



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer, primero de todo, a mi tutor, Sergio Gallardo, por su paciencia, su apoyo y consejos para que este Trabajo saliera adelante.

También quería agradecer a mis amistades tanto las realizadas dentro de la universidad como fuera de la misma, por su apoyo incondicional, por hacer de mi mejor persona y mejor estudiante día a día. Cada uno de ellos ha hecho que hoy sea la persona que soy.

Y por último, quiero agradecer a mi familia, a todos ellos, por transmitirme su confianza, su seguridad y cree siempre en mí. Principalmente a mis padres y mi hermana, por su comprensión y paciencia infinita durante estos 5 años de largas jornadas de estudio y esfuerzo, y transmitirme la fuerza que necesitaba en todo momento.

RESUMEN

En este Trabajo Final del Grado se realiza el estudio y diseño de un parque eólico de 20 MW en el País Vasco y el posterior análisis de alternativas y su impacto medioambiental. Para ello, en primer lugar, se realiza una revisión de la normativa de energía eólica en el País Vasco y la caracterización del recurso eólico de la zona.

A continuación, se procede al diseño del parque eólico y sus posibles alternativas. Con este fin se realiza un inventario de los parques eólicos construidos en la zona, analizando las zonas aptas disponibles y caracterizando el potencial eólico en ellas. A continuación, se estima la energía que es capaz de producir el parque.

El Trabajo Final del Grado contiene los cálculos necesarios para el diseño, así como los planos y especificaciones de cada una de las alternativas presentadas (ubicación, características de los aerogeneradores, disposición de éstos, etc.). Se dedica especial atención al impacto ambiental del parque tanto en la fase de construcción como en la de operación.

El Trabajo final del Grado se completa con los presupuestos de la solución adoptada, planos y anexos.

Palabras clave: parque eólico on-shore, aerogeneradores, estudio de impacto medioambiental, Salvatierra-Agurain, País Vasco.

RESUM

En este Treball Fi del Grau es realitza l'estudi i disseny d'un parc eòlic de 20 MW en el País Basc i la posterior anàlisi d'alternatives i el seu impacte mediambiental. Per a això, en primer lloc, es realitza una revisió de la normativa de l'energia eòlica en el País Basc i la caracterització del recurs eòlic de la zona.

A continuació, es procedix al disseny del parc eòlic i les seues possibles alternatives. Amb este fi es realitza un inventari dels parcs eòlics construïts en la zona, analitzant les zones aptes disponibles i caracteritzant el potencial eòlic en elles. A continuació, s'estima l'energia que és capaç de produir el parc.

El Treball Fi del Grau conté els càlculs necessaris per al disseny, així com els plans i especificacions de cada una de les alternatives presentades (ubicació, característiques dels aerogeneradors, disposició d'estos, etc.). Es dedica especial atenció a l'impacte ambiental del parc tant en la fase de construcció com en la d'operació.

El Treball Fi del Grau es completa amb els pressupostos de la solució adoptada, plans i annexos.

Paraules clau: parc eòlic on-shore, aerogeneradors, estudi d'impacte mediambiental, Salvatierra-Agurain, País Basc.

ABSTRACT

In this Final Degree Project a research and design of a wind farm of 20 MW in the Basque Country and the subsequent analysis of alternatives and its environmental impact. To do this, first, is a revision of the regulation of wind power in the Basque Country and the characterization of the wind resource in the area.

Then we proceed to the wind farm design and its possible alternatives. With this aim an inventory of the wind farms existing in the area will be made, analysing the available suitable areas and characterizing the wind potential in them. After this we'll analyse how much energy the farm is able to produce.

This Final Degree Project contains the calculations needed for the design, as well as the plans and specifications of each of the presented alternatives (location, characteristics of the wind turbines, layout of them, etc.). Special attention is given to the environmental impact of the farm both in the building phase as well as in the motion one.

The This Final Degree Project is fulfilled with the adopted solution budgets, plans and annexes

Keywords: wind farm on-shore wind turbines, environmental impact study, Salvatierra-Agurain, Basque Country.

INDICE

DOCUMENTO Nº 1.....MEMORIA

DOCUMENTO Nº2.....PRESUPUESTO

DOCUMENTO Nº3.....PLANOS

DOCUMENTO Nº1

MEMORIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. Objeto.....	1
2. Justificación	3
3. Alcance.....	5
4. Normativa.....	7
5. Introducción.....	9
6. Caracterización del recurso.....	11
6.1. Caracterización del municipio.....	11
6.2. Caracterización de la zona elegida.....	15
6.3. Resumen.....	21
7. Elección de aerogenerador.....	23
7.1. Subzona 1.....	25
7.2. Subzona 2.....	27
8. Diseño del parque.....	29
8.1. Alternativa 1.....	30
8.2. Alternativa 2.....	33
8.3. Comparativa y conclusiones.....	34
9. Infraestructura eléctrica.....	35
9.1. Cálculo de intensidades nominales.....	35
9.2. Niveles de aislamiento del cable.....	36
9.3. Elección sección del conductor.....	36
9.3.1. Dimensionado del conductor por criterio térmico.....	36
9.3.2. Características del cable elegido.....	41
9.3.3. Comprobación del criterio de la caída de tensión	42
9.4. Celdas de conexión.....	43
10. Impacto medioambiental.....	45
10.1. Objetivos.....	45
10.2. Inventario de especies de la zona.....	45
10.3. Identificación de impactos.....	47
10.4. Factores ambientales susceptibles de ser afectados.....	48
10.5. Evaluación de impactos.....	49
10.6. Medidas preventivas y correctoras.....	55
11. Estudio de viabilidad económica.....	57
12. Conclusiones.....	61
13. Referencias.....	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Información detallada parques eólicos País Vasco. Fuente:AEE.....	10
Tabla 2. Características puntos de la Distribución de Weibull.....	16
Tabla 3. Modelos de aerogeneradores comerciales.....	23
Tabla 4. Clase de aerogenerador. Fuente: Norma IEC 61400-1.....	24
Tabla 5. Aerogeneradores Clase III.....	25
Tabla 6. Valores factor de carga.....	26
Tabla 7. Comparativa aerogeneradores Zona 1.....	26
Tabla 8. Modelos aerogeneradores Clase I.....	27
Tabla 9. Comparativa aerogeneradores Zona 2.....	27
Tabla 10. Coordenadas aerogeneradores alternativa 1.....	30
Tabla 11. Ejemplo de cálculo del A2.....	31
Tabla 12. Resultados alternativa 1.....	32
Tabla 13. Resumen alternativa 1.....	32
Tabla 14. Coordenadas aerogeneradores alternativa 2.....	33
Tabla 15. Resultados alternativa 2.....	33
Tabla 13. Resumen alternativa 2.....	34
Tabla 17. Comparativa de alternativas.....	34
Tabla 18. Intensidades nominales.....	35
Tabla 19. Tensión asignada recomendada. Fuente: UNE 211435:2011.....	36
Tabla 20 .Nivel de aislamiento. Fuente: UNE211435.....	37
Tabla 21. Factor de corrección de resistividad del terreno. Fuente: UNE211435.....	38
Tabla 22. Intensidad máxima admisible. Fuente: UNE 211435.....	39
Tabla 23. Criterio térmico.....	39
Tabla 24. Resumen de resultados del criterio térmico.....	40
Tabla 25. Secciones del conductor.....	40
Tabla 26. Resistencia del cable a 105°C . Fuente: Prysmian.....	41
Tabla 27. Reactancia del cable. Fuente: Prysmian.....	41
Tabla 28. Criterio caída de tensión.....	42

Diseño y análisis de alternativas de un parque eólico de 20 MW en Salvatierra-Agurain, País Vasco

Tabla 29. Importancia del impacto.....	49
Tabla 30. Matriz fase de Construcción.....	50
Tabla 31. Matriz fase de Funcionamiento.....	51
Tabla 32. Matriz fase de desmantelamiento.....	52
Tabla 33. Rangos matrices de significancia.....	52
Tabla 34. Significancia de impactos fase de construcción.....	53
Tabla 35. Significancia fase de funcionamiento.....	54
Tabla 36. Significancia fase de desmantelamiento.....	55
Tabla 37. Costes iniciales.....	57
Tabla 38. Flujo de caja.....	58
Tabla 39. VAN y TIR.....	59
Tabla 40. Análisis de riesgos.....	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Localización parque eólicos País Vasco. Fuente: AEE.....	10
Figura 2. Orografía del municipio Salvatierra- Agurain. Fuente: GeoEuskadi.....	11
Figura 3. Ríos y red de carreteras del municipio Salvatierra- Agurain. Fuente: GeoEuskadi.....	11
Figura 4. Mapa de rugosidades del municipio Salvatierra- Agurain.....	12
Figura 5. Mapa de velocidades medias anuales del municipio Salvatierra- Agurain.....	13
Figura 6. Puntos seleccionados de la Rosa de Vientos.....	13
Figura 7. Rosa de vientos del municipio Salvatierra- Agurain. Frecuencia.....	14
Figura 8. Rosa de vientos del municipio Salvatierra- Agurain. Potencia.....	14
Figura 9. Zona seleccionada.....	15
Figura 10. Velocidad media anual a 100 m.....	15
Figura 11. Rugosidad del terreno.....	16
Figura 12. Perfil de velocidades.....	17
Figura 13. Rosa de vientos-Frecuencia.....	18
Figura 14. Rosa de vientos- Potencia.....	18
Figura 15. Mapa orográfico con la dirección predominante del viento indicada.....	19
Figura 16. Función Weibull.....	20
Figura 17. Mapa situación de las Zonas.....	20
Figura 18. Curva de potencia V100-2.0 MW. Fuente: The wind power.....	25
Figura 19. Zona LIC.....	29
Figura 20. Distribución aerogeneradores alternativa 1.....	30
Figura 21. Distribución aerogeneradores alternativa 2.....	33
Figura 22. Distribución de la infraestructura eléctrica.....	36
Figura 23. Secciones del conductor.....	40
Figura 24. Celda de dos módulos. Fuente: Catálogo MESA.....	43
Figura 25. Celda de tres módulos. Fuente: Catálogo MESA.....	43
Figura 26. Gráfica de empleo según sectores. Fuente: Eustat.....	47

1. OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo general del presente Trabajo Final de Grado es el diseño de un parque eólico de 20 MW de potencia instalada, mediante 10 aerogeneradores de 2 MW de potencia nominal. El parque se encuentra situado en el término municipal de Salvatierra-Agurain, provincia de Álava.

Para alcanzar el objetivo general es necesario cumplir los objetivos específicos que se enumeran a continuación.

- Caracterizar el recurso eólico de la zona (velocidades medias, rugosidades, distribución de Weibull, rosa de vientos...) mediante las herramientas y datos que proporciona el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- Elección del aerogenerador, realizando la búsqueda de información de aerogeneradores comerciales de la potencia unitaria elegida y los cálculos de energía producida para cada modelo mediante la distribución de Weibull a la altura de buje y la curva de potencia del modelo elegido.
- Diseño del parque maximizando la energía producida por el mismo, teniendo en cuenta las figuras ambientales y la dirección del viento para una correcta distribución de los aerogeneradores dentro de la zona seleccionada.
- Diseño de la infraestructura eléctrica de media tensión mediante el criterio térmico y de caída de tensión para calcular la sección del conductor.
- Estudio de impacto ambiental del proyecto, considerando las especies protegidas, calificando los impactos previos de las tres fases del proyecto y concluyendo con medidas preventivas y correctoras.
- Estudio de la viabilidad económica del parque eólico

2. JUSTIFICACIÓN

Este trabajo se enmarca en el ámbito de los estudios establecidos en el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 cuyo objetivo es conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedentes de fuentes renovables en el consumo de energía de la Unión Europea y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

Además del PER 2011-2020, este Trabajo tiene en cuenta el Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica del País Vasco que tiene como objetivo mejorar el recuso eólico de esta comunidad autónoma sin dañar su medioambiente.

3. ALCANCE

El alcance de este Trabajo Final de Grado es el diseño de un parque eólico. Para llevar a cabo dicho diseño se realiza la evaluación del recurso, así como la caracterización del viento en la zona elegida para realizar el emplazamiento del parque. Además, incluye la comparativa de aerogeneradores comerciales y la elección del más óptimo. Para finalizar el diseño se realiza un estudio comparativo de las posibles distribuciones de los aerogeneradores en la zona, es decir, las alternativas del parque eólico y la elección del más adecuado según la producción energética del mismo.

También es alcance de este trabajo, el estudio de impacto ambiental para evaluar los posibles daños que pueda suponer la instalación del parque eólico, además de un estudio de viabilidad económica con el fin de evaluar su rentabilidad.

4. NORMATIVA

A continuación, se presenta un listado de la normativa vigente sobre el ámbito del presente TFG.

DIRECTIVA 2001/77/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad

DIRECTIVA 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.

Protocolo de Kioto

DIRECTIVA 2004/101/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 27 de octubre de 2004, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad con respecto a los mecanismos de proyectos del Protocolo de Kioto

DIRECTIVA 2000/60/CE Marco del Agua.

DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece que cada Estado miembro elaborará un Plan de Acción Nacional en materia de Energías Renovables (PANER) para conseguir los objetivos nacionales fijados en la propia Directiva.

DIRECTIVA 85/337/CEE, modificada por la Directiva 97/11/CE, de evaluación del impacto ambiental de proyectos.

DIRECTIVA 96/62/CE del Consejo, sobre evaluación y gestión de la calidad del aire.

DIRECTIVA 2001/81/CE, sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos.

DIRECTIVA 2000/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE relativa a la prevención y el control integrado de la contaminación.

DIRECTIVA 2004/107 de metales pesados e hidrocarburos aromáticos policíclicos.

REGLAMENTO 3528/86/CEE de protección de los bosques contra la contaminación atmosférica.

DIRECTIVA 2004/49/CE del ruido.

DIRECTIVA 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de noviembre de 2009 relativa a la conservación de las aves silvestres

DIRECTIVA 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.

Plan energía renovables 2011-2020

REAL DECRETO 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

LEY 6/2001, de 8 de mayo, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de Impacto Ambiental (BOE, 9 de mayo de 2001).

REAL DECRETO 1620/2007, de 7 de diciembre, por el que se establece el régimen jurídico de la reutilización de aguas depuradas.

LEY 6/2010, de 24 de marzo, de modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.

LEY 42/2007 del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, y demás normativa nacional relevante sobre conservación de la naturaleza.

REAL DECRETO 1997/1995, de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.

LEY 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido.

LEY 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

LEY 1/2005, de 9 de marzo, por la cual se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

LEY 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.

REAL DECRETO 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

LEY 8/2007, de 28 de mayo, de suelo

DECRETO 104/2002, de 14 de mayo, por el que se aprueba definitivamente el Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica en la Comunidad Autónoma del País Vasco.

DECRETO 115/2002, de 28 de mayo, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de Parques Eólicos, en el ámbito de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

5. INTRODUCCIÓN

Este TFG analiza el diseño de un parque eólico en el País Vasco. El Gobierno Vasco ha establecido el Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica (PT País Vasco, 2002). Si bien es cierto que, a pesar de que tiene un muy buen recurso eólico, las condiciones medioambientales limitan la instalación de grandes parques eólicos.

El PT País Vasco pretende la construcción de parques eólicos que haga posible maximizar el uso del recurso eólico, cuidando el medio natural y cultural. El plan surge como apoyo para cumplir los objetivos de la normativa de energías renovables vigente, actualmente el Plan Energías Renovables (PER 2011-2020).

El PT País Vasco recoge un listado de las zonas aptas para la instalación de parques eólicos. Estas zonas se listan a continuación.

- Ordunte (Vizcaya).
- El Abra (Vizcaya)
- Oiz (Vizcaya).
- Gazume (Guipúzcoa)
- Mandoegui (Guipúzcoa)
- Kolometa (Vizcaya)
- Elgea (Álava)
- Arkamo (Álava)
- Badaya (Álava)
- Montes de Iturrieta(Álava)
- Cruz de Alda (Álava)

Actualmente, el País Vasco tiene una potencia instalada de 153 MW, siendo la tercera comunidad autónoma con menor potencia instalada. Esta potencia se encuentra repartida en 7 parques eólicos. En la Figura 1 se muestra la localización de los parques en funcionamiento y en la Tabla 1 la información detallada de éstos.

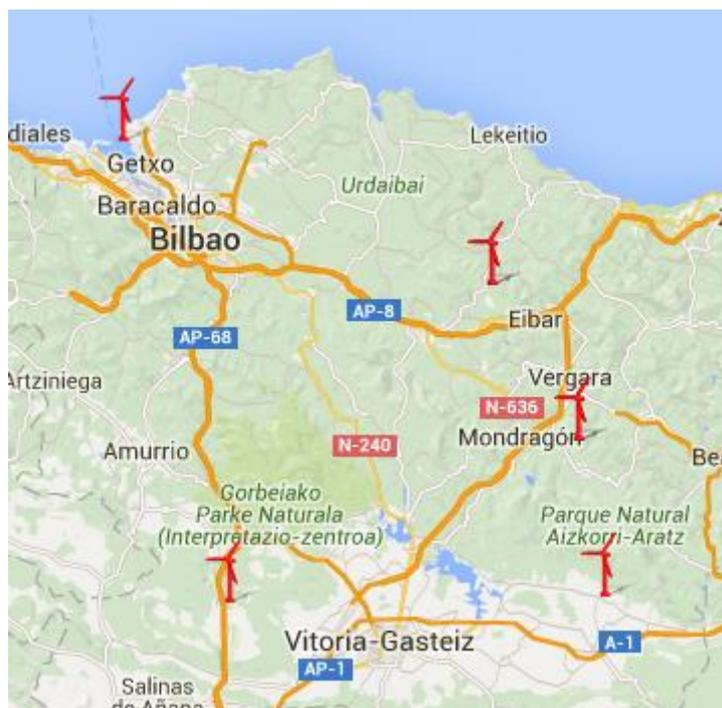


Figura 1. Localización parques eólicos País Vasco. Fuente: AEE

Tabla 1. Información detallada parques eólicos País Vasco. Fuente: AEE

Localización	Parque eólico	Sociedad promotora	Término municipal	Provincia	Potencia instalada MW	Nº de aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Marca del aerogenerador	Modelo	Tecnología
153	Elgea-Urkilla	EÓLICAS DE EUSKADI	Barundia y Donemiliaga	Álava	32,3	38	850	GAMESA	G-58	DFIG
162	Oiz	EÓLICAS DE EUSKADI	Bérriz y Munitibar	Vizcaya	25,5	30	850	GAMESA	G-58	DFIG
423	Badaia	EÓLICAS DE EUSKADI	Kuartango, Ribera Alta e Iruña Oka	Álava	49,98	30	1650	Alstom-Ecotécnica	ECO80	DFIG
523	Oiz Ampliación	EÓLICAS DE EUSKADI	Mallabia y Berriz	Vizcaya	8,5	10	850	GAMESA	G-58	DFIG
666	Elgea	EÓLICAS DE EUSKADI	Onati y Aretxabaleta	Álava	24,42	37	660	GAMESA	G-47	DFIG 1º G
657	Elgea Ampliación	EÓLICAS DE EUSKADI	Onati y Aretxabaleta	Guipúzcoa	2,55	3	850	GAMESA	G-52	DFIG
740	El Abra	ACCIONA ENERGÍA	Puerto de Bilbao (Zierbena)	Vizcaya	10	5	2000	GAMESA	G-80	DFIG

Excluyendo las zonas que se encuentran ocupadas por parques eólicos anteriormente mostrados en la Tabla 1, el resto de zonas se encuentran en diferentes situaciones.

El caso de Ordunte (Vizcaya) se encuentra como zona desestimada y con trámites legales en el Tribunal Supremo por conflictos entre la patronal y las empresas eólicas. En una situación similar se encuentra la zona Kolometa (Vizcaya). Esta zona se encuentra desestimada por pertenecer a los alrededores del Monte Gorbea, parque natural.

Por otra parte, Gazume, Arkamo, Montes de Iturrieta y Cruz de Alda son zonas aptas que se encuentran libres para la instalación de un parque eólico.

Por último, la zona de Mandoegui (Guipúzcoa) dispone de la autorización pertinente para iniciar los trabajos de instalación. Este parque constará de 28 aerogeneradores de 850 kW con un total de potencia instalada de 23,8 MW.

Se selecciona la zona de Monte de Iturrieta, en Salvatierra-Agurain, para realizar el parque eólico.

6. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO

6.1. Caracterización del municipio

Salvatierra-Agurain se sitúa en la parte nororiental de la provincia de Álava. Se sitúa a 605 m sobre el nivel del mar y su superficie es de 37,77 km². Según el Instituto Nacional de Estadística (INE, 2015), Salvatierra- Agurain tiene una población de 5060 habitantes.

En este municipio, como en todo el País Vasco, predomina el suelo calizo. Tiene una gran influencia hidrológica como se observa en la Figura 3. Además, en las Figuras 2 y 3 se muestra la orografía y la red de carreteras del término municipal de Salvatierra-Agurain.

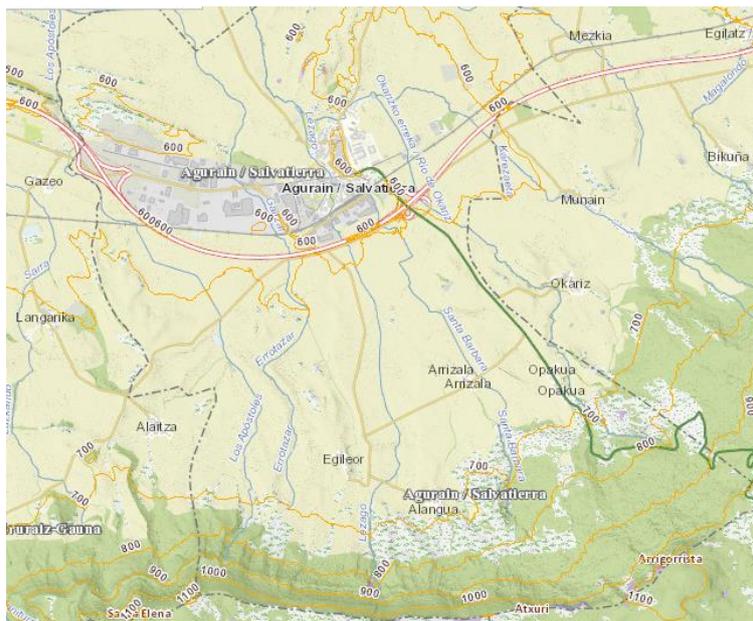


Figura 2. Orografía del municipio Salvatierra- Agurain. Fuente: GeoEuskadi

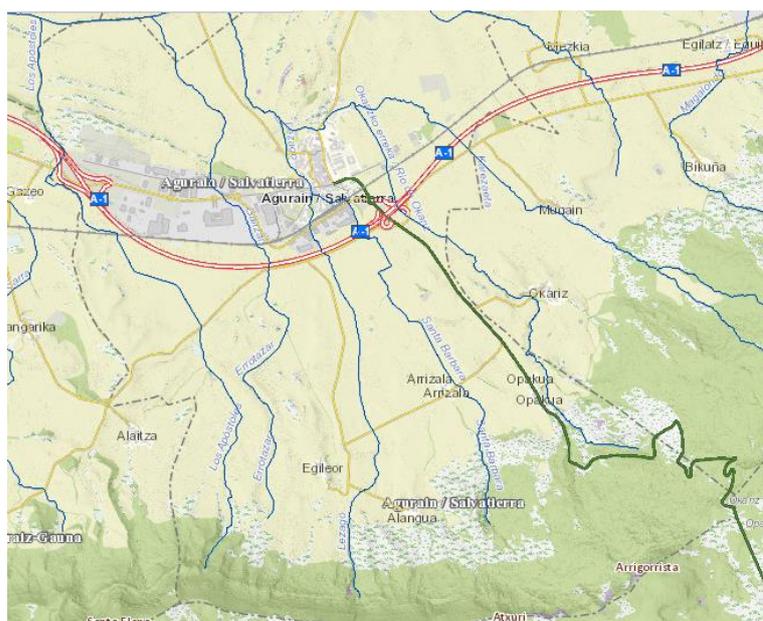


Figura 3. Ríos y red de carreteras del municipio Salvatierra- Agurain. Fuente: GeoEuskadi

Puesto que no se realizan medidas in situ del recurso ya que se requiere el traslado a la zona y se debería realizar estas medidas durante un largo periodo de tiempo para obtener datos, se utiliza el Atlas Eólico que proporciona el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE,2015).

El Atlas Eólico es una base de datos de acceso público que proporciona el IDAE con un doble objetivo. Por una parte, ser de utilidad para todas las administraciones públicas para la realización de planes relacionados con la energía eólica y por otro, proporcionar los datos necesarios para la evaluación del recurso eólico en cualquier punto del territorio español.

El Atlas consta de una serie de capas que se pueden superponer. Estas capas incluyen los espacios naturales como parques naturales, el recurso eólico proporcionando las velocidades medias, rugosidad del terreno, las figuras ambientales como Red Natura y las divisiones administrativas entre ellas.

Además, consta de dos mallados con los puntos que ofrecen información, uno de puntos a 2,5 km que ofrece la rosa de vientos y la velocidad estacional a 80 m y otro de puntos a 100 m que ofrece la velocidad media a diferentes alturas.

En las Figuras 4 y 5, se muestra la rugosidad del terreno y las velocidades medias del municipio.

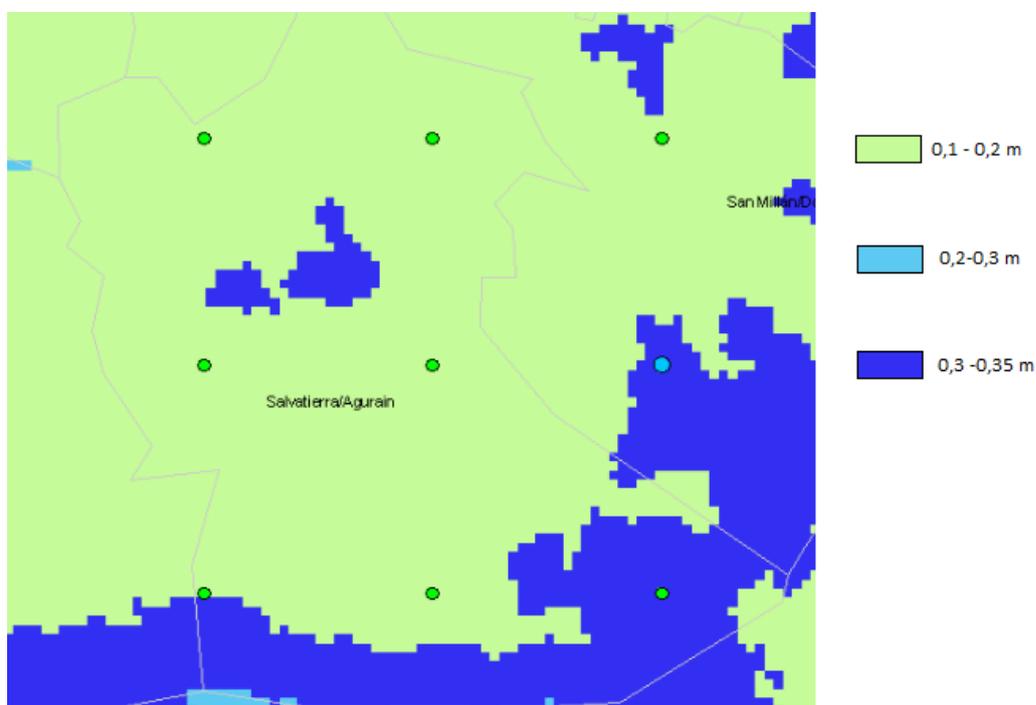


Figura 4. Mapa de rugosidades del municipio Salvatierra- Agurain.

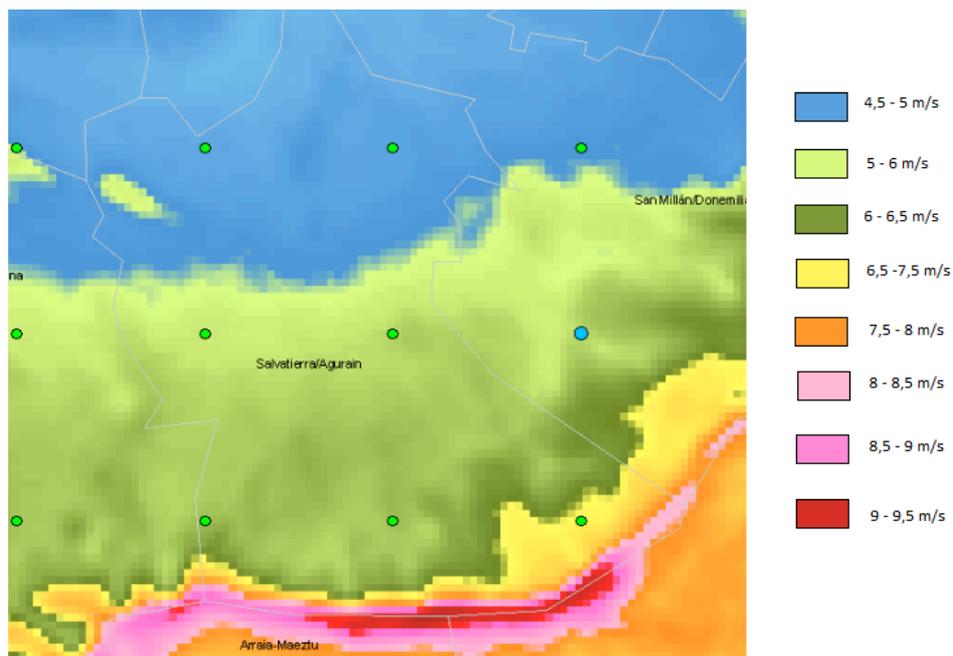


Figura 5. Mapa de velocidades medias anuales del municipio Salvatierra- Agurain.

Como se observa en las Figuras 4 y 5, la zona con mejores valores y por lo tanto óptima para el emplazamiento es la zona sur del municipio. En la Figura 4, se observa que es un municipio con rugosidad constante excepto en el sur, donde su rugosidad varía.

Para continuar la caracterización del recurso del municipio se necesita la rosa de vientos. La rosa de vientos muestra la dirección predominante del viento. Los 7 puntos de los cuales se obtiene la información para la rosa de vientos son los mostrados en la Figura 6.

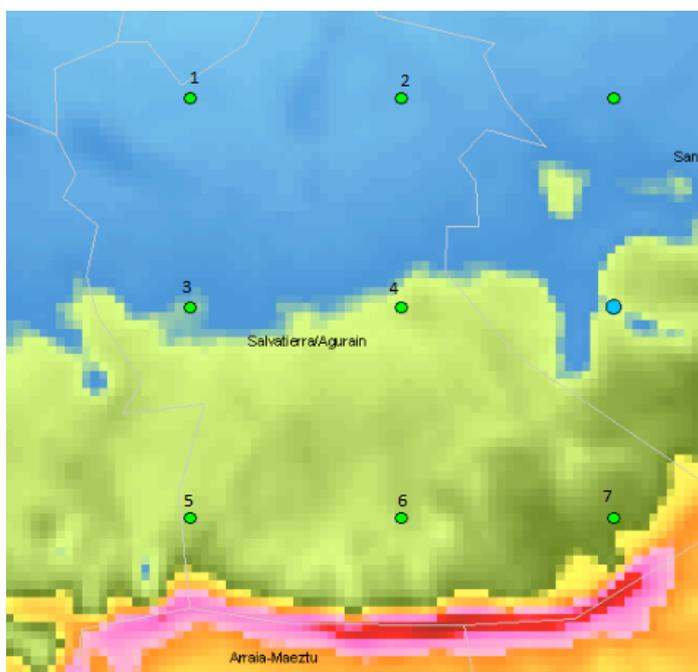


Figura 6. Puntos seleccionados de la Rosa de Vientos

Como se observa en las Figura 7 y 8, la frecuencia tiene el norte como dirección predominante, en cambio, la dirección predominante de la potencia es la dirección sur este. Como se quiere maximizar la potencia para ubicar los aerogeneradores se tendrá en cuenta la dirección sur este.

Esta información es de gran ayuda a la hora de seleccionar cómo ubicar los aerogeneradores en el emplazamiento, ya que hay que distribuir los aerogeneradores de forma que la dirección predominante del viento sea perpendicular a ellos para extraer el máximo de energía.

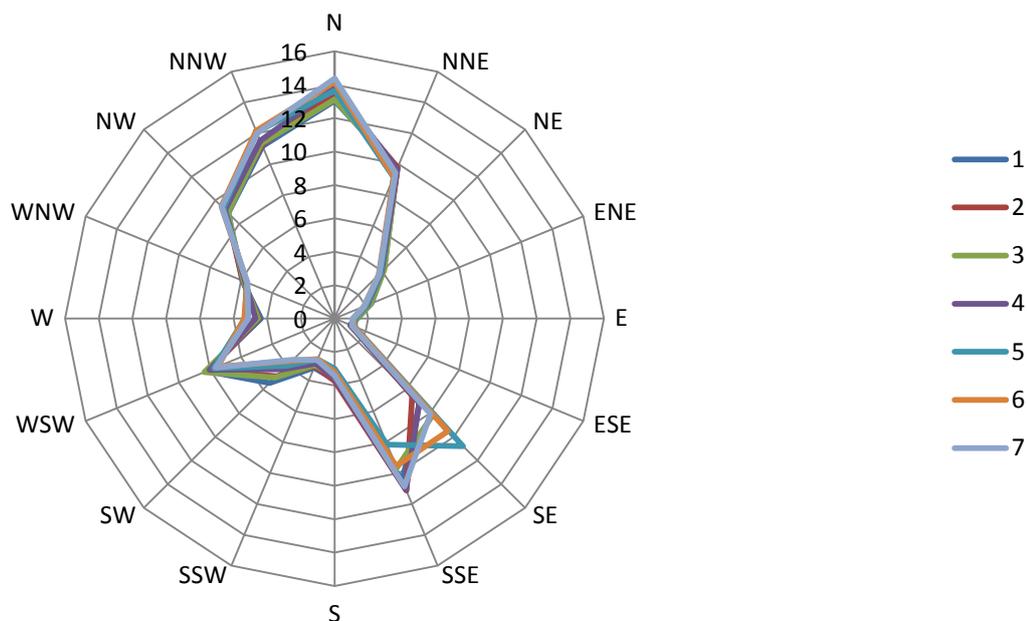


Figura 7. Rosa de vientos del municipio Salvatierra- Agurain. Frecuencia

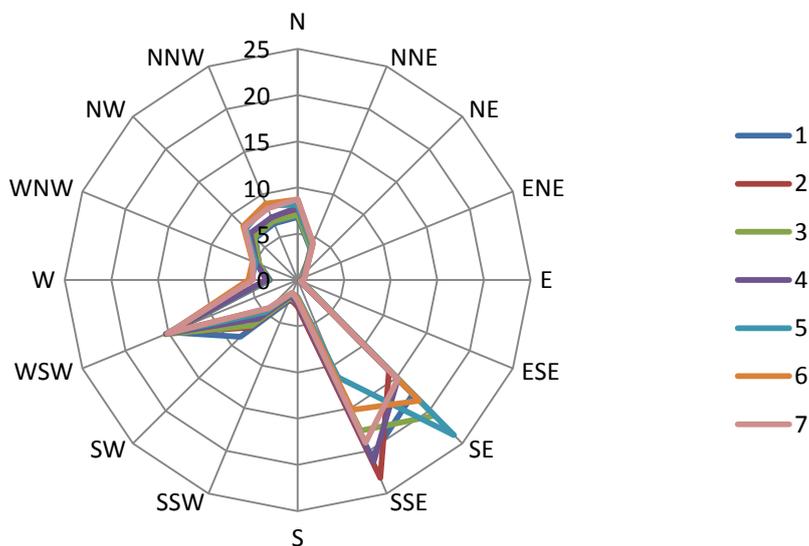


Figura 8. Rosa de vientos del municipio Salvatierra- Agurain. Potencia

6.2. Caracterización de la zona elegida

La zona de estudio, como se ha expuesto en el apartado 6.1, se encuentra al sur del municipio de Salvatierra- Agurain, limitando con los municipios de Arraia-Maeztu y Parzonería de Encía. Es una zona con 5,17 km².

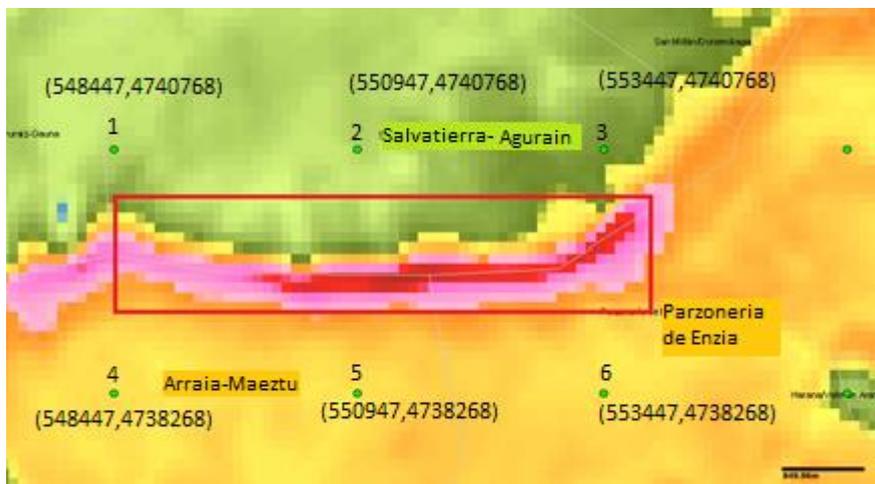


Figura 9. Zona seleccionada

Una vez, seleccionada la zona de estudio para realizar el emplazamiento del parque eólico se realiza el estudio del recurso eólico detalladamente.

Con el mallado de puntos a cada 100 m del Atlas Eólico se obtienen de todos los datos necesarios para la caracterización. Se obtiene los valores de velocidad media anual a 100 m de altura, rugosidad, así como los parámetros de Weibull C y K, factor de escala y de forma, respectivamente y las coordenadas UTM de cada punto. Una vez se tienen todos los puntos se realiza una serie de gráficas para analizar más al detalle la zona seleccionada, es decir, se realiza un zoom del área roja de la Figura 9.



Figura 10. Velocidad media anual a 100 m

En la Figura 10 se observa la gráfica de la matriz de velocidades medias anuales medidas a 100 m de altura. Muestra que en la zona central, las velocidades son elevadas y en la zona noroeste es la zona con velocidades más bajas. Así mismo, se observa que en la zona elegida hay un gran intervalo de velocidades de entre 4 y 9 m/s, debido al desnivel de alturas.

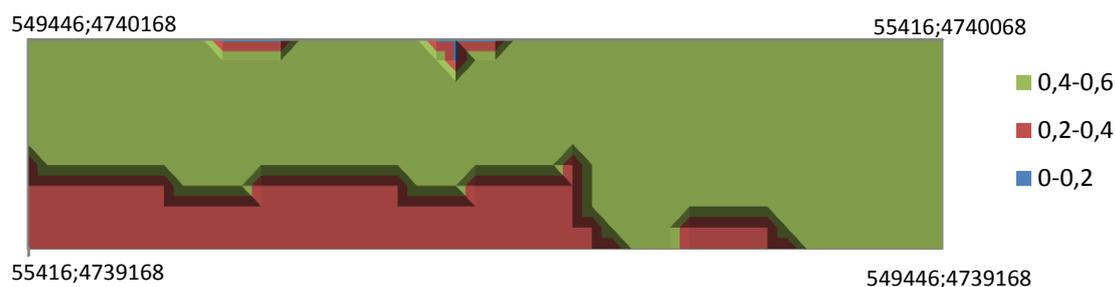


Figura 11. Rugosidad del terreno

En la Figura 11 se muestra el mapa de rugosidades del terreno. Al igual que sucede con las velocidades medias anuales, las rugosidades ofrecen un amplio intervalo de valores. Esta disparidad es de interés para la selección de los aerogeneradores.

En la Figura 12 se muestra el perfil de velocidades en altura. Esta gráfica relaciona la altura con la velocidad siguiendo las siguientes expresiones.

$$\frac{v}{v_1} = \left(\frac{z}{z_1}\right)^n \quad (1)$$

$$n = 0,096 * \log z_0 + 0,016 * (\log z_0)^2 + 0,24 \quad (2)$$

Siendo v_1 y z_1 velocidad y altura en puntos conocidos y n el parámetro dependiente de la rugosidad del terreno z_0 .

Tabla 2. Características puntos de la Distribución de Weibull

	Coordenadas UTM	Rugosidad (m)	Velocidad media a 100 m (m/s)
1	551746,4740168	0,15	6,22
2	551646,4740068	0,15	6,39
3	551946,4739368	0,2	9,04
4	549746,4739268	0,2	8,37
5	549446,4739668	0,6	8,26
6	552946,4739468	0,6	9,09
7	551646,4739568	0,6	9,43

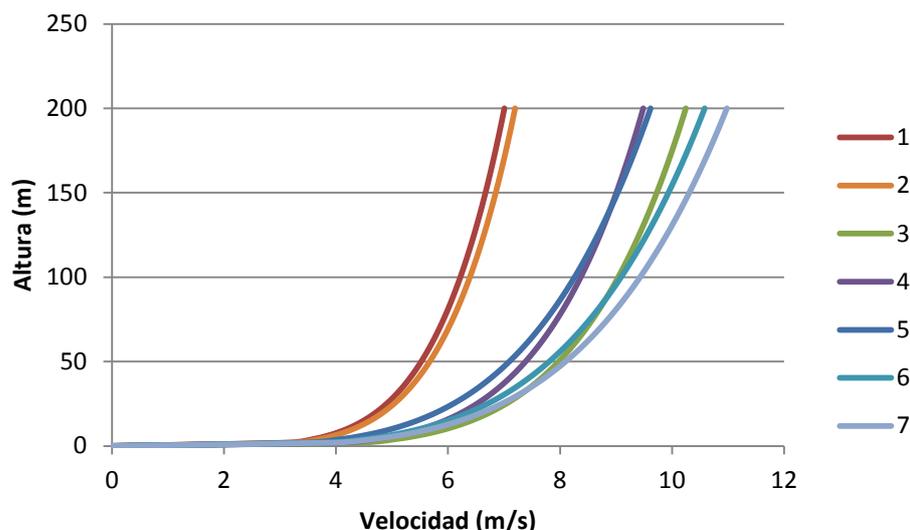


Figura 12. Perfil de velocidades

En la Figura 12 se observa el perfil de velocidades que se realiza en 7 puntos, cuyas características se muestran en la Tabla 2. Como se listan en la Tabla 2, se realiza en 2 ó 3 puntos de igual rugosidad pero diferente velocidad media para comprobar que muestran la misma pendiente en la gráfica.

Se observa dos zonas diferenciadas. Los puntos con rugosidad 0,15 m proporcionan una gráfica que crece antes, es decir, que a una gran variación de altura la variación de velocidad es mínima. Por otra parte, los puntos con rugosidades 0,2 y 0,6 muestran una gráfica que crece más lentamente, por lo tanto, para el mismo aumento de altura que se realiza con el punto de rugosidad 0,15 m, la variación de velocidad media aumenta. Esto es muy importante para la selección del aerogenerador, ya que la potencia eólica depende de la velocidad al cubo.

A continuación, se realiza la rosa de vientos de la zona del emplazamiento. Esta misma será de gran utilidad cuando se analicen las alternativas de diseño del parque eólico, ya que en informa de la dirección predominante del viento.

Para esto, se obtienen mediante el IDAE, los datos de frecuencia, con la que el viento sopla en cada dirección, y potencia de los seis puntos que engloban la zona de estudio, mostrados en la Figura 9. Estos datos se obtienen con el mallado de 2,5 km.

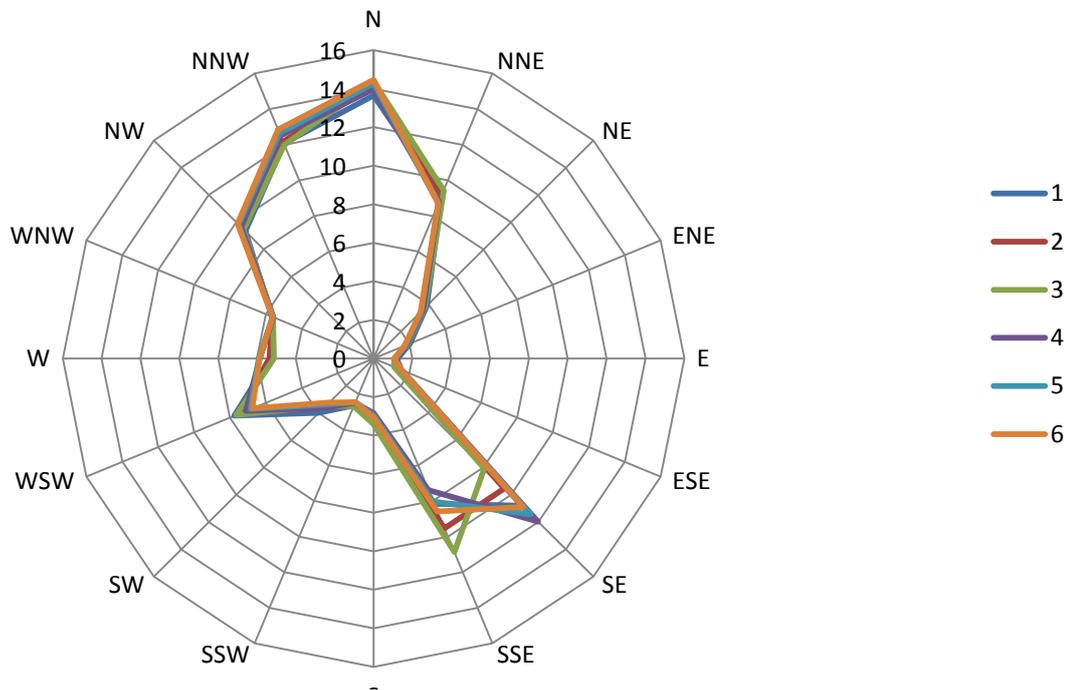


Figura 13. Rosa de vientos- Frecuencia

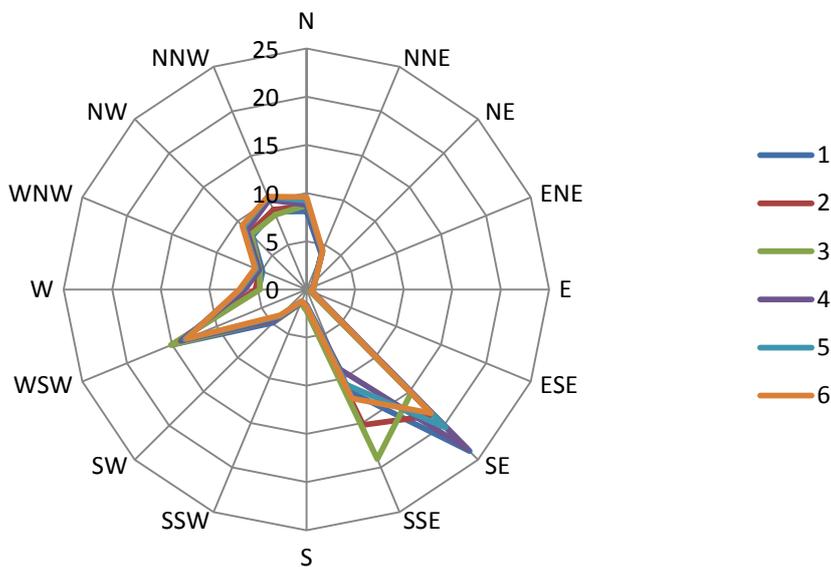


Figura 14. Rosa de vientos- Potencia

Como se observa en las Figuras 13 y 14, la rosa de vientos tiene la misma forma. Además la dirección que más potencia es la dirección sur-este, por lo tanto, en la medida de lo posible los aerogeneradores se dispondrán de forma perpendicular a esa dirección. De ese modo se producirá una mayor energía.

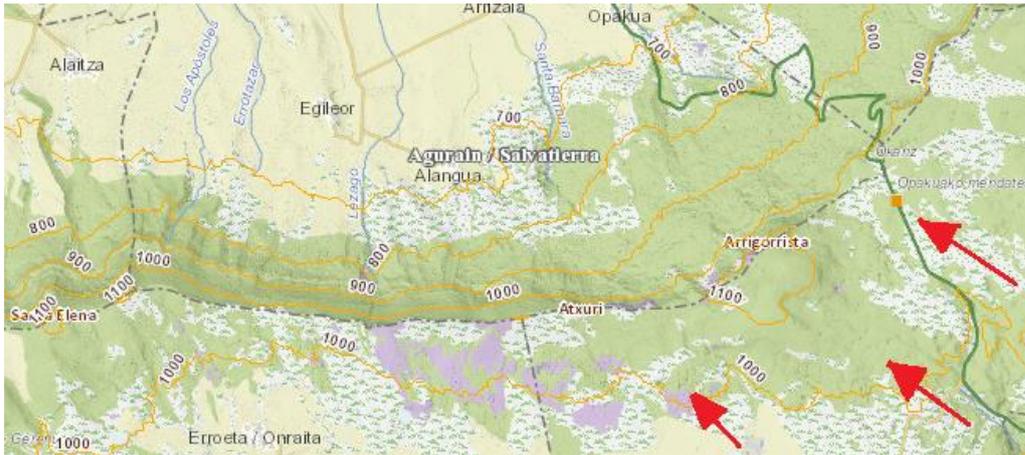


Figura 15. Mapa orográfico con la dirección predominante del viento indicada

En la Figura 15 se muestra la dirección predominante del viento en la zona del emplazamiento.

Para finalizar la caracterización del recurso en la zona elegida se estudia la distribución en frecuencias de las velocidades medias. La distribución de Weibull es una distribución de probabilidad continua. En Energía Eólica modela la distribución de la velocidad del viento, es decir, la frecuencia con la que se dan diferentes velocidades de viento. El Atlas Eólico del IDAE proporciona los parámetros C y K siendo el factor de escala y el de forma respectivamente. La función de Weibull es la siguiente:

$$F(V) = p(v \leq V) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^K\right) \quad (3)$$

Función de densidad:

$$d_p(V) = \frac{dF(V)}{dV} = \frac{K}{C} \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{C}\right)^K\right] \quad (4)$$

Además, los parámetros C y K, varían su velocidad según la altura del aerogenerador siguiendo las fórmulas que a continuación se muestran.

$$C = C_a \left(\frac{z}{z_a}\right)^\alpha \quad (5)$$

$$K = \frac{K_a \cdot [1 - 0.088 \cdot \ln(\frac{z_a}{10})]}{1 - 0.088 \cdot \ln(\frac{z}{10})} \quad (6)$$

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln(C_a)}{1 - 0.088 \cdot \ln(\frac{z}{10})} \quad (7)$$

Siendo C_a y K_a conocidos a una altura z_a conocida.

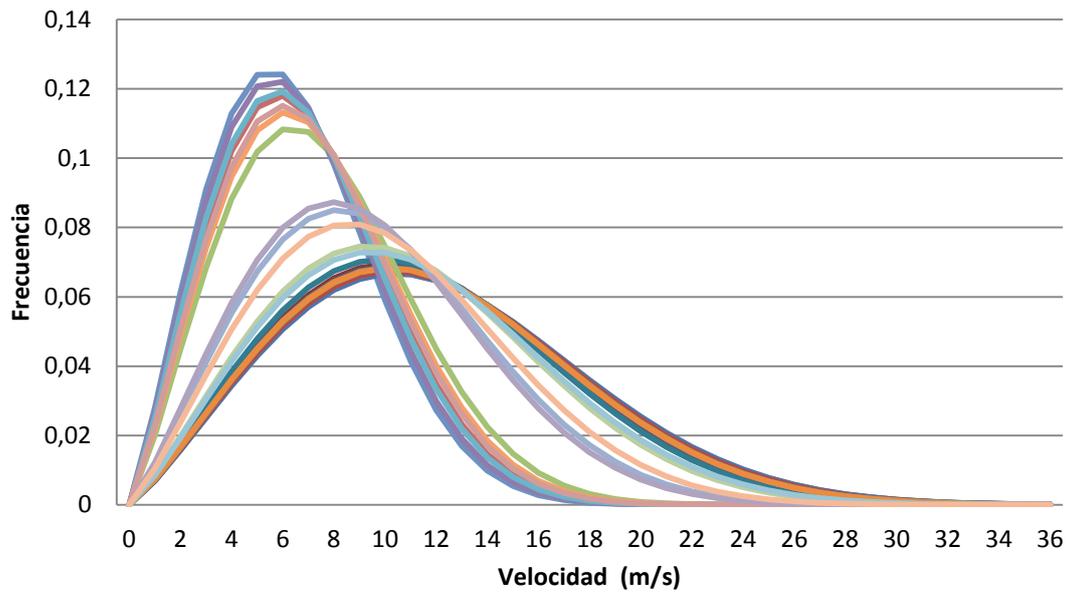


Figura 16. Función Weibull

Como se observa en la Figura 16, la distribución de Weibull muestra dos zonas diferenciadas. La primera es la que alcanza su máximo a una velocidad media anual de 5,5 m/s y una segunda zona alcanza su máximo más tarde, a una velocidad media anual de 8,5-9,5 m/s. Esto se debe a que la zona de estudio es un monte y, por lo tanto, la subzona 2 es más elevada que la subzona 1.

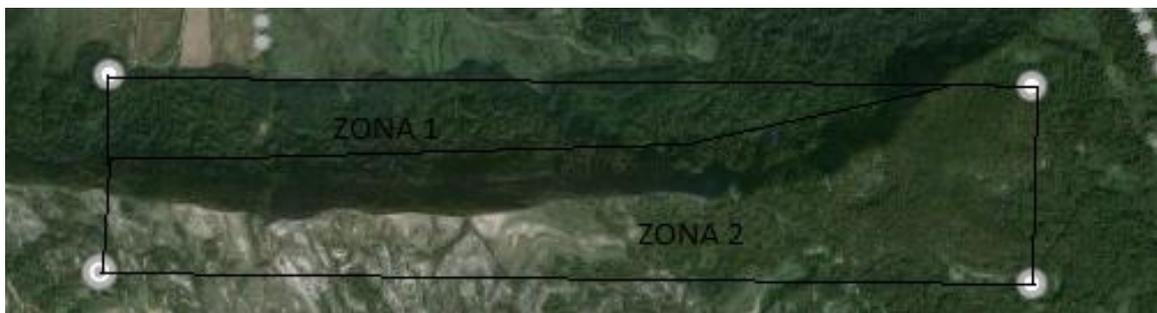


Figura 17. Mapa situación de las Zonas

6.3. Resumen

En este capítulo, se ha realizado la caracterización del recurso eólico tanto en el municipio como en la zona de estudio.

En el municipio, se ha mostrado la orografía, red de carreteras e influencia hidrológica para determinar en qué zonas no se puede instalar un parque eólico. A continuación, se ha obtenido el mapa de rugosidades y velocidades medias, en los cuales se observa que la zona sur del municipio es la que mejores valores presenta. Por último, se ha realizado la rosa de vientos de frecuencias y potencias del municipio, mostrando la dirección sur-este la que mayor energía producirá.

En cuanto a la zona de estudio, se realiza los mismos estudios que con el municipio pero detalladamente. En primer lugar, se obtienen las gráficas de velocidades medias anuales y rugosidad en las cuales se observa que la zona de estudio tiene unos grandes intervalos de valores. A continuación, se obtiene el perfil de velocidades en diferentes puntos con diferentes rugosidades y velocidades. En el cual se observa que los puntos con rugosidad 0,15 m tiene una pendiente más creciente que en los puntos de 0,2 y 0,6 m de rugosidad.

Se obtiene, también, la rosa de vientos de frecuencia y potencia de la zona de estudio. Se observa que coincide en forma y en resultados con la del municipio.

Por último se calcula la función de Weibull. Se observa que sus curvas siguen dos tendencias, por lo tanto se divide la zona de estudio en dos subzonas para este modo optimizar el recurso eólico.

7. ELECCIÓN DE UN AEROGENERADOR

En este capítulo, se desarrolla el proceso de elección del aerogenerador más adecuado para la zona del emplazamiento.

Se realiza una búsqueda de aerogeneradores de 2 MW de diferentes casas comerciales. Se fija la potencia unitaria de 2 MW, ya que un incremento de la potencia implicaría un incremento del coste del aerogenerador y no implicaría un incremento similar en la producción de energía. Con esta potencia se realiza la Tabla 3, con aerogeneradores de marcas y clases diferentes.

Tabla 3. Modelos de aerogeneradores comerciales.

modelo	marca	CLASE	H	∅
G80-2,0MW	Gamesa	IA	78	80
G80-2,0MW	Gamesa	IA	100	80
G87-2,0MW	Gamesa	IA	78	87
G87-2,0MW	Gamesa	IA	90	87
G90-2,0MW	Gamesa	IA	55	90
G90-2,0MW	Gamesa	IA	78	90
G90-2,0MW	Gamesa	IA	90	90
V80-2,0MW	Vestas	IA	78	80
G97-2,0	Gamesa	IIA	78	97
G97-2,0	Gamesa	IIA	90	97
G97-2,0	Gamesa	IIA	100	97
G97-2,0	Gamesa	IIA	104	97
G97-2,0	Gamesa	IIA	120	97
G114-2,0	Gamesa	IIA	80	114
G114-2,0	Gamesa	IIA	93	114
G114-2,0	Gamesa	IIA	106	114
Ecotecnia 80-2,0	Alstom- Ecotècnia	IIA	70	80
Ecotecnia 80-2,0	Alstom- Ecotècnia	IIA	80	80
G97-2,0	Gamesa	IIIA	78	97
G97-2,0	Gamesa	IIIA	90	97
G97-2,0	Gamesa	IIIA	100	97
G97-2,0	Gamesa	IIIA	104	97
G97-2,0	Gamesa	IIIA	120	97
V100-2	Vestas	IIIA	95	100
V100-2	Vestas	IIIA	120	100
LTW 90-2,00	Leitwind	IIIA	80	90
LTW 90-2,00	Leitwind	IIIA	97,5	90

Como se observa, se pueden encontrar bastantes modelos de 2 MW de potencia unitaria, de diferentes marcas y clases.

El primer paso para seleccionar un aerogenerador adecuado a la zona del emplazamiento es seleccionar la clase de aerogenerador, para ello se utiliza la norma IEC 61400-1. Esta Norma proporciona una relación entre la clase del aerogenerador y la velocidad del viento en el

emplazamiento. Como se ha comentado en el Apartado 6, la zona seleccionada se divide en dos subzonas por la variación del intervalo de velocidades y de la función de Weibull.

En la subzona 1 se observa un intervalo de velocidades de entre 5 y 7 m/s, mientras que en la zona 2 las velocidades llegan a los 9,5 m/s.

Tabla 4. Clase de aerogenerador. Fuente: Norma IEC 61400-1

Clase de aerogenerador	I	II	III	S
Vref (m/s)	50	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
A Iref (-)	0,16			
B Iref (-)	0,14			
C Iref (-)	0,12			

Siendo V_{ref} la velocidad de referencia que se calcula siguiendo la formula siguiente.

$$V_{ref} = \frac{V_{media\ anual}}{0.2} \quad (8)$$

Para la subzona 1 la velocidad de referencia no supera los 37 m/s, por lo tanto en esta subzona los aerogeneradores deben ser de Clase III. Por otro parte, en la subzona 2 la velocidad de referencia es de unos 45 m/s por lo cual en esta subzona los aerogeneradores serán de Clase I.

A continuación, se realiza el estudio del aerogenerador más idóneo para cada zona.

7.1. Subzona 1

Como se ha comentado anteriormente, en esta zona se necesitan aerogeneradores de clase III. Los aerogeneradores de esta clase son los que se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Aerogeneradores Clase III

Modelo	Altura(m)	Marca
G97-2.0MW	78	Gamesa
	90	
	100	
	104	
LTW90-2.0MW	80	Leitwind
	97.5	
V100-2.0MW	95	Vestas
	120	

Para la elección del modelo más adecuado se realiza el cálculo de la energía producida. Para ello se necesita la curva de potencia de cada modelo.

Las curvas de potencia se encuentran en los catálogos de los fabricantes y muestran la potencia extraída del aerogenerador por cada velocidad del viento a la altura del buje. Como ejemplo, en la Figura 18 se muestra la curva de potencia del modelo V100-2.0MW. En la Figura 18, se observa que la velocidad de arranque de este modelo es 3 m/s y la de parada 22 m/s.

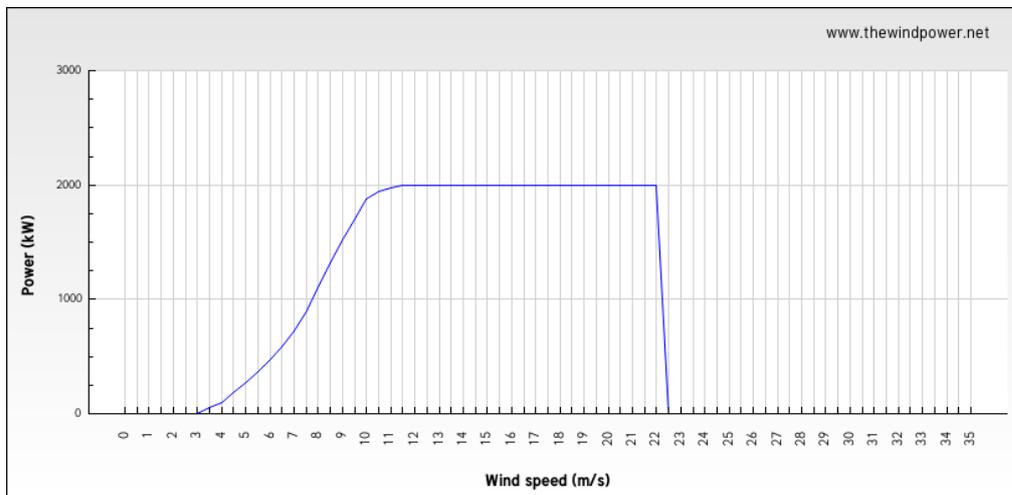


Figura 18. Curva de potencia V100-2.0 MW. Fuente: The wind power

A continuación, se selecciona un punto para realizar los cálculos de energía producida y seleccionar el modelo que obtenga mayor energía. El punto para la subzona 1 es 551646, 4740068.

El cálculo de la energía producida por cada modelo se realiza con el producto de la distribución de Weibull, para cada altura, y la curva de potencia del modelo de estudio. Para obtener la producción anual se multiplica dicho producto por 8760 horas/año, de forma que se obtiene la energía en MWh.

$$EEP = n^{\circ} \text{horas} * P(v) \quad (9)$$

Así mismo, se obtienen los parámetros de Horas equivalentes y Factor de carga.

Las horas equivalentes se define como las horas que debe trabajar un aerogenerador a potencia nominal para producir la energía que se produce en un año. Por otra parte, el factor de carga o de capacidad que es el porcentaje de tiempo entre las horas que trabaja el aerogenerador y un periodo de tiempo, generalmente un año. Es un indicador de la utilización de la capacidad del aerogenerador en el tiempo. Dicho valor es adimensional y sus intervalos se muestran en la Tabla 6. Estos parámetros se obtienen mediante las formulas siguientes:

$$H_{eq} = \frac{EEP(MWh)}{P_n(MW)} \quad (10)$$

$$F_c = \frac{H_{eq}}{8760} \quad (11)$$

Tabla 6. Valores factor de carga. Fuente: Revista científica de energías renovables.

Factor de carga o de capacidad (F_c)	Calificación
Menos de 0,2	Inaceptable
0,2-0,25	Aceptable
0,25-0,30	Bueno
0,30-0,40	Muy bueno
0,40-0,50	Excelente
Mayor que 0,50	extraordinario

Para determinar la altura idónea para el emplazamiento de cada aerogenerador se realizan los cálculos anteriormente comentados para las diferentes alturas del modelo.

Tabla 7. Comparativa aerogeneradores subzona 1

	G97-2.0MW			LTW90-2.0MW	
Altura (m)	78	90	100	80	97,5
EEP (MWh)	6173,16	6591,00	6906,37	5019,24	5547,40
Heq (h)	3086	3295	3453	2509	2773
Fc	0,35	0,37	0,39	0,28	0,31

V100-2.0MW	
Altura (m)	95 120
EEP (MWh)	6156,83 6871,96
Heq (h)	3078 3435
Fc	0,35 0,39

Se observa que los valores más favorables de horas equivalentes y de factor de carga se encuentran en las alturas de buje más altas. Esto se debe a que a mayor altura la velocidad del viento y los parámetros C y K de Weibull aumentan. Además, se observa que el aerogenerador con mejores valores es el de mayor diámetro de rotor debido a que a mayor diámetro, mayor es

el área barrida por el aerogenerador. Por lo tanto, se selecciona el modelo G97-2,0 MW del fabricante Gamesa de altura 100 m.

7.2. Subzona 2

Como se obtuvo anteriormente en la introducción del capítulo 7, los aerogeneradores de esta subzona deben ser de Clase I. Se listan en la Tabla 8.

Tabla 8. Modelos aerogeneradores Clase I

Modelo	Altura(m)	Marca
G80-2.0MW	78	Gamesa
	100	Gamesa
G87-2.0MW	78	Gamesa
	90	Gamesa
G90-2.0MW	78	Gamesa
	90	Gamesa
V80-2.0MW	78	Vestas

Análogamente a los cálculos realizados en la subzona 1, se procede a realizar los necesarios en la subzona 2. En esta subzona se realizan en el punto 551946, 4739368.

Tabla 9. Comparativa aerogeneradores Zona 2

	G80-2.0 MW		G87-2.0 MW	
Altura (m)	78	100	78	90
EEP (MWh)	8353,39	8879,65	9087,44	9390,22
Heq (h)	4177	4440	4544	4695
Fc	0,48	0,51	0,52	0,54
	G90-2.0 MW		V80-2.0 MW	
Altura (m)	78	90	78	
EEP (MWh)	9378,39	9682,43	8256,77	
Heq (h)	4689	4841	4128	
Fc	0,54	0,55	0,47	

Al igual que en la subzona 1, los aerogeneradores con mejores valores son aquellos que su altura de buje es mayor. Como se observa en la Tabla 9, el aerogenerador con mayor energía producida es el modelo G90-2.0 MW del fabricante Gamesa con altura de buje de 90 m.

8. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

En este Apartado se presentan las alternativas de diseño del parque así como el estudio de la energía producida, las horas equivalentes y el factor de carga de cada una de ellas.

En primer lugar, se determina si la zona del emplazamiento posee figuras ambientales. Las figuras ambientales son las zonas LIC, lugares de importancia comunitaria por su potencial para restaurar el hábitat natural, zonas ZEPA, zonas de especial protección para las aves, y zonas IBAS, áreas importantes para la conservación de aves. En la Figura 19 se muestra la presencia de dichas figuras ambientales. Se observa en color rojo las zonas LIC. Esta zona no contiene ni zonas ZEPA, ni IBAS, ni parques naturales en su extensión.



Figura 19. Zona LIC

La zona de estudio pertenece a los Montes de Iturrieta y no tiene red de alta tensión.

A continuación, se debe tener en cuenta el efecto parque. Para disminuir el efecto de la estela que los aerogeneradores generan entre sí, hay que realizar la distribución con una separación entre 8 y 12 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento y entre 2 y 4 veces en la perpendicular al mismo (Wind power, 2016). En este caso, se ha seleccionado para la zona 1 un aerogenerador de 97 m de diámetro, para la zona 2 un aerogenerador de 90 m de diámetro y como se muestra en el Apartado 7.2., en la rosa de vientos el viento predominante va en dirección SSE-SE. Por lo tanto, se debe tener una separación mínima en dirección del viento de 800 m y en la perpendicular de 200 m para minimizar el efecto parque.

Además, al instalar los aerogeneradores en colinas, en ellas siempre se encuentran velocidades más elevadas que en sus alrededores, lo que se denomina efecto colina. Este efecto es causado porque el viento se comprime en la parte de la montaña donde da el aire y cuando este llega a la cima vuelve a expandirse.

El procedimiento a seguir para analizar las alternativas y finalmente seleccionar una es el siguiente.

1. Cumpliendo con las distancias antes nombradas, distribuir sobre el territorio 10 aerogeneradores.
2. Calcular para cada generador su energía producida en el punto donde se encuentra, teniendo en cuenta la Weibull de dicho punto, horas equivalentes y factor de carga de ese

aerogenerador en ese punto. Dependiendo de la subzona la altura de buje del aerogenerador será 90 o 100 m.

3. Sumar la Energía producida, horas equivalentes y factor de carga de todos los aerogeneradores, para obtener la energía total generada en el parque.
4. Seleccionar la alternativa con mejor prestaciones.

A continuación, se muestran dos alternativas de diseño. En ellas se busca dos posibles diseños del parque con 10 aerogeneradores, colocándolos en lo alto de la colina para maximizar la energía producida aunque suponga tener más pérdidas, al no cumplir con las distancias mínimas.

Las alternativas se muestran de forma separada con los cálculos necesarios para cada una de ellas y finalmente se muestra una comparativa de las mismas. En ellas ya se tiene en cuenta las zonas con figuras ambientales.

8.1. Alternativa 1

Los aerogeneradores de esta alternativa se encuentran en las coordenadas de la Tabla 10.

Tabla 10. Coordenadas aerogeneradores alternativa 1

Aerogenerador	UTM x	UTM y
A1	549446	4739568
A2	550046	4739368
A3	550646	4739368
A4	551346	4739368
A5	552046	4739468
A6	552646	4739468
A7	553746	4740068
A8	553646	4739868
A9	553446	4739668
A10	553246	4739468



Figura 20. Distribución aerogeneradores alternativa 1

Como se observa en la Figura 20, las distancias entre los aerogeneradores no son las mínimas para disminuir el efecto parque. Esto sucede porque para ubicar los 10 aerogeneradores en la cima de la colina hay que disminuir la distancia.

Seguidamente en la Tabla 11 se muestra un ejemplo de cálculo del aerogenerador 2 de esta alternativa, del mismo modo se realizarán todos los aerogeneradores de las dos alternativas.

Tabla 11. Ejemplo de cálculo del A2

Velocidad m/s	Weibull a 90 m	Potencia kW	Pot*weibull
0	0	0	0
1	0,01372625	0	0
2	0,03065603	0	0
3	0,04769316	0	0
4	0,06318695	60	0,00379122
5	0,07587178	120	0,00910461
6	0,08485532	320	0,0271537
7	0,08966513	620	0,05559238
8	0,09026493	1050	0,09477817
9	0,08701949	1350	0,11747631
10	0,08061091	1750	0,14106909
11	0,07192104	1900	0,13664998
12	0,06190196	2000	0,12380393
13	0,05145611	2000	0,10291222
14	0,04134382	2000	0,08268764
15	0,03212789	2000	0,06425578
16	0,0241566	2000	0,0483132
17	0,0175793	2000	0,03515859
18	0,01238422	2000	0,02476845
19	0,00844688	2000	0,01689375
20	0,00557851	2000	0,01115702
21	0,00356739	2000	0,00713478
22	0,00220899	1750	0,00386574
23	0,00132446	1500	0,0019867
24	0,0007689	1250	0,00096112
25	0,00043217	1000	0,00043217
EEP (MWh)			9723,13
HE (h)			4861
Fc			0,55

A continuación, se procede en la Tabla 12 a presentar los resultados del conjunto de aerogeneradores que forman la alternativa del parque eólico.

Tabla 12. Resultados alternativa 1

Aerogenerador	Energía producida MWh	Horas equivalentes	Factor de carga
A1	9339,70	4669	0,53
A2	9723,13	4861	0,55
A3	9897,31	4948	0,56
A4	10160,09	5080	0,58
A5	10009,89	5004	0,57
A6	9992,84	4996	0,57
A7	9956,91	4978	0,56
A8	10051,36	5025	0,57
A9	9845,65	4922	0,56
A10	9292,19	4646	0,53
TOTAL	98269,10	4913	0,56

Estos resultados se obtienen sin pérdidas, hay que tener en cuenta las pérdidas por efecto parque, perdidas por disponibilidad, son aquellas debidas al mantenimiento y al acceso al parque para asegurar el buen funcionamiento, 15%, pérdidas eléctricas, 1.25%, y pérdidas varias, 5%.

Como se ha comentado anteriormente, las pérdidas por efecto parque aumentan. Para poder comparar las dos alternativas con los datos finales, se procede en la Tabla 13 a aplicar las pérdidas en esta alternativa.

Tabla 13. Resumen alternativa 1

Potencia Parque (MW)	20
Nº Aerogeneradores	10
Energía Bruta Producida anual (MWh/año)	98269,10
Pérdidas efecto parque (%)	10
Pérdidas por disponibilidad (%)	15
Pérdidas eléctricas (%)	1
Pérdidas varias (%)	5
Energía Neta Producida Anual (MWh/año)	67805,68
Horas equivalentes(h)	3390
Factor de carga	0,39

8.2. Alternativa 2

Los aerogeneradores de esta alternativa se encuentran en las coordenadas de la Tabla 14.

Tabla 14. Coordenadas aerogeneradores alternativa 2

Aerogenerador	UTM x	UTM y
A1	549446	4739568
A2	550246	4739568
A3	551046	4739568
A4	551846	4739568
A5	552646	4739468
A6	552446	4739668
A7	552246	4739868
A8	553646	4739868
A9	553446	4739668
A10	553246	4739468

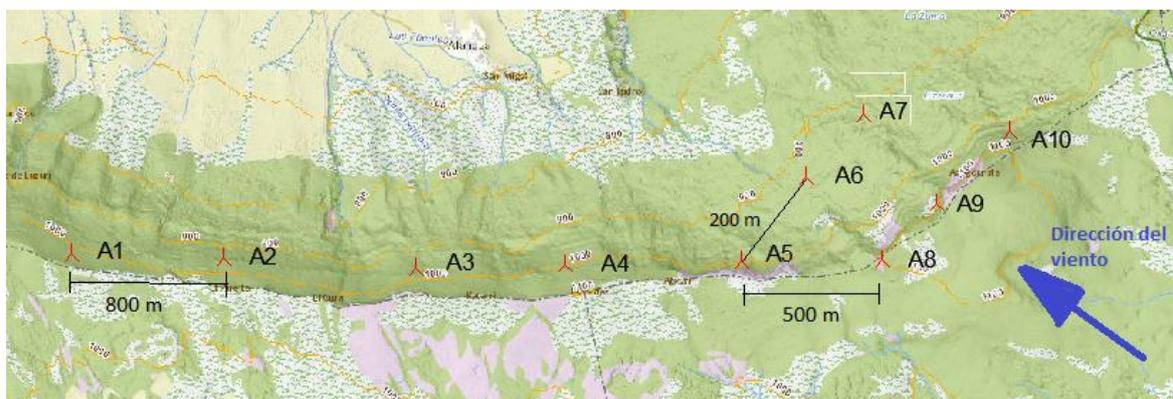


Figura 21. Distribución aerogeneradores alternativa 2

A continuación, se procede en la Tabla 15 a exponer los resultados del conjunto de aerogeneradores que forman la alternativa q del parque eólico.

Tabla 15. Resultados alternativa 2

Aerogenerador	Energía producida MWh	Horas equivalentes	Factor de carga
A1	9339,71	4669	0,53
A2	8766,31	4383	0,50
A3	9400,25	4700	0,53
A4	10135,17	5067	0,57
A5	9992,85	4996	0,57
A6	7973,71	3986	0,45
A7	5933,11	2966	0,33
A8	10051,36	5025	0,57
A9	9845,65	4922	0,56
A10	9292,19	4646	0,53
TOTAL	90730,32	4536	0,51

Análogamente a la alternativa 1, se aplica las pérdidas. En esta alternativa también aumentan las pérdidas por efecto parque.

Tabla 16. Resumen alternativa 2

Potencia Parque (MW)	20
Nº Aerogeneradores	10
Energía Bruta Producida anual (MWh/año)	90730,32
Pérdidas efecto parque (%)	10
Pérdidas por disponibilidad (%)	15
Pérdidas eléctricas (%)	1
Pérdidas varias (%)	5
Energía Neta Producida Anual (MWh/año)	62603,92
Horas equivalentes(h)	3129
Factor de carga	0,35

8.3. Comparativa y conclusión

Tabla 17. Comparativa de alternativas

Alternativa	Energía producida MWh	Horas equivalentes	Factor de carga
1	67805,68	3390	0,39
2	62603,92	3129	0,35

Se observa, en la Tabla 17, que la alternativa que energéticamente es más favorable es la alternativa número 1 puesto que produce más energía y por lo tanto el número de horas equivalentes y el factor de carga son mayores a la otra opción.

9. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En este capítulo se procede al diseño de la infraestructura eléctrica del parque. Para ello, se consulta la Instrucción Técnica Complementaria: ITC-LAT 06: Líneas subterráneas con cables aislados y la norma UNE 211435: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0.6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.

La red subterránea de interconexión es de 20 kV y se realiza enterrada en una zanja de 1 m de profundidad.

La ubicación de la estación transformadora es en coordenadas UTM (m): 551746,4739468, ubicada en esta zona para que la línea eléctrica siga el camino de servidumbre entre los aerogeneradores.

9.1. Cálculo de intensidades nominales

En primer lugar, se procede al cálculo de la intensidad nominal dada por la fórmula:

$$I_n(A) = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cos\varphi} = \frac{P_n(kW)}{\sqrt{3} \cdot U_n(kV)} \quad (12)$$

Para simplificar los cálculos el factor de potencia, $\cos \varphi$, es unitario y la tensión nominal 20 kV. En la Tabla 18 se muestran los resultados de las tensiones nominales de cada tramo.

Tabla 18. Intensidades nominales

Línea	Tramo	Pn(kW)	In(A)
1	A1-A2	2000	57,73
	A2-A3	4000	115,47
	A3-A4	6000	173,20
	A4-CT	8000	230,94
2	A10-A9	2000	57,73
	A9-A8	4000	115,47
	A8-A7	6000	173,20
	A7-A6	8000	230,94
	A6-A5	10000	288,67
	A5-CT	12000	346,41



Figura 22. Distribución de la infraestructura eléctrica

9.2. Niveles de aislamiento del cable

La red que se está calculando se clasifica de categoría A, en esta categoría los efectos se eliminan lo más rápido posible, en cualquier caso antes de 1 minuto.

Para saber las características mínimas del cable de red y accesorios, se accede a la Tabla de Niveles de los cables y sus accesorios de la ITC, Tabla 19.

Tabla 19. Tensión asignada recomendada. Fuente: UNE 211435:2011

Tensión nominal de la red kV	Tensión más elevada de la red kV	Categoría de la red	Características del cable y accesorios	
			Tensión nominal del cable kV	Nivel de aislamiento a impulsos kV
20	24	A	12/20	125

9.3. Elección de sección del conductor

Para este apartado se utilizarán las tablas incluidas en la Norma UNE 211435.

Puesto que la tensión asignada es de 20 kV, se emplearán cables unipolares, con conductor de aluminio, HEPRZ1.

9.3.1. Dimensionamiento de conductores por criterio térmico

El procedimiento a seguir en el dimensionamiento por criterio térmico es el expuesto en el libro Tecnología Eléctrica (Roger y otros, 2010) y es el siguiente.

1. Dividir la intensidad nominal I_n por los factores de corrección k

$$I_1 = \frac{I_n}{k} \quad (13)$$

2. En tablas obtener la sección S tal que se cumplan las condiciones:

$$I_{Tablas} \geq I_1 \quad (14)$$

$$k * I_{Tablas} \geq I_n \quad (15)$$

Para obtener la sección se consultarán los valores tabulados en las tablas de intensidad máxima admisible de la Norma Une 211435, para una instalación con las siguientes características:

- Temperatura del terreno: 25 °C (cables soterrados).
- Temperatura del aire ambiente: 40 °C (cables en galerías)
- Profundidad de soterramiento: 1 m.
- Resistividad térmica del terreno: 1,05 K·m/W.
- Radiación solar: Los cables en galerías se encuentran protegidos del sol.

A continuación, se deben obtener los factores de corrección con las características del proyecto que se está realizando. Para ello es necesario el cálculo de dos factores de corrección: el debido a la temperatura del terreno y el debido a la resistividad térmica del mismo.

- Factor de corrección de temperatura del terreno: 1,03

Este factor se obtiene de la Tabla 20 de la Norma UNE 211435.

Se obtiene una temperatura máxima admisible para HEPR de 105°C, según la Tabla 19.

Tabla 20. Nivel de aislamiento. Fuente: UNE211435

Tipo de aislamiento		Temperatura máxima admisible en el conductor	
		Régimen permanente	Régimen de cortocircuito (máximo 5 s de duración)
XLPE	Polietileno reticulado	90 °C	250 °C
HEPR	Etileno propileno de alto módulo	105 °C	250 °C

- Factor de corrección de resistividad del terreno.

El emplazamiento se encuentra en una zona de piedra caliza, con gran humedad. Para este tipo de terrenos, la resistividad es de 2,5 K·m/W. Según los valores proporcionados por la norma UNE, el factor de corrección de resistividad del terreno depende de la sección necesaria.

Tabla 21. Factor de corrección de resistividad del terreno. Fuente: UNE211435

Cables instalados en tubos soterrados. Un circuito por tubo							
Sección del conductor mm ²	Resistividad del terreno						
	0,8 K · m/W	0,9 K · m/W	1 K · m/W	1,5 K · m/W	2 K · m/W	2,5 K · m/W	3 K · m/W
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

La norma UNE 211435:2011 proporciona la tabla de intensidad máxima admisible para cables de distribución 3.6/6 KV a 18/30 KV con conductor de aluminio y aislamiento HEPR (Tabla 22).

Tabla 22. Intensidad máxima admisible. Fuente: UNE 211435

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de aluminio			
Cables unipolares en triángulo en contacto			
Sección mm²	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
25	100	90	120
35	120	110	145
50	140	130	170
70	170	160	210
95	205	190	255
120	235	215	295
150	260	245	335
185	295	280	385
240	345	320	455
300	390	365	520
400	445	415	610
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire en °C			40
Resistividad térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad soterramiento m			1
Temperatura del conductor en °C			90

A continuación, en la Tabla 23 se muestra un ejemplo de los cálculos realizados para $I_n=173,2$ A, del mismo modo se ha realizado para los otros valores de I_n .

Tabla 23. Criterio térmico

It (A)	Sección (mm²)	Factor corrección resistividad	Factor corrección temperatura	k	I_n(A)	I_1 (A)	$I_t > I_1$	$k \cdot I_t > I_n$
105	25	0,88	1,03	0,9064	173,2	191,085613	NO CUMPLE	NO CUMPLE
125	35	0,88	1,03	0,9064	173,2	191,085613	NO CUMPLE	NO CUMPLE
145	50	0,87	1,03	0,8961	173,2	193,282	NO CUMPLE	NO CUMPLE
180	70	0,87	1,03	0,8961	173,2	193,282	NO CUMPLE	NO CUMPLE
215	95	0,87	1,03	0,8961	173,2	193,282	CUMPLE	CUMPLE
245	120	0,87	1,03	0,8961	173,2	193,282	CUMPLE	CUMPLE
275	150	0,87	1,03	0,8961	173,2	193,282	CUMPLE	CUMPLE
315	185	0,87	1,03	0,8961	173,2	193,282	CUMPLE	CUMPLE
365	240	0,86	1,03	0,8858	173,2	195,529465	CUMPLE	CUMPLE
410	300	0,86	1,03	0,8858	173,2	195,529465	CUMPLE	CUMPLE
470	400	0,86	1,03	0,8858	173,2	195,529465	CUMPLE	CUMPLE

Se observa que para $I_n = 173,2$ A la sección que cumple el criterio térmico es 95 mm^2 .

En la Tabla 24 se muestra las secciones mínimas obtenidas para cada intensidad nominal.

Tabla 24. Resumen de resultados del criterio térmico

In(A)	K	I1(A)	Sección(mm ²)
57,74	0,9	63,7	25
115,47	0,89	128,85	50
173,2	0,89	193,28	95
230,94	0,89	257,71	150
288,67	0,8858	325,89	240
346,41	0,8858	391,07	300

Para facilitar la instalación y el mantenimiento de la red, se decide unificar secciones de modo que se usa secciones de 95 mm^2 , 150 mm^2 , 240 mm^2 y 300 mm^2 . Los conductores de 25 y 50 mm^2 se aumentan a 95 mm^2 de sección. En la Tabla 25 se muestra las secciones en cada tramo.

Tabla 25. Secciones del conductor

Línea	Tramo	Sección (mm ²)
1	A1-A2	95
	A2-A3	95
	A3-A4	95
	A4-CT	150
2	A10-A9	95
	A9-A8	95
	A8-A7	95
	A7-A6	150
	A6-A5	240
	A5-CT	300

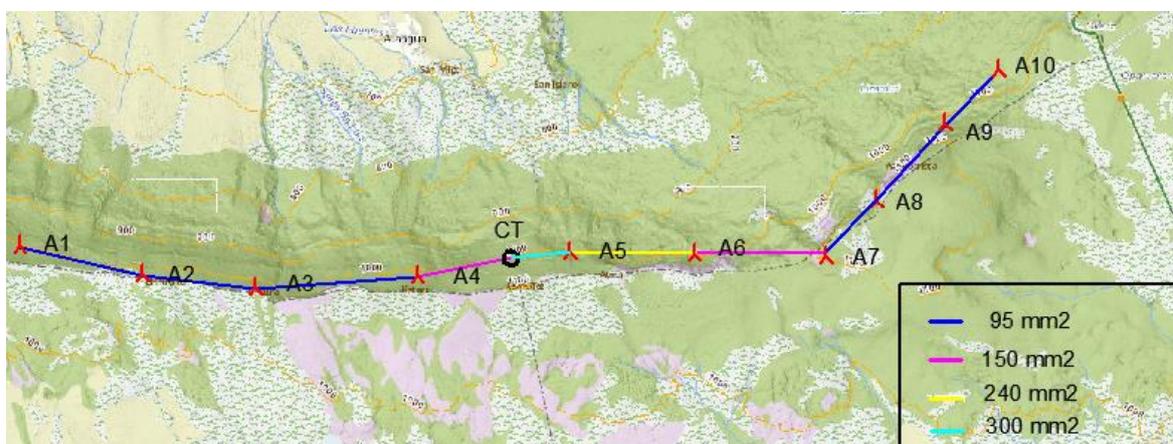


Figura 23. Secciones del conductor

9.3.2. Características del cable elegido

El cable que se decide instalar, es un cable unipolar con conductor de aluminio del tipo Eprotenax Compact, aislamiento HEPR. Como se ha obtenido en el apartado 9.2, la tensión nominal es 12/20kV.

Para las características técnicas se ha consultado el catálogo de media tensión de Prysmian que se detallan en las tablas mostradas a continuación.

Tabla 26. Resistencia del cable a 105°C . Fuente: Prysmian

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares		Cables Tripolares	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.087
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	0.430	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	0.277	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	0.168	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	0.105	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Tabla 27. Reactancia del cable. Fuente: Prysmian

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

En estas Tablas se encuentra la reactancia y la resistencia del cable, para las diferentes secciones, necesarias para el cálculo de la caída de tensión que se realiza en el Apartado 9.3.3.

9.3.3. Comprobación de caída de tensión

Con las secciones obtenidas por el criterio térmico se procede a comprobar la caída de tensión de los conductores, para esto se utilizará la expresión:

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} * L * I * (R \cos\varphi + X \sin\varphi) \quad (16)$$

Siendo:

- L, longitud del cable en kilómetros.
- I, Intensidad nominal en A
- R, resistencia del cable en Ω/Km
- $\cos\varphi$, factor de potencia

Como se ha realizado en anteriores apartados, se aproxima el factor de potencia a 1, siendo $\sin\varphi=0$ anulando ese término de la ecuación.

Además, se usa la expresión siguiente para expresar la caída de tensión en %

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U_n} * 100 \quad (17)$$

Para el cálculo de la longitud aproximada del cable, se utiliza la elevación de los puntos donde se encuentran situados los aerogeneradores. La fórmula para el cálculo de la distancia real entre dos puntos con diferente elevación es la siguiente.

$$Distancia\ real = \sqrt{Distancia\ horizontal^2 + \Delta altura^2} \quad (18)$$

Tabla 28. Criterio caída de tensión

Línea	Tramo	In (A)	Longitud (m)	AU(V)	AU%	AU% acumulada por línea
1	A1-A2	57,73	598	25,714	0,12857	0,95
	A2-A3	57,73	600	51,6	0,258	
	A3-A4	115,47	700	90,3	0,4515	
	A4-CT	230,94	200	22,16	0,1108	
2	A10-A9	57,73	200	8,6	0,043	0,97
	A9-A8	115,47	200	17,2	0,086	
	A8-A7	173,20	200	25,8	0,129	
	A7-A6	230,94	600	66,48	0,3324	
	A6-A5	288,67	600	50,4	0,252	
	A5-CT	346,41	300	24,48	0,1224	

En la Tabla 28 se muestran los resultados para cada línea. Se observa que en ninguna de las líneas se supera el 1% de caída. En el reglamento de Alta Tensión se hace referencia a una caída máxima de 5%, por tanto, las secciones elegidas cumplen este criterio.

9.4. Celda de conexión.

Para conectar los aerogeneradores a red eléctrica se necesitará celdas de conexión. Para este caso, se utilizarán celdas del fabricante MESA, ya que son celdas que contienen toda la aparamenta necesaria para la conexión a la red y la protección del parque.

Se utilizarán dos configuraciones diferentes ya que la distribución de la red en el parque es radial. Las celdas de final de línea estarán compuestas por dos módulos OL y 1A y las celdas de los aerogeneradores intermedias serán de tres módulos OL, 1L y 1A. Cada módulo tiene una función diferente, a continuación se detallan.

- Módulo OL: Función de remonte de barras
- Módulo 1L: Función de maniobra con interruptor-seccionador
- Modulo 1A: Función de protección con interruptor automático.

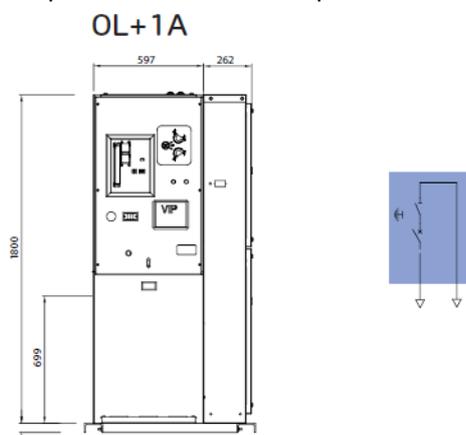


Figura 24. Celda de dos módulos. Fuente: Catálogo MESA

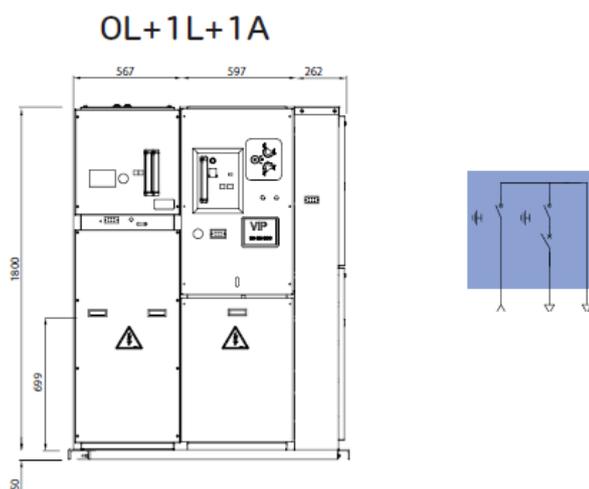


Figura 25. Celda de tres módulos. Fuente: Catálogo MESA

10. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

En este Apartado se realiza el impacto medioambiental que el parque eólico puede crear en la zona, para ello se toma como referencia los siguientes libros: Evaluación de impacto medio ambiental (Domingo Gómez Orea,1998) y Guía Metodológica para la Evaluación del impacto ambiental (V. Conesa Fernandez,1997).

10.1. Objetivos

- Reconocer las acciones susceptibles de generar daños medioambientales en cada fase del proyecto.
- Identificar los elementos del medio que puedan ser afectados.
- Valorar cualitativamente los impactos medioambientales.
- Prevenir las consecuencias en el medio natural de la instalación del parque eólico.

10.2. Inventario de especies de la zona

El plan territorial sectorial de la energía eólica, explicado en la introducción del este proyecto, nace para proteger al máximo la flora y fauna del País Vasco. La información sobre las especies de la zona se obtiene de los informes y documentos que facilita el Departamento de Medio Ambiente y Política Territorial del Gobierno Vasco.

Flora

En esta zona se encuentra un gran número de especies de interés de las cuales 3 son las más importantes: árnica (*Arnica montana*) y los narcisos (*Narcissus pseudonarcissus* y *Narcissus minor ssp. Minor*): La primera se encuentra en repisas herbosas y pastos empinados, la segunda es presente en pastos, repisas y bosque y la tercera se extiende, dentro de la zona de estudio de los Montes de Iturrieta, por los pastos y lugares abiertos.

Además de estas especies, en la zona de estudio, se encuentra *Arenaria vitoriana*. Esta especie se localiza en las calizas naturales donde la humedad, el hielo y la sequedad de verano permiten que el sustrato realice una serie de movimientos de partículas que se puede apreciar desde Montes de Iturrieta hasta Atxuri.

También se localizan especies que se encuentran por todo el territorio vasco, como son el acebo (*Ilex aquifolium*) y el tejo (*Taxus baccata*), y especies a nivel peninsular entre las cuales se encuentra el *Narcissus asturiensis* y el *Arenario vitoriana*, especies de gran interés en la zona norte de España.

De todas las especies enumeradas, se encuentran clasificadas como especies raras *Arnica montana* y el *Arenario vitoriana* y como especies de interés en la zona *Taxus baccata* y *Narcissus pseudonarcissus*.

Fauna

Esta zona contiene una alta diversidad de especies, desde invertebrados, pasando por anfibios y reptiles, hasta las aves. Todo ello gracias a su ubicación estratégica de sierras. A continuación se procede a enumerar las especies con mayor influencia en la zona de estudio.

Anfibios:

- La ranita de San Antón (*Hyla arborea*)
- El sapo partero común (*Alytes obstetricans*)
- El tritón jaspeado (*Triturus marmoratus*)
- El sapo corredor (*Bufo calamita*): Especie vulnerable
- La rana ágil (*Rana dalmatina*): Especie vulnerable
- La salamandra común (*Salamandra salamandra*)
- El tritón palmeado (*Lissotriton helveticus*)
- El sapillo moteado (*Pelodytes punctatus*),
- El sapo común (*Bufo bufo*)
- La rana bermeja (*Rana temporaria*)
- La rana común (*Pelophylax perezi*).

Reptiles:

- el lagarto verde (*Lacerta bilineata*)
- la lagartija roquera (*Podarcis muralis*)
- la culebra lisa europea (*Coronella austriaca*)
- la lagartija de turbera (*Zootoca vivipara*),
- la lagartija ibérica (*Podarcis liolepis*)
- el eslizón tridáctilo (*Chalcides striatus*)
- la culebra lisa meridional (*Coronella girondica*)
- la culebra viperina (*Natrix maura*)
- la culebra de collar (*Natrix natrix*)
- la víbora áspid (*Vipera aspis*)
- la víbora de Seoane (*Vipera seoanei*).

Aves:

- Halcón peregrino (*Falco peregrinus*)
- Alimoche común (*Neophron percnocterus*),
- Águila real (*Aquila chrysaetos*): Especie vulnerable
- Búho real (*Bubo bubo*)
- Águila-azor perdicera (*Hieraaetus fasciatus*): en peligro de extinción
- Culebrera europea (*Circaetus gallicus*)
- Aguililla calzada (*Hieraaetus pennatus*)
- Abejero europeo (*Pernis apivorus*)
- Milano real (*Milvus milvus*) : Especie vulnerable
- Milano negro (*Milvus migrans*)
- Azor (*Accipiter gentilis*)
- Gavilán (*Accipiter nisus*)
- Alcotán europeo (*Falco subbuteo*)
- Busardo ratonero (*Buteo buteo*)
- Cárabo común (*Strix aluco*)
- Lechuza común (*Tyto alba*)
- Aguilucho pálido (*Circus cyaneus*)
- Aguilucho cenizo (*C. Pygargus*): Especie vulnerable
- Cernícalo primilla (*Falco tinnunculus*)
- El esmerejón (*Falco columbaris*)
- El elanio común (*Elanus caureleus*)

- Quebrantahuesos (*Gypaetus barbatus*): en peligro de extinción

Además, en esta zona se encuentran 26 especies de mamíferos de interés como gato montés (*Felis sylvestris*), el tejón (*Meles meles*), la garduña (*Martes foina*), la marta (*Martes martes*) o el turón europeo (*Mustela putoris*).

Clima

Esta zona se encuentra en los montes de transición del País Vasco. Es un clima continental con una temperatura media anual de aproximadamente 10°C, disminuyendo considerablemente en las zonas por encima de los 1100 m de altitud. Es una zona donde las heladas suceden durante 6-7 meses al año y son numerosas, al igual que las precipitaciones. Las precipitaciones tanto en forma de nieve como de lluvia rondan entre los 1100 y los 1500 mm anuales.

Socioeconómica

Según el Instituto Nacional de Estadística, el municipio de Salvatierra- Agurain tiene una población total de 4986 habitantes, 2483 hombres y 2503 mujeres.

La población se dedica principalmente al sector servicios y a la industria como se observa en la Figura 26. Tiene una tasa de paro de un 13%.

Población ocupada 16 y más años por Sectores

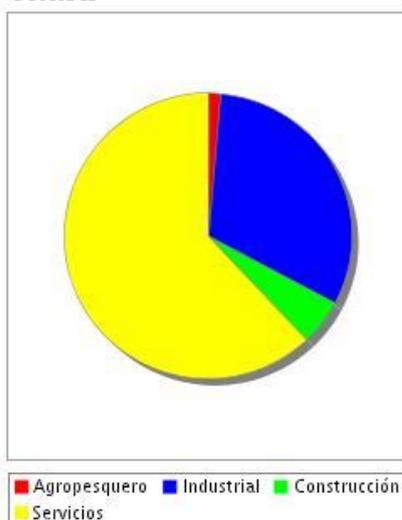


Figura 26 . Gráfica de empleo según sectores. Fuente: Eustat

Salvatierra- Agurain es un municipio que ha crecido en la última década siendo un 17,5% de la población menor de 14 años y un 7,5% mayor de 75 años.

10.3. Identificación de impactos

En este apartado, se procede a la identificación de aquellas actividades que pueden causar impacto en la zona de estudio. Se dividen estos impactos según la fase del proyecto en la que se producen. Estas fases son la de construcción, funcionamiento y desmantelamiento del parque eólico.

- Fase de construcción:
 - Apertura de vías de acceso.
 - Compactación del terreno.
 - Movimiento de tierras.
 - Transporte de los aerogeneradores.

- Montaje de aerogeneradores
- Instalación de la infraestructura eléctrica.

- Fase de funcionamiento:
 - Mantenimiento de la instalación.
 - Reducción de gases de efecto invernadero.
 - Presencia de los aerogeneradores.
 - Funcionamiento de los aerogeneradores.

- Fase de desmantelamiento:
 - Movimiento de tierras.
 - Emisiones de gases de escape de la maquinaria.
 - Reutilización del terreno.

10.4. Factores ambientales susceptibles de ser afectados

Los factores ambientales se dividen en cuatro categorías: Medio inerte, medio biótico, medio perceptual y medio socioeconómico. Del listado del libro de Gómez Orea (1998), se extraen los influyentes en este proyecto.

MEDIO INERTE

- Aire:
 - Calidad.
 - Confort sonoro.

- Tierra-Suelo:
 - Calidad.
 - Contaminación del suelo y subsuelo.
 - Capacidad de uso.

- Agua.
 - Superficial.
 - Subterránea.

MEDIO BIOLÓGICO

- Flora.
 - Especies protegidas.
- Fauna.
 - Especies protegidas y/o singulares.
 - Hábitat.
 - Aves.

MEDIO PERCEPTUAL

- Incidencia visual.

MEDIO SOCIOECONÓMICO

- Empleo.
- Calidad de vida.

10.5. Evaluación de impactos.

Una vez identificadas las acciones y los factores medioambientales que se pueden ver afectados, se procede a realizar la matriz de importancias, que da como resultado una valoración cualitativa del impacto ambiental. Para la realización de dicha matriz se procede a explicar los parámetros de importancia según Guía Metodológica para la Evaluación del impacto ambiental (V. Conesa Fernández, 1997).

PARÁMETROS

- Signo: refleja el carácter beneficioso (+) o perjudicial (-) de las acciones.
- Intensidad: grado de incidencia de la acción sobre el factor.
- Extensión: Se refiere al área de influencia del impacto.
- Persistencia: Se refiere al tiempo, que se intuye, permanecerá el efecto.
- Recuperabilidad.

A continuación, se muestra en la Tabla 29 el criterio de factorización de los parámetros

Tabla 29. Importancia del impacto

Naturaleza	Impacto beneficioso	+
	Impacto perjudicial	-
Intensidad	Baja	1
	Media	2
	Alta	4
Extensión	Puntual	1
	Parcial	2
	Extenso	4
Persistencia	Fugaz	1
	Temporal	2
	Permanente	4
Recuperabilidad	Recuperable inmediatamente	1
	Recuperable a medio plazo	2
	Mitigable	4
	Irrecuperable	8

La importancia se calcula según la calificación de la Tabla 29, siguiendo la fórmula:

$$I = \pm(3 * Intensidad + 2 * Extension + Persistencia + Recuperabilidad). \quad (19)$$

A continuación, se muestra un ejemplo de cálculo de la importancia de la calidad del aire debido al levantamiento de polvo.

$$I = -(3*4 + 2*1 + 2 + 2) = -17$$

MATRICES DE VARIACIÓN DE IMPACTO

Tabla 30. Matriz fase de Construcción

			Apertura de vías de acceso	Compactación del terreno	Movimiento de tierras	Transporte aerogeneradores	Montaje aerogeneradores	Instalación eléctrica.	Σ
INERTE	Aire	Calidad del aire	-10	-6	-18	-10			-61
		Confort sonoro	-17	-10	-20	-10	-10	-15	-98
	Suelo	Calidad del suelo		-14	-14	-10	-18	-15	-89
		Capacidad de uso	-10	-14	-24		-18	-10	-87
		Contaminación suelo y subsuelo	-16	-18	-20		-20		-80
	Agua	Subterránea	-14		-10		-18		-42
Superficial		-18		-10		-15		-57	
BIOLÓGICO	Flora	Especies protegidas	-15	-10	-10		-15	-18	-78
	Fauna	Hábitat	-18	-10	-18		-15	-15	-90
		Especies Protegidas	-14	-10	-18		-10	-15	-77
		Aves					-10		-24
PERCEPTUAL		Incidencia visual	-14	-6	-14	-10	-15		-77
SOCIO-ECONÓMICO		Empleo	+22	+20	+18	+20	+20	+22	+122
		Calidad de vida	+10		-10		+15	+15	+30
		Σ	-114	-78	-168	-20	-129	-51	

Tabla 31. Matriz fase de Funcionamiento

			Mantenimiento instalación.	Reducción gases EI	Presencia aerogeneradores	Funcionamiento aerogen.	Σ
INERTE	Aire	Calidad del aire	-14	+10			-4
		Confort sonoro	-22	+15		-20	-27
	Suelo	Calidad del suelo	-14	+15	-10	-10	-21
		Capacidad de uso	-20	+10	-20		-30
		Contaminación suelo y subsuelo	-10	+18			+8
	Agua	Subterránea	-14	+10			-4
Superficial		-15	+10			-5	
BIOLÓGICO	Flora	Especies protegidas	-20	+6	-15	-15	-44
	Fauna	Hábitat	-20	+10	-20	-10	-40
		Especies Protegidas	-15	+15	-20	-10	-30
		Aves		+10	-15	-20	-25
PERCEPTUAL	Incidencia visual		-15		-20	-20	-55
SOCIO-ECONÓMICO	Empleo		+26				+26
	Calidad de vida			+20	-10	-10	0
Σ			-153	+149	-115	-115	

Tabla 32. Matriz fase de desmantelamiento

			Movimiento de tierras	Emisiones de gases de escape	Reutilización del suelo	Σ
INERTE	Aire	Calidad del aire	-18	-20		-55
		Confort sonoro	-20	-15		-51
	Suelo	Calidad del suelo	-14	-10	+20	-22
		Capacidad de uso	-24		+20	-15
		Contaminación suelo y subsuelo	-20	-15	+15	-26
	Agua	Subterránea	-10	-15		-25
Superficial		-10	-15	+18	-27	
BIOLÓGICO	Flora	Especies protegidas	-10	-10	+15	-15
	Fauna	Hábitat	-18	-10	+15	-27
		Especies Protegidas	-18	-10		-38
		Aves	-18	-15		-47
PERCEPTUAL	Incidencia visual	-14	-6		-20	
SOCIO-ECONÓMICO	Empleo	+18	+25	+20	+63	
	Calidad de vida	-10	-10	+20	0	
		Σ	-186	-126	+143	

MATRICES DE SIGNIFICANCIA DE IMPACTOS

Para realizar las matrices de significancia de impactos se utiliza un código de colores según la importancia de los impactos. Este código se muestra en la Tabla 33.

Tabla 33. Rangos matrices de significancia

Rango	Clasificación	Color
0-5	No significativo	
5-10	Poco significativo	
10-20	Medianamente significativo	
20-25	Significativo negativo	
	Significativo positivo	

Tabla 34. Significancia de impactos fase de construcción

			Levantamiento de polvo	Apertura de vías de acceso	Compactación del terreno	Movimiento de tierras	Transporte aerogeneradores	Montaje aerogeneradores	Instalación eléctrica.
INERTE	Aire	Calidad del aire							
		Confort sonoro							
	Suelo	Calidad del suelo							
		Capacidad de uso							
		Contaminación suelo y subsuelo							
	Agua	Subterránea							
Superficial									
BIOLÓGICO	Flora	Especies protegidas							
		Habitat							
	Fauna	Especies Protegidas							
		Aves							
PERCEPTUAL	Incidencia visual								
SOCIO-ECONÓMICO	Empleo								
	Calidad de vida								

Se observa que en la fase de construcción se ve fomentado el empleo y afectado principalmente los aspectos ambientales del aire y suelo a causa del movimiento de tierras y el montaje de los aerogeneradores

Tabla 35. Significancia fase de funcionamiento

			Mantenimiento instalación.	Reducción gases EI	Presencia aerogeneradores	Funcionamiento aerogeneradores
INERTE	Aire	Calidad del aire				
		Confort sonoro				
	Suelo	Calidad del suelo				
		Capacidad de uso				
		Contaminación suelo y subsuelo				
	Agua	Subterránea				
Superficial						
BIOLÓGICO	Flora	Especies protegidas				
	Fauna	Hábitat				
		Especies Protegidas				
		Aves				
PERCEPTUAL	Incidencia visual					
SOCIO-ECONÓMICO	Empleo					
	Calidad de vida					

En la fase de funcionamiento es la fase donde más aspectos se ven afectados.

Por una parte el mantenimiento de la instalación afecta negativamente al confort sonoro de la zona y a la calidad del suelo así como a la flora y hábitat de la fauna autóctona. Así mismo es positivo para el empleo de los habitantes de la zona.

La reducción de gases de efecto invernadero es beneficiosa notablemente para la calidad de vida de la población.

La fauna se ve afectada por la presencia de los aerogeneradores, ya que pueden causar variaciones en el hábitat y por tanto en las especies protegidas de la zona, al igual que el funcionamiento, donde se ven más afectadas las aves.

En estos dos últimos aspectos se ve dañado la percepción visual debida al impacto que causan los aerogeneradores.

Tabla 36. Significancia fase de desmantelamiento

			Levantamiento de polvo	Movimiento de tierras	Emissiones de gases de escape	Reutilización del suelo
INERTE	Aire	Calidad del aire	Orange	Orange	Red	White
		Confort sonoro	Orange	Red	Orange	White
	Suelo	Calidad del suelo	Orange	Orange	Yellow	Red
		Capacidad de uso	Orange	Red	White	Red
		Contaminación suelo y subsuelo	Yellow	Red	Orange	Orange
	Agua	Subterránea	White	Yellow	Orange	White
Superficial		Orange	Yellow	Orange	Orange	
BIOLÓGICO	Flora	Especies protegidas	Yellow	Yellow	Yellow	Orange
	Fauna	Hábitat	Orange	Orange	Yellow	Orange
		Especies Protegidas	Yellow	Orange	Yellow	White
		Aves	Orange	Orange	Orange	White
PERCEPTUAL	Incidencia visual	White	Orange	White	Yellow	
SOCIO-ECONÓMICO	Empleo	White	Orange	Green	Green	
	Calidad de vida	White	White	Yellow	Red	

Por último en la fase de desmantelamiento, se vuelven a ver afectados el aire y el suelo a causa del movimiento de tierras, la emisión de gases de escape de la maquinaria y la reutilización del terreno. Estos dos últimos aspectos, debido a la utilización de maquinaria y la reutilización del terreno, son beneficiosos para el empleo de la zona.

10.6. Medidas preventivas y correctoras.

Después de realizar las matrices de valoración y significancia de los impactos, se procede a realizar las medidas para aquellos factores que han obtenido una valoración de impacto significativo. Para ello se realizará según el medio de estudio.

Las medidas preventivas son aquellas que se pueden tener en cuenta en el diseño para minimizar o evitar el efecto. Las correctoras, en cambio, son las que una vez producido el efecto del impacto se encarga de revertirlo.

MEDIO INERTE

Los factores ambientales que más se ven afectados en las tres fases son los siguientes:

- Confort sonoro
 - Realizar mediciones en las zonas cercanas a viviendas o zonas de uso público para asegurarse de los niveles sonoros están dentro del umbral.
 - Controlar que durante la construcción las maquinarias produzcan el mínimo ruido posible
- Suelo
 - Limitar el movimiento de tierras todo lo posible así como la velocidad de los vehículos que trabajen en la zona.

MEDIO BIOLÓGICO

Este medio se ve principalmente afectado en la fase de funcionamiento, siendo el hábitat de la fauna la única afectada en las tres fases.

- Flora
 - Cuando cese la actividad del parque, realizar una recuperación de la superficie afectada
- Fauna
 - Tener en cuenta que la fauna de la zona tenga espacios libres entre los aerogeneradores que les permita seguir en la zona
- Aves
 - Llevar un control de las aves de la zona.
 - Dentro de la posibilidad, instalar salva pájaros en la zona.

MEDIO PERCEPTUAL

Los parques eólicos tienen un gran impacto visual. Para mejorar esto se puede mimetizar los aerogeneradores con el entorno mediante la pintura de los mismos.

MEDIO SOCIO-ECONÓMICO.

La creación del parque eólico genera un aumento significativo tanto en la generación de empleo como en la calidad de vida de los habitantes de la zona por la disminución de gases de efecto invernadero. Esto es muy positivo para el crecimiento de la población de la zona.

11. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

En este Apartado, se estudia la viabilidad del parque eólico. Para ello, se han seguido como referencia los datos que aporta el PER 2011-2020. Se usa la herramienta informática RETScreen para la obtención de resultados.

COSTOS INICIALES.

En la Tabla 36 se muestra el coste inicial para la instalación del parque eólico. Estos costes se encuentran desglosados en el Presupuesto (Documento nº2)

Tabla 37. Costes iniciales

Aerogeneradores	20.000.000,00€
Obra Civil	2.477.670,00€
Infraestructura eléctrica	1.137.413,04€
Ingeniería	500.000,00€

COSTES DE EXPLOTACIÓN

Se estiman unos costos anuales que incluyen el mantenimiento de los aerogeneradores así como el salario de los empleados que realizan estas actividades de mantenimiento y supervisión. Estos costes se estiman en 1.700.000 € anuales

FNANCIACIÓN DEL PROYECTO

Los datos sobre la financiación de este proyecto se detallan a continuación:

- Relación de deuda: 80%
- Tipo de interés fijo: 5%
- Plazo: 25 años.
- Tasa de actualización: 5%
- Inflación: 2%

INGRESOS

Un parque eólico proporciona ingresos a causa de la energía neta producida. Para ello se calcula la tarifa de exportación de la electricidad utilizando las ecuaciones que se encuentran en el Real Decreto 413/2014.

$$\text{Tarifa de exportación} = \frac{\text{Ingresos 1} + \text{Ingresos 2}}{\text{Energía Producida Anual}} \quad (20)$$

$$\text{Ingresos1} = R_{inv} * \text{Potencia instalada} + R_0 * \text{Energía Producida Anual} \quad (21)$$

$$\text{Ingresos2} = \text{Energía Producida} * \text{Precio de Mercado} \quad (22)$$

En este tipo de proyecto, los valores que el Real Decreto proporciona son los siguientes:

$$R_{inv} = 101240 \text{ €/MW}$$

$$R_0 = 0 \text{ €/MW}$$

Precio de Mercado= 44,30 €/MWh

Con estos valores se obtiene para este parque eólico una tarifa de exportación de 63,40 €/MWh.

FLUJO DE CAJA ANUALES

El flujo de caja son los flujos de entrada y salida de efectivo en un periodo de tiempo determinado, en este caso 25 años.

Como se observa en la Tabla 38 se observa que alrededor del octavo año del proyecto se comienza a recuperar la inversión inicial.

Tabla 38. Flujo de caja

Año	Antes-impuestos	Después-impuestos	Acumulado
#	€	€	€
0	-5.123.726	-5.123.726	-5.123.726
1	499.151	499.151	-4.624.575
2	538.217	538.217	-4.086.359
3	578.065	578.065	-3.508.294
4	618.709	618.709	-2.889.585
5	660.167	660.167	-2.229.418
6	702.453	702.453	-1.526.965
7	745.586	745.586	-781.380
8	789.581	789.581	8.201
9	834.455	834.455	842.656
10	880.228	880.228	1.722.884
11	926.916	926.916	2.649.800
12	974.537	974.537	3.624.337
13	1.023.111	1.023.111	4.647.448
14	1.072.657	1.072.657	5.720.105
15	1.123.193	1.123.193	6.843.298
16	1.174.740	1.174.740	8.018.038
17	1.227.318	1.227.318	9.245.357
18	1.280.948	1.280.948	10.526.305
19	1.335.650	1.335.650	11.861.955
20	1.391.447	1.391.447	13.253.401
21	1.448.359	1.448.359	14.701.760
22	1.506.409	1.506.409	16.208.169
23	1.565.621	1.565.621	17.773.790
24	1.626.016	1.626.016	19.399.806
25	1.687.620	1.687.620	21.087.426

CONCLUSIÓN

Para que un proyecto sea rentable el Valor Actual Neto debe ser superior a 0 y la TIR, cuanto mayor sea más rentable será el proyecto

Con los datos anteriormente citados, se realiza el análisis financiero del proyecto obteniendo el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad a 25 años.

Tabla 39. VAN y TIR

VAN	7.947.419 €
TIR	14,4%

Con los datos de la Tabla 39, se observa que el proyecto es rentable puesto que la tasa de actualización es de un 5%, y la diferencia entre la TIR y la tasa de actualización debe ser de entre un 2 y un 3%, requisito que este proyecto cumple.

Para finalizar la viabilidad económica, se realiza un análisis de riesgos sobre la TIR comparando la tarifa de exportación y los costes iniciales, puesto que los precios pueden variar en el tiempo de vida del parque eólico. En la Tabla 39 se muestran los resultados

Tabla 40. Análisis de riesgos

		Costos iniciales €				
Tarifa de exportación de electricidad		21.775.836	23.697.233	25.618.631	27.540.028	29.461.425
€/MWh		-15%	-8%	0%	8%	15%
53,89	-15%	8,1%	5,2%	2,5%	-0,1%	-2,9%
58,65	-8%	14,6%	11,5%	8,8%	6,4%	4,1%
63,40	0%	20,8%	17,3%	14,4%	11,8%	9,4%
68,16	8%	26,9%	23,0%	19,6%	16,7%	14,2%
72,91	15%	33,1%	28,6%	24,9%	21,6%	18,8%

Se observa que el caso más favorable es en el que los costes iniciales disminuyen y la tarifa de explotación aumenta. Esto se debe a que los ingresos serán mayores que los gastos.

12. CONCLUSIONES

En primer lugar, el estudio realizado al municipio de Salvatierra-Agurain ha dado como resultado la zona de estudio al sur del municipio, mediante la caracterización y evaluación del recurso eólico en todo el municipio.

A continuación con la zona de estudio seleccionada se ha realizado detalladamente el estudio del recurso eólico obteniendo la diferencia entre dos subzonas.

Para cada subzona se ha realizado el cálculo de energía producida para los aerogeneradores comerciales, obteniendo para la subzona 1 un aerogenerador de 97 m de diámetro de rotor y 100 m de altura y para la subzona 2 uno de 90 m de diámetro del rotor y 90 m de altura.

Una vez se ha obtenido la distribución de los aerogeneradores junto con la caracterización del recurso, se ha obtenido un parque eólico que genera 67805,68 MWh de energía anualmente, con 3390 horas equivalentes de funcionamiento y un factor de carga de 0,39. En comparación con las referencias que se obtienen del PER 2011-2020 el parque eólico diseñado tiene un buen rendimiento.

Desde el punto de vista del Estudio medioambiental, se encuentran factores con gran significación pero reversibles, es por ello que se concluye que el proyecto tiene una influencia moderada en el entorno. Además, se muestra que para el empleo del municipio es muy positivo ya que las tres fases del proyecto generan empleo. Por otra parte, la zona donde se sitúan los aerogeneradores no pertenece a ninguna zona protegida ni con figuras ambientales.

Por último, económicamente el proyecto es rentable, El valor actual neto es de millones de euros y la tasa interna de rentabilidad es del 14,4 %

13.REFERENCIAS

- Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica en la Comunidad Autónoma del País Vasco(PT País Vasco,2002) www.ingurumena.ejgv.euskadi.eus
- Catálogo PRYSMIAN (2014). Cables y accesorios para media tensión.
- Catálogo Vestas 2MW Plataform (2015)
- Catálogo GAMESA 2MW (2015)
- José Roger Folch, Martin Riera Guasp y Carlos Roldán Porta. Tecnología eléctrica (Roger y otros, 2010).
- V. Conesa Fernández. Guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental (Conesa, 1997)
- Domingo Gómez Orea .Evaluación de impacto ambiental (Orea, 1998)
- Global Wind energy Council (GWEC). www.gwec.net
- GeoEuskadi (2016) www.geo.euskadi.eus
- Eustat(2016) www.eustat.euskadi.net
- Instituto Nacional de Estadística (INE,2016). www.ine.es
- Instituto de diversificación y ahorro de energía (IDAE). www.idae.es
- Base de datos Instituto Valenciano de la Edificación (2015). www.five.es
- Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 (2011)
- Norma UNE 211435:2011 (2011) Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.

DOCUMENTO Nº2

PRESUPUESTO

CAPÍTULO 1. AEROGENERADORES

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C1.1	10	Ud.	Aerogenerador de 2.0MW, con diámetro de rotor 90 y altura de torre 90 m. Marca: Gamesa	2.000.000,00€	20.000.000,00€
					20.000.000,00€

TOTAL CAPÍTULO 1.AEROGENERADORES 20.000.000,00€

CAPÍTULO 2. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Subcapítulo 2.1. Celdas de distribución

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C2.1.1	8	Ud.	Celda de 36kV de tensión asignada con configuración compuesta por tres módulos: 0L,1L y 1A	8.836,62€	70.690,56€
C2.1.2.	2	Ud	Celda de 36kV de tensión asignada con configuración compuesta por dos módulos: 0L y 1L	6.600,00€	13.200,00€
					83.890,56€

Subcapítulo 2.2. Centro de transformación

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C2.2.1	1	Ud.	Centro de transformación	750.000,00€	750.000,00€
					750.000,00€

Subcapítulo 2.3. Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C2.3.1	2.498	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 , con conductor de aluminio , de 95 mm² de sección.	48,76€	121.802,48€
C2.3.2	800	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 , con conductor de aluminio , de 150 mm² de sección.	77,00€	61.600€
C2.3.3	200	m	Línea subterránea de 20 kV	123,20€	73.920€

			directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 , con conductor de aluminio , de 240 mm ² de sección.		
C2.3.4	200	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1 , con conductor de aluminio , de 300 mm ² de sección.	154€	46.200€
					303.522,48€

TOTAL CAPÍTULO 2.INFRAESTRUCTURA ELECTRICA 1.137.413,04€

CAPÍTULO 3. OBRA CIVIL

Subcapítulo 3.1. Movimiento de tierra

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C3.1.1	5.000,00	m3	Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizado con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km	2,74€	13.700,0€
C3.1.2	45.000,00	m2	Despeje y desbroce del terreno	0,68€	30.600,0€
C3.1.3	33.000,00	m3	Relleno y extendido de tierras propias con medios mecánicos en capas de 25cm de espesor máximo, incluido el riego y compactación con grado de 95% del Proctor normal.	5,84€	192.720,00€
C3.1.4	100,00	Ud.	Desmonte de árbol con tocón, incluso tala de ramas, troceado con medios mecánicos y la retirada de material, sin incluir la carga y transporte.	122,10€	12.210,00€
					249.320,0€

Subcapítulo 3.2. Construcción de vías de acceso

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C3.2.1	15.000,00	m3	Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizado con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km	2,74€	41.100,0€
C3.2.2	37.000,00	m3	Relleno drenante realizado a base de capas de grava de distintas granulometrías, todo ello compactado mediante bandeja vibratoria en tongadas de 20 cm, sin incluir excavación de zanja.	19,55€	723.350,0€
C3.2.3	250.000,00	m2	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza y ejecución en cuatro fases.	5,56€	1.390.000,00€
					2.154.450,0€

Subcapítulo 3.3.Cimentacion y plataformas de montaje

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C3.3.1	10.540,0 0	m3	Excavación a cielo abierto en tierras para vaciado de sótano de hasta 3m de profundidad realizada con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o transporte a vertedero a una distancia menor de 10km. Dimensiones 15x15x2,5	3,28€	34.571,20€
C3.3.2	11.000,0 0	m3	Suministro y vertido de hormigón HA-40/B/20/lib+Qa preparado en central, para hormigonado de zapatas y riostras, vertido mediante bomba, incluido vertido, vibrado y curado del hormigón según EHE-08, DB SE-C del CTE y NTE-CS.	123,00€	1.353.000,00€
					1.387.571,20€

Subcapítulo 3.4.Zanjas

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C3.4.1	11.700,00	m3	Excavación de zanja entibada en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10km. Dimensiones 26000mx1mx0,6m	6,51€	76.167,00€
C3.4.2	5.265,00	m3	Relleno de zanja con arena.	15,19€	79.975,35€
C3.4.3	6.435,00	m3	Relleno de zanja con tierra propia de excavación	1,33€	8.558,55€
C3.4.4	19.500,00	m2	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza y ejecución en cuatro fases.	5,56€	108.420,00€
					273.120,90€

TOTAL CAPÍTULO 3.OBRA CIVIL 4.064.462,10€

CAPÍTULO 4. INGENIERÍA

TOTAL CAPÍTULO 4.INGENIERÍA 500.000,00€

RESUMEN PRESUPUESTO

TOTAL CAPÍTULO 1.AEROGENERADORES 20.000.000,00€

TOTAL CAPÍTULO 2.INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA 1.137.413,04€

TOTAL CAPÍTULO 3.OBRA CIVIL 4.064.462,10€

TOTAL CAPÍTULO 4.INGENIERÍA 500.000,00€

TOTAL 25.701.875,14€

DOCUMENTO Nº3

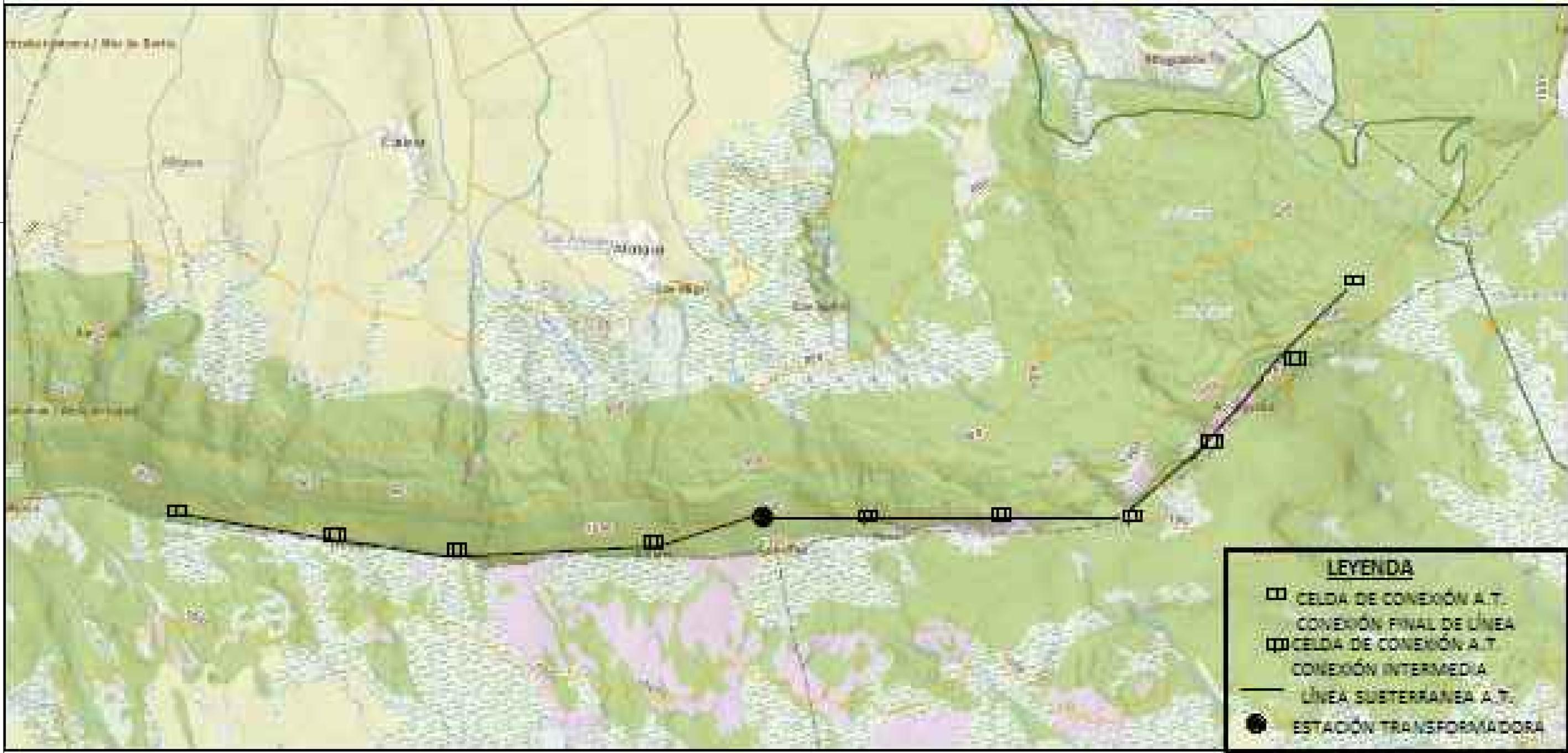
PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS

- Plano nº1: Distribución de aerogeneradores
- Plano nº2: Distribución infraestructura eléctrica.



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA	Proyecto:
	DISEÑO Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE UN PARQUE EÓLICO DE 20 MW EN SALVATIERRA-AGURAIN
Fecha:	Escala:
Septiembre 2016	1/25.000
Plano:	Nº Plano:
Distribución de aerogeneradores	1
Leyre Benítez Serrano <small>Autor proyecto</small>	



PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA	Proyecto: DISEÑO Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE UN PARQUE EÓLICO DE 20 MW EN SALVATIERRA-AGURAIN
	Fecha: Septiembre 2016 Plano: Distribución de infraestructura eléctrica
Leyre Benítez Serrano <small>Autor proyecto</small>	2