

# **UNIVERSIDAD DE OVIEDO**

ESCUELA POLITÉCNICA DE MIERES

GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS MINEROS Y ENERGÉTICOS

**DEPARTAMENTO DE ENERGÍA  
ÁREA DE INGENIERÍA NUCLEAR**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

## **PREDISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN ZARAGOZA**

**AUTOR:** (Ana Isabel García Jiménez)

**TUTOR:** (Guillermo Laine Cuervo)

**Enero 2021**



## **RESUMEN**

En este Trabajo Fin de Grado se realizará el estudio y diseño de un parque eólico de 49,79 MW, compuesto por 13 aerogeneradores, en Zaragoza. Para ello, en primer lugar, se realizará una revisión de la normativa de energía eólica tanto regional como estatal así como la caracterización del recurso eólico de la zona, a través de la distribución de weibull y la rosa delos vientos.

En segundo lugar, se analizarán los viales nuevos a construir y las diferentes plataformas para la instalación de los aerogeneradores. Además, se describirá la instalación eléctrica a instalar junto con los diferentes centros de transformación y la red de media tensión para el transporte de energía.

Por último, se realizará un plan de trabajos y un estudio económico de dicho parque.

## **Palabras claves**

Parque eólico, aerogenerador, transformador, media tensión, viales, plataformas.



## **ABSTRACT**

In this Final Degree Project a research and design of a wind farm of 49,79 MW, it is made up of 13 wind turbines, in Zaragoza (Spain). To do this, first, a review of both regional and state wind energy regulations will be carried out, as well as the characterization of the wind resource in the area, through the distribution of Weibull and the wind rose.

Secondly, the new roads to be built and the different platforms for the installation of the wind turbines will be analyzed. In addition, the electrical installation to be installed together with the different transformation centers and the medium voltage network for energy transport will be described.

Finally, a work plan and an economic study of said farm wind will be carried out.

## **Key Words**

Wind farm, wind turbine, transformer, medium voltage, roads, platforms.



## ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>8</b>
1.1	OBJETIVO .....	10
1.2	JUSTIFICACIÓN .....	10
<b>2</b>	<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>13</b>
2.1	PARQUES EÓLICOS EN LA ACTUALIDAD .....	13
<b>3</b>	<b>LEGISLACIÓN APLICABLE.....</b>	<b>16</b>
3.1	NORMATIVA SECTORIAL.....	16
3.2	OBRA CIVIL Y ESTRUCTURAS .....	17
3.3	INSTALACIONES ELECTRICAS.....	18
3.4	NORMATIVA AMBIENTAL .....	18
3.5	SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS .....	19
3.6	OTRAS .....	19
<b>4</b>	<b>LOCALIZACION Y EMPLAZAMIENTO .....</b>	<b>19</b>
4.1	CRITERIOS TÉCNICOS .....	21
4.2	CRITERIOS MEDIOAMBIENTALES.....	21
<b>5</b>	<b>EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.....</b>	<b>22</b>
5.1	DISTRIBUCION DE WEIBULL.....	22
5.2	ROSA DE LOS VIENTOS.....	25
5.3	ROSA DE LOS VIENTOS DE POTENCIA Y ENERGIA .....	28
<b>6</b>	<b>CARACTERISTICAS DE LOS AEROGENERADORES A INSTALAR .....</b>	<b>30</b>
6.1	UBICACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS AEROGENERADORES .....	30
6.2	PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE.....	35
<b>7</b>	<b>OBRA CIVIL.....</b>	<b>39</b>
7.1	VIALES .....	40
7.2	PLATAFORMAS .....	44
7.3	CIMENTACIONES.....	46
7.4	DRENAJES .....	48
7.5	CUNETAS .....	49



<b>8</b>	<b>INSTALACIÓN ELÉCTRICA .....</b>	<b>50</b>
8.1	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	51
8.2	RED DE MEDIA TENSIÓN .....	53
8.3	CANALIZACIONES .....	55
8.4	RED DE TIERRAS .....	57
8.5	RED DE COMUNICACIONES.....	59
<b>9</b>	<b>EVACUACIÓN DE ENERGÍA .....</b>	<b>60</b>
<b>10</b>	<b>PLAZO DE EJECUCIÓN.....</b>	<b>61</b>
<b>11</b>	<b>ESTUDIO ECONÓMICO .....</b>	<b>62</b>
11.1	RESUMEN DEL PRESUPUESTO .....	63
11.2	VIAVILIDAD ECONOMICA .....	63
<b>12</b>	<b>CONCLUSIÓN .....</b>	<b>67</b>
<b>13</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>69</b>

## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: DIAGRAMA DE GANTT .....	71
ANEXO 2: PLANOS.....	73
ANEXO 3: CATÁLOGO AEROGENERADOR.....	77

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Potencia instalada por países.....	13
Tabla 2: Datos de velocidad y desviación .....	23
Tabla 3: Función Gamma .....	24
Tabla 4: Datos Rosa de los Vientos .....	26
Tabla 5: Configuración del parque eólico.....	31
Tabla 6: Características del aerogenerador .....	32
Tabla 7 Datos del aerogenerador.....	34
Tabla 8: Posición de aerogeneradores.....	35
Tabla 9: Pérdidas de energía .....	38



Tabla 10: Resumen de datos aerogenerador .....	39
Tabla 11: Tipo de cunetas.....	49
Tabla 12: Distribución aerogeneradores por circuitos .....	50
Tabla 13: Circuito 1 .....	54
Tabla 14: Circuito 2.....	54
Tabla 15: Circuito 3.....	54
Tabla 16: Dimensiones de zanjas.....	55
Tabla 17: Longitud de zanja.....	57
Tabla 18: Desglose de inversión .....	64
Tabla 19: Costes de explotación.....	64
Tabla 20: Resumen de datos .....	65
Tabla 21: Datos para cálculo del VAN y TIR .....	65
Tabla 22: Cálculo de VAN y TIR.....	66

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: MW instalados por comunidades (AEE, 2020). .....	11
Ilustración 2: Mapa de la zona (AEE, 2020).....	12
Ilustración 3: Producción eléctrica en España en % (REE, 2019) .....	14
Ilustración 4: Evolución energética prevista (AEE, 2020). .....	15
Ilustración 5: Emplazamiento de parque eólico.....	20
Ilustración 6: Aerogenerador 3,8-130 (General Electric, 2016) .....	33
Ilustración 8: Datos para curva de potencia (General Electric, 2016) .....	36
Ilustración 9: Viales del parque (www.googlemaps.es) .....	41
Ilustración 10: Vial sección tipo 1 (Ecointegral, 2018).....	43
Ilustración 11: Vial sección tipo 2 (Ecointegral, 2018).....	43
Ilustración 12: Transporte de palas (El Independiente, 2019). .....	44
Ilustración 13: Transporte de pala en Asturias (Elaboración propia, 2020). .....	44
Ilustración 14: Plataforma de montaje para aerogenerador (Ecointegral, 2018).....	45
Ilustración 15: Plataforma del parque eólico Talifah en Jordania (ABC, 2018). .....	46
Ilustración 16: Perfil de cimentación de un aerogenerador (Montejano, 2017) .....	47
Ilustración 17: Armadura de una zapata (Enertech, 2015) .....	48
Ilustración 18: Cuneta triangular (Ponce, 2018).....	50
Ilustración 19: Transformador para aerogenerador. (General Electric, 2020) .....	52
Ilustración 20: Celdas de Media Tensión. (General Electric, 2020).....	52



Ilustración 21: Detalle de zanja tipo vía lateral o tierras (ITC-RAT-08).....	56
Ilustración 22: Detalle de zanja tipo cruce vial (ITC-RAT-08) .....	56
Ilustración 23: Conexiones de puesta a tierra (Erico, 2012).....	58
Ilustración 24: Red por fibra óptica (Beckhoff, 2018) .....	60
Ilustración 25: Esquema de circuitos (Elaboración propia). .....	61

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Evolución mundial de la energía eólica (Barrero, 2019) .....	9
Gráfico 2: Instalación de energía eólica en el mundo en % (AEE, 2020) .....	14
Gráfico 3: Distribución de Weibull. (Elaboración propia).....	24
Gráfico 4: Frecuencia de velocidades según dirección. (Elaboración propia) .....	26
Gráfico 5: Rosa de los Vientos. (Elaboración propia) .....	28
Gráfico 6: Rosa de los Vientos de Potencias. (Elaboración propia) .....	29
Gráfico 7: Rosa de los vientos de energía. (Elaboración propia). .....	30
Gráfico 8: Curva de potencia (Elaboración propia). .....	36



## 1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad existen parques eólicos terrestres y marinos. Este Trabajo Fin de Grado tratará de la disposición de un parque eólico terrestre, que consistirá en un conjunto de aerogeneradores distribuidos a lo largo de un área geográfica, en la que cada aerogenerador, dependiendo de su tamaño, generará una cantidad determinada de energía. Estas potencias pueden variar desde los 0,5 a los 3MW en parques eólicos terrestres pudiendo llegar a los 7MW en parques marinos (Ormazabal, 2020).

En el mundo, se dispone de energías no renovables (que se irán agotando a lo largo de los años según su consumo) y de energías renovables (energías que no se agotarán). Entre estas últimas está el viento, que es la energía que utilizan los aerogeneradores. La energía cinética del viento mueve las palas de un aerogenerador el cual a su vez pone en funcionamiento una turbina que la convierte en energía eléctrica.

En los años 80, siglo XX, ha sido cuando este tipo de energía ha constituido un verdadero impulso con el inicio de los primeros prototipos de aerogeneradores de pequeña potencia, y consolidándose a partir de 1994, con el arranque del desarrollo de los parques modernos (Fundación Descubre, 2019).

La energía eólica tiene grandes ventajas aunque también inconvenientes, a continuación se describen algunas de ellas:

### **Ventajas:**

- Es renovable
- No produce emisiones atmosféricas ni residuos.
- Ayuda a reducir el uso de combustibles fósiles, por lo que contribuye a frenar el efecto invernadero y la lluvia ácida.
- No erosiona ni altera las características del suelo.
- Puede instalarse en espacios no aptos para otros fines y, a la vez, convivir con otros usos del suelo.
- Permite el autoabastecimiento local, siendo independiente de cualquier relación comercial exterior.
- Al finalizar la vida útil de la instalación, el desmantelamiento no deja huella.



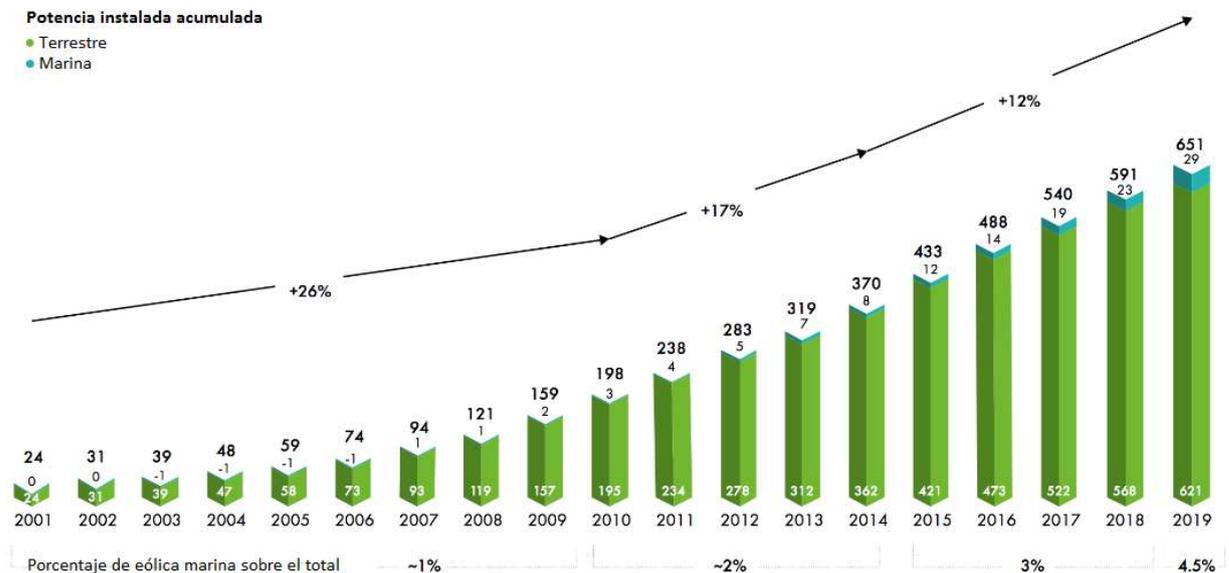
- Se obtiene un buen rendimiento.

**Inconvenientes:**

- Modifican el paisaje, ya que tienen un impacto visual grande.
- Su producción es intermitente porque sólo se genera energía mientras haya viento, de modo que no puede ser utilizada como única fuente de energía eléctrica.
- Al subir y bajar su producción en función de la velocidad del viento, se desgasta más la maquinaria.
- Los aerogeneradores producen ruido y el giro de las aspas mata a las aves.
- Son máquinas muy grandes por lo que su fabricación y transporte contamina y encarece su explotación.

Aun con todos estos inconvenientes, la energía eólica, en el siglo XXI está creciendo de forma imparable.

En el gráfico 1 se muestra la evolución de la energía eólica instalada en el mundo.



**Gráfico 1: Evolución mundial de la energía eólica (Barrero, 2019)**



## 1.1 OBJETIVO

El presente proyecto tiene como objetivo el diseño de una instalación eólica denominada "Parque Eólico Monlora I" sito en los municipios de Luna y Ejea de los Caballeros, pertenecientes a Zaragoza.

Dicho parque estará constituido por 13 aerogeneradores de 3,83 MW de potencia nominal unitaria. La potencia total a instalar en el parque será de 49,79 MW.

El proyecto también contemplará el diseño de las obras civiles, incluyendo viales, plataformas, drenajes, áreas de maniobra e instalaciones auxiliares y el diseño de las cimentaciones de los aerogeneradores. En la parte eléctrica, se realizará el cálculo y dimensionamiento de las líneas eléctricas que transportan la energía desde los aerogeneradores hasta una nueva subestación eléctrica, desde donde se realizará la evacuación de la energía.

Para la ubicación de los aerogeneradores, se buscará un equilibrio entre la máxima producción energética del parque y la mínima afectación al entorno. Por ello, no todo el terreno será susceptible de ser ocupado por aerogeneradores, sino que se respetarán separaciones a reservas naturales, núcleos rurales y viviendas, carreteras, líneas eléctricas, etc.

## 1.2 JUSTIFICACIÓN

La justificación principal de la implantación de la instalación eólica será la de aprovechar el excelente recurso eólico existente en la zona objeto de proyecto.

Actualmente, en esta zona se encuentran diversos parques eólicos, entre los que destacan Santo Domingo de la Luna (29 MW), Virgen de la Peña de Alfajarín (30 MW), Rabosera (31 MW), Río Gallego (38 MW) y Valiente (20 MW) (AEE, 2020).

Además, la comunidad de Aragón se encuentra en constante desarrollo eólico, durante el año 2019 ha sido la comunidad autónoma que más parques eólicos ha instalado, llegándose a los 1.102 MW instalados. En la ilustración 1 se muestra la potencia eólica

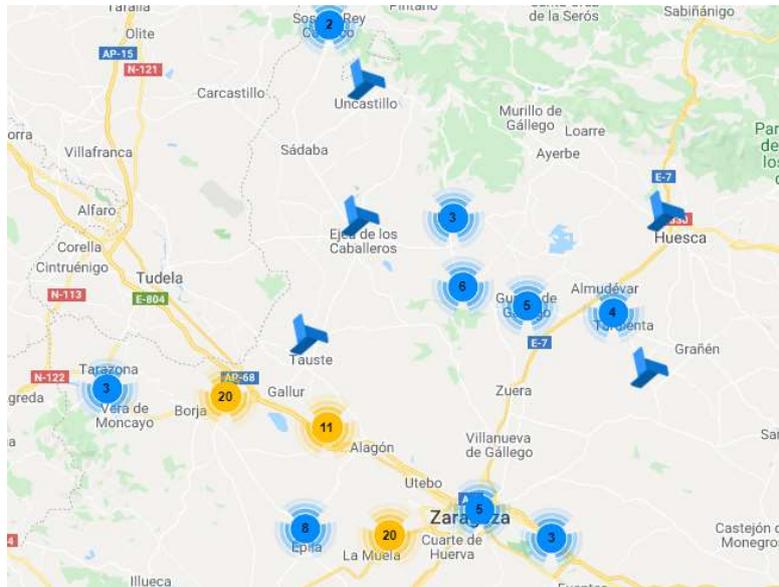


instalada por comunidades autónomas en 2019 en MW y porcentaje de cuota de mercado.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Potencia instalada en 2019	Acumulado 31/12/2018	Acumulado 31/12/2019	Porcentaje sobre el total	Nº de parques
Castilla y León	461	5.595	6.056	23,56%	258
Castilla-La Mancha	0	3.817	3.817	14,85%	144
Galicia	416	3.422	3.814	14,84%	178
Andalucía	124	3.331	3.455	13,44%	160
Aragón	1102	2.002	3.104	12,08%	132
Cataluña		1.271	1.271	4,95%	47
Comunidad Valenciana		1.189	1.189	4,63%	38
Navarra	85	1.004	1.089	4,24%	51
Asturias		518	518	2,02%	23
La Rioja		447	447	1,74%	14
Murcia		262	262	1,02%	14
Canarias	16	431	447	1,74%	86
País Vasco		153	153	0,60%	7
Cantabria		38	38	0,15%	4
Baleares		4	4	0,01%	46
Extremadura	39	0	39	0,15%	1
<b>TOTAL</b>	<b>2.243</b>	<b>23.484</b>	<b>25.704</b>		<b>1.203</b>

***Ilustración 1: MW instalados por comunidades (AEE, 2020).***

En la ilustración 2 se muestra un mapa de los parques eólicos instalados en la zona.



***Ilustración 2: Mapa de la zona (AEE, 2020).***

Otro punto fundamental para la justificación de este parque eólico será la valorización del término municipal, tanto por el aprovechamiento energético como por otras posibles mejoras añadidas que la instalación del parque pueda producir.

Para los sectores de la construcción y servicios supondrá la contratación de un volumen importante de mano de obra. La mayor parte de trabajos de montaje, instalación y mantenimiento se realizarán mediante subcontratas y acuerdos establecidos con empresas radicadas en la zona.

Esto afectará principalmente a los trabajos de obra civil, plantas de hormigones, equipos para desplazamiento y montaje, equipos auxiliares e instaladores eléctricos. Asimismo, los trabajos de mantenimiento y operación del parque se realizarán contratando a personal de la zona.

Por lo tanto, la instalación del parque tendrá efectos socioeconómicos positivos para la comarca.



## 2 MARCO TEÓRICO

### 2.1 PARQUES EÓLICOS EN LA ACTUALIDAD

El consumo de energía eólica en el mundo es muy variable siendo China y Estados Unidos los países que más potencia eólica tienen instalada. Sin embargo, España está muy bien posicionada ocupando el quinto puesto en este ranking.

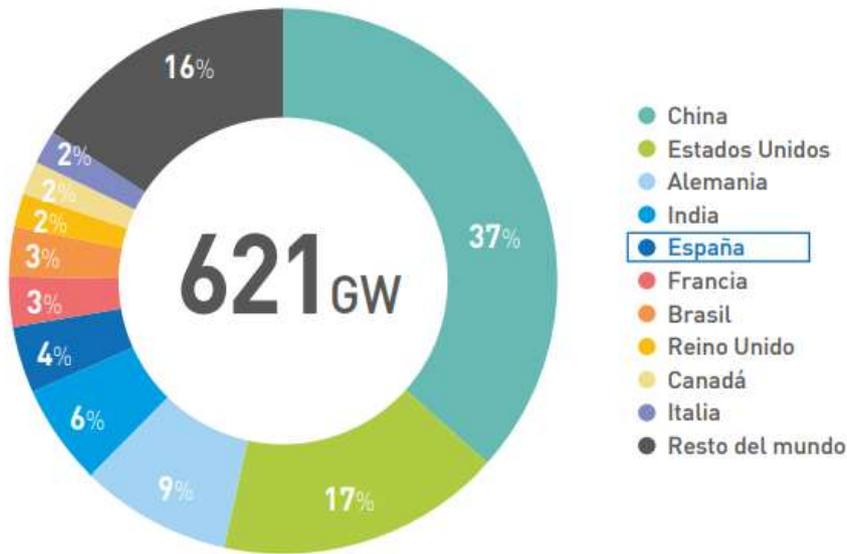
Cabe destacar que China cuenta con el parque eólico terrestre más grande del mundo con 7.965 MW instalados (REVE, 2019). En la tabla 1 se muestra la potencia instalada por países.

**Tabla 1: Potencia instalada por países.**

PAISES	GW INSTALADOS
China	221 GW
EEUU	96,4 GW
Alemania	59,3 GW
India	35 GW
España	23 GW
Reino Unido	20 GW
Francia	15,3 GW
Brasil	14,5 GW

**Fuente: Elaboración propia basado en REVE (2019)**

En el gráfico 2 se puede apreciar el porcentaje de la potencia eólica instalada en los diferentes países del mundo.



**Gráfico 2: Instalación de energía eólica en el mundo en % (AEE, 2020)**

Por otro lado, el consumo energético en España se sustenta de forma mayoritaria en energías de origen fósil (no renovables), sobresaliendo el petróleo y el gas natural entre ellas, con una producción de un 38%. Teniendo en cuenta, además, que son energías que tenemos que importar. Sin embargo, la producción de energía eólica en el año 2019 ha sido de casi un 21% y las predicciones son de seguir en aumento. Si tenemos en cuenta todas las energías renovables podemos decir que prácticamente iguala, en porcentaje, su producción con las energías no renovables.

En la ilustración 3, se muestran los porcentajes de consumo energético en España durante los años 2018 y 2019.



**Ilustración 3: Producción eléctrica en España en % (REE, 2019)**



En febrero de 2020, se hizo público El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), en él se recogen entre otros, los siguientes aspectos previstos para 2030 (AEE, 2020):

- El porcentaje de energías renovables instalado en España será del 42%, siendo un 34% aportado por energía eólica.
- Cierre de las centrales de carbón y 4 GW de energía nuclear, mientras que los ciclos combinados se mantendrán (25 GW).
- La dependencia energética pasará del 73% al 61% en 2030.

En la ilustración 4, se muestra la evolución de la potencia instalada del sistema eléctrico español, según el PNIEC.

Tipo de Energía	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marina)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar Fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	3.9181
Solar Termoelectrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo Combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
<b>Total</b>	<b>107.173</b>	<b>111.829</b>	<b>133.802</b>	<b>160.837</b>

*Ilustración 4: Evolución energética prevista (AEE, 2020).*



A la vista de las previsiones del gobierno, es más que necesario que se invierta en energía eólica, por lo que este proyecto quedaría totalmente respaldado.

### **3 LEGISLACIÓN APLICABLE**

#### **3.1 NORMATIVA SECTORIAL**

- Decreto-Ley 2/2016, de 30 de agosto, de medidas urgentes para la ejecución de las sentencias dictadas en relación con los concursos convocados en el marco del Decreto 124/2010, de 22 de junio, y el impulso de la producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica en Aragón.
- Orden del 28 de Diciembre de 2010 del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por la que se abre convocatoria de concurso público para la adjudicación de autorización de instalación de parques eólicos en la Zona E.
- Orden de 6 de julio de 2004, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por la que se desarrolla el procedimiento de toma de datos para la evaluación del potencial eólico en el procedimiento de autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Aragón.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto Ley 6/2009 por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético, se aprueba el bono social y en el que se establece un mecanismo de registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones de régimen especial.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Orden Ministerial ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.



- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

### **3.2 OBRA CIVIL Y ESTRUCTURAS**

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. (BOE N. 74 DE 28/3/2006) y sus exigencias básicas.
- Real Decreto 256/2016 de 10 junio, que aprueba la Instrucción para la recepción de cementos RC-16.
- Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio de 2.008, por el que se aprueba la Instrucción de Hormigón Estructural (EHE-08).
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales PG-3/75, aprobado por O.M. de 6 de febrero de 1976, y sus revisiones posteriores.
- Orden FOM/2523/2014, de 12 de diciembre, por la que se actualizan determinados artículos del pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes, relativos a materiales básicos, a firmes y pavimentos, y a señalización, balizamiento y sistemas de contención de vehículos.
- AASHTO guide for design of pavement structures. American Association of State Highway and Transportation Officials, 1993.
- Norma 6.1 IC: Secciones de firme de la Instrucción de Carreteras. Ministerio de Fomento. Gobierno de España, 2003.
- Real Decreto 997/2002, de 27 de septiembre, por el que se aprueba la norma de construcción sismorresistente: parte general y edificación (NCSE-02).
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de servidumbres aeronáuticas. Texto consolidado. Última modificación: 17 de mayo de 2013.



### **3.3 INSTALACIONES ELECTRICAS**

- 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 01a 09 (BOE 19.03.08)
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a ITC-BT 51.
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 del Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. (BOE 22.05.10)
- 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 (BOE 09.06.14)
- Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico.
- Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de Centrales de Autogeneración Eléctrica (Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985).

### **3.4 NORMATIVA AMBIENTAL**

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental
- Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.
- Ley 7/2006, de 22 de junio, de Protección Ambiental de Aragón.



- Ley 11/2014 de 4 diciembre. Comunidad Autónoma de Aragón (Prevención y Protección Ambiental).
- Ley 6/2010, de 24 de marzo, de modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.
- Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.
- Real Decreto 100/2011, de 28 de enero, por el que se actualiza el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y se establecen las disposiciones básicas para su aplicación.

### **3.5 SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS**

- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Orden de 16 de abril de 1998 sobre normas de procedimiento y desarrollo del Real Decreto 1942/1993, de 5 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones de Protección contra Incendios y se revisa el anexo 1 y los apéndices del mismo.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. (BOE N. 74 DE 28/3/2006) y sus exigencias básicas.
- Reglas Técnicas CEPREVEN.
- Normas UNE de obligado cumplimiento.

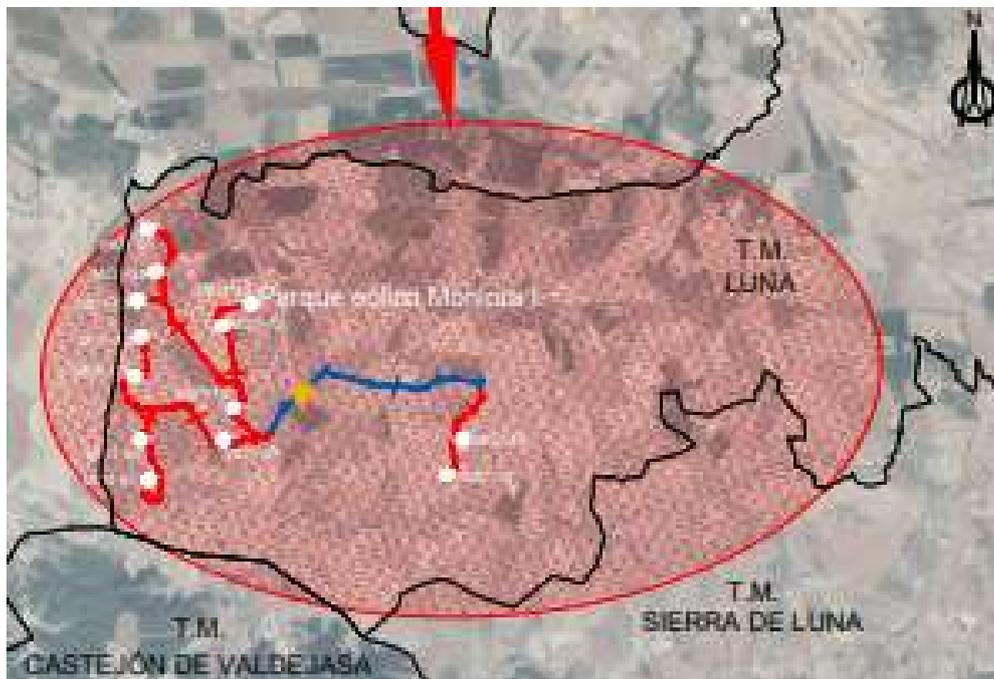
### **3.6 OTRAS**

- Ordenanzas Municipales de las localidades afectadas
- Cualquier disposición de nueva aparición que pueda complementar y/o modificar las anteriores.

## **4 LOCALIZACION Y EMPLAZAMIENTO**

El "Parque eólico Monlora I" se sitúa en los TT.MM. de Luna y Ejea de los Caballeros, provincia de Zaragoza. La zona de implantación se encuentra a unos 7 km de la población de Erla y a unos 10,5 km del núcleo urbano de Ejea de los Caballeros.

En la ilustración 5 se aprecia la zona donde se prevé instalar el parque eólico.



***Ilustración 5: Emplazamiento de parque eólico.***

Los terrenos donde se ubicará el Parque eólico tienen acceso desde la carretera A-124 de Zuera a Erla. Esta vía dispone de suficiente anchura para permitir el acceso de los transportes especiales. El acceso hacia los aerogeneradores se realizará por un camino existente desde donde partirán los viales de acceso a los diferentes aerogeneradores.

Dicho camino existente será debidamente acondicionado para permitir el paso de los transportes especiales. Dentro del parque se adecuarán caminos y se construirán otros nuevos.

Esta área, donde se ubicará el parque, presenta una orografía entre ondulada y accidentada, ocupada principalmente por terrenos de cultivo, algunas manchas de monte bajo y zonas fuertemente erosionadas con formación de cárcavas y barrancos. Esto último provoca la existencia en ciertos lugares de fuertes pendientes y desniveles entre las zonas altas y los valles de ríos y barrancos. Aun así, en la zona que ocupará el parque no existen obstáculos que provoquen sombras sobre las líneas de los aerogeneradores (Ayuntamiento Ejea de los Caballeros, 2020).



La Asociación danesa de la industria eólica (2003) sugiere que la elección del emplazamiento se realice en base a criterios técnicos y ambientales.

#### **4.1 CRITERIOS TÉCNICOS**

- Aprovechamiento energético: A través del estudio del terreno y de los datos obtenidos de la torre de mediciones, se podrán identificar las zonas de mayor potencial eólico, así como las direcciones de los vientos predominantes. La separación entre máquinas se ajustará para optimizar la producción, y reducir al mínimo el efecto de estelas entre aerogeneradores.
- Los trazados y emplazamientos de las instalaciones se elegirán considerando las características geotécnicas y morfológicas del terreno, para evitar la creación de fuentes de erosión.
- La ubicación de los aerogeneradores se realizará en zonas con mejor recurso, siempre que sea posible y respetando los criterios ambientales.
- Cumplimiento de las especificaciones del fabricante en cuanto a adecuación de viales, plataformas y cimentaciones.
- Minimización de las pérdidas energéticas en los circuitos de media tensión.
- Facilidad de conexión a la red eléctrica, debido a la existencia en la zona de infraestructura eléctrica de evacuación en servicio.
- Cumplimiento de todos los requisitos de calidad de energía estipulados por el operador de la red y adecuación a los Procedimientos de Operación de REE.

#### **4.2 CRITERIOS MEDIOAMBIENTALES**

- Implantación de aerogeneradores, nuevos viales y áreas de maniobra en zonas desprovistas de vegetación arbórea, en la medida de lo posible.
- Máximo aprovechamiento de carreteras y caminos existentes, a fin de optimizar los movimientos de tierras y la destrucción de la cubierta vegetal.
- Se procurará minimizar el impacto visual de la instalación, disponiendo en lo posible las alineaciones de forma ordenada y bajo criterios de simetría.
- De cara a minimizar el impacto global se buscará aprovechar el máximo de sinergias con otros parques eólicos (existentes o en fase de desarrollo) en la zona de manera que se minimizarán en la medida de lo posible la construcción de nuevas infraestructuras.



- Aplicación de medidas adicionales destinadas a minimizar el impacto ambiental de la instalación.

## **5 EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO**

Para una óptima evaluación del potencial eólico del emplazamiento se utilizarán las mediciones de una estación meteorológica con medidas, efectuadas durante 10 años, de las direcciones y velocidades de viento.

Dicha estación meteorológica se encuentra en el emplazamiento del parque eólico y los anemómetros para el análisis del viento están a una altura de 85 m, similar a las torres de los aerogeneradores. Además, esta estación también recoge información sobre la temperatura, la densidad, la presión atmosférica y la humedad relativa en el aire, que junto con la dirección y velocidades del viento permitirá realizar la caracterización del recurso eólico y determinar su dirección predominante, así como diversos parámetros fundamentales a la hora de la instalación del parque.

Para conocer la orientación que deberán tener los aerogeneradores se deberá determinar la frecuencia y dirección predominante del viento, esto se realizará a través del cálculo de la rosa de los vientos. Además, mediante la distribución de Weibull, se calculará el valor de la velocidad media, la moda de la distribución de velocidades y la mediana. Con todo esto se podrá determinar qué tipo de aerogenerador se podrá instalar.

A continuación, se describen dichos parámetros.

### **5.1 DISTRIBUCION DE WEIBULL**

La distribución de Weibull es muy utilizada en meteorología para el análisis de la velocidad del viento. Dicha distribución ha sido desarrollada por Waloddi Weibull en 1951 (Bowden, 1983).

Como se ha dicho anteriormente se empleará la distribución de Weibull para obtener la velocidad media, la moda la moda de la distribución de velocidades y la mediana. De este modo se podrá realizar la caracterización del recurso eólico. Gracias al valor de la



media se podrá saber qué tipo de viento se tiene en el emplazamiento y que aerogenerador elegir para la instalación del parque eólico.

Los datos de partida serán los datos de medidas realizadas través de la estación de medida. Además, se tendrá en cuenta la fórmula matemática de la distribución de Weibull cuya expresión se muestra en la fórmula (5.1.1):

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (5.1.1)$$

Dónde:

k: Parámetro de forma (adimensional).

c: Parámetro de escala, las dimensiones dependen de las variables tomadas, en este caso m/s

Primero se necesita calcular los valores de los parámetros k y c. Existen varias formulaciones para ello, en este caso se utilizarán las fórmulas que dependen de la función Gamma (5.1.2) y (5.1.3).

$$c = \frac{v_m}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (5.1.2)$$

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_m}\right)^{-1,086} \quad (5.1.3)$$

Dónde:

$V_m$ : Velocidad media de todos los datos recogidos por la torre de medición.

$\Gamma$ : Función Gamma, la cual se calcula mediante tablas.

$\sigma$ : Desviación típica de las muestras de velocidades.

Con los datos de las distintas velocidades recogidas de la estación meteorológica se calculará la velocidad media y la desviación, con lo que se obtendrán los valores de la tabla 2:

**Tabla 2: Datos de velocidad y desviación**

Datos	Valores
Velocidad media ( $v_m$ )	8,5 m/s
Desviación ( $\sigma$ )	5,7436

Fuente: Elaboración propia



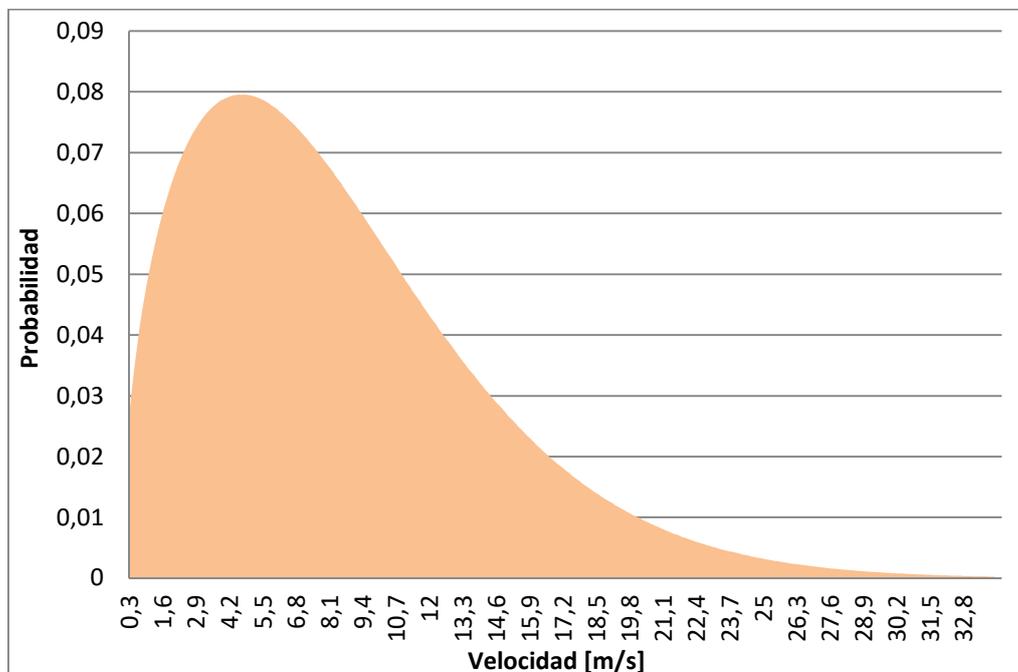
Sabemos que el valor  $\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$  hace referencia al valor  $\Gamma(n)$ , el valor “n” será equivalente a  $\left(1 + \frac{1}{k}\right)$ . En la tabla 3 se resumen los valores de la función gamma.

**Tabla 3: Función Gamma**

n	$\Gamma(n)$
1,63	0,89724
1,64	0.89864
1,64	0.90012
1,66	0.90167
1,67	0.90330

**Fuente: Elaboración propia**

A partir de todos los datos obtenidos se puede calcular el factor de escala “c” y factor de forma “k” dando un valor de 9,41 m/s y 1,53 respectivamente. Con ambos valores calculados, la distribución de Weibull será la mostrada en el gráfico3.



**Gráfico 3: Distribución de Weibull. (Elaboración propia)**



A partir de la distribución de Weibull, se podrá calcular la media, la moda de la distribución de velocidades y la mediana, todos ellos parámetros que ayudan en la caracterización del viento.

El valor de la media de weibull es de 8,47 m/s., valor que ayudará a determinar qué clase de viento se tiene en esta ubicación y por lo tanto qué tipo de aerogenerador se podrá instalar.

## **5.2 ROSA DE LOS VIENTOS**

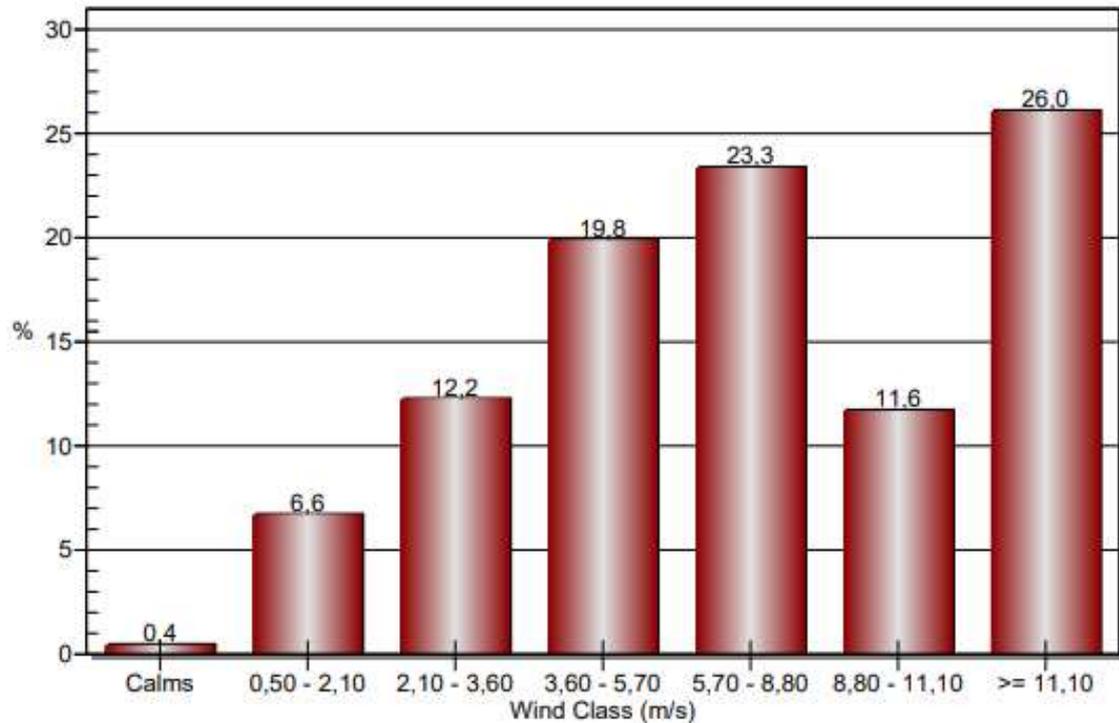
Como ya se ha dicho, gracias al diagrama de la rosa de los vientos se determinará la orientación que deberán tener los aerogeneradores.

La rosa de los vientos es un diagrama polar en el que se representa la frecuencia direccional del viento. El rango de valores va de dirección 0 a 359 grados, siguiendo el sentido horario. De esta forma 0° se corresponde con dirección Norte, 90° con dirección Este, 180° con dirección Sur y 270° con dirección Oeste.

En el presente trabajo, la rosa de los vientos se realizará con el programa WRPLOT, utilizando los datos de la torre de mediciones. Este programa realiza gráficos de rosas de los vientos visuales, análisis de frecuencia y gráficos para varios formatos de datos meteorológicos (Lakes Inveronmental, 2020).

El programa WRPLOT, además de darnos la distribución de la rosa de los vientos también nos da un diagrama de barras con los valores de las frecuencias por velocidad de viento.

En el gráfico 4 se muestra un diagrama de barras, que indica que se tiene un 0.38% de viento en calma.



**Gráfico 4: Frecuencia de velocidades según dirección. (Elaboración propia)**

En la tabla 4 se muestra el valor de la frecuencia, velocidad media, densidad de potencia y energía para cada sector.

**Tabla 4: Datos Rosa de los Vientos**

Dirección	Frecuencia	Velocidad Media (m/s)	Densidad de Potencia (W/m <sup>2</sup> )	Energía (Wh/m <sup>2</sup> )
355-5	0,0186	5,9026	115,24	59.587,64
5-15	0,0190	5,0863	73,73	32.853,05
15-25	0,0193	4,7837	61,34	25.705,28
25-35	0,0157	4,5239	51,88	20.560,06
35-45	0,0121	4,0738	37,89	13.520,17
45-55	0,0118	3,9847	35,45	12.375,11
55-65	0,0124	4,1607	40,36	14.711,15
65-75	0,0138	4,3039	44,68	16.843,51
75-85	0,0153	4,1302	39,48	14.284,5
85-95	0,0174	4,2804	43,95	16.479,19

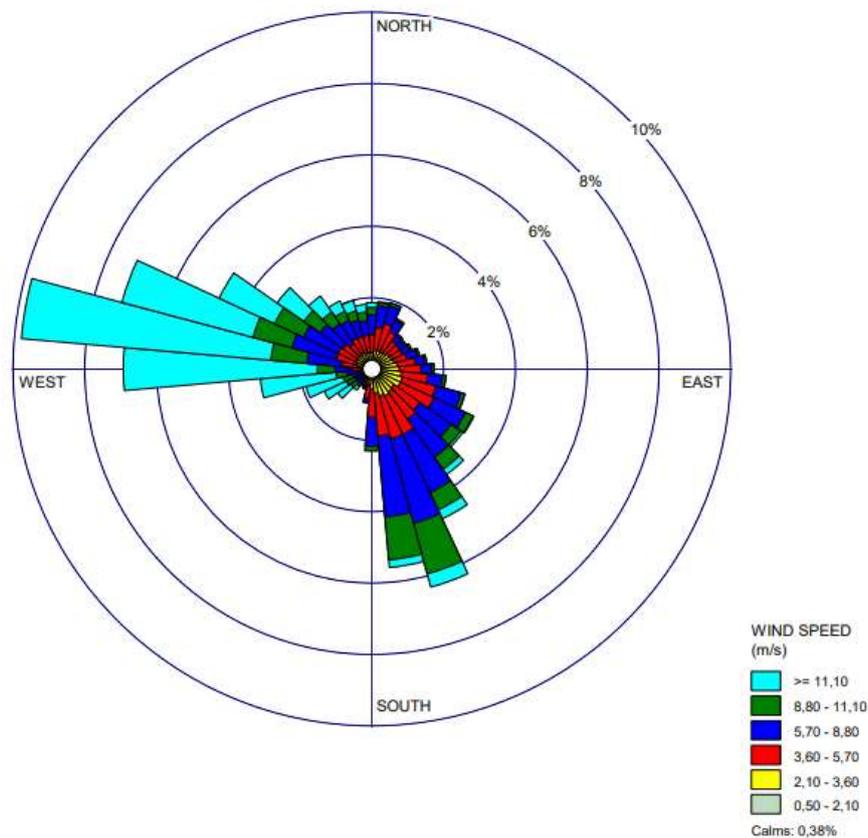


Dirección	Frecuencia	Velocidad Media (m/s)	Densidad de Potencia (W/m <sup>2</sup> )	Energía (Wh/m <sup>2</sup> )
95-105	0,0208	4,4345	48,87	18.983,21
105-115	0,0269	4,7673	60,72	25.356,02
115-125	0,0313	5,1596	76,97	34.789,76
125-135	0,0309	5,6007	98,45	48.299,48
135-145	0,0361	5,9896	120,41	63.179,46
145-155	0,0463	6,2458	136,53	74.701,81
155-165	0,0631	6,9902	191,4	117.202,69
165-175	0,0557	6,7649	173,48	102.807,01
175-185	0,0230	5,191	78,38	35.642,83
185-195	0,0096	3,8111	31,02	10.355,78
195-205	0,0060	3,7057	28,52	9.257,09
205-215	0,0055	4,3513	46,17	17.597,13
215-225	0,0073	6,7109	169,37	99.566,65
225-235	0,0117	9,1043	422,89	337.267,98
235-245	0,0147	10,7707	700,18	660.623,69
245-255	0,0190	12,5481	1.107,15	1.216.996,23
255-265	0,0312	14,8658	1.840,95	237.362,46
265-275	0,0691	16,3396	2.444,55	3.498.996,88
275-285	0,0978	14,1884	1.600,57	1.989.353,41
285-295	0,0719	11,4365	838,22	839.760,61
295-305	0,0469	9,5388	486,36	406.406,83
305-315	0,0322	8,4638	339,76	251.912,29
315-325	0,0250	7,6388	249,78	167.139,82
325-335	0,0210	6,7039	168,83	99.149,31
335-345	0,0199	6,7163	169,77	99.885,56
345-355	0,0182	6,3083	140,67	77.735,77

Fuente: Elaboración propia



A continuación, el gráfico 5, representa el diagrama de la rosa de los vientos de direcciones. Dicho diagrama nos muestra en qué dirección sopla el viento, en el emplazamiento, pero no nos muestra la dirección en la que sopla con más energía. Por lo tanto se tendrán que realizar otros tipos de diagramas como serán la rosa de los vientos de potencia y energía.



**Gráfico 5: Rosa de los Vientos. (Elaboración propia)**

### 5.3 ROSA DE LOS VIENTOS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Para poder realizar el diseño del parque eólico será necesario saber cuál es la dirección predominante del viento en términos de energía, no solo de frecuencia. Por lo tanto, se necesitará calcular cual es la dirección del viento desde la cual sopla con más energía.

Con los datos de la tabla 4 se calcularán la rosa de los vientos de potencia y energía.



Para el cálculo de la rosa de los vientos de potencias (gráfico 6), se empleará la ecuación (5.3.1.).

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} * \rho * V^3 \quad (5.3.1)$$

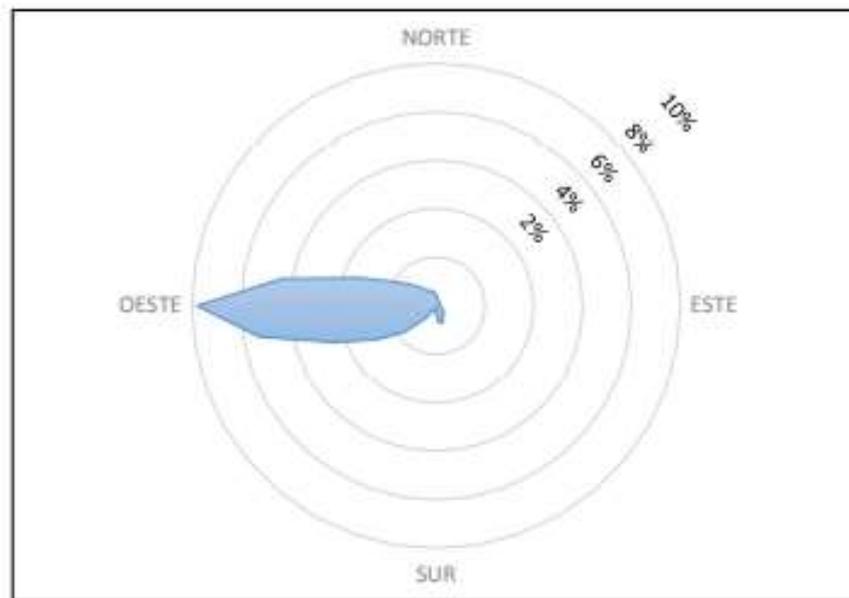
Dónde:

P: Potencia del viento (W)

A: Sección del rotor (1m<sup>2</sup>)

$\rho$ : Densidad del viento (Kg/m<sup>3</sup>)

V: Velocidad del viento (m/s)



**Gráfico 6: Rosa de los Vientos de Potencias. (Elaboración propia)**

Para calcular la rosa de los vientos de energías (gráfico 7), se calcula para cada dirección, su velocidad media, con lo que se calcula su densidad de potencia y luego, se multiplica por el número de horas al año que el viento sopla en esa dirección, que se obtiene con los valores de la rosa de frecuencias.



**Gráfico 7: Rosa de los vientos de energía. (Elaboración propia).**

Como se puede observar, la dirección predominante del viento es Oeste, luego los aerogeneradores se deberán instalar alineándolos en la dirección Norte-Sur. Aun así, en la instalación de los aerogeneradores se deberá tener en cuenta factores como la orografía del terreno buscando la que sea mas apropiada para la instalación y el impacto medioambiental, tratando que sea el mínimo posible.

## **6 CARACTERISTICAS DE LOS AEROGENERADORES A INSTALAR**

### **6.1 UBICACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS AEROGENERADORES**

Para obtener la energía eléctrica partiendo de la energía eólica disponible en el emplazamiento de estudio se instalarán 13 aerogeneradores de potencia unitaria 3,83 MW. En la tabla 5 se muestra un resumen de la configuración del parque.



**Tabla 5: Configuración del parque eólico**

Nº Aerogeneradores	Potencia unitaria (MW)	Potencia Total (MW)
13	3,83	49,79

**Fuente: Elaboración propia**

Como se ha comentado en el punto anterior la ubicación del emplazamiento del parque se realizará en base a las direcciones predominantes del viento, obtenido en el cálculo del recurso eólico. En este caso orientación Norte-Sur.

Cada aerogenerador se compone de elementos internos y elementos externos (Energiza, 2018)

**Los elementos internos** se pueden describir como todo elemento que se encuentra dentro de la góndola y la torre. Estos son los siguientes:

- Eje principal: Sirve para unir el rotor con la multiplicadora.
- Multiplicadora: Aumenta la velocidad de giro.
- Equipamiento eléctrico: Generador eléctrico, transformador, cuadros eléctricos y cableado.
- Sistema de control: Encargado de arranque, parada, orientación, paso de palas, etc. Suele mantener comunicación con una base de control.
- Mecanismos auxiliares: Cumplen determinadas funciones: bloqueo del rotor, el bloqueo del sistema de orientación de la góndola, el mecanismo de orientación de la pala, el mecanismo de orientación de la góndola, los diversos sistemas de lubricación de los elementos cuya fricción necesita ser reducida, y los medios de elevación.

**Los elementos externos** se podrán describir como los observables desde el exterior.

- Cimentación: Sujeción del aerogenerador.
- Torre: Une la cimentación con la góndola y sirve de soporte de ésta, además de soportar algunos elementos interiores como el elevador, la escalera de acceso o los cables interiores.
- Góndola: Se alojan todos los elementos interiores.
- El buje: Une las palas del rotor y aloja en su interior el sistema de orientación de palas o sistema de cambio de paso.



- Las palas: Son el elemento de mayor longitud del aerogenerador, y son las responsables de la conversión de energía cinética del viento en energía cinética en el rotor.
- Estación meteorológica: Ssensores que miden temperatura, velocidad y dirección del viento, y presión atmosférica.
- La baliza de señalización de posición: Indica la presencia de un elemento de gran altura a aeronaves y otros elementos volantes.
- El pararrayos: Tiene como misión capturar la energía generada en descargas eléctricas atmosféricas y conducir las a tierra.

Este apartado se centrará en la altura de buje y diámetro del rotor.

Para este parque eólico se elegirá el modelo de aerogenerador de **General Electric GE-130-3,83 MW**, con una altura de buje de 85 m (ilustración 6). Además, en la tabla 6 se muestra un resumen de estos datos.

**Tabla 6: Características del aerogenerador**

Aerogenerador	Altura de Buje	Nº palas	Diámetro del rotor
GE-130-3,85 MW	85 m	3	130 m

**Fuente: Elaboración propia**



***Ilustración 6: Aerogenerador 3,8-130 (General Electric, 2016)***

En el anexo 3 se adjunta el catálogo de General Electric para este tipo de aerogeneradores.

A continuación, en la tabla 7, se muestra un resumen de dicho catálogo proporcionada por General Electric, con los datos de operación de las turbinas.



**Tabla 7 Datos del aerogenerador**

Turbina	3.8-130
Altura de torre	85 m Torre de acero tubular
Diseño aerogenerador	IEC 61400-1, Ed. 3
Altura sobre el nivel del mar	Máximo 1000 m con el máximo estándar operativo. Temperatura de +40 ° C. Por encima de 1000 m, el máximo operativo la temperatura se reduce según DIN IEC 60034 1. Para instalaciones por encima de 1000 m de distancias de aislamiento de media tensión los terminales también deben reevaluarse.
Opción meteorológica estándar (STW)	Funcionamiento a plena potencia de -15 ° C a + 35 ° C, resp. 5 ° F a + 95 ° F; rebajar a alcanzar + 40 ° C. Temperatura de supervivencia de -20 ° C a + 50 ° C, resp. -4 ° F a + 122 ° F sin la cuadrícula. Medios de supervivencia: turbina sin funcionamiento incluido el calor, sistema de transferencia por falta de suministro de energía por la red
Condiciones de viento según IEC 61400 1 (ed. 3) para el rango de la temperatura estándar.	8,5 m/s
Ráfaga extrema máxima (10 min) según IEC 61400 1 (ed.3) para el rango de temperatura estándar	42,5 m/s
Clase de viento	IEC IIb

**Fuente: General Electric 2016**



En la tabla 8, se muestra a modo de resumen los 13 aerogeneradores a instalar con las posibles coordenadas de su posición.

**Tabla 8: Posición de aerogeneradores**

Aerogenerador	Modelo	Altura Buje	Altitud	Coordenadas		Velocidad altura de buje
MI-01	GE130-3,83 kW	85	384	663180	4660311	6,5
MI-02	GE130-3,83 kW	85	390	663257	4660779	6,5
MI-03	GE130-3,83 kW	85	397	663217	4661218	6,6
MI-04	GE130-3,83 kW	85	390	663443	4661564	6,6
MI-05	GE130-3,83 kW	85	380	663712	4661896	6,6
MI-06	GE130-3,83 kW	85	370	663976	4662217	6,5
MI-07	GE130-3,83 kW	85	440	663350	4659070	6,9
MI-08	GE130-3,83 kW	85	410	663527	4659446	6,6
MI-09	GE130-3,83 kW	85	410	664234	4659541	6,6
MI-10	GE130-3,83 kW	85	420	664358	4659923	6,8
MI-11	GE130-3,83 kW	85	414	664262	4660424	6,8
MI-12	GE130-3,83 kW	85	420	666886	4659133	6,7
MI-13	GE130-3,83 kW	85	412	667064	4659552	6,7

**Fuente: Elaboración propia**

## 6.2 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE

La producción energética anual del parque eólico se calculará a partir de cada aerogenerador mediante la curva de potencia proporcionada por el fabricante.

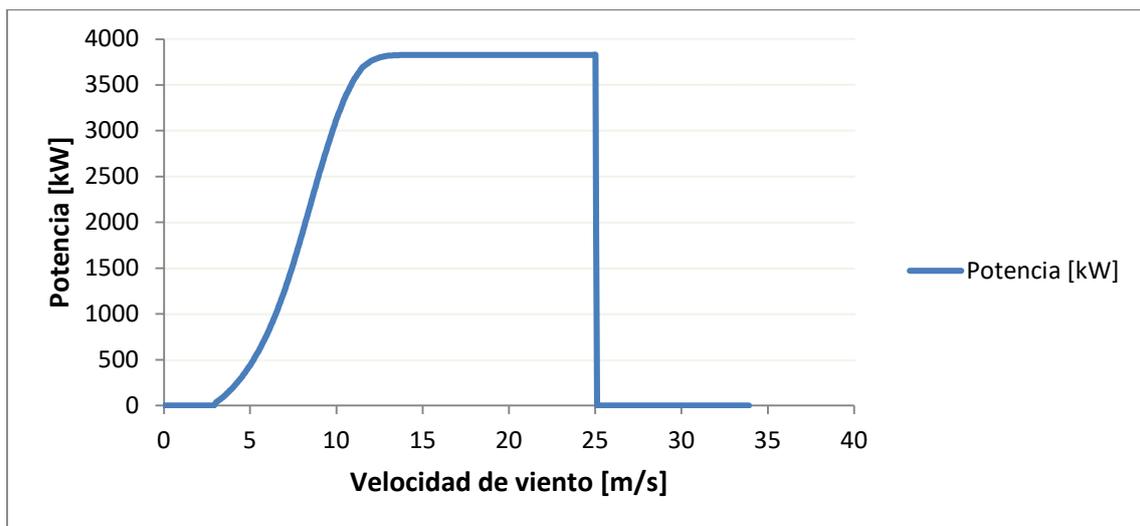
En este caso General Electric, para el aerogenerador GE-3,8-130 de 3,83 MW, facilita una tabla de medidas de la velocidad del viento en m/s y la potencia generada para esa velocidad en kW, que se observan en la ilustración 8.



Velocidad Viento (m/s)	Potencia (kW)	Velocidad Viento (m/s)	Potencia (kW)	Velocidad Viento (m/s)	Potencia (kW)
3	32	10,5	3370	18	3830
3,5	105	11	3558	18,5	3830
4	198	11,5	3694	19	3830
4,5	309	12	3764	19,5	3830
5	442	12,5	3802	20	3830
5,5	600	13	3821	20,5	3830
6	787	13,5	3826	21	3830
6,5	1007	14	3829	21,5	3830
7	1261	14,5	3830	22	3830
7,5	1550	15	3830	22,5	3830
8	1869	15,5	3830	23	3830
8,5	2203	16	3830	23,5	3830
9	2534	16,5	3830	24	3830
9,5	2843	17	3830	24,5	3830
10	3131	17,5	3830	25	3830

**Ilustración 7: Datos para curva de potencia (General Electric, 2016)**

Por lo tanto, con estos datos se realizará la curva de potencia para el aerogenerador (gráfico 8).



**Gráfico 8: Curva de potencia (Elaboración propia).**



Como se puede observar en la curva de potencia (gráfico 8), se tiene que para velocidades de viento menores de 3 m/s y mayores de 25 m/s, la curva decae hasta potencia cero, esto significa que dichos valores 3 y 25 m/s son los valores límites de viento en los cuales se produce el arranque y paro del aerogenerador.

Por lo tanto, por debajo de la velocidad de arranque (3 m/s) la energía producida es residual y no interesará tener la turbina operativa. Y lo mismo pasará cuando se tienen vientos por encima del límite superior (25 m/s), tampoco interesará que la turbina está funcionando ya que un viento excesivamente fuerte puede dañar la estructura del aerogenerador.

En el gráfico 8, se puede apreciar que el aerogenerador comienza a funcionar a potencia nominal (3,8 MW) cuando la velocidad del viento alcanzada sea de 14,5 m/s

Para poder estimar la producción anual de energía del parque se utilizará el anterior estudio del recurso eólico del parque y la curva de potencia del aerogenerador.

Para ello, como datos de tendrán las diferentes velocidades de viento, su potencia y la probabilidad para cada una de las velocidades de viento. Para el cálculo de la energía para cada velocidad, se hará multiplicando la potencia para cada velocidad por su probabilidad y por el número de horas que el viento sopla a esa velocidad. Con lo cual, realizando un sumatorio de todas las energías resulta la producción anual de cada aerogenerador.

Para los aerogeneradores de este trabajo se tiene una producción de energía anual bruta de 12.009,97 MWh/año.

Habrá que tener en cuenta que, esta energía calculada será energía bruta, ya que se entiende que en los aerogeneradores se producen diferentes pérdidas de energía, que habrá que descontar, para así calcular la energía neta. Las pérdidas que se considerarán se resumen en la tabla 9.



**Tabla 9: Pérdidas de energía**

PERDIDAS	PORCENTAJE (%)	MW
Eléctricas	4	480,40
Mecánicas	3	360,30
Estacionamiento	1	120,10
Otras (estelas)	5	600,50
<b>TOTAL</b>	<b>13%</b>	<b>1.561,30</b>

Fuente: Elaboración propia

Mediante la ecuación (6.2.1), se calculará la energía neta producida.

$$E_{neta} = E_{bruta} * (100\% - \sum \%pérdidas) \quad 6.2.1$$

Por lo tanto, como el valor de las pérdidas es un 13% de la energía total producida, se puede decir que el valor neto de la energía será de **10.448,67 MWh/año** por cada aerogenerador, como se instalarán 13 aerogeneradores se tendrá una energía neta total de **135.832,74 MWh/año**.

Además, la producción también se puede expresar a partir de las horas anuales equivalentes, que representan las horas que el aerogenerador habría trabajado si la energía se hubiese producido a la potencia de instalación.

Mediante la fórmula (6.2.2) se calculará el número de horas equivalentes.

$$NHE = \frac{E_{neta} (MW)}{P_{int} (MW)} \quad (6.2.2)$$

Una vez realizados los cálculos se obtienen 2730 horas anuales equivalentes, lo que podría estar dentro de lo esperado ya que se estima que cada aerogenerador debería trabajar durante unas 2000-2200 horas equivalentes anuales para que la instalación sea rentable.



A partir de los datos calculados anteriormente, también se puede calcular el factor de utilización de la instalación (FU). Este valor informará acerca del porcentaje de horas que estará en funcionamiento el aerogenerador respecto al total de horas anuales que será de 8760 horas. Utilizando la fórmula 6.2.3 el factor de utilización será de **31,17%**

$$FU = \frac{NHE}{8760} * 100 \quad 6.2.3$$

A modo de resumen se muestra la tabla 10.

**Tabla 10: Resumen de datos aerogenerador**

Potencia aerogenerador	3,83 MW
Número de aerogeneradores	13
Potencia total instalada	49,79 MW
Energía neta por aerogenerador	10.448,67 MWh/año
Energía neta total	135.832,74 MWh/año
Velocidad media del viento	8,47 m/s
Diámetro del rotor	130 m
Horas anuales equivalentes	2.730 horas
Factor de utilización	31,17 %

**Fuente: Elaboración propia**

## 7 OBRA CIVIL

La obra civil de un parque eólico está marcada básicamente por los condicionantes técnicos de transporte y montaje de los aerogeneradores. Por otro lado, también es necesaria la realización de zanjas para el cableado subterráneo (Martínez, 2020).

Las principales obras a realizar son las siguientes:

- **Cimentación de aerogeneradores:** Se realizará una zapata de hormigón armado para el anclaje de las torres de los aerogeneradores al terreno. Dichas zapatas se han previsto de planta circular y dimensiones adecuadas a las características del terreno.

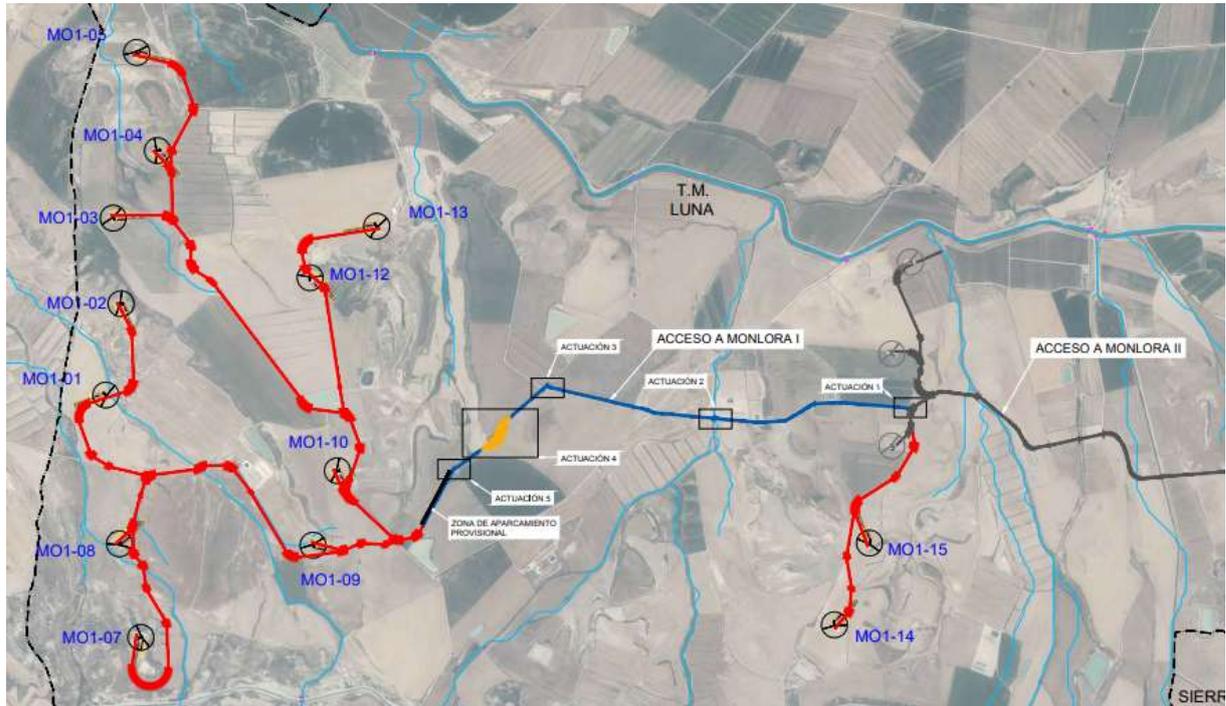


- **Viales internos:** Son aquellos viales existentes, acondicionados o de nueva construcción, que permiten el transporte de equipos y grúas necesarios para el montaje del parque y para su explotación.
- **Accesos:** Se entiende por accesos los viales existentes y viales de nueva construcción que permiten el acceso desde la red de carreteras hasta los viales internos del parque.
- **Plataformas de montaje:** Explanación de terreno acondicionada para el montaje de los aerogeneradores.
- **Zanjas eléctricas:** El conexionado en media tensión de los aerogeneradores con la subestación, así como el cableado de control se dispondrá enterrado bajo zanja. Existirán varias dimensiones de zanja tipo según el número de ternas de cable de media tensión que discurra en cada tramo.

En el diseño y ejecución de la obra civil, se tendrá especial cuidado en la minimización de la afección al medio, sobre todo en aquellos lugares más sensibles. Es también de relevancia la conservación cultural del entorno, evitando la afectación a elementos de patrimonio cultural existentes y realizando las correspondientes prospecciones en las áreas de actuación.

## 7.1 VIALES

Se tendrá que diseñar una red de caminos de acceso al parque y de interconexión entre las turbinas que permitan el tránsito de los medios de transporte de equipos y maquinaria de montaje en una primera fase, y de explotación y mantenimiento durante la vida útil del parque. En la ilustración 9 se dibujan los viales del parque.



*Ilustración 8: Viales del parque ([www.googlemaps.es](http://www.googlemaps.es))*

Con el trazado de los caminos diseñados, se ha tratado de crear una baja incidencia en el entorno, reduciéndose en lo posible tanto la longitud como el movimiento de tierras, tanto por razones económicas como de integración en el medio ambiente. Se han utilizado principalmente los caminos ya existentes, adecuándolos a las condiciones necesarias. En las zonas donde no existían caminos, los nuevos viales han sido diseñados intentando minimizar las afecciones a parcelas.

En función de su naturaleza, los ejes se han dividido en viales de acceso y viales internos de parque.

- **Viales de acceso al Parque:** Discurren por caminos existentes en los que es necesario la realización de actuaciones puntuales que permitan el acceso de los transportes especiales, de más de 1,5 km de longitud total.
- **Viales internos del Parque:** Compuestos por 12 viales con una longitud total de unos 11,6 km.

Los criterios de diseño empleados en los viales son los siguientes:



- **Ancho de Vial:** El ancho mínimo de vial es de 4,5 m en tramo recto y 6 m en tramo curvo.
- **Trazado en Planta:** El menor radio circular empleado en el desarrollo del proyecto es de 65 metros.
- **Trazado en Alzado:** Dada la orografía existente, se ha buscado un diseño que permita adaptarse al terreno y optimizar el movimiento de tierras.
  - Pendiente longitudinal mínima: 0,5%.
  - Pendiente longitudinal máxima en recta: 14%.
  - Pendiente longitudinal máxima en curva cerrada: 12%.
  - Acuerdo vertical mínimo: 400.

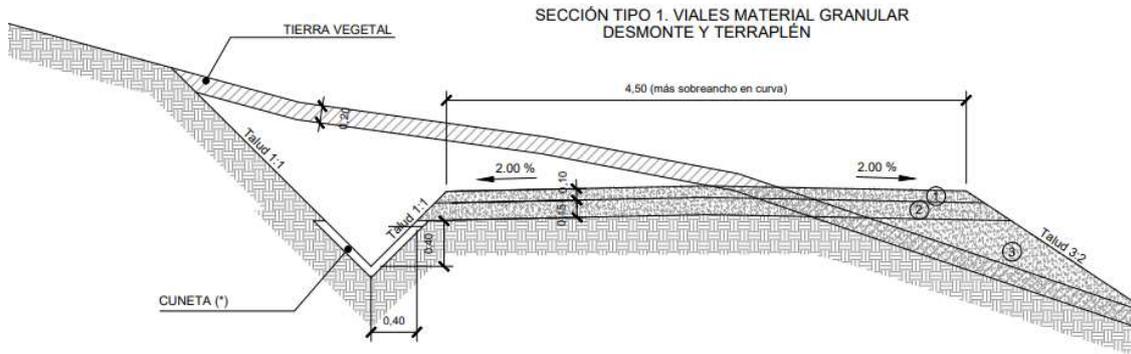
Para la realización del firme de los viales se hará una diferenciación dependiendo del número de aerogeneradores a los que tendrá acceso y se definirá la sección de material granular para cada tipo de vial.

- **Viales secundarios:** Los viales secundarios permiten el acceso a un número de aerogeneradores igual o menor a 17. Estos viales serán de sección tipo 2.
- **Viales terciarios:** Los viales terciarios son aquellos que permiten el acceso a un número máximo de 2 aerogeneradores. Estos viales serán de sección tipo 1.

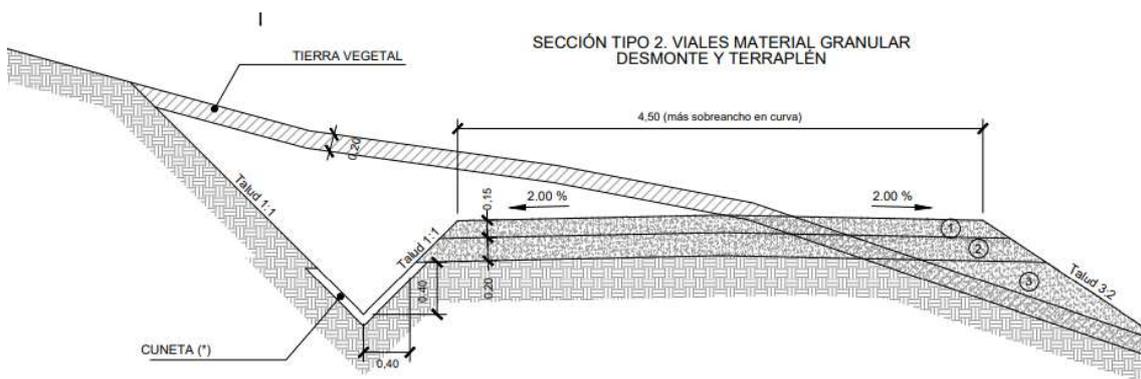
A continuación, se describen las secciones de los viales.

- **Sección tipo 1:** La sección tendrá un espesor de 25 cm y estará compuesta por:
  - Capa base  $CBR \geq 80\%$ , de 10 cm de espesor
  - Capa Subbase  $CBR \geq 60\%$ , de 15 cm de espesor
- **Sección tipo 2:** La sección tendrá un espesor de 35 cm compuesta por:
  - Capa base  $CBR \geq 80\%$ , de 15 cm de espesor.
  - Capa Subbase  $CBR \geq 60\%$ , de 20 cm de espesor

En las ilustraciones 10 y 11 se detalla el esquema de las secciones tipo.



**Ilustración 9: Vial sección tipo 1 (Ecointegral, 2018)**



**Ilustración 10: Vial sección tipo 2 (Ecointegral, 2018)**

Se tendrá especial cuidado no solo en los viales nuevos a reformar del interior del parque, sino también con toda la estructura viaria existente por donde tendrá que transportarse las palas de los aerogeneradores, ya que son el componente más voluminoso. Estas palas medirán 65 m.

En las siguientes fotografías, ilustración 12 y 13, se muestra el transporte de estas palas en diferentes lugares, tanto zonas llanas como de montaña.



*Ilustración 11: Transporte de palas (El Independiente, 2019).*



*Ilustración 12: Transporte de pala en Asturias (Elaboración propia, 2020).*

## 7.2 PLATAFORMAS

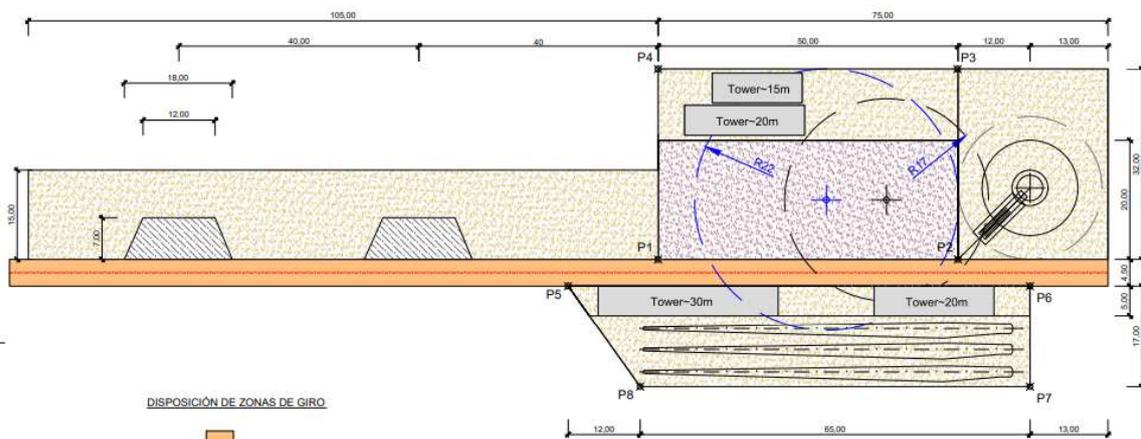
Junto a cada aerogenerador es preciso construir un área de maniobra (plataforma) que permitirá el acopio total de los elementos de montaje y permitirá la ubicación de grúas y camiones empleados en el izado y montaje del aerogenerador.

Para este trabajo se construirán 13 plataformas (una por aerogenerador). Dichas plataformas se definirán paralelas al vial. Las dimensiones de las plataformas son las mismas en todas las posiciones disponiendo todas de las siguientes áreas:

- Zona de almacenaje de los tramos de torre.
- Zona de acopio de palas
- Zona de montaje de la grúa principal.

Dichas plataformas serán adosadas a vial con pendiente transversal nula y longitudinal entre 0.5 y 1%. La cota de la plataforma se establece en el intervalo definido entre la cota de virola y la correspondiente a 1,5 m por encima de ésta.

Las medidas para las plataformas serán aproximadamente de 180 m de largo por 32 m de ancho. Se tendrá en cuenta que para la zona de grúa se reservarán 105x15 m. en la ilustración 14 se muestra un ejemplo de este tipo de plataformas.



**Ilustración 13: Plataforma de montaje para aerogenerador (Ecointegral, 2018)**

Además de los viales de acceso e internos del parque y las plataformas de montaje de los aerogeneradores, se ha definido las siguientes instalaciones:

- Zonas de giro que permitan el giro de los vehículos.
- Zonas de cruce de 40 m de longitud y 4 m de anchura.
- Parking provisional de 2,80x4,5 m adosado al vial de acceso a Monlora I.

En la siguiente fotografía (ilustración 15), se muestra la construcción de una plataforma en Jordania. En este caso, construcción realizada por Elecnor y aerogeneradores de General Electric, con una potencia total instalada de 100 MW.



*Ilustración 14: Plataforma del parque eólico Talifah en Jordania (ABC, 2018).*

### 7.3 CIMENTACIONES

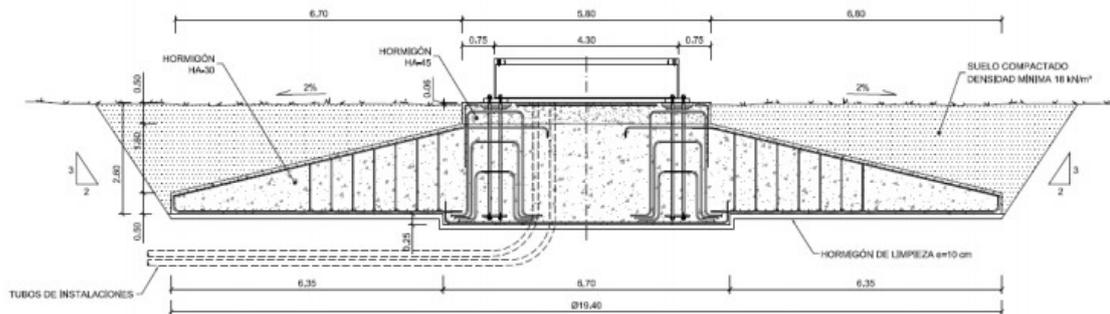
La cimentación específica de cada aerogenerador dependerá de las cargas debidas al viento y de la capacidad portante y condiciones del terreno donde se ubique.

La realización de la cimentación de cada uno de los aerogeneradores dará lugar a una serie de obras, incluyendo las labores de despeje y desbroce del terreno, que se pueden resumir en los siguientes puntos principales:

- Excavación y compactación del pozo.
- Relleno inicial con una base de hormigón de limpieza.
- Montaje de encofrado.
- Montaje de la armadura.
- Instalación y montaje del sistema de anclaje para la torre del aerogenerador.

- Hormigonado.
- Relleno con material seleccionado procedente de la excavación, debidamente compactado, hasta alcanzar la cota original del terreno.

En la ilustración 16 se muestra un esquema de dicha cimentación.



**Ilustración 15: Perfil de cimentación de un aerogenerador (Montejano, 2017)**

Enertech (2015) especifica que la cimentación tipo considerada será circular de 9,70 m de radio (19,40 m de  $\varnothing$ ), sobre la que se construirá un pedestal de hormigón, de planta circular, de 5,80 m de diámetro. En el pedestal se dispondrán las bridas con los anclajes postesados.

La altura total de la cimentación sin contar el recredido central será de 2,60 m (el recredido se ejecutará con 0,25 m de espesor) y una altura en el entronque de la losa de 2,10 m.

El armado de la zapata, consistirá esquemáticamente en un entramado compuesto por armaduras concéntricas y radiales, dispuestas en las dos caras del cimiento, y una serie de estribos y pates verticales. El hormigón utilizado para la construcción de la zapata será tipo HA-30, y para el pedestal será tipo HA45, con recubrimientos de 65 y 100 mm (según contacto con encofrado o limpieza en el primer caso o contra el terreno en el segundo) y el acero para las armaduras será B-500-S.

Igualmente se dejarán instalados pasatubos para la entrada de las líneas eléctricas, embebidos en el hormigón y situados en el lado opuesto a la puerta de la torre.



En la fotografía de la ilustración 17 se muestra la armadura de la zapata de un aerogenerador.



*Ilustración 16: Armadura de una zapata (Enertech, 2015)*

#### 7.4 DRENAJES

Una de las principales obras de ejecución serán los drenajes de toda la zona de emplazamiento.

Para el diseño de los elementos de drenaje transversal y longitudinal de este parque eólico se adoptará por un periodo de retorno de a 25 y 100 años. Se construirá un drenaje transversal y otro longitudinal.

- **Drenaje transversal:** El objeto principal del drenaje transversal será el de restituir la continuidad del cauce natural de la cuenca interceptada, perturbándolo lo menos posible, y permitiendo su paso.



- **Drenaje longitudinal:** El drenaje longitudinal estará constituido por cunetas de desmonte y en algunos casos por cunetas adosadas al terraplén. En ambos casos, las cunetas se diseñarán para un periodo de retorno de 25 años. Dicho drenaje recogerá la escorrentía de los taludes, de los viales y el caudal caído sobre la propia cuneta.

## 7.5 CUNETAS

Para el cálculo hidráulico de la obra se aplicará la ecuación de Manning, ecuación 7.5.1, con los caudales correspondientes a la lluvia de 25 años de periodo de retorno.

$$Q = \frac{AxR_h^{2/3}xi^{1/2}}{n} \quad 7.5.1$$

Dónde:

Q = caudal en m<sup>3</sup>/s

n = coeficiente de rugosidad de Manning (adimensional). En este caso se ha adoptado como valor del número de Manning 0,017 para cunetas revestidas y 0,025 para cunetas sin revestir.

A = sección mojada de la cuneta de en m<sup>2</sup>

i = pendiente longitudinal en m/m

Rh = radio hidráulico de la sección, en m.

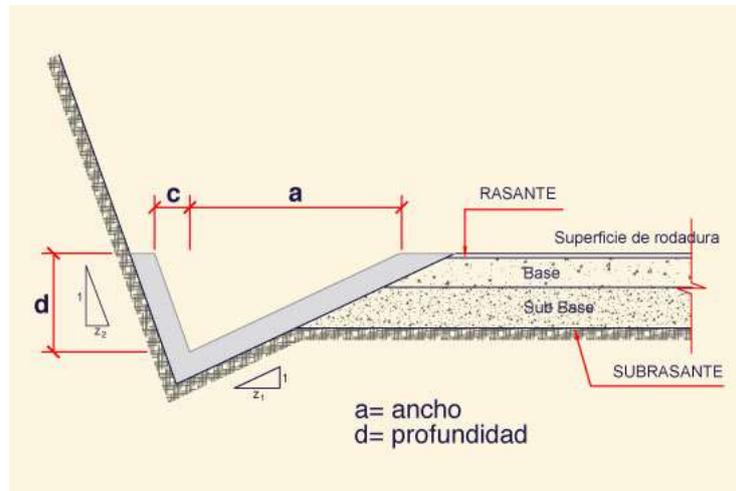
Los resultados que se obtendrán con este cálculo son la velocidad del agua y el calado en el interior de la obra. Las cunetas se dimensionarán para que la lámina de agua no supere la altura de la cuneta. El tipo de cuneta que se utilizará será la cuneta de tipo I, con las siguientes características (tabla 11).

**Tabla 11: Tipo de cunetas**

TIPO	FORMA	TALUDES	ALTO	RECUBRIMIENTO
1	Triangular	1H:1V	0,40	Recubiertas de hormigón con pendiente superior al 7%

**Fuente: Elaboración propia.**

En la ilustración 18 se muestra un esquema de dicha cuneta.



**Ilustración 17: Cuneta triangular (Ponce, 2018)**

## 8 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

El parque eólico Monlora I se compondrá de 13 aerogeneradores de 3,83 MW de potencia. Siendo la potencia total instalada en el parque es de 49,79 MW.

Se ejecutará una red de 30 kV, constituida por 3 circuitos para la evacuación de la energía generada por los aerogeneradores. En la tabla 12 se detallan dichos circuitos.

**Tabla 12: Distribución aerogeneradores por circuitos**

Circuitos	Aerogeneradores	nº Aerogeneradores	Potencia Unitaria (MW)	Potencia Total (MW)
Circuito 1	MI-03/MI-04/MI-05/MI-12/MI-13	5	3,83	19,15
Circuito 2	MI-01/MI-02/MI-07/MI-08	4	3,83	15,32
Circuito 3	MI-09/MI-10/MI-06/MI-11	4	3,83	15,32
<b>TOTAL</b>		<b>13</b>		<b>49,79</b>

**Elaboración propia.**

Todos los aerogeneradores tendrán asociado un centro de transformación con transformador seco para 30 kV situado en la base el aerogenerador.



Las celdas de interconexión y protección también estarán situadas en la base del aerogenerador.

La red colectora de 30 kV comprenderá desde los terminales interiores de las celdas de entrada de la subestación de Monlora hasta los terminales interiores de las celdas de entrada de cada centro de transformación del aerogenerador.

Se limitará la potencia de las turbinas para que no exceda la contemplada en el permiso de conexión. De este modo en la fase de puesta en marcha se limitará la potencia máquina a máquina.

Para realizar dicha limitación el fabricante de las turbinas GE suministrará los sistemas de Wind Scada y Wind Control (General Electric, 2018).

Las instalaciones que conforman la infraestructura eléctrica del parque eólico son los aerogeneradores, los centros de transformación, la red de media tensión, las canalizaciones eléctricas y la red de comunicaciones.

## **8.1 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN**

Cada aerogenerador dispondrá de un centro de transformación de 30 kV (ilustración 19), compuesto por los siguientes elementos:

- Un transformador elevador de aislamiento seco de aproximadamente 4779 kVA de potencia y relación de transformación (rotor / estator / red MT) 0,69 / 6 / 30 kV.
- Celdas de protección y maniobra de los circuitos de 30 kV.
- Cables y terminales de conexión entre el transformador y el aerogenerador.



**Ilustración 18: Transformador para aerogenerador. (General Electric, 2020)**

Las celdas de protección y maniobra de los circuitos de 30 kV (ilustración 20) estarán situadas en el interior del aerogenerador, y permitirán la conexión/desconexión individual de cada turbina con respecto a la red eléctrica. Serán del tipo modular con aislamiento integral en SF<sub>6</sub>, para red de tensión nominal 30 kV, intensidad nominal mínima de 400-630 A e intensidad de cortocircuito admisible 20 kA / 0,4s (MESA, 2020).

SecoGear™

Cuadro blindado de media tensión de aislamiento aire hasta 17,5kV



**Ilustración 19: Celdas de Media Tensión. (General Electric, 2020)**



Se emplearán los siguientes módulos:

- **Módulo 0L+1P:** Esta tipología se empleará en los aerogeneradores en posiciones finales de las alineaciones. Permitirá, no sólo la protección del transformador del aerogenerador, sino su conexión al resto del tendido.
  - 1 ud de Celda de Protección de transformador.
  - 1 ud de Celda de remonte de barras (salida).
- **Módulo 0L+1L+1P:** Esta disposición de celdas es la empleada en los aerogeneradores que estarán en posiciones intermedias, en los tendidos de línea. Permitirá, no sólo la protección del transformador del aerogenerador, sino su conexión al resto del tendido, y la prolongación del tendido de línea.
  - 1 ud de Celda de Protección de transformador.
  - 1 ud de Celda de línea (entrada).
  - 1 ud de Celda de remonte de barras (salida).
- **Módulo 0L+2L+1P:** Será la configuración utilizada en todos los aerogeneradores en posiciones de nudos en los tendidos de línea. Es la utilizada en las posiciones de derivación de red. Permitirá, no sólo la protección del transformador del aerogenerador, sino su conexión al resto del tendido, y la prolongación del tendido de línea en dos direcciones.
  - 1 ud de Celda de Protección de transformador.
  - 2 ud de Celdas de línea (entrada).
  - 1 ud de Celda de remonte de barras (salida).

## 8.2 RED DE MEDIA TENSIÓN

Las instalaciones que conforman la infraestructura eléctrica del parque eólico, es la Red de Media Tensión para la conexión de los aerogeneradores y la Red de Media Tensión subterránea a 30 kV para el transporte de la energía generada desde cada uno de los aerogeneradores hasta las celdas de la subestación.

El cableado empleado estará constituido por conductor de aluminio con aislamiento XLPE de 30 kV y de las secciones normalizadas 150 mm<sup>2</sup>, 240 mm<sup>2</sup>, 400 mm<sup>2</sup>, 500 mm<sup>2</sup> y 630 mm<sup>2</sup>. Los conductores dispondrán de una pantalla de cobre de 16 mm<sup>2</sup>.



Como se ha descrito anteriormente, la instalación constará de tres circuitos. En las tablas 13, 14 y 15 se detallan los tres circuitos, así como la dimensión del cable teniendo en cuenta el número de aerogeneradores, la intensidad y el número de circuitos por zanja.

**Tabla 13: Circuito 1**

Tramos	Sección (mm)	nº circuitos	Intensidad (A)
MI-05/MI-04	3x(1x150 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	2	77,6
MI-04/MI-03	3x(1x240 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	2	155,2
MI-03/MI-12	3x(1x240 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	2	232,8
MI-13/MI-12	3x(1x150 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	2	77,6
MI-12/SET	3x(1x630 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	3	387,9

**Elaboración propia**

**Tabla 14: Circuito 2**

Tramos	Sección (mm)	nº circuitos	Intensidad (A)
MI-02/MI-01	3x(1x150 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	1	77,6
MI-01/MI-08	3x(1x240 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	3	155,2
MI-07/MI-08	3x(1x150 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	3	77,6
MI-08/SET	3x(1x630 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	3	310,4

**Elaboración propia**

**Tabla 15: Circuito 3**

Tramos	Sección (mm)	nº circuitos	Intensidad (A)
MI-09/MI-10	3x(1x150 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	2	77,6
MI-10/MI-06	3x(1x400 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	2	155,2
MI-06/MI-11	3x(1x150 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	2	77,6
MI-12/SET	3x(1x500 mm <sup>2</sup> )Al+H16 XLPE-18/30 kW	4	310,4

**Elaboración propia**



### 8.3 CANALIZACIONES

Las canalizaciones se utilizarán para la instalación de los circuitos de media tensión, para los tubos de entrada correspondientes en la subestación y para la instalación de la fibra óptica y el cable de tierra.

Estas canalizaciones irán enterradas en zanjas que se ejecutarán excavando con retroexcavadora hasta la profundidad adecuada (alrededor de 1,5 m) y con la anchura necesaria según el número de tendidos que lleve alojados.

La profundidad mínima de relleno de tierras en terrenos de cultivo, será de 1,0 m, para poder realizar las labores agrícolas. Las zanjas irán paralelas a los viales y a una distancia dependiendo de si el vial está en terraplén o en desmante. En caso de desmante, el ancho de zanja deberá estar entre el pie del firme y una distancia máxima de 1 m, sin llegar a la cuneta.

Todas las rutas seguidas por los cables serán debidamente señalizadas con mojones de hormigón prefabricado, colocados sobre una cama de hormigón

En la tabla 16, se muestra el tipo de canalizaciones en función del número de conductores a instalar (Real Decreto 337/2014)).

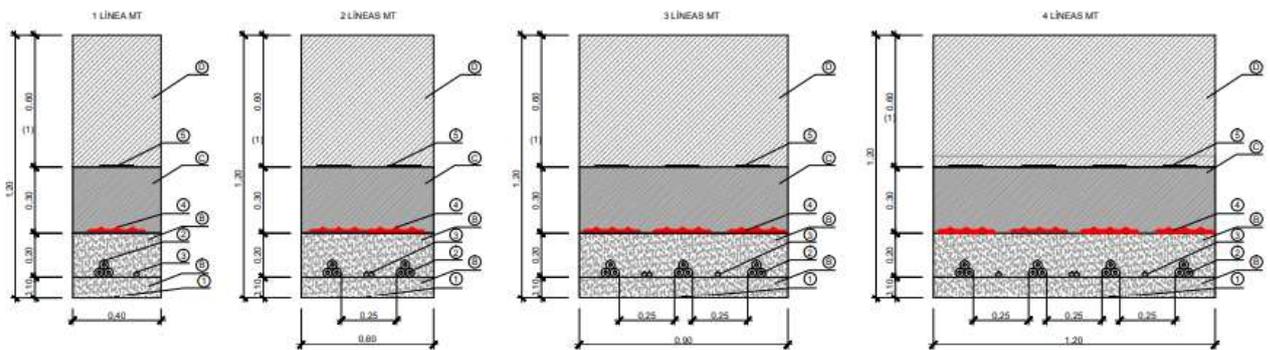
**Tabla 16: Dimensiones de zanjas**

NUMERO LINEAS	PROFUNDIDAD (m)	ANCHURA (m)
1	1,20	0,40
2	1,20	0,60
3	1,20	0,90,
4	1,20	1,20

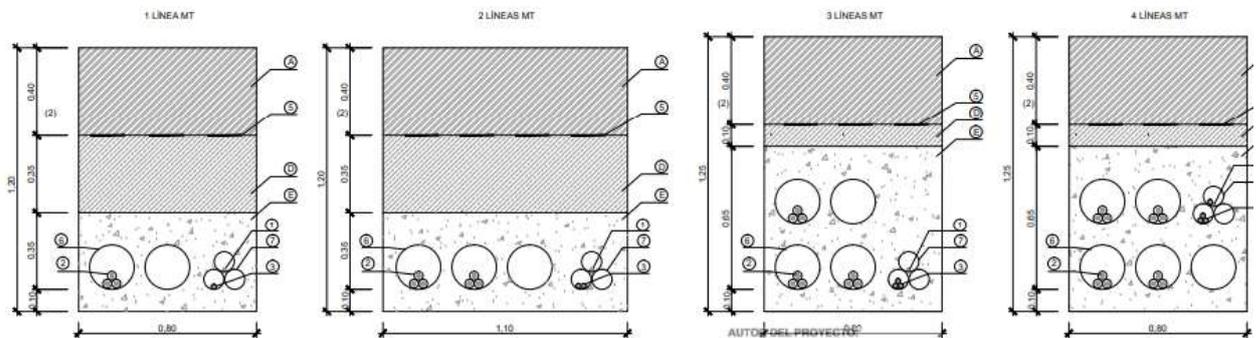
**Fuente: Elaboración propia basado en ITC-RAT 05**

Además, se tendrá en cuenta si las zanjas discurrirán por tierras o zonas paralelas a los viales, o si serán cruces de viales. En este último caso las conducciones irán entubadas.

En la ilustración 21 y 22 se muestra un esquema de este tipo de zanjas, dependiendo de los conductores que llevarán.



**Ilustración 20: Detalle de zanja tipo vía lateral o tierras (ITC-RAT-o8)**



**Ilustración 21: Detalle de zanja tipo cruce vial (ITC-RAT-o8)**

La longitud total de zanja a construir será de 32.709 m, teniendo en cuenta que se realizarán zanjas para 1, 2, 3 y 4 circuitos. La distribución de la longitud de zanja dependiendo del número de circuitos que albergue se muestran en la tabla 17.

De forma aproximada se tendrá 711 m para zanjas de 1 circuito, 11.372 m para zanjas de 2 circuitos, 17.003 para zanjas de 3 circuitos y 3.623 m para zanjas de 4 circuitos.



**Tabla 17: Longitud de zanja**

Tramos	nº circuitos	Longitud (m)
MI-05/MI-04	2	77,6
MI-04/MI-03	2	155,2
MI-03/MI-12	2	232,8
MI-13/MI-12	2	77,6
MI-12/SET	3	387,9
MI-02/MI-01	1	711
MI-01/MI-08	3	1.336
MI-07/MI-08	3	1.373
MI-08/SET	3	7.326
MI-09/MI-10	2	1.175
MI-10/MI-06	2	5.548
MI-06/MI-11	2	708
MI-12/SET	4	3.623
<b>TOTAL</b>		<b>32.709</b>

**Elaboración propia**

#### **8.4 RED DE TIERRAS**

Cada aerogenerador debe llevar una red de tierras que se instalará en el fondo de la excavación, en contacto directo con el terreno y actuará como electrodo horizontal, mejorando en gran medida la resistencia de tierra de la instalación.

Antes de conectar la red general de tierras, se realizarán las mediciones de las tensiones de paso y contacto en los aerogeneradores. Las conexiones de los diferentes elementos a la instalación de puesta a tierra deben realizarse en la pletina existente en la parte baja de la torre. Esta pletina se encuentra unida a la instalación de puesta a tierra del aerogenerador.

Los diferentes tramos de la torre instalados deben unirse a través de cable de cobre asegurando una mínima impedancia en los puntos de unión.



El diseño básico de la puesta a tierra de los aerogeneradores consistirá en dos anillos formados por cable de cobre desnudo de 100 mm<sup>2</sup> de sección, el inferior situado alrededor de la zapata y entorno a ella, a una distancia de su perímetro de 25 cm, en contacto directo con el terreno, y el superior sobre la zapata, alrededor del pedestal y a 0,5 m de profundidad como mínimo.

El anillo inferior se unirá en cuatro puntos a las armaduras de la cimentación mediante cable de cobre desnudo de 100 mm<sup>2</sup> y soldadura aluminotérmica, y ambos anillos estarán unidos entre sí en dos puntos mediante cable de cobre desnudo de la misma sección; por su parte, el anillo superior estará unido a la virola o jaula de pernos en varios puntos, mediante el mismo tipo de conductor.

En caso necesario, la instalación se completará con picas de acero cobreado, situadas en extremos del anillo inferior, y unidas a él mediante cable de cobre de 100 mm<sup>2</sup> y soldadura aluminotérmica.

La instalación de puesta a tierra se complementa mediante un conductor de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección que se instalará en canalización conjunta con los cables de potencia y comunicaciones, interconectando todos los aerogeneradores entre sí, y que estará unido asimismo a la red de tierras de la subestación. En las fotografías de la ilustración 23 se muestran varios ejemplos.



***Ilustración 22: Conexiones de puesta a tierra (Erico, 2012)***



## 8.5 RED DE COMUNICACIONES

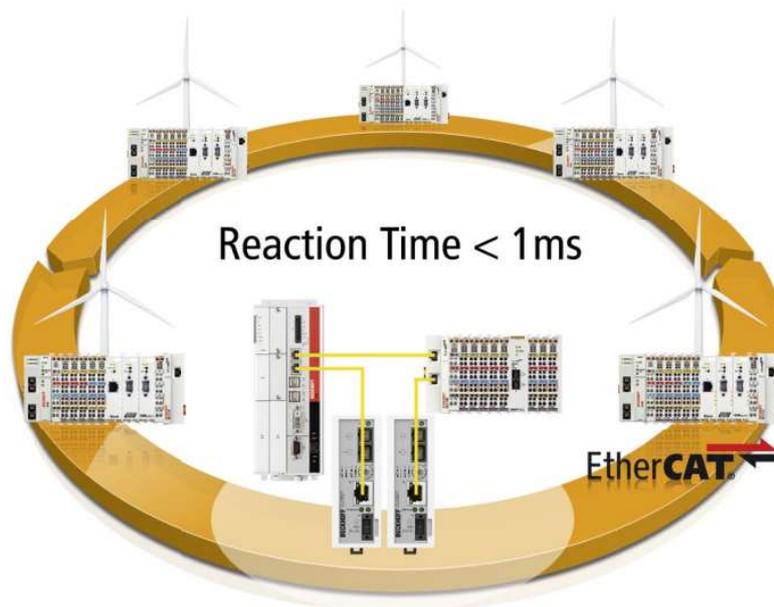
Todos los aerogeneradores, estarán comunicados mediante una red de fibra óptica con el sistema de control eólico de orientación y potencia, situado en la subestación.

Los aerogeneradores, tendrán un circuito de fibra óptica para cada circuito de alimentación. Los cables de F.O. a emplear tendrán las siguientes características:

- 12 fibras por cable.
- 9/125  $\mu\text{m}$  fibra óptica monomodo.
- Atenuación máxima a 1300 nm de 0,4 dB/km.
- Resistencia al fuego.
- Contenido libre de halógenos.
- Protección contra penetración del agua.
- Protección contra roedores.

En la subestación del parque eólico se instalará un sistema SCADA, que permitirá el control de la instalación y la obtención de datos. Para la correcta instalación de la red de fibra óptica, se colocarán cajas de conexión de cables adecuadas y se realizarán pruebas de reflectometría en ambos sentidos. Los circuitos de fibra óptica tendrán recorrido en bucle (ida y vuelta).

En la ilustración 24 se muestra un esquema de una conexión de fibra óptica.



*Ilustración 23: Red por fibra óptica (Beckhoff, 2018)*

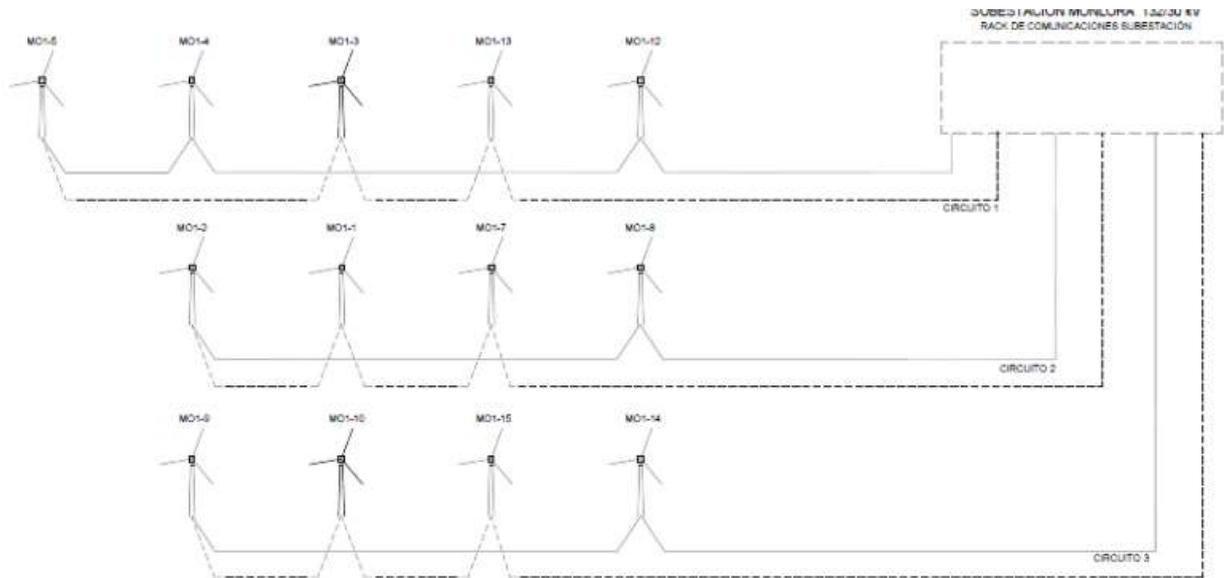
## 9 EVACUACIÓN DE ENERGÍA

Para la evacuación de la energía se ha previsto una red eléctrica de MT subterránea que conducirá toda la producción al Centro de control ubicado en la SET MONLORA (subestación no incluida en este proyecto).

La red eléctrica de MT está constituida por tres circuitos:

- **Circuito 1**, compuesto por 5 aerogeneradores que serán denominados como MI-03, MI-04, MI-05, MI-12 y MI-13.
- **Circuito 2**, compuesto por 4 aerogeneradores que serán denominados como MI-02, MI-1, MI-07 y MI-08.
- **Circuito 3**, compuesto por 4 aerogeneradores que serán denominados como MI-09, MI-10, MI-06 y MI-11

En la ilustración 25 se muestra un esquema de los tres circuitos.



**Ilustración 24: Esquema de circuitos (Elaboración propia).**

Para minimizar los costes de mantenimiento sistema de interconexión entre aerogeneradores y su posterior conexión a red deberá ser lo más eficiente posible.

## 10 PLAZO DE EJECUCIÓN

Como plazo de ejecución se prevé una duración de los trabajos de 18 meses. Se ha utilizado el Diagrama de Gant, del programa Project, para la elaboración del plan de trabajos. Dicho diagrama se adjunta en el anexo 1.

Las tareas se desarrollarán cronológicamente en el tiempo y para estimar su duración se tendrá en cuenta una la jornada laboral de lunes a viernes, con sábados y domingos festivos.

A continuación, se describen las actividades principales del plan de trabajos:

- Trabajos Previos (20 días): Consistente en labores de replanteo, instalación de casetas de obra, inicio de los trabajos, etc.
- Caminos de acceso (45 días): Ejecución de vías de para el acceso a los terrenos de implantación.
- Viales y Plataformas (80 días): Ejecución de los trabajos para la construcción de los viales internos del parque y plataformas donde se ubicarán los aerogeneradores.



- Cimentación de aerogeneradores (140 días): Ejecución de los trabajos para el encofrado y hormigonado de la cimentación de los 13 aerogeneradores.
- Montaje de aerogeneradores (100 días): Montaje de los 13 aerogeneradores, incluyendo la torre, góndola y palas.
- Instalación Eléctrica (175 días): Desarrollo y ejecución de los trabajos correspondientes a instalaciones y conexiones eléctricas, tanto de MT como de BT.
- Puesta en marcha de la instalación (40 días): Se realizarán las labores de puesta en marcha y buen funcionamiento de todos los equipos.
- Seguridad y Medioambiente (390 días): Estas labores de mantendrán desde el inicio al fin de la obra.

## **11 ESTUDIO ECONÓMICO**

Tras el diseño de la instalación, se realizará el análisis de los aspectos económicos que van a repercutir en el proyecto. Para ello se realiza un presupuesto del coste de la instalación del parque empleando el programa Presto. Posteriormente, se analizará el tipo de inversión y como sería la forma más rentable de financiarla.



## 11.1 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

CAPÍTULOS		IMPORTE
<b>CAPÍTULO 1: CAMINOS DE ACCESO</b>		
	<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 1:</b>	<b>10.290,04 €</b>
<b>CAPÍTULO 2: VIALES Y PLATAFORMAS</b>		
2.1	Movimiento de tierras	589.149,01 €
2.2	Firmes	183.083,85 €
2.3	Obras de drenaje	132.212,50 €
2.4	Varios	103.892,98 €
	<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 2:</b>	<b>1.008.338,33 €</b>
<b>CAPÍTULO 3: CIMENTACIONES</b>		
3.1	Movimiento de tierras	150.543,91 €
3.2	Cimentaciones y soleras	986.628,50 €
3.3	Varios	47.680,75 €
	<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 3:</b>	<b>1.184.853,16 €</b>
<b>CAPÍTULO 4: RED DE MT, BT Y FIBRA ÓPTICA</b>		
4.1	Suministro de materiales y obra civil	439.696,35 €
4.2	Suministro de equipos y materiales eléctricos	1.245.171,25 €
4.3	Red de fibra óptica	80.842,67 €
4.4	Suministros especiales parque eólico	9.834,50 €
4.5	Legalización, pruebas y puesta en servicio	22.099,99 €
	<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 4:</b>	<b>1.797.644,76 €</b>
<b>CAPÍTULO 5: INSTALACIONES AUXILIARES</b>		
	<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 5:</b>	<b>5.833,80 €</b>
<b>CAPÍTULO 6: OPCIONALES</b>		
	<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 6:</b>	<b>190.833,51 €</b>
<b>CAPÍTULO 7: AEROGENERADORES</b>		
	<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 7:</b>	<b>26.720.850,00 €</b>
<b>CAPÍTULO 8: SEGURIDAD Y SALUD</b>		
	<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 8:</b>	<b>31.285,01 €</b>
<b>TOTAL PROYECTO EJECUCIÓN MATERIAL</b>		<b>30.949.928,62 €</b>
	Gastos Generales+Beneficio industrial 15%	<b>4.642.489,29 €</b>
	SUMA PEM+GG+BI	<b>35.592.417,91 €</b>
	IVA 21%	<b>7.474.407,76 €</b>
<b>TOTAL PRESUPUESTO</b>		<b>43.066.825,67 €</b>

## 11.2 VIAVILIDAD ECONOMICA

Una vez que se ha elegido el tipo de aerogenerador a instalar, su emplazamiento y realizado el presupuesto económico de instalación del parque eólico se tiene que analizar su viabilidad económica. Para ello habrá que tener en cuenta los costes de inversión (CAPEX) y los costes de explotación y mantenimiento (OPEX) (Ormazabal, 2020)



Como costes de inversión se tendrá los 35.592.417,91€, que es el importe de presupuesto sin IVA. En la tabla 18 se muestra el desglose de la inversión.

**Tabla 18: Desglose de inversión**

<b>COSTES</b>	<b>100 %</b>
<b>Aerogeneradores</b>	<b>75%</b>
<b>Equipos eléctricos, regulación y control</b>	<b>12%</b>
<b>Ingeniería y dirección de obra</b>	<b>7%</b>
<b>Obra civil</b>	<b>6%</b>

**Fuente: Elaboración propia**

En los costes de explotación del parque habrá que tener en cuenta el pago por los terrenos donde se sitúan los parques eólicos, que suelen ser propiedad de los municipios, por lo que hay que pagar un alquiler. Así como, las operaciones de mantenimiento, gestiones administrativas, seguros, etc. En la siguiente tabla 19 se muestran estos costes.

**Tabla 19: Costes de explotación**

<b>COSTES</b>	<b>100 %</b>
<b>Coste de operación y mantenimiento</b>	<b>57 %</b>
<b>Coste del alquiler de terrenos</b>	<b>16%</b>
<b>Coste de explotación (gestión, administración, fungibles, seguros)</b>	<b>27%</b>

**Fuente: Elaboración propia**

Para el cálculo de la viabilidad económica del proyecto se tendrá que calcular el Valor Actual Neto (VAN) esperado y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR), dichos valores se calcularán a 30 años.

Además, también se calculará en “Pay Back”, que será el tiempo de retorno de la inversión, es decir el número de años necesarios para recuperar el dinero invertido.

Como ya se ha calculado en los puntos anteriores, se tiene una potencia total instalada de 49,79 MW, una energía producida de 138,8 GWh con los 13 aerogeneradores del parque eólico de estudio.



A continuación, se muestra la tabla 20 con un resumen de dichos datos.

**Tabla 20: Resumen de datos**

<b>Nº Aerogeneradores</b>	13
<b>Potencia Instalada</b>	49,79 MW
<b>Energía Producida</b>	138,8 GWh
<b>Inversión</b>	35,59 M€

**Fuente: Elaboración propia**

Para el cálculo del VAN se utilizará la fórmula (11.2.1):

$$VAN = -A + \sum_{i=1}^N \frac{Q_i}{(1+r)^i} \quad (11.2.1)$$

Siendo:

A: Inversión inicial

$Q_i$ : Flujo de caja

r: tipo de interés

N: Nº total de años del estudio de la inversión

k: tipo de inflación anual (4%)

Además, se tendrá en cuenta una tasa de interés del 9,5% y un tipo de inflación anual del 4%. Así como el precio de venta de la energía que se considera de 7,5 céntimo de € por kWh

En la tabla 21 se muestran los datos necesarios para el cálculo del VAN y TIR y en la tabla 22 se muestra su cálculo.

**Tabla 21: Datos para cálculo del VAN y TIR**

<b>Precio de Venta de la Energía €/kWh</b>	0,075
<b>Energía Producida (GWh)</b>	138,800
<b>Ingresos Anuales (M€)</b>	10,410
<b>Tasa de interés</b>	0,095
<b>Tasa de Inflación Anual</b>	0,040
<b>Costes (M€)</b>	2,082

**Fuente: Elaboración propia**



**Tabla 22: Cálculo de VAN y TIR**

Año	Inversión	Ingresos	Gastos	Cash-Flow	VAN	TIR
0	-35,590				-35,590	-35,590
1		9,421	1,884	7,537	-28,432	7,537
2		8,526	1,705	6,821	-22,279	6,821
3		7,716	1,543	6,173	-16,990	6,173
4		6,983	1,397	5,586	-12,444	5,586
5		6,320	1,264	5,056	-8,537	5,056
6		5,719	1,144	4,575	-5,179	4,575
7		5,176	1,035	4,141	-2,292	4,141
8		4,684	0,937	3,747	0,190	3,747
9		4,239	0,848	3,391	2,322	3,391
10		3,837	0,767	3,069	4,156	3,069
11		3,472	0,694	2,778	5,731	2,778
12		3,142	0,628	2,514	7,086	2,514
13		2,844	0,569	2,275	8,250	2,275
14		2,574	0,515	2,059	9,251	2,059
15		2,329	0,466	1,863	10,111	1,863
16		2,108	0,422	1,686	10,850	1,686
17		1,908	0,382	1,526	11,485	1,526
18		1,726	0,345	1,381	12,032	1,381
19		1,562	0,312	1,250	12,501	1,250
20		1,414	0,283	1,131	12,905	1,131
21		1,280	0,256	1,024	13,252	1,024
22		1,158	0,232	0,926	13,550	0,926
23		1,048	0,210	0,838	13,806	0,838
24		0,948	0,190	0,759	14,026	0,759
25		0,858	0,172	0,687	14,216	0,687
26		0,777	0,155	0,621	14,378	0,621
27		0,703	0,141	0,562	14,518	0,562
28		0,636	0,127	0,509	14,639	0,509
29		0,576	0,115	0,461	14,742	0,461
30		0,521	0,104	0,417	<b>14,831</b>	0,417
					<b>TIR</b>	<b>12%</b>

Fuente: Elaboración propia



Se puede observar que el factor de actualización tanto para los gastos como para los ingresos, disminuye rápidamente con el tiempo y resulta insignificante después de los 30 primeros años, por lo que el VAN se evalúa a 30 años, aun cuando la vida esperada del parque sea más larga.

Por lo tanto, adoptando una tasa de interés de 9,5%, en 30 años se obtendrá un valor de VAN de 14,831 M€, recuperables según la tasa de retorno pasados 8 años desde la inversión inicial.

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es la tasa de descuento  $r$ , para la que el VAN es cero. El TIR se calcula por un proceso iterativo hasta llegar a un valor  $r$  que de un VAN cero. En este caso el valor del TIR aproximado será del 12%.

## **12 CONCLUSIÓN**

Instalaciones eólicas de pequeña potencia, como la descrita en este trabajo fin de grado, presentan ventajas adicionales con respecto a las instalaciones de la gran eólica. Entre ellas, se encuentra una mayor eficiencia por las pérdidas debidas a las redes de transporte ya que la generación de energía se produce próxima a los puntos de consumo.

Además, favorecen la implicación ciudadana en la mejora de la eficiencia energética y el autoabastecimiento, suministrando electricidad en lugares aislados y alejados de la red eléctrica. Por otro lado, el impacto visual se reduce al contar con aerogeneradores de menor tamaño.

La ubicación elegida (Comunidad de Aragón), es en los últimos años la zona donde más se están desarrollando los proyectos y las inversiones de energía eólica en el territorio español, por eso se considera esta zona como la idónea para la implementación de un parque eólico. Por otro lado, las infraestructuras viarias existen en la actualidad, en esta comunidad, son propicias para el transporte por carretera de las partes que componen un aerogenerador, hay que tener muy en cuenta que las palas son de gran tamaño.



Con referencia al estudio económico, el análisis de los datos indica que es un proyecto viable y rentable a partir de los 8 años de inicio de la inversión.

Por último, se llega a la conclusión de que debido a una creciente necesidad de producción de energía limpia y sostenible en el tiempo una de las mejores formas será con la implantación de parques eólicos y sobre todo en las extensiones de terreno estudio de este trabajo.



### 13 BIBLIOGRAFÍA

- ABC Economía, (2018). Plataforma del parque eólico Talifah en Jordania. *ABC*.
- AEE, 2020. Anuario eólico 2020. *Asociación Empresarial Eólica*.
- AEE, 2020. La eólica en España. *Asociación Empresarial Eólica*.
- Aragón, E. (2019). Elecnor se adjudica la construcción de 6 parques eólicos en Zaragoza. *Energy New, Todo Energía*.
- Asociación danesa de la industria eólica (2003). Selección de emplazamiento de un aerogenerador. *Danish Wind Industry Association*.
- Ayuntamiento Ejea de los Caballeros, (2020). *Montes*.
- Barrero, A. (2019). 2019, el segundo mejor año en toda la historia de la eólica. *Energías Renovables*.
- Beckhoff (2018). PC-Based Control for Wind Turbines. *PC Control*.
- Bowden, G. Barker, P. Shestopal, V., & Twidell, J. (1983). The Weibull Distribution Function and Wind Power Statistics. *Wind Engineering*, 7(2), 85-98.
- Energiza, (2018) Principales componentes de un aerogenerador. *Renove Tecnología S.L*,
- Enertech (2015). *Cimentaciones eólicas*.
- Erico (2012). Conexiones de puesta a tierra. *Catálogo de Erico*.
- Fundación Descubre (2019). Eólica. *Descubre la energía*.
- García, J. (2018). Proyecto de ejecución de parque eólico "El Marquesado" de potencia total 24 MW, Puerto Real y Chiclana de la Frontera (Cádiz). *Ecointegral*.
- General Electric (2016). Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems 3.8-130 - 50/60 Hz. GE Renewable Energy.
- General Electric (2016). Wind Turbine Models. *General Electric*.
- General Electric (2020). Transformador de distribución. *General Electric*.
- General Electric, (2020) SecoGear™ Cuadro blindado de media tensión de aislamiento aire hasta 17,5kV *GE Energy Industrial Solutions* .
- General Electric (2018). GE Enterprise SCADA for Wind. *GE Renewable Energy*.
- IDAE, (2016). El consumo de energía en España. *IDAE*.
- ITC-RAT 05 (2014). Circuitos eléctricos. Instrucción Técnica Complementaria.
- Lakes Inveronmental, (2020). WRPLOT View™: Ssoftware gratuito Gráficos de rosa de los vientos para datos meteorológicos. *Lakes Environmental Software*.

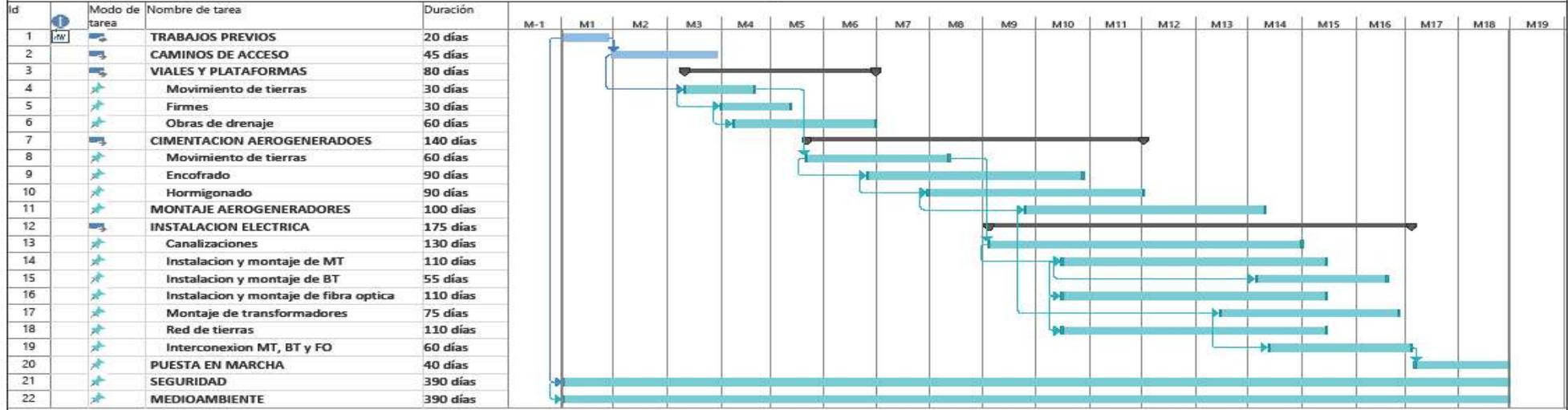


- Martínez, J. (2020). Anteproyecto técnico: Parque Eólico *Orkoien*. *Nordex Energy Orcoien SL*
- MESA, (2020). Celdas para Centros de Transformación en parques eólicos. *Manufacturas Eléctricas S.A.U.*
- Montejano, J. (2017). Cimentaciones. *Interempresas*.
- Ormazabal (2020). Soluciones fiables para la conexión de energía eólica a la red *Ormazabal*.
- Page, D. (2019). El boom de las renovables desborda a la Guardia Civil. *El Independiente*.
- Ponce, V. (2018). *Drenaje de carreteras*.
- 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 ITCRAT 01 a 23*. Boletín Oficial del Estado, 139, de 9 de mayo de 2014.
- REE, (2019). Evolución de la generación eléctrica anual. *Red Eléctrica de España*.
- REVE, (2019). Los 10 primeros países del mundo por capacidad de energía eólica. *Revista eólica y del vehículo eléctrico*.



***ANEXO 1: DIAGRAMA DE GANT***

## PREDISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN ZARAGOZA



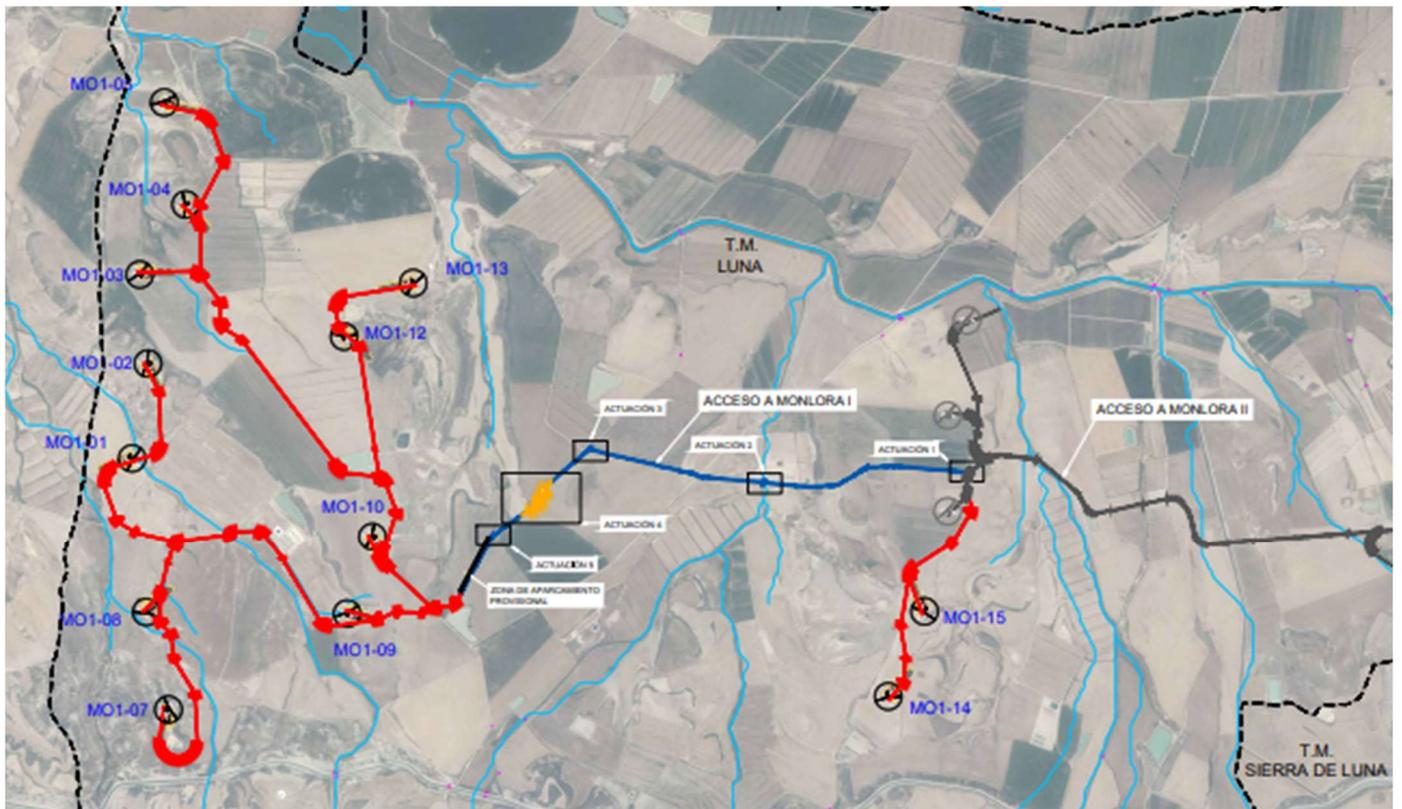
PREDISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN ZARAGOZA					
---	--	--	--	--	--



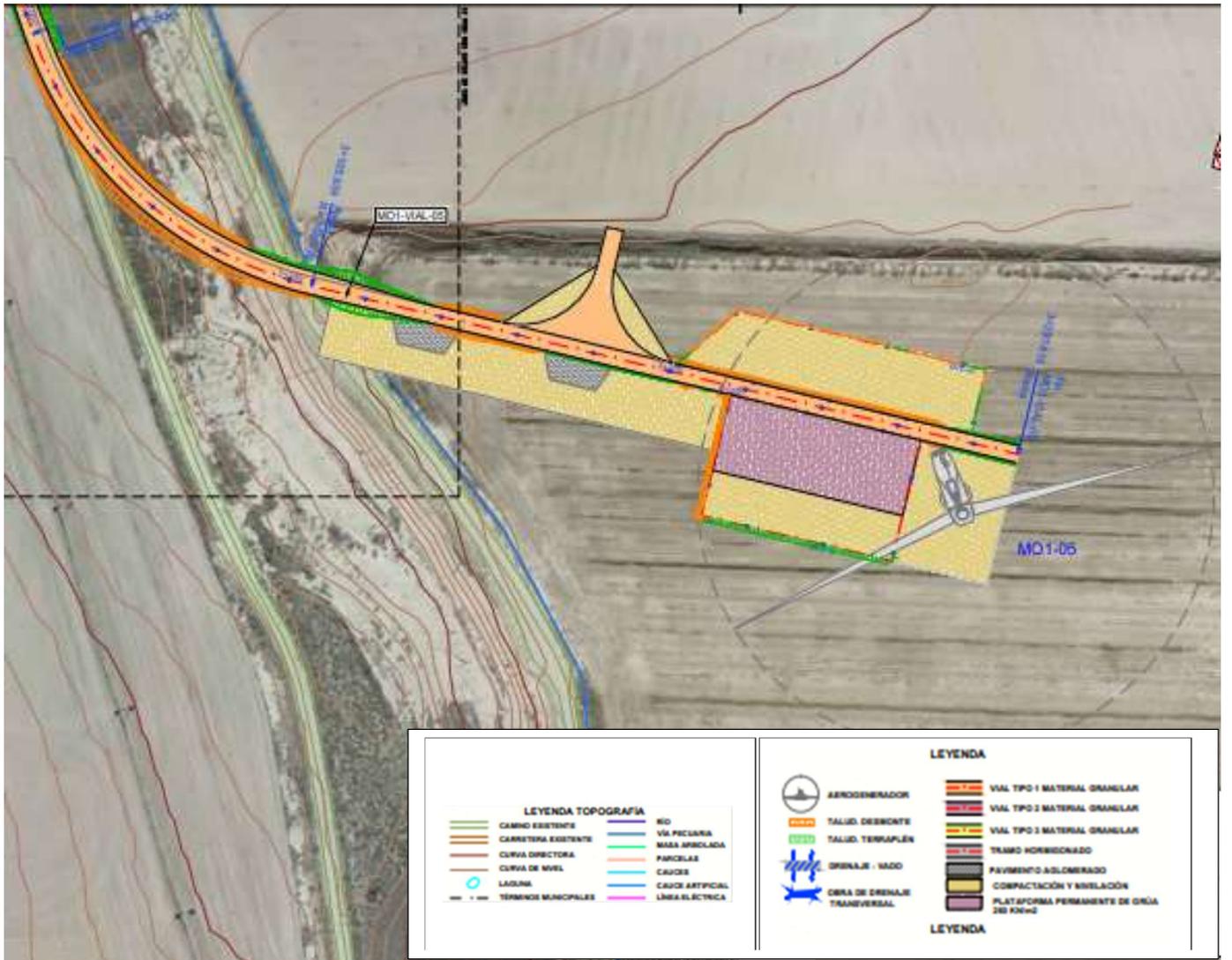
Universidad de  
Oviedo

Proyecto de Diseño y Construcción de un Parque Eólico en  
Zaragoza

***ANEXO 2: PLANOS***



Plano 1	<b>PREDISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN ZARAGOZA</b>	
	GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS MINEROS Y ENERGÉTICOS	Planta General
		<b>Nombre:</b> Ana Isabel García Jiménez <b>Fecha:</b> Noviembre 2020



Plano 2

## PREDISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN ZARAGOZA



GRADO EN INGENIERÍA DE  
LOS RECURSOS MINEROS Y  
ENERGÉTICOS

Plataforma Aerogenerador

**Nombre:** Ana Isabel García Jiménez

**Fecha:** Noviembre 2020



**LEYENDA TOPOGRAFÍA**

- CAMINO EXISTENTE
- CARRETERA EXISTENTE
- CURVA DIRECTORA
- CURVA DE NIVEL
- LAGUNA
- TÉRMINOS MUNICIPALES
- RÍO
- VÍA PECUARIA
- MASA ARBOLADA
- PARCELAS
- CAUCES
- CAUCE ARTIFICIAL
- LÍNEA ELÉCTRICA

**LEYENDA**

- VIAL EXISTENTE
- VIAL CON MODIFICACIÓN DE TRAZADO
- PAVIMENTO AGLOMERADO
- ZONA A AMPLIAR
- DESPEJES VUELOS PALAS
- TALUD. DESMONTE
- TALUD. TERRAPLÉN

Plano 3

**PREDISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN ZARAGOZA**



GRADO EN INGENIERÍA DE  
LOS RECURSOS MINEROS Y  
ENERGÉTICOS

Viales

**Nombre:** Ana Isabel García Jiménez

**Fecha:** Noviembre 2020



***ANEXO 3: CATÁLOGO AEROGENERADOR***

# Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems 3.8-130 - 50/60 Hz



## Technical Description and Data



imagination at work

[www.gepower.com](http://www.gepower.com)

Visit us at  
<https://renewable.gepower.com>

## Copyright and patent rights

All documents are copyrighted within the meaning of the Copyright Act. We reserve all rights for the exercise of commercial patent rights.

© 2016 General Electric Company. All rights reserved.

This document is public. GE and  are trademarks and service marks of General Electric Company.

Other company or product names mentioned in this document may be trademarks or registered trademarks of their respective companies.



imagination at work

## Table of Contents

1	Introduction .....	5
2	Technical Description of the Wind Turbine and Major Components .....	5
2.1	Rotor .....	5
2.2	Blades .....	6
2.3	Blade Pitch Control System .....	7
2.4	Hub.....	7
2.5	Gearbox .....	7
2.6	Bearings.....	7
2.7	Brake System .....	7
2.8	Generator.....	7
2.9	Gearbox/Generator Coupling .....	7
2.10	Yaw System.....	8
2.11	Tower .....	8
2.12	Nacelle.....	8
2.13	Wind Sensor and Lightning Rod .....	8
2.14	Lightning Protection (according to IEC 61400-24 Level I) .....	8
2.15	Wind Turbine Control System .....	9
2.16	Power Converter.....	9
2.17	Medium Voltage Transformer and Switch Gear .....	9
3	Technical Data for the 3.8-130.....	10
3.1	Operational Limits .....	12



## 1 Introduction

This document summarizes the technical description and specifications of the 3.8-130 wind turbines.

## 2 Technical Description of the Wind Turbine and Major Components

The 3.8-130 is a three-bladed, upwind, horizontal-axis wind turbine with a rotor diameter of 130 meters. The turbine rotor and nacelle are mounted on top of:

- a tubular steel tower with a hub height of 85 m
- a tubular steel tower with a hub height of 110 m

The dimensions of the 3.8-130 with 85 m and 110 m hub height are shown in attached drawings.

The 3MW Platform employs active yaw control (designed to steer the wind turbine with respect to the wind direction), active blade pitch control (to regulate turbine rotor speed) and a variable speed generator with a power electronic converter system.

The 3MW Platform features a modular drive train design where the major drive train components including main shaft bearing, gearbox, generator and yaw drives are attached to a bedplate.

### 2.1 Rotor

Rotor speed is regulated by a combination of blade pitch angle adjustment and generator/converter torque control. The rotor spins in a clockwise direction under normal operating conditions when viewed from an upwind location.

Full blade pitch angle range is approximately 90 degrees, with the zero degree position being with the blade flat to the prevailing wind. Pitching the blades to a full feather pitch angle of approximately 90 degrees accomplishes aerodynamic braking of the rotor, thus reduces the rotor speed.

## 2.2 Blades

There are three rotor blades used on the 3.8-130 wind turbine. The airfoils transition along the blade span and with the thicker airfoils being located inboard towards the blade root (hub) and gradually tapering to thinner cross sections out towards the blade tip. Values below are typically needed to perform shadow casting calculations.

	Rotor Diameter
	130 m
Longest chord	4.00 m
Chord at 0.9 x rotor radius	1.10 m

In order to optimize noise emissions, the rotor blades are equipped with Low-Noise-Trailing-Edges (LNTEs) at the pressure side of the blade's rear edge. LNTEs are thin jagged plastic strips. The rotor blades of the 3.8-130 are equipped with these strips at the factory.



Fig. 1: LNTEs at the WTG

## 2.3 Blade Pitch Control System

The rotor utilizes a pitch system to provide adjustment of the blade pitch angle during operation.

The active pitch controller enables the wind turbine rotor to regulate speed, when above rated wind speed, by allowing the blade to “spill” excess aerodynamic lift. Energy from wind gusts below rated wind speed is captured by allowing the rotor to speed up.

Independent back up is provided to drive each blade in order to feather the blades and shut down the wind turbine in the event of a grid line outage or other fault. By having all three blades outfitted with independent pitch systems, redundancy of individual blade aerodynamic braking capability is provided.

## 2.4 Hub

The hub is used to connect the three rotor blades to the turbine main shaft. The hub also houses the blade pitch system and is mounted directly to the main shaft. To carry out maintenance work, the hub can be entered through one of three hatches at the area close to the nacelle roof.

## 2.5 Gearbox

The gearbox in the wind turbine is designed to transmit torsional power between the low-rpm turbine rotor and high-rpm electric generator. The gearbox is a multi-stage planetary/helical design. The gearbox is mounted to the wind turbine bedplate. The gearbox mounting is designed to reduce vibration and noise transfer to the bedplate. The gearbox is lubricated by a forced, cooled lubrication system and a filter assist to maintain oil cleanliness.

## 2.6 Bearings

The blade pitch bearing is designed to allow the blade to pitch about a span-wise pitch axis. The inner race of the blade pitch bearing is outfitted with a blade drive gear that enables the blade to be driven in pitch. The main shaft bearing is a two-bearing system, designed to provide bearing and alignment of the internal gearing shafts and accommodate radial and axial loads.

## 2.7 Brake System

The blade pitch system acts as the main braking system for the wind turbine. Braking under normal operating conditions is accomplished by feathering the blades out of the wind. Only two feathered rotor blades are required to decelerate the rotor safely into idling mode, and each rotor blade has its own backup to drive the blade in the event of a grid line loss.

## 2.8 Generator

The generator is a doubly fed induction generator. It is mounted to the bedplate with a mounting so designed as to reduce vibration and noise transfer to the bedplate.

## 2.9 Gearbox/Generator Coupling

To protect the drive train from excessive torque loads, a special coupling including a torque-limiting device is provided between the generator and gearbox output shaft.

## 2.10 Yaw System

A bearing positioned between the nacelle and tower facilitates yaw motion. Yaw drives mesh with the gear of the yaw bearing and steer the wind turbine to track the wind in yaw. The yaw drive system contains an automatic yaw brake. This brake engages when the yaw drive is not operating and prevents the yaw drives from being loaded due to turbulent wind conditions.

The controller activates the yaw drives to align the nacelle to the wind direction based on the wind vane sensor mounted on the top of the nacelle.

The wind turbine records nacelle yaw position following excessive rotation in one direction, the controller automatically brings the rotor to a complete stop, untwists the internal cables, and restarts the wind turbine.

## 2.11 Tower

The wind turbine is mounted on top of a tubular steel tower (85 m, 110 m hub height). Access to the turbine is through a door at the base of the tower. Internal service platforms and interior lighting is included. A ladder provides access to the nacelle and also supports a fall arrest safety system.

Optional climb assist or service lifts are available upon request.

## 2.12 Nacelle

The nacelle houses the main components of the wind turbine generator. Access from the tower into the nacelle is through the bottom of the nacelle. The nacelle is ventilated, and illuminated by electric lights. A hatch provides access to the blades and hub.

## 2.13 Wind Sensor and Lightning Rod

An ultrasonic wind sensor and lightning rod are mounted on top of the nacelle housing. Access is accomplished through the hatch in the nacelle.

## 2.14 Lightning Protection (according to IEC 61400-24 Level I)

The rotor blades are equipped with lightning receptors mounted in the blade. The turbine is grounded and shielded to protect against lightning; however, lightning is an unpredictable force of nature and it is possible that a lightning strike could damage various components notwithstanding the lightning protection employed in the wind turbine.

## 2.15 Wind Turbine Control System

The wind turbine can be controlled locally. Control signals can also be sent from a remote computer via a Supervisory Control and Data Acquisition System (SCADA), with local lockout capability provided at the turbine controller.

Service switches at the tower top prevent service personnel at the bottom of the tower from operating certain systems of the turbine while service personnel are in the nacelle. To override any wind turbine operation, emergency-stop buttons located in the tower base and in the nacelle can be activated to stop the turbine in the event of an emergency.

## 2.16 Power Converter

The wind turbine uses a power converter system that consists of a converter on the rotor side, a DC intermediate circuit, and a power inverter on the grid side.

The converter system consists of a power module and the associated electrical equipment.

## 2.17 Medium Voltage Transformer and Switch Gear

To connect each turbine to the collector system, a medium voltage transformer and medium-voltage switchgear are required. These devices may be either installed in the tower (GE scope) or external to the tower as part of a Pad Mount Transformer (customer scope).

### 3 Technical Data for the 3.8-130

Turbine	3.8-130
Rated output [MW]	3.83
Rotor diameter [m]	130
Number of blades	3
Swept area [m <sup>2</sup> ]	13273
Rotational direction (viewed from an upwind location)	Clockwise
Maximum speed of the blade tips [m/s]	82.4
Orientation	Upwind
Speed regulation	Pitch control
Aerodynamic brake	Full feathering
Color of outer components	RAL 7035 (light grey)
Reflection degree/Gloss degree Steel tower	30 - 60 units measured at 60 ° per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Rotor blades, Nacelle, Hub	60 - 80 Gloss Units measured at 60 ° as per ISO 2813

Table 1: Technical data 3.8-130 wind turbine

Atmospheric corrosion protection (corrosion categories as defined by ISO 12944-2:1998)					
		Standard		Enhanced (Option)	
		Internal	External	Internal	External
<b>Americas</b>	Tower shell	C-2	C-3	C-4	C-5M
	All other components	C-2	C-3	C-2	C-3
<b>Europe</b>	Tower shell	C-4	C-5M		
	All other components	C-2	C-3		

Table 2: Atmospheric corrosion protection

### 3.1 Operational Limits

Turbine	3.8-130
Hub height	85 m tubular steel tower 110 m tubular steel tower
Wind turbine design standard	IEC 61400-1, Ed. 3
Height above sea level	Maximum 1000 m with the maximum standard operational temperature of +40 °C. Above 1000 m, the maximum operational temperature is reduced per DIN IEC 60034 1 (e.g., maximum operational temperature reduced to +30 °C at 2000 m). For installations above 1000 m isolation distances of medium voltage terminals must also be re-evaluated.
Standard Weather Option (STW)	Full power operation from -15°C to +35°C, resp. 5°F to +95°F; de-rate to reach +40°C Survival temperature of -20°C to +50°C, resp. -4°F to +122°F without the grid. Survival means: turbine not in operation including the heat transfer system due to lack of energy supply by the grid.
Cold Weather Option (CW)	Full power operation from -30°C to +35°C resp. -22°F to +95°F. Survive extreme temperature of -40°C to +50°C, resp. -40°F to +122°F without the grid. Survive means: turbine not in operation including the heat transfer system due to lack of energy supply by the grid.
Wind conditions according to IEC 61400 1 (ed. 3) for the standard temperature range	8.5 m/s
Maximum extreme gust (10 min) according to IEC 61400 1 (ed. 3) for the standard temperature range	42.5 m/s
Wind class	IEC IIb

Table 3: Operational limits