



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO BÁSICO DE UN PARQUE EÓLICO EN TIERRA

Autor: Pablo Jarabo Ochoa

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agosto 2020

Agradecimientos

Me gustaría mostrar mis agradecimientos a Consuelo, mi directora, pues me ha dirigido a la perfección sin agobiarme. Ha sido un gusto tenerla de directora.

Me gustaría agradecer también a Jorge Moreno y Borja Martín Cubas, pues su ayuda a sido clave para la correcta realización del proyecto. También a María Carruana por su apoyo en la estructuración y corrección del formato de este.

PROYECTO BÁSICO DE UN PARQUE EÓLICO EN TIERRA

Autor: Jarabo Ochoa, Pablo.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

El proyecto a realizar es un parque eólico de tierra en el término municipal de Monterrubio de la Serena, provincia de Badajoz. Para la consecución de este se han propuesto tres tecnologías de aerogeneradores, y uno de los objetivos del proyecto será discernir cuál de ellos será el óptimo para el parque eólico en cuanto a generación de energía.

2. Definición del proyecto

Para seleccionar cual será la tecnología elegida se realizará un estudio del recurso eólico mediante una torre de medición virtual. Estos datos se introducirán en el software pertinente (Windographer y Wasp) para estudiar el estado del recurso eólico a las distintas alturas de buje y con las distintas tecnologías a comparar.

Una vez completado el análisis y se haya tomado una decisión se procederá al desarrollo del resto del parque eólico:

Se realizarán los planos necesarios para dimensionar correctamente el parque.

Se desarrollará un pliego de condiciones que reúna las normas y reglamentos a seguir para el diseño y realización del proyecto.

Se llevará a cabo un estudio del presupuesto de ejecución del proyecto para valorar sus costes.

Se realizarán los cálculos de dimensionamiento de cables y cálculos de cortocircuito necesarios para la selección de cables y equipos.

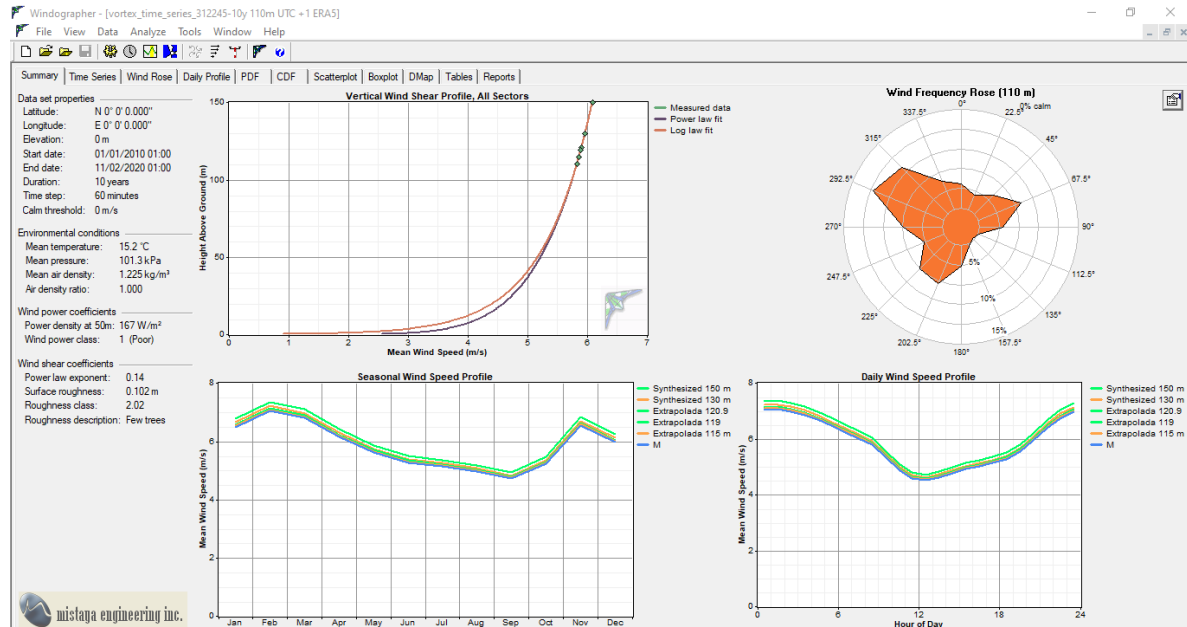
Se incluirá el estudio del recurso eólico previamente mencionado.

Se llevará a cabo un estudio de la viabilidad técnica-económica del proyecto y sobre la sostenibilidad de este.

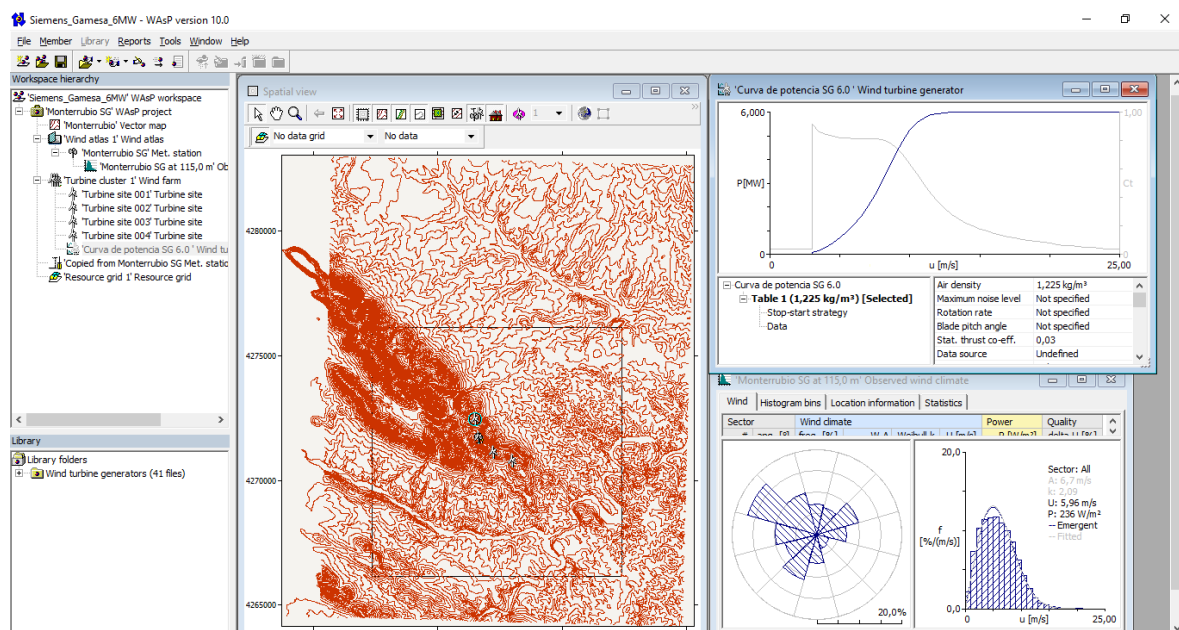
3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Para la consecución del proyecto se utilizarán concretamente dos programas:

Windographer permitirá estudiar el recurso eólico desde los datos obtenidos en la medición virtual, y facilitará su extrapolación a otras alturas, concretamente las distintas alturas de buje para las distintas tecnologías.



En Wasp introduciremos los resultados obtenidos en Windographer junto a las características de los distintos aerogeneradores y el mapa topográfico. El resultado obtenido aquí será la energía producida por cada tecnología en la localización elegida, entre otras cosas.



4. Resultados

PARQUE EÓLICO DE LA SERENA								
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL								
MODELO	ALTURA DE BUJE (m)	POTENCIA NOMINAL (MW)	Nº AEROS	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA NETA (MWh/año)	ENERGÍA PÉRDIDAS (MWh/año)	HORAS NETAS EQUIVALENTES (h)	FACTOR DE CAPACIDAD (%)
SG170	115	6	4	24	48940,4	4135,58	2040	23,29
V162	119	5,6	4	22,4	44834,4	3788,61	2001	22,84
GE158	120,9	5,5	4	22	42264,6	3571,45	1921	21,93

En esta tabla se comparan las tres tecnologías propuestas en cuanto a energía neta producida y horas equivalentes de trabajo para cada una de ellas.

5. Conclusiones

Tras comparar el rendimiento de los tres tipos de aerogeneradores se ha llegado a la conclusión de que el generador óptimo para este proyecto es el SG170 de 6 MW de Siemens Gamesa.

BASIC PROJECT OF AN OFFSHORE WIND FARM

Author: Jarabo Ochoa, Pablo.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

1. Introduction

The project to be carried out is an onshore wind farm in the municipality of Monterrubio de la Serena, province of Badajoz. To achieve this, three wind turbine technologies have been proposed, and one of the objectives of the project will be to discern which of them will be the optimum for the wind farm in terms of power generation.

2. Project's definition and aim

To choose which technology will be chosen, a study of the wind resource will be carried out using a virtual measuring tower. These data will be entered into the relevant software (Windographer and Wasp) to study the state of the wind resource at the different hub heights and with the different technologies to be compared.

Once the analysis is completed and a decision has been made, the rest of the wind farm will be developed:

The necessary plans will be made to correctly size the park.

A specification will be developed that meets the rules and regulations to be followed for the design and implementation of the project.

A study of the project execution budget will be carried out to assess its costs.

Cable sizing calculations and short circuit calculations necessary for the selection of cables and equipment will be performed.

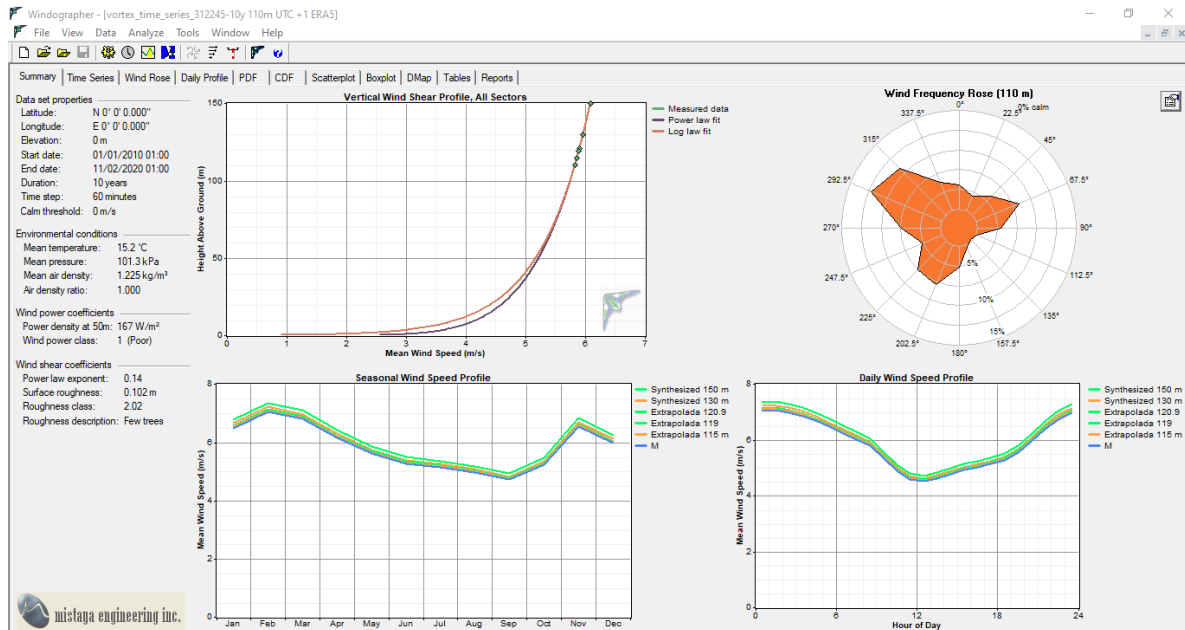
The study of the previously mentioned wind resource will be included.

A study of the technical-economic viability of the project and its sustainability will be carried out

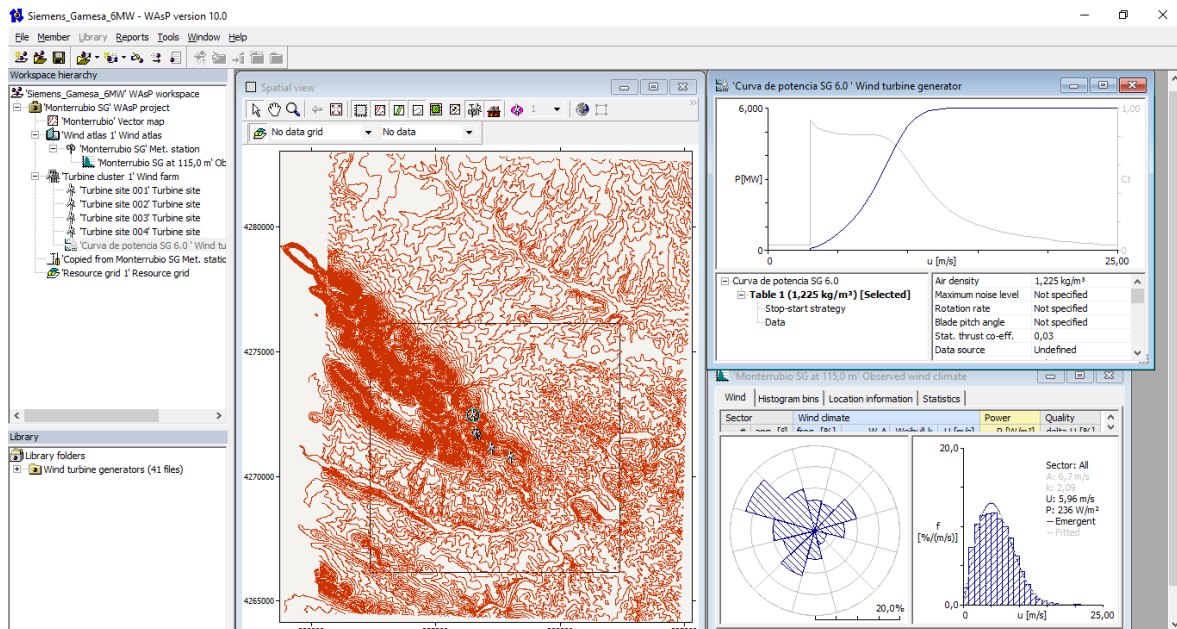
3. Description of the used tools

Two programs will be used specifically to carry out the project:

Windographer will allow studying the wind resource from the data obtained in the virtual measurement, and will facilitate its extrapolation to other heights, specifically the different hub heights for the different technologies.



Wasp will compute the results obtained in Windographer together with the characteristics of the different wind turbines and the topographic map. The result obtained here will be the energy produced by each technology in the chosen location, among other things.



4. Results

PARQUE EÓLICO DE LA SERENA								
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL								
MODELO	ALTURA DE BUJE (m)	POTENCIA NOMINAL (MW)	Nº AEROS	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA NETA (MWh/año)	ENERGÍA PÉRDIDAS (MWh/año)	HORAS NETAS EQUIVALENTES (h)	FACTOR DE CAPACIDAD (%)
SG170	115	6	4	24	48940,4	4135,58	2040	23,29
V162	119	5,6	4	22,4	44834,4	3788,61	2001	22,84
GE158	120,9	5,5	4	22	42264,6	3571,45	1921	21,93

This table compares the three proposed technologies in terms of net energy produced and equivalent hours of work for each of them.

5. Conclusions

After comparing the performance of the three types of wind turbines, it has been concluded that the optimal generator for this project is the 6 MW SG170 from Siemens Gamesa.

Índice del Proyecto

Documento 1	Memoria descriptiva
Documento 2	Planos
Documento 3	Pliego de condiciones
Documento 4	Presupuesto
Anexo 1	Cálculos
Anexo 2	Análisis del recurso eólico – Micrositing
Anexo 3	Estudio de viabilidad económica
Anexo 4	Sostenibilidad

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

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

El autor D. Pablo Jarabo Ochoa

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Proyecto básico de un parque eólico en tierra, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

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

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

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

4º. Derechos del autor.

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

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

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos

derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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

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

Madrid, a 26 de Agosto de 2020

ACEPTA

Fdo



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

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título Proyecto Básico de un Parque Eólico en tierra en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2019/2020 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Pablo Jarabo Ochoa

Fecha: 26/08/2020



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 26/08/2020



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Documento Nº 1. Memoria Descriptiva

Autor: Pablo Jarabo Ochoa

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agosto 2020

INDICE

1.	Objeto.....	16
2.	Proponente	17
3.	Estado del arte	18
4.	Localización del emplazamiento y de los aerogeneradores	19
5.	Justificación de la implantación del parque eólico en el area elegida	20
6.	Normativa legal	22
6.1.	Obra civil y estructuras	22
6.2.	Instalaciones eléctricas.....	23
7.	Evaluación del potencial eólico	25
7.1.	Análisis estadístico descriptivo de los datos eólicos	25
7.2.	Análisis bidimensional de la densidad de potencia eólica y mapa orográfico.....	28
7.3.	Descripción de los criterios generales de diseño	29
7.4.	Análisis energético del emplazamiento: energía media anual producida	29
8.	Descripción del parque eólico	31
8.1.	Características generales	31
8.2.	Obra civil	31
8.2.1.	Descripción general del emplazamiento.....	32
8.2.2.	Accesos y viales internos	32
8.2.3.	Cimentaciones de los aerogeneradores	33
8.2.4.	Zanjas para cables	33
8.2.5.	Canalizaciones para la red de tierras	33
8.2.6.	Edificios de control y de la subestación.....	33
8.2.7.	Cimentaciones del aparellaje eléctrico de la subestación.....	34
8.3.	Aerogenerador SG170 de Gamesa.....	34
8.3.1.	Generador.....	35
8.3.2.	Convertidor	35
8.3.3.	Transformador	36
8.3.4.	Armarios eléctricos de control y potencia.....	36
8.3.5.	Sistema de acondicionamiento térmico.....	37
8.3.6.	Sistema de control	37
8.4.	Sistemas eléctricos de media y baja tensión.....	39
8.4.1.	Sistema eléctrico de media tensión en 30 kV.....	39
8.4.2.	Sistema eléctrico de baja tensión	41
8.4.3.	Red de puesta a tierra	41
8.5.	Subestación 30/132 kV: Sistema de 132 kV	42
8.5.1.	Criterios de diseño	42
8.5.2.	Descripción del equipo y componentes- Límite del proyecto	43
8.5.3.	Transformador de potencia 132/30 kV	48
8.5.4.	Equipos de corriente continua	49
8.5.5.	Cables.....	49
8.5.6.	Red de puesta a tierra	49
8.6.	Subestación 30/132 kV: Sistema de 30 kV	49
8.6.1.	Transformador de servicios auxiliares.....	50
8.6.2.	Aparellaje	50
8.6.3.	Protecciones	50

8.6.4.	Servicios auxiliares	50
8.6.5.	Telemando y teleseñal.....	50
9.	Aspectos socio-económicos	51
10.	Ahorro y contaminación evitada	52
11.	Presupuesto de las instalaciones proyectadas	54
12.	Plazo de ejecución del proyecto	55
13.	Estudio económico de viabilidad	56
14.	Conclusiones	57
15.	Bibliografía	58

ÍNDICE DE TABLAS

1.	<u>Localización en coordenadas utm de los vértices del entorno poligonal</u>	19
2.	<u>Término municipal que comprende el parque eólico</u>	19
3.	<u>Localización en coordenadas utm de los aerogeneradores</u>	19
4.	<u>Análisis estadístico descriptivo de los datos de viento</u>	25
5.	<u>Producción media anual del parque de La Serena</u>	30
6.	<u>Resultados de la producción de energía</u>	30
7.	<u>Principales características técnicas del parque eólico de La Serena</u>	31
8.	<u>Especificaciones del generador</u>	35
9.	<u>Especificaciones del transformador</u>	36
10.	<u>Datos de velocidad, potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador SG170</u>	37
11.	<u>Características de los transformadores de los centros de transformación</u>	39
12.	<u>Comparativa de ahorro de energía fósiles vs eólica</u>	52
13.	<u>Comparativa contaminación evitada frente al carbón</u>	53
14.	<u>Comparativa contaminación evitada frente a otros combustibles fósiles</u>	53
15.	<u>Plazo de ejecución del proyecto</u>	55

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

1.	<u>Rosa de vientos de frecuencia</u>	26
2.	<u>Rosa de vientos de velocidad</u>	27
3.	<u>Rosa de vientos de energía</u>	27
4.	<u>Densidad de potencia en la zona del parque</u>	28
5.	<u>Mapa orográfico del emplazamiento</u>	28
6.	<u>Imagen del aerogenerador SG170</u>	34

ÍNDICE DE GRÁFICAS

1.	<u>Función de distribución de probabilidad de la velocidad de viento</u>	26
2.	<u>Curvas de potencia y coeficiente de empuje</u>	37

1. Objeto

El presente documento de Trabajo Fin de Grado tiene por objetos principales:

- Describir las obras e instalaciones necesarias para llevar a cabo la construcción del Parque Eólico de La Serena ubicado en el término municipal de Monterrubio de la Serena, provincia de Badajoz.
- Servir de soporte técnico para la obtención de la Autorización Administrativa, Aprobación del proyecto e inclusión en el Régimen Especial, así como de cuantos permisos o autorizaciones necesarios que por Ley pudieran corresponder para la ejecución de las obras del parque eólico de La Serena.

2. Proponente

El proponente soy yo, Pablo Jarabo Ochoa, estudiante de 4º de ingeniería industrial en ICAI (Instituto Católico de Artes Industriales). Solicite este proyecto pues siempre me ha interesado la generación de energía, y tener la oportunidad de diseñar un parque de eólico me resulto atractivo e interesante, además de una oportunidad para poner a prueba lo que he aprendido estos años.

3. Estado del arte

La energía eólica lleva siendo explotada por el ser humano siglos, en un inicio con molinos muy rudimentarios que fueron evolucionando hasta las altas torres con góndola, rotor y palas que podemos ver hoy en día salpicando el horizonte. Por otro lado, con toda la innovación que ha habido en las últimas décadas en este tipo de energía, podemos considerarla un tipo de explotación energética joven, en comparación con el carbón o la hidráulica. Por ello constituye una de las energías más “jóvenes” y eficientes.

Se trata de una fuente de energía renovable y que no contamina, ya que simplemente aprovecha la energía proporcionada por el viento para generar energía. El empleo de esta fuente de energía supone una reducción en el uso de otras energías como son las de combustión de combustibles fósiles como el petróleo o el carbón, lo cual reduce las emisiones contaminantes.

Del total de energía generada en el mundo, aproximadamente un 3% es eólica, porcentaje que se espera que suba debido a las políticas de apoyo a las energías renovables con el objetivo de reducir la polución y sanar los daños producidos por el efecto invernadero. En España este porcentaje es mucho mayor, del orden del 21%, lo cual implica que España tiene una gran cantidad de potencia renovable instalada.

En el pasado año 2019 se instalaron unos 60GW de potencia eólica alrededor del mundo, siendo 25.5 de ellos instalados en China, seguidos por los 9 GW instalados en Estados Unidos. España fue la sexta nación que más energía eólica instaló el pasado año, 2.3 GW, que dan un total de 25.79 GW de potencia eólica instalado en nuestro país, el quinto del mundo detrás de China, Estados Unidos, Alemania e India.

Las comunidades con más potencia eólica instalada en nuestro país son las dos Castillas y Galicia. Las primeras probablemente debido a la gran cantidad de terreno para construir parques, y Galicia debido a sus zonas con fuertes vientos, óptimas para emplazar parques eólicos. En 2018 la provincia de España que más energía eólica produjo fue Albacete con 4.5 TWh, seguida de cerca por Burgos y Lugo.

Las principales compañías encargadas de diseñar aerogeneradores de tierra son Vestas, Goldwind, Siemens Gamesa, GE Renewable y Envision.

Al hablar de energía eólico no se debe hablar solo de tierra, ya que también hay parque de aerogeneradores situados en el mar a poca distancia de la costa. En mar el viento alcanza altas velocidades lo cual permite una explotación del recurso eólico muy elevada. El impacto visual y acústico es muy bajo si no nulo, ya que no hay poblaciones, a lo sumo embarcaciones. Los países con más potencia eólica offshore instalada son el Reino Unido con casi 10GW, Alemania con 7.5 GW y China con algo menos de 7 GW.

En cuanto a parques eólicos marinos las principales compañías son Vestas, Siemens Gamesa y GE Renewable.

En conclusión, la energía eólica es aún pequeña en cuanto a potencia instalada en comparación con otras fuentes de energía, pero se sigue desarrollando y continúa creciendo año tras año mientras otras energías se van quedando obsoletas o se decida no continuar con su explotación debido a las emisiones contaminantes. Todo ello trae perspectivas muy positivas para la energía eólica, que ya es un pilar muy importante entre las energías renovables, pero en unos cuantos años podría convertirse en el pilar principal de la explotación energética mundial.

4. Localización del emplazamiento y de los aerogeneradores

Los terrenos donde se ubicará el parque eólico de La Serena se localizan en el paraje conocido como “Sierra de las Luchadoras”, perteneciente al dominio territorial del ayuntamiento de Monterrubio de la Serena, en la provincia de Badajoz (remitirse al plano “Situación y Emplazamiento”).

Las coordenadas del entorno poligonal donde se implantará el parque eólico, así como los municipios afectados por el mismo se recogen en las siguientes tablas (remitirse al plano “Implantación General”).

Parque eólico de La Serena		
Coordenadas Entorno Poligonal (UTM, huso 30, edición 1950)		
Vértice polígono	X _{UTM}	Y _{UTM}
V01	285.598	4.271.500
V02	287.120	4.273.009
V03	287.597	4.271.666
V04	288.801	4.271.104
V05	288.786	4.269.973
V06	286.426	4.270.077

Tabla 1: Localización en coordenadas utm de los vértices del entorno poligonal que comprende al parque eólico de La Serena.

Provincia de Badajoz	Términos Municipales Afectados
	Monterrubio de la Serena

Tabla 2: Termino municipal que comprende al parque eólico.

El parque eólico La Serena estará constituido por 4 aerogeneradores cuyas coordenadas de posición en el sistema UTM (huso 30, edición 1950) y término municipal al que pertenece son las que se especifican a continuación en la tabla adjunta.

Nº*	Termino Municipal	X _{UTM}	Y _{UTM}
A1	Monterrubio de la Serena	286.543	4.272.237
A2	Monterrubio de la Serena	286.698	4.271.512
A3	Monterrubio de la Serena	287.289	4.270.902
A4	Monterrubio de la Serena	288.050	4.270.583

Tabla 3: Localización en coordenadas utm de los aerogeneradores.

5. Justificación de la implantación del parque eólico en el área elegida

Las principales razones por las que se ha elegido el emplazamiento para la implantación del parque eólico se resumen en:

- Favorables condiciones de orografía y elevado potencial eólico.
- Utilización racional y eficiente de la energía, en particular de los recursos energéticos renovables, en sintonía con las directrices marcadas en la Directiva 2009/28/CE y Plan de Energías Renovables en España, cuyos objetivos son:
 - Directiva 2009/28/CE: establece una penetración de las fuentes de energías renovables en la Unión Europea y en España del 20% en el año 2.020. Objetivo que se pretende alcanzar con la participación directa de los países miembros de la Comunidad Europea a través del fomento de las energías renovables de acuerdo con su propio potencial.
 - Plan Energías Renovables en España: en donde se recogen los principales elementos y orientaciones que pueden considerarse relevantes en la articulación de una estrategia para el crecimiento de las energías renovables pueda cubrir, cuanto menos el 10,96% de la energía en el año 2.012 tal y como se especifica en el nuevo Plan de Energías Renovables publicado en 2.011 que dicta las directrices para cumplir con los objetivos fijados por la Directiva Europea 2009/28/CE.
 - Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 cuyos objetivos son:
 - 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
 - 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
 - 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
 - 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros
- En 1.992 se desarrolló en Brasil la Cumbre Medio Ambiental “Framework Convention on Climate Change (FCCC)”, donde el cambio climático provocado por las emisiones gaseosas de origen fósil fue el centro del debate internacional. Como resultado de la cumbre se establecieron 26 artículos consistentes en objetivos, principios, compromisos y recomendaciones a adoptar para frenar el cambio climático. El objetivo final a conseguir se formuló en los siguientes términos: “lograr la estabilización del efecto invernadero al nivel que se puedan prevenir interferencias peligrosas con el clima. Tal nivel se debería alcanzar en un marco de tiempo suficiente que permita a los ecosistemas adaptarse naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se ve amenazada y lograr un desarrollo económico sostenible”
- La continuidad de la Cumbre de Río tuvo lugar en Japón en 1.997. Como resultado de esta los principales países industrializados (entre ellos los integrantes de la Comunidad Europea) adquirieron el compromiso de reducir las emisiones de gases causantes del efecto invernadero en un 5,2 %, en el periodo 2.008-2.012, tomando como referencia el nivel de 1.990. Todo ello quedó plasmado en el “Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”. Este protocolo estará vigente hasta el año 2.012. Actualmente se está negociando un nuevo acuerdo que sustituya al de Kioto a partir del año 2.013.

En ese marco, la energía eólica es claramente una opción para conseguir un crecimiento sostenido mediante el aprovechamiento más eficiente y racional de la energía primaria y disminuir las emisiones gaseosas de origen fósil a la atmósfera. El parque eólico contribuirá positivamente a la protección y cuidado medio ambiental atacando directamente, a su nivel, los problemas de cambio climático ocasionados por el efecto invernadero. De igual manera, el parque eólico no presentará los problemas asociados a otros tipos de energía convencional, a saber: producción de residuos peligrosos y/o tóxicos, lluvia ácida o agotamiento de recursos.

- Y lo que es todavía si cabe más importante, el parque eólico contribuirá a la mejora de la socio-economía, puesto que se mejorará el nivel de servicios de la población de la región a través de la creación de puestos de trabajo, a saber: servicios de ingeniería y consultoría, constructores de obra civil, montadores electro-mecánicos de equipos, etc.
- Igualmente, la construcción del parque eólico lleva consigo la creación de infraestructuras estables que incluyen caminos y trazado eléctrico (mejora de la red de distribución). La diversificación energética que lleva asociada garantizará una cierta independencia del mercado de combustibles fósiles y una seguridad de suministro energético a largo plazo.

6. Normativa legal

Todas las obras propuestas y descritas en este proyecto se ajustan a las distintas leyes, reglamentos, reales decretos y otras normativas vigentes, así como a las normas técnicas particulares del ayuntamiento implicado y la compañía que explota la red de distribución eléctrica de la zona.

Por ello, para la correcta realización de este proyecto se ha tenido en cuenta la normativa que a continuación se enumera:

6.1. Obra civil y estructuras

- EHE-08 Instrucción de hormigón estructural.
- CTE-06 Códigos Técnicos de la Edificación (DB SE1 Seguridad Estructural Resistencia y Estabilidad; DB SE2 Seguridad Estructural Aptitud al Servicio; DB SE AE Seguridad Estructural Acciones; DB SE C Seguridad Estructural Cimentación; DB SE A Seguridad Estructural Estructuras de Acero; DB SE F Seguridad Estructural Fábricas; DB SI Seguridad en caso de incendio; DB SU Seguridad de Utilización; DB HS Habitabilidad Salubridad (Protección frente a la humedad, suministro y evacuación de agua...); DB HE Ahorro de energía; DB HR Protección contra el ruido)
- NCSE-02 Norma de Construcción Sismorresistente.
- Instrucción de Carreteras
- PG-3 Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para obras de carreteras y puentes.
- PG-4 Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para conservación de Carreteras
- Orden FOM/2842/2011, de 29 de septiembre, por la que se aprueba la Instrucción sobre las acciones a considerar en el proyecto de puentes de carretera (IAP-11).
- RC-08 Instrucción para la recepción de cementos.
- RD 1371/07, de 19 de octubre, por el que se aprueba el documento básico "DB-HR Protección frente al Ruido", del CTE y se modifica el RD 314/2006, de 27 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (BOE nº 304, de 20/12/07)
- Instrucciones del Instituto Eduardo Torroja.
- NTE Normas Tecnológicas de la Edificación.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Tuberías de abastecimiento de agua.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Tuberías de saneamiento de poblaciones.
- Normas UNE
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción (B.O.E. 25-10-97).
- REAL DECRETO 485/1997, 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- REAL DECRETO 1254/1999, de 16 de julio, por el que se aprueban las medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.
- PR.D.1627/1997 Real Decreto 1627/1997 sobre la obligatoriedad de inclusión de un Estudio de Seguridad y Salud en el trabajo en los proyectos de edificación y obras públicas.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Ley de Aguas.
- Normas Urbanísticas aplicables en la Comunidad Autónoma Extremadura.
- Ordenanzas Municipales

6.2. Instalaciones eléctricas

- 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.
- Real Decreto 1725/1984, de 18 de julio. Recoge las modificaciones en sus artículos 22, 26, 48, 74, 76 y 84, así como en la póliza de abono. (B.O.E. 25/09/1984).
- Real Decreto 153/1985, de 6 de febrero, por el que se establecen nuevas tarifas eléctricas. Modifica el artículo 22 del Real Decreto 1725/1984, de 18 de julio (B.O.E. 09/02/1985).
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto 2550/1994.
- Real Decreto 2414/1961, de 30 de noviembre, de la Presidencia del Gobierno por el que se aprueba el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.
- Orden del 15 de marzo de 1963, de la Presidencia del Gobierno, por la que se aprueba una instrucción que dicta unas normas complementarias para la aplicación del Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Industria por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (B.O.E. nº 224 18/09/2002).
- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (B.O.E. 01/12/1982).
- Corrección de errores del Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (B.O.E. 18/01/1983).
- Orden de 6 de julio de 1984 por la que se aprueban las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación B.O.E. 01/08/1984).
- Complemento y modificaciones del Reglamento sobre Condiciones Técnicas de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Orden de 18 de octubre de 1984 complementaria de la de 6 de julio que aprueba las Instrucciones Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (B.O.E. 25/10/1984).
- Orden de 27 de noviembre de 1987 por la que se actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (B.O.E. 05/12/1987).
- Corrección de erratas de la Orden de 27 de noviembre de 1987 por la que se actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (B.O.E. 03/03/1988).
- Orden de 23 de junio de 1988 por la que se actualizan diversas Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (B.O.E. 05/07/1988).
- Corrección de erratas de la Orden de 23 de junio de 1988 por la que se actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (B.O.E. 03/10/1988).
- Orden de 16 de abril de 1991 por la que se modifica el punto 3.6 de la Instrucción Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (B.O.E. 24/04/1991).

- Orden de 10 de marzo del 2000, por la que se modifican las ITC-MIE-RAT-01, 02, 06, 14, 15, 16, 17, 18 y 19 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de transformación (B.O.E. 24/03/2000).
- Corrección de errores de la Orden de 10 de marzo del 2000 (B.O.E. 18/10/2000).
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre la Conservación de la Energía.
- Real Decreto 872/1982, de 5 de marzo, de la Presidencia del Gobierno, sobre la Tramitación de Expedientes de Solicitud de Beneficios creados por la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre la Conservación de la Energía.
- Resolución de 19 de junio de 1984 de la Dirección General de la Energía por la que se establecen las normas de ventilación y acceso de ciertos centros de transformación (B.O.E. 26/06/1984).
- Orden de 5 de septiembre de 1985, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se establecen las normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica (B.O.E. 30/12/1998).
- Orden de 7 de julio de 1982, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se regulan las relaciones técnicas y económicas entre autogeneradores y empresas o entidades eléctricas.
- Norma Tecnológica de la Edificación NTE-IER, Instalaciones de electricidad: Red exterior, aprobada por Orden del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo el 4 de junio de 1984.
- Norma Tecnológica de la Edificación NTE-IET, Instalaciones de electricidad: Centros de Transformación, aprobada por Orden del 12 de diciembre de 1983 del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo.

7. Evaluación del potencial eólico

El emplazamiento seleccionado en la Sierra de las Luchadoras para situar el parque eólico de La Serena presenta unas condiciones eólicas positivas como se puede comprobar en el estudio del recurso eólico (Micrositing) que se presenta junto a este documento en el Anexo 2.

En los siguientes apartados se recogen los principales datos del Micrositing.

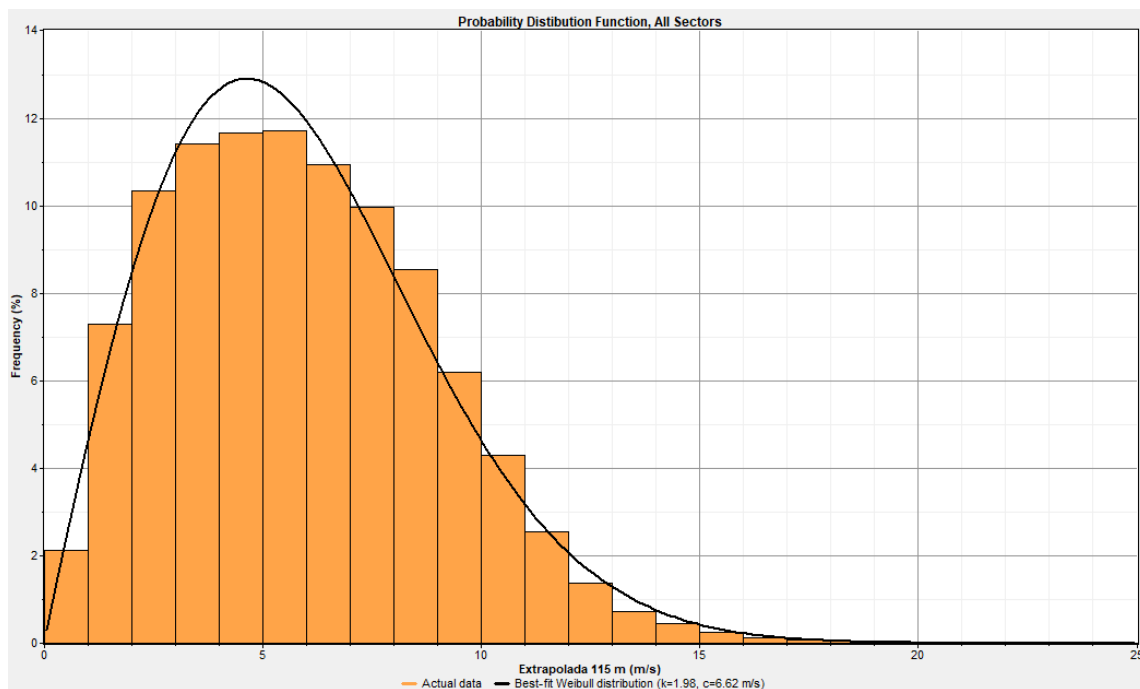
7.1. Análisis estadístico descriptivo de los datos eólicos

Para la estimación del potencial eólico se ha recurrido al empleo de una torre meteorológica virtual ubicada en las coordenadas UTM Datum ED50 Huso 30 ($X = 286.698$; $Y = 4.271.512$), coincidente con la localización del segundo aerogenerador.

El análisis estadístico descriptivo de los datos registrados por la torre virtual durante el período escogido son los siguientes:

Variable	Estación de La Serena (01/01/10–11/02/20)
Altura sobre el suelo (m)	110
Velocidad de viento: media (m/s)	5.83
Velocidad de viento: máxima (m/s)	24.7
Weibull k	1.983
Weibull c (m/s)	6.576
Densidad de potencia media (W/m^2)	234
Contenido energético medio ($kWh/m^2/año$)	2049
Registros Posibles	88632
Registros válidos	88632
Registros no válidos	0
Ratio de datos válidos (%)	100
Hora de máxima velocidad de viento	02:00

Tabla 4: Análisis estadístico descriptivo de los datos de viento.



Gráfica 1: Función de distribución de probabilidad de la velocidad de viento a 115 m de altura.

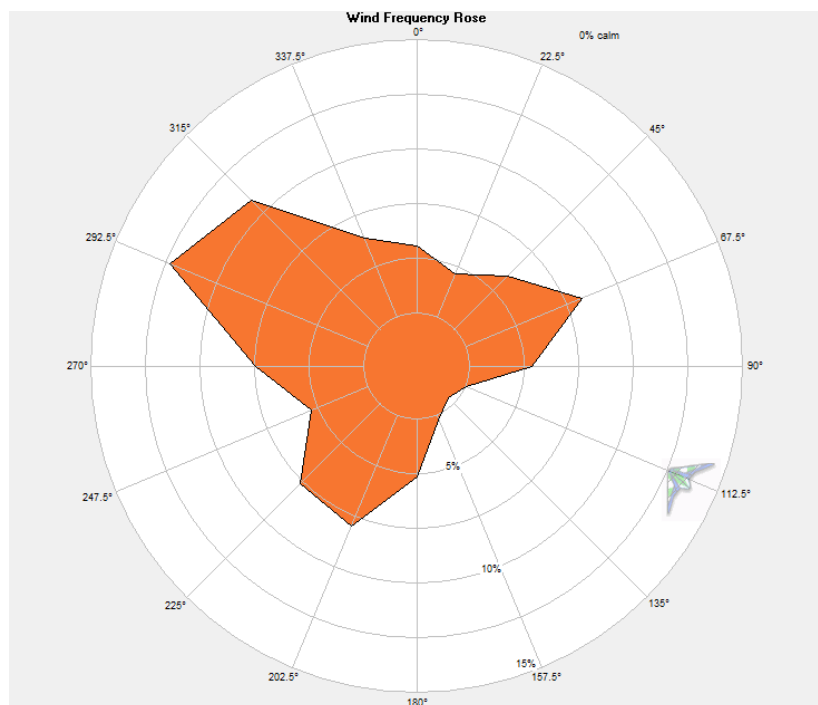


Ilustración 1: Rosa de vientos de frecuencia.

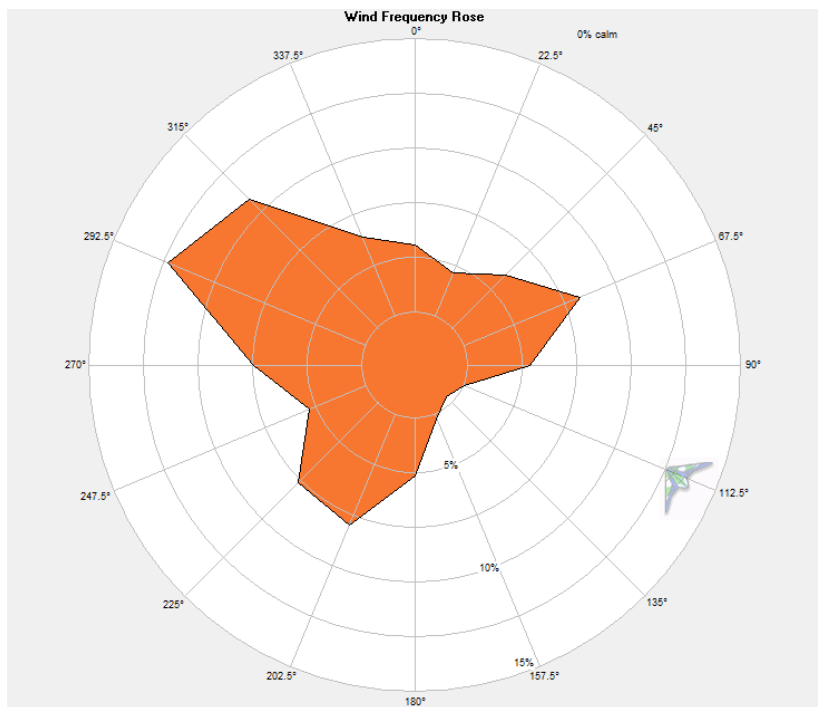


Ilustración 2: Rosa de vientos de velocidades.

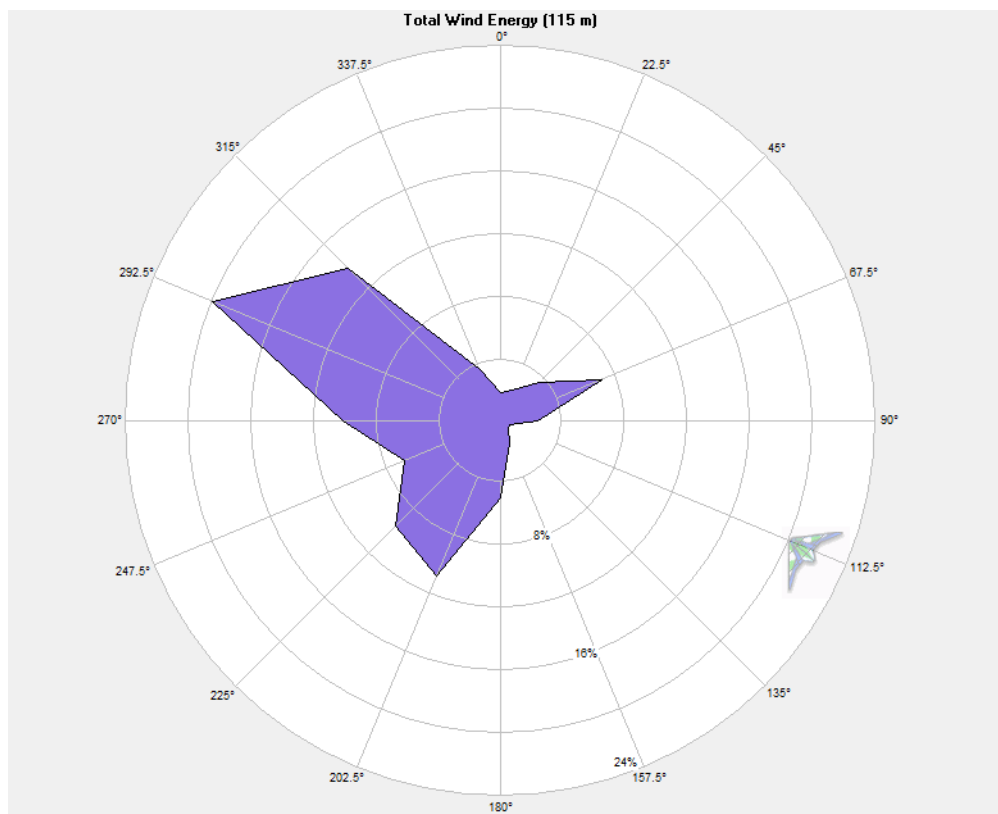


Ilustración 3: Rosa de vientos de energía.

7.2. Análisis bidimensional de la densidad de potencia eólica y mapa orográfico

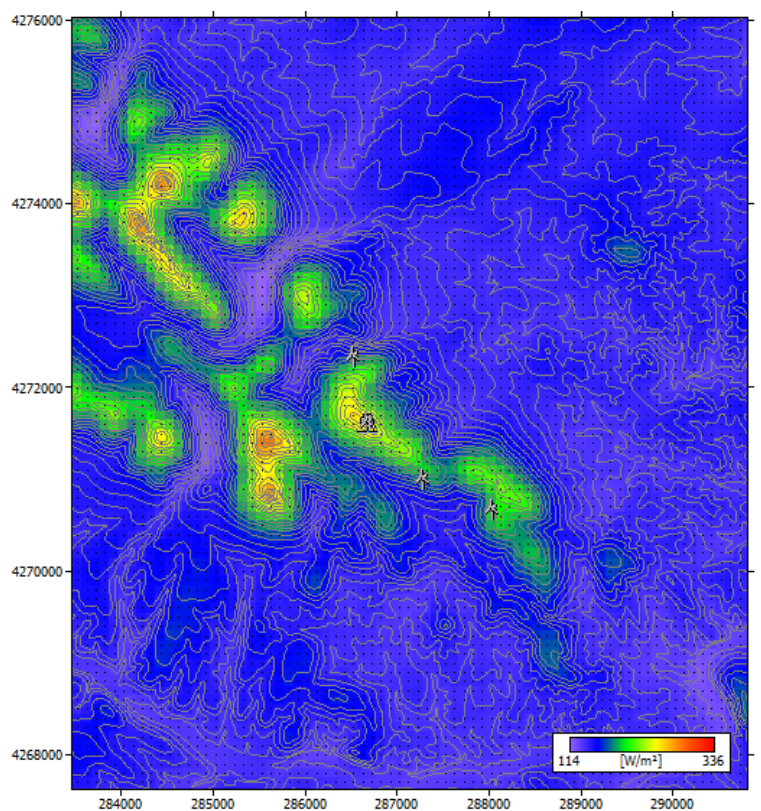


Ilustración 4: Densidad de potencia eólica en la zona del parque.

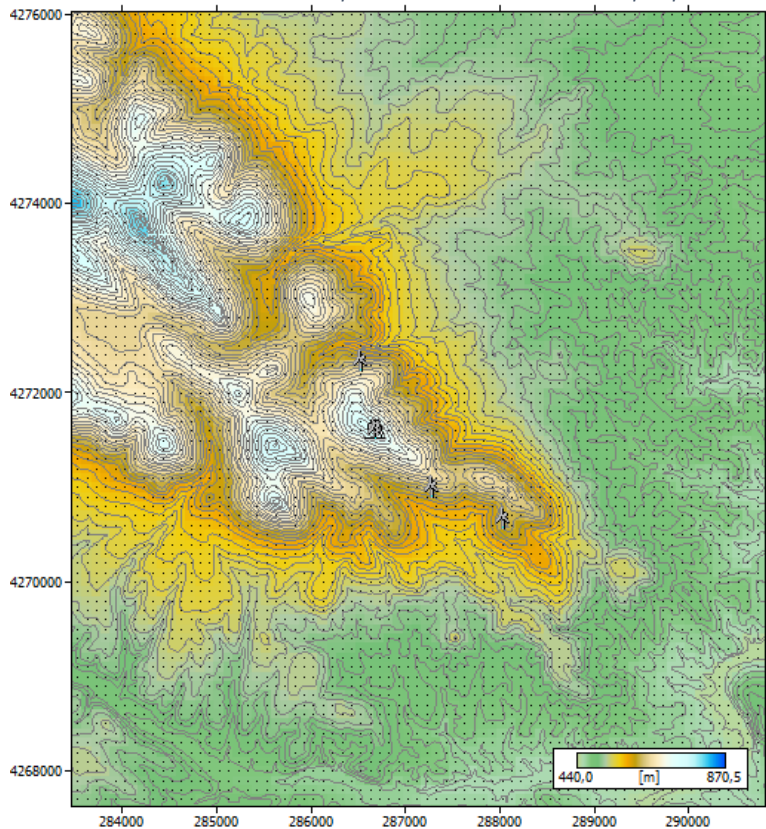


Ilustración 5: Mapa orográfico del emplazamiento de La Serena.

7.3. Descripción de los criterios generales de diseño

Los principales criterios generales de diseño escogidos para la localización de los aerogeneradores han sido los siguientes:

- Las máquinas se han alineado perpendicularmente a las direcciones de mayor contenido energético (dirección revisable en las rosas de viento expuestas más arriba) y en las zonas de potencial eólico moderado formando una línea. Entre los aerogeneradores se ha mantenido una distancia mínima de 3 veces el diámetro del rotor, en este caso 510 m. De este modo se obtiene un equilibrio entre las pérdidas de energía por efecto estela (explicado en el Micrositing que se adjunta en el Anexo 2) y el número de máquinas empleadas.
- Se ha evitado que el rotor de los aerogeneradores quede apantallado por la orografía del emplazamiento. Como se observa en el mapa orográfica la línea de aerogeneradores está situada en zona elevada, y su altura eliminará cualquier perturbación.
- El núcleo urbano más cercano es la localidad de Monterrubio de la Serena, situado a varios kilómetros, por lo que no habrá ningún tipo de perturbación por ninguna de las partes.
- El único edificio aislado que habrá en las inmediaciones será el edificio de control de la subestación.
- No hay líneas aéreas en las inmediaciones, ni carreteras asfaltadas, cumpliendo la norma de una distancia mínima entre estos elementos y el aerogenerador de la altura máxima del aerogenerador que en este caso será de 200 m.
- La distancia a elementos de patrimonio inventariados será la requerida por la legislación aplicable al respecto.

7.4. Análisis energético del emplazamiento: energía media anual producida

La estimación de la energía media anual producida se ha realizado con el programa WAsP a partir de las siguientes hipótesis:

- Campo de viento en el emplazamiento de cada aerogenerador: parámetros de Weibull (A y C) más la frecuencia.
- Productividad de aerogeneradores del 100 %.
- Pérdidas de producción por efecto estela (modelo del programa WAsP 10.0).
- Altura de buje de los aerogeneradores: 115 m.
- Curva de potencia de los aerogeneradores Gamesa SG170 adaptada a la densidad del emplazamiento de valor $1,108 \text{ kg/m}^3$.
- Altitud media del emplazamiento de 740 m.s.n.m.

A continuación, se presenta la producción media anual bruta de cada aerogenerador haciendo referencia a los siguientes conceptos:

- Producción Libre: producción bruta por máquina considerándola aislada.
- Producción Bruta: producción bruta por aerogenerador considerando su integración en el parque eólico y por tanto las pérdidas por estela.
- Horas equivalentes: es el tiempo equivalente anual de funcionamiento a potencia nominal con un 100 % de productividad y por tanto sin considerar las pérdidas de producción por mantenimiento, indisponibilidades de red, etc.

PARQUE EÓLICO LA SERENA								
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MEDIA ANUAL ESTIMADA								
AEROGENERADORES SIEMENS GAMESA SG170 6MW								
ALTURA DE BUJE 115 METROS								
Aero	Xutm	Yutm	Producción Libre (MWh/año)	Producción Bruta (MWh/año)	Estelas	Velocidad a HH (m/s)	Clase	Horas equivalentes
1	286543,35	4272237,64	13.379	13.163	0,984	5,51	IV	2.022,89
2	286698,56	4271512,88	16.149	15.783	0,977	6,03	IV	2.425,54
3	287289,3	4270902,8	11.959	11.273	0,943	5,26	IV	1.732,44
4	288050,26	4270583	13.903	12.857	0,925	5,61	IV	1.975,87
TOTAL			55.390	53.076	0,957	5,60	IV	2.039,18

Tabla 5: Producción media anual estimada del parque de La Serena.

La evaluación energética anual obtenida de esta tabla se ha realizado suponiendo una productividad del 100% en el parque. Para la energía media anual vertida a la red se han considerado unas pérdidas del 2% por indisponibilidad de los aerogeneradores o las instalaciones eléctricas, un 3% por las pérdidas de energía en las instalaciones eléctricas y un 3% por la garantía de la curva de potencia. De este modo:

$$\text{Producción neta} = 0.98 * 0.97 * 0.97 * \text{Producción bruta} = 0,98 * 0,97 * 0,97 * 53.076 = 48.940 \text{ MWh/año}$$

Con estas consideraciones se tienen los siguientes datos de producción energética:

Parque Eólico de La Serena	
Resultados de Producción de Energía	
Nº de aerogeneradores	4
Potencia total instalada (MW)	24
Producción media anual bruta en parque (MWh/año)	53.076
Producción media anual vertida a red (MWh/año)	48.940
Horas equivalentes a plena carga	≈2.040

Tabla 6: Resultados de producción de energía.

8. Descripción del parque eólico

Los elementos descritos en este apartado para la construcción del parque eólico se ven dimensionados en el documento nº2: planos, se especifican en el documento nº3: pliego de condiciones y se valoran con carácter económico en el documento nº4: presupuesto de ejecución.

8.1. Características generales

El parque eólico, con 24 MW de potencia nominal, estará formado por 4 aerogeneradores tripala SG170, de 6 MW de potencia cada uno, dispuestos formando una línea irregular por una de las elevaciones del terreno del entorno elegido del término municipal de Monterrubio de la Serena.

La generación de energía se produce en generadores de imanes permanentes acoplados a 6 módulos convertidores con tensión a 690 V, que se convierten en 30 kV mediante el transformador de 5MVA instalado en la góndola de la torre.

Los aerogeneradores estarán interconectados a través de conductores enterrados constituyendo 4 líneas de 30 kV que los conectarán a la subestación del parque eólico. La conexión a la red de transporte se realizará mediante una línea de 132 kV que conectará la subestación del parque con la subestación de transporte más cercana.

Principales Características Técnicas	
Parque eólico La Serena	
Número de aerogeneradores	4
Modelo aerogenerador	Gamesa SG170
Potencia nominal unitaria (kW)	6.000
Potencia total instalada (MW)	24
Altura del buje (m)	115
Diámetro del rotor (m)	170
Producción media bruta (MWh/año)	53.076
Producción media neta o vertida a red (MWh/año)	48940
Horas equivalentes a potencia nominal (h)	≈2.040
Inversión total (Millones de €)	≅ 18.7

Tabla 7: Principales características técnicas del parque eólico de La Serena.

8.2. Obra civil

La obra civil está comprendida por las siguientes infraestructuras:

- Viales internos.
- Cimentaciones de los aerogeneradores.
- Zanjas para cables.
- Canalizaciones para la red de tierras.

- Edificio para centro eléctrico.
- Cimentaciones del aparellaje eléctrico de la subestación.

8.2.1. Descripción general del emplazamiento

El parque eólico de La Serena, ubicado en el término municipal de Monterrubio de la Serena, Badajoz, está comprendido por 4 aerogeneradores de 6 MW de potencia nominal unitaria sumando un total de 24 MW.

El entorno poligonal del parque es aproximadamente un triángulo de alrededor de 6 millones de metros cuadrados ubicado unos 2 km al sur de la localidad de Monterrubio de la Serena.

Concretamente se encuentra en una zona montañosa con elevación media de 740 m, y se podrá acceder al mismo por un vial ya existente al que se sumarán algunos caminos también existentes en la zona y algún vial nuevo que facilite el acceso a los aerogeneradores.

8.2.2. Viales internos

Los viales interiores de conexión de los aerogeneradores y de acceso al edificio de control se realizarán con el objetivo adicional de reducir al máximo los movimientos de tierras, adaptando las rutas a la topografía. Al vial pavimentado existente de 1410 m se sumarán viales existentes a reparar y viales nuevos que facilitarán el acceso a todos los elementos del parque ya mencionados. Estos viales deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Ancho de la calzada útil entre aerogeneradores de 7 m.
- Calzada con sobreanchos de las curvas si fuera necesario.
- Radio de curva mínimo adoptado a 55 m.
- Ausencia de obstáculos en las curvas tanto interiores como exteriores.
- Pendiente máxima en viales del 10%, y pendiente máxima excepcional del 15%.

A la hora de diseñar el parque se tendrá en cuenta que la realización se llevará a cabo con grúa estrecha. La pendiente excepcional del 15% se utilizará en un único tramo de un vial a reparar, pues no es posible ajustarlo al 10%.

Los viales tendrán una sección compuesta por una subbase de 25 cm de espesor de Proctor modificado compactado al 95% y una capa superior de rodadura zahorra artificial de 25 cm de espesor compactada al 98%.

Las plataformas de montaje se construirán según los requerimientos del suministrador de los aerogeneradores en términos de geometría y capacidad portante. Se tendrá en cuenta la localización de una zona de montaje de la pluma de la grúa de celosía en cada localización de aerogenerador.

Para la previsión de precipitaciones se tendrá en cuenta lo reflejado en la monografía “Máximas lluvias diarias en la España peninsular” publicada en 1999 por el Ministerio de Fomento. Para la obtención de los caudales se ha usado el método Hidrometeorológico de la instrucción 5.2-IC, mediante la siguiente ecuación:

$$Q = K * c * I * A$$

Siendo:

Q = caudal (L/s)

C = coeficiente de escurrentía

I = intensidad de la lluvia

A = área a drenar

Con las coordenadas de la parcela se obtienen un $C_v = 0.32$ y $P = 44$, que con período de retorno de 10 años se tiene un factor de amplificación $K_t = 1.4$. Por tanto, la máxima precipitación diaria será:

$$P_{max} = K_t * P = 62 * 1.4 = 62 \text{ mm/día}$$

Para el drenaje se dispondrán cuentas de pie de desmonte en el borde de las plataformas que recojan los caudales que le llegan del talud y evacuarlos. La cuenta de desmonte ya mencionada es sin revestir, de perfil triangular de 1 m de ancho y con una profundidad de 0.4 m. La evacuación por gravedad está asegurada ya que el entorno es montañoso y los caminos tienen una cierta pendiente.

8.2.3. Cimentaciones de los aerogeneradores

Las cimentaciones de los aerogeneradores se diseñarán teniendo en cuenta los esfuerzos derivados de la acción del viento y del funcionamiento de los propios aerogeneradores, además de las características geotécnicas de los suelos sobre los que se ubiquen dichas cimentaciones.

Se llevará a cabo un diseño consistente en una zapata de planta circular de 22 m de diámetro exterior y un canto variable de entre 0.5 m en el borde exterior a 2 m en el borde interior. Sobre la zapata se colocará un pedestal de hormigón de planta cilíndrica de 9 m de diámetro y 0.5 m de altura.

Este diseño es válido para un terreno con tensión admisible de 0.2 N/mm^2 y módulo de balasto $k_b = 3 * 10^7 \text{ N/m}^3$.

La zapata se construirá en hormigón (tipo HA-30/B/20/IIa) y armado (acero B-500-S).

El hueco circundante al pedestal se rellenará con material filtrante debidamente compactado.

8.2.4. Zanjas para cables

Los cables de media tensión se colocarán enterrados en zanjas y se tenderán conectando los aerogeneradores entre sí y con el edificio de control.

8.2.5. Canalizaciones para la red de tierras

El conductor de la red de tierras se instalará en las canalizaciones para cableado y en las excavaciones de las cimentaciones de los aerogeneradores

8.2.6. Edificios de control y de la subestación

El centro de control del parque y la parte cubierta de la subestación estarán ubicadas en el mismo edificio, cada una con su propia área de trabajo y accesos también independientes. El edificio tendrá unas dimensiones de 18 m de largo por 11 m de ancho, y una altura de 3 m. Será un único piso que contendrá la sala de reuniones, un vestuario / aseo, un almacén, la sala de control y la sala de cabinas de media tensión.

La estructura será porticada de hormigón armado, con pilares apoyados en zapatas aisladas, convenientemente arriostradas, asentadas sobre terreno firme; forjado unidireccional a base de viguetas y bovedillas. La cubierta será a dos aguas. El cerramiento exterior será de fábrica de ladrillo de medio pie con revestido exterior de mortero de cal o enfoscado de cemento pintado de color blanco, con zócalo de granito; por el interior irá enfoscado, enlucido y pintado interior, y el cierre interior en ladrillo hueco sencillo enfoscado, enlucido y pintado, al igual que las divisiones interiores. La carpintería exterior será metálica imitación madera y en las divisiones interiores se utilizarán puertas metálicas en almacén y salas eléctricas, y de madera en sala de reuniones y servicios. El edificio dispondrá también de protecciones contra incendios.

8.2.7. Cimentaciones del aparellaje eléctrico de la subestación

Tanto el aparellaje eléctrico exterior de la subestación como los soportes de las líneas de salida se instalarán sobre sus correspondientes cimentaciones, realizadas a base de dados de hormigón y con las dimensiones requeridas por los fabricantes del equipo que vayan a sostener.

8.3. Aerogenerador SG170 de Gamesa

El aerogenerador SG170 de 6 MW de potencia nominal es uno de los nuevos generadores eólicos continentales de Siemens Gamesa, que cuenta con el respaldo de una de las principales compañías del mercado de energía renovable. Con tres palas de 83 m de longitud, un motor de 6 MW de potencia nominal y alturas de buje de hasta 165 m, el SG170 podría convertirse en el buque insignia de la compañía en cuanto a eficiencia y rentabilidad.



Ilustración 6: Aerogenerador SG170.

El rotor está compuesto por tres palas y montado en la góndola de la torre. La potencia de salida está controlada por tono y regulación de la demanda de par. La velocidad del rotor es variable y está diseñada para maximizar la potencia de salida mientras se mantienen la carga y el nivel de ruido.

Las palas están hechas de infusión de fibra de vidrio y componentes moldeados y contruidos al carbono. Su estructura utiliza carcasas aerodinámicas que contienen casquillos de mástil incrustados, unidos a dos ballestas principales de bandas de cizalla con núcleo de espuma.

La góndola ha sido diseñada para un fácil y seguro acceso a sus puntos de servicio. Su diseño ha sido orientado también para que los técnicos que estén de servicio en ella durante las pruebas de servicio durante pleno funcionamiento se encuentren seguros también. Esto permite un servicio de alta calidad y proporciona condiciones óptimas de resolución de problemas.

La torre es de acero tubular y cónica. Esta torre está también disponible para mayores alturas de buje. Tiene un ascensor interno y plataformas e iluminación en su interior.

8.3.1. Generador

El generador es trifásico, doblemente alimentado con rotor bobinado y conectado a un convertidor de frecuencia PWM. Tanto el estator como el rotor están hechos con láminas magnéticas apiladas y la refrigeración del generador se realiza mediante el propio aire.

GENERADOR SG170 6MW	
Tipo de Generador	Generador asíncrono DFIG
Tipo de Servicio	S1
Potencia nominal	6000 kW
Factor de Potencia	0,9
Tensión nominal	690 V
Frecuencia	50 Hz
Eficiencia	98,4 %
Conexión estator	Estrella
Sentido de giro	Agujas del reloj (visto desde LOA)
Tipo refrigeración	Air cooling
Grado de protección	IP54
Protección corrosión	C3H
Clase de aislamiento	F/H
Velocidad nominal	1120 rpm (50 Hz) / 1344 rpm (60 Hz)

Tabla 8: Especificaciones del generador.

8.3.2. Convertidor

Se trata de un sistema de conversión 4Q back to back con 2 VSC en un enlace de común de corriente continua y directamente conectado al rotor. Permite variar la velocidad de funcionamiento y la tensión en bornes del generador al mismo tiempo que se suministra potencia a frecuencia y tensión constantes a la red de media tensión.

8.3.3. Transformador

ECO30 kV	
Tipo de transformador	Líquido
Potencia nominal	7200 kVA a tensión nominal
Impedancia	10.6 %
Factor de Potencia	0,9
Tensión nominal	33 /0.69 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Dyn11
Tipo de refrigeración	KFWF
Líquido interno	K-class liquid
Conexión a tierra	Estrella

Tabla 9: Especificaciones del transformador.

8.3.4. Armarios eléctricos de control y potencia

Habrán tres grupos de armarios:

- Armarios de base de la torre

Contiene el controlador que gobierna los sistemas, a los cuales se conecta mediante buses de comunicación entre armarios. Tiene una pantalla táctil HMI (Human Machine Interface) en la que se pueden observar los datos de funcionamiento del generador, además de detener y poner en marcha el mismo. Esto puede realizarse desde la góndola con una pantalla portátil.

- Armarios de góndola

A su vez comprende 4 tipos de armario:

- Armario del convertidor

6 armarios que sirven para controlar la potencia y gestionar la conexión y desconexión del generador de la red.

- Armario de distribución

Alimenta los subsistemas de la góndola y el SAI (Sistema de Alimentación Ininterrumpida).

- Armario de comunicaciones

Alimenta el armario del buje a 230 V y 400 V, y distribuye la comunicación Ethernet y bus de campo al resto de armarios eléctricos y armarios del convertidor.

- Armario de control de subsistemas

Tiene módulos de entrada-salida para controlar los subsistemas que a su vez se encargan de controlar el generador, como la monitorización del viento, orientación, control de temperatura interior, sensores, etc.

- Armarios de buje

Armario con módulos de entrada-salida, para controlar los cilindros del sistema de cambio de paso y las señales de los sensores de carga y deformación de las palas.

8.3.5. Sistema de acondicionamiento térmico

Se encarga de evacuar el calor necesario para mantener una temperatura de funcionamiento aceptable por debajo de los límites máximos. Está compuesto por un sistema de refrigeración de circuitos de agua/glicol y un sistema de ventilación forzada.

La refrigeración local actúa mediante contacto directo o mediante intercambio de calor con el circuito de agua/glicol, disipando el calor al aire a temperatura ambiente a través de seis módulos de refrigeración. Hay dos módulos para el tren de potencia, otros dos para el convertidor y dos más para el generador. Todos estos módulos se encuentran en la parte posterior del techo de la góndola, donde entra el aire de forma natural.

La refrigeración general del interior de la góndola se realiza mediante ventilación forzada de aire ambiente, que entra por la abertura frontal y sale por el módulo trasero. Esta salida se aprovecha para ventilar el transformador a través de una abertura situada en el suelo de la góndola.

8.3.6. Sistema de control

El sistema de control está compuesto por algoritmos de regulación y supervisión. El aerogenerador se controla mediante un sistema basado en un microprocesador PLC que funciona en tiempo real.

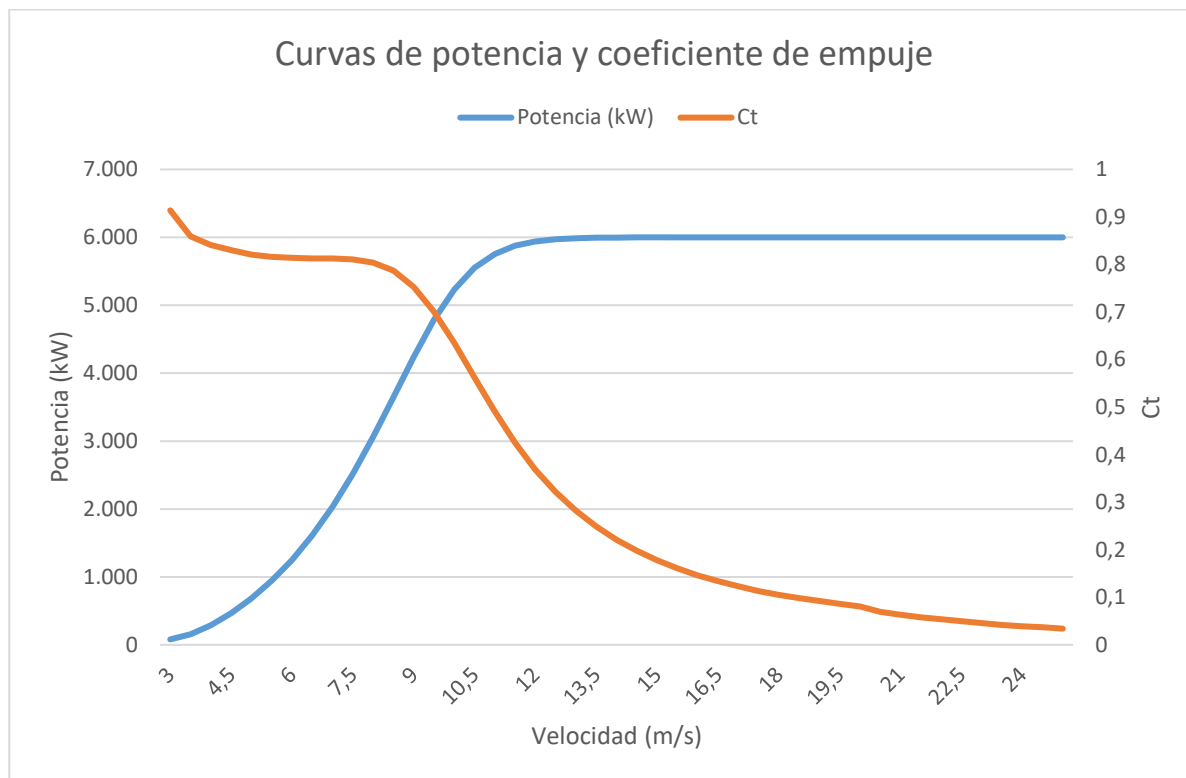
El sistema de regulación selecciona los valores adecuados de velocidad de giro del aerogenerador, el ángulo de paso de las palas, consignas de potencia, etc. Los modifica instantáneamente en función de los datos que reciba. Esto tiene una serie de ventajas, como una energía de mayor calidad, menor ruido aerodinámico, cargas mecánicas más limitadas y maximización de la energía producida.

El sistema de supervisión verifica el estado de los sensores del aerogenerador, comprobando que los valores están dentro de los normales.

Velocidad (m/s)	P (kW)	Ct
3.00	80	0.9140
3.50	155	0.8590
4.00	289	0.8410
4.50	467	0.8300
5.00	684	0.8210
5.50	942	0.8160
6.00	1.250	0.8140
6.50	1.612	0.8130
7.00	2.034	0.8130
7.50	2.517	0.8110
8.00	3.060	0.8040
8.50	3.646	0.7870

9.00	4.239	0.7530
9.50	4.783	0.7010
10.00	5.230	0.6350
10.50	5.551	0.5620
11.00	5.756	0.4900
11.50	5.876	0.4250
12.00	5.940	0.3680
12.50	5.972	0.3210
13.00	5.987	0.2820
13.50	5.994	0.2490
14.00	5.997	0.2210
14.50	5.999	0.1980
15.00	5.999	0.1780
15.50	6.000	0.1610
16.00	6.000	0.1460
16.50	6.000	0.1340
17.00	6.000	0.1230
17.50	6.000	0.1130
18.00	6.000	0.1050
18.50	6.000	0.0980
19.00	6.000	0.0920
19.50	6.000	0.0860
20.00	6.000	0.0810
20.50	6.000	0.0690
21.00	6.000	0.0630
21.50	6.000	0.0580
22.00	6.000	0.0540
22.50	6.000	0.0500
23.00	6.000	0.0460
23.50	6.000	0.0420
24.00	6.000	0.0390
24.50	6.000	0.0370
25.00	6.000	0.0340

Tabla 10: Datos de velocidad, potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador SG170.



Gráfica 2: Curvas de potencia y coeficiente de empuje.

8.4. Sistemas eléctricos de media y baja tensión

En este apartado se presentan las redes de baja y media tensión, que se han diseñado atendiendo a las normas, reglamentos y decretos vigentes. El objetivo de esta red será canalizar la energía desde los aerogeneradores hasta la subestación a través de una línea de 132 / 30 kV.

8.4.1. Sistema eléctrico de media tensión en 30 kV

La salida de los aerogeneradores se encuentra a 690 V, por lo que se necesita un transformador 0.69/30 kV para poder transportar la energía hasta la subestación. En la salida de los aerogeneradores la intensidad no será mayor de 91 A, y en los centros de transformación no superará los 400 A.

Estos centros de transformación se encontrarán en el interior de cada torre, en la góndola se instalará el transformador y en el módulo eléctrico de la propia torre se colocarán las celdas de protección. Se tendrá en cuenta la sección circular de la torre y la limitación de espacio para adaptar estos equipos a la torre.

El transformador contará con las siguientes características:

Tipo de transformador	Líquido
Potencia nominal	7200 kVA a tensión nominal
Impedancia	10.6 %
Factor de Potencia	0,9
Tensión nominal	33 /0.69 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Dyn11

Tipo de refrigeración	KFWF
Líquido interno	K-class liquid
Conexión a tierra	Estrella

Tabla 11: Características de los transformadores de los centros de transformación de los aerogeneradores.

Las cabinas de media tensión estarán formadas por una serie de celdas, serán prefabricadas, modulares e incluirán los enclavamientos mecánicos necesarios. La tensión será de 26 kV, la intensidad de 400 A y la intensidad de cortocircuito será de 16 kA. Cada cabina tendrá sus propios componentes:

- Cabina de línea
 - Interruptor-seccionador en SF6, con seccionador de puesta a tierra.
 - Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión.
 - Indicadores capacitivos de presencia de tensión.

- Cabina de remonte
 - Salidas de cables con pasatapas a bornes de conexión.
 - Indicadores capacitivos de presencia de tensión.

- Cabina de protección del transformador
 - Interruptor automático.
 - Interruptor-seccionador con posiciones abierto, cerrado y puesta a tierra.
 - Disparadores de sobretensión.
 - Relé de protección (50-51 y 50N-51N).
 - Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión
 - Indicadores capacitivos de presencia de tensión

Los distintos cables tendrán también sus características específicas:

- De transformador

- Denominación	N2XSY
- Tipo de conductor	Unipolar-Campo Radial
- Nivel de aislamiento	18/30 kV
- Sección	3x50 + 3x10 mm ²
- Material conductor	Cobre
- Aislamiento	XLPE
- Pantalla	Malla de Cu.
- Cubierta	Poliolefina
- Cubierta de armadura	Polietileno

- De interconexión

- Denominación	RHZ1 OL
----------------	---------

- Tipo de conductor Unipolar-Campo Radial
- Nivel de aislamiento 18/30 kV
- Sección 3x(1x300)
- Material conductor Aluminio
- Aislamiento XLPE
- Pantalla Malla de Cu.
- Cubierta Poliolefina
- Cubierta de armadura Polietileno

- Cable de fibra óptica multimodo

- Tipo de fibra Multimodo 50/125 μm
- Construcción Recubrimiento ajustado
- Número de fibras 8
- Cubierta interna Polietileno
- Armadura Acero corrugado
- Cubierta externa Polietileno

8.4.2. Sistema eléctrico de baja tensión

La instalación principal es el propio aerogenerador SG170 de 6 MW del que ya se ha hablado más arriba. Este se conectará a través de un convertidor formado por seis módulos paralelos gestionados desde un sistema de control común.

Los sistemas auxiliares se alimentarán mediante un transformador 400/690 V de 100 kVA de potencia situado en la góndola y conectado al lado de baja del transformador. Desde el transformador de servicios auxiliares se dará servicio a todos los sistemas del aerogenerador.

En el interior del aerogenerador se instalarán luces que den un nivel de iluminación suficiente para los trabajos de operación y mantenimiento. El nivel medio será de un mínimo de 150 lux. Se dispondrá también de luces de emergencia que señalicen los accesos o salidas del centro de transformación en caso de peligro.

8.4.3. Red de puesta a tierra

Se instalará una red de tierras constituida por un cable de 1 x 95 mm^2 desnudo que unirá los aerogeneradores entre sí, discurriendo por la misma zanja que los cables de media tensión. En la cimentación de cada aerogenerador se instalará una red de tierras que se conectará a la general del parque manteniendo una resistencia de puesta a tierra inferior a 10 Ω .

Las celdas de los centros de transformación tendrán una pletina de tierra que las interconecte, formando el colector de tierras de protección. Todos los elementos metálicos que no estén normalmente sometidos a tensión se conectarán a tierra.

El neutro del transformador se conectará a tierra en la toma de tierra de cada góndola. Esta se unirá a la tierra de servicio situada en la parte interior de cada torre constituyendo un electrodo equipotencial, que conectará a tierra el resto de los elementos.

8.5. Subestación 30/132 kV: Sistema de 132 kV

La energía producida en los aerogeneradores se verterá a la red por medio de una subestación 132/30 kV. La subestación se conectará a la red de 132 kV por una línea aérea. Las características de la subestación son:

- | | |
|--|--------------|
| • Altitud sobre el nivel del mar | ≤ 1000 m |
| • Tensiones nominales | 132 / 30 kV |
| • Tensiones más elevadas del material | 145 / 36 kV |
| • Tensiones prueba (impulsos tipo rayo) | 650 / 170 kV |
| • Tensiones prueba (corta duración, 50 Hz) | 275 / 70 kV |
| • Frecuencia. | 50 Hz. |
| • Distancia de fuga | 25 mm / kV |

El sistema de 132 kV estará formado por una subestación de intemperie formada a su vez por una posición de línea con interruptor, que alimentará el transformador de potencia 132/30 kV. Esta posición irá equipada con la siguiente aparamenta:

- Un interruptor automático tripolar
- Un seccionador tripolar giratorio con cuchillas de puesta a tierra.
- Tres transformadores de intensidad.
- Tres transformadores de tensión inductivos.
- Autoválvulas (3 autoválvulas de 30 kV y 6 de 132 kV).
- Un transformador de potencia 132±8x1,125%/30 kV, 27 MVA.

La red a la que se conecta el parque servirá para recoger la energía producida y para alimentar al propio parque cuando éste se encuentre parado.

8.5.1. Criterios de diseño

Para evitar las fluctuaciones de la tensión debidas a la constante variación del viento, en los parque eólicos se instalará un número de aerogeneradores de modo que su potencia total no supere el 5% de la potencia de cortocircuito del punto de conexión del parque a la red. Como medida adicional se dispondrá de un enclavamiento que impida la condición más restrictiva de las siguientes: que la variación de tensión sea inferior al 2% en el punto de conexión o que la frecuencia de conexión de cada unidad sea como máximo de tres por minuto.

Se instalarán las siguientes protecciones para el interruptor de desconexión:

- (50,51) Protección de sobreintensidad (tres fases), instantánea regulada al 130% de la intensidad de falta y protección temporizada, ambas coordinadas con las protecciones de la autogeneración en este lado.
- (27) Protección de mínima tensión, para las tres fases, con ajuste al 85% de la tensión de suministro entre fases, en el punto de conexión, con temporización inferior a 0,3 segundos y selectiva con las protecciones de las otras líneas que salen de la cabecera.
- (59) Protección de máxima tensión con ajuste al 110% de la tensión de suministro entre fases y actuación instantánea.
- (81) Protección de máxima y mínima frecuencia ajustada a 50,5 y 49,5 Hz, que funcione con el 20% de la tensión y actuación instantánea. Para detectar el funcionamiento en red separada.
- Protección de distancia (21). En comunicación con el otro extremo de la línea.

8.5.2. Descripción del equipo y componentes

- Autoválvulas
 - 6xautoválvula de ZnO en la zona de 132 kV, de 10 kA, clase de descarga 3, tipo subestación.
 - 3xautoválvula de 30 kV en la zona con la misma tensión, clase de descarga tipo 3, tipo subestación.

Sus características serán las siguientes:

- Las de 132 kV dispondrán de contador de descargas y estarán aisladas de tierra.
 - El fabricante suministrará los valores iniciales y los límites de corriente resistiva de paso tolerable para los pararrayos de ZnO.
 - Tendrán una placa de características s/UNE 21.087 que contenga el nombre del fabricante, el nº de serie, el tipo de equipo y el año de fabricación.
-
- Seccionador tripolar
 - Constituido por un seccionador tripolar de apertura horizontal central con cuchillas de puesta a tierra laterales. Su máxima tensión será de 145 kV, su intensidad nominal de 1250 A, 31.5 kA.
 - Características constructivas:
 - Las cuchillas, contactos y bornas de conexión serán de cobre. Deberán estar diseñadas de forma que en servicio continuo y a su intensidad nominal, las temperaturas alcanzadas en las diferentes partes del seccionador no exceden de los valores máximos indicados en la tabla VI de la última edición de la publicación de la I.E.C. Se deberá tener en cuenta que la temperatura ambiente podrá alcanzar un valor máximo de 45°C.
 - Los aisladores serán de porcelana de color marrón o preferiblemente poliméricos.
 - Las cuchillas serán plateadas, ajustables, de alta presión, autolimpiantes y deberán diseñarse de forma que la presión de contacto se logre después del movimiento de cierre y desaparezca antes de comenzar el movimiento de apertura.
 - Los terminales de conexión de alta tensión deberán permanecer inmóviles durante las operaciones de apertura y cierre del seccionador.
 - Cojinetes de giro. Las partes metálicas del seccionador que precisen lubricación estarán previstas para aplicar un engrase de "larga vida", llevando además incorporado el correspondiente engrasador y orificio de expulsión.
 - En los casos que lleven cuchillas de puesta tierra, éstas se conectarán al sistema de tierras de la subestación mediante una conexión flexible de cobre de sección adecuada.
 - Los elementos metálicos en contacto entre sí deberán ser de naturaleza tales que no se produzca corrosión debida al par galvánico que pueda aparecer en presencia de humedad.
 - En el caso de aparatos compuestos por seccionador y seccionadores de p.a.t. ambos deberán estar enclavados mecánicamente.
 - Accionamiento manual diseñado para funcionar de forma satisfactoria en función de la disposición de montaje que se indique en la especificación particular del seccionador.
 - Accionamiento motorizado:
 - Los armarios estarán situados físicamente sobre su estructura soporte.
 - La entrada de los cables de control al armario se efectuará por la parte inferior, para evitar la entrada de agua, debiendo disponerse en la misma una placa desmontable que se taladrará en la obra al diámetro adecuado.

- Todos los mandos podrán ser accionados manualmente, debiendo existir un enclavamiento entre el accionamiento manual y el circuito de mando.
- Armarios:
 - Regleta de bornas. En ésta no se admitirá la conexión de más de dos conductores por cada borna de la regleta. Deberán usarse regletas que dispongan de puentes superiores entre bornas para los casos en que sea necesario. La regleta estará diseñada de tal forma que sea posible extraer cualquier borna, sin necesidad de mover las adyacentes.
 - Motor, contactos de cierre y apertura. Estarán enclavados eléctricamente entre sí. En el alcance de la oferta se fijarán las tensiones de alimentación.
 - Conmutador: con posiciones local (L), remoto (R), bloqueo (B). L impedirá el mando remoto y permitirá el acceso al mando eléctrico y/o manual a pie del aparato. R impedirá el mando local eléctrico y manual. B impedirá los mandos local y remoto.
 - Resistencia de caldeo.
 - Enclavamiento para operación manual que impida la maniobra eléctrica al introducir la manivela.
- Señalización:
 - Tanto los accionamientos manuales como los motorizados irán equipados con un mínimo de 6 contactos de señalización libres de potencial (3A+3C).
 - En seccionadores de montaje intemperie los contactos de señalización irán instalados en una caja de acero galvanizado en caliente provista de resistencia de caldeo y accionados por el propio mando.
- Las tensiones auxiliares de alimentación serán las siguientes:
 - Motores 380 V. 3F+N 50 Hz.
 - Resistencias de caldeo 220 V. f+n 50 Hz.
 - Control y señalización 125 Vcc.
 - Placa de características que contenga el nombre del fabricante, el nº de serie, el tipo de equipo y el año de fabricación.
- Interruptor
- Características generales:
 - Un interruptor de mando tripolar SF6 Tensión más elevada 145 kV y Tensión Nominal 132 kV. Poder de corte 31,5 KA, $I_n = 1250$ A
 - Los interruptores y sus dispositivos de maniobra deberán construirse de tal forma que no puedan variar sus posiciones de abierto o cerrado por efecto de la gravedad, presión del viento, vibraciones, choques de importancia o esfuerzos accidentales sobre el accionamiento del mecanismo de maniobra y que permitan su enclavamiento, tanto en la posición de abierto como en la de cerrado, de forma que sean imposibles maniobras no autorizadas.
 - Tanto las órdenes de cierre como las de apertura deberán ser bloqueadas si el interruptor se encuentra en la posición que se desea conseguir, a través de la citada orden. También se deberá prever un relé “antibombeo” en el circuito de cierre.
 - No se instalarán relés antibombeo en el circuito de disparo, permitiendo la maniobra segura del interruptor mediante la adecuada carrera de los contactos auxiliares del circuito de disparo.
 - En los interruptores previstos para mando unipolar, debe asegurarse el grado de simultaneidad requerida en las maniobras de cierre y apertura tripolar.
 - Deberá preverse (para mandos unipolares) el desenganche automático del interruptor y la posibilidad de indicación remota de alarma para el caso de que alguna fase no complete la operación de cierre o apertura (discordancia de polos), lo que deberá contar con temporización ajustable.
 - Para los interruptores de SF6, el fabricante deberá precisar el valor de las pérdidas máximas del gas estimadas por año.

- En estos interruptores del equipo dispondrá de una válvula para el llenado de SF6 en operaciones de mantenimiento del tipo y características que se apruebe a propuesta del fabricante. Este deberá suministrar la conexión completa macho-hembra de esta forma, así como la primera carga de SF6.
- En interruptores con mando unipolar, cada polo irá equipado con un manodensostato que indique la presión de SF6 en dicho polo, y que irá situado a una altura máxima sobre el suelo de 2 m, por lo que el fabricante deberá suministrar la conexión adecuada.
- Se incluirán los sistemas de alarmas y bloqueos necesarios para el caso de disminución de presión y densidad del gas, así como de cualquier fallo o defecto de cualquier elemento del interruptor y su equipo asociado.
- Por acumulación de energía por resortes:
 - El accionamiento del resorte será manual y por medio del motor eléctrico de corriente continua. La carga del resorte manual será con ayuda de una manivela, la cual al ser insertada en el alojamiento de actuación bloqueará automáticamente la alimentación del motor de carga automática. Se suministrará una manivela por interruptor.
 - Se deberá prever una señalización local mecánica de actuación y una indicación de resorte cargado.
 - Se preverán medios para efectuar el cierre lento del interruptor, a efectos de mantenimiento.
- Armarios:
 - La instalación del armario se realizará en un lugar fácilmente accesible guardando la distancia de seguridad especialmente en el diseño de plataformas de acceso para mantenimientos, además de las condiciones climáticas de la subestación; altura, nieve, viento, etc.
 - Con cada interruptor se suministrará un armario centralizador, en el cual se alojarán todos los aparatos de mando y control de este. Dicho armario estará situado físicamente en las proximidades del interruptor o sobre una estructura soporte adyacente.
 - Cada armario deberá alojar en su interior los siguientes elementos como mínimo:
- Alimentación auxiliar:
 - El motor de carga del resorte se alimentará a 125 V.c.c. y funcionará satisfactoriamente, él y su equipo auxiliar, para todos los valores de tensión comprendidos entre el 85% y el 115% de la tensión nominal de alimentación.
 - Las bobinas de cierre y disparo de los interruptores se alimentarán a una tensión nominal de 125 V.c.c.
- Transformadores de protección y medida
- Transformadores de tensión

Se instalarán tres transformadores similares, conectados fase-tierra, situados en el lado de la línea y que cumplan las siguientes características:

- Factor de tensión 1,2 en permanencia y 1,9 durante 8 horas.
- Tensión secundaria para medida: $110/\sqrt{3}$ V.
- Tensión secundaria para facturación: $110/\sqrt{3}$ V.
- Tensión secundaria para protección: $110/\sqrt{3}$ V.
- Clase y Potencia de precisión para facturación: 0,2s, 20 VA.
- Clase y Potencia de precisión para medida y protección: mínimo cl 0,5-30 VA y 3P-30 VA.
- En el caso de que la suma de los consumos máximos de los aparatos conectados a secundario de algún transformador de tensión es superior al 80% de su potencia de precisión, deberá disponerse de transformadores de mayor potencia de precisión.
- La tensión primaria será de acuerdo con la de la red.

- Los transformadores de tensión serán propuestos por los P.R.E. y aprobados por la red a la cual se conecta la subestación.

- Transformadores de intensidad

Se instalarán tres transformadores de intensidad con cuatro secundarios y con las siguientes características constructivas:

- Irán dotados de una toma capacitiva para la medición del factor de pérdidas durante el mantenimiento.
- Irán dotados de dispositivo de llenado de aceite y válvula de descarga y/o extracciones de muestra de aceite en lugar correcto, para efectuar dichas operaciones con el transformador situado en su emplazamiento.
- Placa de características S/UNE 21.088 conteniendo nombre de fabricante, nº de fabricación, tipo de equipo y año de fabricación.
- Los bornes secundarios deberán ir equipados con condensadores de capacidad adecuada para reducir las sobretensiones fase-neutro que pudieran presentarse por maniobras en A.T.; siempre que se cuente con la calidad requerida.

- Medida

- Para la correcta medición de energía consumida se empleará el siguiente equipamiento:

- Transformadores de tensión e intensidad.
- 1 contador energía activa que, en el caso de los estáticos, deberán contar con el correspondiente certificado de conformidad a las normas UNE-EN 60.687 y UNE-EN 61.036 para su clase de precisión, simple tarifa, conexión a 4 hilos, clase de precisión $\leq 0,2s$.

El registro de energía activa será realizado en todos los sentidos en la que sea posible la circulación de la energía.

- 1 contador energía reactiva que, en el caso de los estáticos, deberán contar con el correspondiente certificado de conformidad a las normas UNE-EN 61.268 para su clase de precisión, 4 hilos, clase de precisión $\leq 0,5$.

El registro de energía reactiva será realizado en todos los cuadrantes en la que sea posible la circulación de la energía.

- Para medir la energía entregada se empleará el siguiente equipamiento:

- 1 contador energía activa, que, en el caso de los estáticos, deberán contar con el correspondiente certificado de conformidad a las normas UNE-EN 60.687 y UNE-EN 61.036 para su clase de precisión, simple tarifa, conexión a 4 hilos, clase de precisión $\leq 0,2s$.

El registro de energía activa será realizado en todos los sentidos en la que sea posible la circulación de la energía.

- 1 contador energía reactiva, que, en el caso de los estáticos, deberán contar con el correspondiente certificado de conformidad a las normas UNE-EN 61.268 para su clase de precisión, 4 hilos, clase de precisión $< 0,5$.

El registro de energía reactiva será realizado en todos los cuadrantes en la que sea posible la circulación de la energía.

- 1 registro, destinado al almacenamiento de las medidas procedentes de los contadores y dar apoyo a la teletransmisión, podrá tener la función de maxímetro y de acumulación de curvas de carga.

Podrá almacenar la información de uno o más equipos de medida. El período de integración deberá ser de 15 minutos, aunque deberá ser posible parametrizar valores inferiores.

- Dispondrá de un módem para red telefónica conmutada, compatible con el puesto central de telemedida de la red a que se conecta la subestación

- Condiciones del emplazamiento:

Los contadores y registradores se colocarán en un punto de libre acceso al personal de la red a la que se encuentra conectada la subestación. Se instalarán en un armario metálico que puede estar o dentro del edificio de control o a la intemperie (en este caso tendrá el doble de aislamiento). Se tendrán en cuenta los límites de temperatura (0-40 °C). No se situarán bajo ningún concepto en emplazamientos en los que el calor, las vibraciones, el polvo, gases corrosivos o grasos o cualquier elemento perjudicial pueda afectarlos.

- Armarios:

El armario mencionado en el apartado anterior cumplirá las siguientes condiciones:

- La lectura de los contadores y tarificadores / registradores se realizará fácilmente y sin manipulación de hilos ni precintos.
- Se instalarán regletas de comprobación con separadores y señalización conformes a las normas de GAS NATURAL FENOSA.
- El cableado interior se realizará siguiendo las instrucciones técnicas de GAS NATURAL FENOSA. Para la transmisión de los impulsos de los contadores al tarificador, se utilizará cable apantallado.
- El soporte donde se instalen los contadores y tarificadores será fijo.
- Se debe reservar un espacio para instalar un contador comprobante en caso de necesidad.
- Si fuese necesario, se instalará un sistema de aireación y/o calefacción, que mantenga la temperatura en los límites de funcionamiento de los equipos y evite la condensación.
- El armario cumplirá las condiciones de las Normas Técnicas de GAS NATURAL FENOSA.

- Cable externo:

Se empleará cable apantallado, flexible y con una sección de como mínimo 6 mm². Para determinar la sección adecuada se tendrá en mente la distancia entre los transformadores de medida y los contadores, ya que la carga total no debe superar los 15 VA en el circuito de intensidad ni los 50 VA en el de tensión. La caída de tensión no superará el uno por mil.

El cable será continuo, sin puntos de corte entre los transformadores y las regletas de comprobación. Tampoco tendrá magnetotérmicos de protección. Los hilos estarán señalizados de forma fácilmente reconocible.

- Protecciones

Se precisará la instalación de las siguientes protecciones:

- Protección de sobreintensidad (50-51 / 50-51N). Protección de reserva en el lado de 132 kV del transformador de potencia.
- Protección de mínima tensión (3x27) en el lado de 132 kV.
- Protección de máxima tensión (3x59) en el lado de 132 kV.
- Protección de máxima y mínima frecuencia (81) en el lado de 132 kV.
- 2xRelé de enclavamiento (86).
- 2xRelé de protección diferencial (87T) para el transformador de potencia.
- Relé de presión del gas (63), de temperatura (26) y otros dispositivos de protección interna del transformador de potencia.
- 2xRelé de protección diferencial de la línea (87L) aérea de 132 kV.

8.5.3. Transformador potencia 132/30 kV

Será trifásico en baño de aceite con regulación de tensión en carga, con radiadores adosados a la cuba y ventilación forzada. Sus características son las siguientes:

- | | |
|--|---------------------|
| • Potencia nom. en serv. continuo. | 27 MVA. |
| • Nº de fases. | 3 |
| • Frecuencia. | 50 Hz. |
| • Tipo de refrigeración. | ONAN/ONAF |
| • Aislamiento clase. | B. |
| • Elevación máx. de temp. Cu (40°C). | 60°C. |
| • Elevación máx. de temp. Ac (40°C). | 50°C. |
| • Baño. | Aceite. |
| • Instalación. | Intemperie. |
| • Tens. Nom. A.T. en vacío (Primario). | 132 ± 8 x 1,25% kV. |
| • Tens. Nom. B.T. en vacío (Secundario). | 30 kV. |
| • Arrollamiento A.T. en. | Estrella. |
| • Arrollamiento B.T. en. | Triángulo. |
| • Grupo de conexión. | YNd11. |
| • Tensión de cortocircuito | 10,5 %. |

La borna del neutro de alta tensión del transformador de potencia estará equipada con un transformador de intensidad de relación 150/5 A.

Las protecciones del transformador serán las siguientes:

- Dos indicadores magnéticos del nivel de aceite uno del transformador y otro para el aceite del regulador. Cada uno de los indicadores dispone de contacto de alarma y de disparo.
- Dispositivo liberador de presión con contactos de alarma y disparo.
- Relé Buchholz de dos flotadores con contacto de alarma y disparo, para el tanque y para el regulador.
- Termómetro de contacto indicador de temperatura del aceite del transformador, con cuatro micro interruptores ajustados con los siguientes usos: conexión de la ventilación forzada, alarma de temperatura, disparo y alarma de disparo por temperatura.
- Dos dispositivos de imagen térmica para medición de la temperatura de los arrollamientos de AT y MT, con contactos de alarma y disparo.

8.5.4. Equipos de corriente continua

La batería de tensión nominal 125 Vcc deberá tener capacidad para alimentar el motor de carga de muelles del interruptor, los circuitos de cierre y disparo del interruptor y la señalización del aparellaje, junto a las alarmas y circuitos auxiliares del mando. Las baterías serán de tipo alcalino con capacidad para el ciclo de descarga previsto. La distribución se hará con el punto medio de la batería puesto a tierra.

EL convertidor tendrá 48 Vcc y tendrá capacidad para alimentar los equipos de comunicaciones. Su distribución se hará con el polo positivo a tierra.

En condiciones normales de funcionamiento toda la energía en corriente continua será suministrada por los rectificadores, que mantendrán también la batería cargada. En caso de fallo de alimentación la energía será suministrada por la batería durante un máximo de dos horas hasta una tensión mínima de distribución de UN – 15%.

8.5.5. Cables

Los cables de potencia serán de aluminio con aislamiento XLPE no propagadores de llama.

Los cables de control serán de aislamiento y cubierta PVC no propagadores de llama.

Los cables de baja tensión tendrán secciones mayores a 1.5 mm^2 para el alumbrado y 4 mm^2 para potencia.

8.5.6. Red de puesta a tierra

Consistirá en una malla de cable de cobre desnudo de 95 mm^2 de sección enterrada a 50 cm de profundidad. Se conectará a los diversos elementos del parque mediante bucles del mismo tipo de cable con soldadura aluminotérmica.

8.6. Subestación 30/132 kV: Sistema de 30 kV

El sistema de 30 kV se instalará en el edificio de control y en un habitáculo propio y diseñado específicamente para albergarlo. En el edificio de control se instalarán también las cabinas de 30 kV y los cuadros de baja tensión.

Se dispondrá un embarrado en el área de 30 kV para interconectar el parque eólico y la red de transporte mediante un transformador 132 / 30 kV.

Las líneas de generación se conectarán mediante cabinas de protección que contendrán interruptores automáticos con sus protecciones y control correspondientes. Se dispondrán salidas para los transformadores de servicios auxiliares y elevadores de la subestación.

Todos los equipos utilizados habrán de cumplir las normas UNE y CEI que les correspondan.

8.6.1. Transformador de Servicios auxiliares

Para la alimentación de los sistemas de control, señalización, filtrado, refrigeración y protección de la subestación de 132 /30 kV y del edificio de control se instalará un transformador de servicios auxiliares, que será trifásico, con relación

de transformación 30.000 / 400 V, potencia nominal de 100 kVA, tensión de aislamiento de 36 kV y grupo de conexión Dyn11.

Tendrá regulación de tensión en vacío $\pm 2,5\% \pm 5\%$ y su tensión de cortocircuito será del 4%.

La instalación será de intemperie refrigeración en aceite ONAN con cuba de tipo llenado integral. El transformador estará protegido con sobrepresiones y sobretensiones mediante un relé DGPT2 que producirá alarma y disparo en la cabina de protección que corresponda en función del fallo ocurrido.

8.6.2. Aparellaje

Los interruptores se utilizarán para proteger las líneas y las desconexiones en carga. Serán de corte en vacío, fijados con los enclavamientos adecuados y con accionamiento por muelles con carga por motor. Su tensión de aislamiento será de 36 kV, la intensidad nominal de 630 A para líneas y acometida. Tendrá un poder de corte de 25 kA, bobina de cierre, disparo, mínima tensión y sistema de control a 125 V de corriente continua.

Los interruptores-seccionadores asociados con fusibles protegerán el transformador de servicios auxiliares. Serán de corte en carga y llevarán fusibles para la protección contra cortocircuitos. Su tensión de cortocircuito será de 36 kV, intensidad nominal de 200 A y fusibles de 10 A.

Los interruptores-seccionadores sin fusible asociado se utilizarán en las cabinas con interruptor automático y desconexión en vacío. Serán de corte en vacío, accionamiento manual y tipo fijo. Se enclavarán mecánicamente con el interruptor correspondiente. Su tensión de aislamiento será de 36 kV e intensidad nominal de 630 A para línea y acometida.

8.6.3. Protecciones

Se instalarán protecciones de sobreintensidad (50, 51, 67Na) en las líneas de generación y protecciones de sobreintensidad (50, 51) y sobretensión de neutro (59N) en acometida y posición del transformador de potencia 132/36 kV.

Se instalarán protecciones de medida en las cabinas de los transformadores de intensidad y de tensión. En las posiciones de línea se instalarán transformadores toroidales para mayor sensibilidad en la protección 67Na.

8.6.4. Servicios auxiliares

Los constituyen las fuentes auxiliares de alimentación tanto de corriente alterna como de corriente continua y tanto normal como ininterrumpida para control y maniobra, transformación 30.000 / 400 – 230 V y los cuadros de protección y distribución de baja tensión, que se instalarán con las protecciones y control necesarios.

8.6.5. Telemando y teleseñal

Se prevé el control desde el edificio central de los disyuntores de 30 kV, así como la señal de posición de estos.

9. Aspectos socio-económicos

La generación de electricidad por medio de aerogeneradores trae importantes beneficios tanto desde la perspectiva social como desde la ambiental.

Medioambientalmente hablando las ventajas son claras, pues se evitan multitud de emisiones con respecto a las estaciones de combustión de combustible fósil. También es ventajosa en cuanto a producción de residuos tóxicos que pueden influir en el calentamiento global por emisión de CO_2 , provocar lluvias ácidas o agotar recursos.

En el ámbito socioeconómico la influencia de la industria eólica también es positiva, pues durante el periodo de funcionamiento se requiere personal (cubre puestos de trabajo), y durante el proceso de construcción también se generan puestos de trabajo. Se apoyará la industria local tratando de realizar en la zona todas las tareas posibles, abaratando en el acto costes de transporte que derivarían de realizar estas tareas en áreas más alejadas.

Se estima en 285 los puestos de trabajo creados durante las fases de ingeniería, fabricación, montaje, instalación y puesta en marcha. En los años de funcionamiento se contará con otras 4 personas empleadas para las labores de gestión, operación y mantenimiento.

Para ello el parque eólico contribuirá también, como ya se ha mencionado, en el aumento de la riqueza local.

10. Ahorro y Contaminación Evitada

El parque eólico presentado en este documento contará con 4 aerogeneradores de 6 MW de potencia nominal unitaria cada uno, un total de 24 MW. En total funcionará unas 2040 horas anuales y verterá a la red 48.940 MWh/año de energía neta.

Al tratarse de recurso eólico, se produce un tremendo ahorro en el gasto de combustibles fósiles, que no son renovables. El ahorro de energía primaria logrado a nivel nacional se ha obtenido a partir de los datos publicados por el Plan de Energías Renovables de España 2005-2010.

En los cálculos del ahorro energético que se conseguirá a nivel nacional se han tenido en cuenta las pérdidas de producción y transporte, que se han estimado tal y como indica la orden ITC/3353/2010 del 28 de diciembre, anexo IV, en un 13.81% desde las barras de salida hasta la acometida del aerogenerador.

Con estas consideraciones, el ahorro energético obtenido a nivel nacional para los distintos combustibles fósiles es el siguiente:

Tecnología	Rendimiento en punto de generación (%)	Rendimiento en punto de consumo (%)	Consumo específico (kcal/kWh final)	Ahorro Energético Nacional (Tep/año)
CT Fuel	37%	32%	2.697	13.198
CT GN ciclo abierto	36%	31%	2.772	13.564
CT Carbón	39%	34%	2.558	12.521
IGCC	45%	39%	2.217	10.851
CTCC (GN)	54%	47%	1.593	7.794

Tabla 12: Comparación de ahorro energético entre combustibles fósiles y el parque eólico de La Serena.

Del mismo modo, al emplear energía renovable se evita la generación de emisiones debidas al consumo de energías fósiles, por lo que se ahorra todo ese combustible y se evita también la emisión de dióxido de azufre, óxido de nitrógeno, dióxido de carbono, escorias, etc.

En las siguientes tablas se presenta la contaminación evitada por esta central eólica frente a otras que emplean combustibles fósiles.

Contaminación Evitada (toneladas/año)				
	Centrales de Carbón			
	Hulla + Antracita	Lignito Negro	Lignito Pardo	Carbón Importado
NOX	217	262	101	117
SOX	379	1.214	1.493	184
CO2	59.217	55792	51.876	51.876
Partículas	22	22	17	11

Tabla 13: Contaminación evitada al diseñar el parque de La Serena en lugar de una central de carbón.

Contaminación Evitada (toneladas/año)				
	Promedio CT Carbón	Centrales de Fuel - Gas	CTCC (GN)	Promedio RO 2010
NOX	156	66	66	88
SOX	701	122	0	173
CO2	50.090	41.600	20.555	28.154
Partículas	16	6	1	5

Tabla 14: Contaminación evitada al diseñar el parque eólico de La Serena en lugar de otra central de combustión fósil.

Teniendo en cuenta el consumo de energía anual medio de una persona en España (5.721 kWh, dato publicado por UNESA en 2005), el parque eólico de La Serena con su producción de 48.940 MWh/año podría abastecer a un total de 8.555 personas.

11. Presupuesto de las instalaciones proyectadas

El presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras descritas asciende a la cantidad de:

DIECIOCHO MILLONES SETECIENTOS CATORCE MIL OCHOCIENTOS NUEVE EUROS CON CUARENTA Y DOS CÉNTIMOS (18.714.809,42 €).

Desglosado, en EUROS, en las siguientes partidas principales:

Obra Civil:

- Parque Eólico	1.146.665,69
- Edificio de Control	150.000,00
- Subestación Intemperie	100.000,00

Suministros eléctricos del Parque Eólico:

- Conductores y puesta a tierra	151.365,95
- Subestación 30 kV	126.581,87
- Cabinas de Media Tensión	70.967,00
- Subestación 132 kV	684.150,00

Montaje Eléctrico del Parque Eólico

- Tendido de cables	43.000,00
- Subestación	80.000,00

Aerogeneradores

13.000.000,00

Ingeniería y Dirección de Obra

- Ingeniería del Parque Eólico	105.000,00
- Dirección facultativa de la obra	54.000,09

Varios

15.000,00

TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL 15.726.730,60

- 16 % Gastos Generales 2.516.276,90

- 3 % Beneficio Industrial 471.801,92

TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA 18.714.809,42

12. Plazo de ejecución del proyecto

	PROGRAMA DE EJECUCIÓN PARQUE EÓLICO LA SERENA (24 MW)																																																																							
	MES 1				MES 2				MES 3				MES 4				MES 5				MES 6				MES 7				MES 8				MES 9				MES 10				MES 11				MES 12																											
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4																								
Ingeniería Básica																																																																								
Proyecto Básico																																																																								
EIA																																																																								
Ingeniería de desarrollo																																																																								
Ingeniería de detalle																																																																								
Obra civil																																																																								
Instalaciones eléctricas																																																																								
Gestión de compras																																																																								
Obra civil																																																																								
Instalaciones eléctricas																																																																								
Construcción y montaje																																																																								
Obra civil																																																																								
Caminos																																																																								
Zanjas																																																																								
Cimentaciones																																																																								
Edificio de control																																																																								
Instalaciones eléctricas																																																																								
Cables BT/MT y auxiliares																																																																								
Cabinas MT y auxiliares																																																																								
Subestación MT/AT																																																																								
Aerogeneradores																																																																								
Puesta en marcha																																																																								
Pruebas																																																																								
Recepción provisional																																																																								

Tabla 15: Plazo de ejecución del proyecto.

13. Estudio económico de viabilidad

A continuación, se adjuntan los resultados de rentabilidad del proyecto habiendo considerado una tasa de descuento del 4 % y una vida de 25 años con un precio de venta de la energía a red de 45 MEUR/MWh.

	TIR (%)	VAN (k€) (4,00%)	PRS(Años)
• Proyecto Antes de Impuestos:	9,83	13.870	9,65
• Proyecto Después de Impuestos:	7,22	6.945	11,68
• Accionista:	10,03	8.749	13,18

Para obtener más información acudir al documento Estudio económico de viabilidad – Anexo 3 que se presenta junto a esta memoria.

Los resultados anteriores muestran que el proyecto presenta una rentabilidad media baja pero dentro de la viabilidad.

14. Conclusiones

El Estudio Económico de viabilidad concluye que la realización del proyecto es viable, con una inversión por contrata de 18.7 millones de euros y márgenes de beneficio medio- bajos, pero dentro de lo aceptable.

Este se realizaría con los aerogeneradores SG170 de 6 MW, ya que su mejor desempeño en esta localización ha quedado demostrada en el Análisis de recurso eólico o Micrositing – Anexo 2 que se presenta junto a esta memoria, y un resumen de este mejor desempeño puede verse también al principio de este documento.

El punto de vista sostenible se trata en el documento Sostenibilidad – Anexo 4 que se presenta junto a esta memoria. Cabe decir que, al tratarse de una energía completamente renovable, su impacto es perfectamente sostenible al compararse con otras fuentes de energía más convencionales.

Llevar a cabo este proyecto ha sido una gran experiencia para un estudiante como yo, ya que me ha permitido poner a prueba lo que llevo aprendiendo los últimos años en el ICAI, con la supervisión de mi directora, que ha sido de gran ayuda.

15. Bibliografía

Catálogo del aerogenerador Siemens Gamesa SG 170: SG 6.0-170 Developer Package.

Catálogo del aerogenerador Siemens Gamesa SG 155: SG 6.0-155 Developer Package.

Catálogo del aerogenerador General Electric GE 158: 5.3-158 BUDG Technical Specifications.

Catálogo del aerogenerador Vestas V 162: General Description EnVentus 5 MW.

Material docente de la directora y profesora Consuelo Alonso para el correcto uso del software empleado.

Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09

Programa WASP: Wind Atlas and Application Programs

Programa Windographer

Programa AutoCAD

Serie de datos de viento Virtuales proporcionada por la empresa VORTEX.

GWEC (Global Wind Energy Council)



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Planos

Autor: Pablo Jarabo Ochoa

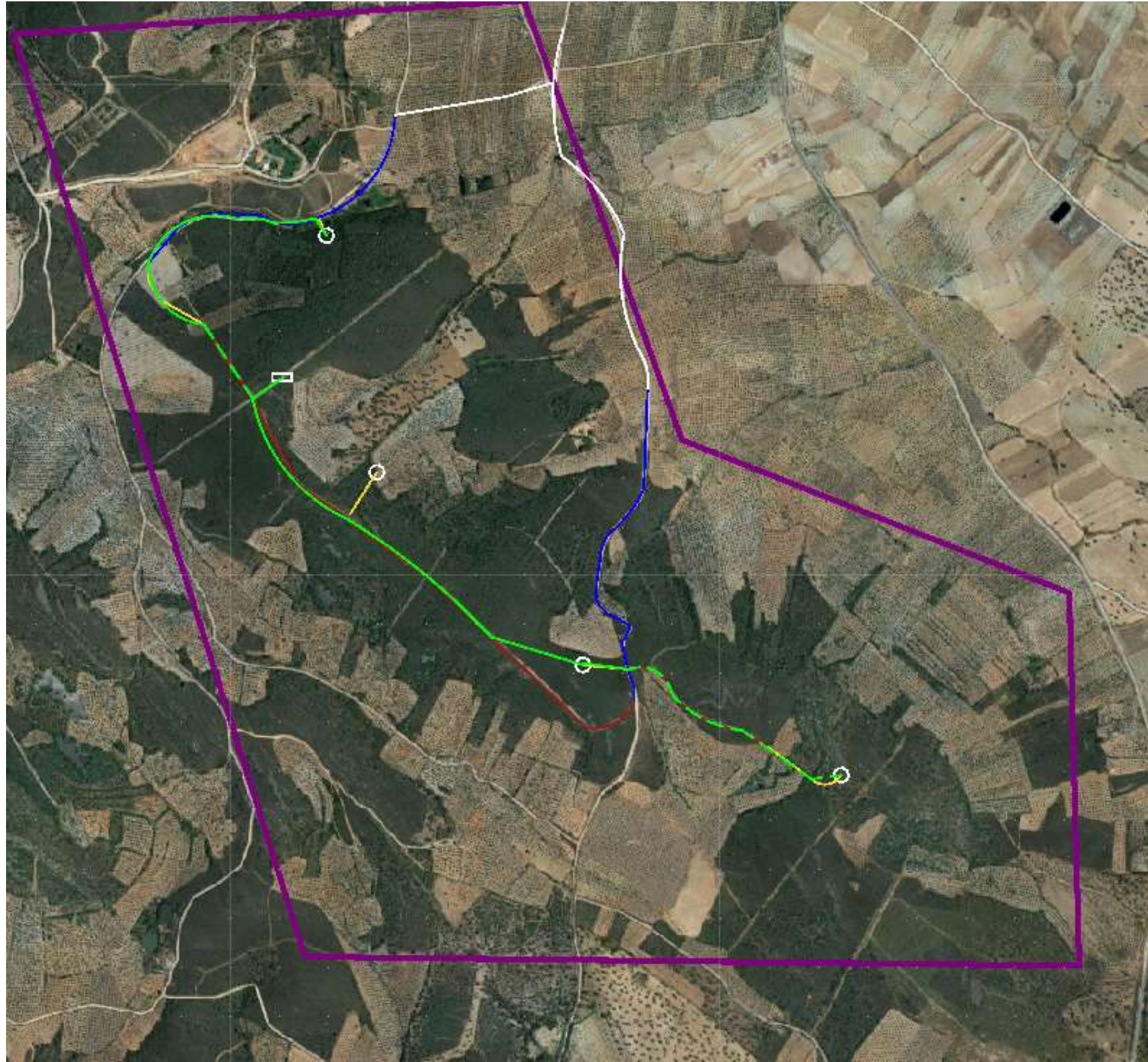
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2020

ÍNDICE DE PLANOS

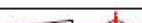
- 1. Plano del parque con entorno poligonal**
- 2. Esquema aeros 1 - Conexiones de fibra óptica**
- 3. Esquema aeros 2 - Distribución**
- 4. Unifilar de la subestación – Red de media tensión (30kV)**
- 5. Unifilar de aerogeneradores – Zona de baja tensión**
- 6. Unifilar de los centros de transformación**
- 7. Edificio de control**
- 8. Viales**
- 9. Zanjas**
- 10. Cimentación y aerogenerador**

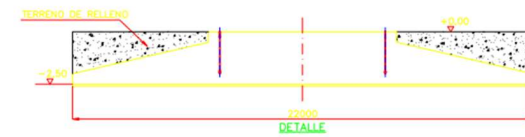


- ENTORNO POLIGONAL
- VIAL EXISTENTE
- VIAL EXISTENTE A REPARAR
- VIAL NUEVO
- VIAL EXISTENTE A PAVIMENTAR
- ZANJA DE CABLES ELECTRICOS
- AEROGENERADOR
- EDIFICIO DE CONTROL

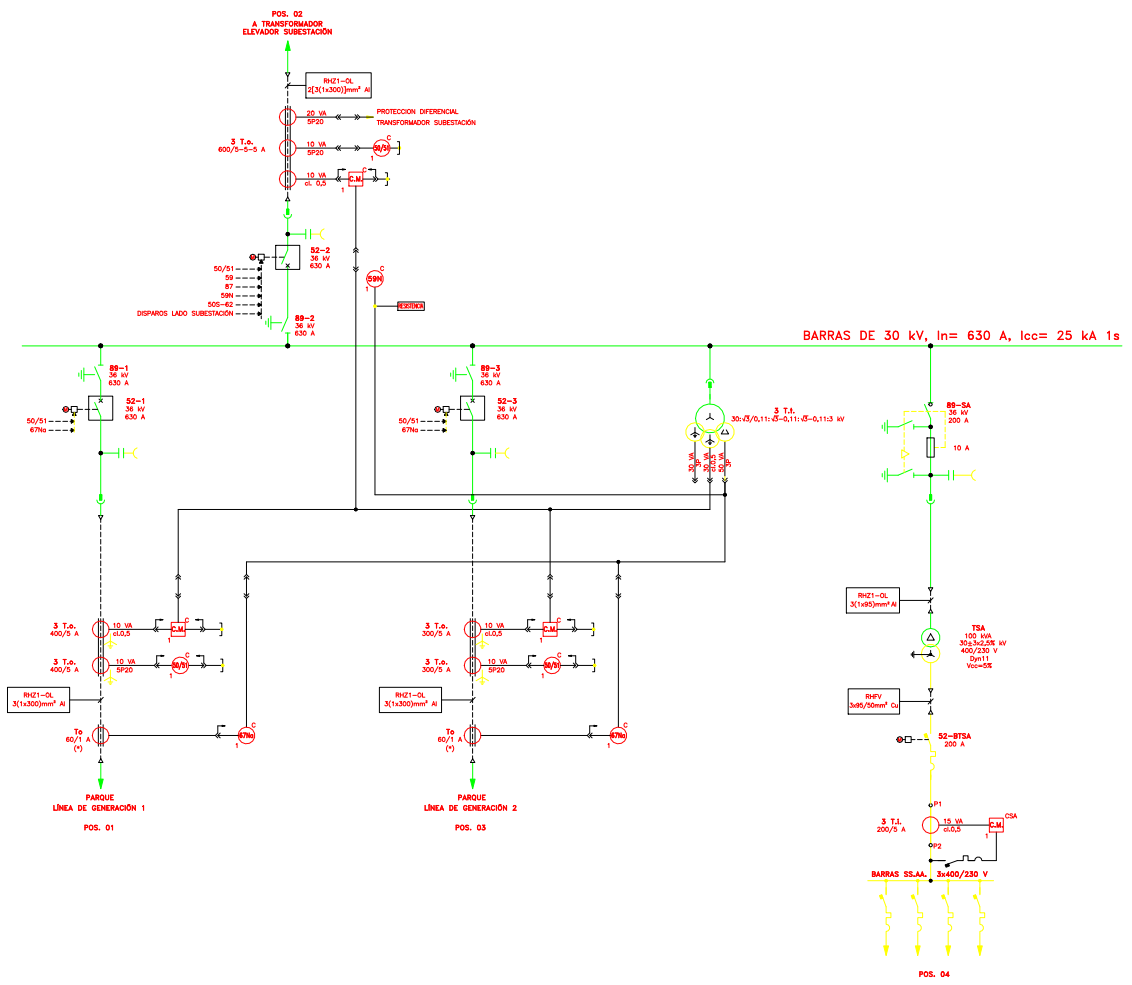
MATERIAL			PROYECTO DE FIN DE GRADO	
TOLERANCIA			PARQUE EÓLICO LA SERENA	
DIBUJADO	NOMBRE	FECHA	PLANO DEL PARQUE EÓLICO SOBRE EL MAPA	
COMPROBADO	PABLO JARABO	25/08/2020		
ESCALA:	FIRMA		I.C.A.I.	Nº DE LAMINA:

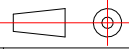


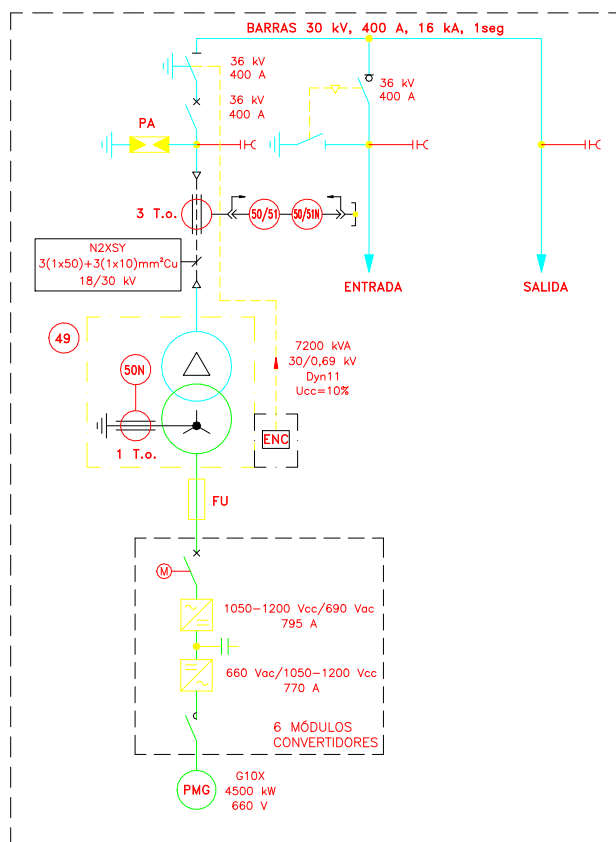
MATERIAL			PROYECTO DE FIN DE GRADO	
TOLERANCIA			PARQUE EOLICO LA SERENA	
DIBUJADO	NOMBRE PABLO JARABO	FECHA 25/08/2020	VIALES – TIPO Y DETALLES	
COMPROBADO				
ESCALA:	FIRMA		I.C.A.I.	Nº DE LAMINA:



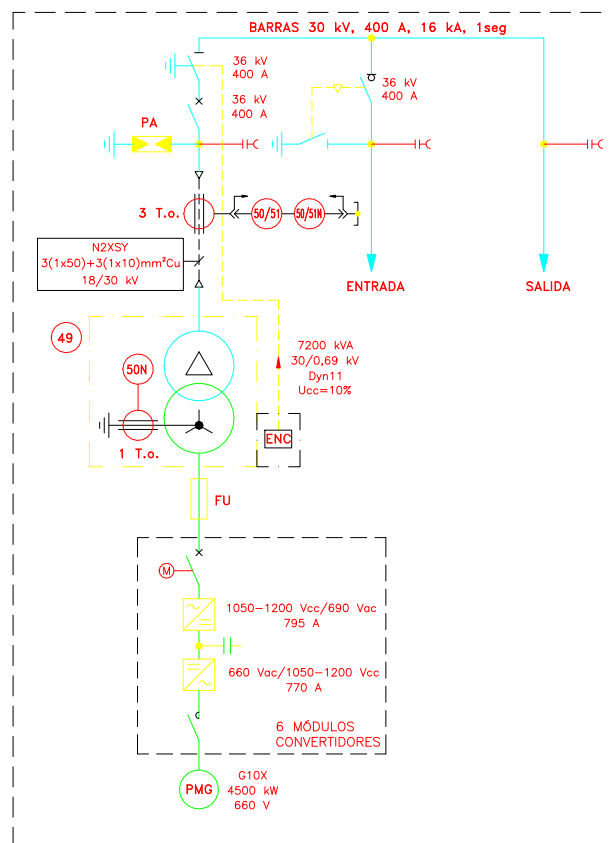
MATERIAL				PROYECTO DE FIN DE GRADO	
TOLERANCIA				PARQUE EÓLICO LA CIMENTACIÓN Y AEROGENERADORES	
	NOMBRE	FECHA	GEOMETRÍA Y DIMENSIONES		
DIBUJADO	PABLO JARABO	25/08/2020			
COMPROBADO					
ESCALA:	FIRMA		I.C.A.I.		Nº DE LAMINA:



MATERIAL				PROYECTO DE FIN DE GRADO	
TOLERANCIA				PARQUE EÓLICO LA SEBANA	
DIBUJADO	NOMBRE	FECHA		ESQUEMA GENERAL	
COMPROBADO	PABLO JARABO	25/08/2020		SUBESTACION	
ESCALA:	FIRMA			SISTEMA DE MEDIA TENSION - 30 kV	
				I.C.A.I.	
				N° DE LAMINA:	

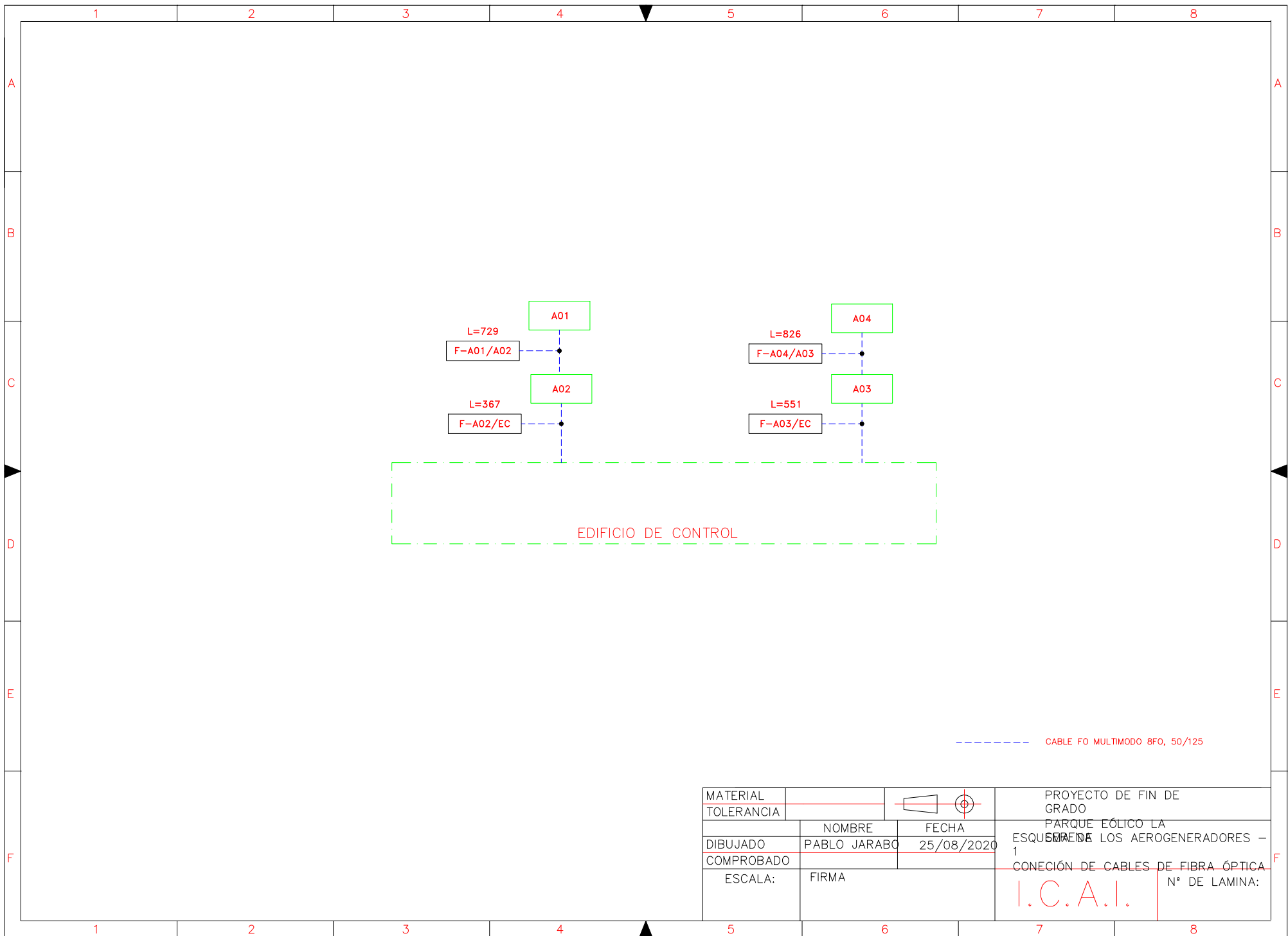


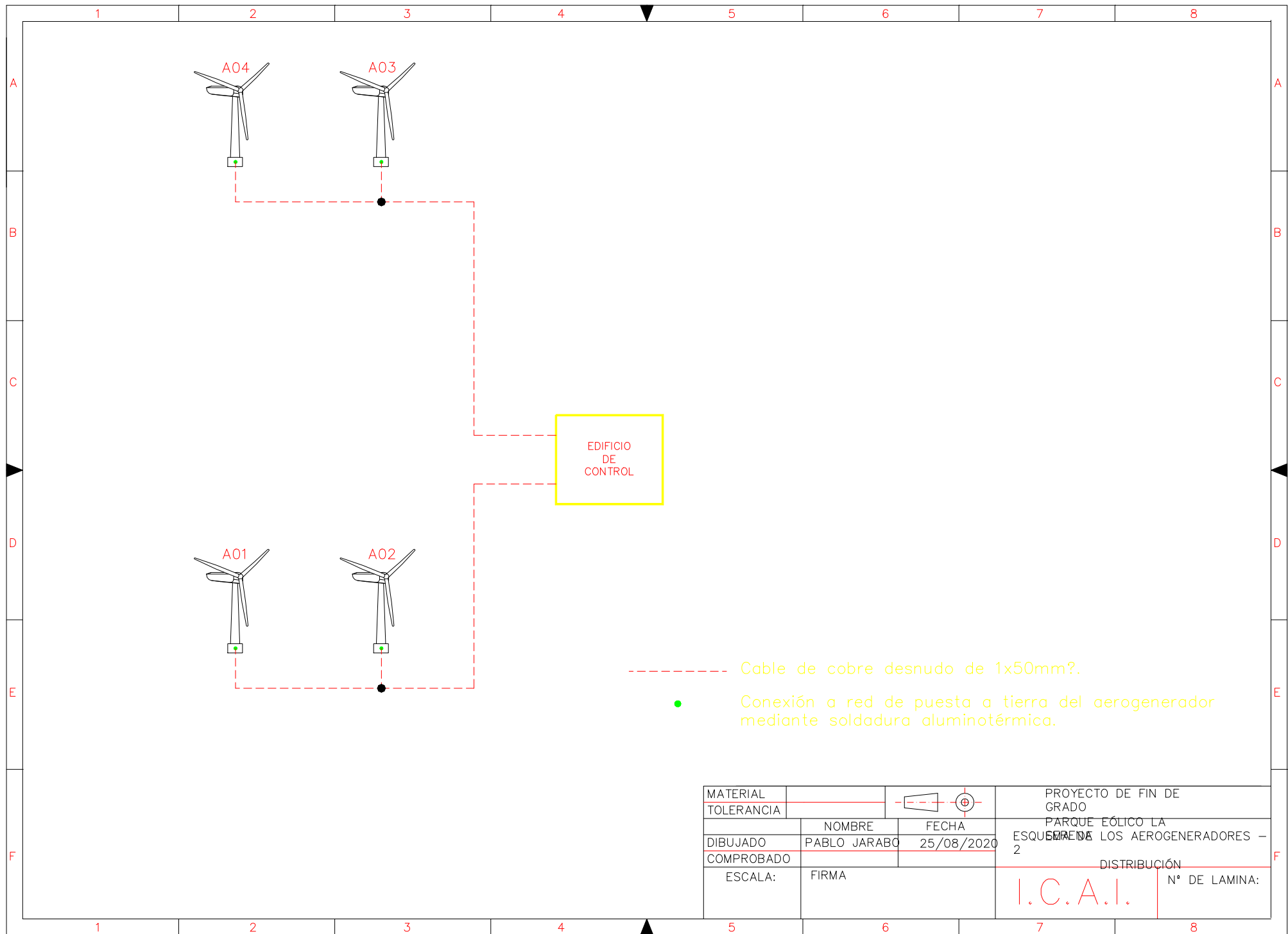
AEROGENERADORES 0L + 1V
A01 y A02



AEROGENERADORES 0L+1L+1V
A03 y A04

MATERIAL				PROYECTO DE FIN DE GRADO PABLO JARABO ESCUELA UNIFICADA CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE LOS AEROGENERADORES
TOLERANCIA				
DIBUJADO	NOMBRE	FECHA	FIRMA	N° DE LAMINA:
COMPROBADO	PABLO JARABO	25/08/2020		
ESCALA:				







GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PLIEGO DE CONDICIONES

Autor: Pablo Jarabo Ochoa
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2020

INDICE

1. Pliego de Condiciones General	4
1.1. Objeto	4
1.2. Disposiciones generales	4
1.3. Códigos y normas aplicables en el proyecto	4
1.4. Estudio de seguridad	5
1.5. Seguridad pública	5
1.6. Organización del trabajo	5
1.7. Datos de la obra	6
1.8. Replanteo de la obra	6
1.9. Mejoras y variaciones en el proyecto	6
1.10. Recepción del material	6
1.11. Organización	6
1.12. Ejecución de las obras	7
1.13. Plazo de ejecución	7
1.14. Recepción provisional	7
1.15. Período de garantía	7
1.16. Recepción definitiva	8
1.17. Disposición final	8
2. Pliego de Condiciones de obra civil	9
<u>2.1. Especificación del movimiento de tierras</u>	<u>9</u>
2.1.1. Objeto	9
2.1.2. Instrucciones y normas	9
2.1.3. Descripción de la obra	9
2.1.4. Prescripciones para la ejecución de excavaciones y rellenos	10
2.1.5. Estanqueidad de excavaciones	11
2.1.6. Entibados metálicos y de madera, apoyos y soportes	11
2.1.7. Rellenos	11
2.1.8. Inspección y control	12
<u>2.2. Especificación de obras de hormigón</u>	<u>13</u>
2.2.1. Objeto	13
2.2.2. Instrucciones y normas	13
2.2.3. Descripción de la obra	13
2.2.4. Características de los materiales	14
2.2.5. Control de calidad	15
2.2.6. Aspectos de la obra acabada y tolerancias	16
<u>2.3. Especificación en construcción de edificios</u>	<u>16</u>
2.3.1. Objeto	16
2.3.2. Normas y especificaciones	16
2.3.3. Definición de la obra a ejecutar y responsabilidades del contratista	17

2.3.4. Características de los materiales y ejecución de la obra	18
2.3.5. Control.....	20
3. Pliego de Condiciones de infraestructura eléctrica	21
<u>3.1. Especificación de la infraestructura eléctrica de generación.....</u>	<u>21</u>
3.1.1. Conductores	21
3.1.2. <u>Centros de transformación</u>	23
3.1.3. Sistemas de control	26
<u>3.2. Especificación de la subestación 20/132 kV.....</u>	<u>27</u>
3.2.1. Conductores	27
3.2.2. Aparellaje 132 kV	29
3.2.3. Transformadores de potencia	34
3.2.4. Aparellaje 30 kV	35
3.2.5. Aparellaje de baja tensión y equipos auxiliares	39

1. Pliego de condiciones general

1.1. Objeto

El objeto del primer Pliego de Condiciones (general) es determinar los requisitos a los que ha de ajustarse la ejecución de las instalaciones de referencia cuyas características técnicas se comentarán en esta parte del Pliego de Condiciones y en las siguientes.

1.2. Disposiciones generales

El contratista se verá en la obligación de cumplir la Reglamentación del trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, el Subsidio Familiar o de Vejez, Seguro de Enfermedad y cualquier reglamentación social vigente en el momento de la ejecución. Concretamente deberá cumplir lo que diga la Norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales.”, siempre y cuando no las modifique alguna de las partes de este Pliego de Condiciones.

1.3. Códigos y normas aplicables en el proyecto

Las obras, además de lo especificado en este Pliego de Condiciones, deberán cumplir lo requerido en los siguientes Artículos, Leyes y Decretos:

1. Artículo 1.588 y siguientes del Código Civil, en los casos en que sea procedente su aplicación; Real Decreto Legislativo 2/2000, 16 de junio, según el cual se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas; Real Decreto 1098/2001, 12 de octubre, que aprueba el Reglamento General de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.
2. Real Decreto 223/08, 15 de febrero, por el cual se aprueban el Reglamento sobre Condiciones Técnicas de Seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT.
3. Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, aprobada por el Ministerio de Trabajo el 09/03/71.

Serán de aplicación para la ejecución todas las instrucciones y normas especificadas en este Pliego de Condiciones.

En caso de contradicción entre los Decretos, Leyes y Artículos mencionados y el presente Pliego de Condiciones, tendrá mayor peso lo propuesto en este último.

En caso de que un elemento de este Pliego se someta a varias normas, se aplicará la más exigente de todas ellas.

1.4. Estudio de seguridad

El contratista deberá presentar de forma obligatoria y antes de la inicio de la obra, un estudio de seguridad que contemple las medidas reflejadas en este documento.

Deberá también revisar las normas mencionadas en el anterior apartado pues su cumplimiento es de carácter obligatorio (a no ser que entren en conflicto con lo especificado en este documento, en cuyo caso prevalecerá lo dicho en este último).

El Contratista proveerá lo preciso para el mantenimiento de máquinas y elementos de trabajo en las debidas condiciones de seguridad.

Los operarios encargados de trabajar con circuitos deberán ir equipados con ropa sin accesorios metálicos y llevarán su equipo de trabajo en bolsas. El calzado habrá de ser aislante.

Los operarios estarán obligados a usar todos los medios de protección necesarios para minimizar los riesgos personales. El Director de Obra tendrá el poder de suspender los trabajos si estima que esto se cumple. El Director de Obra podrá exigir al Contratista el cese de cualquier empleado que, por imprudencia, pudiera producir accidentes que hicieran peligrar su propia integridad o la de sus compañeros.

1.5. Seguridad pública

El Contratista tomará toda precaución posible para proteger a todas las personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, recayendo en él las responsabilidades por los accidentes que puedan acaecer. También mantendrá la póliza de seguros que proteja a sus operarios frente a responsabilidades por daños o responsabilidad civil.

1.6. Organización del trabajo

El Contratista ordenará los trabajos en la forma más eficaz para su perfecta ejecución y cumpliendo los requisitos del Pliego de Condiciones.

1.7. Datos de la obra

Se proveerá al Contratista con los planos y el Pliego de Condiciones del proyecto, así como todos los datos que consideré necesarios para la ejecución de este.

El Contratista podrá tomar nota a fotocopiar todos los documentos que necesite del proyecto, haciéndose responsable de la buena conservación de los documentos originales, que serán devueltos al Director de Obra tras su uso.

Una vez acabada la obra el Contratista habrá de actualizar los planos y documentos originales en función de las características de la obra terminada.

El Contratista no estará autorizado a alterar o corregir por su cuenta los datos del proyecto, salvo que lo apruebe el Director de Obra.

1.8. Replanteo de la obra

Cuando el Contratista tenga el proyecto y antes de que empiece la obra, el Director de Obra deberá llevar a cabo el replanteo del proyecto. Se levantará Acta firmada por la Propiedad, el representante del Contratista y el propio Director de Obra.

1.9. Mejoras y variaciones en el proyecto

No se aceptarán cambios ni mejoras en el proyecto a no ser que hayan recibido la aprobación del Director de Obra por escrito.

1.10. Recepción del material

El Director de Obra dará su aprobación a los materiales suministrados y confirmará su validez para la correcta instalación.

1.11. Organización

El Contratista aceptará todas las responsabilidades correspondientes y estará obligado a pagar a los operarios sus salarios y cargas que legalmente estén establecidas y todo aquello que se legisle, decrete y ordene antes o durante la obra.

La organización tanto de la obra como de la determinación de la procedencia de los materiales empleados queda a cargo del Contratista, según se estipula en el Pliego de Condiciones.

El Contratista deberá informar al Director de Obra de la contratación de personal, compra de materiales, alquiler de equipo auxiliar o cualquier otro gasto.

1.12. Ejecución de las obras

Las obras se ejecutarán según lo requerido en el presente Pliego de Condiciones y conforme a las normas mencionadas anteriormente.

El Contratista deberá tener supervisando los trabajos a un técnico suficientemente preparado, a juicio del Director de Obra.

1.13. Plazo de ejecución

Los plazos de ejecución empezarán a contar a partir del replanteo de la obra y el Contratista estará obligado a cumplirlos.

Estos plazos podrían ser modificados siempre y cuando el Director de Obra, con la aprobación del contratante, haya realizado una modificación en el proyecto que afecte de forma real a los plazos establecidos inicialmente.

Si por causas ajenas al Contratista no fuera posible cumplir con los plazos establecidos, se concederá al Director de Obra la prórroga estrictamente necesaria.

1.14. Recepción provisional

Una vez terminadas las obras y dentro de los quince días siguientes a la petición del Contratista, se hará la recepción provisional de las mismas por el Contratante, requiriendo para ello la presencia del Director de Obra y del representante del Contratista, levantándose la correspondiente Acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si es procedente. El Acta será firmada por el Director de Obra, por el Contratista y, de ser el caso, por la Propiedad, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente, de acuerdo con las especificaciones contenidas en el Pliego de Condiciones Técnicas y proyecto correspondiente, comenzando en este momento a contar el plazo de garantía.

En el caso de no hallarse la obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el Acta y se darán al contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo de ejecución. Expirado dicho plazo, se hará un nuevo reconocimiento.

1.15. Período de garantía

El período de garantía será el señalado en el contrato y comenzará el día que se apruebe el Acta de Recepción.

Hasta que se produzca la recepción final, el Contratista será responsable de la conservación de la obra.

1.16. Recepción definitiva

Una vez acabado el plazo de garantía señalado en el contrato, o en su defecto, a los doce meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las obras, con la presencia obligatoria del Director de Obra y del representante del Contratista, levantándose el Acta correspondiente firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista si las obras son conformes.

1.17. Disposición final

La concurrencia a cualquier concurso cuyo proyecto incluya el presente Pliego de Condiciones, presupone la plena aceptación de todas y cada una de sus cláusulas.

2. Pliego de condiciones de obra civil

2.1. Especificación del movimiento de tierras

2.1.1. Objeto

El objeto de esta especificación es establecer los requisitos técnicos a cumplir para el suministro de materiales, ejecución, ensayos, pruebas y finalización de las obras de excavación y relleno, de acuerdo con el resto de los documentos.

Todos los elementos a construir deberán cumplir todos y cada uno de los apartados que le sean aplicables, salvo que se indique lo contrario en los planos o así lo indique el director de la obra.

2.1.2. Instrucciones y normas

Las normas a cumplir son las Normas NTL del CEDEX y el Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes, PG-3.

2.1.3. Descripción de la obra

La ejecución de la obra estará definida por los planos y las especificaciones.

En cuanto se reciban los planos el contratista deberá hacer comprobaciones dimensionales de las partes más detalladas, y en caso de encontrar algún error deberá comunicarlo al director de obra. Si no se hiciese de este modo la responsabilidad ante cualquier error que hubiera podido evitarse recaerá sobre el contratista. El contratista deberá respetar todo lo dicho en los planos a no ser que crea que es incorrecto, en cuyo caso lo discutirá con el director de obra.

En caso de haber algo no estipulado en el proyecto, el contratista deberá realizar lo necesario para que la ejecución sea correcta. No se deducirán gráficamente las dimensiones de los planos, se deducirán numéricamente a partir de las cotas. En caso de haber contradicciones entre los planos y las especificaciones prevalecerá lo dicho en los planos.

El contratista recibirá por parte del supervisor de obra todo lo necesario para realizar el replanteo de la obra y será responsable de la vigilancia y conservación de todas las bases de replanteo durante el plazo de ejecución de la obra. El contratista deberá realizar todos los replanteos de detalle necesarios, siendo responsable de cualquier consecuencia derivada de estos replanteos. El supervisor de la obra podrá revisar estos replanteos en cualquier momento y el contratista deberá facilitarle lo necesario para estas revisiones.

El contratista será el responsable del cuidado y conservación de la obra hasta la recepción de ésta. También recaerá sobre él la responsabilidad de la correcta señalización y adecuación de protecciones según el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo.

La Supervisión de Obra solicitará las pruebas y ensayos que estime oportunos de acuerdo con los artículos correspondientes de esta especificación, documentos y normas reseñados. Unas y otros serán a cargo del Contratista, en tanto que su número y tipo estén dentro de lo previsto en estas especificaciones u otro documento del proyecto. Las pruebas de carga serán a cargo del Contratista cuando estén previstas en los documentos de proyecto y en aquellos casos en que los resultados negativos de los ensayos aconsejen, a juicio de la Supervisión de Obra, la realización de las pruebas de carga previas a la aceptación de una unidad de obra. En los demás casos serán a cargo del Propietario, aunque el Contratista deberá disponer los medios necesarios para la realización de las pruebas.

2.1.4. Prescripciones para la ejecución de excavaciones y rellenos

Las excavaciones se realizarán a las cotas del proyecto con las dimensiones especificadas y se seguirán las indicaciones dadas por el supervisor de obra antes y durante la ejecución. Si el supervisor lo aprueba el contratista podrá excavar a una cota distinta a la indicada en el proyecto o con una extensión diferente. Los materiales procedentes de excavaciones y demoliciones pertenecen al propietario y el contratista podrá hacer uso de ellos siempre que la propiedad y el supervisor lo aprueben. Todo el material no utilizable se almacenará fuera de la obra. Tras las operaciones de voladura pertinentes el contratista comprobará la seguridad de las paredes de las excavaciones para proceder a los saneados necesarios.

En el caso concreto de cimentaciones y fosos, las excavaciones se realizarán según las dimensiones mostradas en los planos y el fondo se nivelará y limpiará adecuadamente. El supervisor de la obra comprobará que la situación del fondo es adecuada. En caso de no serlo se procederá a las excavaciones o rellenos necesarios para su correcta nivelación. El contratista limpiará la zona de raíces y rocas que puedan interferir en la correcta realización de la obra y protegerá y conservará cualquier instalación subterránea que haya en la zona. No se cortará ni arrancará ningún servicio subterráneo sin la autorización del supervisor y cualquier avería causada correrá a cargo del contratista.

En la excavación de las zanjas se seguirán las especificaciones de los planos con una tolerancia admisible de 5 cm. En el caso de la anchura, ésta no será mayor que la requerida por las condiciones del suelo. En las zanjas de cables eléctricos se montarán los cables de media tensión, fibra óptica y Puesta a Tierra. Cuando estén montados la profundidad mínima habrá de ser de 1 m, salvo que la zanja en cuestión cruce un vial, en cuyo caso la profundidad mínima será de 1.25 m. El ancho mínimo de estas zanjas será de 0.6 m.

2.1.5. Estanqueidad de excavaciones

Durante la realización de la obra las excavaciones se conservarán secas y libres de agua. Los medios necesarios para ello serán proporcionados por el contratista. El contratista evitará también que cualquier curso de agua arrastre trabajos de albañilería que no hayan podido fraguar aún. No se verterán aguas superficiales o subterráneas en las excavaciones, y se evacuarán de manera que no interfieran en la obra.

2.1.6. Entibados metálicos y de madera, apoyos y soportes

El Contratista proporcionará todos los entibados, tanto metálicos como de madera necesarios para sostener los terraplenes, estructuras, servicios e instalaciones, y en cantidad suficiente para la realización pronta de la obra. Las excavaciones serán constantemente conservadas en condiciones de seguridad por el Contratista, para sus actividades, las de Supervisión de Obra y los que ésta señale. La aprobación de los entibados por parte de la Supervisión de Obra no releva al Contratista de su responsabilidad.

2.1.7. Rellenos

Los rellenos se realizarán solo con la aprobación del supervisor, pues solo serán necesarios si tras excavar y revisar el supervisor considera que es necesario. Para el relleno se usará, a no ser que se indique lo contrario, el material excavado que sea aprobado por el supervisor. El relleno en cimentaciones y fosos será extendido en capas de un espesor no superior a 150 mm y cuidadosamente compactadas hasta un 95 ÷ 98 % Proctor modificado y de forma tal que se evite estropear o alterar el trabajo realizado. El espesor podrá ser de 300 mm si se utilizan medios mecánicos para la compactación. Mientras no se indique de otro modo por la Supervisión de Obra, todo el relleno alcanzará hasta los niveles originales del suelo. Los rellenos de cimentaciones, zanjas y fosos se efectuarán con materiales que cumplan la siguiente especificación:

- Carecerá de elementos de tamaño superior a 10 cm.
- La fracción que pasa por el tamiz 200 ASTM, será inferior al 35 % en peso.
- Procederán de suelos de CBR mayor de 5 y el hinchamiento durante el ensayo será menor del 2 %.
- La fracción que pasa por el tamiz 40 ASTM, cumplirá LL menor que 35 o, simultáneamente, LL menor que 40, IP mayor que (0,6 LL - 9).

El relleno de zanjas para cables eléctricos se realizará según los siguientes criterios:

- Al fondo de la zanja se colocará el conductor de tierra.

- Sobre el fondo se pondrá una capa de arena fina y lavada de 100 mm de espesor, y sobre ella se colocarán los cables de potencia, que tendrán una separación entre si de 200 mm (en total habrá tres cables de potencia).
- Se dispondrá otra capa de arena fina de 300 mm que se compactará adecuadamente y sobre ella se colocarán los cables de fibra óptica.
- Seguidamente se dispondrá otra capa de arena fina de 150 mm y sobre ella se colocará una protección mecánica consistente en placas de PVC.
- A continuación, se coloca otra capa de 150 mm de arena limpia de raíces y piedras. Sobre ella y en todo su recorrido se señalará que hay cables de media tensión enterrados.
- Encima de estas señalizaciones se colocará otra capa de 300 mm de espesor, limpia y compacta, o el espesor necesario para llegar a la superficie del terreno.

2.1.8. Inspección y control

La tolerancia en excavaciones generales será de +5 cm y la tolerancia de elevación de +5 cm y -0 cm respecto a lo indicado en los planos. Las tolerancias en excavaciones en sección serán de +1% y -0%. El fondo de las cimentaciones presentará una cara horizontal, regular y limpia hasta alcanzar una compactación de al menos el 90%.

La superficie no debe variar más de 15 mm cuando se compruebe con una regla de 3 m, aplicada tanto longitudinal como transversalmente. Tampoco habrá zonas que puedan retener agua formando charcos.

El número mínimo de ensayos a realizar sobre relleno será de:

- Control sobre material en origen:

	Terraplén	Firme
Proctor Normal o Modif.	1 PN/1000 m ³ ó 1 día	1 PM/750 m ³ ó 1 día
Granulométrico	1 Ud/5000 m ³ ó 3 días	1 Ud/750 m ³ ó 1 día
Límites Atterberg	1 Ud/5000 m ³ ó 3 días	1 Ud/1500 m ³ ó 2 días
CBR	1 Ud/10000 m ³ ó 1 semana	1 Ud/4500 m ³ ó 1 semana
Equivalente arena	---	2 Ud/750 m ³ ó 1 día

- Control sobre la compactación (densidad y humedad):

Terraplén	Firme
-----------	-------

Centro	5000 m ³ ó 1 día	1/3500 m ³ ó 1 día
as de 2 m al borde	1 Ud/100 ml	---

2.2. Especificación de obras de hormigón

2.2.1. Objeto

El objeto de esta especificación es definir los requisitos técnicos necesarios para todas las obras de hormigón del proyecto, conforme a los demás documentos del proyecto.

Todos los elementos a construir deberán cumplir todos los apartados que le sean aplicables salvo que se indique lo contrario en los planos o el supervisor de obra así lo establezca.

2.2.2. Instrucciones y normas

Siempre y cuando no se contradiga lo establecido en las indicaciones dadas en los próximos apartados prevalecerá lo que se indique en los siguientes documentos:

- Planos.
- Esta especificación.
- “Instrucción de Hormigón Estructural” (EHE).
- “Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para la Recepción de Cementos” (RC-08).
- Normas UNE.
- Normas ASTM.

2.2.3. Descripción de la obra

La ejecución de la obra estará definida por los planos y las especificaciones.

En cuanto se reciban los planos el contratista deberá hacer comprobaciones dimensionales de las partes más detalladas, y en caso de encontrar algún error deberá comunicarlo al director de obra. Si no se hiciese de este modo la responsabilidad ante cualquier error que hubiera podido evitarse recaerá sobre el contratista. El contratista deberá respetar todo lo dicho en los planos a no ser que crea que es incorrecto, en cuyo caso lo discutirá con el director de obra.

En caso de haber algo no estipulado en el proyecto, el contratista deberá realizar lo necesario para que la ejecución sea correcta. No se deducirán gráficamente las dimensiones de los planos, se deducirán numéricamente a partir de las cotas. En caso de haber contradicciones entre los planos y las especificaciones prevalecerá lo dicho en los planos.

El contratista recibirá por parte del supervisor de obra todo lo necesario para realizar el replanteo de la obra y será responsable de la vigilancia y conservación de todas las bases

de replanteo durante el plazo de ejecución de la obra. El contratista deberá realizar todos los replanteos de detalle necesarios, siendo responsable de cualquier consecuencia derivada de estos replanteos. El supervisor de la obra podrá revisar estos replanteos en cualquier momento y el contratista deberá facilitarle lo necesario para estas revisiones.

El contratista será el responsable del cuidado y conservación de la obra hasta la recepción de ésta. También recaerá sobre él la responsabilidad de la correcta señalización y adecuación de protecciones según el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo.

La Supervisión de Obra solicitará las pruebas y ensayos que estime oportunos de acuerdo con los artículos correspondientes de esta especificación, documentos y normas reseñados. Unas y otros serán a cargo del Contratista, en tanto que su número y tipo estén dentro de lo previsto en estas especificaciones u otro documento del proyecto. Las pruebas de carga serán a cargo del Contratista cuando estén previstas en los documentos de proyecto y en aquellos casos en que los resultados negativos de los ensayos aconsejen, a juicio de la Supervisión de Obra, la realización de las pruebas de carga previas a la aceptación de una unidad de obra. En los demás casos serán a cargo del Propietario, aunque el Contratista deberá disponer los medios necesarios para la realización de las pruebas.

2.2.4. Características de los materiales

Previamente al empleo de los materiales el contratista deberá indicar al supervisor la procedencia de estos, su identificación y valores de origen en caso de que se conozcan. Los materiales a los que se refiere este apartado son los siguientes:

- Aceros para armaduras, que tendrán la calidad indicada en los planos y deberán cumplir las prescripciones descritas en el artículo 32º de la EHE.
- Cemento, que cumplirá las prescripciones del “Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para la Recepción de Cementos” y del artículo 26º de la EHE. El cemento aluminoso se usará únicamente con el permiso del supervisor. EL contratista presentará un certificado de pruebas con la garantía del fabricante de que el cemento cumple las condiciones exigidas por los documentos previamente mencionados.
- Agua, para el amasado y curado del hormigón, y que deberá cumplir lo especificado en el artículo 27º de la EHE.
- Áridos, que cumplirán lo especificado en el artículo 28º de la EHE. Estos no procederán de playas, rocas blandas, friables, porosas ni contendrán nódulos de piritita, yeso o compuestos.
- Aditivos, aquellos que mejoran una o varias propiedades del hormigón (sin contar el cemento, el agua y los áridos). Cumplirán lo establecido en el artículo 29º de la EHE. Solo se emplearán aditivos con la aprobación escrita del supervisor de obra.

- Morteros, únicamente los de cemento. Deberá tener como mínimo la misma resistencia que el hormigón en contacto con él.
- Materiales para juntas de estanqueidad, como caucho sintético, según esté definido en los planos. Deberán reunir las siguientes características:
 - Resistencia a tracción mayor o igual a 125 kPa/cm^2 .
 - Alargamiento en rotura mayor o igual que 300%.
 - Impermeabilidad del 100% a presión de trabajo.
 - Material compatible con los líquidos con los que podría entrar en contacto.
- Embebidos y pernos de anclaje. Los pernos y embebidos serán de acero S275JR salvo indicación contraria en los planos. Para tuercas y arandelas se utilizará acero S235JR. Ambos aceros según CTE Documento Básico SE-A Seguridad Estructural Acero.

El contratista almacenará estos materiales de modo que queden protegidos contra cualquier elemento que pueda deteriorarlos.

2.2.5. Control de calidad

El control de los hormigones se realizará según lo establecido en los artículos 2º, 15º, 16º, 17º, 85º, 86º y 86.5 de la EHE y en esta especificación. El contratista presentará al supervisor antes del comienzo de la obra un procedimiento de ensayos y control de obra. El contratista facilitará al supervisor acceso al laboratorio de obra para poder presenciar estos ensayos, así como a la documentación de la obra.

El control de los aceros se efectuará según lo dicho en el artículo 88º de la EHE.

Respecto a la fabricación de las armaduras las tolerancias serán las siguientes:

- | | |
|--|---------------------|
| – Longitud de corte | $\pm 25 \text{ mm}$ |
| – Altura y longitud de barras dobladas | - 0,12 mm |
| – Estribos y cercos | $\pm 12 \text{ mm}$ |
| – Todos los demás doblados | $\pm 25 \text{ mm}$ |

En la colocación de las armaduras las tolerancias serán:

- | | |
|---|---------------------|
| – Recubrimiento: | |
| Cimentaciones o grandes volúmenes de hormigón | $\pm 10 \text{ mm}$ |
| Estructuras | $\pm 6 \text{ mm}$ |
| Losas | $\pm 6 \text{ mm}$ |
| – Distancia entre barras: | |
| Cimentaciones o grandes volúmenes de hormigón | $\pm 15 \text{ mm}$ |
| Estructuras | $\pm 6 \text{ mm}$ |
| Losas | $\pm 6 \text{ mm}$ |

2.2.6. Aspectos de la obra acabada y tolerancias

Una vez retirados los encofrados las superficies defectuosas no serán arregladas hasta que el supervisor lo decida. Una vez se proceda a su saneamiento, se picará el hormigón y se reemplazará oír hormigón de la misma mezcla. Una vez saneadas, toda la superficie de hormigón se parcheará con mortero de cemento profundizando al menos 25 mm en el hormigón aplicando encofrado igual al empleado. Los acabados se realizarán según se indica en los planos.

La situación de cualquier elemento estructura no diferirá de la indicada en los planos en ± 5 mm. Las elevaciones de los distintos elementos estructurales no diferirán de las indicadas en los planos en ± 5 mm. Las dimensiones de elementos estructurales de hormigón (espesores, escuadrías, recubrimientos, etc.) no diferirán de las indicadas en los planos en ± 2 mm. La desviación respecto a la verticalidad de cualquier elemento o conjunto de elementos estructurales no será mayor de una milésima de la altura. La colocación de cualquier grupo de pernos de anclaje, no diferirán de la indicada en los planos en ± 2 mm, y dentro de un mismo grupo, la colocación de pernos de anclaje entre sí no diferirá en $\pm 0,5$ mm de los indicados en los planos. La planeidad de elementos superficiales será tal que comprobados con un reglón de 5 m de longitud en cualquier dirección, no exista una distancia superior a 10 mm entre reglón y superficie para elementos ocultos y 55 mm en hormigones vistos. En pavimentos la tolerancia será de 3 mm comprobados con regla de 3 m.

2.3. Especificación en construcción de edificios

2.3.1. Objeto

El objeto de esta especificación es la definición de los criterios técnicos necesarios para la ejecución de las obras civiles de construcción de casetas y edificios pertenecientes al recinto de la planta eólica.

2.3.2. Normas y especificaciones

Siempre y cuando no se contradiga lo establecido en las indicaciones dadas en los próximos apartados prevalecerá lo que se indique en los siguientes documentos:

- Planos.
- Esta especificación.
- Instrucción EHE-08, para el Proyecto y la Ejecución de Obras de Hormigón Estructural.
- Instrucción EHE-08, para Forjados Unidireccionales de hormigón.
- Instrucción RC-08, para la Recepción de Cementos.

- Código Técnico de la Edificación CTE Documento Básico SE-A Seguridad Estructural Acero para “Estructuras de Acero”.
- Código Técnico de la Edificación CTE para Impermeabilización de cubiertas con materiales bituminosos.
- Normas tecnológicas de la edificación NTE:
 - EHU: Forjados unidireccionales.
 - EFB: Fábrica de bloques.
 - EFL: Fábrica de ladrillo.
 - EFP: Fábrica de piedra.
 - FCA: Carpintería de acero.
 - FVP: Vidrios planos.
 - PPA: Puertas de acero.
 - PPM: Puertas de madera.
 - QTG: Tejados galvanizados.
 - QTT: Tejados de tejas
 - RPA: Alicatados
 - RPE: Enfoscados
 - RPG: Guarnecidos y enlucidos
 - RPP: Pinturas
 - RPR: Revocos
 - RSB: Baldosas
 - RST: Terrazo
 - RTC: Techos continuos
- Normas citadas y conexas con las anteriores.

2.3.3. Definición de la obra a ejecutar y responsabilidades del contratista

Las obras civiles reguladas en el ámbito de esta especificación comprenden, en general y sin carácter limitativo, la ejecución de:

- Replanteo
- Desbroce y preparación del terreno, movimiento de tierras y explanación.
- Agotamiento de agua que pueda aparecer en fase de excavación.
- Accesos eventuales (si son necesarios).
- Transporte al vertedero de tierras o rocas sobrantes.
- Restauración de los terrenos correspondientes a las zonas afectadas por el desarrollo de la obra.
- Contención de tierras.
- Cerramientos.
- Ejecución completa de todas las construcciones reseñadas al principio.
- Ejecución completa de la red enterrada para servicio eléctrico.

- Cimentaciones de báculos de alumbrado.
- Pavimentación de los accesos.
- Construcción de aceras.
- Plantación de jardinería donde indiquen los planos.
- En general suministro, transporte, almacenamiento, carga, descarga, montaje, remate y acabado de las obras definidas en esta especificación y en el resto de los documentos.

Previo a la operación de construcción el contratista localizará y marcará las estructuras y servicios subterráneos y adoptará las precauciones necesarias para evitar que estas instalaciones sufran algún tipo de daño. Se tomarán precauciones también para la protección de líneas aéreas. En caso de que alguna instalación sufriera daños la responsabilidad sería del contratista.

La ejecución de la obra estará definida por los planos y las especificaciones.

En cuanto se reciban los planos el contratista deberá hacer comprobaciones dimensionales de las partes más detalladas, y en caso de encontrar algún error deberá comunicarlo al director de obra. Si no se hiciese de este modo la responsabilidad ante cualquier error que hubiera podido evitarse recaerá sobre el contratista. El contratista deberá respetar todo lo dicho en los planos a no ser que crea que es incorrecto, en cuyo caso lo discutirá con el director de obra.

En caso de haber algo no estipulado en el proyecto, el contratista deberá realizar lo necesario para que la ejecución sea correcta. No se deducirán gráficamente las dimensiones de los planos, se deducirán numéricamente a partir de las cotas. En caso de haber contradicciones entre los planos y las especificaciones prevalecerá lo dicho en los planos.

El contratista recibirá por parte del supervisor de obra todo lo necesario para realizar el replanteo de la obra y será responsable de la vigilancia y conservación de todas las bases de replanteo durante el plazo de ejecución de la obra. El contratista deberá realizar todos los replanteos de detalle necesarios, siendo responsable de cualquier consecuencia derivada de estos replanteos. El supervisor de la obra podrá revisar estos replanteos en cualquier momento y el contratista deberá facilitarle lo necesario para estas revisiones.

2.3.4. Características de los materiales y ejecución de la obra

Los materiales a emplear se someterán a un control de calidad de acuerdo con la especificación y normas correspondientes. El contratista presentará una muestra de los materiales al supervisor para su aprobación con suficiente antelación al inicio de la obra, pudiendo este prohibir la utilización de alguno de ellos si lo considera oportuno.

Una vez el material llegue a la obra el contratista y el supervisor comprobarán que esta todo el material y en buenas condiciones. Una vez revisado se almacenará según se indica en este pliego de condiciones.

Los ladrillos cumplirán las características especificadas en la Norma Código Técnico de la Edificación CTE, y serán macizos de dimensiones $24 \times 11.5 \times 5.3 \text{ cm}^3$. El mortero se ejecutará con cemento portland P-350 y tendrá una dosificación en volumen mínima 1:6. El cemento, el agua y la arena cumplirán lo que se indica en la Norma Código Técnico de la Edificación CTE.

Los bloques de hormigón y sus fábricas cumplirán lo que se especifique en los planos y en la norma NTE-EFB.

Para los distintos tipos de hormigones se tendrán en cuenta la anterior especificación y las siguientes pautas:

- Hormigón de limpieza: Cemento Portland P-350. $f_{ck} = 100 \text{ kg/cm}^2$. Las cimentaciones y arquetas se hormigonarán sobre una capa de hormigón de 100 mm de espesor.
- Hormigón en masa: Cemento Portland I-35. $f_{ck} = 125 \text{ kg/cm}^2$.
- Hormigón para armar: Cemento Portland I-35. Su característica a compresión será la indicada en los planos.
- Redondos de acero para armar: Indicado en los planos.

El acero a emplear para estructuras metálicas será el A275JR según norma CTE Documento Básico SE-A Seguridad Acero.

El forjado indicado en los planos será unidireccional, con vigueta de hormigón armado o pretensado y entrevigado de bovedilla cerámica o de hormigón, a no ser que el supervisor indique otro tipo similar.

Las ventanas se realizarán con chapa de acero galvanizado cumpliendo la norma NTE-FCA. Las puertas con chapa de acero enrasada a una o dos caras en función de si son metálicas o de madera respectivamente cumpliendo la norma NTE-PPA. Para los cristales se usará vidrio Climalit si hay calefacción y vidrio plano de 5 mm en caso contrario, cumpliendo la norma NTE-FVP. Los cerramientos de malla serán de acero galvanizado montados sobre perfil de tubo rectangular tipo Arga.

Las tejas y cubiertas de pizarra y la ejecución de cubrición cumplirán lo especificado en la norma NTE-QTT. La chapa grecada será de acero, galvanizada, de sección trapezoidal y precalada a una cara y cumplirá la norma NTE-QTG.

La excavación de zanjas para tuberías de drenaje y su posterior relleno se realizarán según se indica en la especificación de excavación y rellenos y según indique el supervisor de obra. Las tuberías podrán ser de PVC rígido que cumpla la norma UNE-53112 o de acero al carbono según la norma ASTM-A 106-GRB.

La pintura empleada en paramentos de edificios y del cerramiento será al silicato. Para estructuras metálicas se usará imprimación anticorrosiva y esmalte sintético beige claro. Para mobiliario de madera se hará imprimación de madera y esmalte blanco. Estos procedimientos se realizarán según indique la norma NTE-RPP.

La terminación de la solera interior de las casetas y salas de transformadores será mediante un tratamiento endurecedor y antipolvo.

Se colocarán láminas impermeables bituminosas donde indiquen los planos. Si hubiese que colocarlas en el exterior habrá de ser de tipo autoprotegido con láminas de aluminio gofrada. Si llevan protección pesada se llevarán a cabo métodos de protección previa. En todos los casos se cumplirá la norma CTE.

Los accesos, que habrán de tener las dimensiones indicadas en los planos, se pavimentarán con losa de hormigón en masa de 150 mm de espesor y de resistencia característica $f_{ck} = 250 \text{ kg/cm}^2$ colocado y nivelado en cuadros máximos de 5 x 5 m, con junta de contracción sellada. Se efectuará mediante cajeador de 400 mm de espesor; el fondo de esta excavación se compactará, y sobre él se efectuará un relleno todo uno, compactado al 95% del Proctor modificado hasta conseguir el nivel adecuado para el hormigonado de la losa. Las aceras indicadas en los planos serán de 1 m de ancho y se solarán con baldosa hidráulica de pastilla sobre lecho de arena, habiendo llevado a cabo la preparación y compactación previas del terreno. Las aceras llevarán a uno o ambos lados, según el caso, un bordillo de hormigón prefabricado de 0,13 x 0,25 m.

2.3.5. Control

Las tolerancias para las distintas unidades de obra regidas por esta especificación serán las que en cada caso exige la norma citada al respecto.

3. Pliego de condiciones de infraestructura eléctrica

3.1. Especificación de la infraestructura eléctrica de generación

3.1.1. Conductores

Aquí se comentarán las características y condiciones de instalación de los conductores de los siguientes circuitos:

- Señalización y maniobra aerogeneradores-puesto central de control. Se realizará con cables de fibra óptica de ocho fibras multimodo o monomodo.
- Potencia generación – Armario de Control
- Armario de control- Transformadores (lado BT-400 V)
- Potencia Transformadores - Interconexión (lado MT-30 kV).
- Interconexión de 30 kV distribución secundaria. Para realizarla se emplearán cables de 3x(1x400) y 3x(1x240) mm^2 de 18/30 kV aislados con polietileno reticulado, con pantalla de cobre y con cubierta exterior de poliolefina, de color rojo para su correcta identificación.
- Red de tierra para las diferentes instalaciones y aerogeneradores. Consistirá en una línea de conductor de cobre desnudo con la sección adecuada para la corriente de cortocircuito a tierra y para la protección de personal y equipos, dispuesto en paralelo a los cables de media tensión.

Todos los conductores llevarán grabada la identificación del conductor y el nombre del fabricante y se identificarán mediante codificación numérica de borna y equipo receptor.

El aislamiento será polietileno para 18/30 kV y recubrimiento de PVC.

Para la ejecución de empalmes en las líneas de interconexión entre aerogeneradores y la subestación superiores a 1100 m se usará empalme retráctil en frío.

Las características de los distintos tipos de conductores a utilizar son las siguientes:

- Circuitos de control
- Cable multimodo
 - Tipo de fibra Multimodo 50/125 μm
 - Construcción Ajustada
 - Número de fibras 8
 - Cubierta interna Polietileno
 - Armadura Acero corrugado
 - Cubierta externa Polietileno

- Cable monomodo
 - Tipo de fibra Monomodo 10/125 μm
 - Construcción Ajustada
 - Número de fibras 8
 - Cubierta interna Polietileno
 - Armadura Acero corrugado
 - Cubierta externa Polietileno

- Circuitos de potencia de media tensión

- De transformador 30/0,69 kV a celdas 30 kV:
 - Denominación N2XSY
 - Tipo de conductor Tripolar-Campo Radial
 - Nivel de aislamiento 18/30 kV
 - Secciones $3 \times 50 + 3 \times 10 \text{ mm}^2$
 - Material conductor Cobre
 - Material de aislamiento VPE
 - Pantalla Malla de Cu.
 - Cubierta Poliolefina
 - Normas UNE 21123 IEC502
 - Cubierta de armadura Polietileno

- Interconexión 30 kV:
 - Denominación RHZ1-OL
 - Tipo de conductor Unipolar-Campo Radial
 - Nivel de aislamiento 18/30 kV
 - Sección $3 \times (1 \times 300) \text{ mm}^2$.
 - Material conductor Aluminio
 - Material de aislamiento XLPE
 - Pantalla Malla de Cu.
 - Cubierta Poliolefina
 - Normas UNE 21123 IEC502
 - Cubierta de armadura Polietileno

- Media tensión

El fabricante facilitará un acta que demuestre que los cables han sido sometidos a los siguientes ensayos:

- Prueba de tensión a frecuencia industrial
- Medida de la resistencia eléctrica de los conductores
- Ensayo de descargas parciales

- Verificación de las características geométricas
- Medida de la resistencia de aislamiento a temperatura ambiente

El contratista realizará los siguientes ensayos para cada cable:

- Medida de resistencia de aislamiento (en bobina)
- Medida de resistencia de aislamiento (montado)
- Prueba de continuidad
- Ensayo de rigidez dieléctrica

Todos los ensayos se realizarán según viene especificado en la norma UNE 21-123

3.1.2. Centros de transformación

Aquí se comentarán las características de los transformadores y cabinas de protección de cada aerogenerador. La potencia de transformación será 5 MVA con una relación de transformación $30\pm 2.5 / 0.69$ kV.

- Transformadores

En cada aerogenerador se instalará un transformador trifásico sumergido en aceite y de servicio continuo. Dispondrá de un conmutador de tomas en vacío, cáncamos de elevación y desencubado, placa de características e identificación, orificio de rellenado y dispositivo de vaciado, ruedas orientables, tomas de tierra y dispositivo de protección de nivel, temperatura y presión de aceite con caja de centralización de conexiones IP-55.

Sus características son las siguientes:

- | | |
|-----------------------------------|---|
| - Potencia | 7200 kVA |
| - Normas | UNE / IEC |
| - Frecuencia | 50 Hz |
| - Relación de transformación | $30\pm 2.5\pm 5\% / 0.4$ kV |
| - Tensión del secundario en vacío | 690 V |
| - Tensión de ensayo aplicada | 50 Hz, 70 kV (valor eficaz) |
| - Tensión de ensayo | 1,2/50 μ s 125 kV (valor pico) 170 kV |
| - Calentamiento Aceite/Devanado | 70 K -110 °C / 55 K – 95 °C |
| - Clase de aislamiento | A |
| - Grupo de conexión | Dyn 11 |
| - Refrigeración | ONAN |
| - Protección | Termómetro, Nivel y Presión aceite. |
| - Bornes | Pasatapas de tipo abierto en alta tensión |
| - Material de seguridad | Placa de primeros auxilios |
| - Señalización de alto voltaje | |

Los transformadores deberán ser sometidos como mínimo a los siguientes ensayos:

- Medición de la resistencia de los arrollamientos.
- Determinación de la relación de transformación y control de grupo de conexión.
- Determinación tensión cortocircuito.
- Determinación pérdidas en carga.
- Determinación pérdidas y corriente en vacío.
- Ensayo de tensión aplicada.
- Ensayo de tensión inducida.
- Ensayo de onda de choque.
- Medida de nivel de ruido.
- Verificación de sistemas de protección.

- Celdas de media tensión

La sección de celdas de protección y maniobra se encontrará dentro de cada aerogenerador y la formarán la celda de llegada de línea usada como remonte, la celda de salida de línea como interruptor seccionador de puesta a tierra y la celda de protección como interruptor seccionador de vacío, interruptor automático y autoválvulas.

Se construirán según las normas UNE-EN 60298 y CEI 298, a base de chapa de acero de alta calidad y plegada, con el objetivo de ser mecánicamente resistente a esfuerzos derivados de vibraciones normales de operación.

Las celdas habrán de estar separadas tanto eléctrica como mecánicamente, para asegurar su independencia y evitar así la propagación de efectos externos a ellas.

Para evitar maniobras prohibidas las celdas dispondrán de enclavamientos mecánicos. También dispondrán de un circuito de puesta a tierra anclado en la estructura.

El embarrado estará dimensionado para soportar las intensidades nominal, térmica y dinámica correspondientes. Sus características son las siguientes:

- | | |
|-------------------------------|---------------|
| – Tensión nominal | 36 kV |
| – Tensión de prueba (50 Hz) | 70 kV |
| – Tensión de prueba (impulso) | 170 kV |
| – Intensidad nominal | 400 A |
| – Límite térmico 1 seg. | 16 kA eff |
| – Límite electrodinámico | 40 kA cresta. |

Las celdas presentarán las siguientes características particulares:

- Interruptor seccionador tripolar de corte en vacío, de 400 A, con posiciones de conexión, seccionamiento y puesta a tierra.
- Interruptor automático tripolar de corte en SF6, de 400 A.
- Juego de

- Juego de barras tripolar
- Pulsadores de apertura y cierre con indicador de posición del interruptor automático.
- Bobina de apertura y cierre del interruptor.
- Enclavamiento mediante candado con puerta transformador.
- Dispositivo con bloque de tres lámparas de presencia de tensión.
- Barra de tierras.
- Relé de protección de 3 Fases + N (50-51/50N-51N).
- Disparadores de sobretensiones de óxido de metal sin explosores (uno por fase).
- Salida de cables por pasatapas a bornes enchufables para cable seco unipolar de sección hasta mm².

Los distintos tipos de celdas presentarán además algunas características concretas:

- Celdas de línea con interruptor seccionador
 - Interruptor seccionador tripolar de corte en SF₆, de 400 A con posiciones de conexión, seccionamiento y puesta a tierra.
 - Juego de barras tripolar.
 - Mando manual.
 - Dispositivo con bloque de tres lámparas de presencia de tensión.
 - Salida de cables por pasatapas a bornes enchufables para cable seco unipolar de sección hasta 400 mm².
- Celdas de remonte de línea
 - Juego de barras tripolar de 400 A.
 - Enclavamiento mediante candado
 - Dispositivo con bloque de tres lámparas de presencia de tensión
 - Salida de cables por pasatapas a bornes enchufables para cable seco unipolar de sección hasta 400 mm².

Al igual que los transformadores, las celdas también deberán someterse como mínimo a una serie de ensayos:

- Operación mecánica sin tensión en el circuito principal.
- Operación mecánica de los elementos móviles y enclavamientos.
- Pruebas de dispositivos auxiliares, hidráulicos, neumáticos y eléctricos.
- Verificación del cableado conforme a los esquemas eléctricos.
- Ensayo a frecuencia industrial del circuito principal, UNE-EN 60298.
- Ensayo dieléctrico de circuitos auxiliares y de control.
- Ensayo a onda de choque.
- Verificación del grado de protección.

3.1.3. Sistemas de control

El sistema de control GAMESA MultiSmart lo componen algoritmos de regulación y supervisión.

- Sistema de regulación

Se encarga de establecer unos valores correctos de velocidad de giro de las palas del aerogenerador, el ángulo de paso de las palas y las consignas de potencia, modificándolos en función de la velocidad del viento que llega al aerogenerador, todo ello para garantizar una operación segura y óptima.

Esto sirve para maximizar la producción de energía y la disponibilidad del aerogenerador para producirla, limita las cargas mecánicas, reduce el ruido aerodinámico y da energía de alta calidad.

La regulación del cambio de paso de las palas consiste en que a velocidades de viento superiores a la nominal los sistemas de control y cambio de paso mantengan potencia nominal, mientras que a velocidades menores a la nominal estos sistemas seleccionan la combinación óptima de revoluciones ángulo de paso para optimizar también la producción de energía.

La regulación de potencia permite que las rpm y el par motor suministren una potencia eléctrica estable.

- Sistema de supervisión

Verifica continuamente el estado de los sensores y los parámetros internos:

- Condiciones ambientales: velocidad y dirección del viento o temperatura ambiente.
- Parámetros internos de los diferentes componentes como temperaturas, niveles, caudales y presiones de aceite, vibraciones, enrollamiento del cable de media tensión, etc.
- Estado del rotor: velocidad de rotación y posición del cambio de paso.
- Situación de la red: generación de energía activa y reactiva, tensión, corrientes y frecuencia.

3.2. Especificación de la subestación 132 / 30 kV

3.2.1. Conductores

En este apartado se presentan las características y condiciones de los conductores de los siguientes circuitos:

- Señalización y control de la subestación - puesto central de control.
- Potencia servicios auxiliares – Transformador de SS.AA. de 100 kVA (lado BT-400 V).
- Conexión interior 30 kV transformador de SS.AA. - Distribución primaria.
- Interconexión 30 kV distribución primaria
- Transformador 132/30 kV.
- Interconexión 132 kV de aparellaje.
- Red de tierra para las diferentes instalaciones.

Los conductores de baja tensión serán unipolares, de cobre, de sección adecuada a la intensidad que vayan a transportar y la sección del conductor de tierra será la fijada por la ITC de baja tensión.

Los conductores de media tensión serán unipolares apantallados sin armadura, de sección adecuada a la intensidad máxima de transporte. Serán conductores de aluminio.

El aislamiento será de polietileno reticulado con recubrimiento de PVC negro. Deberán llevar grabado el nombre del fabricante y la identificación del conductor mediante codificación numérica de borna y equipo receptor.

Los distintos conductores presentarán una serie de características concretas:

- Circuitos de potencia 0.6/1 kV.

- | | |
|---------------------------|-------------|
| - Denominación | RV |
| - Tipo de conducto | Unipolar |
| - Nivel de aislamiento | 0,6/1 kV |
| - Sección | varias |
| - Material de aislamiento | XLPE |
| - Cubierta | PVC (negro) |

- Circuitos de potencia 30 kV.

- Acometida a cabinas de 30 kV

- | | |
|------------------------|-----------------------------|
| ▪ Denominación | RHZ1-OL |
| ▪ Tipo de conductor | Unipolar-Campo Radial |
| ▪ Nivel de aislamiento | 18/30 kV |
| ▪ Sección | 2x3x(1x300) mm ² |

- Material de aislamiento XLPE
- Pantalla Malla de Cu.
- Cubierta Poliolefina
- Normas UNE 21123 IEC502
- Cubierta de armadura Polietileno

- Salidas a circuitos del parque

- Denominación RHZ1-OL
- Tipo de conductor Unipolar-Campo Radial
- Nivel de aislamiento 18/30 kV
- Sección $3 \times (1 \times 300) \text{ mm}^2$
- Material de aislamiento XLPE
- Pantalla Malla de Cu.
- Cubierta Poliolefina
- Normas UNE 21123 IEC502
- Cubierta de armadura Polietileno

- Acometida a transformador de SS.AA.

- Denominación RHZ1-OL
- Tipo de conductor Unipolar-Campo Radial
- Nivel de aislamiento 18/30 kV
- Sección $3 \times (1 \times 95) \text{ mm}^2$
- Material de aislamiento XLPE
- Pantalla Malla de Cu.
- Cubierta Poliolefina
- Normas UNE 21123 IEC502
- Cubierta de armadura Polietileno

• Circuitos de potencia 132 kV.

- Naturaleza del conductor Cobre
- Tipo de conductor Desnudo-Unipolar
- Sección 125 mm^2
- Densidad admisible $3,7 \text{ A/mm}^2$
- Carga nominal 60 MVA

• Baja tensión.

El fabricante facilitará un acta que demuestre que los cables han sido sometidos a los siguientes ensayos:

- Prueba de tensión a frecuencia industrial.

- Medida de la resistencia eléctrica de los conductores.
- Medida de la resistencia de aislamiento.
- Medida de espesores de aislamiento y cubiertas.

El contratista realizará los siguientes ensayos para cada cable:

- Medida de resistencia de aislamiento (en bobina)
 - Medida de resistencia de aislamiento (montado)
 - Prueba de continuidad
-
- Media tensión.

El fabricante facilitará un acta que demuestre que los cables han sido sometidos a los siguientes ensayos:

- Prueba de tensión a frecuencia industrial
- Medida de la resistencia eléctrica de los conductores
- Ensayo de descargas parciales
- Verificación de las características geométricas
- Medida de la resistencia de aislamiento a temperatura ambiente

El contratista realizará los siguientes ensayos para cada cable:

- Medida de resistencia de aislamiento (en bobina)
- Medida de resistencia de aislamiento (montado)
- Prueba de continuidad
- Ensayo de rigidez dieléctrica

3.2.2. Aparellaje 132 kV

La red de 132 kV estará formada por un parque de intemperie con una llegada de línea que alimenta el transformador de potencia 132/30kV. La aparamenta que compondrá esta posición será la siguiente:

- Interruptor

Será automático, de mando tripolar e interrupción con SF6, debiendo cortar el 100% del poder de corte nominal y estar libre de vibraciones. Habrá de sufrir poco desgaste en su parte móvil en cualquier estado de carga. También deberá soportar en servicio continuo la corriente nominal en términos de sobretensión.

Los contactos serán de aleaciones especiales con elevados punto de fusión y resistencia mecánica y capaces de hacer una rápida desionización y extinción de arco. Las partes metálicas del dispositivo de mando deben garantizar intervenciones seguras y eficaces.

Los elementos del mando se alojarán en un armario cerrado y estanco de chapa de acero galvanizado, pero de fácil acceso para facilitar la realización de mantenimientos. Se mantendrá cerrado con llave. En el interior se instalarán resistencias calefactoras para mantener una temperatura que permita al sistema funcionar correctamente.

El interruptor presentará las siguientes características:

– Tensión nominal	132 kV
– Tensión más elevada	145 kV
– Tensión máxima 1m/50Hz	275 kV
– Tensión máxima choque	650 kV
– Frecuencia nominal	50 Hz
– Corriente nominal	1.250 A
– Tiempo de apertura	35ms
– Capacidad de ruptura	31,5 kA
– Poder de cierre	2,5 lcc
– Normas	CEI
– Accionamiento	Tripolar
– Principio de corte	SF6
– Instalación	Exterior
– Bobina de cierre	Una (125 V.c.c.)
– Bobina de disparo	Dos (125 V.c.c.)

- Seccionador

Será tripolar para instalación a la intemperie, de dos o tres columnas por polo. Se procurará que no reciban ningún tipo de vibración o desgaste en sus partes móviles. Habrá de soportar en servicio continuo la corriente nominal dentro de las sobretemperaturas previstas en las normas.

Las columnas de soporte móviles serán de porcelana con sus distintas partes unidas entre si mediante bridas metálicas, que se usarán también para fijar las propias columnas a la base. Las columnas móviles girarán sobre cojinetes de bolas bien lubricadas con grasa y en el interior de una caja estanca en el interior de la base.

Las cuchillas principales serán de tubo de cobre y estarán unidas a las columnas móviles. Los pernos y articulaciones deben ser resistentes a los agentes atmosféricos y a la corrosión. Las cuchillas de puesta a tierra serán especialmente robustas y se equiparán de modo que faciliten la maniobra de forma segura, además de poder ser accionadas únicamente de forma local. Ambas cuchillas deben estar enclavadas mecánicamente para imposibilitar el cierre simultaneo de ambas.

Los contactos serán de cobre plateado y de autoalineación. Serán regulables para poder garantizar un gran valor de presión de contacto que no sufra alteraciones durante el funcionamiento.

El mando estará previsto para soportar la acción de gentes atmosféricas y acumulaciones de polvo, y para ser capaz de maniobrar de forma simultánea de los tres polos, garantizando una maniobra segura sin sobreesfuerzos o choques en apertura o cierre.

Las características del seccionador son las siguientes:

- | | |
|--|------------|
| – Sistema de maniobra | rotativo |
| – Tensión nominal | 132 kV |
| – Tensión máxima 1m/50Hz | 650 kV |
| – Tensión máxima choque | 750 kV |
| – Intensidad nominal | 1250 A |
| – Icc (kA/1s) para In | 31,5 kA |
| – Tensión nominal de alimentación bobina | 125 V.c.c. |

- Transformadores de intensidad.

Serán de intemperie, de tipo aislador soporte, en aceite, con refrigeración natural y completamente herméticos. Dispondrán también de una placa metálica que indique las características del transformador, su diagrama de conexiones y la polaridad de los terminales.

La base se habrá fabricado mediante fundición y se fijará a la estructura de apoyo mediante bulones. La tapa metálica superior estará fijada al cuerpo aislador e incluirá terminales para la conexión de conductores de línea, además de dispositivo que compense la variación de presión del aceite. El aceite se mantendrá perfectamente estancado mediante juntas resistentes al aceite caliente.

El núcleo será toroidal de chapas magnéticas de bajas pérdidas específicas. Las láminas estarán exentas de rebabas y aisladas con pinturas resistentes al aceite caliente. Las láminas estarán fuertemente prensadas para aumentar la resistencia mecánica del núcleo, evitar deslizamientos entre láminas y excluir vibraciones en cualquier condición de funcionamiento.

Los devanados serán de cobre electrolítico, aislados con papel y dispuestos de forma que soporten sin daños los esfuerzos en caso de avería. Las bornas secundarias deben situarse en una caja estanca en la base.

La intensidad térmica durante 1 segundo será de 150 In y a la intensidad dinámica 2,5 Icc. Dispondrán de cuatro secundarios y presentarán las siguientes características:

- | | |
|------------------------------|------------------|
| – Relación de transformación | 200-400/5-5-5-5A |
| – Tensión máxima de servicio | 145 kV |
| – Potencia S1 | 15 VA |
| – Potencia S2 | 30 VA |

- Potencia S3	30 VA
- Potencia S4	30 VA
- Clase de precisión S1	0,2 S
- Clase de precisión S2	5P20
- Clase de precisión S3	5P20
- Clase de precisión S4	5P20
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial	275 kV
- Tensión de ensayo con onda de choque	650 kV

- Transformadores de tensión.

Serán de inductivos, de aislador soporte, en aceite, con refrigeración natural y herméticos. Dispondrán de una placa metálica fijada a la base del transformador, con las características del transformador, el diagrama de conexiones y la polaridad de los terminales.

La base se habrá fabricado mediante fundición y se fijará a la estructura de apoyo mediante bulones. La tapa metálica superior estará fijada al cuerpo aislador e incluirá terminales de cobre para la conexión con el conductor de alta tensión.

El aceite se mantendrá perfectamente estancado mediante juntas resistentes al aceite caliente.

El núcleo estará aislado de la base y se fijará fuertemente sobre soportes de un material lo más aislante y resistente mecánicamente posible. Estará formado por chapas magnéticas con bajas pérdidas específicas, que estarán exentas de rebabas y aisladas a su vez con pinturas resistentes al aceite caliente. Estarán fuertemente prensadas para aumentar la resistencia mecánica del núcleo, evitar deslizamientos entre las propias chapas y evitar vibraciones en cualquier situación de funcionamiento.

Los devanados serán concéntricos y de cobre electrolítico, aislados con papel y dispuestos de forma que mantengan una distribución uniforme y lineal de la tensión a lo largo del devanado frente a cualquier sobretensión.

Las bornas secundarias y la primaria de tierra deben situarse en una caja estanca en la base. Serán de tres secundarios y de las siguientes características:

- Relación de transformación	132.000: $\sqrt{3}/110$: $\sqrt{3}-110$: $\sqrt{3}-110$: $\sqrt{3} V$
- Tensión máxima de servicio	145 kV
- Potencia S1	20 VA
- Potencia S2	30 VA
- Potencia S3	30 VA
- Clase de precisión S1	0,2
- Clase de precisión S2	0,5
- Clase de precisión S3	3P
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial	275 kV
- Tensión de ensayo con onda de choque	650 kV

- Autoválvulas

Se instalarán en cada fase, entre fase y tierra a ambos lados del transformador 132/30 kV.

El cuerpo estará formado por uno o más elementos, que estarán unidos eficazmente mediante bridas y bulones. Los elementos de iguales características eléctricas habrán de ser intercambiables entre sí. Cada elemento dispondrá de un dispositivo para la expulsión del arco al exterior en caso de que la presión interior del pararrayos se eleve peligrosamente, y de una placa indicadora de acero inoxidable.

Cada polo se suministrará de tapa y base metálicas, placa indicadora y anillo de guarda. Se fijarán mediante bulones a la estructura de apoyo. Estarán equipados con un dispositivo que determine el núcleo de descargas con base aislante que deberá ser fácilmente inspeccionable y de tipo estanco.

Las características de las autoválvulas serán las siguientes:

	Alta Trafo	Baja Trafo
– Frecuencia nominal	50 Hz	50 Hz
– Instalación	Intemperie	Intemperie
– Tensión nomin. servicio. de la red	132 kV	30 kV
– Tensión máx. servicio de la red	145 kV	36 kV
– Frecuencia nominal de la red	50 Hz	50 kHz
– Clase	3	3
– Intensidad de descarga	10 kA	10 kA
– Tipo	Subestación	Subestación
– Tens. ensayo aisl. en seco 50 Hz 1'	CEI	CEI
– Tens. Ensayo aisl. Ond. Choque 1.2/50us	CEI	CEI

- Aisladores y bornas

Los aisladores serán de caperuza y vástago o de soporte. Serán apropiados para soportar sin sufrir daños las condiciones atmosféricas más severas como grandes lluvias o cambios bruscos de temperatura. Cada aislador llevará inscritos el año de fabricación y la carga de rotura electromecánica. Sus conexiones y derivaciones se realizarán mediante bornas atornilladas. Serán resistentes a la corrosión y con sus superficies en contacto cuidadosamente mecanizadas.

Las bornas de conexión de aparatos que en funcionamiento originen vibraciones serán de tipo elástico para evitar la propagación de estas. El tipo de borna corresponderá a las dimensiones y el tipo de conductor con el que se efectúa la conexión. Serán de bronce con tornillos de bronce y arandelas elásticas.

3.2.3. Transformadores de potencia

- Transformador de potencia 132/30 kV

Transformador trifásico para instalación a la intemperie y con 27MVA de potencia. Su sistema de refrigeración será baño en aceite y dispondrá de regulación automática de tensión. Sus características son las siguientes:

- Potencia nominal. en servicio continuo	27 MVA
- Número de fases	3
- Frecuencia	50 Hz
- Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF
- Aislamiento clase	B
- Elevación máx. de temperatura Cu (40°C)	60°C
- Elevación máx. de temperatura Ac (40°C)	50°C
- Baño	Aceite
- Instalación	Intemperie
- Tensión. Nominal A.T. en vacío (Primario)	132 ± 8 x 1,25% kV
- Transformador intensidad borna neutro	150/5 A 5P20 15 VA
- Tensión. Nominal B.T. en vacío (Secundario)	30.000 V
- Arrollamiento A.T. en	Estrella
- Arrollamiento B.T. en	Triángulo
- Grupo de conexión	YNd 11
- Tensión de cortocircuito	10,5%

El transformador estará conectado en su lado de alta tensión a la subestación mediante cables aéreos y en su lado de meda tensión al centro de distribución de 30kV mediante cables aislados.

Deberá trabajar de forma continua sin riesgo de daño en margen ±5% de la frecuencia nominal a tensión nominal y en servicio nominal el neutro estará rígidamente puesto a tierra.

La cuba del transformador se diseñará de modo que soporte el pleno vacío y la sobrepresión interna.

- Transformador de servicios auxiliares

Transformador de instalación exterior y de 100kVA de potencia a una tensión de 36 kV, con sistema de refrigeración en aceite, servicio continuo y pérdidas reducidas. Dispondrá de placa de identificación que incluya el nombre del fabricante, el tipo de transformador, el número de serie, el peso y los valores nominales de potencia, frecuencia y tensión.

Sus características principales son:

- Normas	UNE
- Servicio	Intemperie
- Potencia	100 kVA

- Refrigeración	ONAN
- Frecuencia	50 Hz
- Aislamiento	36000 V
- Tensión nominal primario	30000 V
- Tensión nominal secundario	400/230 V
- Grupo de conexión	Dyn11
- Regulación en vacío	$\pm 2,5\%$ y $\pm 5\%$
- Refrigerante	Aceite
- Construcción cuba	Llenado integral
- Maxima var Tº devan. Doble ta=40ºC	65ºC
- Tensión de cortocircuito	4%

Será sometido como mínimo a los siguientes ensayos, de acuerdo con las normas UNE 20101, UNE 20138 y UNESA 5201 D:

- Ensayo de tensión aplicada a frecuencia industrial
- Ensayo de tensión inducida a frecuencia elevada
- Ensayo de onda de choque
- Determinación tensión cortocircuito
- Determinación pérdidas con carga
- Determinación pérdidas y corriente de vacío
- Medición de la resistencia de los arrollamientos
- Determinación de la relación de transformación y grupo de conexión
- Medida de nivel de ruido
- Verificación de sistemas de protección

3.2.4. Aparellaje de 30 kV

Todo este aparellaje estará alojado en el interior del edificio de control del parque. La distribución y protección estarán compuestas por protecciones de transformador, unidades de protección de línea y servicios auxiliares.

- Cabinas de 30 kV

Las cabinas de protección dispondrán de un elemento de corte automático en vacío y tendrán aislamiento íntegro e/n SF6. Las cabinas se conectarán mediante cables subterráneos unipolares con aislamiento seco.

A la cabina de acometida llegarán los cables de evacuación de energía generada en el parque desde el transformador de potencia. A las cabinas de línea llegarán líneas RHZ1-OI de 3x(300) y 3x(1x240) mm². A la cabina de protección del transformador de servicios auxiliares llegarán los cables RHZ1-OI de 3x(1x95) mm².

Cada toma o salida de línea finalizará con una columna metálica independiente dónde se instalarán los correspondientes deflectores unipolares de 36kV.

El módulo de distribución primaria estará compuesto por cabinas blindadas de asilamiento SF6, con las siguientes características:

- Tipo interior
- Aislamiento integro en SF6
- Interruptor fijo de corte en vacío con enclavamientos mecánicos.
- Barra simple
- Compartimento de control para relés, reenganches, medida, telemando, etc.

Las distintas partes estarán compuestas por una serie de elementos concretos:

- Cabinas de acometida desde el transformador elevador
 - 1 Interruptor automático trifásico de corte SF6, tensión 36 kV, 630 A asignados y 25 kA de poder de corte, con mando motorizado, relé antibombeo, contador de maniobras, bobinas de cierre, de disparo y mínima tensión.
 - 1 Seccionador trifásico en vacío de tres posiciones, abierto/cerrado/puesta a tierra, accionamiento manual, cierre brusco, Vn=36 kV, poder de cierre 62,5 kA cresta.
 - 3 Transformadores de intensidad, aislamiento seco, tensión asignada 36 kV, relación de transformación 600/5-5-5 A, intensidad térmica 25 kA.
 - 3 Aisladores testigo tipo resistivo y juego de 3 pilotos luminosos para indicación y comprobación de presencia de tensión en cada fase.
 - 1 Juego de cerraduras de enclavamiento.
 - s/n Embarrado general preparado para conducir 630 A asignados y capaz de soportar los esfuerzos electrodinámicos correspondientes a una intensidad térmica de cortocircuito de 25 kA durante 1 segundo.
 - s/n Pletina de cobre electrolítico de 40 x 5 mm para puesta a tierra de la instalación.
 - s/n Cable de cobre de al menos 50 mm² para puesta a tierra del aparellaje
 - s/n Elementos de alumbrado y varios.
 - 1 Relé de protección tipo 8IVD-DIN de ZIV o similar con protección 3x50/51 y 59 N
 - s/n Interruptores magnetotérmicos y relés auxiliares. Para situar en la salida de cables
- Cabina de servicios auxiliares
 - 1 Interruptor seccionador trifásico en carga de 36 kV, 200 A, mando manual, disparo automático por fusibles ó bobina, tipo NALF de ABB o similar.
 - 3 Bases portafusibles y cartuchos A:P:R. De 36 kV y 10 A según DIN 43625 y IEC 420.
 - 2 Seccionador trifásico de puesta a tierra, accionamiento manual, cierre brusco, Vn=36 kV, poder de cierre 62,5 kA cresta

- 3 Aisladores testigo tipo resistivo y juego de 3 pilotos luminosos para indicación y comprobación de presencia de tensión en cada fase.
- s/n Embarrado general preparado para conducir 630 A asignados y capaz de soportar los esfuerzos electrodinámicos correspondientes a una intensidad térmica de cortocircuito de 25 kA durante 1 segundo.
- s/n Pletina de cobre electrolítico de 40 x 5 mm para puesta a tierra de la instalación.
- s/n Cable de cobre de al menos 50 mm² para puesta a tierra del aparellaje
- s/n Elementos de alumbrado y varios.
- s/n Interruptores magnetotérmicos y relés auxiliares.
- Cabina de protección de línea
 - 1 Interruptor automático trifásico de corte en vacío, tensión 36 kV, 630 A asignados y 25 kA de poder de corte, con mando motorizado, relé antibombeo, contador de maniobras, bobinas de cierre, de disparo y mínima tensión.
 - 3 Seccionador trifásico en vacío de tres posiciones, abierto/cerrado/puesta a tierra, accionamiento manual, cierre brusco, Vn=36 kV, poder de cierre 62,5 kA cresta.
 - 3 Transformadores de intensidad toroidales, aislamiento seco, tensión asignada 36 kV, relación de transformación 400/5 A (circuito 1), y 300/5 A (circuito 2) . Intensidad térmica 25 kA.
 - 3 Transformadores de intensidad toroidales, aislamiento seco, tensión asignada 36 kV, relación de transformación 400/5 A (circuito 1), y 300/5 A (circuitos 2). Intensidad térmica 25 kA.
 - 3 Aisladores testigo tipo resistivo y juego de 3 pilotos luminosos para indicación y comprobación de presencia de tensión en cada fase.
 - 1 Juego de cerraduras de enclavamiento.
 - s/n Embarrado general preparado para conducir los 630 A asignados y capaz de soportar los esfuerzos electrodinámicos correspondientes a una intensidad térmica de cortocircuito de 25 kA durante 1 segundo.
 - s/n Pletina de cobre electrolítico de 40 x 5 mm para puesta a tierra de la instalación.
 - s/n Cable de cobre de al menos 50 mm² para puesta a tierra del aparellaje.
 - s/n Elementos de calefacción, alumbrado y varios.
 - 2 Relé de protección tipo 8IRD-DIN de ZIV o similar con protección 3x50/51 y 67 Na
 - s/n Interruptores magnetotérmicos y relés auxiliares.

- 1 Transformador de intensidad toroidal, 60/1A, diámetro interior 110 mm, tipo IFH-3 de ARTECHE, o similar.

- Medida de tensión en barras

- 3 Transformadores de tensión, aislamiento seco, tensión asignada 36 kV, relación de transformación 30.000:V3/110:V3-110:V3-110:3V, factor de tensión 1,2 Un en permanencia y 1,9 Un 8 h, modelo antiexplosivo, montaje sobre carretón extraíble.

- Interruptores

Se utilizarán para protección y desconexión en carga de línea y resto de posiciones, y presentarán las siguientes características:

– Dieléctrico	Vacio
– Tensión nominal	36 kV
– Intensidad nominal	630 A
– Poder de corte	25 kA
– Poder de cierre	62,5 kA cresta
– Tensión de prueba (50 Hz)	70 kV
– Tensión de prueba (impulso)	170 kV

- Seccionadores de puesta a tierra

Se emplearán únicamente para conectar a tierra los circuitos correspondientes cuando el interruptor este abierto y el accionamiento será manual.

- Transformadores de intensidad

Serán de tipo soporte, de servicio interior y antiexplosivos. Su construcción será de resina epoxy, moldeada bajo vacío y adecuadamente tratada. Sus características principales serán:

– Posiciones de transformador	
○ Relación de transformación	600/5-5-5A
○ Tensión nominal	36 kV
○ Potencia S1	20 VA
○ Potencia S2	10 VA
○ Potencia S3	10 VA
○ Clase de precisión S1	5P20
○ Clase de precisión S2	5P20
○ Clase de precisión S3	0,5

- Intensidad térmica de cortoc. 25 KA
- Posiciones de línea
 - Relación de transformación (C1) 400/5 A
 - Relación de transformación (C2) 300/5 A
 - Tensión nominal 36 kV
 - Potencia S1 10 VA
 - Potencia S2 10 VA
 - Clase de precisión S1 0,5
 - Clase de precisión S2 5P20
 - Intensidad térmica de cortoc. 25 KA

- Transformadores de tensión

Serán de tipo soporte y de servicio interior. Su construcción será de resina epoxy, moldeada bajo vacío y adecuadamente tratada. Sus características principales serán:

- Relación de transformación: 30.000:√3/110:√3-110:√3-110:3
- Tensión nominal 36 kV
- Potencia S1 30 VA
- Potencia S2 30 VA
- Potencia S3 50 VA
- Clase de precisión S1 3P
- Clase de precisión S2 0,5
- Clase de precisión S2 3P
- Factor de tensión (s. continuo) 1,2
- Factor de tensión (8 h) 1,9

3.2.5. Aparellaje de baja tensión y equipos auxiliares

- Armarios de distribución y protección de baja tensión

La distribución y protección en la red de baja tensión se colocará en un embarrado tripolar de cobre de forma que aguante las intensidades nominal y de cortocircuito del transformador. El embarrado principal tendrá como mínimo la misma capacidad de carga que el interruptor principal.

Los elementos de protección y maniobra se situarán en unidades modulares de chapa de electrozincada, protegida y pasiva de 15/10 mm de espesor mínimo con revestimiento de pintura epoxy y poliéster.

Donde quiera que haya una unión entre barras, estas estarán plateadas y atornilladas de acuerdo con normas DIN, Todos los embarrados, cables, terminales y conexiones aguantarán una capacidad de 1.5 veces la del interruptor principal a plena carga.

Sus características serán:

- Tensión de empleo máxima 690 V
- Tensión de aislamiento 1 kV
- Intensidad nominal 200 A

- Interruptores automáticos

Aparatos de instalación fija y accionamiento automático con cierre y apertura manual con corte omnipolar y con las siguientes características:

- Tensión nominal 690 V
- Tensión de servicio 400 V
- Tensión de aislamiento 1000 V
- Poder de corte UNE-CEI

- Interruptores-fusibles

Se emplearán para protección y seccionamiento de las líneas principales, y se instalarán en barras de 400 V de accionamiento manual y bastidor fijo, además de contar con las siguientes características:

- Intensidad nominal 400 A
- Tensión nominal 660V
- Tensión de aislamiento 1 kV

- Protección

Para la protección de líneas de generación y de los equipos conectados a la barra de 36 kV se instalarán equipos de protección y control normalizados según la norma UNE 31-136, revisando que se cumplan concretamente los siguientes requerimientos:

- Impulso de tensión
- Perturbaciones de 1 MHz
- Perturbaciones de transitorios rápidos
- Descargas electrostáticas
- Temperatura
- Interferencias y rizado en la alimentación
- Emisividad de radiofrecuencias

- Grado de protección de la envolvente

Se instalarán las siguientes protecciones:

- Protección de sobreintensidad (50, 51, 67) en la línea de generación.
- Protección de sobreintensidad (50, 51) y de sobretensión de neutro (59 N) en la posición del transformador de potencia 132/30 kV.
- Relé de detección de gas, presión y temperatura en la posición del transformador de Servicios Auxiliares.

- Medidas

De acuerdo con el Reglamento de Puntos de Medida (RPM) se considerará punto de medida de tipo 1. El equipo de medida cumplirá el RPM de modo que sus consumos se gestionen por el sistema eléctrico nacional. Los transformadores de tensión tendrán una clase de precisión de 0,2 para medida y los de intensidad igual o mejor que 0,2.

Los equipos serán los siguientes:

- Contador-Registrador de clase 0,2S para P. Activa y 0,5 para P. reactiva, para puntos frontera tipo 1.
- Modem.
- Bloque de pruebas.
- Int. Magnetotérmico.
- Base de enchufe.
- Toma de tierra.

Se instalarán analizadores de red en cada posición que informarán del estado de las siguientes variables.

- Tensión
- Intensidad
- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Potencia aparente
- Factor de potencia
- Frecuencia

- Telemando y teleseñal

Los siguientes elementos se controlarán desde el edificio central:

- Interruptores de 36 kV.

- Interruptores y seccionadores de 132 kV.
- Escalones de regulación en carga del transformador de potencia.
- Conmutador manual-automático de la regulación en carga.

En el puesto central se dispondrá de la señal de estado de los siguientes elementos:

- Interruptores y seccionadores de 132 kV.
- Interruptores de 36 kV.
- Posición de las tomas del regulador de tensión.
- Posición conmutador manual-automático de regulación de carga.

- Sistema de alimentación de corriente continua

Se proyectará la instalación de una unidad centralizada de alimentación de corriente continua a base de baterías de Ni/Cd 48 125 V y 100Ah equipada con su rectificador-cargador y funcionamiento en flotación, situada en la sala de 30 kV.

Se instalará también una unidad centralizada de alimentación de corriente continua a base de baterías Ni/Cd 48 Vcc dimensionada para dar servicio a los equipos de comunicaciones de la subestación, equipada con su rectificador-cargador y funcionamiento en flotación, situada también en la sala de 30 kV.

- Aparatos de medida analógica

Se suministrarán en cada caso y de la forma especificada. Serán empotrables, con suficiente sensibilidad y provistos de amortiguadores.

Podrán ser de precisión o industriales, en función de su propósito. Los aparatos de precisión con fuerza antagonista mecánica estarán dotados de un equipamiento capaz de corregir el índice "0" en reposo.

Todo el material del que trata este subapartado habrá de ser sometida a pruebas de tensión, aislamiento, resistencia al calor y mecánica, fusión y cortocircuitos exigidas a este tipo de material en las normas VDE y recomendaciones de la AEE.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO Presupuesto de ejecución

Autor: Pablo Jarabo Ochoa
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Agosto de 2020

INDICE

1.	Mediciones y precios unitarios.....	3
2.	Presupuesto de ejecución	4
3.	Presupuesto de ejecución material	5

1. Mediciones y precios unitarios

Revisar documento Excel con el mismo nombre.

2. Presupuesto de ejecución material y por contrata

El presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras descritas asciende a la cantidad de:

Desglosado, en EUROS, en las siguientes partidas principales:

Obra Civil:

- Parque Eólico	1.146.665,69
- Edificio de Control	150.000,00
- Subestación Intemperie	100.000,00

Suministros eléctricos del Parque Eólico:

- Conductores y puesta a tierra	151.365,95
- Subestación 30 kV	126.581,87
- Cabinas de Media Tensión	70.967,00
- Subestación 132 kV	684.150,00

Montaje Eléctrico del Parque Eólico

- Tendido de cables	43.000,00
- Subestación	80.000,00

Aerogeneradores

- Aerogeneradores	13.000.000,00
-------------------	---------------

Ingeniería y Dirección de Obra

- Ingeniería del Parque Eólico	105.000,00
- Dirección facultativa de la obra	54.000,09

Varios	15.000,00
---------------	-----------

TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	15.726.730,60
------------------------------------	---------------

- 16 % Gastos Generales	2.516.276,90
-------------------------	--------------

- 3 % Beneficio Industrial	471.801,92
----------------------------	------------

TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	18.714.809,42
--	---------------

El presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras del Parque eólico de La Serena (24 MW) asciende a la cantidad de:

**DIECIOCHO MILLONES SETECIENTOS CATORCE MIL OCHOCIENTOS NUEVE EUROS CON CUARENTA Y DOS CÉNTIMOS
(18.714.809,42 €).**



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Cálculos

Autor: Pablo Jarabo Ochoa

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2020

ÍNDICE

1.	Datos de partida.....	3
2.	Cálculo de dimensionamiento de cables	4
2.1.	Cálculo de la intensidad que sale de cada aerogenerador	4
2.2.	Cálculo del número de líneas e intensidad que circula por cada una de ellas	4
2.3.	Cálculo de la sección del cable	4
2.4.	Selección de cable	7
2.5.	Cálculo de la caída de tensión.....	7

1. Datos de partida

Los datos necesarios para la realización de los cálculos son los siguientes:

- Nº de aeros: 4
- Potencia nominal de cada aero: 6000 kW
- Potencia nominal del parque: 24M W
- Potencia nominal aparente del trafo: 7200 kVA
- Tensión del lado de alta del trafo: 30 kV
- Tipo de cable: Enterrado
- Tipo de arena: Muy seca
- Temperatura ambiente: 20 °C
- Temperatura normal de funcionamiento: 90 °C
- Profundidad a la que se entierran los cables: 1.3 m
- Distancia entre cables de una terna: 0.4 m
- Conductividad del Aluminio: $27.3 \text{ m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$
- Longitud de la línea 1: 1096 m
- Longitud de la línea 2: 1377 m
- Intensidad nominal del interruptor 400 A

2. Cálculo del dimensionamiento de cables

En este apartado se presenta el cálculo de dimensionamiento del cable de media tensión (30 kV).

2.1. Cálculo de la intensidad que sale de cada aerogenerador

$$I_{aero} = \frac{7200}{\sqrt{3} * 30} = 138.564 A$$

2.2. Cálculo del número de líneas e intensidad que circula por cada una de ellas

El número de generadores admisible por cada interruptor se obtiene de la siguiente manera:

$$n = \frac{400}{138.564} = 2.88 \rightarrow 3 \text{ aeros}$$

Como mucho se podrán colocar 3 aerogeneradores por cada interruptor, así que para mantenerlo equilibrado colocaremos dos líneas de generación, cada una con su interruptor que corresponderá a dos aerogeneradores. Por lo tanto, la intensidad que circulará por cada una de las líneas será:

$$I_{línea} = 138.564 * 2 = 277.128 A$$

2.3. Cálculo de la sección del cable

A continuación se presenta el cálculo de la sección del cable aplicando el Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión, en concreto la Instrucción Técnica Complementaria nº 6 (ITC 6) referente a Líneas Subterráneas con Cables Aislados.

Con los datos de temperatura del terreno (20°C) y temperatura de funcionamiento (90°C) se obtiene el primer factor de corrección: **1.04**.

Temperatura °C Servicio Permanente 8s	Temperatura del terreno θ_g , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Sabiendo que los cables están enterrados, agrupados en 3 ternas y separados por una distancia de 0.4 m, se obtiene el segundo factor de corrección: **0.78**.

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

Con la profundidad de 1.3 m ($1.25 < 1.3 < 1.5$), sabiendo que el cable está enterrado y haciendo la hipótesis de que el conductor tendrá una sección mayor a 185 mm^2 , se obtiene el tercer factor de corrección: **0.98**.

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

La arena que se usará para rellenar la zanja será muy seca, por lo que tendrá una resistividad térmica de **$1.5 \text{ K} \cdot \text{m/W}$** .

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

Con la resistividad térmica del terreno obtenida en el apartado anterior y sabiendo que el cable es enterrado, se observa que el cuarto factor de corrección es el mismo independiente de la sección del cable: 1.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados.	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Una vez obtenidos los cuatro factores, se calcula el factor total:

$$f = 1.04 * 0.78 * 0.98 * 1 = 0.795$$

Con este factor se obtiene un nuevo valor para la intensidad que circula por la línea de generación:

$$I = \frac{277.128}{0.795} = 348.6 \text{ A}$$

Con esta intensidad se obtiene la sección del conductor de Cobre o Aluminio con los tres tipos de aislamiento: EPR, XLPE y HEPR.

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

- El cobre con EPR tendrá una sección de 185 mm^2 .
- El aluminio con EPR tendrá una sección de 300 mm^2 .
- El cobre con XLPE tendrá una sección de 185 mm^2 .
- El aluminio con XLPE tendrá una sección de 300 mm^2 .
- El cobre con HEPR tendrá una sección de 150 mm^2 .
- El aluminio con HEPR tendrá una sección de 240 mm^2 .

2.4. Selección del tipo de cable

Debido a que el cobre es más caro nos quedaremos con el cable de aluminio.

En cuanto al aislamiento, EPR y HEPR ofrecen una mayor flexibilidad, que no es prioritaria, mientras que el XLPE se usa mucho en circuitos de media tensión, como es el de este caso.

Por ello se empleará el cable de aluminio con XLPE de 300 mm^2 .

2.5. Cálculo de la caída de tensión

La caída de tensión en cada línea de generación será distinta, ya que depende de la longitud de ésta entre otras cosas:

$$\Delta U1 = \frac{\sqrt{3} * 1096 * 277.128 * 6000 / 7200}{300 * 27.3} = 53.53 \text{ V} = 0.18 \% \rightarrow \text{Despreciable}$$

$$\Delta U2 = \frac{\sqrt{3} * 1377 * 277.128 * 6000 / 7200}{300 * 27.3} = 67.25 \text{ V} = 0.22 \% \rightarrow \text{Despreciable}$$

Las caídas de tensión son inferiores al 1% por lo que pueden considerarse despreciables.



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO MICROSITING ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

Autor: Pablo Jarabo Ochoa
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid
de 2020

INDICE

1.	<u>Objeto</u>	3
2.	<u>Alcance</u>	4
3.	<u>Emplazamiento</u>	5
4.	<u>Datos de partida</u>	6
4.1.	<u>Datos de series temporales de viento en el emplazamiento</u> ¡Error! Marcador no definido.	
4.2.	<u>Orografía del emplazamiento</u>	6
4.3.	<u>Rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo</u>	7
4.4.	<u>Densidad del aire</u>	8
5.	<u>Perfiles verticales de viento</u>	9
6.	<u>Resultados de la campaña de medición</u>	10
7.	<u>Conclusiones de la campaña de medición</u>	19
8.	<u>Tecnologías</u>	20
8.1.	<u>SG170, 6MW</u>	20
8.1.1.	<u>Curva de potencia y coeficiente de empuje</u>	20
8.1.2.	<u>Localización de los aerogeneradores</u>	22
8.1.3.	<u>Simulación del campo de vientos</u>	25
8.1.4.	<u>Evaluación de la energía media anual producida</u>	27
8.2.	<u>V162, 5.6MW</u>	30
8.2.1.	<u>Curva de potencia y coeficiente de empuje</u>	30
8.2.2.	<u>Localización de los aerogeneradores</u>	31
8.2.3.	<u>Simulación del campo de vientos</u>	34
8.2.4.	<u>Evaluación de la energía media anual producida</u>	36
8.3.	<u>GE158, 5.5 MW</u>	38
8.3.1.	<u>Curva de potencia y coeficiente de empuje</u>	38
8.3.2.	<u>Localización de los aerogeneradores</u>	40
8.3.3.	<u>Simulación del campo de vientos</u>	43
8.3.4.	<u>Evaluación de la energía media anual producida</u>	45
9.	<u>Conclusiones</u>	48

1. OBJETO

El presente estudio de evaluación del potencial eólico se realiza con los siguientes objetos:

- Caracterizar el potencial eólico existente en el emplazamiento de La Serena, ubicado en el término municipal de Monterrubio de la Serena, en la provincia de Badajoz.
- Estimar la producción energética media anual del parque eólico de La Serena de 22,5 MW de potencia eléctrica aprobada por la Junta de Extremadura.

El estudio se ha realizado con un periodo de datos virtuales de viento en el emplazamiento de 10 años, que abarca desde el 1 de enero de 2010 hasta el 10 de febrero de 2020.

2. ALCANCE

Las actividades realizadas para lograr los objetos anteriormente especificados se resumen en lo siguiente:

- Estudio virtual de la dirección y velocidad del viento en el emplazamiento a la altura de buje de la tecnología elegida. La selección del punto de medición del recurso eólico se realizó contemplando los siguientes criterios:
 - Exposición favorable a los vientos dominantes y representatividad del área objeto del estudio.
 - Evaluación de cómo se comporta el viento de la zona en el ámbito direccional.
 - Los parámetros medidos virtualmente son la velocidad y la dirección del viento a 110 metros de altura. Éstos han sido computados con una resolución de 3 km basados en ERA5, medio que se ha utilizado para el reanálisis de datos climáticos desde 1950. Estos datos han sido promediados cada 60 minutos, siendo el valor medio de cada intervalo la medida a utilizar.
 - Análisis y tratamiento de los datos eólicos con el fin de obtener los parámetros estadísticos representativos del potencial energético del recurso eólico y su distribución espacio-temporal en el emplazamiento de La Serena. La determinación de la distribución espacial del campo de vientos en la zona se ha realizado con el modelo WASP, que es un modelo tridimensional del flujo de vientos con consideración de la topografía, obstáculos y rugosidad superficial cuyo uso está muy expandido en el entorno del estudio del recurso eólico en Europa.
 - Análisis energético del emplazamiento con el objeto de evaluar la instalación de un parque eólico comprendido por 4 aerogeneradores de diversas tecnologías:
 - Siemens Gamesa SG170 de 6 MW de potencia nominal y 115 metros de altura de buje (Potencia total de 24 MW).
 - Vestas V162 de 5.6MW de potencia nominal y 119 metros de altura de buje (Potencia total de 22.4 MW).
 - General Electric GE158 de 5.5 MW de potencia nominal y 120.9 metros de altura de buje (potencia total de 22 MW).
- Tras la realización del estudio eólico con dichas tecnologías se decidirá cuál de ellas será la elegida para el parque, en función de su rendimiento.
- La estimación de la energía media producida anualmente por el parque eólico se ha realizado con el modelo PARK que incorpora el programa WASP con el objeto de considerar las pérdidas energéticas introducidas por las estelas de los aerogeneradores.

3. EMPLAZAMIENTO

El Parque Eólico de La Serena se ubicará en el término municipal de Monterrubio de la Serena, en la provincia de Badajoz colindando con Andalucía. La zona estudiada es un monte con una elevación media de 740 metros sobre el nivel del mar situada al sur de la población.

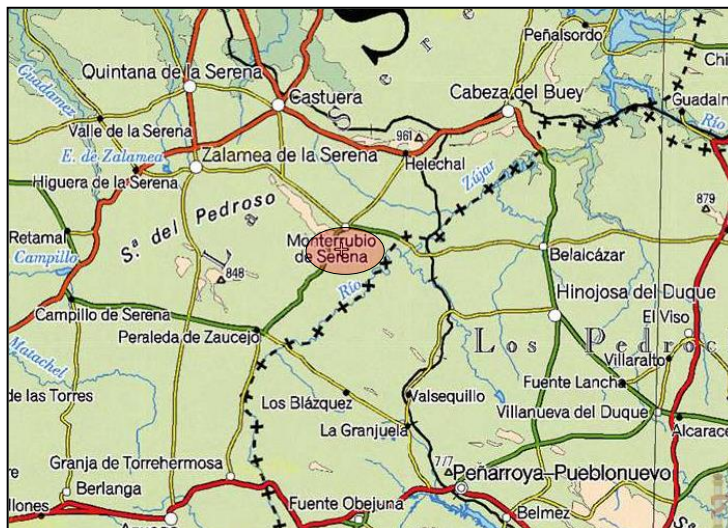


Ilustración 1: Mapa localización Monterrubio de la Serena

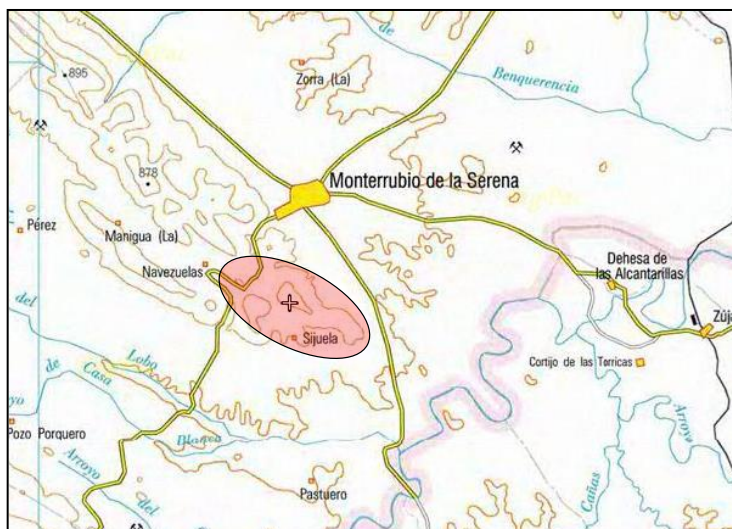


Ilustración 2: Localización exacta y topografía local del emplazamiento.

4. DATOS DE PARTIDA

La información de partida necesaria para la realización del estudio es la siguiente:

- Datos de series temporales de viento en el emplazamiento.
- Orografía del emplazamiento.
- Rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo.
- Densidad del aire.
- Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo de aerogenerador considerado en el estudio.

4.1. Datos de series temporales de viento en el emplazamiento

La campaña de medición en el emplazamiento se ha simulado con una torre virtual. Los datos de dicha torre han sido obtenidos mediante la siguiente metodología:

La serie resultante no presenta las características normales de una serie instrumental. Particularmente, presenta discontinuidades en los cambios de día, debidas a la selección aleatoria de los mismos. Sin embargo, sí que refleja como conjunto los valores característicos del viento en el punto de extracción de la torre virtual.

De esta forma se sintetiza en un único archivo, incorporable de manera sencilla a herramientas estándar como el WASP, el recurso eólico a largo plazo en un punto concreto, incluyendo la distribución de frecuencias de velocidades y direcciones.

Datos de la torre virtual:

E01 Station ID

110 m – Altura de medición virtual de velocidad y dirección.

850 m – Altura desde nivel del mar.

Coordenadas utm:

X: 286698.56

Y: 4271512.88

4.2. Orografía del emplazamiento

La orografía es un parámetro de entrada al modelo de cálculo WASP. Con tal motivo se ha digitalizado el área del emplazamiento, tomando como base de partida la cartografía proporcionada por el Instituto Geográfico Nacional (IGN).

La topografía que se ha digitalizado se corresponde con una superficie de 17 x 19 km² (166.730 puntos) con una distancia entre líneas de nivel de 10 metros. El alcance se resume en la siguiente tabla:

ALCANCE DE LA TOPOGRAFIA DIGITALIZADA	
X _{UTM}	Y _{UTM}
278.767,6	4.264.140,0

278.767,6	4.283.020,0
295.280,2	4.264.140,0
295.280,2	4.283.020,0

Tabla 1: Localización de los aerogeneradores en coordenadas utm.

En el siguiente mapa se muestra la topografía digitalizada.

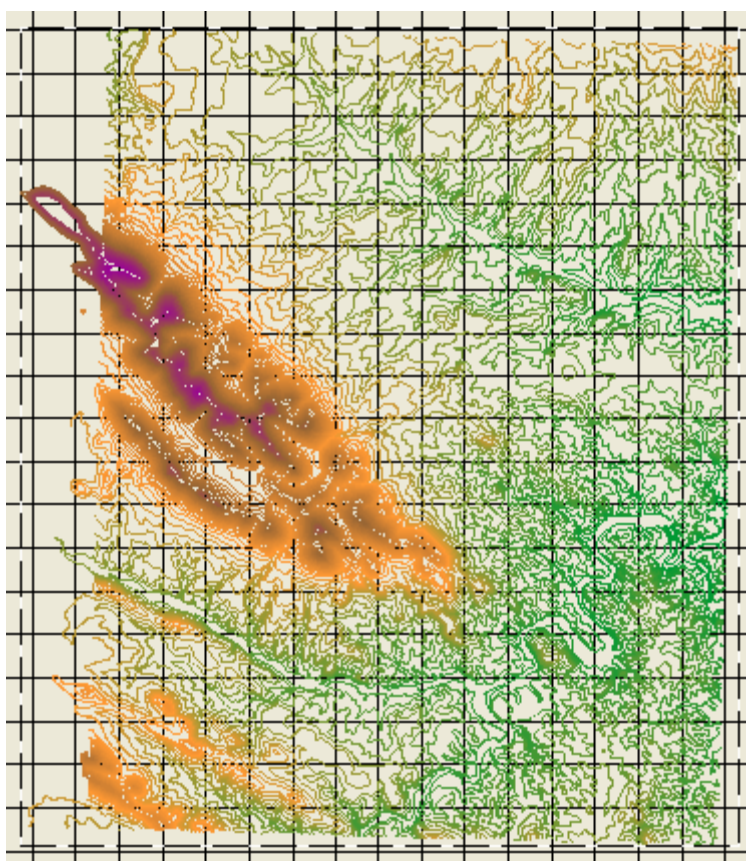


Ilustración 3: Mapa topográfico digitalizado del emplazamiento de estudio.

4.3. Rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo

La rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo del emplazamiento se ha modelizado en consonancia con lo establecido en el manual del modelo WASP y del Atlas Eólico Europeo. Se han supuesto unos valores de rugosidad, por defecto, de 0.03.

Por lo general la topografía de Monterrubio de la Serena no presenta grandes elevaciones ni depresiones. La zona seleccionada se encuentra además bastante liberada de construcciones y flora, a excepción de pequeños olivares muy próximos a las localizaciones de los aerogeneradores 2 y 3.

4.4. Densidad del aire

La temperatura media en el punto de ubicación de la estación es de 15.2 °C, para una elevación de 850 m sobre el nivel del mar (740m de elevación y 110m de la altura del termómetro).

$$T(z_2) = T(z_1) - \frac{1^\circ\text{C}}{154\text{m}} \cdot (z_2 - z_1) \quad [^\circ\text{C}]$$

La densidad para las condiciones explicadas anteriormente se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

$$\rho = \left(\frac{P_0}{R \cdot T} \right) \exp\left(\frac{-g \cdot z}{R \cdot T} \right) \quad [\text{kg} / \text{m}^3]$$

Siendo

$$P_0 = 101,325(\text{Pa})$$

$$g = 9.8(\text{m} / \text{s}^2)$$

$$z = \text{altitud}(\text{m})$$

$$T = \text{temperatura}(\text{K})$$

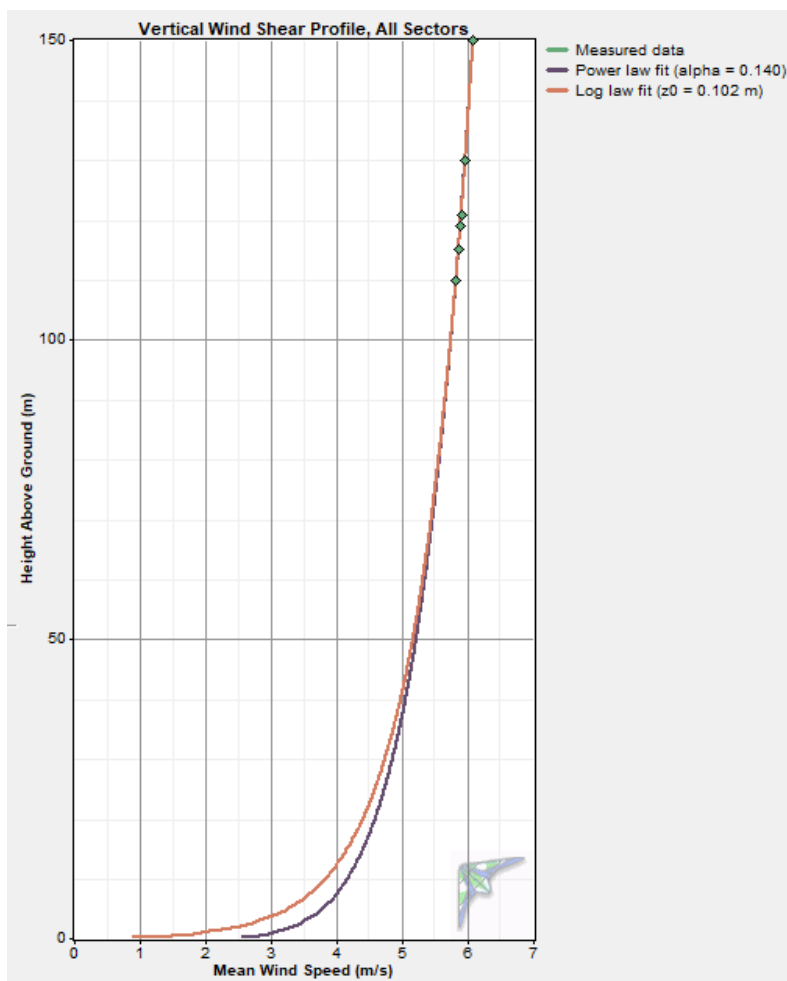
$$R = 286.9(\text{J} / \text{kg} \cdot \text{K})$$

Por tanto, la densidad en el emplazamiento de La Serena para altura de medición de 110m es de 1,108 kg/m³.

5. Perfiles verticales del viento

Se ha realizado un análisis del perfil vertical de variación del viento con la altura. Se ha extrapolado la velocidad del viento a la altura de buje de los aerogeneradores (115, 119 y 120.9 m) utilizando el perfil generado por el anemómetro a 110 metros de altura en la torre de medición virtual del emplazamiento. El perfil vertical está basado en la ley potencial, y se obtiene con el nivel de 110 metros.

Al realizar la interpolación con un único anemómetro virtual puede suponerse que habrá cierto error en ella.



Gráfica 1: Perfil vertical del viento en el emplazamiento de La Serena.

	Niveles (m)			Alfa
Estación (m)	115	119	120.9	0.14
La Serena (m/s)	5.867	5.895	5.908	

Tabla 2: Valores extrapolados a partir de la ley potencial de variación de la velocidad del viento con la altura.

6. Resultados de la campaña de medición

Se presentan los resultados obtenidos en la campaña de medición tras el correspondiente tratamiento estadístico de los datos eólicos disponibles, con la finalidad de determinar los diversos parámetros que cuantifican el potencial eólico en el emplazamiento del parque.

- Período de datos.
- N.º de observaciones del período.
- Velocidades media y máxima y la hora a la que se da ésta última.
- Contenido energético medio.
- Parámetros de Weibull.
- Densidad de potencia media.
- Distribución direccional de velocidad, frecuencia, densidad de energía y turbulencia.

Además, se incluyen los siguientes gráficos:

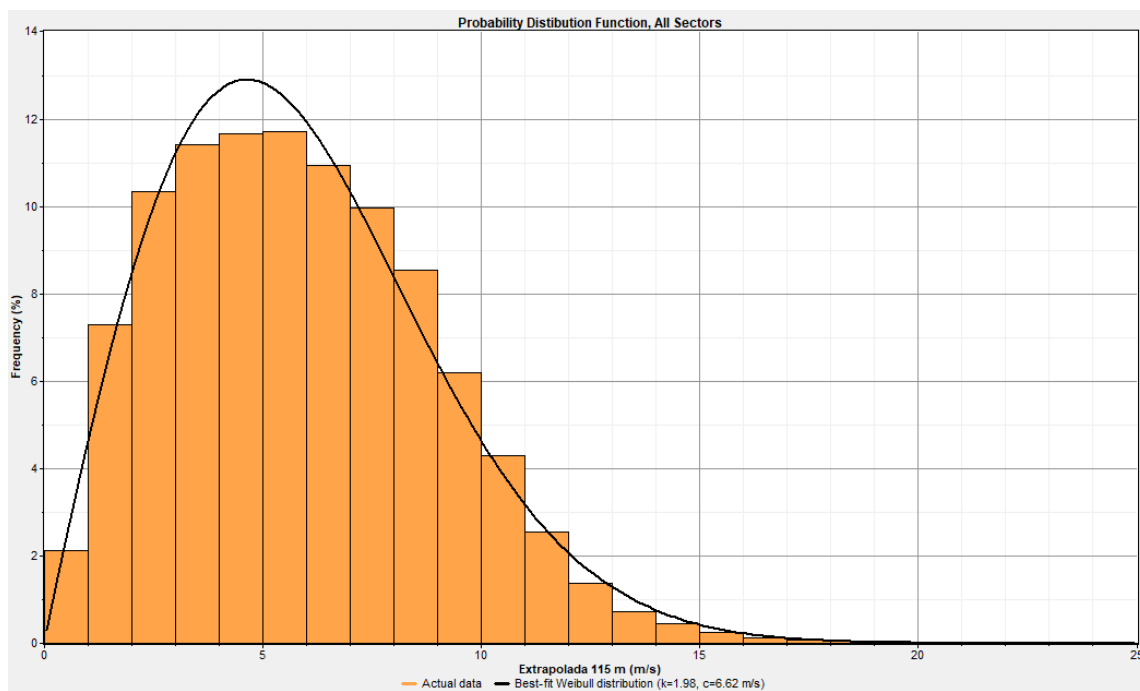
- Función distribución de probabilidad.
- Rosas de Frecuencia, Velocidad y Energía.
- Perfil diario de velocidad.
- Perfil estacional o mensual de velocidad.

A continuación, se presenta el análisis estadístico realizado según los datos recogidos por la torre de medición virtual (01/01/10 –11/02/20).

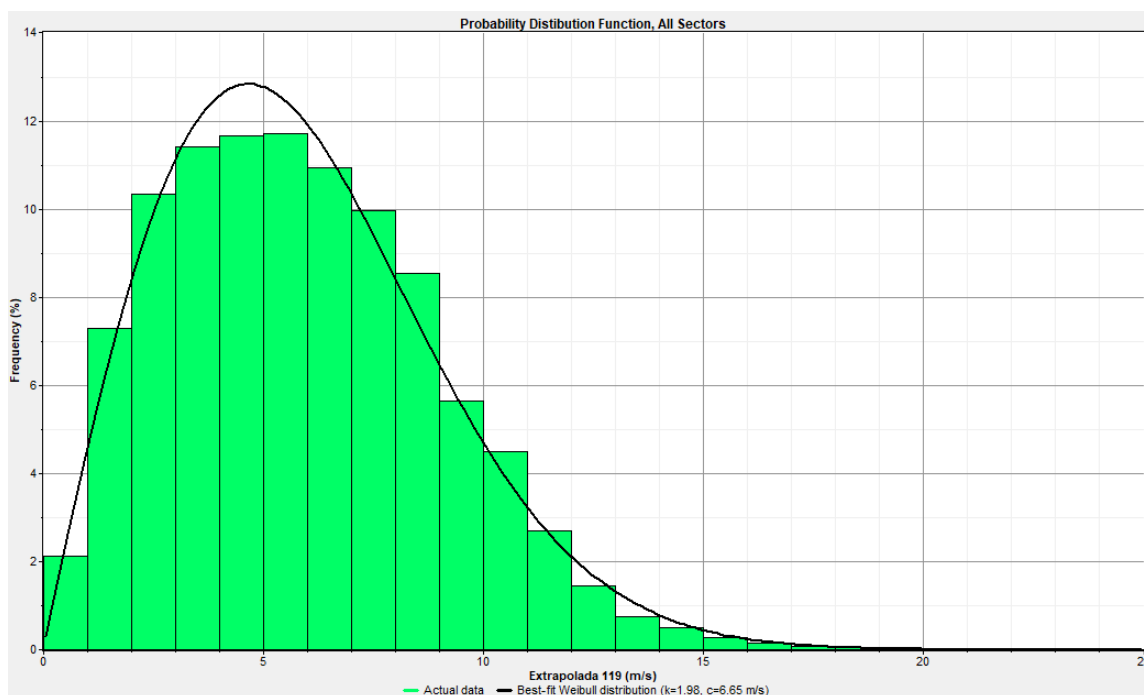
Variable	Estación de La Serena (01/01/10–11/02/20)
Altura sobre el suelo (m)	110
Velocidad de viento: media (m/s)	5.83
Velocidad de viento: máxima (m/s)	24.7
Weibull k	1.983
Weibull c (m/s)	6.576
Densidad de potencia media (W/m ²)	234
Contenido energético medio (kWh/m ² /año)	2049
Registros Posibles	88632
Registros válidos	88632
Registros no válidos	0
Ratio de datos válidos (%)	100

Variable	Estación de La Serena (01/01/10–11/02/20)
Hora de máxima velocidad de viento	02:00

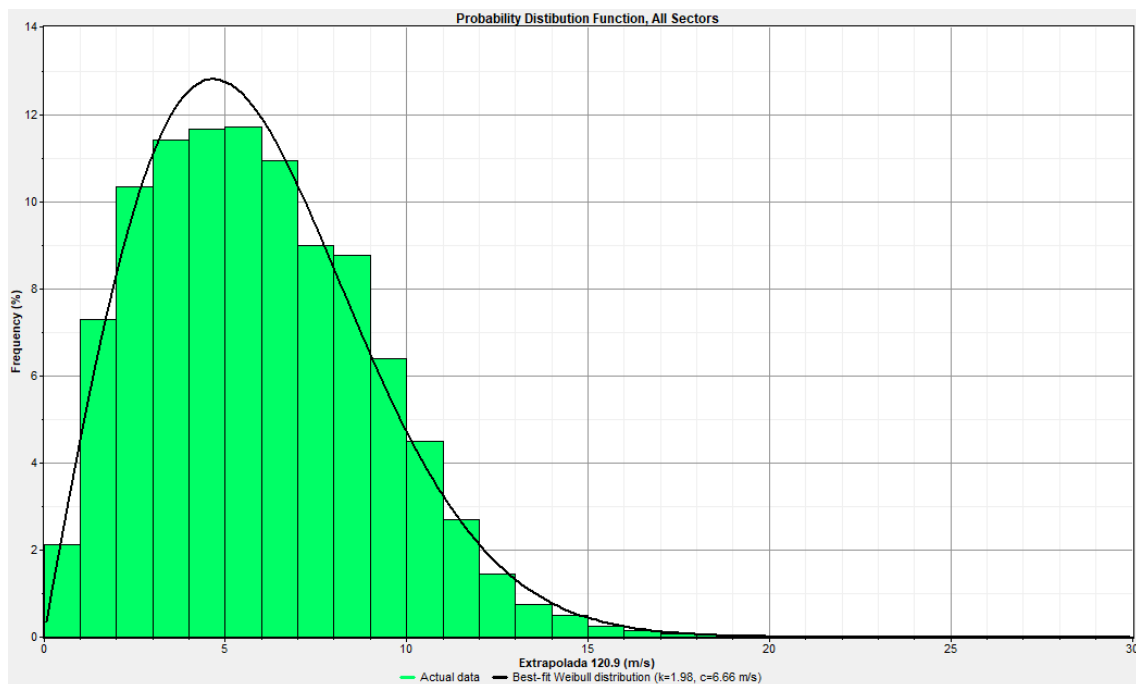
Tabla 3: Análisis estadístico de los datos de viento.



Gráfica 2: Función de distribución de probabilidad de la velocidad del viento a 115 m de altura.



Gráfica 3: Función de distribución de probabilidad de la velocidad del viento a 119 m de altura.



Gráfica 4: Función de distribución de probabilidad de la velocidad del viento a 120.9 m de altura.

Intervalos		N.º de ocurrencias	Frecuencia (%)
Inferior	Superior		
0	1	1874	2,114
1	2	6458	7,286
2	3	9147	10,320
3	4	10116	11,413
4	5	10327	11,652
5	6	10371	11,701
6	7	9695	10,938
7	8	8828	9,960
8	9	7554	8,523
9	10	549	6,194
10	11	3795	4,282
11	12	2248	2,536
12	13	121	1,365
13	14	640	0,722
14	15	400	0,451
15	16	229	0,258
16	17	109	0,123
17	18	67	0,076
18	19	40	0,045
19	20	17	0,019
20	21	8	0,009

21	22	2	0,002
22	23	4	0,005
23	24	1	0,001
24	25	2	0,002
Total:		88632	100

Tabla 4: Frecuencia de los intervalos de datos de velocidad de viento.

Aquí se presentan las rosas de viento de frecuencia, velocidad y energía a altura de buje:

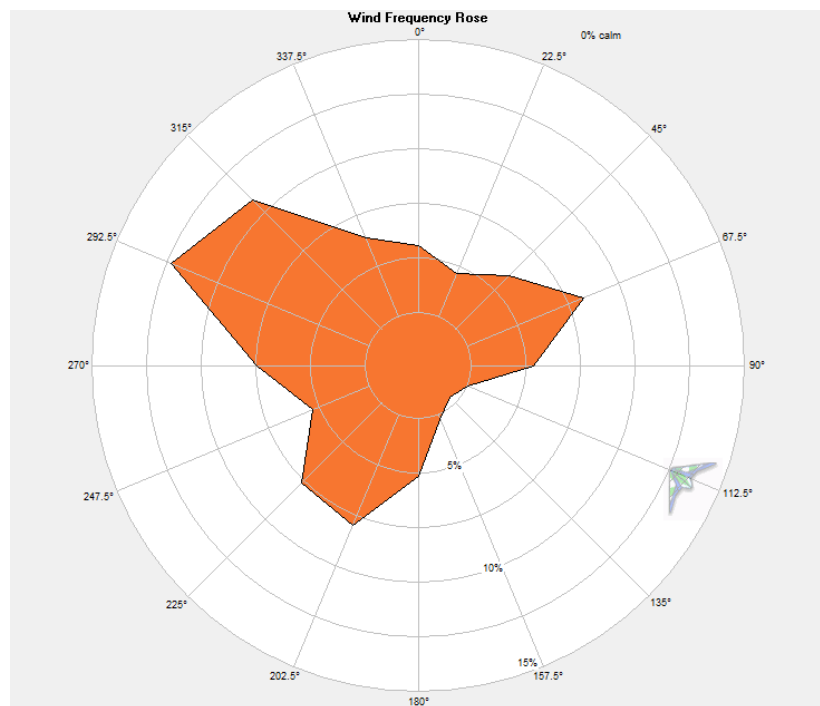
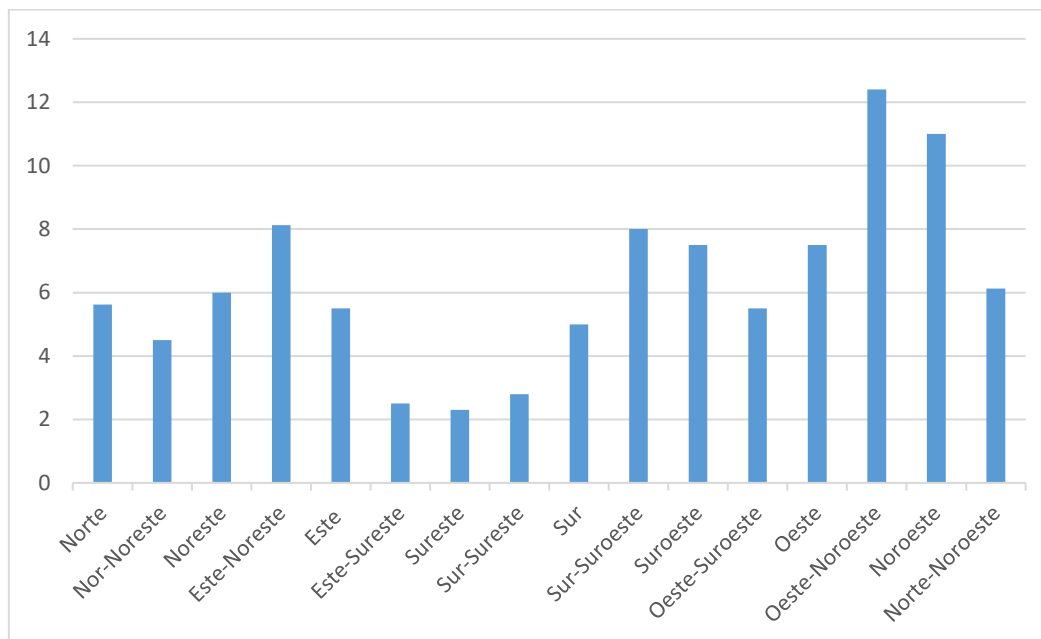


Ilustración 4: Rosa de vientos de frecuencia.



Gráfica 5: Frecuencia de cada dirección de viento.

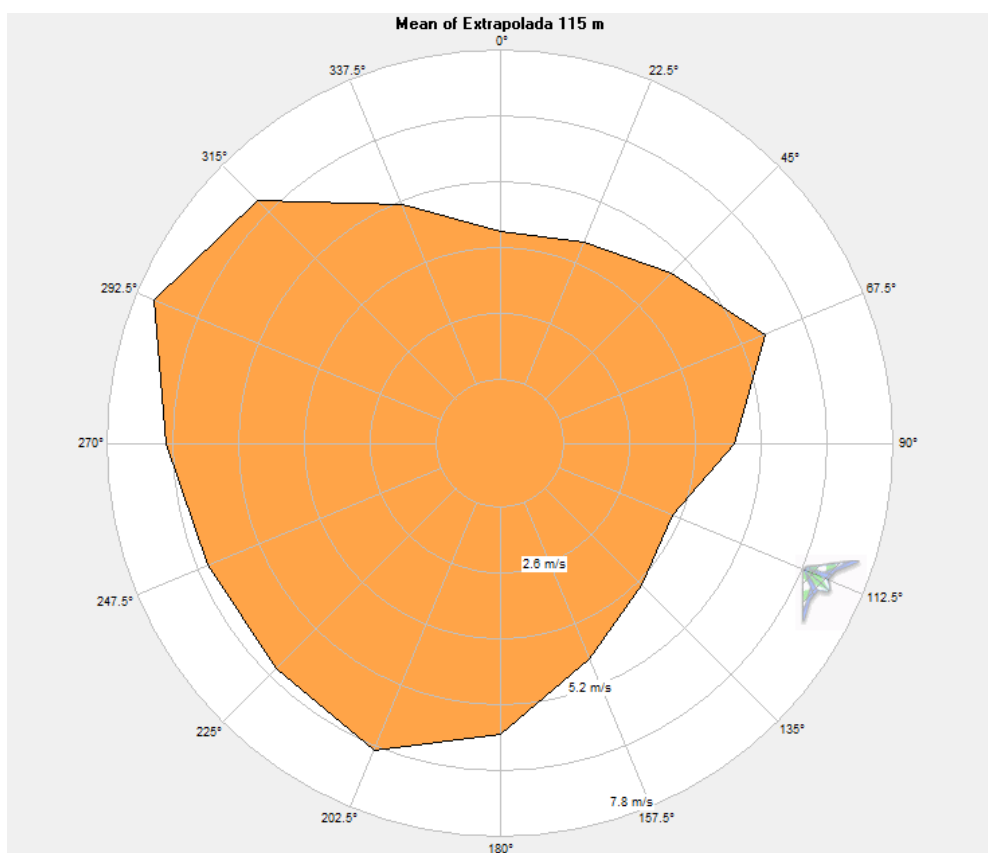
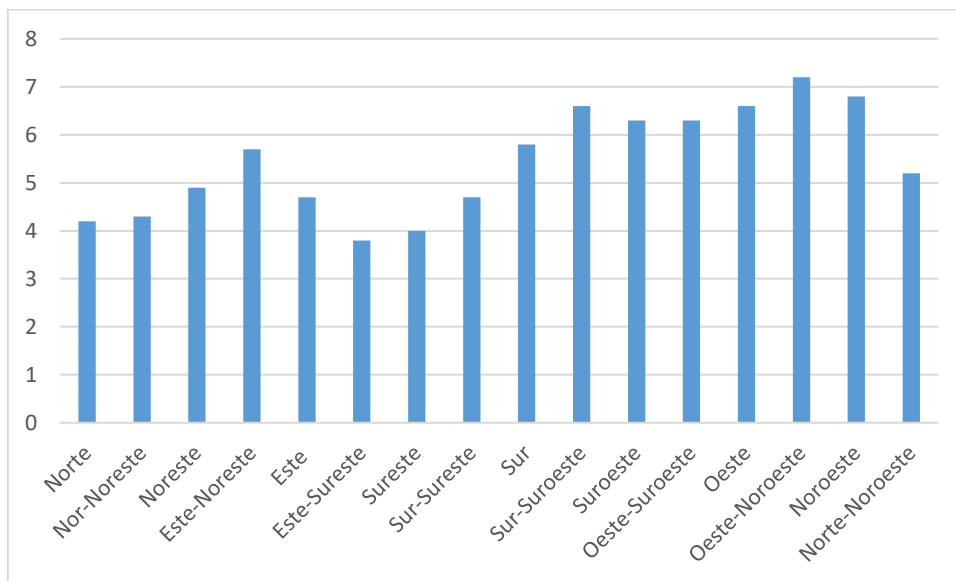


Ilustración 5: Rosa de vientos de velocidades.



Gráfica 6: Frecuencia de velocidades de viento para cada dirección de viento.

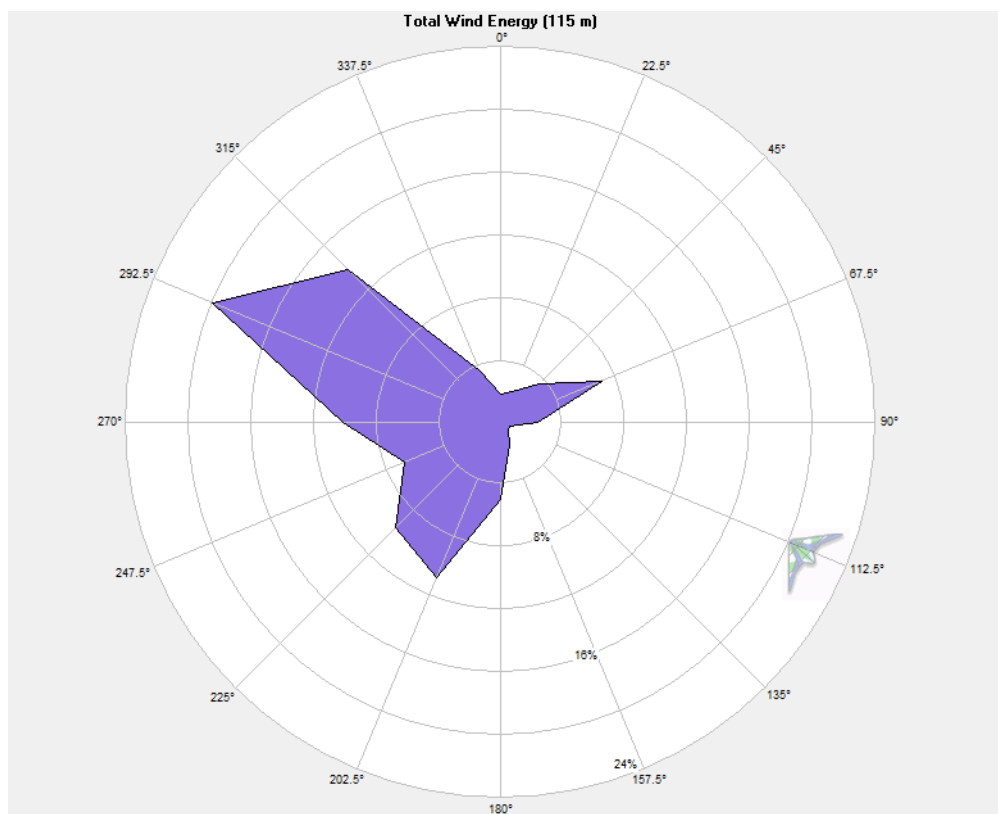
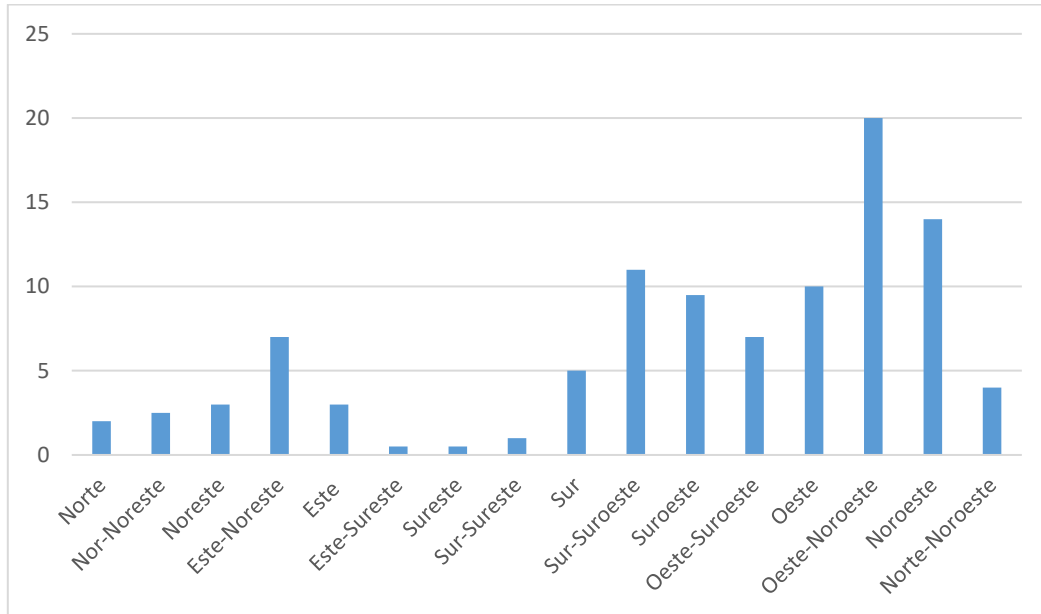


Ilustración 6: Rosa de vientos de energía.

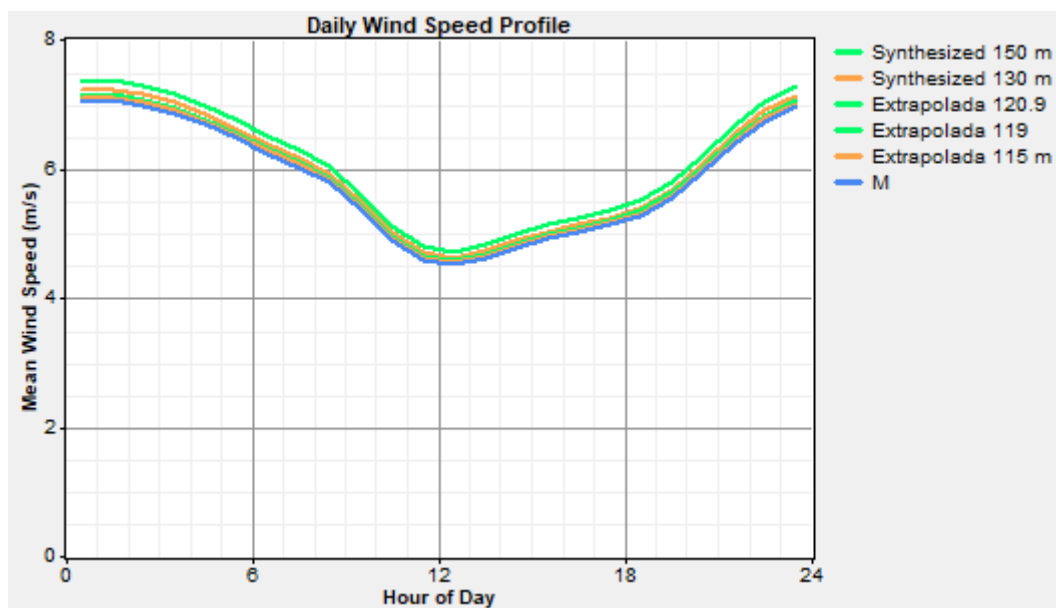


Gráfica7: Porcentaje de energía eólica para cada dirección del viento.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Energía (%)
Norte	5,625	4,2	2
Norte-Noreste	4,5	4,3	2,5
Noreste	6	4,9	3
Este-Noreste	8,125	5,7	7
Este	5,5	4,7	3
Este-Sureste	2,5	3,8	0,5
Sureste	2,3	4	0,5
Sursureste	2,8	4,7	1
Sur	5	5,8	5
Sursuroeste	8	6,6	11
Suroeste	7,5	6,3	9,5
Oeste-Suroeste	5,5	6,3	7
Oeste	7,5	6,6	10
Oeste-Noroeste	12,4	7,2	20
Noroeste	11	6,8	14

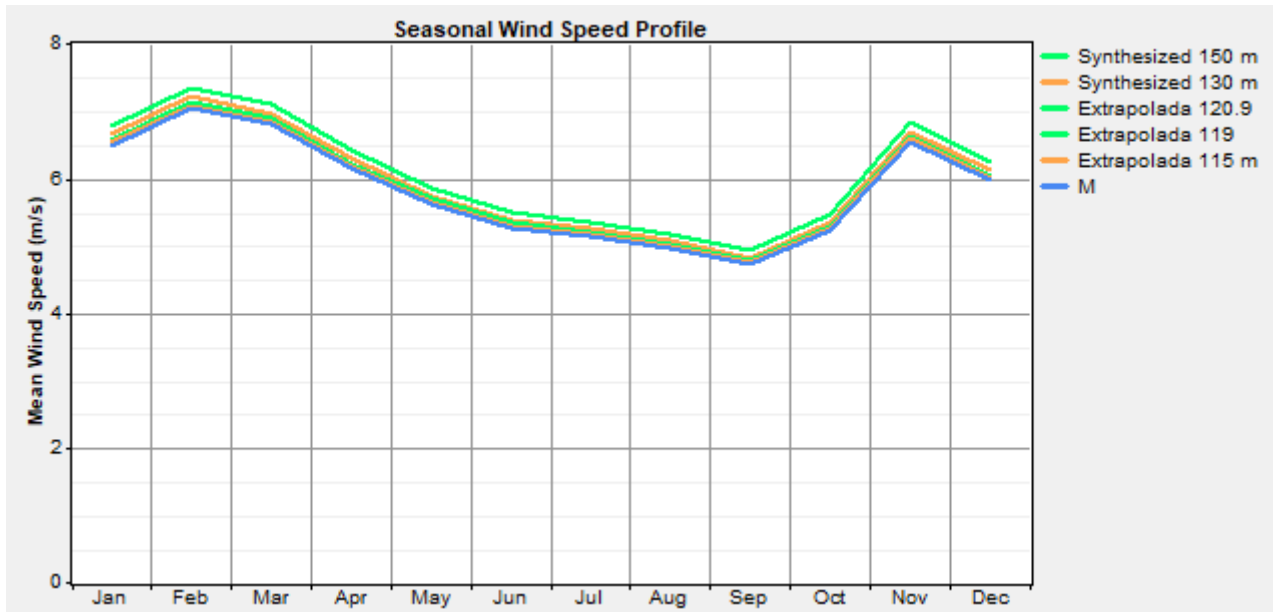
Tabla 5: Frecuencia, velocidad de viento, y energía en cada dirección de viento.

- Variación horaria de la velocidad de viento



Gráfica 8: Variación horaria de la velocidad del viento incluyendo una extrapolación a las distintas alturas de buje.

- Variación mensual de la velocidad del viento



Gráfica 9: Variación mensual de la velocidad del viento incluyendo la extrapolación a las distintas alturas de buje.

7. Conclusiones de la Campaña de Medición

- Las velocidades medias a los distintos niveles alcanzaron los siguientes valores para la estación de La Serena:
 - 110 m: 5,83 m/s.

Por tanto, utilizando la ley potencial de variación de la velocidad media del viento con la altura (perfil vertical) se obtiene un valor de factor de cizalladura de 0,14 (a 110 metros) que da lugar a una velocidad media del viento de 5.867 a la altura de 115 metros, de 5.895 a la altura de 119 metros y de 5.908 a la altura 120.9 metros.

Las siguientes conclusiones se refieren al anemómetro virtual situado a 110 m.

- La velocidad media es superior en el rumbo WNW (7,37 m/s).
- El campo de vientos presenta como dirección dominante en frecuencia WNW (12,19%), siendo la de mayor contenido energético la WNW (20%).
- La densidad de potencia media a 110m ascendió a un valor de 236 W/m².
- La tendencia de la variación horaria de la velocidad media del viento muestra un mínimo en torno a las 12:30 h y un máximo alrededor de las 01:00 h (horario solar).

8. TECNOLOGÍAS

En este apartado se analizarán y compararán las distintas tecnologías (SG, GE y V) para la posterior elección de la más apta para el emplazamiento de estudio.

8.1. SG 170, 6 MW

8.1.1. Curva de potencia y coeficiente de empuje

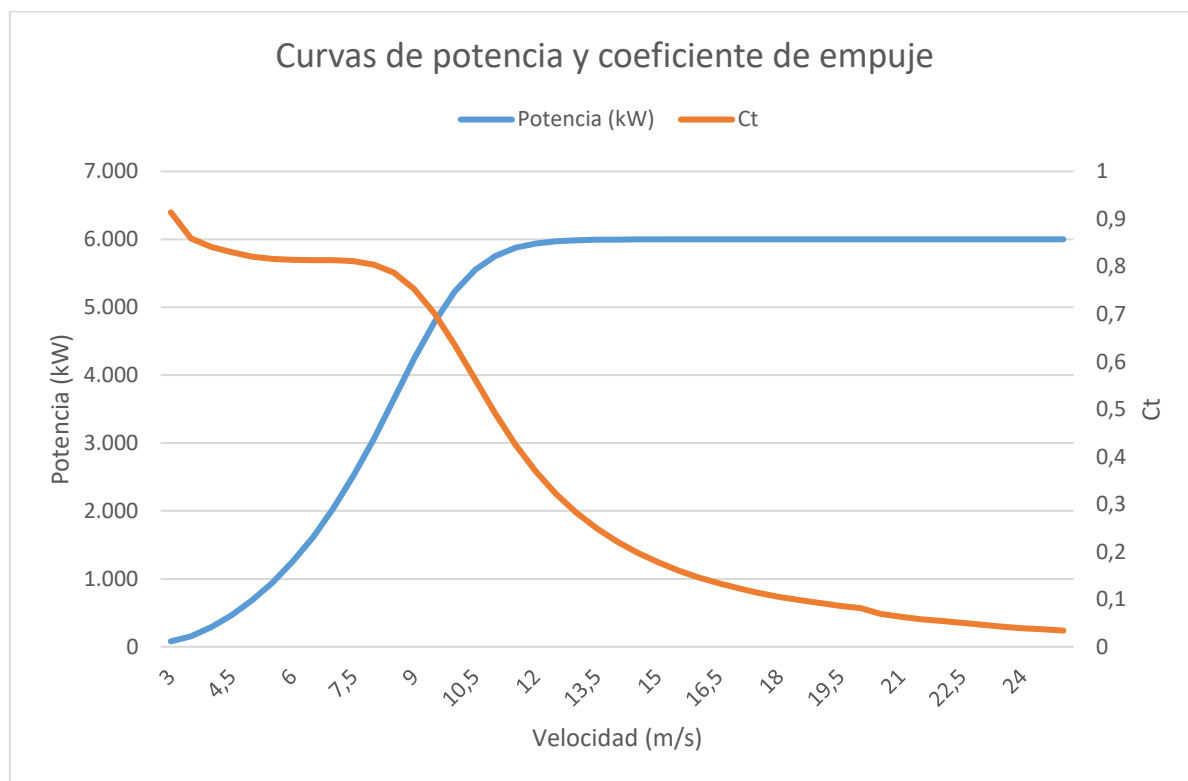
Como la densidad del aire, calculada previamente, tiene un valor de 1.108 kg/m^3 , para los valores de potencia y coeficiente de empuje dados en el catálogo a distintas densidades, tomaremos los valores a la densidad más próxima, en este caso 1.12 kg/m^3 .

Velocidad (m/s)	P (kW)	Ct
3.00	80	0.9140
3.50	155	0.8590
4.00	289	0.8410
4.50	467	0.8300
5.00	684	0.8210
5.50	942	0.8160
6.00	1.250	0.8140
6.50	1.612	0.8130
7.00	2.034	0.8130
7.50	2.517	0.8110
8.00	3.060	0.8040
8.50	3.646	0.7870
9.00	4.239	0.7530
9.50	4.783	0.7010
10.00	5.230	0.6350
10.50	5.551	0.5620
11.00	5.756	0.4900
11.50	5.876	0.4250
12.00	5.940	0.3680
12.50	5.972	0.3210
13.00	5.987	0.2820
13.50	5.994	0.2490
14.00	5.997	0.2210
14.50	5.999	0.1980
15.00	5.999	0.1780
15.50	6.000	0.1610
16.00	6.000	0.1460
16.50	6.000	0.1340
17.00	6.000	0.1230
17.50	6.000	0.1130
18.00	6.000	0.1050
18.50	6.000	0.0980

19.00	6.000	0.0920
19.50	6.000	0.0860
20.00	6.000	0.0810
20.50	6.000	0.0690
21.00	6.000	0.0630
21.50	6.000	0.0580
22.00	6.000	0.0540
22.50	6.000	0.0500
23.00	6.000	0.0460
23.50	6.000	0.0420
24.00	6.000	0.0390
24.50	6.000	0.0370
25.00	6.000	0.0340

Tabla 6: Datos de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador SG para distintas velocidades.

Quedando las gráficas de potencia y coeficiente de empuje de la siguiente forma:



Gráfica 10: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador SG.

8.1.2. Localización de los aerogeneradores.

En este apartado se declarará la posición de los aerogeneradores SG en el emplazamiento de La Serena, que constituirán uno de los posibles parques eólicos. Las coordenadas utm de cada aerogenerador son las siguientes:

	Xutm	Yutm
aero 1	286543,35	4272237,64
aero 2	286698,56	4271512,88
aero 3	287289,30	4270902,80
aero 4	288050,26	4270583,00

Tabla 7: Coordenadas utm de los aerogeneradores de tecnología Siemens Gamesa.

A continuación, se adjuntan imágenes de Google Earth que dan más información sobre el terreno y alrededores de los aerogeneradores:



Ilustración 7: Localización de los aerogeneradores.

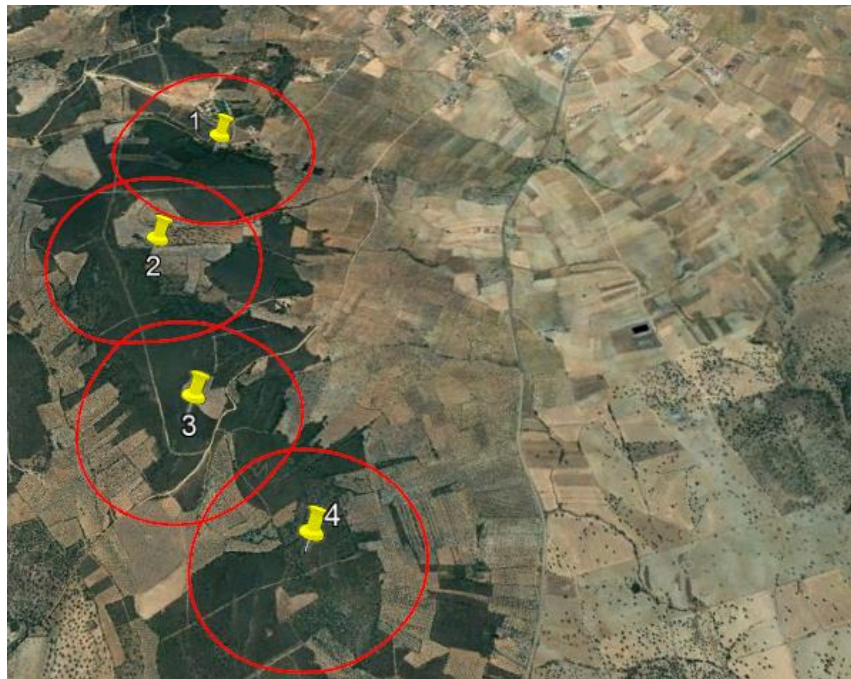


Ilustración 8: Localización de los aerogeneradores incluyendo área de influencia eólica de cada uno.

Nótese que en la última imagen se ha incluido una circunferencia que representa el área de influencia eólica de cada aerogenerador. Se ha hecho esto porque dentro de un parque deben respetarse unas distancias mínimas entre aerogeneradores para evitar sucesos como el efecto estela. Lo ideal es que el viento llegue a las hélices en régimen laminar por términos de aprovechamiento de energía. Posteriormente, cumpliendo el principio de conservación de la energía, lo abandonará en régimen turbulento y a menor velocidad. Por ello, colocar aerogeneradores muy próximos entre sí puede dar lugar a esto que se acaba de mencionar, provocando pérdidas de energía por efecto estela y la aceleración del deterioro de las aspas del

aerogenerador. Para evitar esto se han estipulado unas distancias mínimas, siendo tres veces el diámetro del rotor la distancia entre aerogeneradores de una misma fila, y diez veces el diámetro del rotor la distancia entre filas de aerogeneradores.

En la Ilustración 8, que representa aerogeneradores Gamesa de 170m de diámetro de rotor, se representan circunferencias de 510m de radio. Las chinchetas, que representan los aerogeneradores, no entran en las áreas de influencia de los aerogeneradores adyacentes, demostrando así que están a una distancia segura y eficiente.



Ilustración 9: Efecto estela en un aerogenerador. Normalmente no se ve así, pero en este caso se añadió humo al aire para una mejor visualización.

8.1.3. Simulación del campo de vientos

Con el objeto de evaluar el efecto de la orografía y la rugosidad superficial local sobre el comportamiento del viento en la zona del parque eólico, se ha realizado una simulación del campo de viento mediante el modelo WASP.

El modelo utilizado WASP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) a partir de una serie de datos de entrada como son la serie temporal de viento, la topografía, la rugosidad y los posibles obstáculos, obtiene la velocidad geostrófica, velocidad del viento sin perturbar en la atmósfera libre, para finalmente calcular la velocidad del viento en una coordenada determinada sin más que asumir la igualdad de velocidades geostróficas (hipótesis razonable pues las velocidades geostróficas varían con grandes distancias) y aplicar los modelos de orografía, rugosidad y obstáculos previamente definidos por sus parámetros de entrada.

Se han tomado como datos de entrada al modelo de simulación WASP los siguientes:

- Serie Temporal de velocidades medias diarias correspondiente a la estación de La Serena con un total de 88632 *observaciones* promediadas en intervalos de tiempo de 60 minutos durante el periodo de tiempo desde el 01/01/2010 hasta el 11/02/2020 con un 100 % de datos válidos.
- Rugosidad: se ha modelado según se indica en el apartado 4.3.
- Topografía digitalizada a escala 1:5.000 con un total de 166.730 puntos digitalizados en conformidad con el apartado 4.2.

La simulación del campo de vientos se ha realizado con una resolución horizontal de 100 m y comprende la extensión territorial siguiente:

- $X_{\min}$: 278.767,6 $X_{\max}$: 295.280,2
- $Y_{\min}$: 4.264.140,0 $Y_{\max}$: 4.283.020,0

A continuación, se adjuntan el mapa orográfico y el mapa de isoventas a la altura de buje de 120 metros como representativo. En ellos puede observarse que, de forma general, las zonas de mayor potencial eólico corresponden con las de mayor altitud.

En las ilustraciones 10 y 11, expuestas a continuación, puede observarse como en las zonas de mayor altitud hay también una mayor densidad de potencia, como cabía esperar, ya que según el perfil de velocidad del viento a mayor altitud hay también una velocidad del viento mayor y, por tanto, más potencia eólica explotable.

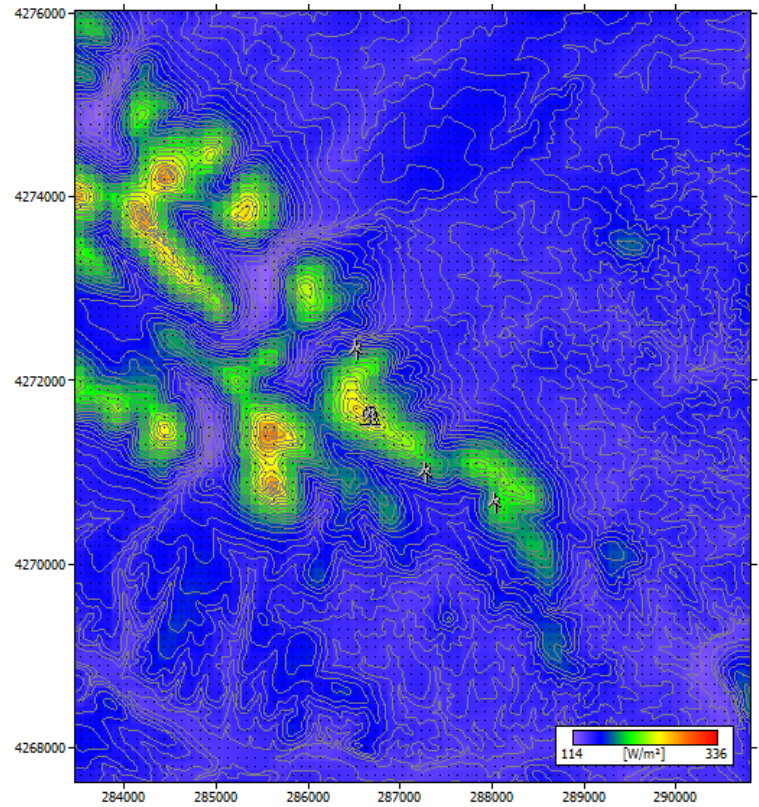


Ilustración 4: Densidad de potencia eólica en la zona del parque.

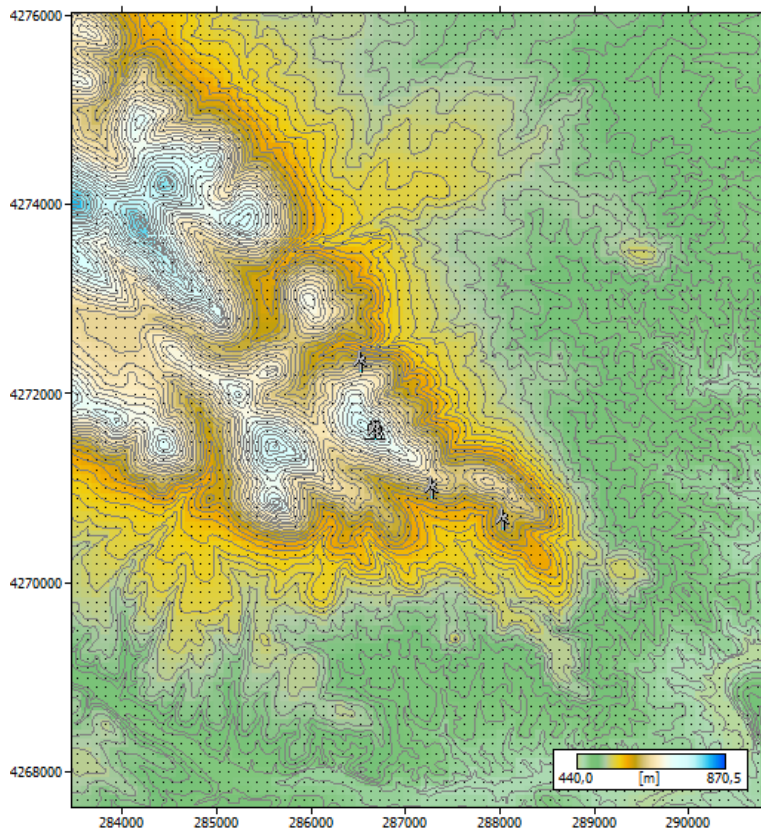


Ilustración 5: Elevación del terreno en la zona del parque eólico.

8.1.4. Evaluación de la energía media anual producida

La estimación de la energía media anual producida se ha realizado con el programa WASP a partir de las siguientes hipótesis en conformidad con lo indicado anteriormente sobre las estaciones de referencia:

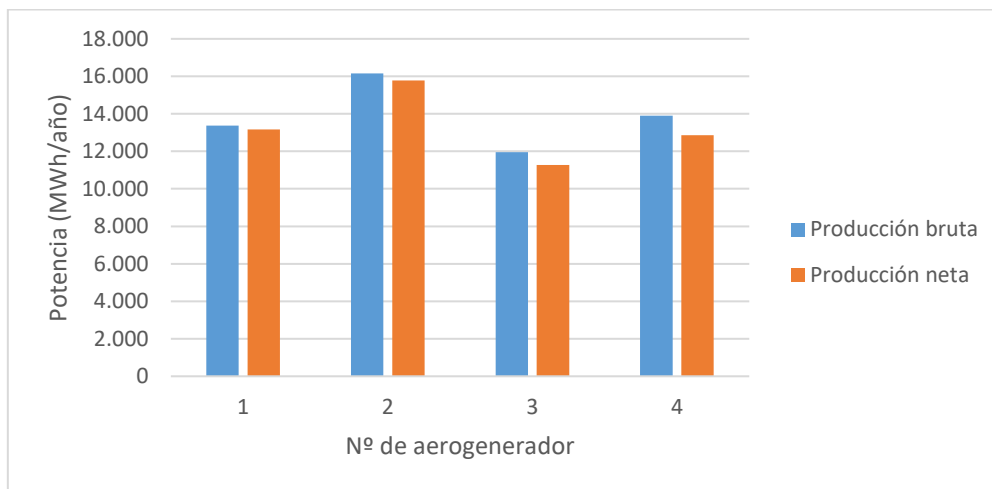
- Campo de viento en el emplazamiento de cada aerogenerador: parámetros de Weibull (A y C) más la frecuencia (según apartado 10).
- Productividad de aerogeneradores del 100 %.
- Pérdidas de producción por efecto estela (modelo PARK del programa WASP 10.0).

A continuación, se presenta la producción media anual bruta de cada aerogenerador para cada una de las alternativas tecnológicas haciendo referencia a los siguientes conceptos:

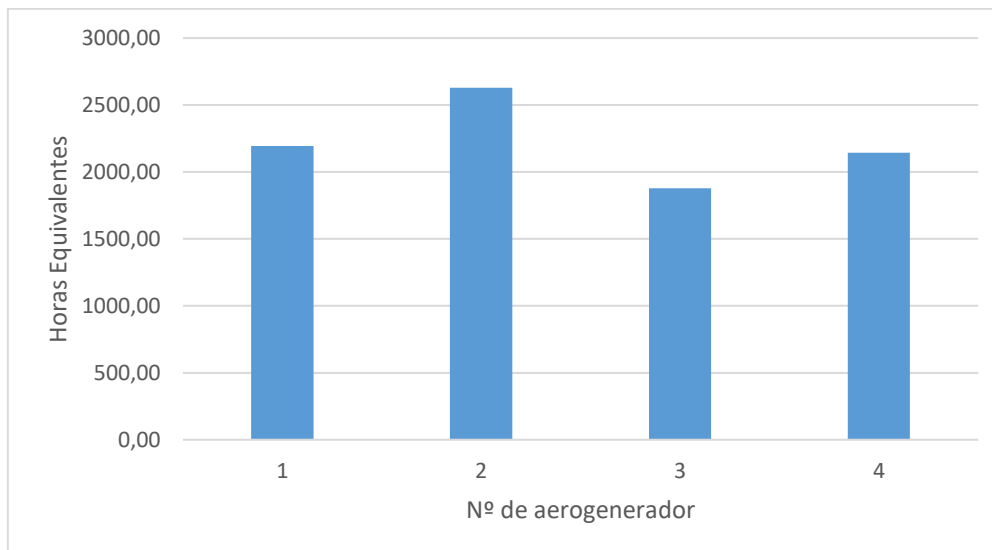
- **Producción Bruta:** producción bruta por máquina considerándola aislada.
- **Producción Neta:** producción bruta por aerogenerador considerando su integración en el parque eólico y por tanto las pérdidas por estela.
- **Horas equivalentes:** es el tiempo equivalente anual de funcionamiento a potencia nominal con un 100 % de productividad y por tanto sin considerar las pérdidas de producción por mantenimiento, indisponibilidades de red, etc.

PARQUE EÓLICO LA SERENA								
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MEDIA ANUAL ESTIMADA								
AEROGENERADORES SIEMENS GAMESA SG170 6MW								
ALTURA DE BUJE 115 METROS								
Aero	Xut _m	Yut _m	Producción Libre (MWh/año)	Producción Bruta (MWh/año)	Estelas	Velocidad a HH (m/s)	Clase	Horas equivalentes
1	286543,35	4272237,64	13.379	13.163	0,984	5,51	IV	2.022,89
2	286698,56	4271512,88	16.149	15.783	0,977	6,03	IV	2.425,54
3	287289,3	4270902,8	11.959	11.273	0,943	5,26	IV	1.732,44
4	288050,26	4270583	13.903	12.857	0,925	5,61	IV	1.975,87
TOTAL			55.390	53.076	0,957	5,60	IV	2.039,18

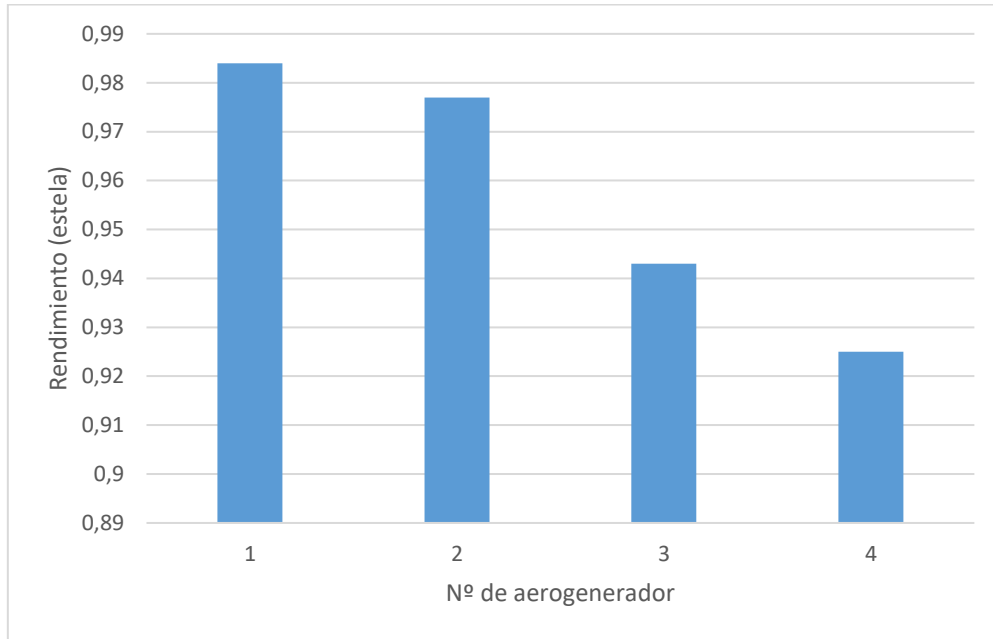
Tabla 8: Producción media anual estimada del parque de La Serena con aerogeneradores SG.



Gráfica 11: Potencia anual generada bruta y neta de cada aerogenerador.



Gráfica 12: Horas equivalentes de funcionamiento de cada aerogenerador.



Gráfica 13: Rendimiento de cada aerogenerador.

8.2. V 162, 5.6 MW

8.2.1. Curva de potencia y coeficiente de empuje

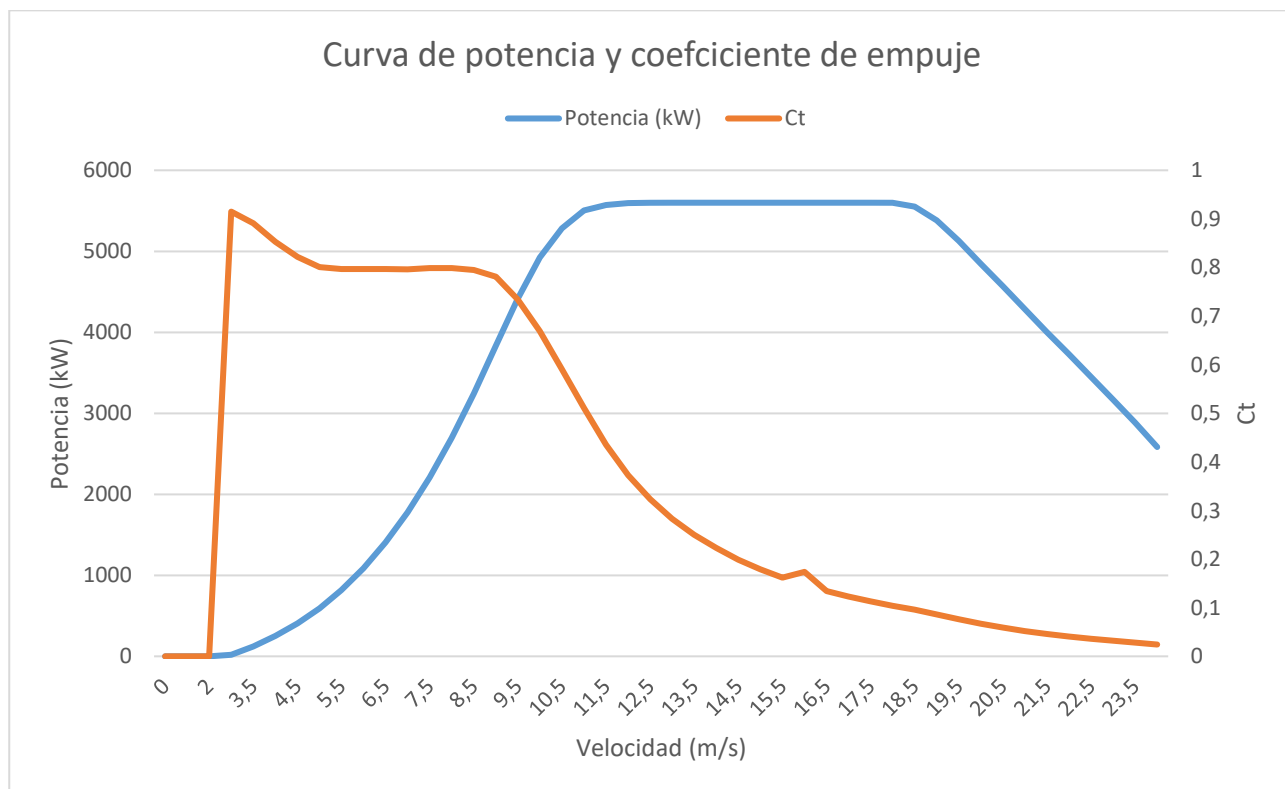
Como la densidad del aire, calculada previamente, tiene un valor de 1.108 kg/m^3 , para los valores de potencia y coeficiente de empuje dados en el catálogo a distintas densidades, tomaremos los valores a la densidad más próxima, en este caso 1.1 kg/m^3 .

Velocidad (m/s)	P (kW)	Ct
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	18	0,915
3,5	120	0,891
4	251	0,853
4,5	408	0,822
5	593	0,801
5,5	816	0,797
6	1086	0,797
6,5	1405	0,797
7	1779	0,796
7,5	2208	0,799
8	2697	0,799
8,5	3245	0,795
9	3836	0,781
9,5	4414	0,734
10	4924	0,669
10,5	5285	0,591
11	5506	0,511
11,5	5573	0,435
12	5594	0,373
12,5	5599	0,323
13	5600	0,283
13,5	5600	0,25
14	5600	0,223
14,5	5600	0,199
15	5600	0,179
15,5	5600	0,162
16	5600	0,174
16,5	5600	0,134
17	5600	0,123
17,5	5600	0,113
18	5598	0,104
18,5	5551	0,096
19	5381	0,086

19,5	5129	0,076
20	4846	0,067
20,5	4566	0,059
21	4288	0,052
21,5	4004	0,046
22	3729	0,041
22,5	3451	0,036
23	3170	0,032
23,5	2885	0,028
24	2585	0,024

Tabla 9: Datos de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador Vestas para distintas velocidades.

Quedando las gráficas de potencia y coeficiente de empuje de la siguiente forma:



Gráfica 14: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador Vestas.

8.2.2. Localización de los aerogeneradores.

En este apartado se declarará la posición de los aerogeneradores Vestas en el emplazamiento de La Serena, que constituirán otro de los posibles parques eólicos. Las coordenadas utm de cada aerogenerador son las siguientes:

	Xutm	Yutm
aero 1	286543,35	4272237,64
aero 2	286698,56	4271512,88
aero 3	287289,30	4270902,80

aero 4	288050,26	4270583,00
--------	-----------	------------

Tabla 10: Coordenadas utm de los aerogeneradores de tecnología Vestas.

Se ha mantenido la localización que tenían los aerogeneradores SG, ya que como se observará más adelante se siguen respetando las distancias mínimas.

A continuación, se adjuntan imágenes de Google Earth que dan más información sobre el terreno y alrededores de los aerogeneradores:

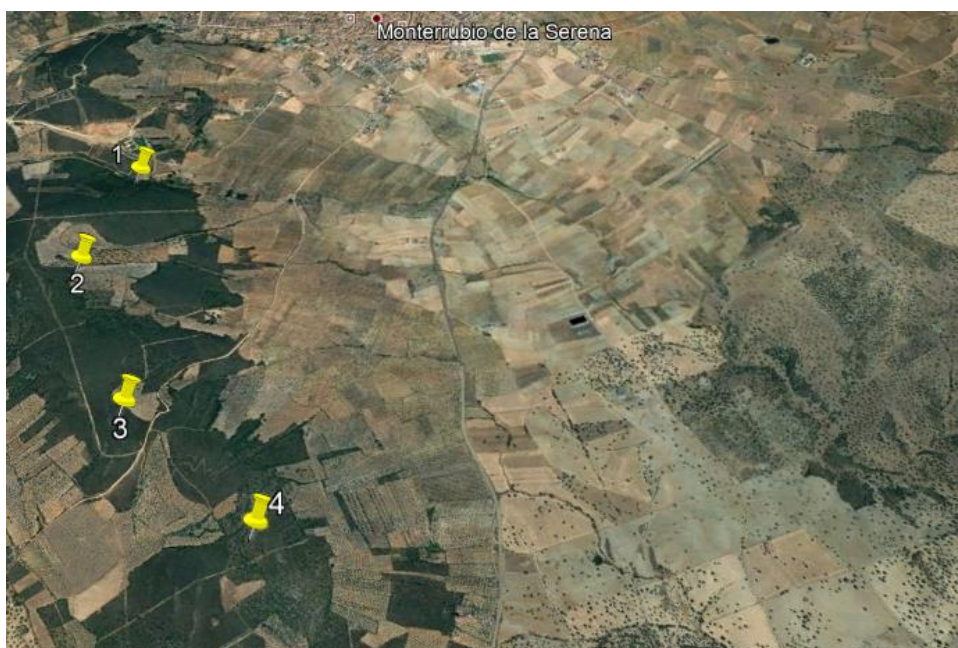


Ilustración 12: Localización de los aerogeneradores.

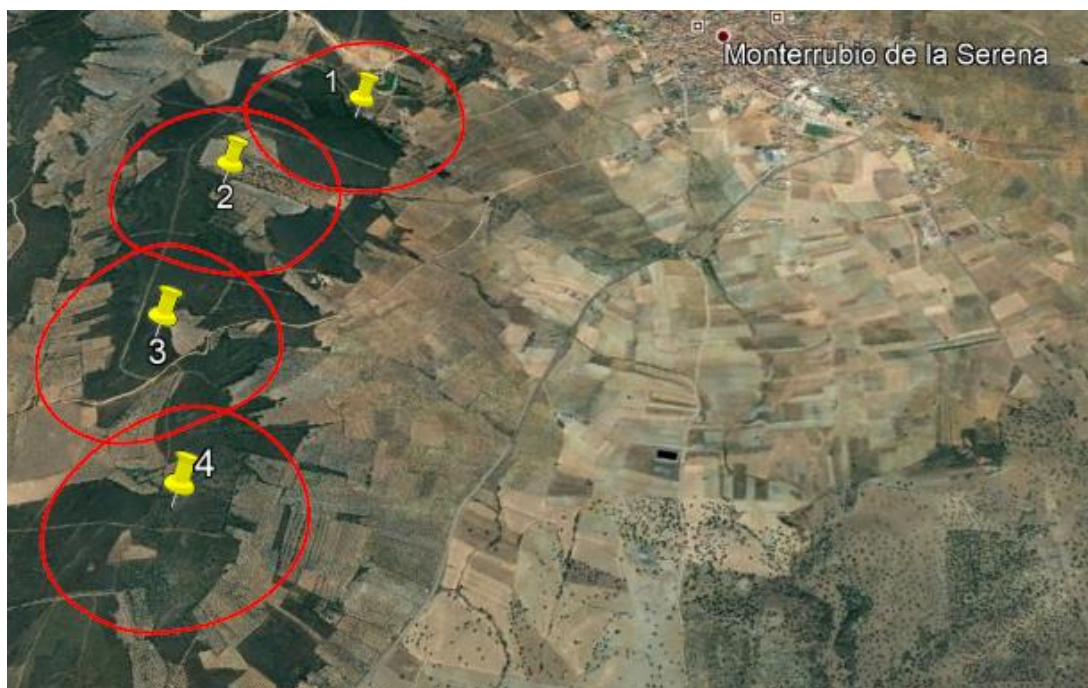


Ilustración 13: Localización de los aerogeneradores incluyendo área de influencia eólica de cada uno.

En la Ilustración 13, que representa aerogeneradores Vestas de 162m de diámetro de rotor, se representan circunferencias de 486m de radio. Las chinchetas, que representan los aerogeneradores, no entran en las áreas de influencia de los aerogeneradores adyacentes, demostrando así que están a una distancia segura y eficiente.

8.2.3. Simulación del campo de vientos

Con el objeto de evaluar el efecto de la orografía y la rugosidad superficial local sobre el comportamiento del viento en la zona del parque eólico, se ha realizado una simulación del campo de viento mediante el modelo WASP.

El modelo utilizado WASP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) a partir de una serie de datos de entrada como son la serie temporal de viento, la topografía, la rugosidad y los posibles obstáculos, obtiene la velocidad geostrófica, velocidad del viento sin perturbar en la atmósfera libre, para finalmente calcular la velocidad del viento en una coordenada determinada sin más que asumir la igualdad de velocidades geostróficas (hipótesis razonable pues las velocidades geostróficas varían con grandes distancias) y aplicar los modelos de orografía, rugosidad y obstáculos previamente definidos por sus parámetros de entrada.

Se han tomado como datos de entrada al modelo de simulación WASP los siguientes:

- Serie Temporal de velocidades medias diarias correspondiente a la estación de La Serena con un total de 88632 *observaciones* promediadas en intervalos de tiempo de 60 minutos durante el periodo de tiempo desde el 01/01/2010 hasta el 11/02/2020 con un 100 % de datos válidos.
- Rugosidad: se ha modelado según se indica en el apartado [4.3](#).
- Topografía digitalizada a escala 1:5.000 con un total de 166.730 puntos digitalizados en conformidad con el apartado [4.2](#).

La simulación del campo de vientos se ha realizado con una resolución horizontal de 100 m y comprende la extensión territorial siguiente:

- $X_{\min}$: 278.767,6 $X_{\max}$: 295.280,2
- $Y_{\min}$: 4.264.140,0 $Y_{\max}$: 4.283.020,0

A continuación, se adjuntan el mapa orográfico y el mapa de isoventas a la altura de buje de 120 metros como representativo. En ellos puede observarse que, de forma general, las zonas de mayor potencial eólico corresponden con las de mayor altitud.

En las ilustraciones 14 y 15, expuestas a continuación, puede observarse como en las zonas de mayor altitud hay también una mayor densidad de potencia, como cabía esperar, ya que según el perfil de velocidad del viento a mayor altitud hay también una velocidad del viento mayor, y, por tanto, más potencia eólica explotable.

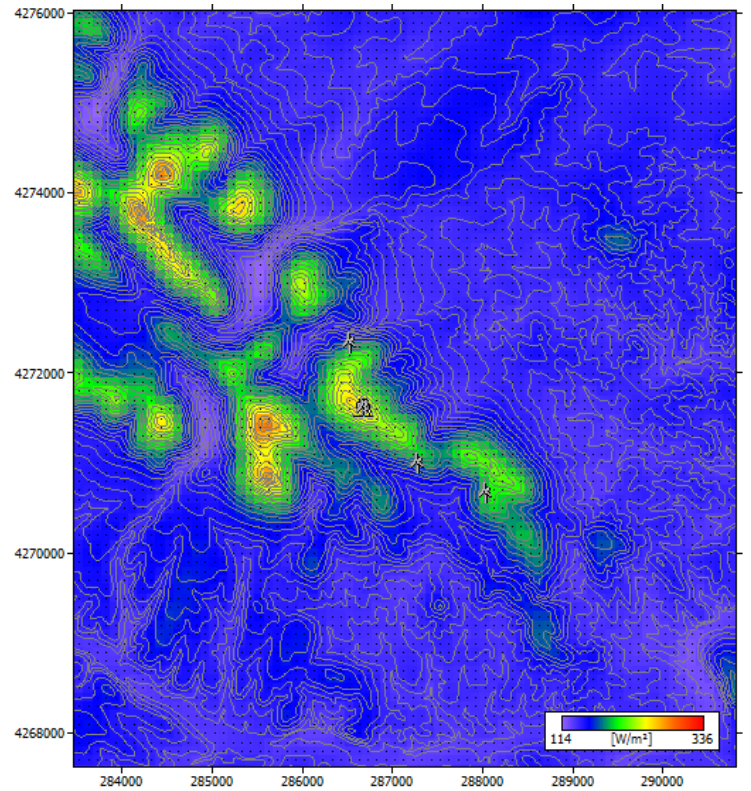


Ilustración 14: Densidad de potencia eólica en la zona del parque.

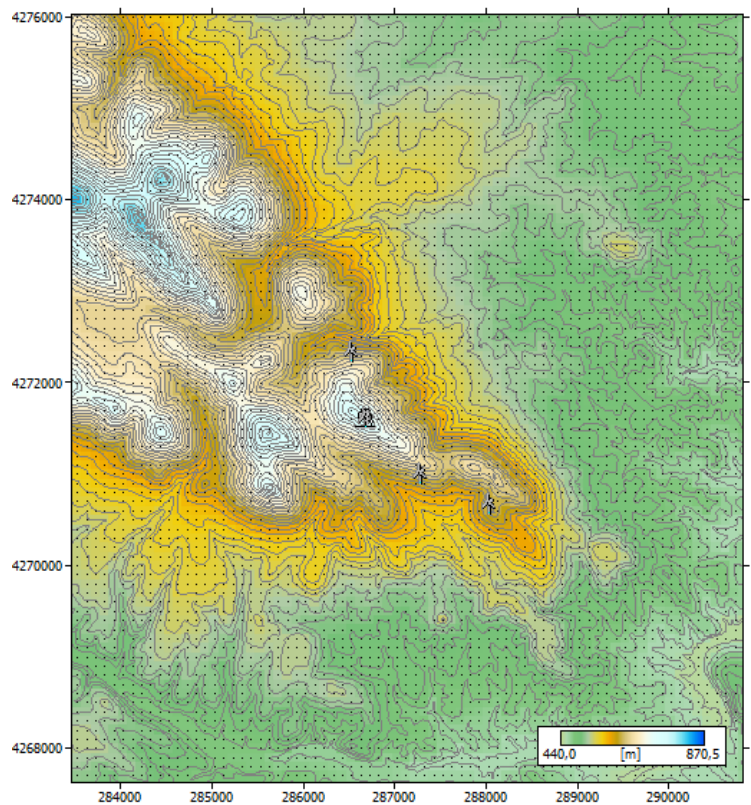


Ilustración 15: Elevación del terreno en la zona del parque eólico.

8.2.4. Evaluación de la energía media anual producida

La estimación de la energía media anual producida se ha realizado con el programa WASP a partir de las siguientes hipótesis en conformidad con lo indicado anteriormente sobre las estaciones de referencia:

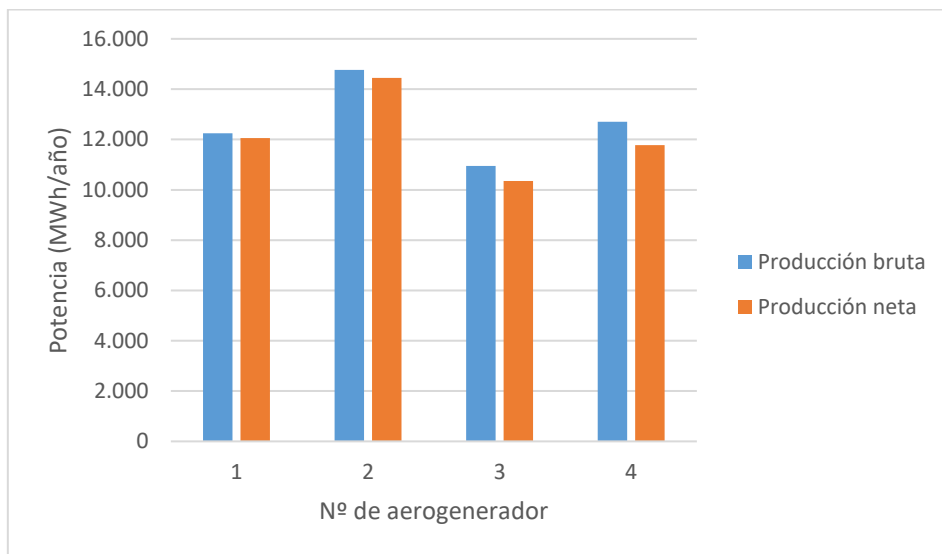
- Campo de viento en el emplazamiento de cada aerogenerador: parámetros de Weibull (A y C) más la frecuencia (según apartado 10).
- Productividad de aerogeneradores del 100 %.
- Pérdidas de producción por efecto estela (modelo PARK del programa WASP 10.0).

A continuación, se presenta la producción media anual bruta de cada aerogenerador para cada una de las alternativas tecnológicas haciendo referencia a los siguientes conceptos:

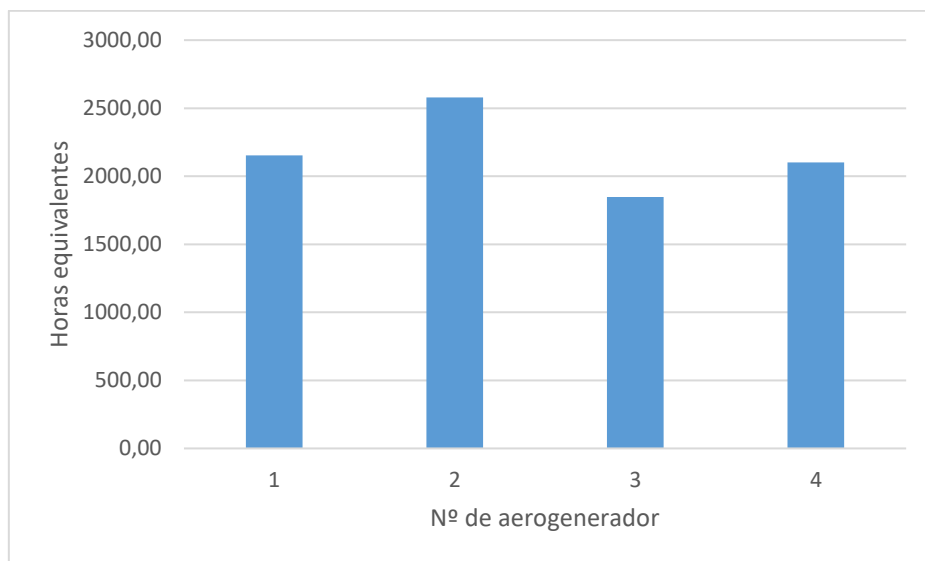
- **Producción Bruta:** producción bruta por máquina considerándola aislada.
- **Producción Neta:** producción bruta por aerogenerador considerando su integración en el parque eólico y por tanto las pérdidas por estela.
- **Horas equivalentes:** es el tiempo equivalente anual de funcionamiento a potencia nominal con un 100 % de productividad y por tanto sin considerar las pérdidas de producción por mantenimiento, indisponibilidades de red, etc.

PARQUE EÓLICO LA SERENA								
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MEDIA ANUAL ESTIMADA								
AEROGENERADORES Vestas V162 5.6MW								
ALTURA DE BUJE 119 METROS								
Aero	Xutm	Yutm	Producción Libre (MWh/año)	Producción Bruta (MWh/año)	Estelas	Velocidad a HH (m/s)	Clase	Horas equivalentes
1	286543,35	4272237,64	12.247	12.059	0,985	5,54	IV	1.985,6
2	286698,56	4271512,88	14.764	14.444	0,978	6,05	IV	2.378,31
3	287289,3	4270902,8	10.949	10.348	0,945	5,29	IV	1.703,88
4	288050,26	4270583	12.704	11.772	0,927	5,63	IV	1.938,35
TOTAL			50.664	48.623	0,959	5,63	IV	2.001,54

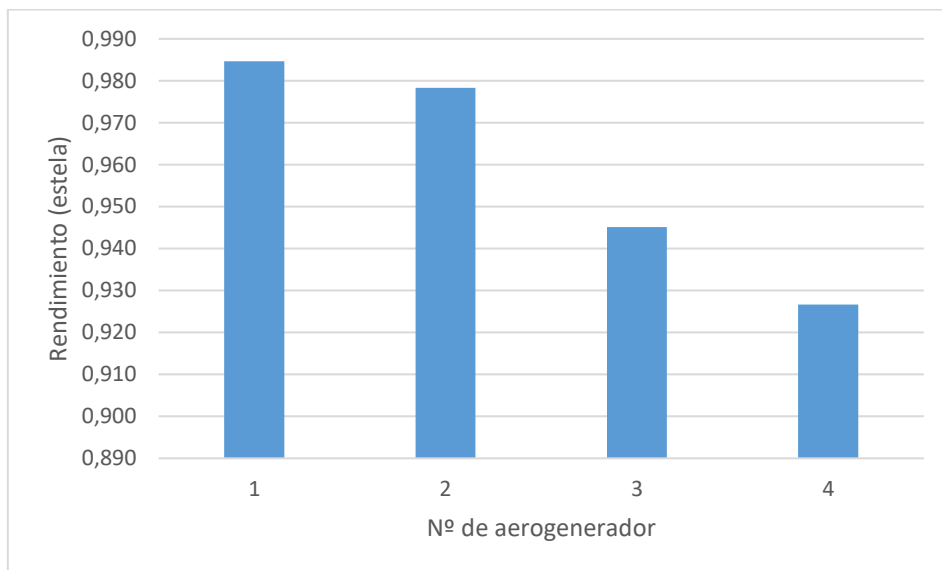
Tabla 11: Producción media anual estimada del parque de La Serena con aerogeneradores General Electric.



Gráfica 14: Potencia anual generada bruta y neta de cada aerogenerador.



Gráfica 15: Horas equivalentes de funcionamiento de cada aerogenerador.



Gráfica 16: Rendimiento de cada aerogenerador.

8.3. GE 158, 5.5 MW

8.3.1. Curva de potencia y coeficiente de empuje

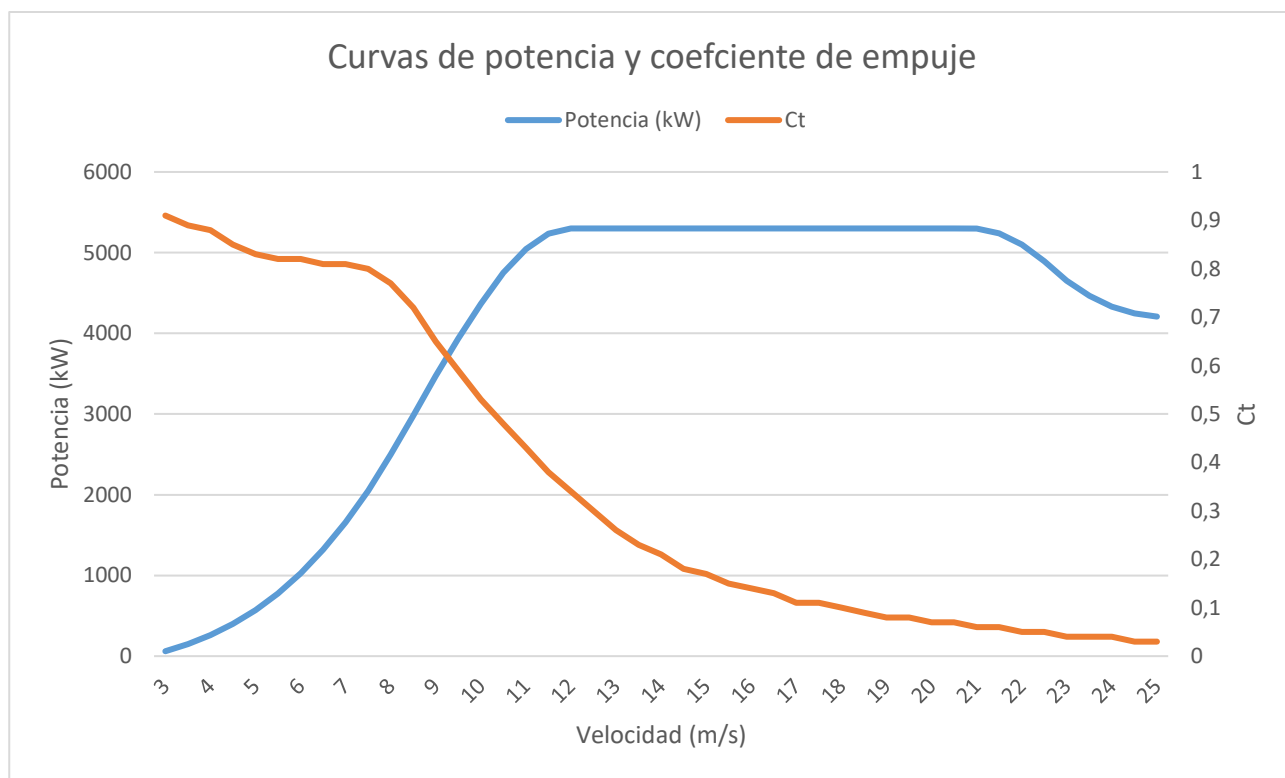
Como la densidad del aire, calculada previamente, tiene un valor de 1.108 kg/m^3 , para los valores de potencia y coeficiente de empuje dados en el catálogo a distintas densidades, tomaremos los valores a la densidad más próxima, en este caso 1.1 kg/m^3 .

Velocidad (m/s)	P (kW)	Ct
3	61	0,91
3,5	149	0,89
4	260	0,88
4,5	399	0,85
5	570	0,83
5,5	778	0,82
6	1025	0,82
6,50	1318	0,81
7	1658	0,81
7,5	2051	0,8
8	2496	0,77
8,5	2983	0,72
9	3474	0,65
9,5	3935	0,59
10	4365	0,53
10,5	4750	0,48
11	5046	0,43
11,5	5234	0,38
12	5300	0,34
12,5	5300	0,3
13	5300	0,26
13,5	5300	0,23
14	5300	0,21
14,5	5300	0,18
15	5300	0,17
15,5	5300	0,15
16	5300	0,14
16,5	5300	0,13
17	5300	0,11
17,5	5300	0,11
18	5300	0,1
18,5	5300	0,09
19	5300	0,08
19,5	5300	0,08
20	5300	0,07
20,5	5300	0,07

21	5297	0,06
21,5	5240	0,06
22	5100	0,05
22,5	4893	0,05
23	4651	0,04
23,5	4464	0,04
24	4329	0,04
24,5	4247	0,03
25	4208	0,03

Tabla 12: Datos de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador General Electric para distintas velocidades.

Quedando las gráficas de potencia y coeficiente de empuje de la siguiente forma:



Gráfica 17: Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador General Electric.

8.3.2. Localización de los aerogeneradores.

En este apartado se declarará la posición de los aerogeneradores Vestas en el emplazamiento de La Serena, que constituirán otro de los posibles parques eólicos. Las coordenadas utm de cada aerogenerador son las siguientes:

	Xutm	Yutm
aero 1	286543,35	4272237,64
aero 2	286698,56	4271512,88
aero 3	287289,30	4270902,80
aero 4	288050,26	4270583,00

Tabla 13: Coordenadas utm de los aerogeneradores de tecnología General Electric.

Se ha mantenido la localización que tenían los aerogeneradores SG y Vestas, ya que como se observará más adelante se siguen respetando las distancias mínimas.

A continuación, se adjuntan imágenes de Google Earth que dan más información sobre el terreno y alrededores de los aerogeneradores:



Ilustración 16: Localización de los aerogeneradores.

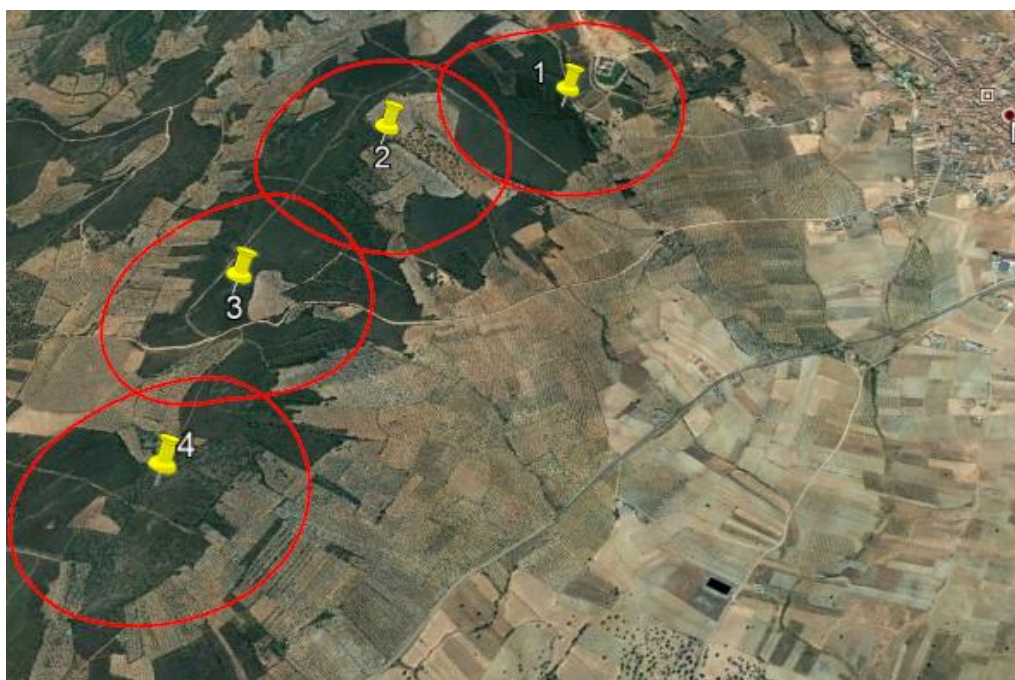


Ilustración 17: Localización de los aerogeneradores incluyendo área de influencia eólica de cada uno.

En la Ilustración 17, que representa aerogeneradores Vestas de 158m de diámetro de rotor, se representan circunferencias de 474m de radio. Las chinchetas, que representan los aerogeneradores, no entran en las

áreas de influencia de los aerogeneradores adyacentes, demostrando así que están a una distancia segura y eficiente.

8.3.3. Simulación del campo de vientos

Con el objeto de evaluar el efecto de la orografía y la rugosidad superficial local sobre el comportamiento del viento en la zona del parque eólico, se ha realizado una simulación del campo de viento mediante el modelo WASP.

El modelo utilizado WASP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) a partir de una serie de datos de entrada como son la serie temporal de viento, la topografía, la rugosidad y los posibles obstáculos, obtiene la velocidad geostrófica, velocidad del viento sin perturbar en la atmósfera libre, para finalmente calcular la velocidad del viento en una coordenada determinada sin más que asumir la igualdad de velocidades geostróficas (hipótesis razonable pues las velocidades geostróficas varían con grandes distancias) y aplicar los modelos de orografía, rugosidad y obstáculos previamente definidos por sus parámetros de entrada.

Se han tomado como datos de entrada al modelo de simulación WASP los siguientes:

- Serie Temporal de velocidades medias diarias correspondiente a la estación de La Serena con un total de 88632 *observaciones* promediadas en intervalos de tiempo de 60 minutos durante el periodo de tiempo desde el 01/01/2010 hasta el 11/02/2020 con un 100 % de datos válidos.
- Rugosidad: se ha modelado según se indica en el apartado [4.3](#).
- Topografía digitalizada a escala 1:5.000 con un total de 166.730 puntos digitalizados en conformidad con el apartado [4.2](#).

La simulación del campo de vientos se ha realizado con una resolución horizontal de 100 m y comprende la extensión territorial siguiente:

- $X_{\min}$: 278.767,6 $X_{\max}$: 295.280,2
- $Y_{\min}$: 4.264.140,0 $Y_{\max}$: 4.283.020,0

A continuación, se adjuntan el mapa orográfico y el mapa de isoventas a la altura de buje de 120 metros como representativo. En ellos puede observarse que, de forma general, las zonas de mayor potencial eólico corresponden con las de mayor altitud.

En las ilustraciones 18 y 19, expuestas a continuación, puede observarse como en las zonas de mayor altitud hay también una mayor densidad de potencia, como cabía esperar, ya que según el perfil de velocidad del viento a mayor altitud hay también una velocidad del viento mayor, y, por tanto, más potencia eólica explotable.

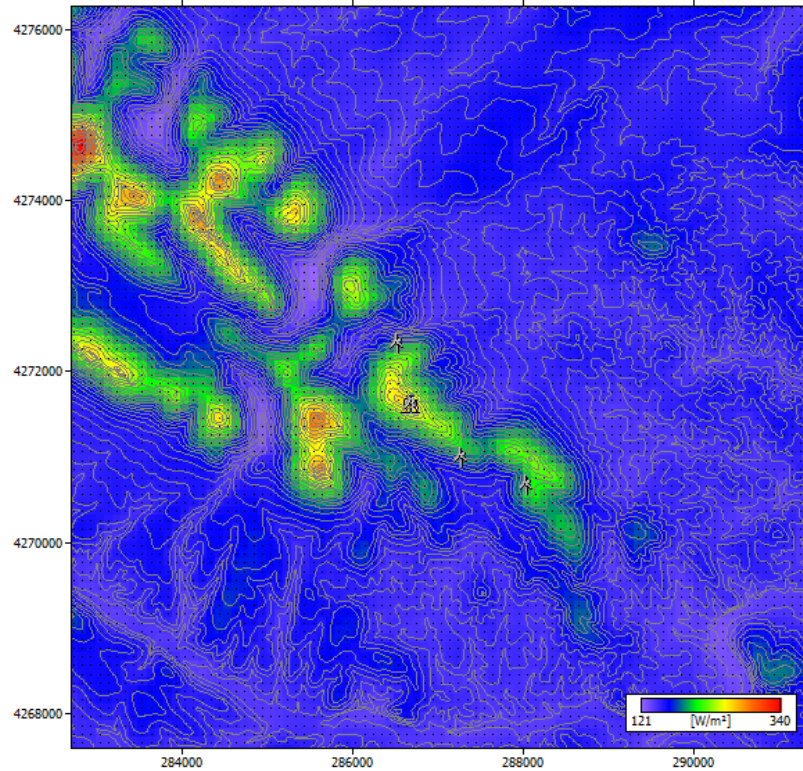


Ilustración 18: Densidad de potencia eólica en la zona del parque.

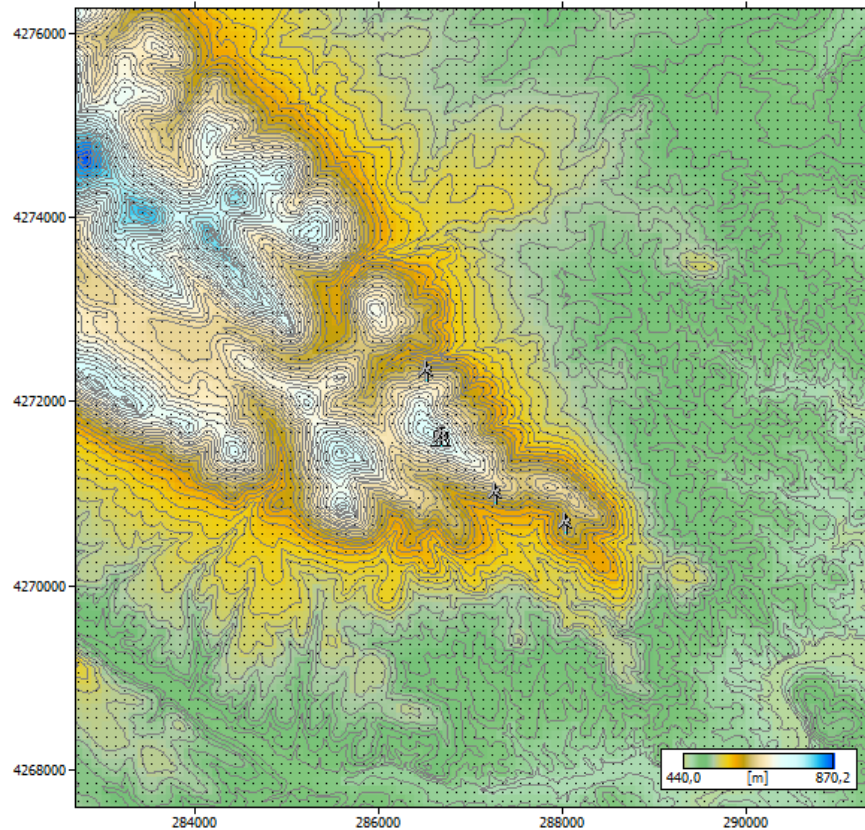


Ilustración 19: Elevación del terreno en la zona del parque eólico.

8.3.4. Evaluación de la energía media anual producida

La estimación de la energía media anual producida se ha realizado con el programa WASP a partir de las siguientes hipótesis en conformidad con lo indicado anteriormente sobre las estaciones de referencia:

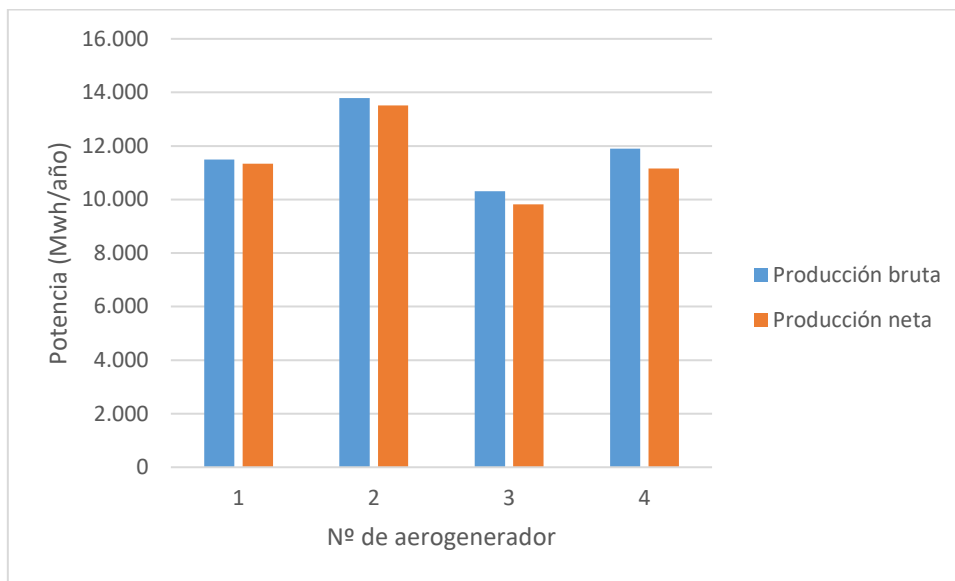
- Campo de viento en el emplazamiento de cada aerogenerador: parámetros de Weibull (A y C) más la frecuencia (según apartado 10).
- Productividad de aerogeneradores del 100 %.
- Pérdidas de producción por efecto estela (modelo PARK del programa WASP 10.0).

A continuación, se presenta la producción media anual bruta de cada aerogenerador para cada una de las alternativas tecnológicas haciendo referencia a los siguientes conceptos:

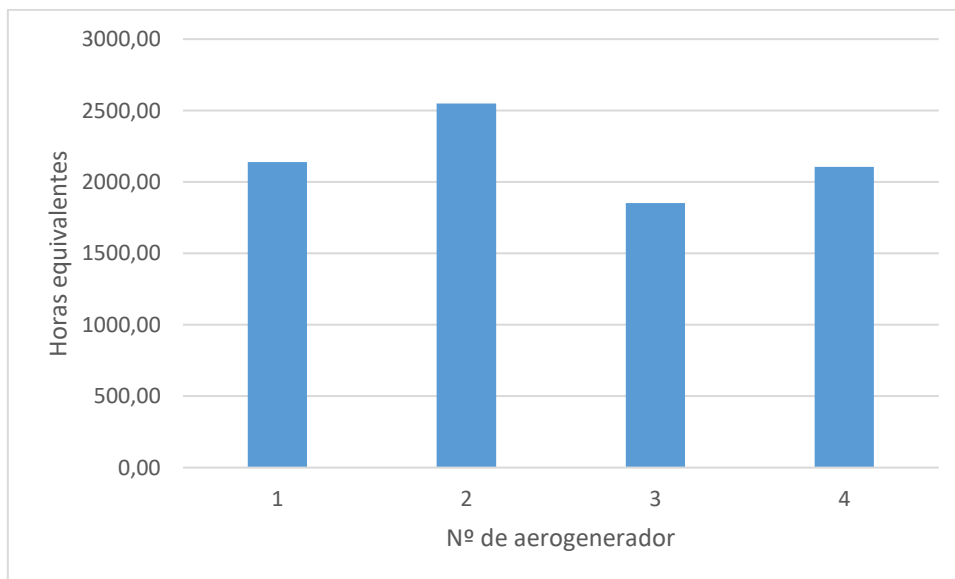
- **Producción Bruta:** producción bruta por máquina considerándola aislada.
- **Producción Neta:** producción bruta por aerogenerador considerando su integración en el parque eólico y por tanto las pérdidas por estela.
- **Horas equivalentes:** es el tiempo equivalente anual de funcionamiento a potencia nominal con un 100 % de productividad y por tanto sin considerar las pérdidas de producción por mantenimiento, indisponibilidades de red, etc.

PARQUE EÓLICO LA SERENA								
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MEDIA ANUAL ESTIMADA								
AEROGENERADORES GENERAL ELECTRIC GE158 5.5MW								
ALTURA DE BUJE 120.9 METROS								
Aero	Xut _m	Yut _m	Producción Libre (MWh/año)	Producción Bruta (MWh/año)	Estelas	Velocidad a HH (m/s)	Clase	Horas equivalentes
1	286543,35	4272237,64	11.491	11.337	0,987	5,54	IV	1.900,66
2	286698,56	4271512,88	13.792	13.518	0,980	6,05	IV	2.266,31
3	287289,3	4270902,8	10.306	9.822	0,953	5,29	IV	1.646,67
4	288050,26	4270583	11.902	11.159	0,938	5,63	IV	1.870,82
TOTAL			47.491	45.836	0,964	5,63	IV	1.921,12

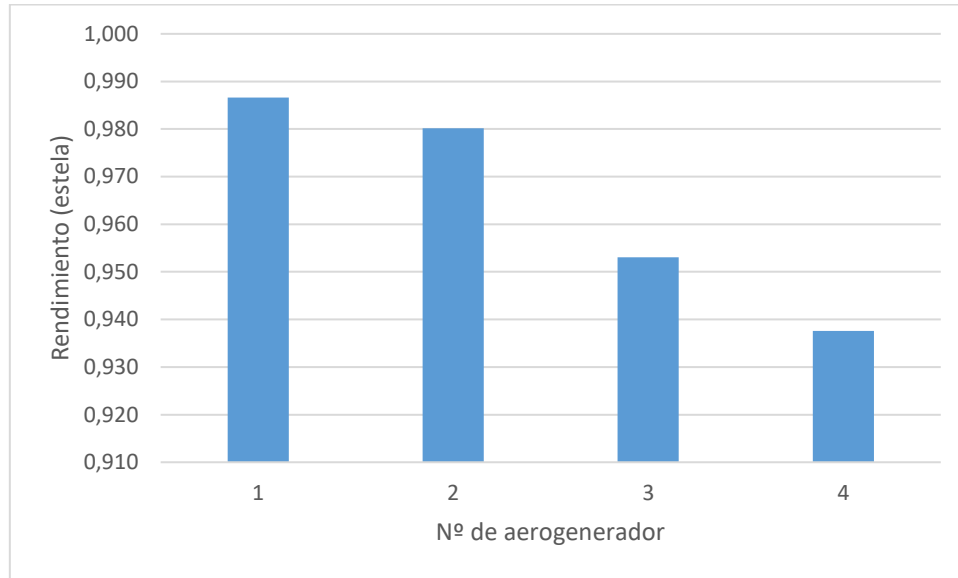
Tabla 14: Producción media anual estimada del parque de La Serena con aerogeneradores General Electric.



Gráfica 18: Potencia anual generada bruta y neta de cada aerogenerador.



Gráfica 19: Horas equivalentes de funcionamiento de cada aerogenerador.



Gráfica 20: Rendimiento de cada aerogenerador.

9. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en el estudio previo que se acaba de realizar se resumen a continuación:

- El recurso eólico disponible en el emplazamiento caracterizado por las velocidades medias analizadas a lo largo del documento resulta ser normal desde el punto de vista de aprovechamiento energético. En efecto, la velocidad media estimada por la serie virtual a 115 metros de altura sobre el nivel del suelo es de 5,867 m/s.
- La energía vertida a la red eléctrica a largo plazo del parque eólico de La Serena, constituido por 4 aerogeneradores cuya marca y clase se discutirá a continuación basándose en la energía neta anual, las horas equivalentes de funcionamiento anual y el factor de capacidad resultante.

Las cifras anteriores de energía vertida a la red se han obtenido considerando el siguiente escenario de pérdidas eléctricas:

- Indisponibilidad de los aerogeneradores y de las instalaciones eléctricas: 97%
- Pérdidas de energía en las instalaciones eléctricas: 97%
- Garantía de la curva de potencia: 98%

Por lo tanto: Producción a Red = $0,97 \times 0,97 \times 0,98 \times$ Producción Parque.

PARQUE EÓLICO DE LA SERENA								
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL								
MODELO	ALTURA DE BUJE (m)	POTENCIA NOMINAL (MW)	Nº AEROS	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA NETA (MWh/año)	ENERGÍA PÉRDIDAS (MWh/año)	HORAS NETAS EQUIVALENTES (h)	FACTOR DE CAPACIDAD (%)
SG170	115	6	4	24	48940,4	4135,58	2040	23,29
V162	119	5,6	4	22,4	44834,4	3788,61	2001	22,84
GE158	120,9	5,5	4	22	42264,6	3571,45	1921	21,93

Tabla 15: Comparativa de tecnologías en cuanto a producción.

Nota: Los resultados de producción que se incluyen en el presente documento llevan aplicados una incertidumbre (11% en producción de energía y 5% en velocidad de viento) al haberse calculado a partir de una serie virtual de vientos que estima velocidades medias.

Basándose en los datos obtenidos, la tecnología que debería utilizarse para el parque eólico de La Serena es la Siemens Gamesa con altura de buje de 115m, 170m de diámetro de rotor y potencia nominal de 6MW, dado que es la que presenta un factor de capacidad y una energía neta producida más elevados.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO Estudio económico de viabilidad

Autor: Pablo Jarabo Ochoa
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Agosto de 2020

INDICE

1.	Análisis económico y financiero.....	3
2.	Datos de partida.....	3
2.1.	Producción	3
2.2.	Vida útil	3
2.3.	Gastos de explotación	3
2.4.	Hipótesis de explotación.....	3
2.5.	Hipótesis financieras y reparto de dividendos	4
3.	Volúmen de inversión y reparto de dividendos.....	5
4.	Cronograma previsto para la inversión.....	6
5.	Detalle de las fuentes de financiación a utilizar	7
6.	Ingresos esperados para la explotación del parque.....	8
7.	Gastos operativos desglosados por categorías	9
8.	Política de amortización para cada grupo de activo.....	10
9.	Análisis de la solvencia de la sociedad explotadora del parque.....	11
10.	Análisis de la rentabilidad del proyecto	12
11.	Conclusiones	13

1. Análisis económico y financiero

En este documento se recoge el estudio de viabilidad económica del proyecto del parque eólico de La Serena.

2. Datos de partida

A continuación, se exponen las consideraciones e hipótesis tomadas para la determinación de los flujos de caja anuales y la rentabilidad del parque.

2.1. Producción

De acuerdo a las simulaciones ya realizadas, el parque eólico de La Serena tendrá una producción neta total de 48.940 MWh/año, si se considera un funcionamiento de 2040 horas equivalentes anuales a la potencia nominal del parque (24 MW).

2.2. Vida útil

Se considera una vida útil de 20 años, con inicio de funcionamiento en 2022 y funcionando 2040 horas anuales. El primer año se considera una producción del 100% debido a posibles problemas que puedan surgir.

2.3. Gastos de explotación

Para el parque eólico de La Serena se han aplicado los siguientes costes, con una actualización anual que sigue la evolución del IPC anual (2.5%):

	c€/kWh	k€/año
OP. & MANT. AEROGENERADORES	0,5	
OP. & MANT. RESTO DE PARQUE	-	30,00
ACEITES + REPUESTOS	-	-
TERRENOS	-	-
ADMINISTRACIÓN	-	10,00
PERSONAL	-	18,00
SEGUROS	-	30,00
IMPUESTOS	-	40,00
OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN		-

2.4. Hipótesis económicas

TASA DE INFLACIÓN GENERAL (%)	2,00
TIPO IMPOSITIVO (%)	25,00
TIPO DE IVA (%)	21,00

AMORTIZACIÓN DE INMOVILIZADO (AÑOS)	20
TIPO DE COLOCACIÓN DE TESORERÍA	1,00
TASA DE DESCUENTO (%)	4,00
DEMORA EN LOS COBROS DE E. ELÉCTRICA A LA RED(MESES)	1
DEMORA EN LOS PAGOS DE GASTOS VARIABLES (MESES)	1

2.5. Hipótesis financieras y reparto de dividendos

Con respecto a la financiación de proyecto se ha considerado una relación entre recursos propios y ajenos (apalancamiento) de 20/80. Las condiciones de financiación ajena se han considerado:

TIPO BASE (%) / MARGEN (%) = TOTAL (%)	2,00%	0,25%	2,25%
COMISIÓN DE APERTURA (%) / DE AGENCIA (k€)		0,30%	3
PERÍODO DE DEVOLUCIÓN (AÑOS)			20
RATIO COBERTURA SERVICIO DE LA DEUDA			1,10

En el servicio de la deuda se garantiza como mínimo un ratio de cobertura del 1,10.

3. Volumen de inversión total a acometer

El presupuesto de ejecución por contrata del parque eólico y la infraestructura de evacuación asociada asciende a la cantidad de:

**VEINTI UN MILLONES OCHOCIENTOS OCHO MIL NOVECIENTOS DIECISIETE EUROS CON SETENTA CÉNTIMOS
(21.808.917,70 €).**

El desglose en euros es el siguiente:

• Obra Civil:	
– Parque Eólico	1.146.665,69
– Edificio de Control	150.000,00
– Subestación Intemperie	100.000,00
• Suministros eléctricos del Parque Eólico:	
– Conductores y puesta a tierra	151.365,95
– Subestación 30 kV.	126.581,87
– Cabinas de MT 30 kV	70.967,00
– Subestación 132 kV.	684.150,00
• Montaje Eléctrico del Parque Eólico	
– Tendido de cables	43.000,00
– Subestación	80.000,00
• Aerogeneradores:	
– Aerogeneradores	13.000.000,00
• Ingeniería y Dirección de Obra	
– Ingeniería del Parque Eólico	105.000,00
– Dirección facultativa de la obra	54.091,09
• Varios	15.000,00
TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	15.726.730,60
– 16 % Gastos Generales	2.516.276,90
– 3 % Beneficio Industrial	471.801,92
TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	18.714.809,42
• GASTOS DE DESARROLLO	0,00
• Intereses intercalarios	146.559,31
• TOTAL FONDOS	18.861.368,73
• IVA	0,00
• TOTAL INVERSIÓN (i.i.i)	18.861.368,73

4. Cronograma previsto para la inversión

[illegible]

5. Detalle de las fuentes de financiación a utilizar

	€
• Total Fondos:	18.861.369
• Fondos propios:	5.658.411
- Acciones ordinarias	5.658.411
- Acciones preferentes	0
• Subvenciones:	0
• Fondos ajenos	13.202.958
- Deuda principal	13.202.958
- Deuda subordinada	0

6. Ingresos esperados por la explotación del parque

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción de energía	GWh	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Precio de la electricidad	c€/kWh	4,60	4,67	4,74	4,81	4,88	4,96	5,03	5,11	5,18	5,26	5,34	5,42	5,50
Ingresos por venta de la electricidad	k€/año	2.252	2.286	2.320	2.355	2.390	2.426	2.463	2.500	2.537	2.575	2.614	2.653	2.693
Ingresos financieros	k€/año	0	4	4	4	3	2	1	0	0	0	0	3	15
Ingresos extraordinarios	k€/año													
Ingresos Totales	k€/año	2.252	2.290	2.324	2.359	2.393	2.428	2.464	2.500	2.537	2.575	2.614	2.655	2.708

Los ingresos presentados en esta tabla son el resultado de sumar los ingresos de explotación a los ingresos financieros y extraordinarios. Los ingresos de explotación surgen de multiplicar el precio de venta por la producción estimada.

7. Gastos operativos desglosados por categorías

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Op. & Mant. Aerogeneradores	k€/año	260	265	270	276	281	287	293	298	304	310	317	323	329
Op. & Mant. Resto De Parque	k€/año	32	32	33	34	34	35	36	37	37	38	39	40	40
Aceites + Repuestos	k€/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terrenos	k€/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Administración	k€/año	11	11	11	11	11	12	12	12	12	13	13	13	13
Personal	k€/año	19	19	20	20	21	21	22	22	22	23	23	24	24
Seguros	k€/año	32	32	33	34	34	35	36	37	37	38	39	40	40
Impuestos	k€/año	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
Otros Gastos De Explotación	k€/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos de explotación totales	k€/año	396	404	412	420	428	437	446	454	464	473	482	492	502

8. Política de amortización para cada grupo de activo

[illegible]

9. Análisis de la solvencia de la sociedad explotadora del parque

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Total Gastos Financieros Deuda Principal	k€/año	300	278	252	225	198	169	140	110	80	48	16	4	4
Amortización de Principal	k€/año	997	1156	1190	1224	1260	1295	1332	1369	1408	1448	525	0	0
Amortización Extraordinaria	k€/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja del Período al Servicio de la Deuda	k€/año	1548	1718	1731	1744	1757	1770	1782	1795	1808	1822	1836	1857	1889
Servicio de la deuda	k€/año	1297	1433	1441	1449	1457	1465	1472	1480	1488	1496	541	4	4
Ratio Cobertura Servicio de la Deuda		1,19	1,20	1,20	1,20	1,21	1,21	1,21	1,21	1,22	1,22	3,40	488,06	486,73
Solvencia Total		1,49	1,56	1,65	1,76	1,91	2,13	2,48	3,11	4,52	10,86	26,87	26,91	27,00

10. Análisis de rentabilidad del proyecto

	TIR (%)	VAN (k€) (4,00%)	PRS(Años)
• Proyecto Antes de Impuestos:	9,83	13.870	9,65
• Proyecto Después de Impuestos:	7,22	6.945	11,68
• Accionista:	10,03	8.749	13,18

11. Conclusiones

Observando los resultados mostrados en el apartado 10 sobre el TIR y el VAN y el estado de las cuentas anuales de la sociedad explotadora del parque, se puede concluir que el proyecto guarda un pequeño margen de beneficio y la inversión es viable.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Sostenibilidad

Autor: Pablo Jarabo Ochoa

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2020

ÍNDICE

1. Energía sostenible.....	3
2. Objetivos del Desarrollo Sostenible	4

1. Energía sostenible

Antes de hablar de sostenibilidad habría que determinar qué consideramos una fuente de energía sostenible. Pueden considerarse sostenibles aquellas fuentes que tengan un impacto mínimo o muy leve sobre el medio ambiente. Por ello cualquier fuente de energía renovable es también una fuente de energía sostenible, ya que no agotan recursos y sus emisiones de gases, sólidos y líquidos contaminantes son muy inferiores a las producidas por las fuentes de generación de energía por combustión (carbón, ciclo combinado, etc) o nucleares.

También “debe satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades” (Renewable Energy, August 2004). La energía eólica, como el resto de renovables cumple este requisito, ya que no solo no gasta recursos que podrían necesitarse en un futuro, sino que son parte de un proceso de desarrollo que en el futuro dará lugar a parques eólicos o fotovoltaicos con capacidad de generación mucho mayor con un aprovechamiento mucho mayor del terreno.

Esto último, si se relaciona con la vida útil de estos parques es muy interesante. El parque eólico de La Serena en concreto tiene una vida útil de 20 años. Se implantaría en 2022 y en 2042 llegaría a término su vida útil. Esto implica el desmantelamiento de los aerogeneradores y liberación del terreno. Con el recurso eólico ya estudiado y la capacidad de generación con los SG170 ya conocida, podría renovarse el parque con nuevos aerogeneradores con mayor capacidad de potencia, dando por hecho la continua innovación y desarrollo en el campo de los aerogeneradores, que cada vez tienen motores con mayor potencia nominal o sus estructuras son capaces de soportar alturas de buje más altas o palas más largas, lo que se traduce en alcanzar un recurso eólico más potente ya que a mayor altura mayor velocidad de viento; o en mayor potencia generada ya que ésta es proporcional al área barrida por las palas, así que a mayor longitud de estas más área barrida y por lo tanto mayor capacidad de generación a velocidades de viento bajas.

Toda la innovación en este recurso supone un desarrollo sostenible de nuestras fuentes de generación, al proporcionar energía sin gastar recursos, sin emisiones perjudiciales y sin poner en riesgo la capacidad de generación de energía de las generaciones futuras.

2. Objetivos del Desarrollo Sostenible

Antes de asaltar la influencia o impacto de la energía eólica sobre los ODS, procedo a enumerarlos:

1. **FIN DE LA POBREZA**
2. **HAMBRE CERO**
3. **SALUD Y BIENESTAR**
4. **EDUCACIÓN DE CALIDAD**
5. **IGUALDAD DE GÉNERO**
6. **AGUA LIMPIA Y SANEAMIENTO**
7. **ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE**
8. **TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO**
9. **INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA**
10. **REDUCCIÓN DE LAS DESIGUALDADES**
11. **CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES**
12. **PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES**
13. **ACCIÓN POR EL CLIMA**
14. **VIDA SUBMARINA**
15. **VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES**
16. **PAZ, JUSTICIA E INSTITUCIONES SÓLIDAS**
17. **ALIANZAS PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS**

Los objetivos 1, 2, 4, 5, 16 y 17 no se ven afectados por el desarrollo de la energía eólica ni lo afectan de vuelta, por lo que no se hablará de ellos en este Anexo.

Los objetivos 3, 6, 7, 13, 14 y 15 pueden comentarse juntos pues su interacción con la energía eólica está muy relacionada. La salud y el bienestar están completamente garantizados con el uso de la energía eólica. A diferencia de las centrales de combustión no requiere de un ciclo de refrigeración que afecte a ríos, lagos o mares, así que su efecto contaminante sobre el agua es nulo. Su práctica carencia de emisión de elementos perjudiciales para los seres vivos la convierte en una muy buena opción para mantenernos en la vía del desarrollo sostenible. Por otro lado, los ecosistemas marinos, aéreos y terrestres en los que se coloca un parque eólico se ven ligeramente afectados, ya que el ruido que producen los aparatos es muy elevado y deja la zona impracticable para que algunos animales vivan allí, las estelas en los parques marinos influyen en los peces que tampoco transitan cerca de los aparatos, pero las que se llevan la peor parte son las aves, que se estrellan contra las palas y mueren, sobre todo aves grandes con menos capacidad de maniobra como los buitres leonados.

El punto 8, trabajo decente y crecimiento económico, es también respetado por la energía eólica. Los puestos de trabajo derivados directa e indirectamente de la construcción de una planta eólica son todos considerados decentes y cumplen con la legislación. También afecta positivamente al crecimiento económico al crear estos puestos de empleo y activar los sectores económicos necesarios para su construcción y funcionamiento.

Sobre los puntos 9 y 11, la energía eólica tiene una gran proyección de futuro. Hoy en día ya podemos ver casas que tienen pequeños parques fotovoltaicos en los tejados o jardines. La energía eólica es mucho más aparatosa en ese aspecto, pero no me parece una locura pensar que en un futuro podría haber grandes granjas de enormes aerogeneradores a las afueras de las ciudades que las abastezcan de buena cantidad de su energía demandada, y que el resto venga de otras fuentes renovables.

En el punto 10, reducción de la desigualdad, la energía eólica es una buena apuesta también, en el aspecto de la igualdad entre distintos continentes en cuanto a acceso a la electricidad. Las plantas eólicas son relativamente baratas al compararlas con otros sistemas de generación, así que con la inversión adecuada podría abastecerse de energía a multitud de pueblos de África y Asia.

En cuanto al punto 12, producción y consumo responsable, la energía eólica no consume recursos como las fuentes de combustión.

En conclusión, la energía eólica, al igual que el resto de renovables, es una apuesta segura para tratar de acercarnos lo más posible a los objetivos que se propusieron para 2030. Alcanzarlos es muy complicado, pero cuanto más nos acerquemos a lo planeado mejor. Por tanto el parque eólico de La Serena es otro ejemplo de generación de energía perfectamente sostenible.

Antes de hablar de sostenibilidad habría que determinar qué consideramos una fuente de energía sostenible. Pueden considerarse sostenibles aquellas fuentes que tengan un impacto mínimo o muy leve sobre el medio ambiente. Por ello cualquier fuente de energía renovable es también una fuente de energía sostenible, ya que no agotan recursos y sus emisiones de gases, sólidos y líquidos contaminantes son muy inferiores a las producidas por