiento y elección de la línea aérea no es objeto de estudio de este proyecto, sí se planteará un posible tipo de cable capaz de aguantar las condiciones de trabajo.

Los conductores aéreos de AT se basan en una cuerda de acero central y unos alambres de aluminio que rodean dicho cable central. Para el dimensionamiento del cable se debe tener en cuenta la corriente máxima y la máxima potencia de transporte de la red. Además, en la línea hay una serie de aparatos que facilitan la labor de la línea y la dotan de protección, como pueden ser los aisladores, amarres, descargador de arco eléctrico o salvapajaros. Por lo tanto, teniendo en cuenta la tensión de la red igual a 220 kV y el factor de potencia del aerogenerador de 0,9, resulta que para una línea simplex de una fase por línea, una buena configuración es una línea LA-455 (Cóndor) con potencia de transporte por intensidad máxima admisible de 274,01 MW. Para este último diseño se ha empleado la siguiente tabla.

POTENCIA DE TRANSPORTE POR INTENSIDAD MÁX. ADMISIBLE (MW)						
SIMPLE CIRCUITO						
U (kV)	cos(φ)	SÍMPLEX ^{1 conductor x fase}			DÚPLEX ^{2 conductores x fase}	
		LA-180	LA-280	LA-455	LA-280	LA-455
45	0,8	28,47	35,79	49,82	-	-
	0,9	29,78	40,26	56,05	-	-
	1	33,09	44,74	62,28	-	-
66	0,8	38,83	52,49	73,07	-	-
	0,9	43,68	59,05	82,21	-	-
	1	48,54	65,62	91,34	-	-
132	0,8	77,86	104,99	146,14	-	-
	0,9	87,36	118,11	164,41	-	-
	1	97,07	131,23	182,68	-	-
220	0,8	-	-	243,57	349,96	487,14
	0,9	-	-	274,01	393,70	548,03
	1	-	-	304,46	437,45	608,92

Figura 102 – Potencia de transporte por intensidad máxima admisible [ALON21]

5.6 CENTRO DE CONTROL

El centro de control de una subestación cumple el rol esencial de transmitir la comunicación entre la información recogida por los aparatos de medida y los aparatos de protección hacia el Centro de control eléctrica (Cecoel) de REE mediante el sistema de comunicaciones. La ruta de la comunicación también se puede hacer de forma inversa, desde el Cecoel hasta el centro de control, que operará la subestación para maniobrar según corresponda. Así, en el centro de control de la subestación se encontrará el propio centro de control y también las cabinas de Media Tensión mencionadas anteriormente y la zona de contadores comprobantes de la subestación. Por último, también se encontrarán en el centro de control salas de aseo, reuniones y vestuarios de uso del personal y un almacén de repuestos.

5.7 CALIDAD DE LA ENERGÍA

Para el adecuado diseño de la subestación eléctrica, se tendrán en cuenta posibles elementos de aparamenta a incluir cuyo. El objetivo de esta aparamenta será garantizar la calidad de la energía vertida a la red. Es por ello por lo que, para tener un mayor rendimiento de la energía producida en el parque, se considerará incluir tanto filtros de armónicos como bancos de condensadores y un STATCOM, el cual es un compensador síncrono estático que sirve como herramienta para la regulación dinámica de la energía. Por lo tanto, gracias a este aparellaje se controlará mejor la tensión y reactiva del parque eólico, manteniéndolas a las condiciones de calidad impuestas por la Red y se solventará con el filtrado de armónicos la distorsión causada debida a la carga no lineal propia de los parques eólicos.

Capítulo 6. OBRA CIVIL

La implementación de un parque eólico no consta solamente de la instalación de los elementos eléctricos. También hay que diseñar unos elementos y pautas de obra civil, teniendo en cuenta las indicaciones dadas por el fabricante de los aerogeneradores y las afecciones al medioambiente. Es por ello por lo que se van a diseñar los viales, zanjas y cimentación, acceso y plataformas de montaje de los aerogeneradores del parque eólico. Igualmente, se va a tener en consideración el desarrollo del edificio de centro de control y de la subestación eléctrica.

Para la correcta realización de la obra civil, es imprescindible hacer un estudio previo del terreno, el cual incluye un estudio topográfico del lugar en el que van a ir instalados los elementos. Para que el estudio sea completo, hay que incorporar además un estudio geotécnico del emplazamiento, tal que facilite: tipo de terreno, espesor capa vegetal, nivel freático, capacidad portante del terreno, agresivos de hormigón y análisis químico del terreno.

6.1 VIALES

Los caminos de acceso a los aerogeneradores, también denominados viales, deben ser contruidos de manera que se minimicen los cambios al medio. Para ello, se aprovecharán los caminos ya existentes dentro del parque eólico, modificándolos para que se adhieran a las especificaciones marcadas por el fabricante. Otra característica del diseño de los viales es que, además, se deben acomodar a los requerimientos de grúas y camiones en lo que respecta a la anchura del vial, radio de curvatura y pendientes máximas admisibles.

Los viales deberán conducir el acceso a los ocho aerogeneradores, con espacio suficiente para poder realizar las obras civiles correspondientes en las inmediaciones de los aerogeneradores. Así, para lograr el acceso al parque eólico, se parte desde la autopista A-231, entrando posteriormente a la carretera nacional N-120 hasta arribar a la carretera BU-

V-4048 en la cual a la altura de Yudego se puede acceder por medio de dos caminos distintos al parque eólico y sus viales. En total, para lograr el acceso a los aerogeneradores y a la torre meteorológica, se han calculado 7125 m de viales a reparar y 5013 m de viales nuevos.

La coordenada de la torre de medición, situada a 850 m del aerogenerador más cercano, lo cual es una distancia suficiente, se muestra a continuación.

	$X_{UTM} (m E)$	$Y_{UTM} (m N)$
Torre de medición	418604,72	4688878,24

Para el diseño de los viales, plasmados en el Anexo IV, se ha intentado aprovechar al máximo los caminos ya existentes en el terreno. Una de las ventajas del emplazamiento es el de ser un páramo ancho, libre y despejado, con mínimas variaciones de cotas, evitando así una constante curvatura de los viales para lograr el acceso a los aerogeneradores, como puede ocurrir si se está en un monte. Además, para su diseño se ha tenido en consideración que no se supere en ningún momento el criterio de pendiente máxima del 10%. El vial más crítico en términos de pendiente del terreno se encuentra entre los aerogeneradores G8 y G7, ya que tienen una cota de 956 m y 930 m respectivamente, según los resultados de la simulación. Por lo tanto, se calculan una serie de tramos de desnivel del vial en cuestión hasta calcular aquella entre los dos aerogeneradores y comprobar así que no se supera en ningún momento el valor crítico.

$$Desnivel_1 (\%) = \frac{Punto_1 - Altura_{G7}}{Distancia_1} * 100 = \frac{935 - 930}{86} * 100 = 5,81 \%$$

$$Desnivel_2 (\%) = \frac{Punto_2 - Altura_{G7}}{Distancia_2} * 100 = \frac{946 - 930}{216} * 100 = 7,41 \%$$

$$Desnivel_3 (\%) = \frac{Punto_3 - Altura_{G7}}{Distancia_3} * 100 = \frac{955 - 930}{321} * 100 = 7,79 \%$$

$$Desnivel_{G7G8} (\%) = \frac{Cota_{G8} - Cota_{G7}}{Distancia_{G7G8}} * 100 = \frac{956 - 930}{495,8} * 100 = 5,24 \%$$

Por lo tanto, no se supera nunca el desnivel teniendo aproximadamente en el vial una pendiente máxima relativa al punto G7 del 7,8%.

La siguiente tabla enumera las especificaciones que se van a asumir para el parque eólico según las recomendaciones típicas de instalación y teniendo en cuenta la naturaleza del parque eólico.

Tabla 24 - Especificaciones del vial

Especificaciones - Vial	
Anchura del vial	Anchura del vial
Radio de curvatura	Radio de curvatura
Pendiente máxima admisible	Pendiente máxima admisible

Los caminos, aparte de tener una anchura de 5 m y un radio de curvatura de 40 m, valores dentro del rango apto para la industria, estarán formados por una capa espesor base de espesor de 0,25 m debidamente compactada al 95% del próctor modificado (PM), y una capa superior de espesor de 0,30 m de zahorra artificial compactada al 98% PM.

En los puntos propensos a la acumulación de agua, además, se instalarán drenajes transversales cercanos al vial para permitir la evacuación de la misma. Igualmente, al lado de los viales habrá drenajes del tipo longitudinal por la parte de desmonte, instalando cunetas laterales para ello.

6.2 ZANJAS

El objetivo de las zanjas construidas es la de servir como medio para la conducción de los cables conductores de MT, de la fibra óptica de comunicación y el cable de puesta a tierra.

Las zanjas se han confeccionado de la manera más rectilínea posible, evitando en la medida de lo posible curvaturas y que crucen innecesariamente por debajo de rutas y caminos.

Las especificaciones de la zanja de tierra están delimitadas por el número de ternas que lleve alojadas y la profundidad a la que se ubican. Como se detalla en el Anexo I, para el dimensionamiento de sección empleado y la configuración final de las líneas de generación, habrá un terno por zanja a 1,2 m de profundidad. Además, se aprovechará la zanja para colocar las fibras ópticas y el cable de puesta a tierra. Los tres tipos de cables que se enterrarán en la zanja irán a diferentes profundidades y estarán separados por planchas de señalización y por capas de arena limpia.

Las zanjas estarán tendidas próximas a los viales del parque eólico para minimizar el impacto al entorno y para facilitar operaciones de instalación y posterior operación y mantenimiento. Por lo tanto, habrá dos zanjas distintas, una para cada línea de generación y en las cuales se instalarán los respectivos cables.

Para el diseño de las zanjas será de aplicación el reglamento ITC-LAT 06 de líneas subterráneas con cables aislados. El procedimiento que seguir para la implementación de las zanjas con los conductores directamente enterrados a tierra es el siguiente.

- 1) Se adecúa el lecho de la zanja para que sea liso y libre de cantos y piedras mediante la excavación de la zanja. La zanja tendrá unas dimensiones de 1,20 m de ancho y 1,35 m de profundidad.
- 2) Se tienden los cables sobre una capa base de arena lavada y limpia de sustancias orgánicas de 0,1 m de espesor.

- 3) Se sitúan los cables por encima de la capa anterior, y por encima de ellos una capa de arena que supere los 0,1 m mínimos requeridos, llegando finalmente hasta los 0,6 m. En esta capa de arena también se tiende el cable de puesta a tierra.
- 4) Por encima de la capa de arena anterior se extiende una capa de arena de idénticas características de 0,25 m en la cual se posicionarán las fibras ópticas. Se coloca una cinta de señalización por encima de esta capa indicando la presencia de cables de potencia al igual que una plancha de protección PVC.
- 5) Luego se coloca una capa de tierra del terreno excedente de la excavación de 0,40 de espesor, cubriendo los 1,25 m de la zanja
- 6) Finalmente a través de medios mecánicos los cuales incluyen el apasionado y compactación, se termina de rellenar la zanja

Dado que ciertos tramos de las zanjas irán enterradas por debajo de caminos o viales, los cables que discurren por estos tramos irán por medio de tubos de corta longitud. El procedimiento es análogo al anterior con la excepción de que se deberán instalar tubos de material sintético apropiados para el diámetro de la sección del conductor y se deberá asegurar que el tubo vaya relleno con aglomerados especiales. Dado que solo va una terna por zanja, no va a haber problemas de espacio para su instalación. Por último, en vez de una capa de arena fina, los cables que transcurren por la zanja en estos tramos irán protegidos por una capa de hormigón. Dado que las dimensiones de la zanja no varían y la profundidad de tierras procedentes del terreno no varía (0,40 m), el hormigón será de una longitud de profundidad de 0,85 m; de manera que la profundidad total de la zanja es de 1,20 m. La cinta de señalización pertinente se situará a 0,30 m de la superficie del terreno.

El perfil completo de las zanjas para cables directamente enterrados y bajo tubo se encuentra en el Anexo IV.

Por último, se especifica el acceso a los aerogeneradores desde las zanjas. Para ello, se emplearán “tubos de plástico embebidos en el hormigón del pedestal de la cimentación... desde una arqueta donde llega la zanja de MT al fuste de la virola de cimentación”.

6.3 INMEDIACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

La obra civil que rodea a los aerogeneradores se encarga de su cimentación y de las plataformas de montaje, dado que ya se ha establecido el acceso a los mismos en el apartado “7.1 Viales”.

Así, dado que bajo las condiciones de diseño hay espacio suficiente para la realización de la obra, se van a asumir condiciones generales de diseño, dado que solo se pueden definir en detalle las dimensiones y características de la cimentación de los aerogeneradores tras hacer un estudio exhausto previo que no se engloba dentro de este estudio.

Dentro de la industria, el tipo de cimentación más usado es el formado por un pedestal circular o de planta cuadrada. Sobre este se levanta la virola de anclaje “embebida en un cilindro de hormigón”.

El esquema, orientativo, de la cimentación de los aerogeneradores es el siguiente.

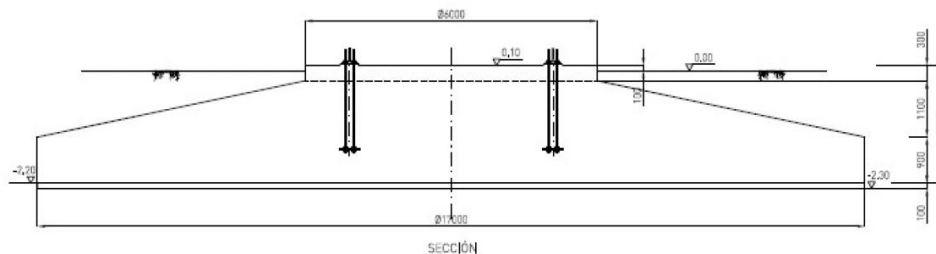


Figura 103 - Representación cimentación del aerogenerador [ALON21]

Respecto a las plataformas de montaje, estas se construirán adyacentes a la cimentación y tendrán una explanación compacta de 0,20 m de espesor de zahorra artificial. Además, tendrá una pequeña pendiente en torno al 2% que permitirá el drenaje del agua.

6.4 EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN

El edificio de control estará formado por una sola planta de dimensiones aproximadas de 3 m de altura con dimensiones de 20x15 m². Como se mencionó anteriormente, dentro de el

edificio de control estará el propio centro de control y también las cabinas de Media Tensión, los contadores de energía, almacén de repuestos y las salas de reuniones, vestuarios y aseos. Dado su gran uso por parte del personal del parque eólico, se diseña para que haya espacio suficiente en el interior y en el exterior el diseño será el propio de la arquitectura de la zona en la que se encuentra, camuflándose así con el entorno y suponiendo el menor impacto visual posible. Por lo tanto, se deberá implementar una fachada, tejado y carpintería propia de la localidad en la que se encuentra en el emplazamiento. Dado que el parque se sitúa en Burgos, se prestará especial atención a la capacidad de aislamiento térmico del edificio de control y a la impermeabilidad de las tejas.

Por último, adyacente al edificio de control irá la subestación eléctrica de MT/AT AIS (Air Insulated System) a la intemperie, la cual constará de dados de hormigón sobre la que se posicionarán los equipos eléctricos y se tendrán los pertinentes canales de cables y arquetas.

Capítulo 7. IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL

Un aspecto muy importante que se tiene siempre en mente durante el diseño e implementación de un parque eólico es el impacto social y medioambiental que genera.

7.1 *IMPACTO SOCIAL*

Hoy en día hay la demanda social por la utilización de energías renovables es muy importante, ya que se entiende que son las que van a permitir la descarbonización del mix energético español y generar un mundo más verde, limpio y sostenible. La búsqueda por la reducción de las emisiones de gases contaminante es una iniciativa global plasmada geopolíticamente a través del Acuerdo de París, la Agenda 2030 y los “Projects of Common Interest” europeos. Nacionalmente, este interés por reducir los gases de efecto invernadero y lograr una sociedad más sostenible se puede ver a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Por lo tanto, la implementación de este proyecto responde en gran medida al interés social por las renovables. Además, la energía eólica favorece la independencia energética del exterior, ya que se contribuye a la reducción de la dependencia de combustibles fósiles como el gas natural, del cual España no es autosuficiente.

Así, la instalación de un parque eólico lleva consigo un impacto social relevante, no siempre beneficioso, para los pueblos y núcleos urbanos próximos al emplazamiento. Entre los efectos nocivos que puede acarrear la implementación del parque eólico se encuentra el hecho de que está ocupando terreno fértil de cultivo, el cual puede ser una fuente de ingreso o de sustento para los dueños de las parcelas sobre la que se ha situado el aerogenerador y que ha sido consecuentemente afectada. Además, también hay un impacto real sobre la flora y fauna local, aunque como se exploró en el Capítulo 3, dada la naturaleza del emplazamiento, el cual no está sobre espacios protegidos, o de utilidad pública o que se engloben dentro de alguna iniciativa de conservación medioambiental, no se prevé un gran impacto. Aún así, se deberán realizar los estudios pertinentes y sujeto específicamente a la

Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) de la Junta de Castilla y León. Por último, los aerogeneradores contribuyen a la denominada contaminación visual y auditiva del emplazamiento y su entorno debido a su tamaño, teniendo una altura de buje de 119 m, y al sonido que producen sus palas al estar en funcionamiento. Además, la subestación eléctrica de AT también supone una alteración al paisaje natural; tanto física como visual y auditivamente .

Aún así, a nivel social, los parques eólicos también llevan consigo un impacto social positivo incuestionable el cual es importante destacar. Por ejemplo, el parque eólico mejora las rutas de acceso de los pueblos o núcleos urbanos más cercanos, ensanchándolas y dotándolas de mejor calidad. Además, durante su construcción, el parque eólico contribuye directamente a la creación de puestos de trabajos por su obra civil e indirectamente a través del sector de servicio al aumentar el flujo de personas a los pueblos cercanos al emplazamiento. Por último, este tipo de proyectos también implica una mejora de los servicios urbanísticos locales, como puede ser el propio suministro de energía eléctrica o la mejora de las redes de abastecimiento de agua y saneamiento.

7.2 AHORRO ENERGÉTICO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

Una vez el parque eólico esté puesto en marcha, la energía que vierte a la red se puede entender como una forma de ahorro energético y de contaminación evitada, ya que la energía que produce es limpia y sostenible y al ser una nueva fuente de potencia instalada en el mix energético esta hace que la demanda o necesidad por combustibles fósiles que generen la energía producida ahora por el emplazamiento ya no sea necesaria. Es por ello por lo que se va a analizar y calcular tanto el ahorro energético como la disminución de contaminación producida gracias al parque, el cual dispone de ocho aerogeneradores con una potencia total instalada de 48 MW.

Recurriendo a los resultados de la simulación y a la rentabilidad energética, se tiene que el parque eólico produce una energía neta de 181,20 GWh/año, equivalente a unas 3775 horas notas trabajando a potencia nominal y un factor de capacidad del 43,09%.

Con esto último en mente, se procede a calcular el ahorro en materia energética y de huella de contaminación y para ello se recurre a la metodología de REE para las emisiones de CO₂ equivalente asociadas a la generación eléctrica. Esta metodología se basa a su vez en el concepto de gases de efecto invernadero (GEI) adoptado por el Sistema Español de Inventario de Emisiones (SEI) y el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), los cuales engloban al propio CO₂ y al CH₄, N₂O y gases fluorados. Dentro del mix eléctrico español, las principales emisiones provienen del dióxido de carbono y de los óxidos de nitrógeno, por lo que la metodología solo tendrá a estos en consideración. Además, para el cálculo del N₂O se emplea el Global Warming Potential (GWP) del IPCC, el cual establece que 1 g de N₂O tiene un GWP de 265g de CO₂.

Bajo estas consideraciones, se tienen en modo resumen las siguientes tablas que expresan la contaminación en toneladas de CO₂-eq/MWh la contaminación de las principales tecnologías de generación en la España peninsular.

Sistema Peninsular	
Tecnología	Emisiones CO ₂ -eq (tCO ₂ -eq/MWh)
Central Térmica de Carbón	0,95
Central Térmica Ciclo Combinado (Gas Natural)	0,37
Central Térmica Fuel-Gas	0,77
Cogeneración	0,38
Residuos	0,24

Figura 104 - Emisiones de CO₂ equivalente del sistema peninsular español por tecnología [REE_21]

A partir de estos datos y de la energía neta obtenida de la simulación se obtiene el ahorro en concepto de emisiones de CO₂-eq producido por el parque eólico y que es fundamental para entender la aportación hacia la descarbonización del proyecto.

Tabla 25 - Toneladas de CO₂-eq ahorrado

	Emisiones CO ₂ -eq (tCO ₂ -eq/MWh)	CO ₂ -eq ahorrado (tCO ₂ -eq)
Central térmica de carbón	0,95	172.140,950
Central térmica de ciclo combinado (gas natural)	0,37	67.044,370
Central térmica fuel-gas	0,77	139.524,770
Cogeneración	0,38	68.856,380
Residuos	0,24	43.488,240

Así, en la tabla se aprecia de manera desglosada el ahorro energético y de contaminación que supone el parque eólico, llegando a representar un ahorro de hasta 172.000 toneladas de CO₂ equivalente en el caso de las centrales térmicas de carbón.

7.3 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)



Figura 105 - Objetivos de Desarrollo Sostenible [ONU_15]

Dentro del marco de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidas, se marcan diecisiete objetivos “a favor de las personas, el planeta y la prosperidad”.

El proyecto en cuestión cumple varios de los Objetivos marcados en la Agenda, como se plasma a continuación.

- Objetivo 3: Salud y bienestar

Gracias al proyecto se va a mejorar la salud y bienestar del conjunto de la sociedad ya que la energía eólica es una fuente de energía no contaminante e indirectamente ayuda reducir a emisiones como el CO₂, SO₂ o NO_x nocivas para la salud. Es por ello por lo que gracias a la instalación del parque eólico no solo se va a mejorar la calidad del aire, sino que va a aliviar los efectos que dichos gases tienen sobre las personas, ya que pueden derivar en la inflamación de las vías respiratorias, la irritación ocular e inclusive daños al tejido pulmonar.

- Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante

Probablemente la más notoria y evidente, la implementación del parque eólico de Yudego-Hornillos contribuye a la proliferación de instalaciones de generación de energía no contaminante y sostenible, ya que no se necesitan combustibles fósiles para su generación ni una fuente de energía para su activación aparte del viento, el cual está presente libremente en la naturaleza.

Así, se contribuye a alcanzar un mundo más verde y sostenible. Además, dado que sus costes variables son nulos, a diferencia del gas natural o el carbón, se contribuye a alcanzar una más energía más asequible y a dotar del país en cuestión de mayor autonomía energética.

- Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico

Dado que el proyecto requiere de una inversión económica y de una obra civil e instalación de elementos eléctricos, durante el transcurso del proyecto se van a generar puestos de trabajo decentes para tanto especialistas en el sector como para aquellos en el sector de la

construcción cerca del emplazamiento. Además, de manera indirecta se va a potenciar la economía local al dirigir un flujo de capital tanto tangible como intangible a la zona.

- Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura

El Objetivo 9 busca mejorar la calidad de la industria y la infraestructura de los países alrededor del mundo, es por ello por lo que este parque va a ser un paso más para alcanzar este objetivo, ya que no solo se van a instalar aerogeneradores nuevos y punteros, sino que se van a actualizar los servicios urbanísticos y los viales de la zona. Además, el parque eólico tendrá un control de calidad acorde a las características de la energía eólica.

- Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles

El parque eólico cumple este objetivo ya que aporta energía sostenible a la red al ser ajeno a materias primas no encontradas de manera limpia, libre y abundante en la naturaleza. Por lo tanto, la energía vertida y la red va a ser destinada solo al sector industrial, sino también al ámbito doméstico y de servicio, muy presentes en las ciudades y comunidades del país, las cuales se aprovecharán de este proyecto para ser más sostenibles.

- Objetivo 12: Producción y consumos sostenibles

El Objetivo 12 está muy ligado al Objetivo 7 y 9, ya que al contribuir a la generación de energía asequible y no contaminante que a su vez crea ciudades y comunidades más sostenibles, se alcanza en su totalidad una producción y consumo sostenible, como es el caso.

- Objetivo 13: Acción por el clima

Por último, el Objetivo 13 también enlaza con todo lo anterior, ya que la consecución de los distintos Objetivos mencionados anteriormente crea una inercia que en su conjunto forma parte de la acción por el clima, logrando así una sociedad más verde y sostenible.

Capítulo 8. VIABILIDAD ECONÓMICA

8.1 PRESUPUESTO

El cálculo de la viabilidad económica de la obra va a depender de la inversión total que se requiere para su ejecución. A continuación, se muestra el presupuesto estimado de la obra según al presupuesto técnico desarrollado en el Anexo III.

Tabla 26 - Presupuesto total de ejecución del proyecto

Concepto	Importe (€)
Obra civil	1.504.143
Tendido de cables	288.768
Infraestructura eléctrica	4.822.000
Aerogeneradores	38.400.000
Torre de medición	135.000
Seguridad y salud	39.153
PRESUPUESTO	45.189.065
Gastos generales y dirección de obra (13%)	5.874.578
Beneficio industrial (3%)	1.355.672
TOTAL EJECUCIÓN	52.419.315
Gastos de desarrollo	600.000
Gasto de interconexión	1.100.000
TOTAL INVERSIÓN	54.119.315

Así, el presupuesto del proyecto del parque eólico de Hornillos-Yudego por contrata es de:

CINCUENTA Y CUATRO MILLONES CIENTO DIECINUEVE MIL TRES CIENTOS QUINCE EUROS.

8.2 MODELO ECONÓMICO

8.2.1 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO

Para el modelo de la viabilidad económica se tienen en cuenta tanto los parámetros de diseño del aerogenerador, el parque y la energía vertida a la red.

Tabla 27 - Criterios y parámetros de diseño del modelo económico

Criterios generales de diseño - Viabilidad económica	
Modelo aerogenerador	Vestas V162-6.0 MW, 50 Hz
Altura de buje	119 m
Diámetro Pala	162 m
Potencia activa nominal aerogenerador	6 MW
Nº de aerogeneradores	8 MW
Potencia total nominal instalada	48 MW
Energía vertida a la red	181,201 GWh/año
Horas Netas equivalente	3.775 h
Factor de capacidad	43,1 %

Se observa cómo el parque eólico presenta condiciones favorables a su implementación, teniendo un alto factor de capacidad del 43,1%, lo que representa más de 3.500 horas netas equivalentes.

8.2.2 PLANIFICACIÓN DE LA INVERSIÓN

El desarrollo de la obra civil y eléctrica del parque eólico seguirá un calendario tal que se pueda estimar la cantidad de inversión requerida por año.

Así, la cantidad de inversión en un plazo de cinco meses es la siguiente:

Tabla 28 - Planificación de la inversión

Mes	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	TOTAL
Avance del proyecto (%)	15%	15%	25%	20%	25%	100%
Inversión del proyecto anual	8.117.897 €	8.117.897 €	13.529.829 €	10.823.863 €	13.529.829 €	54.119.315 €
Inversión Acumulada	8.117.897 €	16.235.794 €	29.765.623 €	40.589.486 €	54.119.315 €	
Inversión acumulada (%)	15%	30%	55%	75%	100%	

8.2.3 INGRESOS

Para el cálculo de los ingresos del parque eólico se va a considerar tanto el año de puesta en marcha, como la vida útil estimada y la inflación anual. Para la inflación anual se ha empleado el valor estimado del IPC en España para el año 2023 según el banco Bankinter, el cual coincide con el inicio de funcionamiento del proyecto.

Tabla 29 - Parámetros de interés ingresos

Inicio de funcionamiento	2023
Vida útil (años)	25
Inflación	1,50%

Además, para el precio de mercado de la electricidad se van a tener en cuenta dos escenarios basados en precios históricos ofrecidos por OMIE. El primer escenario está basado en el precio medio del pool del año 2021 y el segundo escenario está basado en el precio medio comprendido en el periodo 2009-2020. Se han considerado dos escenarios debido a que en el año 2021 el precio de la luz en España ha experimentado un incremento relevante debido

a un cambio de Normativa y a la evolución de la materia prima, rompiendo con la tendencia de los años anteriores.

Tabla 30 - Escenarios del modelo económico

Escenario	Muestra
Escenario 1	Precio medio 2021
Escenario 2	Precio medio periodo 2009-2020

A continuación, se detallan los precios medios obtenidos a partir de la información proporcionada por OMIE.

- Escenario 1

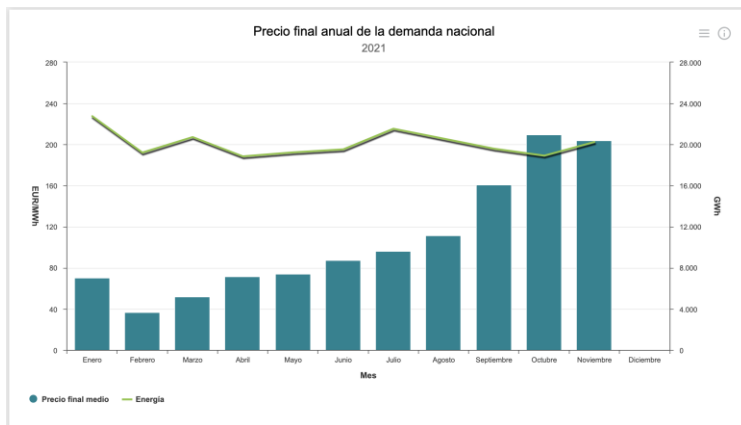


Figura 106 . Precio final anual de la demanda nacional 2021 [OMIE22]

Tabla 31 - Precio medio 2021 [OMIE22]

Mes	Precio medio 2021 (€/MWh)
Enero	70,28
Febrero	36,83
Marzo	51,99
Abril	71,53
Mayo	74,01
Junio	87,21
Julio	96,41
Agosto	111,36
Septiembre	160,77
Octubre	209,48
Noviembre	203,85
Diciembre	-
Media	106,70

- Escenario 2

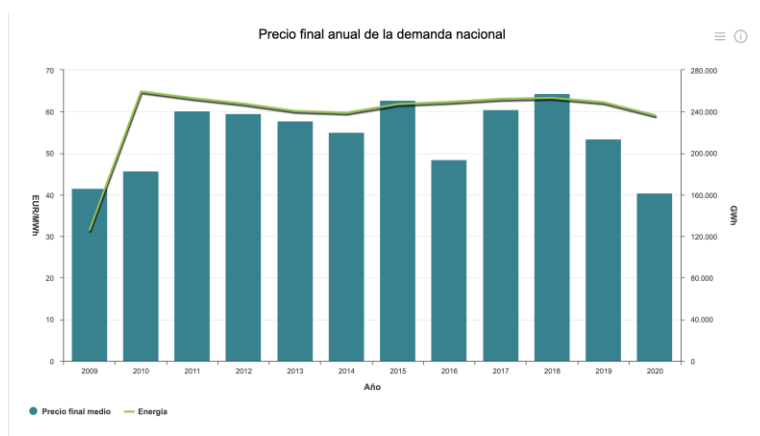


Figura 107 - Precio final anual de la demanda nacional 2009-2020.
[OMIE22]

Tabla 32 - Precio medio histórico 2009-2020
[OMIE22]

	Precio medio histórico 2009-2020 (€/MWh)
2009	41,62
2010	45,83
2011	60,22
2012	59,57
2013	57,80
2014	55,05
2015	62,85
2016	48,43
2017	60,54
2018	64,35
2019	53,41
2020	40,39
Media	54,17

Con lo anterior, se confecciona una tabla con el precio medio e ingresos esperados de cada escenario, teniendo en cuenta la inflación.

Tiempo (años)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Precio medio 2021 (€/MWh)	106,7	108,3	109,9	111,6	113,2	114,9	116,7	118,4	120,2	122,0	123,8	125,7	127,6	129,5	131,4	133,4	135,4	137,4	139,5	141,6	143,7	145,9	148,1	150,3	152,5
Precio medio histórico 2009-2020 (€/MWh)	54,2	55,0	55,8	56,6	57,5	58,4	59,2	60,1	61,0	61,9	62,9	63,8	64,8	65,7	66,7	67,7	68,7	69,8	70,8	71,9	73,0	74,1	75,2	76,3	77,4
Energía vertida a la red (MWh/año)	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4	181.201,4
Ingreso ref. precio medio 2021	19.334.516,4	19.624.534,2	19.918.902,2	20.217.685,7	20.520.951,0	20.828.765,3	21.141.196,7	21.458.314,7	21.780.189,4	22.106.892,3	22.438.495,6	22.775.073,1	23.116.699,2	23.463.449,7	23.815.401,4	24.172.632,4	24.535.221,9	24.903.250,2	25.276.799,0	25.655.951,0	26.040.790,2	26.431.402,1	26.827.873,1	27.230.291,2	27.638.745,6
Ingreso ref. precio media histórico 2009-2020	9.815.980,6	9.963.220,3	10.112.668,6	10.264.358,7	10.418.324,0	10.574.598,9	10.733.217,9	10.894.216,2	11.057.629,4	11.223.493,8	11.391.846,2	11.562.723,9	11.736.164,8	11.912.207,3	12.090.890,4	12.272.253,7	12.456.337,5	12.643.182,6	12.832.830,3	13.025.322,8	13.220.702,6	13.419.013,2	13.620.298,4	13.824.602,8	14.031.971,9

Figura 108 – Precio medio e ingresos esperados de cada escenario

A raíz de los resultados se observa en primer lugar la gran diferencia entre ellos, siendo el valor de los ingresos esperados con el modelo del 2021 el doble que el comprendido por el periodo histórico 2009-2020. Además, también es importante destacar que se ha asumido una producción de energía neta constante basados en los resultados de la simulación, lo cual no tiene por qué ocurrir.

8.2.4 FLUJO DE CAJA

Dado que se contemplan dos escenarios, se va a calcular un flujo de caja para cada uno de ellos según sus respectivos ingresos esperados. Para ambos flujos de caja se van a tener en cuenta además unos costes por operación y mantenimiento que aumentan con el tiempo para el caso de los aerogeneradores y la aparamenta del parque, dado que se asume que el estado de las máquinas cada vez será peor y requerirán una mayor labor de operación y mantenimiento.

Los costes de operación se distribuyen de la manera detallada a continuación, calculadas en función del porcentaje de la inversión.

Tabla 33 - O&M Aerogeneradores

Inversión en aerogeneradores (€)	38.400.000,0
----------------------------------	--------------

Año	Porcentaje de la inversión (%)	Coste (€)
1,2,3	3,00	1.152.000
4,5,6,7	3,50	1.344.000
8,9,10,11,12	4,00	1.536.000
13,14,15,16,17,18	4,50	1.728.000
19, 20,21,22	5,50	2.112.000
23,24,25	7,50	2.880.000

Tabla 34 - O&M Aparamenta

Inversión total instalación eléctrica (€)	4.822.000,0	
---	-------------	--

Año	% de la inversión	Coste (€)
1,2,3	2,00	96.440
4,5,6,7	2,50	120.550
8,9,10,11,12	3,50	168.770
13,14,15,16,17,18	4,00	192.880
19, 20,21,22	4,50	216.990
23,24,25	5,00	241.100

Además, para los costes de operación y mantenimiento de la torre de medición y del terreno se han asumido unos costes anuales fijos basados en el porcentaje de la inversión total realizada para cada caso, los cuales se han fijado en un 4% y 7% respectivamente, correspondiente a un coste de operación y mantenimiento anual para la torre de medición de 5.400 euros y de 105.290 euros para el terreno.

A continuación, se muestran los resultados de los flujos de caja de cada escenario, en los cuales se ha aplicado además la tasa de inflación.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

VIABILIDAD ECONÓMICA

	t=0	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8	t=9	t=10	t=11	t=12	t=13	t=14	t=15	t=16	t=17	t=18	t=19	t=20	t=21	t=22	t=23	t=24	t=25
Ingresos		19.334.516 €	19.624.534 €	19.918.902 €	20.217.686 €	20.520.951 €	20.828.765 €	21.141.197 €	21.458.315 €	21.780.189 €	22.106.892 €	22.438.496 €	22.775.073 €	23.116.699 €	23.463.450 €	23.815.401 €	24.172.632 €	24.535.222 €	24.903.250 €	25.276.799 €	25.655.951 €	26.040.790 €	26.431.402 €	26.827.873 €	27.230.291 €	27.638.746 €
O&M Aerogeneradores	-	1.169.280 €	1.186.819 €	1.204.621 €	1.426.473 €	1.447.870 €	1.469.588 €	1.491.632 €	1.730.291 €	1.756.247 €	1.782.591 €	1.809.330 €	1.836.470 €	2.097.019 €	2.128.474 €	2.160.401 €	2.192.807 €	2.225.699 €	2.259.085 €	2.802.520 €	2.844.558 €	2.887.226 €	2.930.535 €	3.785.718 €	3.842.504 €	3.900.141 €
O&M Torres de Medición	-	5.481 €	5.563 €	5.647 €	5.731 €	5.817 €	5.905 €	5.993 €	6.083 €	6.174 €	6.267 €	6.361 €	6.456 €	6.553 €	6.651 €	6.751 €	6.853 €	6.955 €	7.060 €	7.166 €	7.273 €	7.382 €	7.493 €	7.605 €	7.719 €	7.835 €
O&M Terreno	-	106.869 €	108.472 €	110.100 €	111.751 €	113.427 €	115.129 €	116.856 €	118.608 €	120.388 €	122.193 €	124.026 €	125.887 €	127.775 €	129.692 €	131.637 €	133.612 €	135.616 €	137.650 €	139.715 €	141.810 €	143.938 €	146.097 €	148.288 €	150.512 €	152.770 €
O&M Aparamenta	-	97.887 €	99.355 €	100.845 €	127.947 €	129.867 €	131.815 €	133.792 €	190.118 €	192.970 €	195.864 €	198.802 €	201.784 €	234.070 €	237.581 €	241.145 €	244.762 €	248.433 €	252.160 €	287.935 €	292.254 €	296.638 €	301.087 €	339.560 €	344.653 €	349.823 €
Otros gastos de explotación	-	250.000 €	253.750 €	257.556 €	261.420 €	265.341 €	269.321 €	273.361 €	277.461 €	281.623 €	285.847 €	290.135 €	294.487 €	298.905 €	303.388 €	307.939 €	312.558 €	317.246 €	322.005 €	326.835 €	331.738 €	336.714 €	341.764 €	346.891 €	352.094 €	357.376 €
Personal	-	200.000 €	203.000 €	206.045 €	209.136 €	212.273 €	215.457 €	218.689 €	221.969 €	225.299 €	228.678 €	232.108 €	235.590 €	239.124 €	242.710 €	246.351 €	250.046 €	253.797 €	257.604 €	261.468 €	265.390 €	269.371 €	273.412 €	277.513 €	281.675 €	285.901 €
Seguros	-	600.000 €	609.000 €	618.135 €	627.407 €	636.818 €	646.370 €	656.066 €	665.907 €	675.896 €	686.034 €	696.324 €	706.769 €	717.371 €	728.131 €	739.053 €	750.139 €	761.391 €	772.812 €	784.404 €	796.170 €	808.113 €	820.235 €	832.538 €	845.026 €	857.702 €
EBITDA		16.904.999 €	17.158.574 €	17.415.953 €	17.447.821 €	17.709.538 €	17.975.181 €	18.244.809 €	18.247.875 €	18.521.593 €	18.799.417 €	19.081.409 €	19.367.630 €	19.395.883 €	19.686.822 €	19.982.124 €	20.281.856 €	20.586.084 €	20.894.875 €	20.666.756 €	20.976.757 €	21.291.409 €	21.610.780 €	21.089.760 €	21.406.107 €	21.727.198 €
Amortización	-	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €
BAI		14.740.227 €	14.993.802 €	15.251.180 €	15.283.048 €	15.544.766 €	15.810.409 €	16.080.037 €	16.083.103 €	16.356.821 €	16.634.645 €	16.916.636 €	17.202.857 €	17.231.111 €	17.522.049 €	17.817.351 €	18.117.083 €	18.421.311 €	18.730.102 €	18.501.983 €	18.811.985 €	19.126.636 €	19.446.007 €	18.924.988 €	19.241.334 €	19.562.426 €
Impuesto sobre beneficios	-	4.422.068 €	4.498.141 €	4.575.354 €	4.584.915 €	4.663.430 €	4.743.123 €	4.824.011 €	4.824.931 €	4.907.046 €	4.990.393 €	5.074.991 €	5.160.857 €	5.169.333 €	5.256.615 €	5.345.205 €	5.435.125 €	5.526.393 €	5.619.031 €	5.550.595 €	5.643.595 €	5.737.991 €	5.833.802 €	5.677.496 €	5.772.400 €	5.868.728 €
BDI		10.318.159 €	10.495.661 €	10.675.826 €	10.698.134 €	10.881.336 €	11.067.286 €	11.256.026 €	11.258.172 €	11.449.775 €	11.644.251 €	11.841.645 €	12.042.000 €	12.061.777 €	12.265.434 €	12.472.146 €	12.681.958 €	12.894.918 €	13.111.072 €	12.951.388 €	13.168.389 €	13.388.645 €	13.612.205 €	13.247.491 €	13.468.934 €	13.693.698 €
Ajuste Amortización		2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €
Inversión	-	54.119.315 €																								
Flujo de caja	-	54.119.315 €	12.482.931 €	12.660.434 €	12.840.599 €	12.862.907 €	13.046.109 €	13.232.059 €	13.420.798 €	13.422.944 €	13.614.547 €	13.809.024 €	14.006.418 €	14.206.773 €	14.226.550 €	14.430.207 €	14.636.918 €	14.846.731 €	15.059.690 €	15.275.844 €	15.116.161 €	15.333.162 €	15.553.418 €	15.776.978 €	15.412.264 €	15.633.707 €

Figura 109 - Flujo de caja escenario 1

	t=0	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8	t=9	t=10	t=11	t=12	t=13	t=14	t=15	t=16	t=17	t=18	t=19	t=20	t=21	t=22	t=23	t=24	t=25	
Ingresos		9.815.981 €	9.963.220 €	10.112.669 €	10.264.359 €	10.418.324 €	10.574.599 €	10.733.218 €	10.894.216 €	11.057.629 €	11.223.494 €	11.391.846 €	11.562.724 €	11.736.165 €	11.912.207 €	12.090.890 €	12.272.254 €	12.456.338 €	12.643.183 €	12.832.830 €	13.025.323 €	13.220.703 €	13.419.013 €	13.620.298 €	13.824.603 €	14.031.972 €	
O&M Aerogeneradores	-	1.169.280 €	1.186.819 €	1.204.621 €	1.426.473 €	1.447.870 €	1.469.588 €	1.491.632 €	1.730.293 €	1.756.247 €	1.782.591 €	1.809.330 €	1.836.470 €	2.097.019 €	2.128.474 €	2.160.401 €	2.192.807 €	2.225.699 €	2.259.085 €	2.802.520 €	2.844.558 €	2.887.226 €	2.930.535 €	3.785.718 €	3.842.504 €	3.900.141 €	
O&M Torres de Medición	-	5.481 €	5.563 €	5.647 €	5.731 €	5.817 €	5.905 €	5.993 €	6.083 €	6.174 €	6.267 €	6.361 €	6.456 €	6.553 €	6.651 €	6.751 €	6.853 €	6.955 €	7.060 €	7.166 €	7.273 €	7.382 €	7.493 €	7.605 €	7.719 €	7.835 €	
O&M Terreno	-	106.869 €	108.472 €	110.100 €	111.751 €	113.427 €	115.129 €	116.856 €	118.608 €	120.388 €	122.193 €	124.026 €	125.887 €	127.775 €	129.692 €	131.637 €	133.612 €	135.616 €	137.650 €	139.715 €	141.810 €	143.938 €	146.097 €	148.288 €	150.512 €	152.770 €	
O&M Apararmenta	-	97.887 €	99.355 €	100.845 €	127.947 €	129.867 €	131.815 €	133.792 €	190.118 €	192.970 €	195.864 €	198.802 €	201.784 €	234.070 €	237.581 €	241.145 €	244.762 €	248.433 €	252.160 €	287.935 €	292.254 €	296.638 €	301.087 €	339.560 €	344.653 €	349.823 €	
Otros gastos de explotación	-	250.000 €	253.750 €	257.556 €	261.420 €	265.341 €	269.321 €	273.361 €	277.461 €	281.623 €	285.847 €	290.135 €	294.487 €	298.905 €	303.388 €	307.939 €	312.558 €	317.246 €	322.005 €	326.835 €	331.738 €	336.714 €	341.764 €	346.891 €	352.094 €	357.376 €	
Personal	-	200.000 €	203.000 €	206.045 €	209.136 €	212.273 €	215.457 €	218.689 €	221.969 €	225.299 €	228.678 €	232.108 €	235.590 €	239.114 €	242.710 €	246.351 €	250.046 €	253.791 €	257.604 €	261.468 €	265.390 €	269.371 €	273.412 €	277.513 €	281.675 €	285.901 €	
Seguros	-	600.000 €	609.000 €	618.135 €	627.407 €	636.818 €	646.370 €	656.066 €	665.907 €	675.896 €	686.034 €	696.324 €	706.769 €	717.371 €	728.131 €	739.053 €	750.139 €	761.391 €	772.812 €	784.404 €	796.170 €	808.113 €	820.235 €	832.538 €	845.026 €	857.702 €	
EBITDA		7.386.464 €	7.497.261 €	7.609.719 €	7.494.494 €	7.606.911 €	7.721.015 €	7.836.830 €	7.683.777 €	7.799.033 €	7.916.019 €	8.034.759 €	8.155.281 €	8.015.349 €	8.135.579 €	8.257.613 €	8.381.477 €	8.507.199 €	8.634.807 €	8.222.787 €	8.346.129 €	8.471.321 €	8.598.391 €	7.882.186 €	8.000.418 €	8.120.425 €	
Amortización	-	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	
BAI		5.221.691 €	5.332.488 €	5.444.947 €	5.329.721 €	5.442.139 €	5.556.242 €	5.672.058 €	5.519.004 €	5.634.261 €	5.751.246 €	5.869.987 €	5.990.508 €	5.850.576 €	5.970.807 €	6.092.840 €	6.216.704 €	6.342.427 €	6.470.035 €	6.058.015 €	6.181.357 €	6.306.549 €	6.433.618 €	5.717.413 €	5.835.646 €	5.955.652 €	
Impuesto sobre beneficios	-	1.566.507 €	1.599.746 €	1.633.484 €	1.598.916 €	1.632.642 €	1.666.873 €	1.701.617 €	1.655.701 €	1.690.278 €	1.725.374 €	1.760.996 €	1.797.152 €	1.755.173 €	1.791.242 €	1.827.852 €	1.865.011 €	1.902.728 €	1.941.010 €	1.817.404 €	1.854.407 €	1.891.965 €	1.930.086 €	1.715.224 €	1.750.694 €	1.786.696 €	
BDI	-	3.655.184 €	3.732.742 €	3.811.463 €	3.730.805 €	3.809.497 €	3.889.370 €	3.970.440 €	3.863.303 €	3.943.983 €	4.025.872 €	4.108.991 €	4.193.356 €	4.095.403 €	4.179.565 €	4.264.988 €	4.351.693 €	4.439.699 €	4.529.024 €	4.240.610 €	4.326.950 €	4.414.584 €	4.503.533 €	4.002.189 €	4.084.952 €	4.168.956 €	
Ajuste Amortización		2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	2.164.773 €	
Inversión	-	54.119.315 €																									
Flujo de caja	-	54.119.315 €	5.819.956 €	5.897.514 €	5.976.235 €	5.895.578 €	5.974.270 €	6.054.142 €	6.135.213 €	6.028.075 €	6.108.755 €	6.190.645 €	6.273.763 €	6.358.128 €	6.260.176 €	6.344.337 €	6.429.761 €	6.516.466 €	6.604.471 €	6.693.797 €	6.405.383 €	6.491.722 €	6.579.357 €	6.668.305 €	6.166.962 €	6.249.725 €	6.333.729 €

Figura 110 - Flujo de caja escenario 2

8.2.4.1 Valor actual neto (VAN) nominal

El VAN nominal es un parámetro que sirve para entender la rentabilidad de una inversión realizada (teniendo en cuenta la inflación), dado que permite entender el flujo de cajas y los beneficios en términos del valor presente. Como coste de oportunidad se ha tomado un valor de 0,06, el cual es el doble que el interés legal del dinero en 2021 según la Ley de Presupuestos Generales del Estado.

Tabla 35 – VAN nominal modelo económico

Escenario	VAN (€)
Escenario 1	122.654.594,73
Escenario 2	24.787.379,94

Se observa nuevamente la gran variabilidad existente entre los escenarios 1 y 2. Aún así, ambos resultados dan un VAN positivo, lo cual implica la rentabilidad económica del proyecto eólico.

8.2.4.2 Tasa interna de retorno (TIR) nominal

Tabla 36 – TIR nominal modelo económico

Escenario	TIR (%)
Escenario 1	24
Escenario 2	10

El TIR nominal de la inversión representa los rendimientos futuros esperados de la inversión (teniendo en cuenta la inflación). Para el escenario 1 este parámetro tiene un valor considerable del 24%, mientras que para el escenario 2 el TIR tiene un valor razonable del

10%, por lo que este último se puede considerar más fiable a la hora de analizar la rentabilidad económica.

8.2.4.3 Periodo de recuperación

El periodo de recuperación representa el número de años en el que el flujo de caja acumulado es equivalente a la inversión. En la tabla a continuación se detalla el tiempo de recuperación de cada escenario.

Tabla 37 - Periodo de recuperación modelo económico

<i>Escenario</i>	<i>Periodo de recuperación (años)</i>
Escenario 1	5
Escenario 2	10

8.2.4.4 Gráfica de sensibilidades

A continuación, se muestran unas figuras que indican la sensibilidad de tanto el VAN y el TIR según el precio medio esperado de la energía eléctrica.

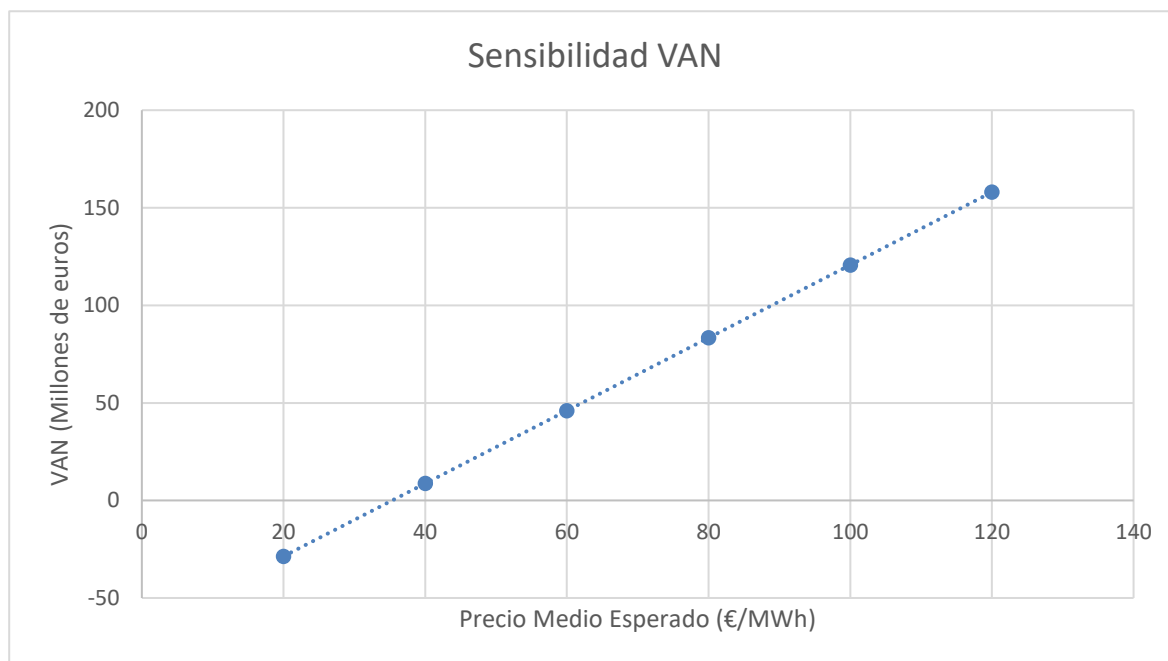


Figura 111 - Sensibilidad VAN modelo económico

Se aprecia cómo para un precio medio esperado superior a unos 35 euros/MWh, el VAN del proyecto va a resultar siempre positivo. Dado que la media anual registrada por OMIE a partir del 2009 es siempre superior a dicho valor, se puede esperar que este proyecto tenga siempre un VAN positivo con la tasa de descuento indicada del 6%.

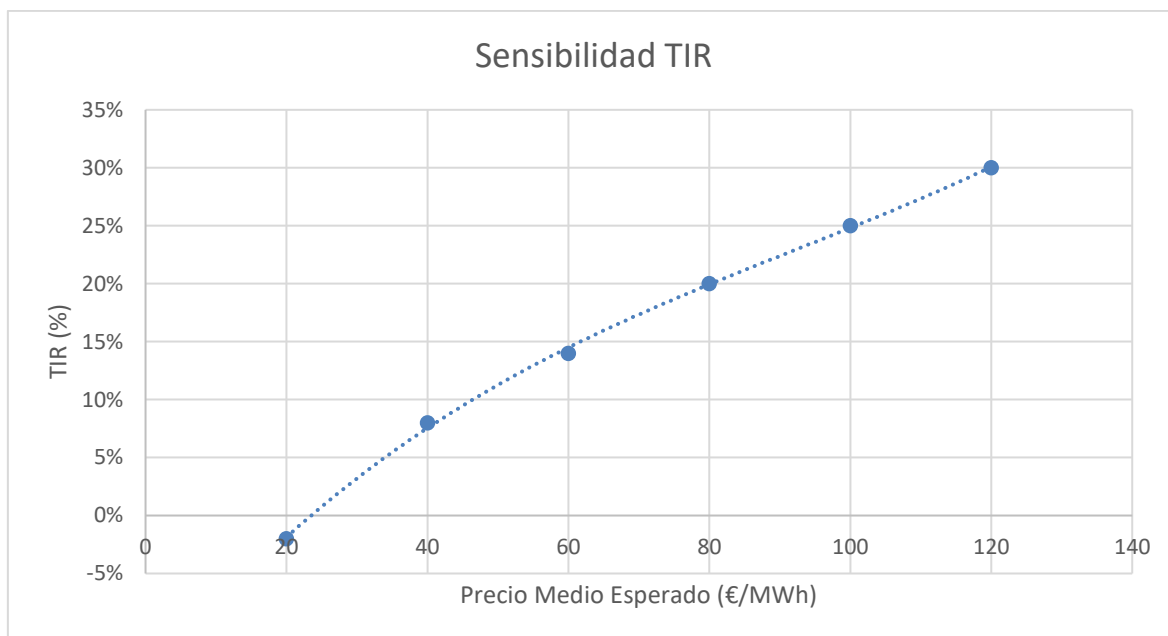


Figura 112 - Sensibilidad TIR modelo económico

Analizando la sensibilidad del TIR se observa que este será siempre superior al 6% a partir de un precio esperado de 35 euros/MWh. Nuevamente, dado que el precio medio anual registrado es siempre superior a dicho valor, se puede esperar una tasa interna de retorno positiva y por tanto rentable.

Así, en base a los valores del TIR, VAN y periodo de retorno obtenidos y a las gráficas de sensibilidad, se tiene una rentabilidad asegurada de la inversión para ambos escenarios.

En conclusión, y a partir de estos números, es razonable considerar que el escenario de mayor probabilidad al largo plazo se corresponde con el escenario de precios históricos del periodo 2009-2020, considerando el caso del escenario 1 como algo coyuntural y que se tiene que corregir en el tiempo ya que se considera difícil mantener esos altos precios y por tanto altas rentabilidades de una manera fiable.

Finalmente, se tendrá como resultado del modelo económico del parque eólico una TIR nominal del 10% y un VAN (6% nominal) de 24.787.379,94 euros, lo cual permite asumir de manera razonable la rentabilidad económica del parque diseñado.

Capítulo 9. CONCLUSIONES

Así, a raíz de los resultados de la serie temporal obtenida con Windographer, de la simulación efectuada con WAsP y del planteamiento técnico y económico del parque eólico, se comprueba que es viable técnicamente y rentable económicamente la instalación del parque eólico de Hornillos-Yudego. Además, gracias a este proyecto se ayudará a la mejora del medioambiente al suponer una nueva fuente de generación sostenible en el mix energético español.

En definitiva, el emplazamiento en cuestión es óptimo para la implementación de un parque eólico terrestre dada la naturaleza del viento, las características del terreno y su elevada capacidad de instalación de potencia nominal con bajo nivel de pérdidas por estela u otros, repercutiendo en una energía vertida a la red notable y con un alto factor de carga, lo cual permitirá su eficiencia al largo plazo.

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

- [ABBL_21] ABB Library, “Descargadores de Sobretensiones de Alto Voltaje .” 2021,
[https://library.e.abb.com/public/3fdaa3dda98ffc4cc1257b130057b6a8/Surge%20Arrester%20Buyers%20Guide%20Ed5%20\(spanish\).pdf](https://library.e.abb.com/public/3fdaa3dda98ffc4cc1257b130057b6a8/Surge%20Arrester%20Buyers%20Guide%20Ed5%20(spanish).pdf)
- [ABTE17] ABTER, “El Desarrollo de Torres Tubulares de Acero - Fabricante de Tubos de Acero Abter, Tubo y Cubierta de Gas Natural,Tubo de Acero Sin Costura,OCTG,.” Fabricante de Tubos de Acero Abter, Tubo y Cubierta de Gas Natural,Tubo de Acero Sin Costura,OCTG, 15 Mar. 2017, <http://www.abtersteel.com/es/news/the-development-of-steel-tubular-towers/>.
- [ACCI14] Acciona, “ACCIONA Windpower Supera Los 1.000 MW Instalados En Aerogeneradores Con Torre de Hormigón.” Expertos En Diseñar Un Planeta Mejor | ACCIONA | Business as Unusual, Nov. 2014, https://www.acciona.cl/actualidad/noticias/acciona-windpower-supera-1000-mw-instalados-aerogeneradores-torre-hormigon/?_adin=11551547647.
- [AEE_21] Asociación Empresarial Eólica (AEE_21), “La Eólica En España - Asociación Empresarial Eólica.”, 2021, <https://aeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>.
- [ALON21] Alonso Alonso, Consuelo. Sesiones y Documentación Curso Sobre Energía Eólico. 2021.

- [ARTE21] Artech, “Serie UT - Transformadores de Alta Tensión Inductivos | Artech.” 2021, <https://www.artech.com/es/serie-ut-transformadores-de-alta-tension-inductivos>.
- [ARTE21] Artech, “Calidad de La Energía Para Conexión a Red de Renovables | Artech | Moving Together,” 2021, <https://www.artech.com/es/calidad-de-la-energia-para-conexion-red-de-renovables>.
- [ARTE21] Artech, “Transformadores de Alta Tensión Capacitivos y Condensadores de Acoplamiento | Artech.” 2021, <https://www.artech.com/es/transformadores-de-alta-tension-capacitivos-y-condensadores-de-acoplamiento>.
- [ARTE21] Artech, “Transformadores de Intensidad de Alta Tensión | Artech.” 2021, <https://www.artech.com/es/transformadores-de-intensidad-de-alta-tension>.
- [BANK21] Bankinter, Departamento. “▷ IPC 2021: Previsión Del IPC España Para 2021, 2022 y 2023 (Actualizado) | Blog Bankinter.” *Bankinter*, Blog Oficial de Bankinter, 22 Dec. 2021, <https://www.bankinter.com/blog/economia/previsiones-ipc-espana>.
- [COBR14] Cobreiro Rodríguez, Pablo. “Aerogeneradores (I): Funcionamiento y Marco Normativo de Prevención de Riesgos Laborales.” INSTITUTO NACIONAL , Asociación Empresarial Eólica, 2014, <https://www.aeeolica.org/uploads/documents/10170-aerogeneradores-i-funcionamiento-y-marco-normativo-de-prevencirn-de-riesgos-laborales.pdf>.
- [CORD20] CORDIS, “Nuevos Diseños de Turbinas Eólicas Modulares: A La Caza Del Viento Más Potente.” European Commission, Apr. 2020,

<https://cordis.europa.eu/article/id/415889-new-modular-wind-turbine-designs-the-quest-for-stronger-wind/es>.

- [DEST19] Destino Infinito, “Antiguos Molinos de Viento de Nashtifan, En Irán | Destino Infinito.” 2019, <https://destinoinfinito.com/molinos-de-viento-nashtifan/>.
- [DWIA03] Danish Wind Industry Association (DWIA), “Generadores Asíncronos (o de Inducción).” Danish Wind Industry Association, 2003, Windpower.org. <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/async.htm>.
- [DWIA03] Danish Wind Industry Association (DWIA), “Generadores de Turbinas Eólicas.” Windpower.org, 2003, <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/electric.htm>.
- [DWIA03] Danish Wind Industry Association (DWIA), “Generadores Síncronos.” Windpower.Org, Danish Wind Industry Association, 2003, <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/syncgen.htm>.
- [DWIA03] Danish Wind Industry Association (DWIA), “Cuestiones de Aerogeneradores y de Calidad de Potencia.” Windpower.org, 2003, <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/grid/rein.htm>.
- [ELEC14] Electricidad. La Revista Energética de Chile, “Cómo El Plan de Expansión de La Transmisión Fortalece El Criterio N-1.”, <https://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/plan-expansion-la-transmission-fortalece-criterio-n-1/#>. Enero 2014.

- [ENER20] ENERGIA LIMPIA XXI, “* India Tiene 4mil Aerogeneradores de Siemens Gamesa y Avanza Con Más Proyectos – ENERGIA LIMPIA XXI.” 3 Aug. 2020, <https://energialimpiaparatodos.com/2020/08/03/destando-globalmente-india-eolica-prensa/>.
- [GENE21] Generador de Precios de La Construcción, “Precio En España de m de Cable Eléctrico Para Media Tensión ‘PRYSMIAN GROUP’. Generador de Precios de La Construcción. CYPE Ingenieros, S.A.” España. CYPE Ingenieros, S.A., 2021, http://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Electricas/Cables/IEH020_Cable_electrico_para_media_tension_c7_0_1c3_0_1c3_0_3.html#gsc.tab=0.
- [GEP_21] Google Earth Pro (GEP), “Google Earth Pro.” Google , 2021.
- [GOOG21] Google Maps, 2021, <https://www.google.es/maps/@42.3639491,-3.9996295,15.34z?hl=es>.
- [GRIP13] Gripe, Paul. “WIND-WORKS: Smith-Putnam Industrial Photos.” WIND-WORKS: Welcome, 2013, <http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=223>.
- [GWA_21] Global Wind Atlas (GWA), “Global Wind Atlas.”, 2021, <https://globalwindatlas.info/>.
- [GWC_21] Global Wind Energy Council (GWC), “Global Wind Report 2021 - Global Wind Energy Council.” *Global Wind Energy Council*, 24 Mar. 2021, <https://gwec.net/global-wind-report-2021/>.
- [IEA_21] International Energy Agency (IEA), “Monthly Electricity Statistics - Data Product - IEA.” 2021, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/monthly-electricity-statistics>.

- [IGN_21] Instituto Geográfico Nacional (IGN), “Centro de Descargas Del CNIG (IGN).”, 2021, <http://centrodedescargas.cnig.es/CentroDescargas/busadorCatalogo.do?codFamilia=02101>.
- [IKAS21] Ikaskuntza Plataforma, “4.5.- Guía de Elección de Las Celdas Según Las Condiciones de Servicio. | IDI02.- Componentes de Los Centros de Transformación.”, Plataforma de Aprendizaje, 2021, https://ikastaroak.birt.eus/edu/argitalpen/backupa/20200331/1920k/es/IEA/IDI/IDI02/es_IEA_IDI02_Contenidos/website_45_gua_de_eleccin_de_las_celdas_segn_las_condiciones_de_servicio.html.
- [IKAS21] Ikaskuntza Plataforma, “4.6.- Tipos de Esquemas. | IDI02.- Componentes de Los Centros de Transformación.” Plataforma de Aprendizaje, 2021, https://ikastaroak.birt.eus/edu/argitalpen/backupa/20200331/1920k/es/IEA/IDI/IDI02/es_IEA_IDI02_Contenidos/website_46_tipos_de_esquemas.html.
- [INTE13] INTEF, “RCE ITC13.” 2013, <http://endrino.pntic.mec.es/jhem0027/reglamentos/rcesct/itc13.htm>.
- [IREN19] IRENA – International Renewable Energy Agency, “Future of Wind.”, Oct. 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind>.
- [ITA_21] Instituto Tecnológico Agrario (ITA). “Visor de Datos - Portal de Suelos - ITACyL Portal Web.” Junta de Castilla y León., 2021, https://suelos.itacyl.es/visor_datos.
- [JCYL21] Junta de Castilla y León (JCYL), “IMPLANTACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN RENOVABLE EN CASTILLA Y LEÓN.” Junta de Castilla y León, Oct. 2021,

<https://www.copitle.es/uploads/Documentacion%20Noticias/ResumenEjecutivo.pdf>.

- [JCYL21] Junta de Castilla y León (JCYL), “Visor SIG.”, 2020, <https://idecyl.jcyl.es/vcig/>.
- [MART18] Mártil, Ignacio. Las Bases Científicas de La Energía Eólica – Un Poco de Ciencia, Por Favor. 6 July 2018, <https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2018/07/06/las-bases-cientificas-de-la-energia-eolica/>.
- [MEI_21] Mapa Eólico Ibérico (MEI), “Mapa Eólico Ibérico.”, 2021, <https://www.mapaeolicoiberico.com/map>;
- [MESA21] Mesa, “Celdas Para Parques Eólicos.” 2021, <https://www.mesa.es/productos/pdf/DVCAS%20MESA%20-%20330%20-%200413.pdf>.
- [MESA21] Mesa, “Seccionadores y Pantógrafos AT.” 2021, https://www.mesa.es/productos/pdf/MESA14_132.pdf.
- [MITE21] Ministerio Para La Transición Ecológica y El Reto Demográfico (MITECO), “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.” 2021, <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>.
- [OMIE22] OMIE, “Precio Final Anual de La Demanda Nacional | OMIE.”, 2022, <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/average-final-prices/spanish-demand?scope=interannual>.
- [ONU_15] ONU, “La Asamblea General Adopta La Agenda 2030 Para El Desarrollo Sostenible - Desarrollo Sostenible.” Desarrollo Sostenible, 25 Sept. 2015, <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>.

- [OREJ14] Orejuela Luna, Víctor. “24. Multiplicador de Cajas de Engranajes de Árboles Paralelos Fuente:... | Download Scientific Diagram.” ResearchGate, 1 Dec. 2014, https://www.researchgate.net/figure/Figura-224-Multiplicador-de-cajas-de-engranajes-de-arboles-paralelos-Fuente_fig7_281903643.
- [PFEN15] Pfenniger, Francis. “El Acero En Las Torres de Generación Eléctrica Eólica | Arquitectura En Acero.” Arquitectura En Acero, 2015, <http://www.arquitecturaenacero.org/uso-y-aplicaciones-del-acero/soluciones-constructivas/el-acero-en-las-torres-de-generacion-electrica>.
- [PRYS11] PRYSMIAN Group, “Cables y Accesorios Para Media Tensión.” 2011, https://di0f0bc2097ng.cloudfront.net/sites/www.voltimum.es/files/fields/attachment_file/es/others/6/201109166401.pdf.
- [REE_18] Red Eléctrica de España (REE), Mapa Del Sistema Eléctrico Ibérico . 2018, https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2018.pdf.
- [REE_20] Red Eléctrica de España (REE), “Emisiones de CO2 Asociadas a La Generación de Electricidad En España.”, May 2020, https://ceoe-tenerife.com/wp-content/uploads/2020/05/2020_05_21_REE_Metodolog%C3%ADa_emisiones_CO2_generaci%C3%B3n_electricidad_Espa%C3%B1a.pdf.
- [REE_20] Red Eléctrica de España (REE), “Informe Anual de La Corriente de Cortocircuito En La Red de Transporte Del Sistema Eléctrico Peninsular En El Año 2020.” Red Eléctrica de España, 2020, https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/AccesoRed/DF.21_12_InformePcc_PENINSULA_2020_v01.pdf.

- [REIN21] Reintel, “Mapa de Red de Burgos | Reintel.” *El Mayor Operador de Fibra Óptica Oscura de España* | 2021, <https://www.reintel.es/es/infraestructuras/mapa-red/burgos>.
- [RIAZ10] Riaz, Mahmoud. “ALTERNATOR.” ECE, University of Minnesota, 2010, <http://www.ece.umn.edu/users/riaz/animations/alternator.html>.
- [ROJA05] Rojas-Sola, José Ignacio, and Juan Manuel Amezcua-Ogáyar. “Estudio Gráfico y Técnico de Molinos de Viento En España.” SciELO - Scientific Electronic Library Online, June 2005, http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0378-18442005000600007.
- [SAEN13] Sáenz Robles, Sergio. “Modelos Aerogeneradores de Parques Eólicos.” Biblus, Feb. 2013, <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5189/>.
- [SIEM21] Siemens Catálogo, “Interruptores de Potencia de Alta Tensión - Siemens High-Voltage – Power Transmission - Catálogo PDF | Documentación Técnica | Brochure.”, 2021, <https://pdf.directindustry.es/pdf/siemens-high-voltage-power-transmission/interruptores-potencia-alta-tension/32878-962203.html>.
- [SMAR19] SMARTGRIDSINFO. “El Municipio Navarro de Barásoain Se Convierte En Referencia de Integración Rural de Energía Eólica .” SMARTGRIDSINFO, Grupo Tecma Red S.L., 7 June 2019, <https://www.smartgridsinfo.es/2019/06/07/municipio-navarro-barasoain-convierte-referencia-integracion-rural-energia-eolica>.
- [SORI07] Soria Lascorz, Enrique. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA. [Http://aceer.uprm.edu/pdfs/pres_esoria.pdf](http://aceer.uprm.edu/pdfs/pres_esoria.pdf), 2007, p. 2.

- [SUMI21] SUMIDELEC, “Guía Sobre Las Puestas a Tierra y Sus Resistencias.” 2021, <https://www.sumidelec.com/blog/guia-puestas-tierra-resistencias>.
- [UMH_13] Universitat Miguel Hernandez (UMH) “CONFIGURACIONES TIPO DE ELECTRODOS DE TIERRA TABLAS CON SUS PARAMETROS CARACTERISTICOS.”, <http://umh2223.edu.umh.es/wp-content/uploads/sites/188/2013/02/Tablas-electrodos.pdf>.
- [UNE_20] UNE, “Parque Eólico.” | Revista de La Normalización Española, Apr. 2020, <https://revista.une.org/24/parque-eolico.html>.
- [VEST20] Vestas Wind Systems. “Performance Specification EnVentus V162-6.0 MW 50/60 Hz”, 12 July 2020.
- [VOLT21] Voltimum, “Al Eprotenax H Compact AL HEPRZ1 1X400-1X25.” Voltimum - El Portal Líder Del Sector Eléctrico, 2021, <https://www.voltimum.es/ecatalogue/brand/prysmian/product/20046823>.
- [WASP16] WAsP, Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP). WAsP 10 , <https://www.wasp.dk/>, 2016.
- [WATS15] E. Watson, David. “Wind Turbine Power Coefficient (Cp).” FT Exploring, 2015, <http://www.ftexploring.com/wind-energy/wind-power-coefficient.htm>.
- [WIND12] Windographer, Edition 1.50, <https://www.ul.com/services/windographer>. 2012.
- [WU__18] Wu, Qiuwei, and Yuanzhang Sun. Modeling and Modern Control of Wind Power. IEEE Press, 2018.

ANEXO I – DISEÑO Y CÁLCULOS INSTALACIÓN ELÉCTRICA

10.1 CONFIGURACIÓN DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

La configuración de la red de media tensión es fundamental para el diseño completo del parque eólico ya que repercute en el tipo de elementos y aparamenta a emplear en el emplazamiento, en los rangos eléctricos de trabajo y en la obra civil que se va a tener en el proyecto.

10.1.1 DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR ELÉCTRICO

El tipo y sección del conductor eléctrico es fundamental para el diseño de las instalaciones eléctricas ya que va a influir en la intensidad máxima admisible por cada línea y por ende en la configuración de la red de media tensión del parque eólico.

De esta manera, se empieza calculando la intensidad que va a producir cada aerogenerador a partir de las condiciones nominales del aerogenerador modelo aportadas por el fabricante y de la tensión nominal de la red de media tensión. Dicha intensidad va a influir en la cantidad de aerogeneradores que se pueden colocar sobre una línea, en la sección de los conductores y en la configuración final.

En primer lugar, se debe elegir el tipo de cable a utilizar, que estará basado en la tensión nominal de la red y la categoría de la red según las prescripciones técnicas del Reglamento ITC-LAT-01 a 09, aprobado en el RD 223/2008, del 15 de febrero. Específicamente, para elegir el tipo de cable se emplea la norma IEC60502, la cual contiene la siguiente tabla, bajo la que se decidirá el tipo de cable a utilizar.

Tensión nominal U (kV)	Red sistema trifásico		Cable a utilizar Campo radial. Tensión nominal del cable U ₀ /U (kV)
	Tensión más elevada de la red U _m (kV)	Categoría de la red	
3	3.6	A-B	1.8/3
		C	3.6/6
6	7.2	A-B	
		C	6/10
10	12	A-B	
		C	8.7/15
15	17.5	A-B	
		C	12/20
20	24	A-B	
		C	15/25
25	30	A-B	
		C	18/30
30	36	A-B	
		C	26/45
45	52	A-B	

U₀: Tensión fase-neutro (o tensión simple)

U: Tensión entre fases (o tensión compuesta)

$U_0 = U/\sqrt{3}$

Figura 113 - Elección tensión nominal de un cable (Norma IEC60502)

Así, se decide trabajar con una red de media tensión de 30 kV, al ser un valor típico de trabajo acorde con los parámetros de diseño del aerogenerador y que ofrece una gran seguridad y flexibilidad en parques eólicos de elevada potencia, como es el caso. A partir de este valor se observa en la tabla de la Norma que la tensión más elevada de la red es 36 kV. Además, asumiendo que se tiene en el punto de conexión una categoría de red A-B, ya que son los tipos de red más frecuentes, el cable a utilizar tendrá una tensión nominal de cable U₀/U de 18/30 kV. A raíz de este primer diseño también se decide que la tensión nominal de las cabinas de media tensión sea de 36 kV acorde a los valores típicos empleados, y la cual es superior a la tensión de servicio de 30 kV, coincidiendo además con la tensión más elevada del aerogenerador y de la red.

Por lo tanto, se parte de los siguientes datos.

Tabla 38 - Parámetros de partida Media Tensión

Potencia nominal aerogenerador	6 MW
Factor de potencia ($\cos \varphi$)	0,9
Número de aerogeneradores	8
Potencia total instalada	48 MW
Tensión nominal red de MT	30 kV
Tensión más elevada de la red (U_m)	36 kV
Categoría de la red	A/B
Cable a utilizar, campo radial	18/30 kV
Tensión asignada celda de MT	36 kV

Conocidos los valores de estos parámetros, se procede a calcular la intensidad aportada por cada aerogenerador.

$$I_{\text{aerogenerador}} = \frac{P_N}{\sqrt{3} * U_N * \cos \varphi} = \frac{6 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * 0,9} = 128,3 \text{ A}$$

A partir de este valor, se calcula el número máximo de aerogeneradores en una línea según la corriente nominal o asignada de la celda de media tensión.

Se decide diseñar el parque eólico de manera que esté constituido por dos líneas de generación con cuatro aerogeneradores cada una. Esta es una configuración apropiada para el parque eólico ya que obliga a que la intensidad de las líneas de generación esté repartida equitativamente, aportando equilibrio a la red. Una posible configuración sería partir la alineación simétricamente en dos líneas formadas por “G1-G2-G3-G4” y “G5-G6-G7-G8”

respectivamente. Así, si se emplea un interruptor automático de 630 A, dado que es el que nos va a permitir la instalación de un mayor número de aerogeneradores por línea, esto resulta,

$$n^{\circ} \text{ máximo aerogeneradores}_{630 A} = \frac{I_{\text{asignada}}}{I_{\text{aerogenerador}}} = \frac{630}{128,3} = 4,91 \sim 4$$

Así, se pueden colocar como máximo 4 aerogeneradores en una línea, aportando la siguiente corriente máxima:

$$I_{\text{máx}_{630A}} = n^{\circ} \text{ máximo aerogeneradores}_{630 A} * I_{\text{aerogenerador}} = 4 * 128,3 = 513,2 A$$

A continuación, se plasman los cálculos que detallan el dimensionamiento del conductor empleado en la red de MT, el cual se decidirá en primera instancia con el criterio de “intensidad máxima admisible” sujeto al Reglamento de Líneas de Alta Tensión, ITC-006.

El caso base de partida según el Reglamento de Alta Tensión a la hora de determinar la intensidad admisible máxima de un cable es la acorde con una instalación tipo de cable de 18/30 kV, enterrado 1 m de profundidad, con una resistividad térmica media de 1,5 km/W, con una temperatura del terreno a dicha profundidad de 25°C y con una temperatura del aire de 40°C. A partir de estas características se establecen las intensidades máximas admisibles según la sección para conductores de distinto tipo de aislamiento: Etileno propileno (EPR), Polietileno reticulado (XLPE) y Etileno propileno de alto módulo (HEPR). Para estos conductores también se tiene una tabla que indica la temperatura máxima admisible de servicio permanente de cada tipo de cable, siendo de 90°C para los cables tipo EPR y XLPE y de 105°C para los cables tipo HEPR, como se indica a continuación.

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5$ s)
Policloruro de vinilo (PVC)* $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70	160
	70	140
Poliétileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno – Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_o/U > 18/30 \text{ kV}$	250

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Figura 114 - Temperaturas máximas de servicio permanente y cortocircuito de conductores (Reglamento ITC-06)

No obstante, ya que las condiciones bajo las que se encuentran los conductores del emplazamiento no son los del caso base, se aplica un factor de corrección a la intensidad de línea para corregirla y adaptarla a las condiciones normalizadas de la tabla.

A continuación, se detallan los factores de corrección a aplicar en cada escenario y según el tipo de cable.

- Factor de corrección temperatura del terreno

Temperatura $^{\circ}\text{C}$ Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Figura 115 - Factor de corrección para temperatura del terreno distinta 25°C (Reglamento ITC-06)

Dado que la temperatura media del emplazamiento es de $10,08^{\circ}\text{C}$, la temperatura del terreno se puede aproximar a 10°C , generando la siguiente tabla según el escenario y tipo de cable.

Tabla 39 - Factor de corrección para las condiciones del emplazamiento según la temperatura del terreno

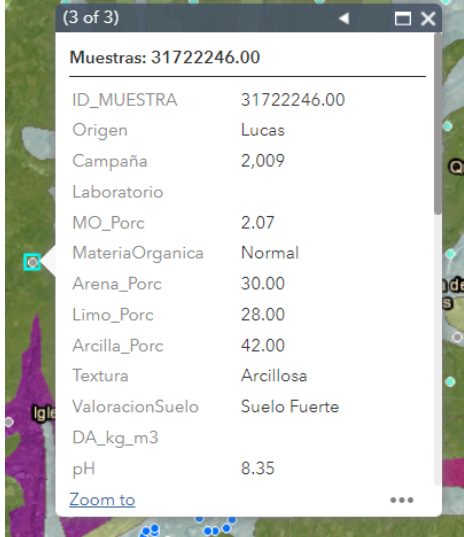
EPR	XLPE	HEPR
1,11	1,11	1,09

- Factor de corrección para resistividad térmica distinta de 1,5 km/W

Utilizando el “Visor de Suelos” del Instituto Tecnológico Agrario de la Junta de Castilla y León (ITCyL), se obtuvo que la naturaleza del terreno del suelo del emplazamiento se corresponde a “Arcilloso” y dado que los conductores van a ir enterrados bajo arena limpia, resistividad térmica del terreno se ha situado en 1,2 km/W.

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

Figura 116 - Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad (Reglamento ITC-06)



Muestras: 31722246.00	
ID_MUESTRA	31722246.00
Origen	Lucas
Campaña	2,009
Laboratorio	
MO_Porc	2.07
MateriaOrganica	Normal
Arena_Porc	30.00
Limo_Porc	28.00
Arcilla_Porc	42.00
Textura	Arcillosa
ValoracionSuelo	Suelo Fuerte
DA_kg_m3	
pH	8.35
Zoom to	

Figura 117 - Datos del terreno del emplazamiento [ITA_21]

Una vez determinada la resistividad térmica del terreno, se encuentra el factor de corrección para el caso de “Cables directamente enterrados” y para “Cables en interior de tubos enterrados”. Para este último caso se emplearán tubos de corta longitud ya que se aplicarán únicamente en caso de que el conductor pase por debajo de caminos o rutas establecidas.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Figura 118 - Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 Km/W (Reglamento ITC-06)

Así, iterando para una resistividad térmica del terreno de 1,2 según los valores de la tabla, se obtienen dos posibles factores de corrección. El primer factor de corrección aplica al rango de sección de conductores entre 120-240 mm² y el segundo al rango de sección de 300-400 mm².

Tabla 40 - Factor de corrección para las condiciones del emplazamiento según la resistividad térmica

Escenario	Rango de sección 120-240 mm ²	Rango de sección 300-400 mm ²
Directamente enterrados	1,108	1,114
Cables en interior de tubos enterrados	1,060	1,060

- Ternas de cables agrupadas bajo tierra

Para el caso en cuestión se va a tener, a priori, una sola terna de cables por zanja, por lo que no hace falta aplicar este factor de corrección.

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

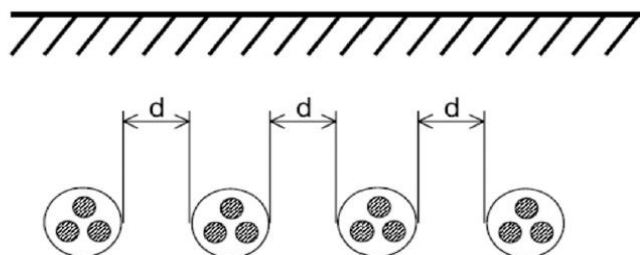


Figura 119 - Factor de corrección por distancia entre ternas (Reglamento ITC-06)

- Factor de corrección para profundidades de instalación distintas a 1 m

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

Figura 120 - Factor de corrección para profundidades de la instalación distinta de 1 m (Reglamento ITC-06)

Eligiendo una profundidad de 1,25 m para los cables directamente enterrados, se tiene la siguiente tabla para el factor de corrección en función del diámetro de la sección del cable.

Tabla 41 - Factor de corrección para las condiciones del emplazamiento según la profundidad de la instalación

Sección $\leq 185 \text{ mm}^2$	Sección $\geq 185 \text{ mm}^2$
0,98	0,98

- Dimensionamiento bajo intensidad máxima admisible

Una vez determinados los factores de corrección para cada sección y tipo de cable, se calcula el factor de corrección total de cada escenario, siguiendo un procedimiento iterativo en función de la tabla de la Norma de intensidades máximas admisibles.

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Figura 121 - Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados (Reglamento ITC-06)

Como condición de diseño se tiene que la sección va a ser constante a lo largo de una línea, por lo que se dimensiona el cable según la intensidad máxima por línea y para que esta sea capaz de aguantar todas las magnitudes de corriente presentes.

Dado que habrá tramos en los que el conductor irá enterrado en el interior de tubos de corta longitud (inferior a 15 m), se puede emplear para todos los casos la tabla de intensidades máximas admisibles de cables enterrados. Además, se aplicará directamente el factor de corrección de cables bajo tubo en el análisis al ser más conservador y no se distinguirá entre casos, ya que se asumirá una sección constante.

Por lo tanto, como la intensidad máxima de la línea de generación es de 513,2 A, los únicos valores posibles para los cables, a priori, son los siguientes:

- EPR Cu: 400 mm²
- XLPE Cu: 400 mm²
- HEPR Cu: 400 mm²
- HEPR Cu: 300 mm²

Dado que la sección de las únicas opciones es siempre de 400 mm², se calcula un único factor de corrección por tipo de aislamiento.

$$\text{Factor de corrección total}_{EPR} = 1,11 * 1,060 * 1 * 0,98 = 1,153$$

$$\text{Factor de corrección total}_{XLPE} = 1,11 * 1,060 * 1 * 0,98 = 1,153$$

$$\text{Factor de corrección total}_{HEPR} = 1,09 * 1,060 * 1 * 0,98 = 1,132$$

Aplicando estos factores de corrección se obtienen los siguientes valores de corriente,

$$I_{EPR} = I_{XLPE} = \frac{513,2}{1,153} = 445,10 \text{ A}$$

$$I_{HEPR} = \frac{513,2}{1,132} = 453,36 \text{ A}$$

Corregida la corriente con los factores de corrección, esta permite emplear, además de los anteriores, los siguientes nuevos cables:

- EPR Cu: 300 mm²
- XLPE Cu: 300 mm²
- HEPR Al: 400 mm²
- HEPR Cu: 300 mm²

Por lo tanto, se elige emplear el conductor unipolar HEPR de aluminio de 400 mm² al ser la opción más económica de las disponibles ya que se basa en el metal más barato, el aluminio. Además, este tipo de aislamiento tiene una buena resistencia al envejecimiento térmico y es flexible, facilitando su manejo durante la instalación.

10.1.2 CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS DE POTENCIA

La caída de tensión se va a calcular según los parámetros de línea. Previo al cálculo de las pérdidas se ha calculado la distancia de la red de MT entre aerogeneradores y a la subestación, reflejado en las siguientes tablas.

Tabla 42 - Distancias recorridas por el conductor de Media Tensión

	Longitud (m)
G1- G2	566,1
G2-G3	567,6
G3-G4	560,1
G4-SET	369,8
<i>Total línea 1</i>	2063,6
G8-G7	566,1
G7-G6	567,6
G6-G5	560,1
G5-SET	369,8
<i>Total línea 2</i>	2063,6

Determinada las distancias y las longitudes de las líneas de generación se proceden a calcular las pérdidas de cada escenario.

- **Cálculo de pérdidas por caída de tensión**

Para la caída de tensión en las líneas de generación se emplea la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos(\varphi)}{S * \gamma}$$

Donde,

- L: Longitud del tramo del cable (km)
- I: Corriente que atraviesa el cable en ese tramo (A)
- $\cos(\varphi)$: Factor de potencia = 0,9

- S: Sección del conductor (mm²)
- γ : Conductividad del material conductor Aluminio = $27,3 \frac{m}{ohm \cdot mm^2}$

Ya que el factor de potencia se mantiene constante para todos los casos, y el conductor siempre va a ser de aluminio, estos van a ser constantes.

- **Cálculo de pérdidas de potencia**

$$P_p = 3 * R_i * L_i * I_i^2$$

Donde,

- R_i : Resistencia por unidad de longitud del conductor en el tramo “i”
- L_i : Longitud del conductor en el tramo “i”
- I_i : Corriente que atraviesa el conductor en el tramo “i”

El valor de la resistencia por unidad de longitud del conductor, el cual es para todos los casos de aluminio, varía según la sección del conductor. El valor de la resistencia por unidad de longitud para cada tramo de sección se refleja a continuación. Para determinar dicha resistencia, se ha usado como referencia los valores de resistencia máximas del fabricante de cables “Prysmian” a 105 °C. Se ha decidido usar ternas de cables unipolares al ofrecer una resistencia óhmica por unida de longitud máxima menor.

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

Figura 122 - Resistencia máxima en corriente alterna en ohm/km para cables a 105°C [PRYS11]

Tabla 43 - Resistencia del conductor de Media Tensión

Cable	Resistencia (Ω /km)
3x(1x400) mm ² HEPR Al 18/30 kV	0,105

A partir de estas ecuaciones y valores, se construye la tabla que detalla las pérdidas y otra serie de parámetros de interés.

Tabla 44 - Caída de tensión, pérdida de potencia y datos de interés de las líneas de generación

Tramo	Potencia acumulada (MW)	Sección cable (mm ²)	Intensidad acumulada (A)	Longitud (m)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)	Pérdida de potencia (kW)	Pérdida pot. (%)
G1-G2	6	400	128,3	566,1	10,37	0,035	2,94	
G2-G3	12	400	256,6	567,6	20,79	0,069	11,77	
G3-G4	18	400	384,9	560,1	30,77	0,103	26,14	
G4-SET	24	400	513,2	369,8	27,09	0,090	30,68	
Total línea 1	24	400	513,2	2063,6	89,03	0,297	71,53	0,298
G8-G7	6	400	128,3	565,8	10,36	0,035	2,93	
G7-G6	12	400	256,6	573,7	21,02	0,070	11,90	
G6-G5	18	400	384,9	570,5	31,34	0,104	26,62	
G5-SET	24	400	513,2	347,8	25,48	0,085	28,85	
Total línea 2	24	400	513,2	2057,8	88,20	0,294	70,31	0,293
Total parque eólico	48	-	-	4121,4	177,23	0,591	141,83	0,295

En vista de los resultados de las pérdidas por caídas de tensión y de pérdidas de potencia, se observa que la caída por tensión es de 177,23 V, equivalente a un 0,591%, inferior al umbral máximo del 1%. Además, las pérdidas por potencia son de 141,83 kW en el total de la red de MT, equivalente a un 0,295% sobre el total del parque eólico. También se observa cómo la longitud de línea es de aproximadamente 4121 m, valor que será útil para calcular la rentabilidad tecno económica del parque.

Por lo tanto, finalmente el parque eólico constará de dos líneas de generación con cuatro aerogeneradores por línea formada por un conductor aislante de ternas unipolares HEPR de aluminio de sección de 400 mm².

10.1.3 DISEÑO DE LAS CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

A partir del dimensionamiento de la sección del cable del apartado anterior también se terminan por diseñar las celdas de media tensión. Dado que la corriente máxima por las dos líneas del parque va a ser de 531,25 A, se elige el interruptor de corriente nominal de 630 A y a su vez el valor eficaz de la intensidad de cortocircuito 1 s de 20 kA dada la información aportada por el fabricante. Por último, ya que la potencia de cada aerogenerador es 6 MW, superando los 2 MW límite de referencia para el uso de ruptofusibles, se van a emplear cabinas de MT con interruptor automático.

Además, se consideran para el parque eólico dos tipos de cabinas de media tensión, las cuales dependen de la posición en la que se encuentra el aerogenerador sobre la línea. Usando como referencia las celdas de MT DVCAS 36 kV para parques eólicos del fabricante “Mesa”, se pueden emplear en el parque eólico las siguientes dos configuraciones de final de línea y de línea intermedia.

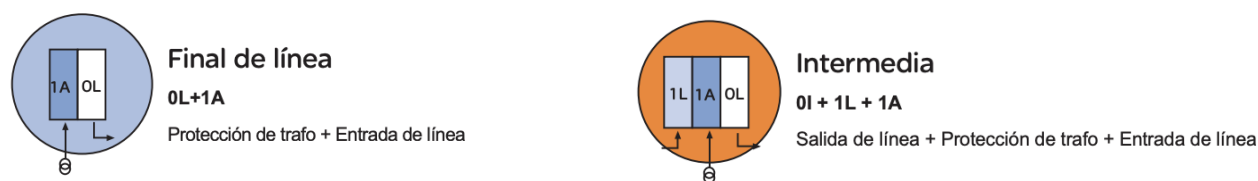


Figura 123 - Esquemas de conexión de las cabinas de Media Tensión [MESA21]

Nota: La nomenclatura “1A” hace referencia a una protección con interruptor automático, análoga a la nomenclatura “1W” empleada.

Por lo tanto, dado que se van a tener dos líneas de generación con cuatro aerogeneradores, la disposición y configuración de las cabinas de media tensión en las inmediaciones de cada aerogenerador es la siguiente.

Tabla 45 - Tipo de conexión a la red de Media Tensión de cada aerogenerador

	Aerogenerador	Tipo de conexión en cabina de MT
Línea 1	G1	0L+1W
	G2	0L+1L+1W
	G3	0L+1L+1W
	G4	0L+1L+1W
Línea 2	G5	0L+1L+1W
	G6	0L+1L+1W
	G7	0L+1L+1W
	G8	0L+1W

El esquema de conexión de los aerogeneradores y el circuito de media tensión se detalla en el “Anexo IV: Planos”.

10.1.4 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN

El cálculo de la corriente de cortocircuito se realiza en base a la corriente en caso de falta monofásica en las inmediaciones de las bornes del generador. Así, se ha de considerar tanto la impedancia de red en el lado de Media Tensión como las impedancias del transformador y el generador.

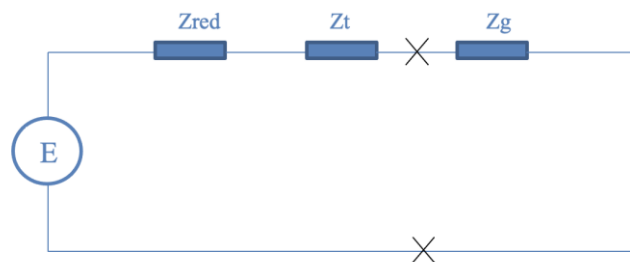


Figura 124 - Circuito equivalente de falta monofásica referido a Media Tensión

Dada la naturaleza de la conexión, se empleará un transformador elevador de potencia de 220/30 kV, teniendo en cuenta que la tensión nominal de MT es de 30 kV y que la tensión nominal de AT es de 220 kV.

A continuación, se detalla el análisis y los cálculos pertinentes para determinar la corriente de cortocircuito de MT y poder analizar así el riesgo que le supone a las instalaciones eléctricas de este lado de la red.

Como transformador de potencia se decide emplear uno con las siguientes características, las cuales son aptas para la conexión de la red y para las condiciones de trabajo. Para transformadores de relación 220/30 kV, la tensión de cortocircuito suele estar en torno al 10-20%, por lo que se decide asumir una tensión de cortocircuito del 15% al ser un valor razonable. Como potencia aparente se decide tener 65 MVA al ser un valor apropiado para la potencia de transformación.

Tabla 46 - Características del transformador de potencia

Parámetros – Transformador de potencia	
Relación de transformación	220/30 kV
Potencia nominal (MVA)	65
Frecuencia (Hz)	8
Tensión de cortocircuito transformador (%)	15

Para el cálculo de la impedancia del generador se emplean los datos proporcionados por el fabricante, el cual indica que la tensión del cortocircuito es de 9,9%. La potencia aparente del aerogenerador según el fabricante es de 7 MVA.

Además, se asumirá basándose en el informe anual de cortocircuito de REE, que para el punto de conexión de la red la potencia de cortocircuito (próxima a Burgos), la corriente de cortocircuito monofásico será de 14 kA, siendo entonces la potencia de cortocircuito esperada de aproximadamente 5500 MVA con un valor de alta tensión nominal.

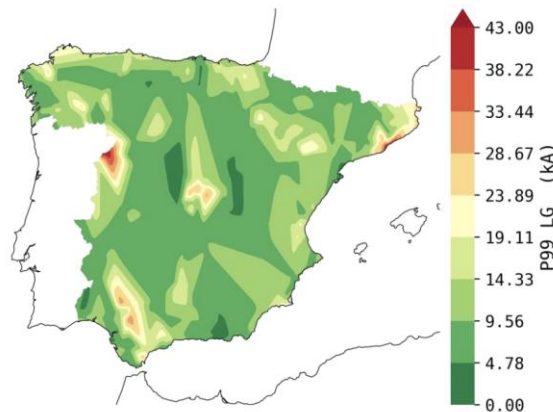


Figura 125 - Mapa de curvas de nivel de la máxima de intensidad de cortocircuito monofásica en nudos de 220 kV [REE_20]

A partir de estos valores se calculan las impedancias presentes en el esquema de falta monofásica.

- $z_{Red} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{30^2}{10000} = 0,164 \, \Omega$
- $z_t = u_{cc_t} \frac{U_n^2}{S_{n_t}} = 0,15 * \frac{30^2}{65} = 2,077 \, \Omega$
- $z_g = u_{cc_g} * \frac{U_n^2}{S_{n_g}} = 0,099 * \frac{30^2}{7} = 12,729 \, \Omega$

Calculando la impedancia equivalente,

- $z_{eq} = (z_{Red} + z_t) // (z_g) = 2,319 \, \Omega$

La corriente de cortocircuito resulta, por tanto,

- $I_{cc} = \frac{E}{z_{eq}} = \frac{30 * 10^3 / \sqrt{3}}{3,034} = 7,469 \, kA \leq 20 \, kA$

Dado que la corriente de cortocircuito es menor que el valor eficaz de la corriente de cortocircuito de la cabina de media tensión, la celda es capaz de asumir dicha magnitud.

Calculando la corriente de cortocircuito que aportan los aerogeneradores, vemos también que esta es menor que la corriente asignada del interruptor de la cabina de MT, por lo que tampoco se genera ninguna limitación en este respecto.

Usando un divisor de corriente, se calcula la corriente de cortocircuito aportada por los aerogeneradores y en el lado de red a MT.

- $$I_{gcc} = I_{cc} * \frac{\frac{1}{Z_g}}{\frac{1}{Z_{Red} + Z_t} + \frac{1}{Z_g}} * \frac{1}{8} = 7469 * \frac{\frac{1}{12,729}}{\frac{1}{12,729} + \frac{1}{0,164 + 2,077}} * \frac{1}{8} = 174,2 A$$
- $$I_{CC_{RedMT}} = I_{cc} - I_{gcc} = 7294,4 A$$

Por lo tanto, los elementos del parque eólico son capaces de aguantar la corriente de falta, imponiendo como condición de diseño que los elementos de MT sean capaces de aguantar las corrientes de cortocircuito.

10.2 CONFIGURACIÓN DE LA RED DE ALTA TENSIÓN

La red de Alta Tensión (AT) del parque eólico se concentrará en la subestación eléctrica. Dentro de la subestación eléctrica habrá un transformador de potencia que elevará la tensión del circuito de MT para poder conectarse posteriormente a la Red de Transporte de 220 kV cercana y a la subestación de Villalbilla de Burgos.

10.2.1 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DE ALTA TENSIÓN

La corriente de cortocircuito de alta tensión se calcula según la siguiente expresión.

$$I_{CC_{AT}} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U_{AT}} = \frac{5500 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3} = 14,43 kA$$

Por lo tanto, todos los elementos y aparataje de alta tensión se dimensionarán teniendo en cuenta este valor de corriente de cortocircuito en el lado de Alta Tensión.

Es importante resaltar no obstante que la potencia de cortocircuito empleada en el cálculo es teórica, ya que este dato solo puede ser proporcionado por el distribuidor o transportista de la red.

10.2.2 RED DE PUESTA A TIERRA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

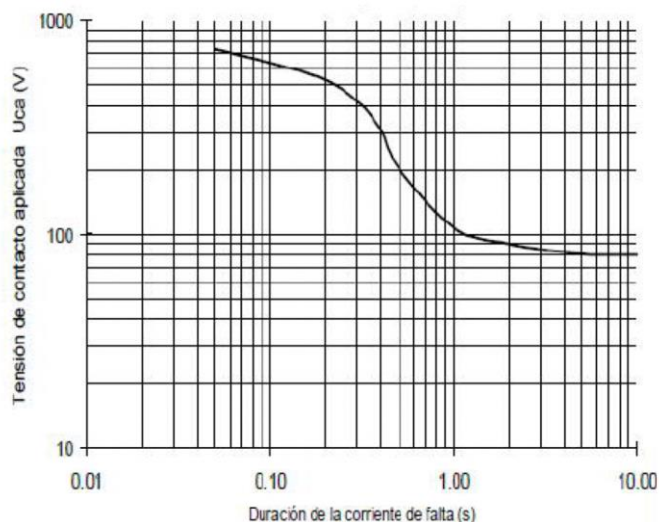
El procedimiento a seguir para la instalación de puesta a tierra de la subestación eléctrica, que garantizará la seguridad de la misma, está normalizada y tabulada por el Reglamento de Alta Tensión ITC-13.

10.2.2.1 Tensión de paso y de contacto

Para poder dimensionar la red de puesta a tierra de la subestación, primero se debe calcular la tensión de paso y de contacto, fundamentales para garantizar la seguridad de la instalación eléctrica. La tensión de paso se define como la “diferencia de potencial entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso (1 metro), en la dirección del gradiente de potencial máximo”. En cambio, la tensión de contacto se define como la “diferencia de potencial entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro, en la dirección del gradiente de potencial máximo”.

En el caso de que la diferencia de potencial esté puenteada por un individuo, se pasa a tener las denominadas tensión de paso y contacto aplicadas, en la cual se tienen en cuenta todas las resistencias que intervienen en el circuito. Para el caso de las tensiones aplicadas se suele tomar 1000Ω como valor de resistencia del cuerpo humano y 2000Ω como resistencia equivalente del calzado.

Sabiendo lo anterior, el primer paso del apartado 1.1 del Reglamento es el de calcular las tensiones aplicadas máximas. Para ello se emplea la siguiente gráfica y tabla:



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

Figura 126 - Valores máximos admisibles de tensión de contacto aplicada a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre las manos y los pies, en función de la duración de la corriente de falta (Reglamento ITC-13)

Dado que la duración de la corriente de falta está compuesta por la suma de tiempos parciales, las cuales incluye el tiempo de maniobra y el tiempo de funcionamiento de las protecciones, se elige una duración de corriente de falta de 1 s, correspondiente a una tensión de contacto aplicada (U_{ca}) admisible de 107 V.

Como la tensión de contacto aplicada por definición del Reglamento es 10 veces menor que la tensión de paso aplicada entre dos pies de una persona (U_{pa}), esta última valdrá 1070 V.

$$U_{pa} = 10 * U_{ca}$$

Así, hasta ahora se tienen identificado los siguientes tres parámetros.

Tabla 47 - Parámetros de interés para el dimensionamiento de la puesta a tierra de la subestación

Duración de la corriente de falta: t_f (s)	1,00
Tensión de contacto aplicada: U_{ca} (V)	107
Tensión de paso aplicada: U_{pa} (V)	1070

A partir de estos valores, el siguiente paso es el de calcular las tensiones de contacto y paso máximas admisibles según las siguientes ecuaciones presentes en el Reglamento.

$$U_c = U_{ca} * \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_b}\right) = U_{ca} * \left(1 + \frac{1000 + 1,5 * \rho_s}{1000}\right)$$

Donde,

- U_c : Tensión de contacto máxima admisible
- U_{ca} : Tensión de contacto aplicada
- R_{a1} : Resistencia equivalente del calzado = 2000 Ω
- R_{a2} : Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno
- Z_b : Impedancia del cuerpo humano = 1000 Ω
- ρ_s : Resistividad del suelo en ohmio metro

$$U_p = U_{pa} * \left(1 + \frac{2 * R_{a1} + 2 * R_{a2}}{Z_b}\right) = U_{pa} * \left(1 + \frac{4000 + 6 * \rho_s}{1000}\right)$$

Donde,

- U_p : Tensión de paso máxima admisible
- U_{pa} : Tensión de paso aplicada
- R_{a1} : Resistencia equivalente del calzado = 2000 Ω
- R_{a2} : Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno
- Z_b : Impedancia del cuerpo humano = 1000 Ω
- ρ_s : Resistividad del suelo en contacto en ohmio metro

Para esta última ecuación, en el caso de que cada pie esté en contacto con un tipo de suelo distinto, se puede desglosar la resistividad de cada suelo según la siguiente ecuación.

$$U'_p = U_{pa} * \left(1 + \frac{4000 + 3 * \rho_s + 3 * \rho'_s}{1000}\right)$$

Donde,

- Up: Tensión de paso máxima admisible
- Upa: Tensión de paso aplicada
- Ra1: Resistencia equivalente del calzado = 2000 Ω
- Ra2: Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno
- Zb: Impedancia del cuerpo humano = 1000 Ω
- ρ_s : Resistividad del primer tipo de suelo en contacto en ohmio metro
- ρ'_s : Resistividad del segundo tipo de suelo en contacto en ohmio metro

Así, para poder determinar las tensiones de contacto y paso máximas admisibles, primero se ha de determinar la naturaleza del terreno y su resistividad en ohmio metro. Para ello se emplea la tabla del cuarto apartado del Reglamento, plasmada a continuación.

Dada la condición del terreno, de las categorías de la tabla este se asemeja más al de “Arcillas compactas”, teniendo así una resistividad de 50 Ωm .

Para el caso de la tensión de paso máxima admisible también se va a tener en cuenta el escenario en el que cada pie esté sobre un suelo distinto. En específico, se va a situar un pie sobre el hormigón de la subestación y otro sobre el terreno del suelo descrito anteriormente. Así, se tiene que la segunda resistividad a considerar vale aproximadamente 2500 Ωm .

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS METRO
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	30
Humus	20 a 100
Turba húmeda	10 a 150
Arcilla plástica	5 a 100
Margas y arcillas compactas	50
Margas del jurásico	100 a 200
Arena arcillosa	30 a 40
Arena silícea	50 a 500
Suelo pedregoso cubierto de césped	200 a 3000
Suelo pedregoso desnudo	300 a 500
Calizas blandas	1500 a 3000
Calizas compactas	100 a 300
Calizas agrietadas	1000 a 5000
Pizarras	500 a 1000
Rocas de mica y cuarzo	50 a 300
Granitos y gres procedentes de alteración	800
Granitos y gres muy alterados	1500 a 10000
Hormigón	100 a 600
Basalto o grava	2000 a 3000
	3000 a 5000

Figura 127 - Resistividad en ohmios metro según la naturaleza del terreno (Reglamento ITC-13)

Tabla 48 - Resistividad en ohmios metro según la resistividad del tipo de suelo

Resistividad según tipo de suelo	
Resistividad suelo terreno: ρ_s (Ωm)	50
Resistividad hormigón: ρ'_s (Ωm)	2500

Por lo tanto, los valores de tensión de interés resultan:

$$U_c = 107 * \left(1 + \frac{1000 + 1,5 * 50}{1000} \right) = 222,025 \text{ V}$$

$$U_p = 1070 * \left(1 + \frac{4000 + 6 * 50}{1000} \right) = 5671 \text{ V}$$

$$U'_p = 1070 * \left(1 + \frac{4000 + 3 * 50 + 3 * 2500}{1000} \right) = 10325,5 \text{ V}$$

Estos valores se emplearán a continuación como referencia para el diseño la red de puesta a tierra del parque eólico, ya que en ningún momento se deberán superar.

10.2.2.2 Diseño de la red de puesta a tierra

El diseño de la red de puesta a tierra busca configurarla de manera que se garantice la protección de las instalaciones y, ante todo, la protección de las personas. Para ello se emplean electrodos, los cuales establecen un circuito de baja impedancia en las inmediaciones de la subestación e imponen un potencial de referencia permanente. El apartado 4 del Reglamento cubre los cálculos que se tienen en cuenta al establecer la característica del electrodo, usando la siguiente tabla como referencia.

Tipo de electrodo	Resistencia en ohmios
Placa enterrada profunda	$R = 0,8 \frac{\rho}{P}$
Placa enterrada superficial	$R = 1,6 \frac{\rho}{P}$
Pica vertical	$R = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontal	$R = \frac{2\rho}{L}$
Malla de tierra	$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$

Figura 128 - Resistencia en ohmios según el tipo de electrodo (Reglamento ITC-13)

Donde,

- R: Resistencia de tierra del electrodo (Ω)
- ρ : Resistividad del terreno
- P: Perímetro de la placa
- L: Longitud de la pica, y en malla la longitud total de los conductores enterrados
- r: Radio de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla
- A: Área cubierta por la malla de tierra
- h: Profundidad de la malla de tierra

Se decide emplear una malla de tierra con picas dado que ofrece una gran protección al conjunto de la instalación. En primer lugar, se define la extensión de la longitud total del cable enterrado en base al tamaño de la subestación, la cual es 150 m de ancho y 200 m de largo; siendo un área de 30000 m². En segundo lugar, dado que para calcular la resistencia de tierra de la instalación se debe conocer la profundidad de la malla de tierra y la longitud de las picas y del cable enterrado, se debe definir el tipo de electrodo de puesta a tierra a emplear.

Así, se ha decidido basar las características del electrodo de puesta a tierra en las tablas brindadas por la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AEEE), anteriormente

conocida como UNESA. Teniendo en cuenta las distintas opciones disponibles y la configuración de la subestación, se decide emplear una red mallada de puesta a tierra con 4 picas por vértice con una longitud de pica cada una de 2 m para una profundidad de 0,8 m. Las mallas serán rectángulos de 5,0 x 3,0 m. La hoja técnica de esta red mallada se puede encontrar en el “Anexo II – Elementos”.

Conocidas estas condiciones de diseño, se procede a calcular la longitud total tanto de ancho como de largo y el valor del parámetro “r”.

$$L_{largo} = 200 * \frac{150}{3} = 10000 \text{ m}$$

$$L_{ancho} = 150 * \frac{200}{5} = 6000 \text{ m}$$

$$L_{total\text{malla}} = L_{largo} + L_{ancho} = 16000 \text{ m}$$

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{200 * 150}{\pi}} = 97,72 \text{ m}$$

A continuación, se presenta una tabla a modo resumen.

Tabla 49 - Parámetros de interés para el cálculo de la puesta a tierra de la subestación

Parámetros – Puesta a tierra	
ρ (Ωm)	50
Longitud total de malla (m)	16000
Longitud pica (m)	2
A (m^2)	30000
h (m)	0,8

r (m)	97,72
-------	-------

Conocidos estos valores se calcula la resistencia de una malla de tierra con picas.

En primer lugar, se calcula la resistencia de la malla de tierra,

$$R_{\text{malla}} = \frac{\rho}{4 * r} + \frac{\rho}{L} = \frac{50}{4 * 97,72} + \frac{50}{16000} = 0,131 \Omega$$

En segundo lugar, se calcula la resistencia de la puesta a tierra de la pica, que será, teniendo en cuenta el coeficiente K_r de la tabla el cual está en función de la longitud.

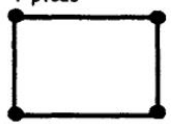
CONFIGURACION	L_p (m)	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	TENSION DE CONTACTO EXT $K_c = K_{p(\text{acc})}$	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.118	0.0177	0.0719	50-30/8/00
 4 picas	2	0.089	0.0145	0.0447	50-30/8/42
	4	0.073	0.0114	0.0323	50-30/8/44
	6	0.062	0.0094	0.0250	50-30/8/46
	8	0.054	0.0079	0.0203	50-30/8/48

Figura 129 - Coeficientes para una red mallada con cuatro picas [UMH_13]

$$R_{\text{neutro}} = \frac{50}{2} = 25 \Omega$$

$$R_{\text{electrodo}} = K_r * \rho = 0,089 * 50 = 4,45 \Omega$$

Teniendo en cuenta estos valores, se calcula la corriente de defecto.

$$I_d = \frac{E}{R_{\text{malla}} + R_{\text{neutro}} + R_{\text{electrodo}}} = \frac{220 * 10^3 / \sqrt{3}}{0,131 + 25 + 4,45} = 4293 \Omega$$

Comparando con los valores máximos admisibles de las tensiones de paso,

$$U_{p_{\text{defecto}}} = I_d * \rho * K_p = 4293 * 50 * 0,0145 = 3112,43 < U_p = 5671 V$$

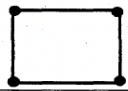
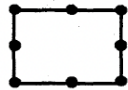
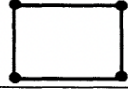
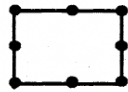
$$U'_{p_{defecto}} = I_d * \rho * K_c = 4293 * 50 * 0,0447 = 9594,86 < U'_p = 10325,5 \text{ V}$$

Se comprueba que se ha dimensionado bien la red de puesta a tierra de la subestación al no superarse ningún valor crítico, garantizándose por tanto la seguridad y protección de la instalación.

ANEXO II – ELEMENTOS

En este Anexo se incluye las recomendaciones o ficha técnica de los elementos principales que componen el parque eólico en el siguiente orden,

- UNESA
- MESA
- PYRSMIAN GROUP
- SIEMENS
- MESA
- ARTECHE

CONFIGURACIONES TIPO DE ELECTRODOS DE TIERRA TABLAS CON SUS PARAMETROS CARACTERISTICOS					A2-15
ANEXO 2					
PARAMETROS CARACTERISTICOS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA					
Rectángulo de 5.0 m x 3.0 m.					
Sección conductor = 50 mm ² . Diámetro picas = 14 mm. L _p = Longitud de la pica en m.					
PROFUNDIDAD = 0'5 m					
CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA K _r	TENSION DE PASO K _p	TENSION DE CONTACTO EXT K _c = K _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.123	0.0252	0.0755	50-30/5/00
	2	0.093	0.0210	0.0461	50-30/5/42
	4	0.076	0.0164	0.0329	50-30/5/44
	6	0.064	0.0134	0.0253	50-30/5/46
	8	0.056	0.0113	0.0205	50-30/5/48
	2	0.082	0.0182	0.0371	50-30/5/82
	4	0.064	0.0132	0.0236	50-30/5/84
	6	0.053	0.0103	0.0169	50-30/5/86
	8	0.045	0.0084	0.0130	50-30/5/88
PROFUNDIDAD = 0'8 m					
CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA K _r	TENSION DE PASO K _p	TENSION DE CONTACTO EXT K _c = K _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.118	0.0177	0.0719	50-30/8/00
	2	0.089	0.0145	0.0447	50-30/8/42
	4	0.073	0.0114	0.0323	50-30/8/44
	6	0.062	0.0094	0.0250	50-30/8/46
	8	0.054	0.0079	0.0203	50-30/8/48
	2	0.079	0.0130	0.0359	50-30/8/82
	4	0.062	0.0096	0.0232	50-30/8/84
	6	0.051	0.0075	0.0169	50-30/8/86
	8	0.044	0.0062	0.0131	50-30/8/88
K _r , Ω / (Ω · m) K _p , K _c = K _p (acc) V/(Ω · m)(A)					

Presentación general

Características técnicas y eléctricas

		DVCAS 36 kV
Tensión nominal	(kV)	36*
Frecuencia	(Hz)	50/60
Intensidad nominal	(A)	630
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	(kA/s)	20/3
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)	(kA)	50/52
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (50/60Hz-1 min)	(kV)	70
A onda de impulso tipo rayo	(kV)	170
Resistencia frente a arcos internos IAC AFL ⁽¹⁾	(kA/1s)	20
Grado de protección		
Compartimento de MT	(IP)	67
Compartimentos BT y mandos**	(IP)	3X
Presión del gas de aislamiento SF6 a 20°C	(bar)	0.3
Temperatura de operación ⁽²⁾	(°C)	-40 a +40
Temperatura de almacenamiento	(°C)	-40/+50
Altitud ⁽³⁾	(m)	2000
Conectores		
Geometría		T
Apantallamiento (recomendado)		Puesto a tierra
Perfil interno		Tipo C
Conexión atornillada		M16x22mm

* Para tensiones de 38kV, consultar con MESA

** Excepto en la parte correspondiente a la zona de paso de cables.

(1) Para aplicaciones IAC AFLR, por favor consultar con MESA.

(2) Para aplicaciones con temperaturas a -40°C o superiores a +40°C, por favor consultar con MESA.

(3) Para altitudes mayores de 2000m, por favor consultar con MESA.



DVCAS 36kV

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.
Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228
Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor separable en frío.

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.
Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.
Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1 x 50/16	18,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1 x 95/16 (1)	20,9	4,3	28,6	2,7	960	429	572
1 x 150/16 (1)	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1 x 240/16 (1)	28	4,3	36	3	1600	540	720
1 x 400/16 (1)	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1 x 630/16	41,5	4,5	49,5	2,7	3130	743	990
18/30 kV							
1 x 95/25 (1)	25,7	6,7	34,4	3	1330	516	688
1 x 150/25 (1)	27,6	6,2	36,3	3	1500	545	726
1 x 240/25 (1)	31,8	6,2	40,4	3	1900	606	808
1 x 400/25 (1)	37	6,2	45,7	3	2550	686	914
1 x 630/25 (1)	45,3	6,4	53,4	3	3600	801	1068

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm²)	18/30 kV (pant, 25 mm²)
1 x 50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1 x 95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1 x 150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1 x 240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1 x 400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1 x 630/16 (2)	590	615	905	59220	3130	4630

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

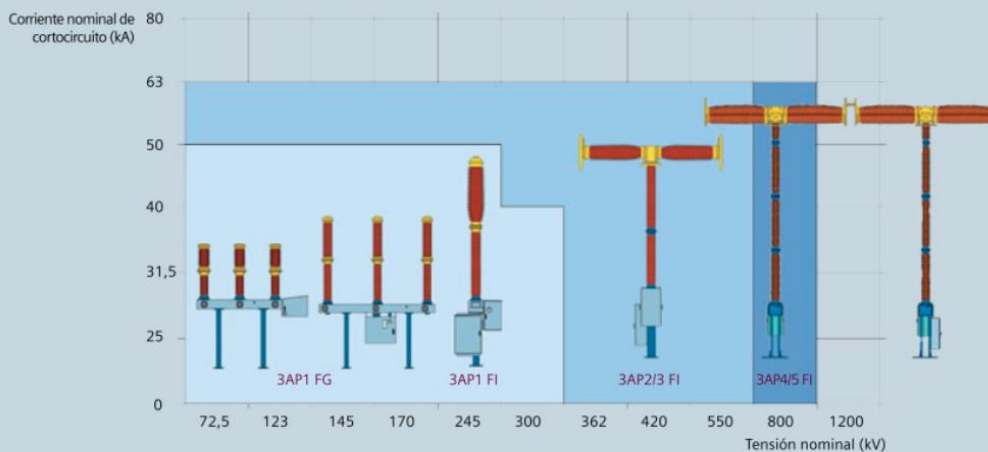
1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1 x 95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1 x 150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1 x 240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1 x 400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1 x 630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

Características técnicas



Tipo		3AP1						3AP2/3		3AP4/5
Tensión nominal	kV	72,5	123	145	170	245	300	420	550	800
Cantidad de cámaras de extinción por polo		1						2		4
Tensión de prueba a frecuencia industrial, 1 min	kV	140	230	275	325	460	460	610	800	830
Tensión de prueba de impulso por rayo (1,2 x 50 µs)	kV	325	550	650	750	1050	1050	1425	1550	2100
Tensión de prueba de impulso de maniobra	kV	–					850	1050	1175	1425
Corriente nominal, hasta	A	2500	4000	4000	4000	4000	4000	5000	5000	5000
Corriente nominal de corta duración, hasta	kA _(ms)	31,5	40	40	40	50	40	63	63	63
Corriente nominal de cortocircuito, hasta	kA	31,5	40	40	40	50	40	63	63	63
Rango de temperatura	°C	-55 a +55								
Ciclo nominal de operación		O-0,3 s-CO-3 min-CO o CO-15 s-CO								
Tiempo de ruptura		3 ciclos						2 ciclos		
Frecuencia	Hz	50 o 60								
Mantenimiento después de		25 años								

Todos los valores según IEC, otros valores a pedido del cliente

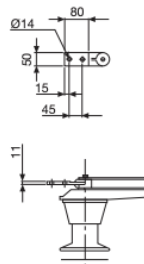
SG3C / SG3CP
Presentación general
General Overview

Características y dimensiones Characteristics and Dimensions

Terminales de conexión / Terminals

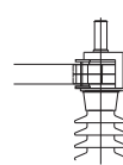
Bornas planas

Flat terminals



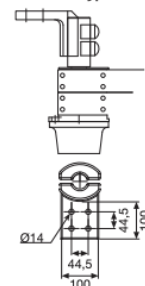
Bornas cilíndricas

Cylindrical terminals



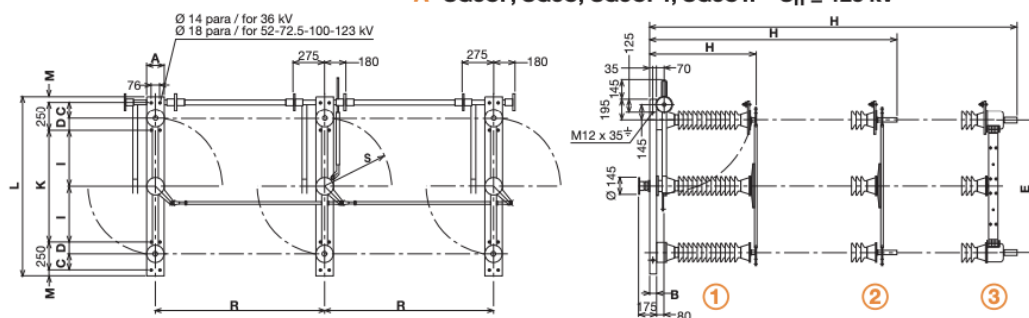
Borna terminal tipo NEMA

en aluminio
Aluminum NEMA type term

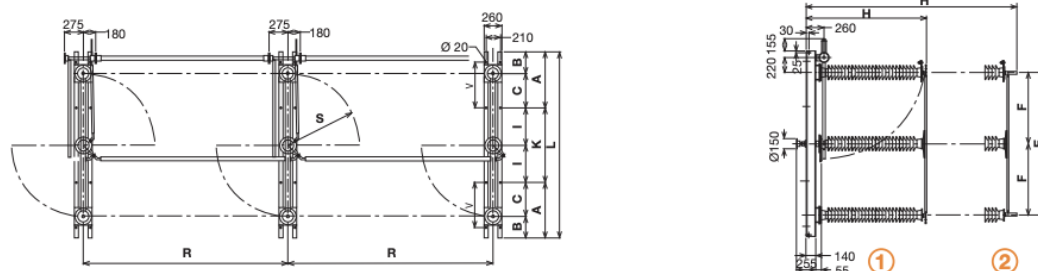


1250 A, 1600 A	2000 A, 2750 A
Ø40 x 125	Ø50 x 125

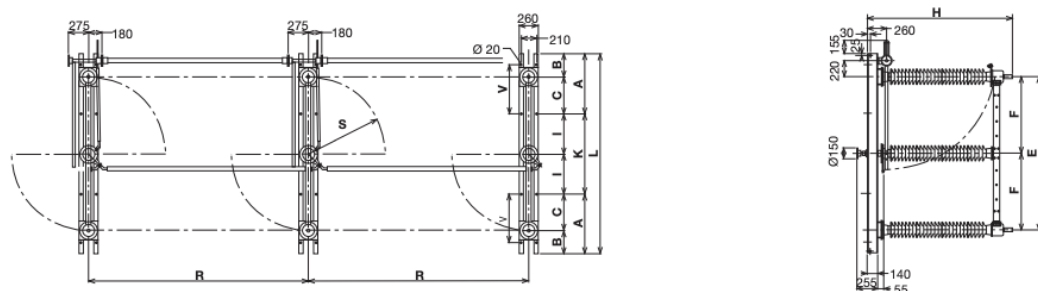
A SG3CP, SG3C, SG3CPT, SG3CT: $U_n \leq 123 \text{ kV}$



B SG3CP, SG3C, SG3CPT, SG3CT: $U_n \leq 145 \text{ kV} \leq I_n \leq 1250 \text{ A}$



C SG3C, SG3CT: $145 \text{ kV} \leq U_n \leq 245 \text{ kV}$ $1600 \text{ A} \leq I_n \leq 2750 \text{ A}$



TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS > Serie UT



Aislamiento de papel-aceite > Modelo UT									
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Potencia térmica (VA)	Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones		Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (BIL) (kVp)	Maniobra (kVp)			A x B (mm)	H (mm)	
UTB-52	52	95	250	-	1500	1300	350x350	1385	100
UTD-52	52	95	250	-	2000	1300	350x350	1470	150
UTB-72	72.5	140	325	-	1500	1825	350x350	1385	100
UTD-72	72.5	140	325	-	2000	1825	350x350	1470	150
UTE-72	72.5	140	325	-	2500	1825	350x475	1760	255
UTE-100	100	185	450	-	2000	2500	350x475	1760	255
UTD-123	123	230	550	-	3000	3075	350x475	2160	300
UTE-123	123	230	550	-	3500	3075	350x475	2160	310
UTE-145	145	275	650	-	3500	3625	350x475	2160	310
UTE-170	170	325	750	-	3500	4250	350x475	2320	350
UTF-245	245	460	1050	-	3500	6125	450x450	3182	510
		395	950						
UTG-245	245	460	1050	-	3500	6125	500x640	3655	810
		395	950						
UTG-300	300	460	1050	850	3500	7500	500x640	3655	810
		630	1425						
UTF-420	420	575	1300	950	3500	10500	600x600	5300	1300
		575	1300						
UTF-525	550 (525)	680	1550	1175	3500	13125	600x600	6220	1630

Estas dimensiones y pesos son aproximados y se basan en los requisitos estándar.
Para obtener valores detallados, por favor consulte con Artech.

TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS > Serie DDB/DFK



Transformadores de tensión capacitivos										
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Capacidad estándar (pF)	Alta capacidad (pF)	Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones		Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (BIL) (kVp)	Maniobra (kVp)				A (mm)	H (mm)	
DDB-72	72,5	140	325	-	10300	25500	1825	450	1510	245
DDB-100	100	185	450	-	5700	14300	2500	450	1600	255
DDB-123	123	230	550	-	5600	14000	3075	450	1830	300
DDB-145	145	275	650	-	3900	19500	3625	450	1920	310
DDB-170	170	325	750	-	7500	16500	4250	450	2065	330
DFK-245	245	460	1050	-	5800	11000	6125	450	2885	450
		395	950							
DFK-300	300	460	1050	850	6000	12500	7500	450	3205	480
DFK-362	362	510	1175	950	4500	10100	9050	450	3675	520
DFK-420	420	630	1425	1050	3500	7700	10500	450	4595	670
		575	1300	950						
DFK-525	(525) 550	680	1550	1175	3000	6200	13125	450	5560	1065
		800	1800	1175						
DFK-765	(765) 800	880	1950	1425	3000	4500	15300	450	7010	1270
		975	2100	1550						

Estas dimensiones y pesos son aproximados y se basan en los requisitos estándar.

Para obtener valores detallados, por favor consulte con Arteche.

Capacidades más altas disponibles a petición.



GAMA

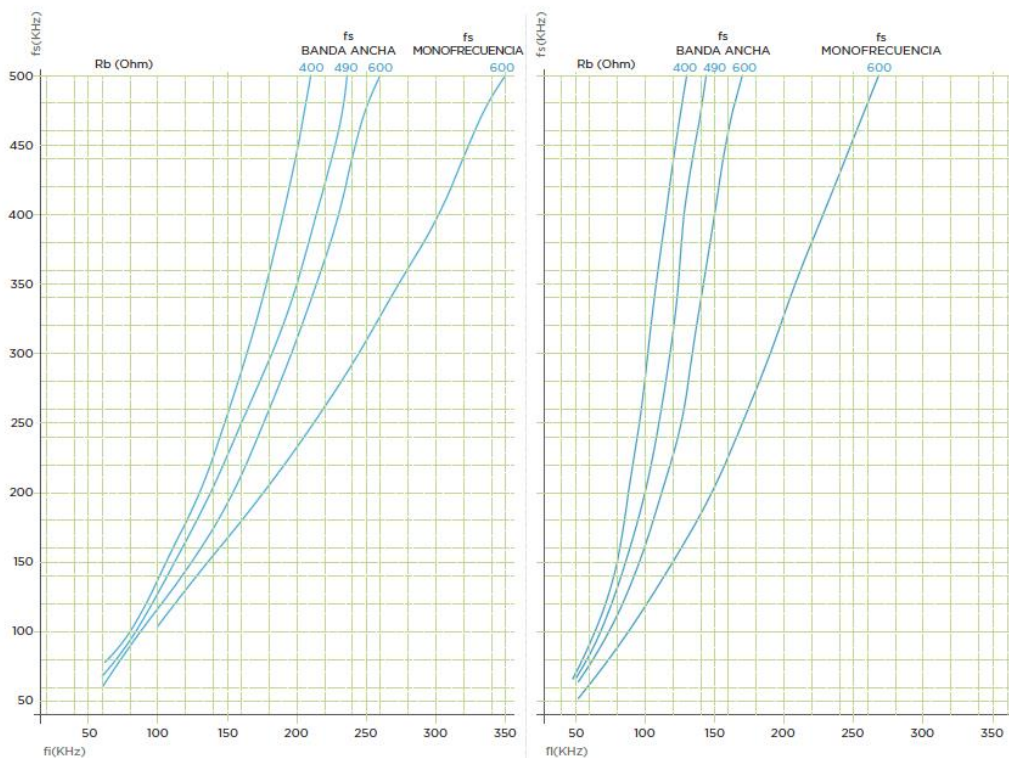
Según IEC 60353

Intensidad Nominal (A)	Intensidad cortocircuito. Serie I (kA/1s)	Intensidad cortocircuito. Serie II (kA/1s)	Inductancia nominal a 100 kHz (mH)				
400	10	16	0,2	0,315	0,5	1,0	2,0
630	16	20	0,2	0,315	0,5	1,0	2,0
800	20	25	0,2	0,315	0,5	1,0	2,0
1000	25	31,5	0,2	0,315	0,5	1,0	2,0
1250	31,5	40	0,2	0,315	0,5	1,0	2,0
1600	40	50	0,2	0,315	0,5	1,0	2,0
2000	40	50	0,2	0,315	0,5	1,0	2,0
2500	40	50	0,2	0,315	0,5	1,0	2,0
3150	40	50	0,2	0,315	0,5	1,0	2,0
4000	63	80	0,2	0,315	0,5	1,0	2,0

Otros valores disponibles bajo pedido.

Valores según norma ANSI C93.3 disponibles bajo pedido.

Ejemplo de curvas de bloqueo de monofrecuencia y frecuencia de banda ancha para una bobina de bloqueo de gama 0,2 y 0,5 mH



Bobinas de bloqueo

7

TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD > Serie CA



Aislamiento de papel-aceite > Modelo CA									
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones			Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (BIL) (kVp)	Maniobra (kVp)		A (mm)	T (mm)	H (mm)	
CA-36	36	70	170	-	900	350	1350	1750	220
CA-52	52	95	250	-	1300	350	1350	1750	220
CA-72	72.5	140	325	-	1825	350	1350	1750	220
CA-100	100	185	450	-	2500	350	1350	1750	220
CA-123	123	230	550	-	3075	350	1785	2230	265
CA-145	145	275	650	-	3625	350	1785	2230	265
CA-170	170	325	750	-	4250	350	1945	2390	305
CA-245	245	460	1050	-	6125	350	2590	2975	375
		395	950						
CA-300	300	460	1050	850	7500	450	3070	3455	600
CA-362	362	510	1175	950	9050	600	4015	4495	1090
CA-420	420	630	1425	1050	10500	600	4015	4495	1090
		575	1300						
CA-525	550	680	1550	1175	13125	600	4525	5195	1150
CA-550	550	800	1800	1175	13750	600	5205	5960	1700
CA-765	800	880	1950	1425	15300	600	5720	6650	2250
		975	2100	1550					

Estas dimensiones y pesos son aproximados y se basan en los requisitos estándar.

Para obtener valores detallados, por favor consulte con Arteche.

ANEXO III – PRESUPUESTO

Este Anexo incluye el presupuesto técnico de la obra, el cual se ha estimado en base a la herramienta de precios de “CYPE ingenieros” en su portal “Generación de precios” [GENE21] e información disponible de precios de proveedores.

Se recuerda que se tienen los siguientes valores como parámetros técnicos de diseño:

Parámetros técnicos – Presupuesto	
Viales nuevos	5013 m
Viales viejos	7142 m
Ancho vial	5 m
Despeje	9 m
Capa base vial 95%PM	0,25 m
Capa superior vial 98%PM	0,30 m
Longitud zanjas	4121,4
Ancho vial	1,2 m
Profundidad vial	1,25 m
Zahorra plataforma de montaje	0,20 m
Sección plataforma de montaje	40x50 m ²
Pedestal hormigón	15 m ²

Profundidad cimentación	2 m ²
Profundidad virola	1 m

Concepto	Tarea	Uds.	Medición	P. Unitario	Importe (Euros)
OBRA CIVIL					
Movimiento de tierra viales y acceso	Despeje y desbroce del terreno por medios mecánicos	m^2	87.516,0	1,0	87.516
	Desbroce y limpieza del terreno con arbustos por medios	m^2	21.879,0	1,7	37.194
	Terraplén PM95% viales nuevos	m^3	6.266,3	19,2	120.563
	Terraplén PM95% viales existentes	m^3	8.927,5	19,2	171.765
	Terraplén PM98% viales nuevos	m^3	7.519,5	19,6	147.006
	Terraplén PM98% viales existentes	m^3	10.713,0	19,6	209.439
	Total				773.483
Drenaje	Zanja drenante PVC ranurado 200 mm^2 doble pared co	m	450,0	31,7	14.252
	Colector enterrado PVC liso sin arquetas 200 mm	m	50,0	23,4	1.168
	Total				15.420
Cimentación de aerogeneradores y plataf	Despeje y desbroce del terreno por medios mecánicos	m^2	16.000,0	1,0	16.000
	Excavación para cimentación de estructuras	m^3	450,0	23,4	10.530
	Plataformas de montaje	m^3	450,0	7,0	3.150
	Relleno, suministro y colocación del hormigón	m^3	450,0	70,0	31.500
	Virola de cimentación	m^3	1.800,0	200,0	360.000
	Total				421.180
Zanjas	Excavación de la zanja	m^3	6.676,7	23,4	156.034
	Relleno de zanja arena directamente enterrados (Zanja 1	m^3	2.352,5	22,4	52.720
	Relleno de zanja arena directamente enterrados (Zanja 2	m^3	2.345,9	22,4	52.571
	Tubo PVC (tres tamos de 12 m de longitud)	m^3	22,9	4,0	92
	Relleno de zanja bajo tubo hormigón	m^3	24,5	400,0	9.792
	Relleno de tierra y compactación por medios mecánicos	m^2	1.978,3	2,2	4.352
	Plancha PVC (Zanja 1)	m^2	2.476,3	2,0	4.953
	Plancha PVC (Zanja 2)	m^2	2.469,4	2,0	4.939
	Cinta de señalización (Zanja 1)	m^2	2.476,3	1,7	4.210
	Cinta de señalización (Zanja 2)	m^2	2.469,4	1,7	4.198
	Total				293.860
GESTIÓN DE RESIDUO	Gestión de residuos vegetales retirados obra civil	m^3	30	7	201
	Total				201
TOTAL OBRA CIVIL					1.504.143

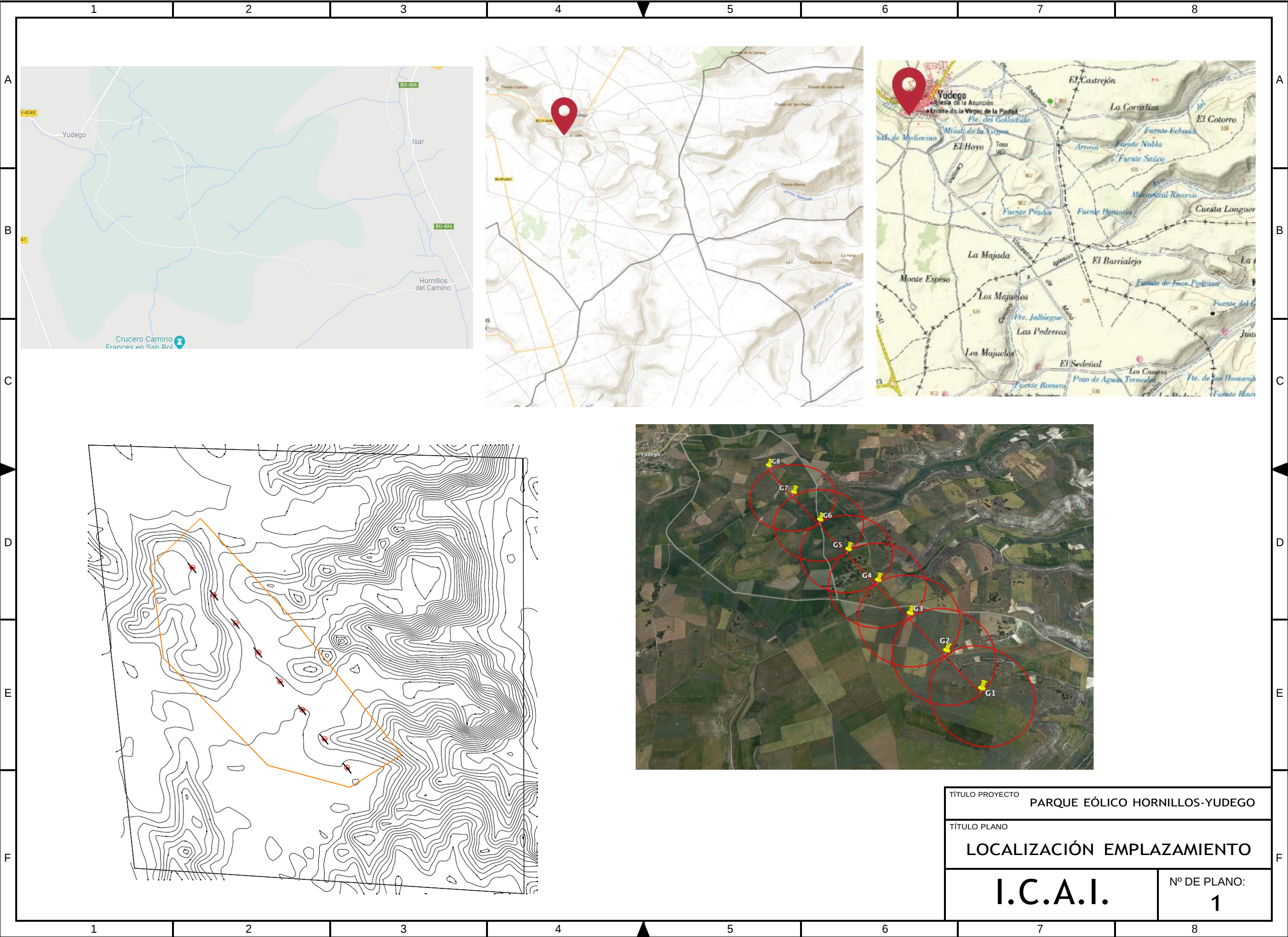
TENDIDO DE CABLES					
Red de Media Tensión	Conductor de terna unipolar HEPR 18/30 kV 3x(1x400 mm ²)	m	4121,4	20,1	247.902
	Conductor Cu desnudo 1X50 mm ² red de Media Tensión	m	4300	2,9	12.556
	Fibra óptica monomodo (8 fibras)	m	4300	1,8	7.740
	Total				268.198
Red aerogenerador	Puesta a tierra electrodos	m	192	82,8	15.898
	Total				15.898
Red de la subestación eléctrica	Puesta a tierra subestación eléctrica	m	1600	2,9	4.672
	Total				4.672
TOTAL TENDIDO DE CABLES					288.768
INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA					
Lado de Alta Tensión	Obra civil subestación eléctrica		1	2.700.000,0	2.700.000
	Seccionador SG3C		6	5.000,0	30.000
	Transformador de potencia 220/30 kV		1	400.000,0	400.000
	Interruptor de potencia 3AP F1		3	100.000,0	300.000
	Transformador de intensidad CA-245		3	60.000,0	180.000
	Transformador de tensión inductivo UTF-245		3	60.000,0	180.000
	Transformador de tensión capacitivo DFK-245		3	70.000,0	210.000
	Autoválvula		3	30.000,0	90.000
	Bobina de bloqueo		3	15.000,0	45.000
	Protecciones		1	300.000,0	300.000
	Total				4.435.000
Lado de Media Tensión	Cabinas de Media Tensión 0L+1W		2	12.000,0	24.000
	Cabinas de Media Tensión 0L+1L+1W		6	18.000,0	108.000
	Cabinas de Media Tensión de acceso		2	10.000,0	20.000
	Total				152.000
Resto	Servicios Auxiliares		1		175.000
	Componentes adicionales (Batería de condensadores, iluminación, etc.)		1		60.000
	Total				235.000
TOTAL INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA					4.822.000

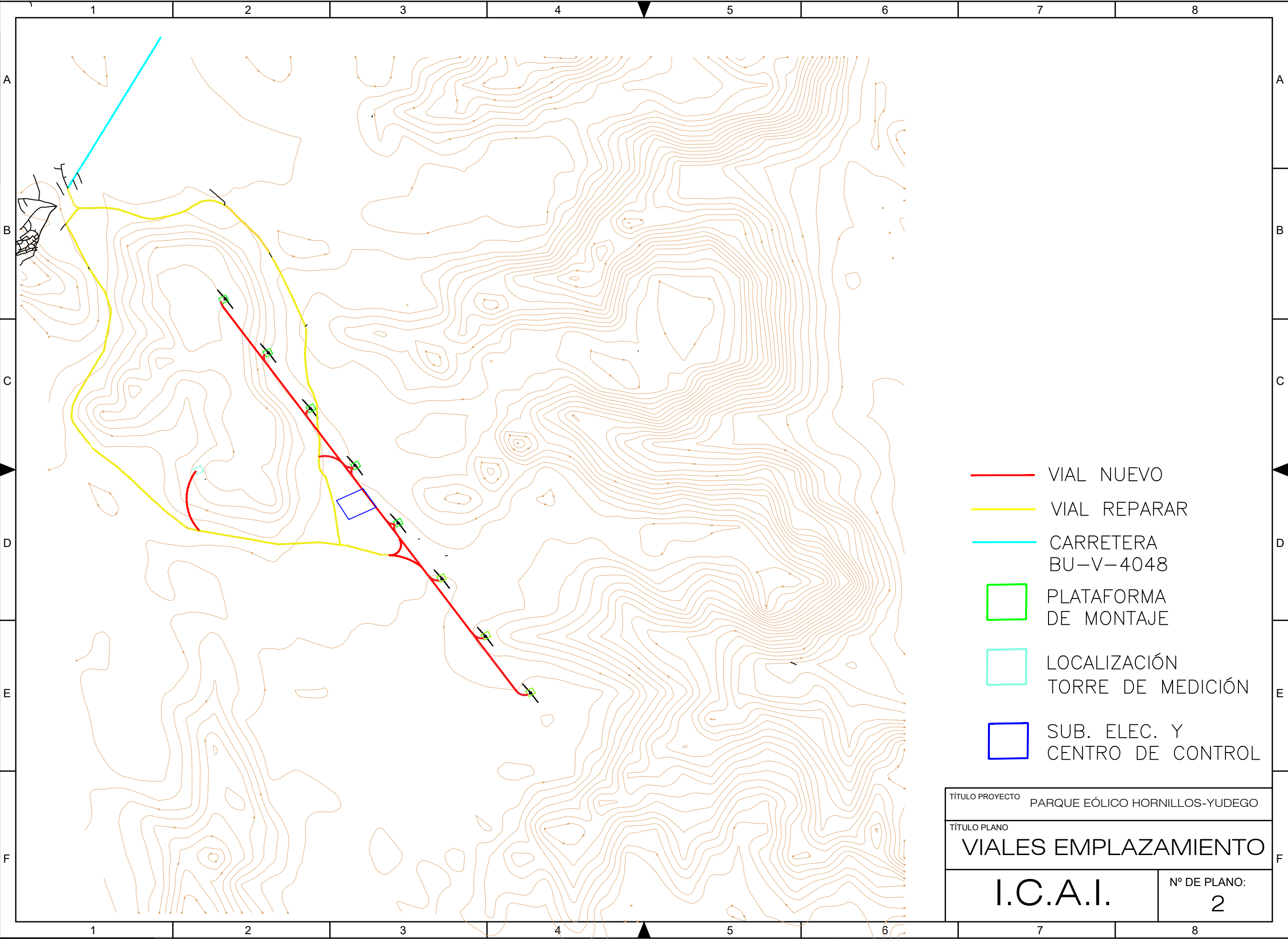
AEROGENERADORES Y TORRE DE MEDICIÓN					
Aerogeneradores		8	4.800.000,0		38.400.000
Total					38.400.000
Torre de medición		1	135.000,0		135.000
Total					135.000
TOTAL AEROGENERADORES Y TORRE DE MEDICIÓN					38.535.000
SEGURIDAD Y SALUD					
Protecciones individuales	Conjunto de equipo de obra (guantes, gafas, casco)	200	30,0		6.000
	Sistema anticaída	8	345,0		2.760
Total		1			8.760
Protecciones colectivas (civil + eléctrico)	Delimitación y protección de bordes de excavación m	200	2,7		534
	Cuadro eléctrico provisional de obra	1	340,0		340
	Conjunto de sistemas de protección colectiva	1	1.000,0		1.000
Total		1			9.760
Extinción de incendios	Extintor de incendios tipo 21A-144B-C	8	85,2		681
Total					681
Instalaciones de higiene y bienestar	Acometidas a casetas prefabricadas	6	123,0		738
	Seguridad frente a contagio de COVID-19	500	55		27500
Total					28.238
Medicina preventiva y primeros auxilios	Botiquín de emergencias	10	121,3		1.213
	Camilla de socorro	3	42,6		128
Total					1.341
Formación y reuniones	Reunión del Comité de Seguridad y Salud en el Trabajo	1	132,9		133
Total					133
TOTAL SEGURIDAD Y SALUD					39.153
PRESUPUESTO TÉCNICO TOTAL					45.189.065

ANEXO IV – PLANOS

En este Anexo se incluyen los planos relevantes del proyecto.

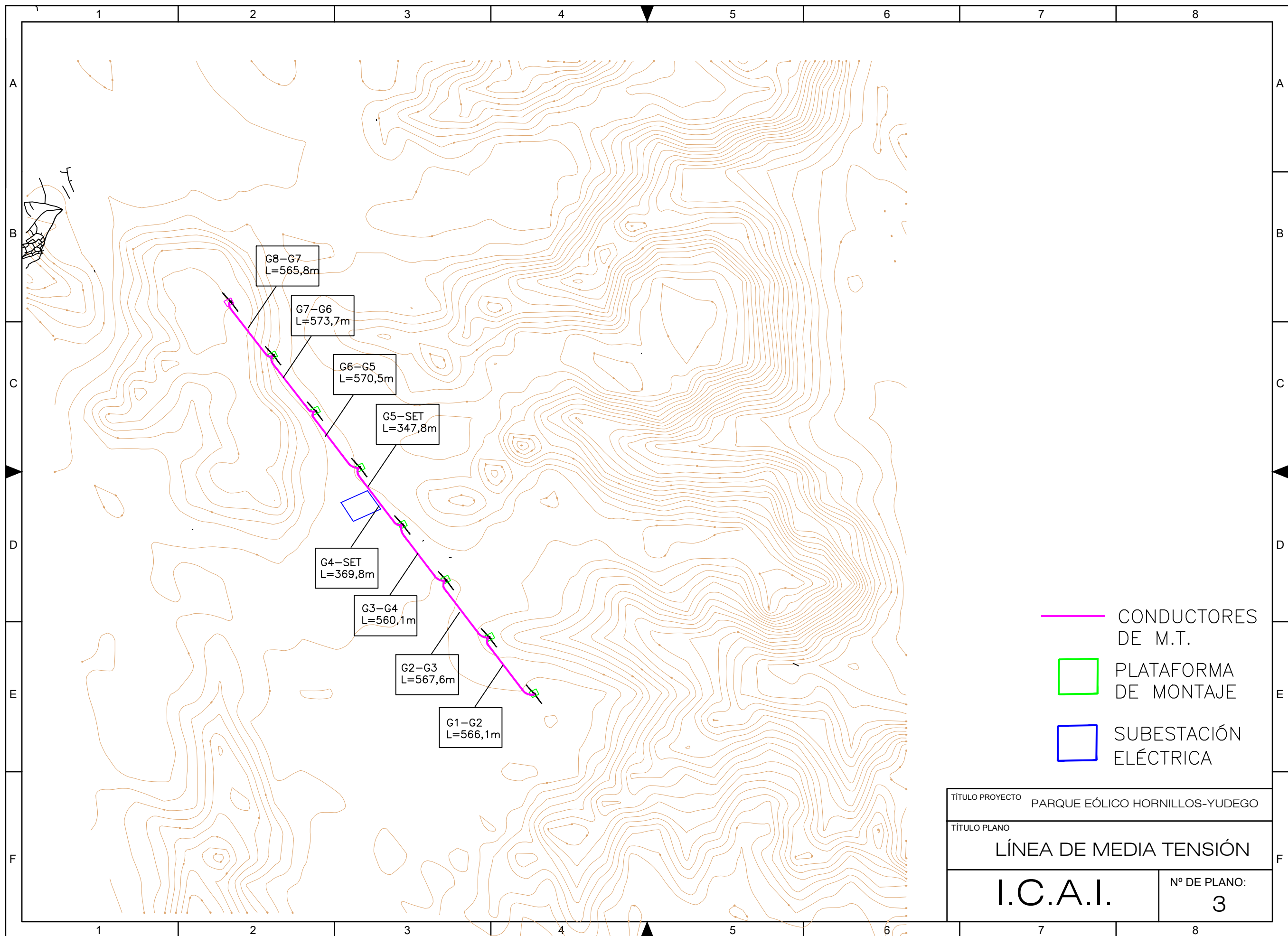
- Plano 1: Localización emplazamiento
- Plano 2: Viales emplazamiento
- Plano 3: Línea de Media Tensión
- Plano 4: Perfil viales
- Plano 5: Perfil zanjas
- Plano 6: Fibra óptica
- Plano 7: Líneas de generación
- Plano 8: Esquema unifilar conexión M.T.
- Plano 9: Esquema unifilar MT/AT
- Plano 10: Alzado subestación eléctrica

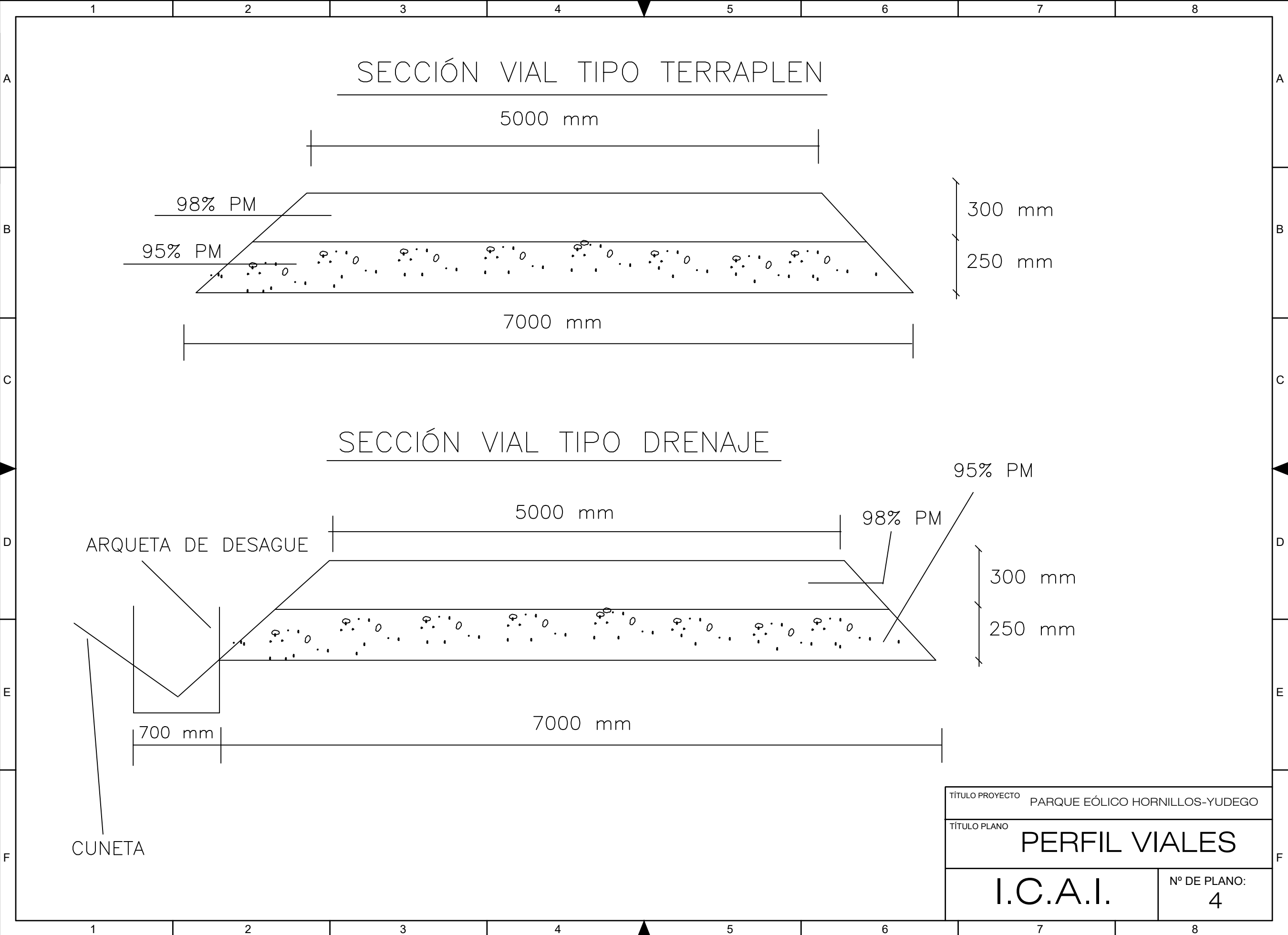


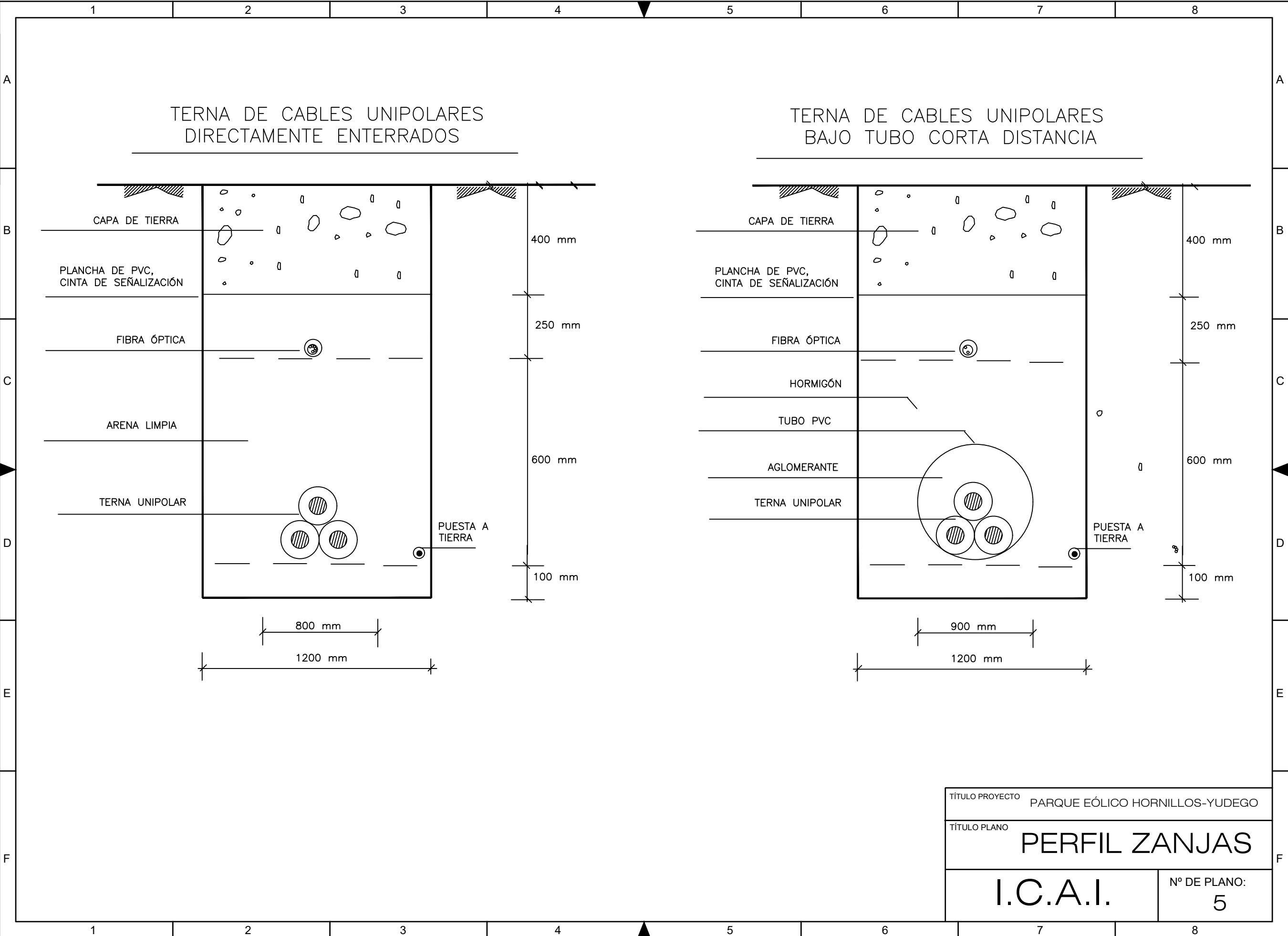


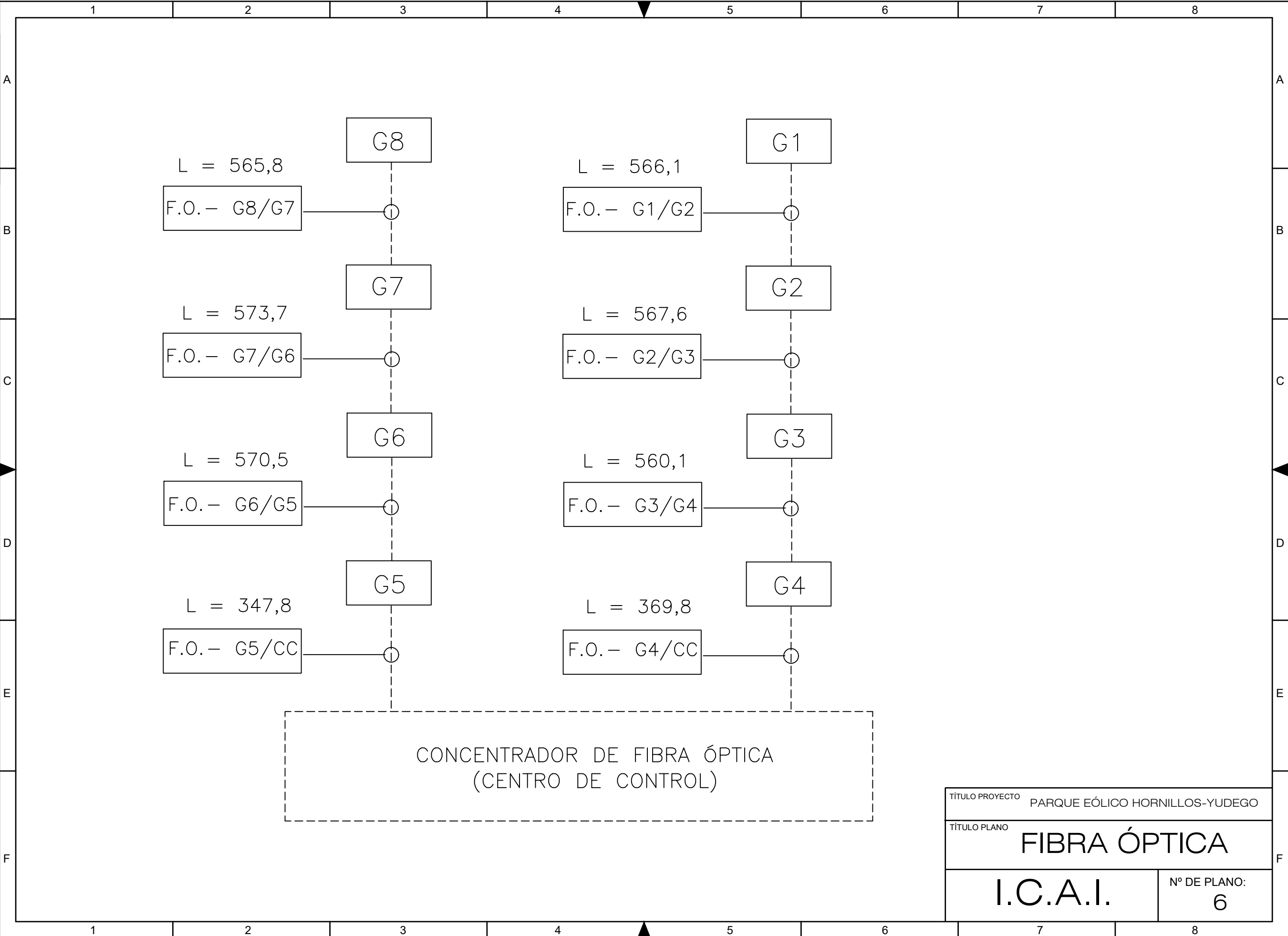
- VIAL NUEVO
- VIAL REPARAR
- CARRETERA BU-V-4048
- PLATAFORMA DE MONTAJE
- LOCALIZACIÓN TORRE DE MEDICIÓN
- SUB. ELEC. Y CENTRO DE CONTROL

TÍTULO PROYECTO PARQUE EÓLICO HORNILLOS-YUDEGO	
TÍTULO PLANO VIALES EMPLAZAMIENTO	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 2

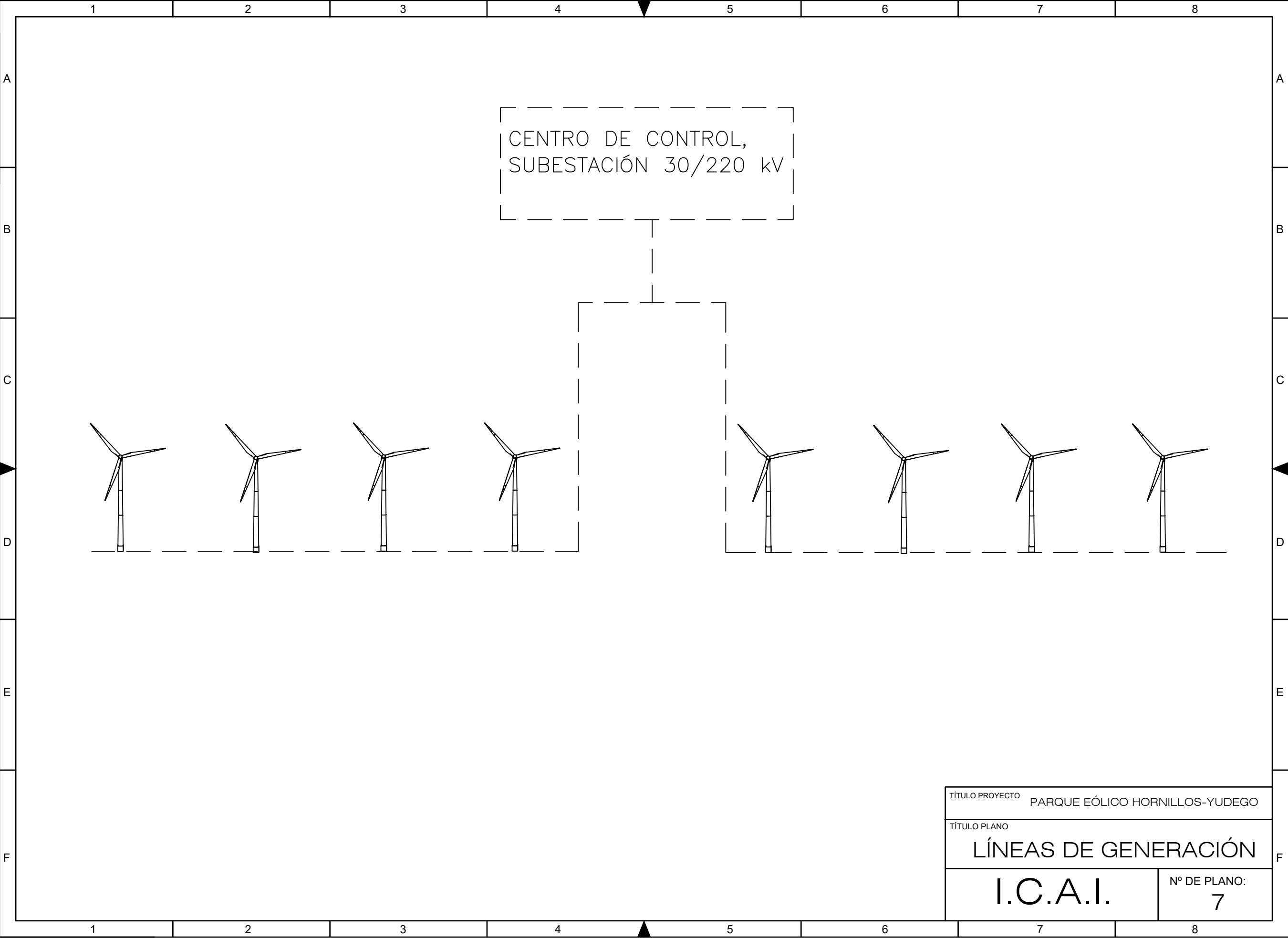


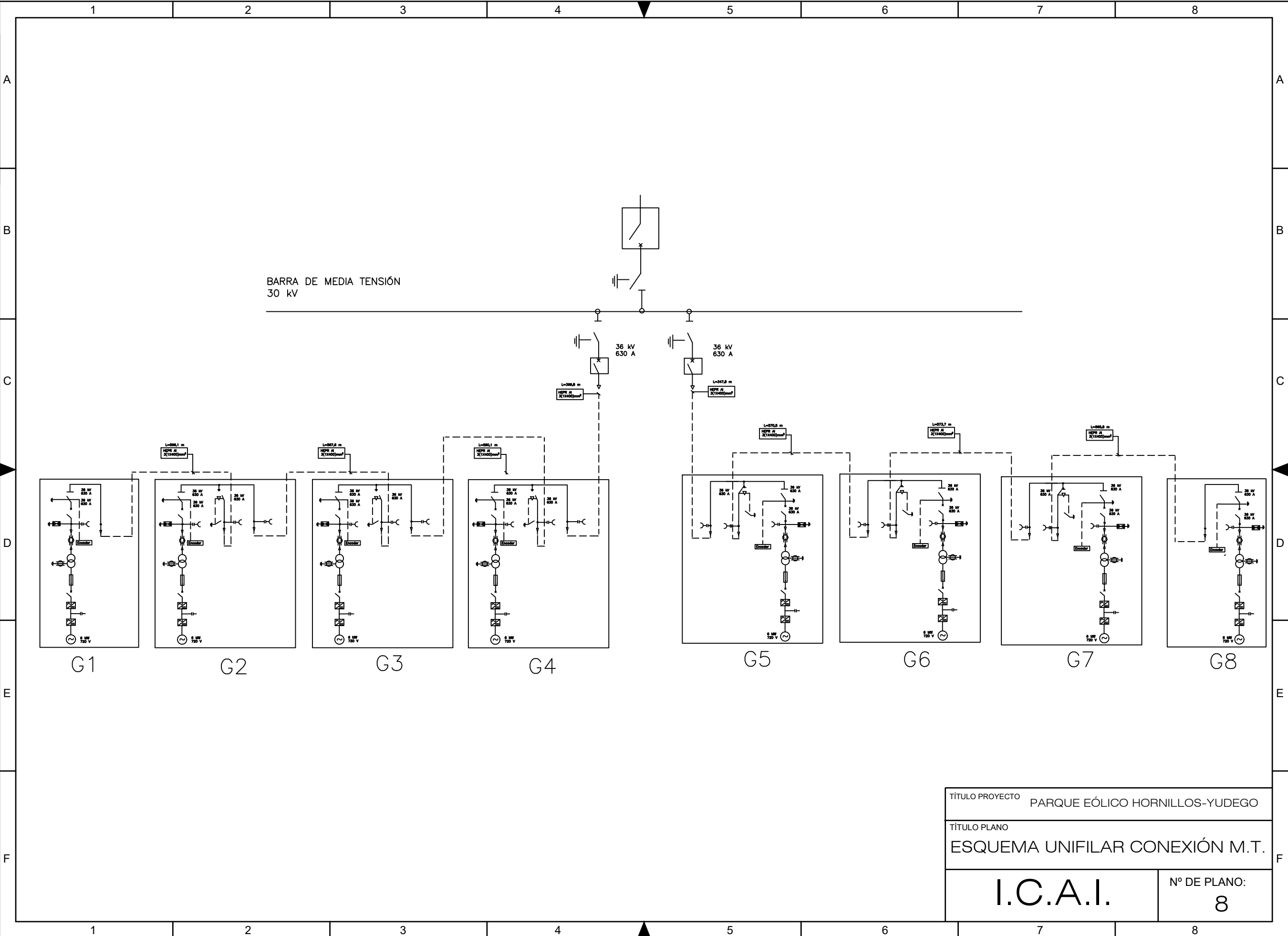




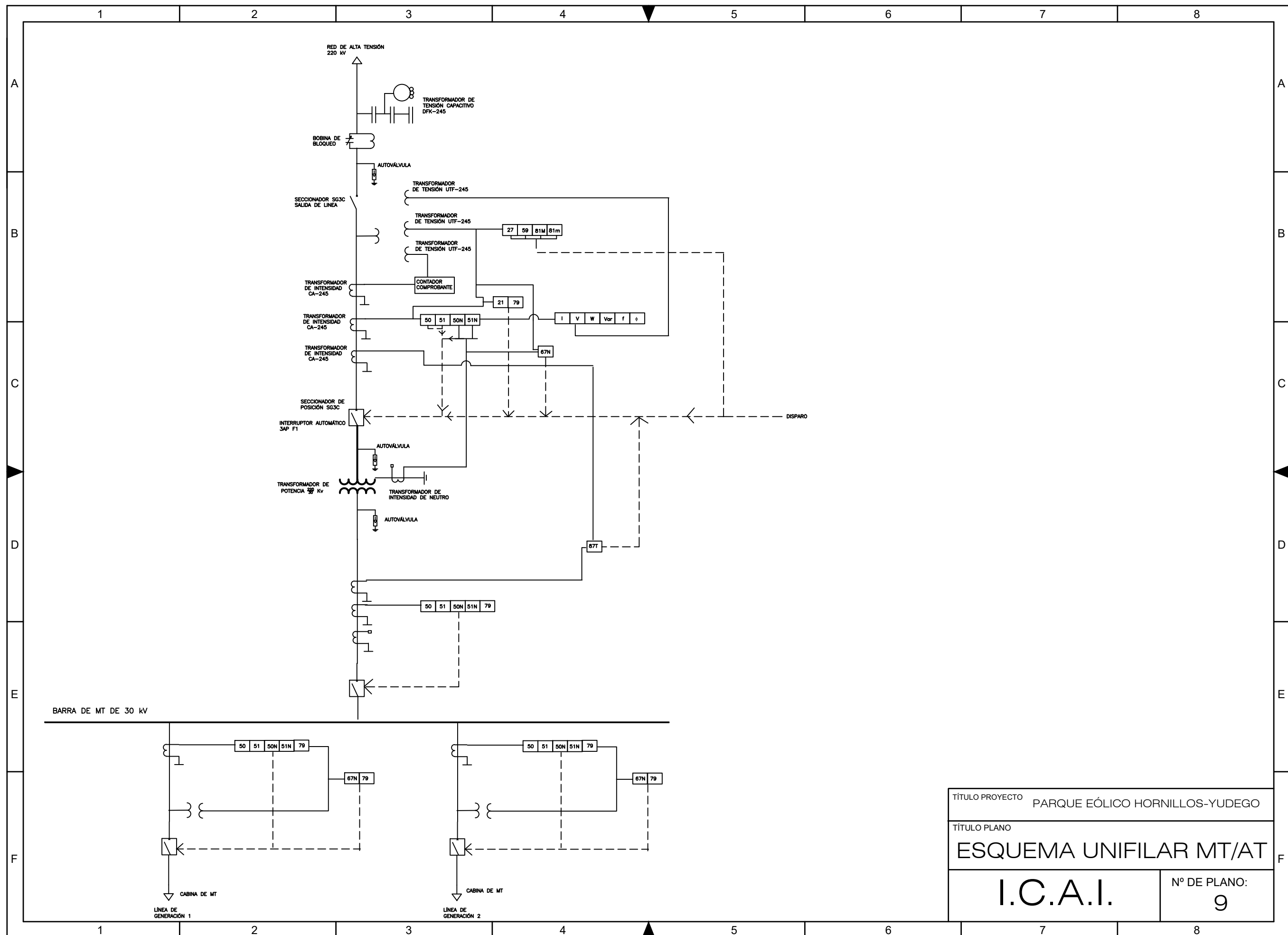


TÍTULO PROYECTO PARQUE EÓLICO HORNILLOS-YUDEGO	
TÍTULO PLANO FIBRA ÓPTICA	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 6

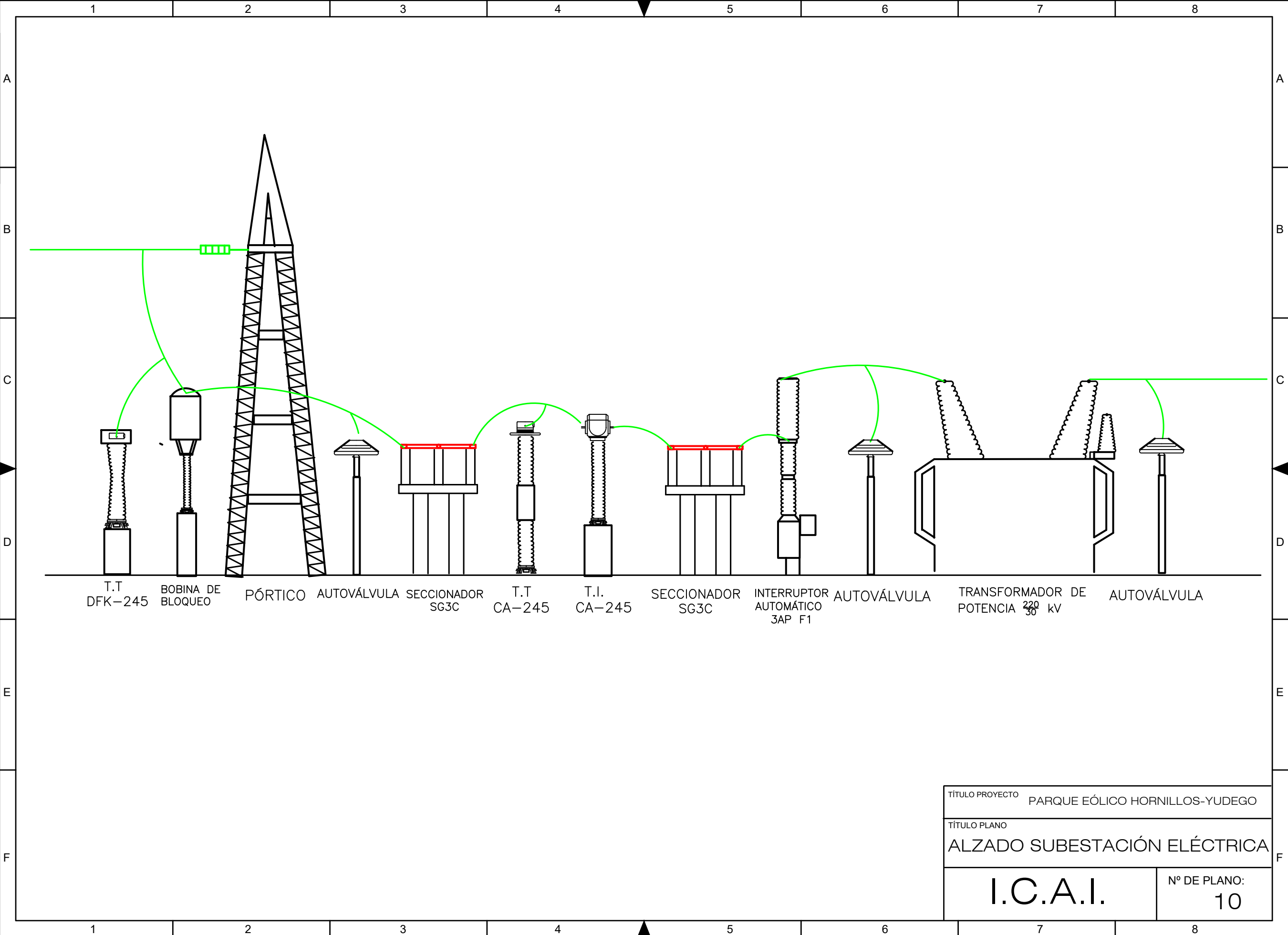




TÍTULO PROYECTO PARQUE EÓLICO HORNILLOS-YUDEGO	
TÍTULO PLANO ESQUEMA UNIFILAR CONEXIÓN M.T.	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 8



TÍTULO PROYECTO PARQUE EÓLICO HORNILLOS-YUDEGO	
TÍTULO PLANO	
ESQUEMA UNIFILAR MT/AT	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 9



TÍTULO PROYECTO		PARQUE EÓLICO HORNILLOS-YUDEGO
TÍTULO PLANO		ALZADO SUBESTACIÓN ELÉCTRICA
I.C.A.I.		Nº DE PLANO: 10