



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica  
de Ingenieros de Minas

# GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-  
ECONÓMICO DE UN PARQUE EÓLICO EN  
AZPEITIA (GUIPÚZCOA).

León, Julio de 2015

Autor: Marcos Portela Mozos

Tutor: Esteban Serrano Llamas

El presente proyecto ha sido realizado por D./Dña. Marcos Portela Mozos, alumno/a de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León para la obtención del título de Grado en Ingeniería de la Energía.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por D./Dña. Esteban Serrano Llamas, profesor/a del Grado en Ingeniería de la Energía.

Visto Bueno

Fdo.: D./Dña. Marcos Portela Mozos

El autor del Trabajo Fin de Grado

Fdo.: D./Dña. Esteban Serrano Llamas

El Tutor del Trabajo Fin de Grado

## **RESUMEN**

El objetivo principal de este proyecto es realizar un estudio para saber si es rentable la instalación de un parque eólico en dicho emplazamiento.

Los datos de viento los obtendremos de la aplicación IDAE y los introduciremos en el programa WAsP. Programa con el cual realizaremos el estudio para saber qué número y qué tipo de aerogeneradores es el adecuado.

Para finalizar analizaremos tres tipos diferentes de aerogeneradores y tras un análisis de la producción energética y de los beneficios, elegiremos el<sup>o</sup> más adecuado para nuestro estudio.

## **ABSTRACT**

The main target is making a feasibility plan to observe the possible viability of a wind turbines farm implementation in a particular location.

We obtain the wind data using the IDEA app and we introduce it in the WAsP software. This tool helps us in the deeply studio of this project, giving us the information of what is the proper number of turbines and which specific type.

We finish this research analyzing three different kinds of wind turbines, taking into account its energy production and benefits. All this given information help us to conclude which is the one most suitable for our project.

## ÍNDICE

1.	Introducción a la energía eólica.....	1
2.	Ventajas .....	1
2.1	La eólica como apuesta estratégica para España .....	1
2.2	La eólica como creadora de riqueza y empleo .....	1
2.3	La eólica como fuente de energía barata .....	2
2.4	La eólica como energía de futuro .....	2
2.5	La eólica como garantía de sostenibilidad ambiental.....	2
2.6	La eólica como historia de éxito en España .....	2
3	Situación de la energía eólica en España .....	3
3.1	Mapa eólico (Potencia instalada País Vasco).....	3
3.2	Potencia instalada.....	4
3.3	Generación eólica.....	8
3.4	INFORMACIÓN POLÍTICA .....	8
3.5	INFORMACIÓN ECONÓMICA .....	9
3.6	INFORMACIÓN SOBRE EL NEGOCIO .....	10
3.7	INFORMACIÓN MEDIOAMBIENTAL.....	10
3.8	El declive de las energías renovables en España .....	11
4	La eólica en el mundo .....	15
5	Marco Normativo Nacional .....	17
5.1	MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO .....	17
5.2	Jefatura de estado .....	18
5.3	MINISTERIO DE HACIENDA Y ADMINISTRACIONES PÚBLICAS .....	19
5.4	MINISTERIO DE ECONOMÍA .....	19
5.5	MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA .....	19
5.6	MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA.....	19
5.7	MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO .....	19

---

6	Marco Normativo Autonómico (País Vasco) .....	21
7	Localización.....	22
8	Análisis a través de WAsP .....	23
8.1	Obtención datos de viento .....	23
8.2	Mapa topográfico .....	25
8.3	Atlas de viento.....	27
8.4	Selección de aerogeneradores.....	30
8.4.1	Vestas V90-2.0MW.....	32
8.4.2	Siemens 2.33-93 .....	35
8.4.3	Bonus 2MW .....	38
8.4.4	Comparación de aerogeneradores.....	41
9	Obra civil .....	42
9.1	Construcción y puesta en marcha .....	42
9.2	Operación y mantenimiento .....	43
10	Análisis económico .....	44
10.1	Costes.....	44
10.2	Vida útil .....	44
10.3	Producción .....	44
10.4	Rentabilidad.....	45
11	Presupuestos.....	47
11.1	Aerogeneradores .....	47
11.2	Obra civil .....	48
11.3	Obra eléctrica.....	51
11.4	Presupuesto General .....	54
12	Conclusión.....	55
13	Lista de referencias .....	56
14	Anexos .....	57

---

14.1	Ficha técnica Vestas V90-2.0MW.....	57
14.2	Ficha técnica Siemens 2.33-93.....	58
14.3	Ficha técnica Bonus 2MW.....	59
14.4	Manual del programa WAsP.....	60

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Mapa eólico País Vasco .....	3
Figura 3.2 Parques eólicos ya instalados País Vasco .....	4
Figura 3.3 Evolución de la potencia eólica instalada en España .....	5
Figura 3.4 Cobertura de la demanda de energía eléctrica .....	8
Figura 4.1 Potencia eólica anual instalada en el mundo (1997-2014) .....	15
Figura 4.2 Potencia eólica instalada acumulada (1997-2014) .....	15
Figura 4.3 Potencia instalada por años en la UE .....	16
Figura 4.4 Reparto de nueva potencia eólica instalada de los países de la UE (31/12/2014) ....	16
Figura 7.1 Emplazamiento donde llevaremos a cabo el estudio (Azpeitia) .....	22
Figura 8.1 Mapa eólico de la zona a 80m de altura .....	23
Figura 8.2 Escala de colores para velocidades de viento .....	23
Figura 8.3 Mapa archivo .dxf (AutoCAD).....	25
Figura 8.4 WAsP Map Editor (.dxf - .map).....	26
Figura 8.5 Mapa en formato (.map) listo para introducir en WAsP.....	26
Figura 8.6 Espacio de trabajo WAsP.....	27
Figura 8.7 Situación aerogeneradores .....	30
Figura 8.8 Curva de potencia (Vestas V90-2.0MW) .....	32
Figura 8.9 Curva de potencia (Siemens 2.33-93) .....	35
Figura 8.10 Curva de potencia (Bonus 2MW) .....	39

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Parques instalados País Vasco .....	4
Tabla 3.2 Reparto de la potencia instalada por Comunidades autónomas en 2014 .....	5
Tabla 3.3 Reparto de la potencia instalada por Promotores .....	7
Tabla 3.4 Reparto de la potencia instalada por Fabricantes.....	7
Tabla 8.1 Distribución por direcciones de viento a 80m.....	24
Tabla 8.2 Datos de la estación meteorológica legibles para WASP .....	25
Tabla 8.3 Información que nos proporciona WASP .....	28
Tabla 8.4 Valores de longitud de rugosidad de WASP .....	29
Tabla 8.5 Situación de los 11 aerogeneradores .....	31
Tabla 8.6 Especificaciones técnicas (Vestas V90-2.0MW) .....	32
Tabla 8.7 Datos obtenidos mediante WASP de cada turbina (Vestas V90-2MW) .....	33
Tabla 8.8 Datos obtenidos mediante WASP de todas las turbinas (Vestas V90-2MW) .....	33
Tabla 8.9 Especificaciones técnicas (Siemens 2.33-93).....	35
Tabla 8.10 Datos obtenidos mediante WASP de cada turbina (Siemens 2.33-93) .....	36
Tabla 8.11 Datos obtenidos mediante WASP de todas las turbinas (Siemens 2.33-93) .....	36
Tabla 8.12 Especificaciones técnicas (Bonus 2MW).....	38
Tabla 8.13 Especificaciones técnicas (Bonus 2MW).....	39
Tabla 8.14 Datos obtenidos mediante WASP de cada turbina (Bonus 2MW) .....	40
Tabla 8.15 Datos obtenidos mediante WASP de todas las turbinas (Bonus 2MW) .....	40
Tabla 8.16 Comparación de los 3 tipos de aerogeneradores.....	41
Tabla 10.1 Tabla Excel para el cálculo de Ingresos Brutos.....	45
Tabla 10.2 Tabla Excel para calcular los ingresos netos.....	46
Tabla 10.3 Tabla de Excel para calcular VAN.....	46
Tabla 11.1 Presupuesto Aerogeneradores.....	47
Tabla 11.2 Presupuesto movimiento de tierras.....	48
Tabla 11.3 Tabla presupuesto cimentaciones.....	49



---

Tabla 11.4 Presupuesto accesos y varios .....	50
Tabla 11.5 Presupuesto centro de control.....	50
Tabla 11.6 Total presupuesto obra civil .....	50
Tabla 11.7 Presupuesto cableado exterior .....	51
Tabla 11.8 Presupuesto tomas de tierra .....	51
Tabla 11.9 Presupuesto C.T. Elevador en aerogeneradores .....	52
Tabla 11.10 Presupuesto centro de seccionamiento.....	53
Tabla 11.11 Presupuesto total sistema eléctrico .....	53
Tabla 11.12 Presupuesto general.....	54

# 1. Introducción a la energía eólica

La energía eólica es la energía renovable más madura y desarrollada. Genera electricidad a través de la fuerza del viento mediante la utilización de la energía cinética producida por efecto de las corrientes de aire. Se trata de una fuente de energía limpia e inagotable, que reduce la emisión de gases de efecto invernadero y preserva el medioambiente.

La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. Desde principios del siglo XX, produce energía a través de los aerogeneradores. La energía eólica mueve una hélice y, mediante un sistema mecánico, hace girar el rotor de un generador que produce energía eléctrica.

Los aerogeneradores suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de la energía, lo que reduce su impacto ambiental. Las máquinas tienen una vida útil de veinte años.

## 2. Ventajas

### 2.1 La eólica como apuesta estratégica para España

España es una isla energética con una fuerte dependencia del exterior (el 81% de la energía primaria que se consume es importada y procede de combustibles fósiles) y que necesita más seguridad en el aprovisionamiento de energía.

La eólica es una fuente de energía autóctona que ya genera el 20,9% de la electricidad. Evita importaciones de combustibles fósiles (que son una seria carga para la balanza comercial española y dificultan la reactivación económica) por valor de unos 2.000 millones de euros al año.

España necesita modificar el modelo productivo, incentivar las inversiones en I+D y promover empresas fuertes y competitivas; el sector eólico es un modelo, ya que cuenta con empresas líderes mundiales y con pequeñas y medianas empresas fuertes en toda la cadena de suministro.

El sector eólico es clave para cumplir los objetivos europeos de consumo de energía a través de fuentes renovables en 2020, de hecho todos los grandes países de nuestro entorno están apostando por la energía eólica.

### 2.2 La eólica como creadora de riqueza y empleo

El sector eólico da empleo a más de 20.000 personas en España. Es el motor de las comunidades rurales en las que se instala (creación de empleo, compras a proveedores locales, demanda de servicios).

España es el quinto país del mundo en patentes eólicas: el sector invierte alrededor de 100 millones de euros al año en I+D. La eólica aporta cada vez más al PIB (2.623 millones de euros) y a las exportaciones (unos 2.000 millones de euros).

### 2.3 La eólica como fuente de energía barata

La retribución de la eólica en España es de las más bajas de la Unión Europea. Es la tecnología más competitiva del régimen especial (que no incluye sólo a las renovables, sino también a la cogeneración): es la que está más próxima a ser rentable sin incentivos.

Baja los precios de la electricidad al desplazar tecnologías de combustión más caras en el mercado.

La eólica le cuesta 3,5 euros al mes a cada hogar medio español y le ahorra 765 euros al mes a cada consumidor industrial.

### 2.4 La eólica como energía de futuro

El bombeo y el vehículo eléctrico propiciarán un mejor y mayor uso de la eólica.

La eólica offshore permitirá aprovechar el viento que viene del mar.

La energía eólica de media potencia y la minieólica ya son una realidad.

La repotenciación implica una mejora del aprovechamiento del espacio, permite sacar mejor partido de emplazamientos buenos, mantiene el alto nivel tecnológico de los parques eólicos y disminuye el impacto ambiental.

### 2.5 La eólica como garantía de sostenibilidad ambiental

La energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles, contribuyendo a evitar el cambio climático.

Es una tecnología líder en evitar emisiones de CO<sub>2</sub>.

Es la renovable que más contribuye a los objetivos de reducción de CO<sub>2</sub> asumidos por España en el marco de los compromisos internacionales.

Cada kWh producido con energía eólica tiene 21 veces menos impacto medioambiental que el producido por el petróleo, 10 veces menos que el de la energía nuclear y 5 veces menos que el gas.

### 2.6 La eólica como historia de éxito en España

Históricamente, España ha tenido una regulación estable y una retribución predecible y suficiente. Dispone de recurso eólico y ha hecho un esfuerzo en mejorar las infraestructuras eléctricas. Es uno de los primeros países del mundo en integración de la eólica en red.

Cuenta con empresas pioneras y líderes mundiales en el sector eólico. El liderazgo se traslada a toda la cadena de fabricación.

El sector tiene un fuerte entramado industrial y de I+D que permite las exportaciones. El desarrollo de la industria eólica en España es citado como ejemplo a nivel mundial.

### 3 Situación de la energía eólica en España

La potencia instalada a 31 de diciembre de 2014 era de 22.986,5MW. La eólica fue la segunda tecnología en el sistema eléctrico en 2014, con una producción de 51.138GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 20,4%. Más de 20.000 personas trabajan en el sector en nuestro país. Exporta tecnología por valor de unos 2.000 millones de euros al año. Invierte en I+D alrededor de 85,5 millones de euros anuales. La eólica aporta directa e indirectamente 2.623 millones de euros al PIB, lo que representa el 0,24%.

#### 3.1 Mapa eólico (Potencia instalada País Vasco)

El mapa eólico muestra la potencia instalada en cada comunidad autónoma. En nuestro caso en el País Vasco que es donde vamos a realizar nuestro estudio.



Figura 3.1 Mapa eólico País Vasco



Figura 3.2 Parques eólicos ya instalados País Vasco

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	36	850	GAMESA	G-58	DFIG
162	Oiz	EÓLICAS DE EUSKADI	Bérriz y Munitibar	Vizcaya	25,5	30	850	GAMESA	G-58	DFIG
423	Badalía	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
656	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	Guipúzkoa	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

Tabla 3.1. Parques instalados País Vasco

### 3.2 Potencia instalada

Es la capacidad total disponible de un sistema eléctrico, medida en MW. Viendo el gráfico comprobamos que la mayor evolución se da en el año 2007. El intervalo de máxima evolución fue entre 2002 y 2010. Estos últimos años la evolución de la eólica en nuestro país ha sido, prácticamente nula.

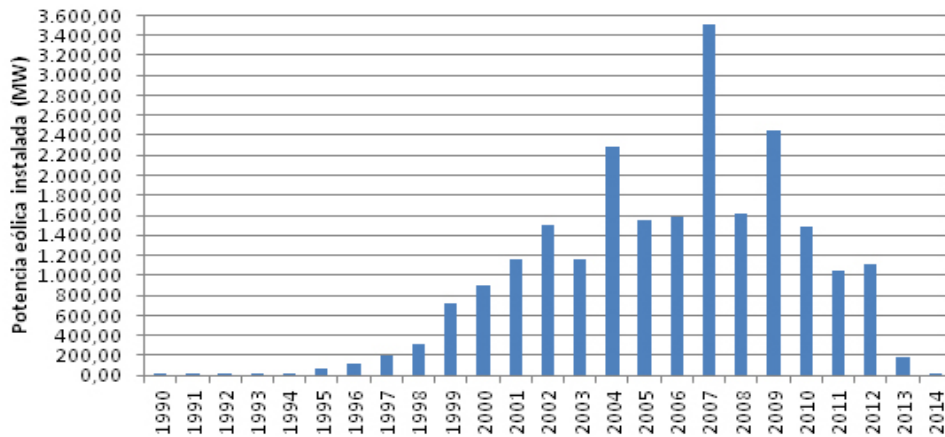


Figura 3.3 Evolución de la potencia eólica instalada en España

A continuación vemos que Castilla y León es la comunidad autónoma con más potencia instalada de España y la que mayor número de parques tiene Instalados (241).

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Acumulado 31/12/2013	Potencia 2014	Acumulado 31/12/2014	Nº de parques (*)
Castilla y León	5.560,01		5.560,01	241
Castilla-La Mancha	3.806,54		3.806,54	139
Andalucía	3.337,73		3.337,73	153
Galicia	3.314,12	14,18	3.328,3	161
Aragón	1.893,31		1.893,31	87
Cataluña (**)	1.267,05	1,8	1.268,85	47
Comunidad Valenciana	1.188,99		1.188,99	38
Navarra	1.003,92		1.003,92	49
Asturias	518,45		518,45	21
La Rioja	446,62		446,62	14
Murcia	261,96		261,96	14
Canarias	165,11	11,5	176,61	56
País Vasco	153,25		153,25	7
Cantabria	38,30		38,30	4
Baleares	3,68		3,68	46
<b>TOTAL</b>	<b>22.959,02</b>	<b>27,48</b>	<b>22.986,5</b>	<b>1.077</b>

Tabla 3.2 Reparto de la potencia instalada por Comunidades autónomas en 2014

Según los datos recopilados por AEE, la comunidad autónoma dónde más megavatios se instalaron en 2013 fue Andalucía (74,4 MW), seguida de Castilla y León (49,40 MW), Navarra (24 MW) y Catalunya (9 MW).

La compañía promotora de parques que más potencia instaló en 2013 fue Enel Green Power (con 88,27 MW), seguida por Acciona Energía, EDPR y Gamesa.

A pesar de este insignificante aumento de potencia en 2013, la eólica se situó, por primera vez en la historia, como primera fuente de electricidad de los españoles en un año completo, al cubrir el 20,9% de la demanda, según datos de Red Eléctrica de España (REE).

Se trata del primer país del mundo en el que ocurre esto. Sin embargo, según las estimaciones de AEE basadas en los datos disponibles de la CNMC y de REE, los incentivos a la eólica han representado tan solo un 11,4% de los costes regulados totales del sistema eléctrico en 2013 y han percibido el 25% de los incentivos al Régimen Especial.

PROMOTOR	Potencia eólica instalada en 2014 (MW)	Potencia acumulada a cierre de 2014 (MW)	Cuota de mercado sobre el acumulado (%)
IBERDROLA		5.513,07	24,0%
ACCIONA ENERGÍA		4.267,82	18,6%
EDPR		2.099,15	9,1%
ENEL GREEN POWER ESPAÑA		1.491,55	6,5%
GAS NATURAL FENOSA RENOVABLES	14	982,00	4,3%
EOLIA RENOVABLES (*)	1,8	514,75	2,2%
EyRA		512,56	2,2%
VAPAT		471,25	2,1%
RWE Innogy Aersa, S.A.U.		442,71	1,9%
OLIVENTO, S.L.		420,79	1,8%
ENERFIN		400,41	1,7%
E.ON Renovables		380,61	1,7%
BORA WIND ENERGY MANAGEMENT		329,99	1,4%
MEDWIND (**)		246,75	1,1%
RENOVALIA RESERVE		246,10	1,1%
MOLINOS DEL EBRO		234,25	1,0%
GECAL, S.A.		231,41	1,0%
GAMESA ENERGÍA		219,45	1,0%
IBEREÓLICA		194,30	0,8%
EÓLICA DE NAVARRA		164,13	0,7%
ALDESA ENERGÍAS RENOVABLES		164,05	0,7%
FERSA		148,90	0,6%
ELEGDEY		140,10	0,6%
OTROS	11,68	3.170,42	13,8%
<b>TOTAL</b>	<b>27,48</b>	<b>22.986,5</b>	<b>100,0%</b>



Tabla 3.3 Reparto de la potencia instalada por Promotores

Según los fabricantes, la empresa que más potencia instalada tiene, es la multinacional española Gamesa con el 52,2% seguida por Vestas que tiene el 17,8%. Estos son los 2 grandes fabricantes actualmente mejor asentados en España.

FABRICANTE	Potencia instalada en 2014 (MW)	Potencia acumulada a cierre de 2014 (MW)	Cuota de mercado sobre el acumulado (%)
GAMESA		12.008,09	52,2%
VESTAS	14	4.090,99	17,8%
ALSTOM		1.739,09	7,6%
ACCIONA WIND POWER		1.728,63	7,5%
GE		1.413,14	6,1%
SIEMENS		772,3	3,4%
ENERCON	11,5	526,55	2,3%
SUZLON		218	0,9%
NORDEX (*)	1,8	185,18	0,8%
DESA		100,8	0,4%
LAGERWEY		37,5	0,2%
M-TORRES		46,8	0,2%
KENETECH		36,9	0,2%
SINOVEL		36	0,2%
REPOWER		25	0,1%
EOZEN		4,5	
NORVENTO	0,1	0,4	
ELECTRIA WIND		0,15	
WINDECO		0,05	
OTROS	0,08	16,45	0,1%
<b>TOTAL</b>	<b>27,48</b>	<b>22.986,52</b>	<b>100,0%</b>

Tabla 3.4 Reparto de la potencia instalada por Fabricantes



### 3.3 Generación eólica

Mide la cantidad energía que se produce a través del viento en un momento determinado en megavatios hora (MWh).

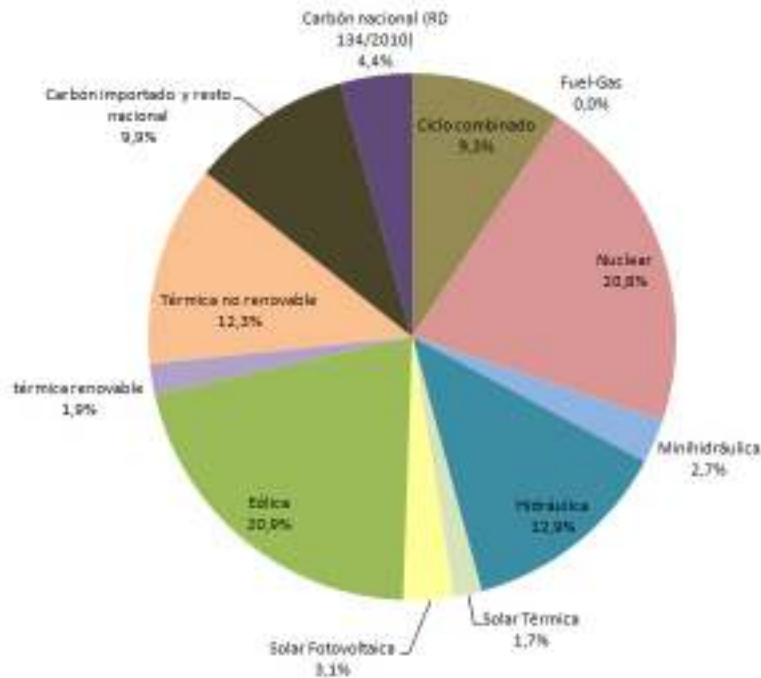


Figura 3.4 Cobertura de la demanda de energía eléctrica

A pesar del insignificante aumento de potencia en 2014 (27,48 MW), la energía eólica ha sido la segunda fuente de generación eléctrica en España en ese año. Nuestro país es el cuarto del mundo por potencia eólica instalada, tras China, Estados Unidos y Alemania.

### 3.4 INFORMACIÓN POLÍTICA

Las primas que percibe la energía eólica son un coste más del sistema eléctrico, que hay que cobrar a los consumidores de electricidad –igual que los demás costes fijos del sistema- a través de la tarifa de acceso. En realidad, el coste para el consumidor es muy bajo: a cada hogar medio español le cuesta 3,5 euros al mes la energía eólica (dato de 2014).

Las primas son unos incentivos nacidos en España en los años noventa con el objetivo de fomentar el desarrollo de las energías autóctonas y limpias (renovables) en vez de penalizar a las más contaminantes. Para ello se estableció el Régimen Especial del sector eléctrico, donde estaban integradas todas las tecnologías que se querían fomentar. Son necesarias, porque la tecnología eólica es muy intensiva en capital y las empresas necesitan incentivos para invertir. Pero llegará un momento en que esta tecnología será competitiva por sí misma y no necesitará primas.

Si hace 10 años no se hubiese puesto en marcha el Plan de Fomento de Energías Renovables 1999-2010, en el año 2009 sólo un 12 por ciento de la energía final hubiese sido autóctona, frente al 24% actual. En términos de dependencia, ésta hubiese sido del 88% y ahora es del 77%.

Según los diferentes escenarios que baraja AIE para el sector en Europa, hablaríamos en 2015 de un escenario de precios altos del petróleo y en 2030 con precios más bajos. Todo dependerá del precio del barril de Brent. Estimamos que a partir de un precio de 160 \$/bbl y en emplazamientos de 2.400 horas, la eólica será competitiva. Además, en España la eólica ya ha sido competitiva sin necesidad de primas en determinados momentos. Los altos precios del año 2008 (64,43 €/MWh) situaron la prima percibida por la eólica en cero durante un 3,4% de las horas.

Es altamente improbable que se dé un caso similar en el sector eólico, que es mucho más intensivo en capital, requiere una planificación más exhaustiva, un largo periodo de maduración de los proyectos (de 6 a 8 años) y una vocación de largo plazo. La CNE ha realizado inspecciones y no ha detectado irregularidades significativas.

Las primas no son cantidades fijas: se cobra más prima cuánto más bajos están los precios de la energía y viceversa.

Las primas son un coste más del sistema, por lo que sólo engordan el déficit, si las previsiones del Gobierno sobre lo que van a suponer, son inferiores a su coste real. Eso es lo que ha ocurrido en 2010. El impacto de las primas en el déficit de tarifa depende exclusivamente de las previsiones del Gobierno. En cualquier caso, la energía eólica tiene un impacto muy pequeño en el déficit, de alrededor del 5% del total.

### 3.5 INFORMACIÓN ECONÓMICA

A nivel internacional, España se sitúa como quinta potencia mundial en materia de propiedad intelectual generada (patentes), entre 2005 y 2009 en torno al sector eólico, sólo por detrás de Estados Unidos, Dinamarca y Alemania.

Gracias a un marco regulatorio adecuado, a una firme apuesta de las empresas españolas durante casi dos décadas, y a un amplio consenso social, en nuestro país se ha creado un tejido industrial en toda la cadena de producción, que genera riqueza, empleo y tecnología propia, y que tiene una considerable capacidad de exportación. Todo ello nos sitúa en vanguardia en el mundo y como ejemplo para otros países.

Se está avanzando tanto en el terreno de aerogeneradores de mayor potencia unitaria para optimizar el impacto sobre el terreno, como en el incremento de la eficiencia y las mejoras en la integración en red. También hay líneas de investigación abiertas para resolver el problema del almacenamiento de energía y las redes inteligentes, y más concretamente, las relacionadas con el coche eléctrico. Estas líneas permitirán un mayor potencial de penetración a la energía eólica.

Todo parece indicar que la energía eólica va a seguir siendo la principal apuesta en nueva capacidad de generación eléctrica de aquí al 2020, tanto en Europa como en muchas otras regiones, incluidas EEUU y China.

El sector eólico español tiene que hacer un esfuerzo muy importante en los próximos años para mantenerse en la cabeza mundial, y lo puede conseguir; pero para ello es necesario que pueda seguir desarrollándose con objetivos y normativas a largo plazo que le den estabilidad.

La energía eólica da empleo a más de 20.000 personas. Se trata de puestos de trabajo de calidad y de gran estabilidad.

Esta inversión ha sido muy rentable para España: con más de 20.000 MW eólicos instalados, la inversión ha ascendido a más de 22.000 millones de euros, equivalentes al PIB de Honduras.

### **3.6 INFORMACIÓN SOBRE EL NEGOCIO**

En cuanto a la eólica marina, la orografía de la costa española es complicada, no hay plataforma continental y las aguas son muy profundas, lo que encarece los costes de instalación. Esto nos diferencia de otros países en los que la eólica marina se está desarrollando con fuerza. En el Reino Unido, Dinamarca, Suecia o Alemania, la profundidad es de unos 20-30 metros incluso lejos de la costa.

En un futuro todo dependerá del nuevo marco regulatorio y de si el Gobierno sigue considerando la energía eólica como una apuesta estratégica para España. Se confía en que así sea, ya que no tendría sentido jugarse la supervivencia de un sector que es líder en el mundo y que puede ser clave en el cambio de modelo productivo que necesita España. Y tampoco tendría sentido que España no reforzase su apuesta por la eólica cuando el resto de los grandes países lo está haciendo.

A nivel internacional, el incremento constante de la demanda de energía en todo el mundo, principalmente de los países emergentes, genera una perspectiva de cada vez mayor inestabilidad de los precios de los hidrocarburos, lo que va a hacer ganar competitividad a la energía eólica de una forma constante. En el medio plazo, la energía eólica es una garantía de competitividad para los países que apuesten por ella seriamente en su cesta energética.

### **3.7 INFORMACIÓN MEDIOAMBIENTAL**

Las tecnologías que queman combustibles fósiles generan gases de efecto invernadero que contaminan, agravan el cambio climático, y afectan a la salud y al medioambiente. La eólica no genera emisiones, ya que su combustible es la fuerza del viento: en 2013, la eólica evitó la emisión de 22 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (el equivalente a plantar 2 millones de árboles) y evitó importaciones de combustibles fósiles por valor de 1.541 millones de euros.

Para construir un parque eólico es necesario disponer de una declaración de impacto ambiental (DIA) positiva. No es posible construir parques eólicos en zonas protegidas ni en aquellas con un DIA negativo. Los estudios de impacto ambiental y los planes de

vigilancia ambiental son cada días más rigurosos y exigentes, asegurando de esta forma un reducido impacto sobre aves y mamíferos.

Los aerogeneradores no son ruidosos. La evolución de la tecnología eólica ha hecho casi imperceptible su ruido mecánico. El zumbido aerodinámico de las palas cuando pasan por delante de la torre es el principal sonido que producen. Además, unas estrictas directrices determinan el nivel permitido de ruido, hasta el punto de que es posible situarse bajo una turbina y mantener una conversación sin tener que levantar la voz. El nivel de ruido de un aerogenerador a 400 metros es de 37dBA (entre el de un microondas y de una nevera). A esta distancia el zumbido del aerogenerador en funcionamiento no se puede discernir del entorno.

Los parques eólicos son bienvenidos por los agricultores y ganaderos porque sus tierras pueden seguir siendo usadas para cultivar o criar rebaños. Los aerogeneradores no molestan a la ganadería.

### **3.8 El declive de las energías renovables en España**

En 2009, y tras un gran evolución y un gran desarrollo de las energías renovables en España, se empiezan a aplicar diferentes medidas y recortes que van a influir negativamente en el desarrollo de las renovables.

Este mismo año, se desarrolla la Directiva 2009//CE, en la se marca el objetivo 20-20-20. Además cabe destacar la obligación de crear un plan de acción renovable para 2010, cuya finalidad sea la consecución de los objetivos previstos en el período 2010-2020. En España, en 2010 se desarrolla el PANER (Plan de Acción Nacional de Energías Renovables), que marca unos objetivos intermedios, para llegar al objetivo final.

Es también en 2009 cuando se elaboró el Real Decreto 6/2009, por el que se adoptan unas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. En este RD, se pone de manifiesto el incremento insostenible del déficit de tarifa y para que este se agote y no crezca más, se toman medidas en relación al régimen especial, tal y como se enuncia en este RD.

“Debido a la gran incidencia de las instalaciones en régimen especial en el déficit de tarifa se crean mecanismos para controlar el sistema retributivo de dichas instalaciones, ya que en caso de no hacerlo se pondría en peligro el sistema y las instalaciones que ya están en funcionamiento” (RDL 6/2009, de 30 de Abril).

La principal medida que se adoptó fue la creación del Registro de Pre-asignación de retribución central, quitando a las autonomías la potestad de permitir la implantación de nuevas instalaciones, y delegando el poder en el ministerio. Esto permite planificar

y conocer que instalaciones además de estar proyectadas cumplen las condiciones obligatorias para ser ejecutadas, así como su entrada en el mercado eléctrico. También permite conocer su volumen de producción y determinará cuanto será el impacto que va a ocasionar a la tarifa eléctrica en cada caso. Así que, para crear una nueva instalación que tenga derecho a los incentivos marcados en el RD 661/2007 ésta debe estar incluida en el Registro de Pre-asignación (Pérez 2010).

En este RD, también se pone en marcha el bono social, se trata de una acción novedosa que favorece económicamente al consumidor final que posee menos recursos. Sirve de ayuda a los clientes vulnerables que estaban acogidos en la tarifa de último recurso (TUR), a los cuales se les aplica una tarifa con descuento en la factura y no están expuestos a subidas en el precio de esta, por lo que pagan la tarifa por KWh existente en Julio de 2009 (0,11248 €/KWh, desde entonces la tarifa de la luz ha subido constantemente).

En 2010, y como consecuencia de la crisis que vive España, se aplican nuevos recortes a la industria renovable, mediante el RD 1614/2010, en el que se limitan las horas de funcionamiento de plantas eólicas que tienen derecho a percibir las primas reguladas en el RD 661/2007, estableciéndose un máximo de 2.589 horas/año.

Estos recortes proseguirán en el año 2012, el Gobierno decide mediante un consejo de ministros, suprimir los incentivos económicos a las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica mediante las fuentes renovables, cogeneración y residuos, mediante el Real Decreto de Ley 1/2012, publicado en el BOE el 28 de Enero de 2012 y que entra en vigor ese mismo día, estos cambios son provocados según el Gobierno por la grave situación financiera y económica del país y de la fragilidad del sistema eléctrico, en relación al déficit de tarifa, que no ha podido disminuirse a pesar de las medidas tomadas.

*“Se suprimen los valores de las tarifas reguladas, primas y límites previstos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial...Se suprimen el complemento por eficiencia y el complemento por energía reactiva, regulados en los artículos 28 y 29, respectivamente, del Real Decreto 661/2007”* (art. 3 RDL 1/2012, de 28 de Enero). En el artículo 4 del mismo RD cabe destacar que se suprime también el procedimiento de inscripción en el registro de pre-asignación de retribución.

Estas medidas no van a afectar a ninguna instalación que esté en marcha o que haya sido aceptada por el registro de pre-inscripción, es solo para nuevas instalaciones. En caso de que la nueva instalación esté aceptada en el registro de pre-inscripción, pero debido a este cambio legislativo prefiera no ejecutar lo previsto, se devolverá el aval que ha depositado sin recargo alguno.

Como es lógico, esta supresión de incentivos va a suponer un problema insalvable a la creación de nuevas instalaciones eólicas, que no estén inscritas en el registro de pre-inscripción a esas alturas, ya que la inversión en instalaciones eólicas es muy costosa y no es rentable por lo menos a corto plazo, sin estos apoyos económicos. Una instalación eólica se prevee amortizarla en el período de 10-20 años.

El gobierno afirma que estas medidas son temporales y no ponen en peligro los objetivos fijados para 2020, pero la industria renovable no piensa lo mismo, y sostiene que estas medidas crean un ambiente de inestabilidad e incertidumbre de cara al futuro, poniendo en peligro los objetivos marcados y también el futuro del sector y la competitividad de las empresas españolas.

Debido a que el déficit tarifario continua sin reducirse según lo previsto, el gobierno tomo nuevas medidas que vuelven a afectar negativamente al fomento de las renovables en Julio de 2013, mediante el RD 9/2013, en el cual el gobierno intenta garantizar una estabilidad financiera del sistema eléctrico, para lo que se establece un sistema retributivo para todas las instalaciones de energía renovables.

En las renovables que ya estaban en funcionamiento y cobrando las primas/tarifas estipuladas, el nuevo sistema retributivo suprime el sistema REFIT de tarifas y primas (Tradicional y Premium), y crea un sistema nuevo de retribución basado en el mercado eléctrico, al que solo se añadirá una determinada cantidad dineraria, en el caso de que sean empresas eficientes y con buena gestión y no recuperen los costes en los que incurren en el mercado. Este régimen retributivo es novedoso a nivel mundial y tanto la Comisión Nacional de la Energía de España, como la Comisión Europea, dudan del diseño y la viabilidad del modelo.

Además, trata de garantizar una rentabilidad razonable de un 7,5%, que a su vez evite un sobre-beneficio a los generadores renovables debido a que según el Gobierno, dicho beneficio lo deberían pagar todos los consumidores en la tarifa.

A día de hoy han sido presentados numerosos recursos en contra de este RD 9/20123, debido a que tanto los generadores renovables como diversas comunidades autónomas consideran que se han violado los derechos legítimos de los inversores, a través de esta medida retroactiva, que ha dejado sin primas a aquellos que anteriormente si lo hacían y presuponían que tenían derecho a recibirla durante un período más largo.

En la inversión en nuevas instalaciones no se considera ningún tipo de subvención o retribución por ello.

Este ha sido un durísimo golpe para las renovables y en especial para la eólica, que es el sector más desarrollado en España dentro de las renovables, además de todos estos cambios en los últimos 4 años, hay que sumarle una nueva reforma energética enunciada mediante la ley 24/2013, en la que se suprime la consideración de régimen especial, considerando todas las fuentes de energía dentro de un régimen. También trata como novedad la regulación del autoconsumo, por último el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC).

A finales de 2013 y principios de 2014, se han realizado diversas propuestas por parte del gobierno la mayoría aun sin aprobar, que nos hacen intuir un camino cada vez más difícil para el desarrollo de las renovables.

## 4 La eólica en el mundo

La energía eólica instalada en el mundo creció un 44% en 2014, hasta situarse en 369.553 MW, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC). China, Estados Unidos, Alemania y España son los primeros productores mundiales.

Como podemos observar en el gráfico, a diferencia de en España, la potencia instalada en todo el mundo sigue creciendo. Siendo en este 2014 el año con más potencia instalada, 51.477.000KW.

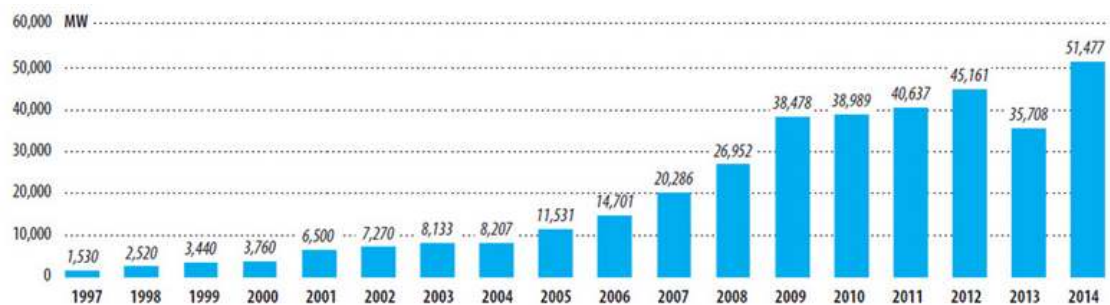


Figura 4.1 Potencia eólica anual instalada en el mundo (1997-2014)

La potencia acumulada ha ido creciendo estos últimos años, llegando a tener en 2014 un total de 369.553.000KW. El gran incremento de ésta ha sido más notable a partir del año 2007.

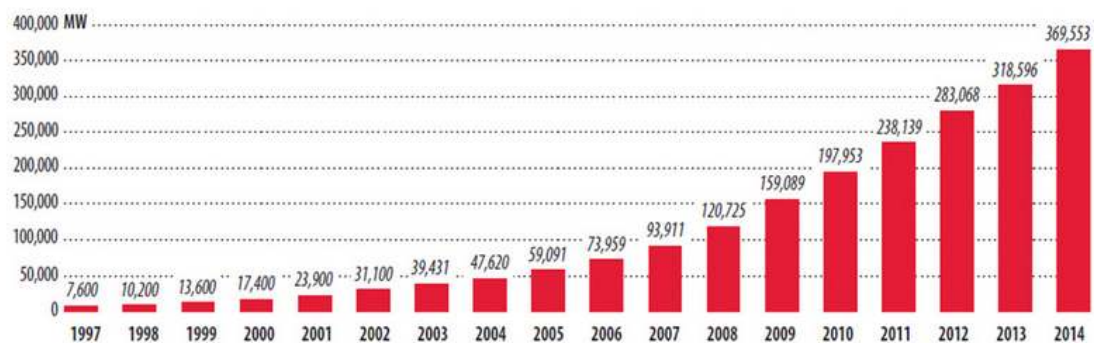


Figura 4.2 Potencia eólica instalada acumulada (1997-2014)



En la Unión Europea la situación no es diferente, la potencia instalada en los últimos años ha aumentado considerablemente. A diferencia de en España que el gran cambio llegó en 2007, aquí vemos que se ha llevado a cabo un aumento progresivo, siendo estos últimos años, los años pico. Como podemos observar a partir de 2012 has sufrido un leve descenso.

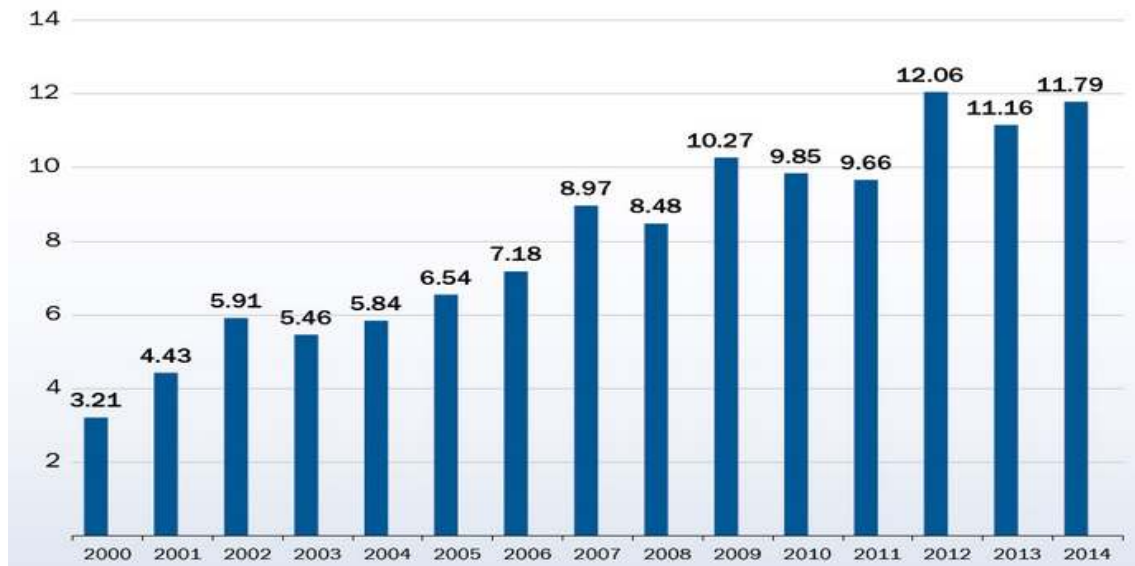


Figura 4.3 Potencia instalada por años en la UE

En la UE el país con más potencia instalada a día de hoy es Alemania con casi la mitad de ésta, seguida de Reino Unido, Suecia y Francia. A diferencia con España, estos países siguen trabajando en el desarrollo de la energía eólica.

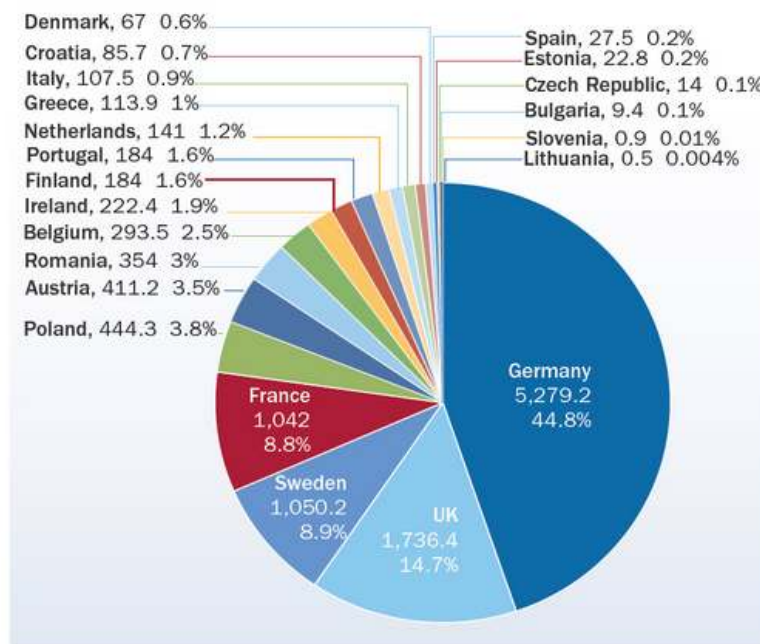


Figura 4.4 Reparto de nueva potencia eólica instalada de los países de la UE (31/12/2014)

## 5 Marco Normativo Nacional

El sector eólico es un sector regulado, por lo que el marco normativo es fundamental para su evolución. El marco regulatorio del sector incluye, como pilar fundamental, la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y su normativa de desarrollo.

### 5.1 MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

*Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.*

*Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

*Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

*Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

*Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*

*Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*

*Corrección de errores del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.*

*Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*

## 5.2 Jefatura de estado

*Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

*Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

*Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*

*Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.*

*Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social.*

*Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.*

*Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.*

*Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.*

*Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.*

*Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.*

*Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.*

### **5.3 MINISTERIO DE HACIENDA Y ADMINISTRACIONES PÚBLICAS**

*Orden HAP/703/2013, de 29 de abril, por la que se aprueba el modelo 583 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados», y se establece la forma y procedimiento para su presentación.*

### **5.4 MINISTERIO DE ECONOMÍA**

*REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

### **5.5 MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA**

*Real Decreto 1485/2012, de 29 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, para adaptarlo a la nueva denominación y estructura de los departamentos ministeriales.*

*REAL DECRETO 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.*

### **5.6 MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA**

*REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.*

*Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

*REAL DECRETO 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.*

### **5.7 MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO**

*Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.*

*Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.*

*Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*

*Corrección de errores del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

*Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.*

*Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

*Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.*

*Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*

*ORDEN ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009*

*ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.*

*CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

*REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

## **6 Marco Normativo Autonómico (País Vasco)**

*Ley 7/1998, de 13 de marzo, de modificación de la Ley 9/1982, de 24 de Noviembre, por el que se crea el Ente Vasco de la Energía.*

*Ley 9/1982, de 24 de noviembre, por el que se crea el Ente Vasco de la Energía.*

*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.*

## 7 Localización

La noble y leal villa de Azpeitia es un municipio de la provincia de Guipúzcoa, País Vasco (España), perteneciente a la comarca de Urola Costa (o Urola Medio) con una población de 14.300 habitantes, tiene un extensión de 69,39 km<sup>2</sup>. Se encuentra a una altitud de 90m sobre el nivel del mar.

Coordenadas geográficas:

Latitud: 43.181944

Longitud: -2.2652785



Figura 7.1 Emplazamiento donde llevaremos a cabo el estudio (Azpeitia)



## 8 Análisis a través de WASP

### 8.1 Obtención datos de viento

El programa WASP nos pide que mediante una tabla introduzcamos los datos de viento de alguna estación meteorológica cercana. En nuestro caso tenemos una estación muy próxima a donde vamos a realizar el estudio.

Para la obtención de estos datos, hemos utilizado los datos de viento del Atlas Eólico, que lo proporciona el Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDAE).



Figura 8.1 Mapa eólico de la zona a 80m de altura



Figura 8.2 Escala de colores para velocidades de viento

Como podemos observar, la zona que hemos elegido dispone de unas velocidades de viento altas (entre 9 y 9.5 m/S) y un potencial eólico alto. De todas formas vamos a continuar con el estudio para saber qué tipos de aerogeneradores serían los adecuados para la zona y si realmente esta instalación es viable.

La aplicación nos da la opción de observar la velocidad media anual en varias alturas, nosotros hemos seleccionado 80m. Este dato lo hemos escogido sin seguir ningún tipo de criterio, por lo que podíamos haber escogido cualquiera de las otras alturas ya que a la hora de utilizar WASP esto no es relevante.



Como hemos visto en el mapa global, los puntos verdes y azules son las estaciones de meteorología más cercanas a la zona donde vamos a realizar el estudio, para obtener los siguientes datos:

- Coordenadas UTM (m)
- Frecuencia (%) para cada dirección
- Velocidad (m/s) para cada dirección
- Potencia (%) para cada dirección
- Parámetros de Weibull C (m/s) y K.

Coordenadas UTM(m): 568447,4780768

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	12.47	5.967	3.36	7.033	2.438
NNE	9.04	5.519	2.21	6.729	2.321
NE	3.59	4.656	0.48	5.28	2.038
ENE	1.83	4.404	0.21	4.929	1.945
E	1.61	5.267	0.35	5.815	1.727
ESE	1.48	5.088	0.28	5.492	1.67
SE	1.66	5.967	0.53	6.396	1.612
SSE	6.45	13.578	28.75	15.959	1.73
S	10.22	12.218	24.23	13.716	1.995
SSW	6.14	10.322	8.3	11.131	1.885
SW	7.63	10.729	11.34	11.611	1.937
WSW	5.62	7.627	3.41	8.501	1.873
W	7.35	7.595	4.15	8.649	2.099
WNW	7.24	7.782	4.34	8.796	2.086
NW	7.19	7.147	3.23	7.993	2.082
NNW	10.45	7.147	4.83	8.187	2.185

Tabla 8.1 Distribución por direcciones de viento a 80m

Una vez que ya tenemos los datos de la estación meteorológica más cercana es necesario transformar estos datos a un formato legible para WASP. El programa admite varios formatos de los cuales nosotros hemos elegido (.tab). Observaremos:

1. Enunciado del lugar de emplazamiento.
2. Latitud y longitud [°] y altura del anemómetro (m).
3. Nº de sectores, factor de velocidad y dirección de desplazamiento.
4. Frecuencia por sectores (%).
5. Weibull C (m/s).
6. Weibull k.

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda												
Azpeitia. Distributions specified by weibull A- and K-parameters.																
43.181944																
-2.265278																
80																
16 1.00 0.00 2																
12.47 9.04 3.59 1.83 1.61 1.48 1.66 6.45 10.22 6.14 7.63 5.62 7.35 7.24 7.19 10.45																
7.03 6.73 5.28 4.93 5.81 5.49 6.40 15.96 13.72 11.13 11.61 8.50 8.65 8.80 7.99 8.19																
2.44 2.32 2.04 1.94 1.73 1.67 1.61 1.73 1.99 1.88 1.94 1.87 2.10 2.09 2.08 1.185																

Tabla 8.2 Datos de la estación meteorológica legibles para WAsP

## 8.2 Mapa topográfico

La siguiente información que nos pide WAsP es la orografía y rugosidad del terreno, para así poder realizar sus estimaciones de forma precisa.

Para introducir esta información hemos tenido que utilizar la aplicación WAsP Map Editor. Esto ha sido debido a que la información que nos ha facilitado el Servicio de Cartografía de la Universidad de León, a partir de las coordenadas que nosotros le hemos facilitado, no era legible para WAsP. La función que WAsP Map Editor realiza es la conversión del archivo que nos ha facilitado el Servicio de Cartografía en formato “.dxf” a “.map” que es el que requiere WAsP.

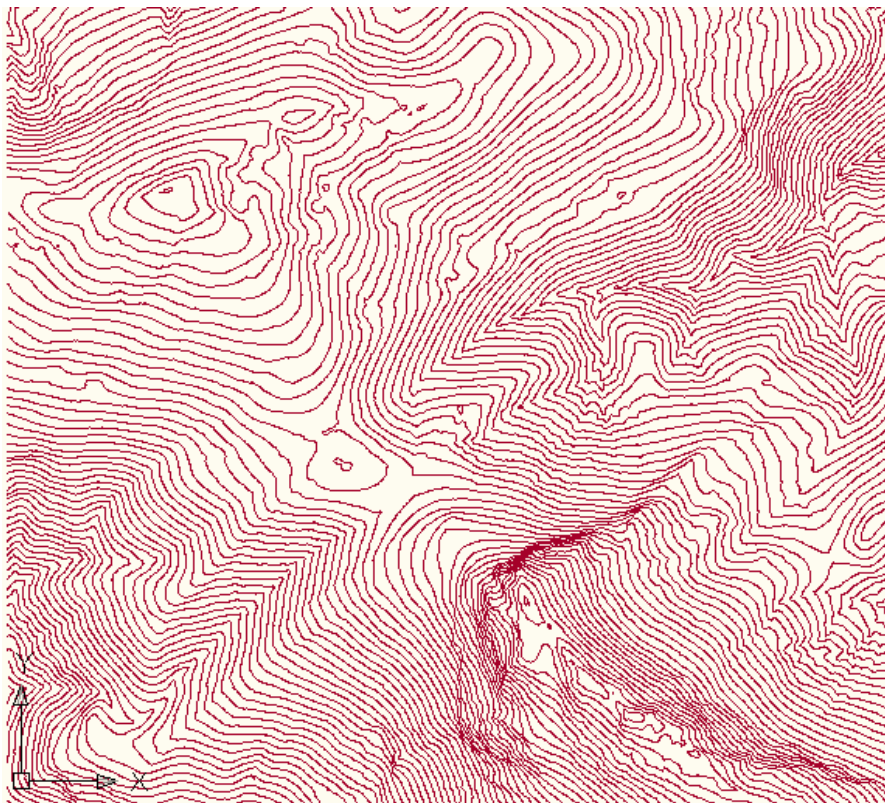


Figura 8.3 Mapa archivo .dxf (AutoCAD)

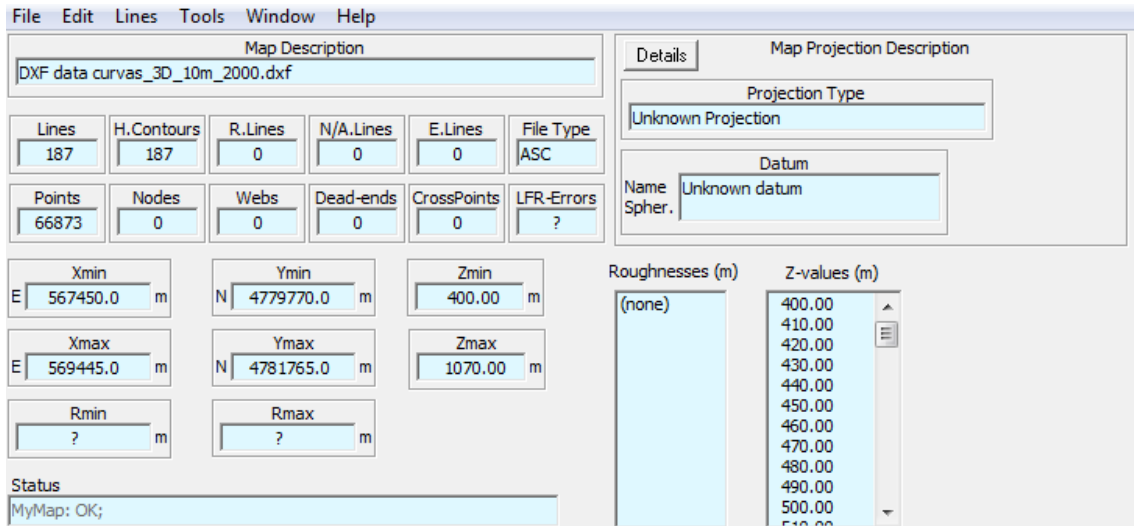


Figura 8.4 WAsP Map Editor (.dxf - .map)

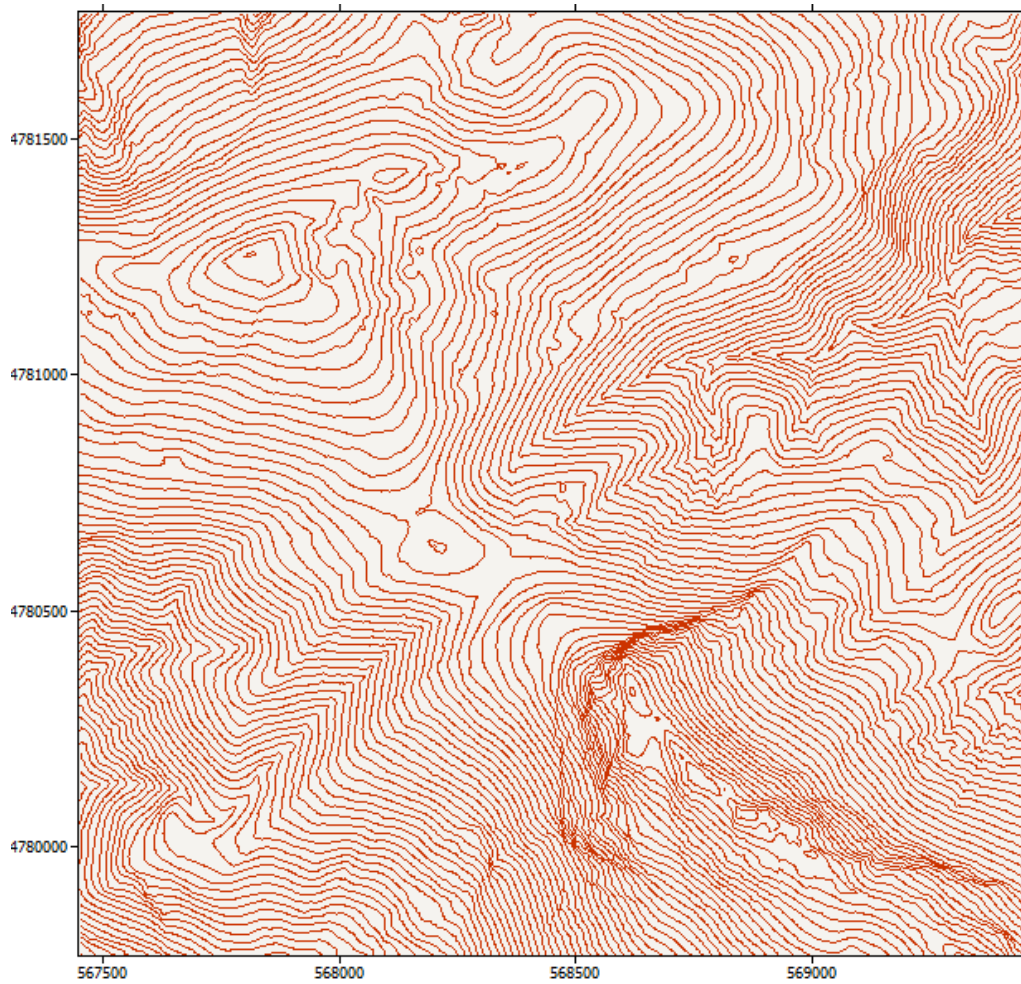


Figura 8.5 Mapa en formato (.map) listo para introducir en WAsP



### 8.3 Atlas de viento

Al haber obtenido ya los datos iniciales que nos pide WASP, lo que hacemos es empezar a trabajar con él. Lo primero que vamos a hacer es crear el atlas de viento.

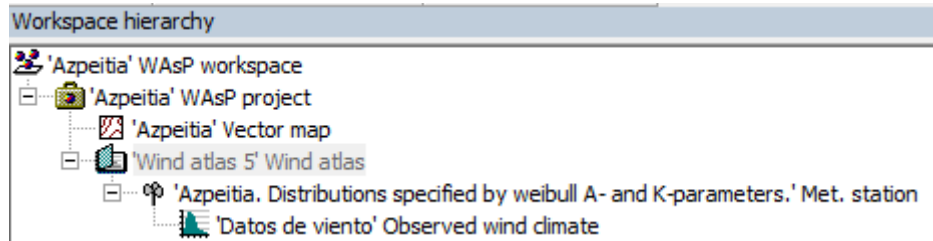
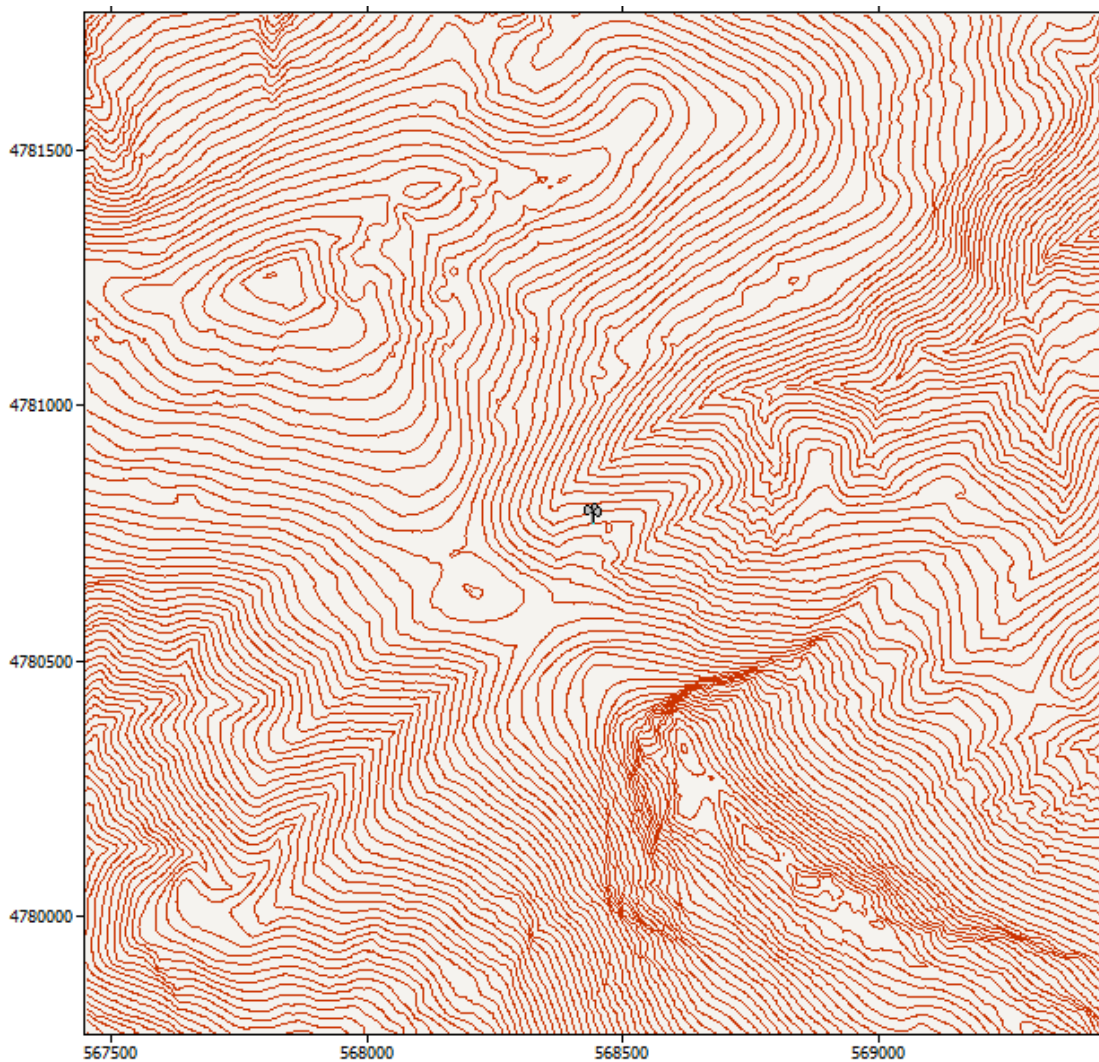


Figura 8.6 Espacio de trabajo WASP

Colocamos la estación meteorológica en el punto exacto en el que se encuentra. WASP nos la coloca en un punto del mapa cualquiera, por lo que somos nosotros los que le introducimos las coordenadas exactas para colocarla en el lugar correcto.



El programa nos da una información a partir de la estación meteorológica. Dicha información es la misma que nos ha facilitado el atlas de viento del IDAE previamente, pero con mayor exactitud.

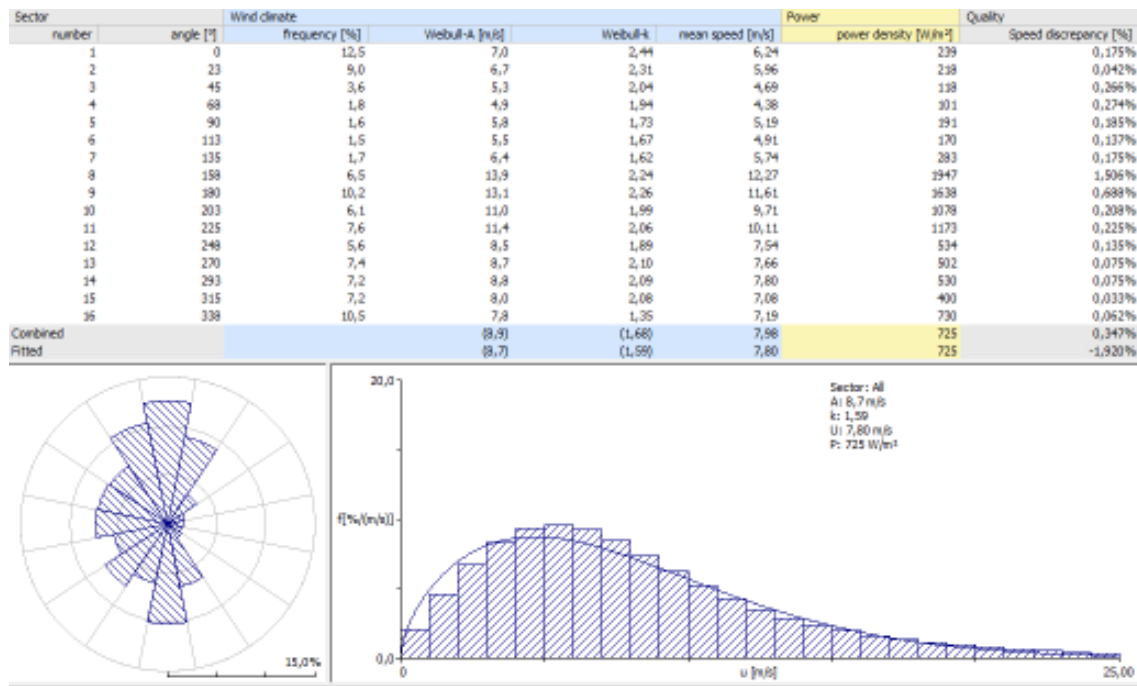


Tabla 8.3 Información que nos proporciona WASP

Como podemos observar en la figura, WASP facilita la información mediante dos representaciones gráficas:

- Rosa de vientos: define mediante un diagrama polar para las diferentes secciones los distintos valores de frecuencia de las velocidades de viento.
- Gráfica en la que observamos un histograma de las frecuencias de las velocidades de viento en el punto de medición. Los parámetros de Weibull son precalculados y visualizados. La curva de Weibull derivada se sobrepone al histograma.

El último dato a introducir para finalizar la creación del atlas eólico, es el valor de rugosidad y el posicionamiento de obstáculos si es que los hubiera (no los hay). Los datos de rugosidad los puede haber leído WASP del mapa que le hemos introducido o se pueden introducir manualmente.

En nuestro caso, y según la tabla que observamos en el manual de WASP, hemos introducido una rugosidad de 0,03 porque hay algunos árboles y arbustos alrededor.

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

Tabla 8.4 Valores de longitud de rugosidad de WAsP

## 8.4 Selección de aerogeneradores

Las velocidades de viento son bastante elevadas, por lo que sabemos que es un emplazamiento propicio para llevar a cabo el análisis de rentabilidad con unos aerogeneradores de una potencia elevada. Así que hemos elegido unas turbinas con una potencia de unos 2MW.

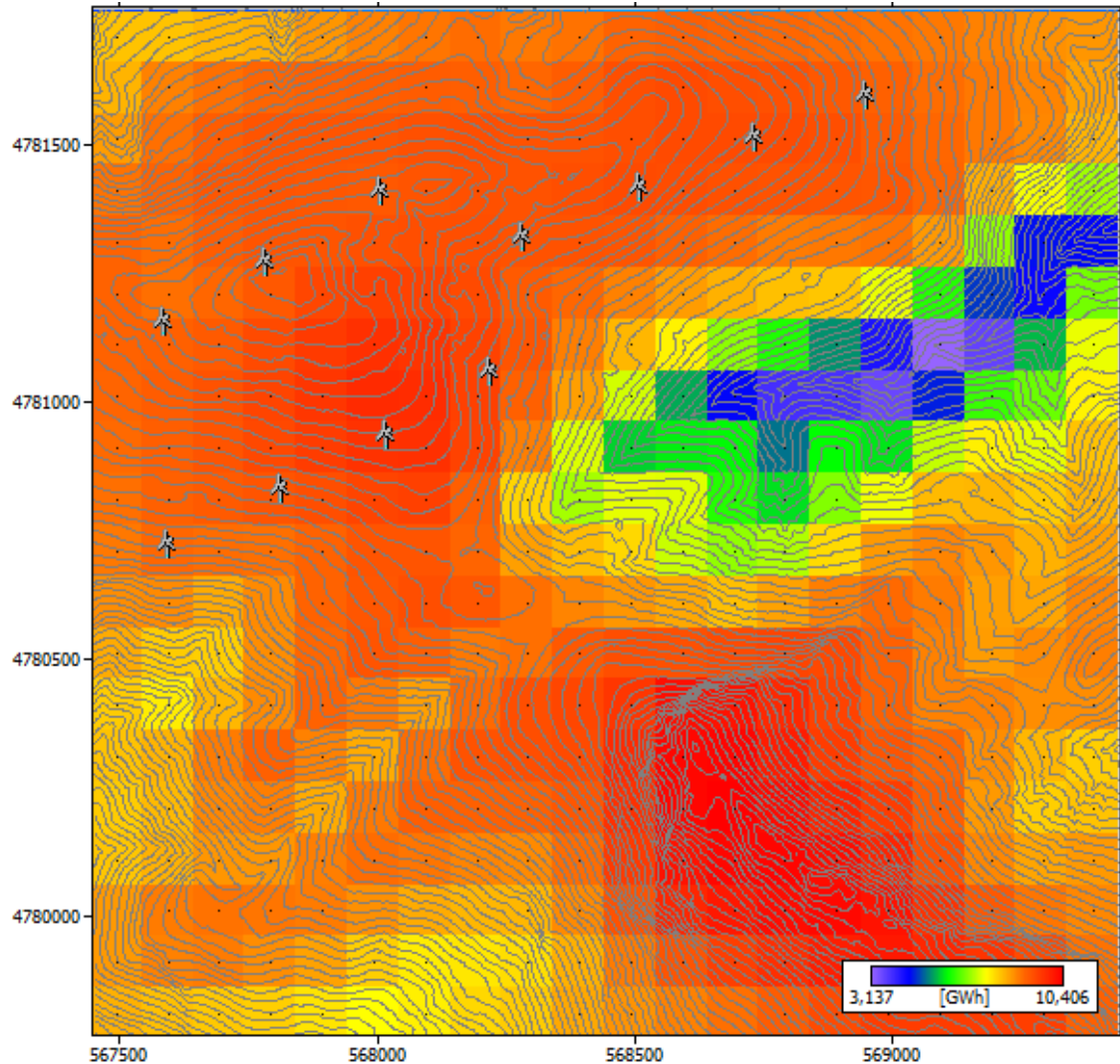


Figura 8.7 Situación aerogeneradores

A simple vista en el mapa podemos ver que la zona es muy buena, pero el acceso es muy complicado en algunas zonas, por lo que hemos creído conveniente colocar solo 11 turbinas para que el coste de la obra civil no sea muy elevado y la inversión inicial no sea muy grande.

Vista la situación de los aerogeneradores en el mapa es necesario señalar sus respectivas coordenadas:

<b>Turbina</b>	<b>X(m)</b>	<b>Y(m)</b>
<b>1</b>	567593,8	4780703,0
<b>2</b>	567814,7	4780812,0
<b>3</b>	568021,6	4780917,0
<b>4</b>	568221,4	4781039,0
<b>5</b>	568284,6	4781299,0
<b>6</b>	568284,6	4781397,0
<b>7</b>	568736,8	4781492,0
<b>8</b>	568954,2	4781576,0
<b>9</b>	567586,8	4781134,0
<b>10</b>	567786,7	4781250,0
<b>11</b>	568007,6	4781390,0

Tabla 8.5 Situación de los 11 aerogeneradores

En nuestro caso el tipo de turbinas elegido viene facilitado por WAsP, pero en caso de no tener esta información, cogeríamos los datos que nos facilita el fabricante y los introduciríamos en la aplicación “WAsP Turbine Editor”. Esta aplicación nos creará un archivo legible para WAsP. Los datos que le debemos facilitar a “WAsP Turbine Editor” son los siguientes:

- Diámetro del rotor
- Altura del buje
- Curva de Potencia
- Curva de empuje
- Densidad

Como hemos señalado anteriormente hemos escogido unas turbinas de unos 2MW:

- Vestas V90-2.0MW
- Siemens 2.33-93
- Bonus 2MW



### 8.4.1 Vestas V90-2.0MW

#### Technical Specifications

<b>OPERATIONAL DATA</b>		<b>GEARBOX</b>	
Rated power	IEC IIA - 50 Hz: 1,800 kW; IEC IIA - 60 Hz: 1,815 kW; IEC IIA - 50 Hz: 2,000 kW	Type: two helical stages and one planetary stage	
Cut-in wind speed	4 m/s	<b>TOWER</b>	
Rated wind speed	12 m/s	Type	tubular steel tower
Cut-out wind speed	25 m/s	Hub heights	V90-1.8 MW - 50 Hz: 80 m, 95 m and 105 m (IEC IIA); V90-1.8 MW - 60 Hz: 80 m and 95 m (IEC IIA); V90-2.0 MW: 80 m, 95 m, 105 m and 125 m (IEC IIA); 95 m, 105 m, and 125 m (DfB12)
Wind class	IEC IIA (V90-1.8 MW); IEC IIA (V90-2.0 MW)	<b>NACELLE DIMENSIONS</b>	
Operating temperature range standard turbine	-20 °C to 40 °C	Height for transport	4 m
Operating temperature range low temperature turbine	-30 °C to 40 °C	Height installed (incl. CoolerTop®)	5.4 m
<b>SOUND POWER</b>		Length	10.4 m
Max. 104 dB		Width	3.5 m
(Mode 0, 10 m above ground, hub height 80 m, air density 1.225 kg/m <sup>3</sup> )		<b>HUB DIMENSIONS</b>	
<b>ROTOR</b>		Max. transport height	3.4 m
Rotor diameter	90 m	Max. transport width	4 m
Swept area	6,362 m <sup>2</sup>	Max. transport length	4.2 m
Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders		<b>BLADE DIMENSIONS</b>	
<b>ELECTRICAL</b>		Length	44 m
Frequency	50/60 Hz	Max. chord	3.5 m
Generator type 4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings		Max. weight per unit for transportation	70 tonnes
Nominal output	50 Hz: 1,800 kW/2,000 kW; 60 Hz: 1,815 kW		

Tabla 8.6 Especificaciones técnicas (Vestas V90-2.0MW)

#### Power Curve

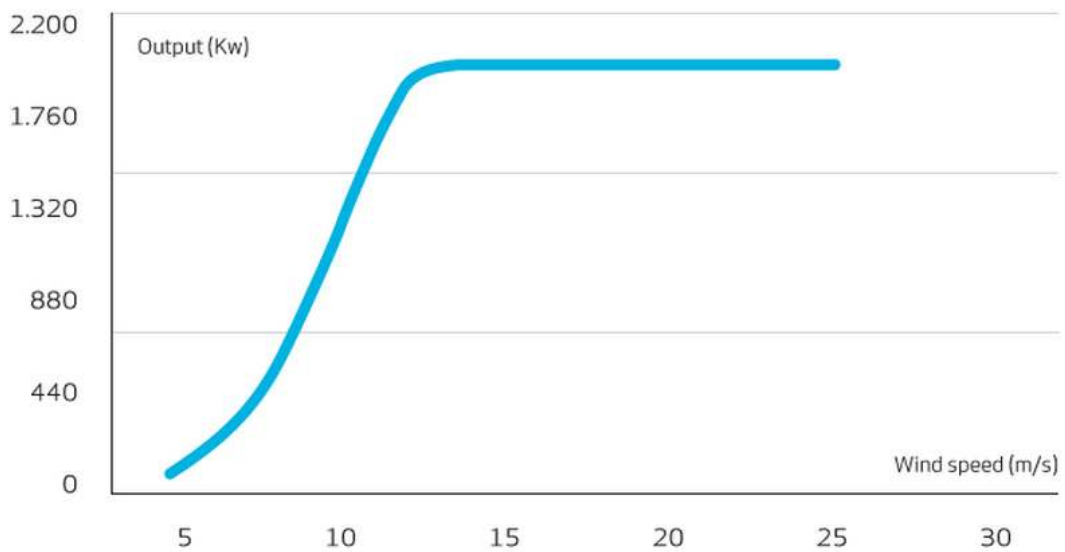


Figura 8.8 Curva de potencia (Vestas V90-2.0MW)

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	d.RIX [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	567593,8	4780703,0	781,0	11,3	-2,6	80,0	11,43	8,928	8,722	2,31
Turbine site 002	567814,7	4780812,0	844,0	11,8	-2,1	80,0	11,16	9,222	8,738	5,25
Turbine site 003	568021,6	4780917,0	902,0	11,2	-2,7	80,0	11,42	9,719	9,141	5,96
Turbine site 004	568221,4	4781039,0	859,0	12,8	-1,1	80,0	10,77	9,372	8,710	7,06
Turbine site 005	568284,6	4781299,0	865,0	13,2	-0,6	80,0	12,24	9,225	8,854	4,02
Turbine site 006	568512,4	4781397,0	862,0	13,9	0,0	80,0	12,68	9,335	9,135	2,14
Turbine site 007	568736,8	4781492,0	825,0	13,6	-0,3	80,0	12,36	9,356	9,186	1,82
Turbine site 008	568954,2	4781576,0	756,0	11,9	-2,0	80,0	11,84	9,119	8,985	1,47
Turbine site 009	567586,8	4781134,0	938,0	9,3	-4,6	80,0	14,43	9,014	8,889	1,39
Turbine site 010	567786,7	4781250,0	991,0	13,5	-0,4	80,0	16,02	9,148	8,934	2,34
Turbine site 011	568007,6	4781390,0	941,0	12,8	-1,1	80,0	14,72	9,158	8,912	2,68

Tabla 8.7 Datos obtenidos mediante WAsP de cada turbina (Vestas V90-2MW)

Como podemos observar en la tabla anterior, la turbina con mayor producción bruta es la turbina 3 con 9.719MWh. Pero no es la de mayor producción neta ya que es la turbina 7. Esto es debido a que las pérdidas de la turbina 3 son de un 5,96%, mientras las de la turbina 7 son de un 1,82%. De ahí que la producción neta de la turbina 3 sea de 9.141MWh y la de la turbina 7 sea de 9.186MWh. Sin embargo la turbina que menos pérdidas tiene es la turbina 9 que tiene un 1,39%, y no es la de mayor producción ya que su producción neta es de 8.985MWh. Estas pérdidas son debidas sobre todo al efecto estela que produce cada turbina.

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	101,596	9,236	8,928	9,719
Total net AEP [GWh]	98,205	8,928	8,710	9,186
Proportional wake loss [%]	3,34	-	1,39	7,06
Mean speed [m/s]	-	12,64	10,77	16,02
Power density [W/m <sup>2</sup> ]	-	3913	2028	7909
RIX	-	-	9,3	13,9

Tabla 8.8 Datos obtenidos mediante WAsP de todas las turbinas (Vestas V90-2MW)

Según los datos generados por WAsP la producción bruta total de las 11 turbinas es 101.596MWh y con unas pérdidas totales de 3,34%, tienen una producción neta total de 98,205MWh.

WAsP nos indica directamente la producción bruta, las pérdidas y la producción neta teniendo en cuenta dichas pérdidas. Esta producción neta sería la producción al 100% de disponibilidad. Pero no es así, para calcular la disponibilidad real, hay que calcular las pérdidas que nos generan una serie de factores, que son los siguientes:

- 3% Pérdidas eléctricas
- 4% Disponibilidad
- 8% Pérdidas aerodinámicas

Las pérdidas establecidas son de un total de un 15%, por lo que la producción total es:

Potencia neta x 0.85%

$$V90 \rightarrow 98.205\text{MW/año} \times 0.85 = \underline{83.474,25 \text{ MW/año}}$$

Horas equivalentes

Horas equivalentes = MW al año / MW instalados

$$\text{Horas equivalentes} = 83.474,25 \text{ MW al año} / (11 \text{ turbinas} \times 2\text{MW cada una}) = \underline{3.794,28\text{h}}$$

### 8.4.2 Siemens 2.33-93

Rotor		Generador	
Diámetro	93 m	Tipo	Asíncrono
Área barrida	6.800 m <sup>2</sup>	Potencia nominal	2.300 kW
Velocidad del rotor	6–16 rpm	Tensión	690 V
Regulación de potencia	Regulación de paso con velocidad variable	Sistema de refrigeración	Intercambiador de calor integrado
Palas		Sistema de orientación	
Tipo	B45	Tipo	Activo
Longitud	45 m	Sistema de control	
Freno aerodinámico		Sistema SCADA	WebWPS
Tipo	Paso de extensión completa	Control remoto	Control pleno de la turbina
Activación	Activo, hidráulico	Torre	
Sistema de transmisión		Tipo	Tubular cilíndrico y/o cónico
Tipo de multiplicador	Planetario/helicoidal de 3 etapas	Altura del cubo	80 m o específico del emplazamiento
Relación del multiplicador	1:91	Datos operativos	
Filtrado de aceite del multiplicador	En línea y fuera de línea	Velocidad de viento de conexión	4 m/s
Refrigeración del multiplicador	Refrigerador de aceite independiente	Potencia nominal a	13–14 m/s
Capacidad de aceite	Aprox. 400 l	Velocidad de viento de desconexión	25 m/s
Freno mecánico		Máximo 3 s de ráfagas	55 m/s (versión estándar) 59,5 m/s (versión IEC)
Tipo	Freno de disco hidráulico	Pesos	
		Rotor	60 toneladas
		Góndola	82 toneladas
		Torre	De acuerdo al emplazamiento

Tabla 8.9 Especificaciones técnicas (Siemens 2.33-93)

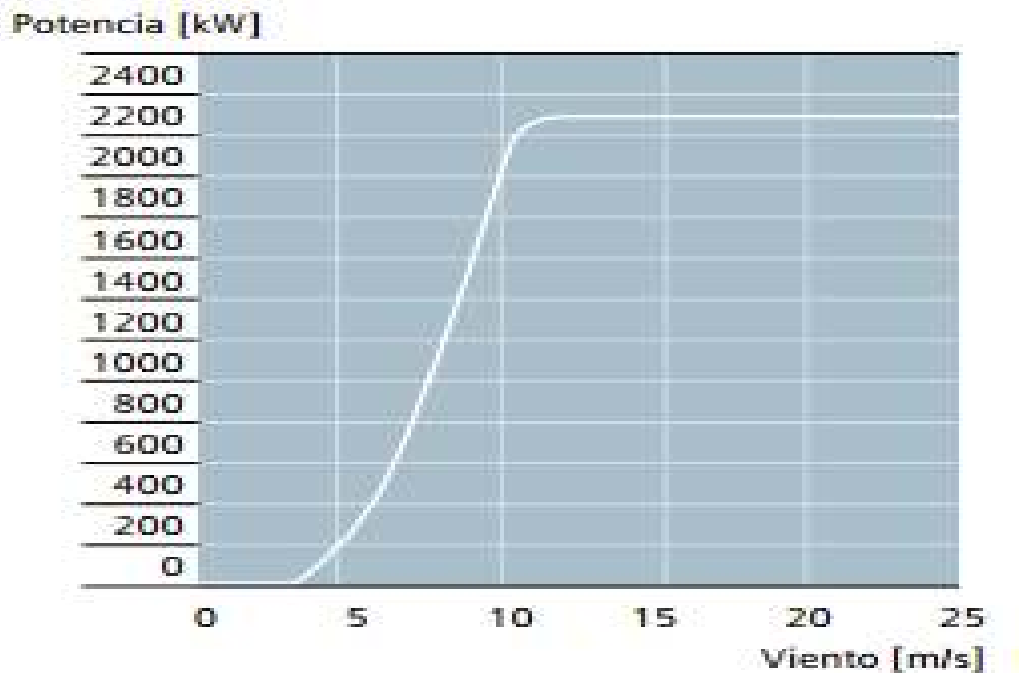


Figura 8.9 Curva de potencia (Siemens 2.33-93)

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	567593,8	4780703,0	781,0	11,3	-2,6	80,0	11,43	9,920	9,663	2,59
Turbine site 002	567814,7	4780812,0	844,0	11,8	-2,1	80,0	11,16	10,236	9,611	6,11
Turbine site 003	568021,6	4780917,0	902,0	11,2	-2,7	80,0	11,42	10,806	10,053	6,97
Turbine site 004	568221,4	4781039,0	859,0	12,8	-1,1	80,0	10,77	10,402	9,544	8,25
Turbine site 005	568284,6	4781299,0	865,0	13,2	-0,6	80,0	12,24	10,268	9,793	4,63
Turbine site 006	568512,4	4781397,0	862,0	13,9	0,0	80,0	12,68	10,399	10,147	2,42
Turbine site 007	568736,8	4781492,0	825,0	13,6	-0,3	80,0	12,36	10,416	10,205	2,02
Turbine site 008	568954,2	4781576,0	756,0	11,9	-2,0	80,0	11,84	10,141	9,979	1,6
Turbine site 009	567586,8	4781134,0	938,0	9,3	-4,6	80,0	14,43	10,070	9,899	1,7
Turbine site 010	567786,7	4781250,0	991,0	13,5	-0,4	80,0	16,02	10,239	9,955	2,77
Turbine site 011	568007,6	4781390,0	941,0	12,8	-1,1	80,0	14,72	10,235	9,916	3,12

Tabla 8.10 Datos obtenidos mediante WAsP de cada turbina (Siemens 2.33-93)

Como podemos ver, en este caso, la turbina con mayor producción bruta, también es la turbina 3 con 10.806MWh. Pero como en el caso anterior, no es la de mayor producción neta ya que sigue siendo la turbina 7. Esto es debido a que las pérdidas de la turbina 3 son de un 6,97%, mientras que la de la turbina 7 son de 2,02%. De ahí que la producción neta de la turbina 3 sea de 10.806MWh y la de la turbina 7 sea de 10.205MWh. Sin embargo la turbina que menos pérdidas tiene es la turbina 8 con un 1,6%, y no es la de mayor producción neta, es la segunda más baja con 9.979 MWh. Estas pérdidas son debidas sobre todo al efecto estela que produce cada turbina.

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	113,133	10,285	9,920	10,806
Total net AEP [GWh]	108,765	9,888	9,544	10,205
Proportional wake loss [%]	3,86	-	1,6	8,25
Mean speed [m/s]	-	12,64	10,77	16,02
Power density [W/m <sup>2</sup> ]	-	3913	2028	7909
RIX	-	-	9,3	13,9

Tabla 8.11 Datos obtenidos mediante WAsP de todas las turbinas (Siemens 2.33-93)

Según los datos generados por WAsP la producción bruta total de las 11 turbinas es de 113.133MWh que con unas pérdidas totales de 3,86%, generan una producción neta total de 108.765MWh.

WAsP nos indica directamente la producción bruta, las pérdidas y la producción neta teniendo en cuenta dichas pérdidas. Esta producción neta, sería la producción al 100% de disponibilidad. Pero no es así, para calcular la disponibilidad real, hay que calcular las pérdidas que nos generan una serie de factores, que son los señalados anteriormente:

- 3% Pérdidas eléctricas
- 4% Disponibilidad
- 8% Pérdidas aerodinámicas

Las pérdidas establecidas son de un total de un 15%, por lo que la producción total es:

Potencia neta x 0.85%

SIEMENS 2.33-93  $\rightarrow$  108.765MW /año x 0.85 = 92.450,25 MW/año

Horas equivalentes

Horas equivalentes = MW al año / MW instalados

Horas equivalentes = 92.450,25 MW al año/ (11 turbinas x 2MW cada una) = 4.202,28h

### 8.4.3 Bonus 2MW

Power	
Rated power	2.000 / 400 kW
Rated wind speed	15,0 m/s m/s
Cut-in wind speed	3,0 m/s m/s
Cut-out wind speed	25,0 m/s m/s
Rotor	
Diameter	76,0 m m
Swept area	4,536.46 m <sup>2</sup>
Number of blades	3
Rotor speed	11 / 16 U/min
Type	LM 37
Material	glas-fibre reinforced plastic
Manufacturer	LM
Nacelle	
Design	separated
Gear box	
Type	combined spur / planetary gear
Stages	3
Ratio	1:93
Manufacturer	Flender

Tabla 8.12 Especificaciones técnicas (Bonus 2MW)

Generator	
Type	asynchronous, pole-switchable
Number	1
Speed	1000 / 1500 U/min
Voltage	690 V V
Grid connection	via thyristors
Grid frequency	
Manufacturer	ABB
Control and Protection System	
Power limitation	active stall
Speed control	fixed (2-step)
Main brake	individual blade pitch control
Second brake system	disk brake
Yaw control system	8 electric gear motor(s)
Manufacturer of control system	KK-Electronic
SCADA-System	
Technical details	
Power curve	yes
Sound power level	
Electrical characteristics	yes

Tabla 8.13 Especificaciones técnicas (Bonus 2MW)

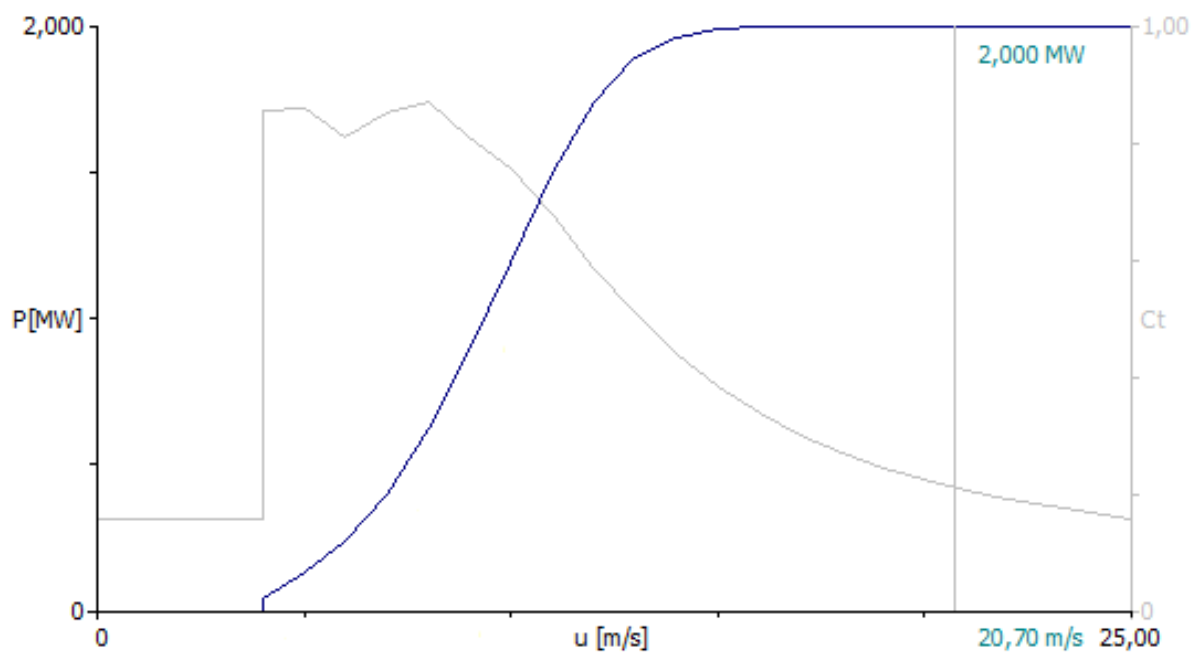


Figura 8.10 Curva de potencia (Bonus 2MW)



Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	d.RIX [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	567593,8	4780703,0	781,0	11,3	-2,6	60,0	11,14	7,647	7,480	2,19
Turbine site 002	567814,7	4780812,0	844,0	11,8	-2,1	60,0	10,73	7,801	7,412	4,98
Turbine site 003	568021,6	4780917,0	902,0	11,2	-2,7	60,0	11,03	8,349	7,892	5,48
Turbine site 004	568221,4	4781039,0	859,0	12,8	-1,1	60,0	10,30	7,918	7,393	6,63
Turbine site 005	568284,6	4781299,0	865,0	13,2	-0,6	60,0	11,87	7,940	7,631	3,89
Turbine site 006	568512,4	4781397,0	862,0	13,9	0,0	60,0	12,60	8,125	7,984	1,75
Turbine site 007	568736,8	4781492,0	825,0	13,6	-0,3	60,0	12,20	8,118	8,002	1,43
Turbine site 008	568954,2	4781576,0	756,0	11,9	-2,0	60,0	11,60	7,850	7,764	1,1
Turbine site 009	567586,8	4781134,0	938,0	9,3	-4,6	60,0	14,35	7,915	7,840	0,95
Turbine site 010	567786,7	4781250,0	991,0	13,5	-0,4	60,0	16,38	8,074	7,939	1,68
Turbine site 011	568007,6	4781390,0	941,0	12,8	-1,1	60,0	14,86	8,027	7,860	2,09

Tabla 8.14 Datos obtenidos mediante WAsP de cada turbina (Bonus 2MW)

En este caso, la turbina de mayor producción bruta, también es la turbina 3 con 8.349MWh. Pero como en los casos anteriores, no es la de mayor producción neta ya que es la turbina 7. Esto es debido a que las pérdidas de la turbina 3 son de un 5.48%, mientras las de la turbina 7 son de 1.43%. De ahí que la producción neta de la turbina 3 sea de 7.892MWh y la de la turbina 7 sea 8.002MWh. Sin embargo la turbina que menos pérdidas tiene es la turbina 8 con un 1,6%, y no es la de mayor producción neta, ya que es la segunda más baja con 7.764MWh. Estas pérdidas son debidas sobre todo al efecto estela que produce cada turbina.

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	87,766	7,979	7,647	8,349
Total net AEP [GWh]	85,195	7,745	7,393	8,002
Proportional wake loss [%]	2,93	-	0,95	6,63
Mean speed [m/s]	-	12,46	10,30	16,38
Power density [W/m <sup>2</sup> ]	-	3966	1814	8795
RIX	-	-	9,3	13,9

Tabla 8.15 Datos obtenidos mediante WAsP de todas las turbinas (Bonus 2MW)

Según los datos generados por WAsP la producción bruta total de las 11 turbinas es de 87.766MWh que con unas pérdidas totales de 2,93%, tienen una producción neta total de 85.195MWh.

WAsP nos indica directamente la producción bruta, las pérdidas y la producción neta teniendo en cuenta dichas pérdidas. La producción debería de ser la de una potencia al 100% de disponibilidad. Pero no es así, para calcular la disponibilidad real, hay que calcular las pérdidas que nos generan una serie de factores, que son los señalados anteriormente:

- 3% Pérdidas eléctricas
- 4% Disponibilidad
- 8% Pérdidas aerodinámicas

Las pérdidas establecidas son de un total de un 15%, por lo que la producción total es:

Potencia neta x 0.85%

BONUS 2MW → 85.195MW /año x 0.85 = 72.415,75 MW/año

Horas equivalentes

Horas equivalentes = MW al año / MW instalados

Horas equivalentes = 72.415,75 MW al año/ (11 turbinas x 2MW cada una) = 3.291,625h

#### 8.4.4 Comparación de aerogeneradores

Turbinas	Potencia Bruta (MW/año)	Potencia Neta (MW/año)	Potencia real disponible (MW/año)	Pérdidas (%)	Horas equivalentes (H)
Vestas V90-2.0MW	101.596	98.205	83.474,25	3,34	3.794,28
Siemens 2.33-93	113.133	108.765	92.450,25	3,86	4.202,28
Bonus 2MW	87.766	85.195	72.415,75	2,93	3.291,625

Tabla 8.16 Comparación de los 3 tipos de aerogeneradores

Si nos ponemos a comparar los 3 tipos de turbinas, vistos los resultados obtenidos, es lógico que las turbinas que tengamos que utilizar sean las Siemens 2.33-93, ya que lo que al final nos interesa son la potencia real disponible y las horas equivalentes. En nuestro caso estos dos aspectos son muy superiores en las turbinas Siemens 2.33-93, debido a que cada aerogenerador produce 300MW más que cada uno de los otros.

Para continuar con el estudio, vamos a seguir trabajando única y exclusivamente con los aerogeneradores Siemens 2.33-93.

## 9 Obra civil

### 9.1 Construcción y puesta en marcha

Esta será la siguiente fase que debemos llevar a cabo en el proyecto. Para ello vamos a analizar todos los trabajos que serán necesarios ejecutar de construcción y montaje de las instalaciones. A continuación realizaremos su puesta en marcha y la conexión a la red eléctrica (REE).

- Preparación de las instalaciones: se prepararan los materiales y equipos que vamos a instalar en el parque eólico.
- Transporte de las cimentaciones.
- Preparación de las cimentaciones: Los sistemas de acceso a las estructuras de los aerogeneradores serán instalados en esta fase.
- Instalación de las cimentaciones: se utilizaran las técnicas más avanzadas que existen para este tipo de trabajos, minimizaremos los impactos asociados. Antes de comenzar con la instalación se realizará un test de verificación en tierra (pile driveability).
- Transporte de los componentes de la subestación transformadora, Torres meteorológicas, aerogeneradores y cableado de potencia. Utilizaremos las técnicas más avanzadas existentes y minimizaremos los impactos asociados.
- Construcción y tendido de la línea de evacuación en las fases subterráneas y aéreas, e interconexión de la línea con la subestación transformadora y a su vez la subestación transformadora del punto de conexión con la red de transporte. Se realizará antes de la instalación del cable de media tensión, así según se vaya instalando el cableado de las alineaciones, se realizarán los test de verificación de la estructura de generación, transformación y distribución de la instalación.
- Centros de transformación de los aerogeneradores.
- Energización de la línea de evacuación, subestación transformadora, centros de Transformación de los aerogeneradores y circuitos de potencia.
- Puesta en marcha aerogeneradores: esta fase es simultánea con los trabajos de tendido de los cables de potencia de los circuitos del parque eólico y la construcción de la línea de evacuación, y así optimizar el tiempo de ejecución de las instalaciones.

## 9.2 Operación y mantenimiento

En el mantenimiento debemos incluir: revisión de sistemas de seguridad, revisiones de tornilleras y elementos mecánicos, ajustes de los componentes, protección contra la corrosión, mantenimiento obra civil, etc.

## 10 Análisis económico

### 10.1 Costes

Los costes de explotación del parque suelen ser entre el 1 y 2 % de la inversión inicial, por tanto los costes de mantenimiento anuales serán de 580.142,87€. Suponiendo que el parque tiene un valor residual del 2% los costes irán aumentando año a año.

Estimamos unos costes de alquiler del terreno de unos 3.500€ por aerogenerador y por tanto al tener 11 aerogeneradores → 38.500€ al año.

### 10.2 Vida útil

Esta suele ser superior a 15 años, llegando en condiciones normales a superar los 20 años de funcionamiento.

Las características de nuestro parque nos da la confianza como para estimar una vida útil de unos 25 años.

### 10.3 Producción

Para realizar un estudio económico es necesario hacer una estimación anual de la producción de nuestro parque. Como hemos señalado anteriormente la producción de nuestro parque es de 113.133MWh.

Según el B.O.E. la cuota del MWh de energía eólica es de 75,55€. A partir de este dato podemos calcular lo que nos pagarán anualmente por nuestra electricidad:

$$113.133 \text{ MWh} \times 75,55 \text{ €/MWh} = 8.547.198,15 \text{ € de ingresos anuales.}$$

Los precios se actualizarán anualmente tomando como referencia el incremento del IPC. Se prevee un IPC en los próximos años del 3%, por lo que los precios de compra se actualizarán año a año aumentando los ingresos.

## 10.4 Rentabilidad

Para analizar la rentabilidad del proyecto, vamos a calcular los ingresos brutos.

Año	Precio	Actualización	Precio capitalizado	Producción(MWh)	Ingresos brutos
1	75,55 €	1	75,55 €	113.133	8.547.198,15 €
2	75,55 €	1,0275	77,63 €	113.133	8.782.246,10 €
3	75,55 €	1,053325	79,58 €	113.133	9.002.977,49 €
4	75,55 €	1,07992475	81,59 €	113.133	9.230.330,83 €
5	75,55 €	1,107322493	83,66 €	113.133	9.464.504,76 €
6	75,55 €	1,135542167	85,79 €	113.133	9.705.703,91 €
7	75,55 €	1,164608432	87,99 €	113.133	9.954.139,04 €
8	75,55 €	1,194546685	90,25 €	113.133	10.210.027,22 €
9	75,55 €	1,225383086	92,58 €	113.133	10.473.592,04 €
10	75,55 €	1,257144578	94,98 €	113.133	10.745.063,81 €
11	75,55 €	1,289858916	97,45 €	113.133	11.024.679,74 €
12	75,55 €	1,323554683	100,00 €	113.133	11.312.684,14 €
13	75,55 €	1,358261324	102,62 €	113.133	11.609.328,67 €
14	75,55 €	1,394009163	105,32 €	113.133	11.914.872,54 €
15	75,55 €	1,430829438	108,10 €	113.133	12.229.582,73 €
16	75,55 €	1,468754321	110,96 €	113.133	12.553.734,22 €
17	75,55 €	1,507816951	113,92 €	113.133	12.887.610,26 €
18	75,55 €	1,54805146	116,96 €	113.133	13.231.502,57 €
19	75,55 €	1,589493003	120,09 €	113.133	13.585.711,66 €
20	75,55 €	1,632177794	123,31 €	113.133	13.950.547,02 €
21	75,55 €	1,676143127	126,63 €	113.133	14.326.327,44 €
22	75,55 €	1,721427421	130,05 €	113.133	14.713.381,27 €
23	75,55 €	1,768070244	133,58 €	113.133	15.112.046,72 €
24	75,55 €	1,816112351	137,21 €	113.133	15.522.672,13 €
25	75,55 €	1,865595722	140,95 €	113.133	15.945.616,30 €
					<b>296.036.080,75</b> €

Tabla 10.1 Tabla Excel para el cálculo de Ingresos Brutos

Los costes de explotación del parque suelen ser entre el 1 y 2 % de la inversión inicial, por tanto los costes de mantenimiento anuales son de 580142,87€, suponiendo que el parque tiene un valor residual del 2%, los costes irán aumentando año a año.

Costes Explotación	Ingresos netos	Año
580.142,87 €	7.967.055,28 €	1
591.745,73 €	8.190.500,37 €	2
603.580,64 €	8.399.396,85 €	3
615.652,25 €	8.614.678,57 €	4
627.965,30 €	8.836.539,46 €	5
640.524,61 €	9.065.179,31 €	6
653.335,10 €	9.300.803,94 €	7
666.401,80 €	9.543.625,42 €	8
679.729,84 €	9.793.862,21 €	9
693.324,43 €	10.051.739,38 €	10
707.190,92 €	10.317.488,82 €	11
721.334,74 €	10.591.349,40 €	12
735.761,43 €	10.873.567,24 €	13
750.476,66 €	11.164.395,88 €	14
765.486,20 €	11.464.096,53 €	15
780.795,92 €	11.772.938,30 €	16
796.411,84 €	12.091.198,42 €	17
812.340,08 €	12.419.162,50 €	18
828.586,88 €	12.757.124,78 €	19
845.158,61 €	13.105.388,40 €	20
862.061,79 €	13.464.265,65 €	21
879.303,02 €	13.834.078,25 €	22
896.889,08 €	14.215.157,63 €	23
914.826,86 €	14.607.845,26 €	24
933.123,40 €	15.012.492,90 €	25
	<b>277.453.930,74 €</b>	

Tabla 10.2 Tabla Excel para calcular los ingresos netos

Ahora vamos a calcular el VAN para las siguientes tasas de retorno y así comprobar en que tasa de retorno se anula el VAN.

Tasa de retorno	VAN
5%	117.413.682,60 €
10%	60.078.911,68 €
15%	31.685.156,60 €
20%	15.953.779,86 €
30%	30.064,41 €
35%	-4.413.703,97 €

Tabla 10.3 Tabla de Excel para calcular VAN

Se comprueba que el **TIR**, que es la tasa de retorno para la que se anula el VAN es del **30%**. **Lo que quiere decir que tiene una buena rentabilidad.**

# 11 Presupuestos

## 11.1 Aerogeneradores

Tabla 11.1 Presupuesto Aerogeneradores

Descripción	Unidades	Precio (€)	Precio Parcial(€)	Precio Total (€)
<b>Siemens 2.33-93</b>				
Carretes de sujeción de aerogeneradores.				
Montaje de los aerogeneradores.				
Izado de las torres, góndolas y rotores.				
Cableado y conexiones eléctricas.				
Puesta en marcha del sistema de telecontrol del parque.				
Planos de cimentación.				
<b><u>TOTAL</u></b> <b><u>AEROGENERADOSRES</u></b>	<b>11</b>	<b>2.000.000 €</b>	<b>22.000.000 €</b>	<b>22.000.000 €</b>



## 11.2 Obra civil

Tabla 11.2 Presupuesto movimiento de tierras

Movimiento de tierras	Unidad	Medición	Precio(€)	Precio Parcial(€)	Precio Total (€)
Desbroce del terreno y colocación de la misma en las zonas afectadas.	m2	30.000	0.18	5.400	
Excavación en el terreno con medios mecánicos.	m3	15.000	10.8	162.000	
Relleno con arena en zanjas para cables eléctricos.	m3	2.000	15	30.000	
Relleno de cimentaciones con el material procedente de la excavación.	m3	4.000	2.7	10.800	
Relleno de viales con dicho material.	m3	3.000	3.6	10.800	
Relleno de viales con zahorras naturales.	m3	1.500	12	18.000	
Cinta plástica señalizadora normalizada.	mi	13.000	1.8	23.400	
Paso de zanjas de cables eléctricos en cruces con el camino interior.	m.l	3	52.5	157,5	
Plataforma situada junto a cimentaciones de aerogeneradores.	Ud.	11	260	2.860	
<b>TOTAL</b>				<b>260.560,36€</b>	

Tabla 11.3 Tabla presupuesto cimentaciones

Cimentaciones	Unidades	Medición	Precio (€)	Precio Parcial(€)	Precio total (€)
Hormigón de limpieza.	m3	900	72	64.800	
Hormigón para armar.	m3	3.750	90	337.500	
Encofrado y desencofrado.	m2	400	20	8.000	
Acero en redondo.	Kg	275.320	0,72	198.230,40	
Colocación embebido en la zapata del carrete.	Ud.	30	210,5	6.315	
Arqueta de hormigón armado.	Ud.	30	1.200	36.000	
Hormigón en protección de canalizaciones.	m3	450	75,5	33.975	
Acera perimetral.	Ud.	30	451	13.530	
Tubería PVC (250Ø)	m.l	1.000	15	15.000	
Tubería PVC (150Ø)	m.l	700	9	6.300	
Tubería PVC (80Ø)	m.l	700	6,6	4.620	
<b>TOTAL</b>					<b>724.270,40 €</b>

Tabla 11.4 Presupuesto accesos y varios

Accesos y varios	Unidades	Medición	Precio (€)	Precio parcial(€)	Precio total (€)
Acondicionamiento del camino al parque eólico.	Km	1,25	18.000	22.500	
Drenaje por camino.	Ud.	13	900	11.700	
Varios.				16.000	
<b>TOTAL</b>					<b>50.200,00€</b>

Tabla 11.5 Presupuesto centro de control

Centro de control	Unidades	Medición	Precio (€)	Precio parcial(€)	Precio total (€)
Edificio para subestación y control	m2	70	900	63.000	
<b>TOTAL</b>					<b>63.000,00€</b>

Tabla 11.6 Total presupuesto obra civil

<b>TOTAL OBRA CIVIL</b>
<b>1.098.030,76 €</b>

## 11.3 Obra eléctrica

Tabla 11.7 Presupuesto cableado exterior

Cableado exterior	Unidades	Medición	Precio (€)	Precio Parcial (€)	Precio final (€)
Línea con conductor de aislamiento seco	m.	20.000	24	480.000	
Línea de transmisión de señales.	m.	9.000	1,8	16.200	
Conjunto terminal interior MT, enchufable.	Ud.	350	186	65.100	
Conjunto terminal interior MT.	Ud.	30	54	1.620	

Tabla 11.8 Presupuesto tomas de tierra

Tomas de tierra	Unidades	Medición	Precio (€)	Precio Parcial (€)	Precio final (€)
Ud. Puesta a tierra de aerogenerador.	Ud.	11	600	6.600	
Ud. Puesta a tierra centro de seccionamiento.	Ud.	1	900	900	
Enlace entre aerogeneradores y centros de transformación y subestación.	m.	7.500	3	22.500	
<b>TOTAL</b>					<b>30.000,00 €</b>

Tabla 11.9 Presupuesto C.T. Elevador en aerogeneradores

C.T. Elevador en aerogeneradores	Unidades	Medición	Precio (€)	Precio Parcial (€)	Precio final (€)
Transformador elevador.	Ud.	11	12.000	132.000	
Interconexión transformador.	Ud.	11	480	5.280	
Celda de protección transformador elevador e interconexión.	Ud.	11	6.000	66.000	
<b>TOTAL</b>					<b>203.280,00 €</b>

Tabla 11.10 Presupuesto centro de seccionamiento

Centro de seccionamiento medida y protección.	Unidades	Medición	Precio (€)	Precio Parcial (€)	Precio final (€)
Celda seccionadora general.	Ud.	1	3.600	3.600	
Celda de medida.	Ud.	1	9.000	9.000	
Celda disyuntor general.	Ud.	1	10.820	10.820	
Celda remonte	Ud.	1	3.000	3.000	
Celdas protección de interconexión de aerogeneradores.	Ud.	3	14.450	14.450	
Celda protección de transformador de servicios auxiliares.	Ud.	1	4.200	4.200	
Celda transformador de servicios auxiliares.	Ud.	1	4.800	4.800	
Armario de relés.	Ud.	1	7.200	7.200	
Armario medida.	Ud.	1	4.200	4.200	
Material seguridad.	Ud.	1	2.400	2.400	
Instalación centro de seccionamiento	PA		4.200	4.200	
Instalaciones auxiliares	Ud.	1	24.000	24.000	
Instalaciones detección de incendios	PA		5.400	5.400	
Cuadro general BT.	Ud.	1	3.000	3.000	
<b>TOTAL</b>					<b>100.270,00 €</b>

Tabla 11.11 Presupuesto total sistema eléctrico

<b>TOTAL SISTEMA ELÉCTRICO</b>
<b>1.098.030,76 €</b>

## 11.4 Presupuesto General

Tabla 11.12 Presupuesto general

<b>PRESUPUESTO GENERAL</b>	
<i>Obra civil.</i>	1.098.030,76 €
<i>Sistema eléctrico.</i>	896.470 €
<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL.</b>	<b>1.994.500,76 €</b>
<i>Aerogeneradores.</i>	22.000.000 €
<b>TOTAL EJECUCIÓN.</b>	<b>23.994.500,76 €</b>
<i>Seguridad y salud.</i>	21.250 €
<i>Ingeniería, dirección de obra y control de calidad.</i>	240.000 €
<i>Licencia y permisos.</i>	120.000 €
<b>PRESUPUESTO TOTAL.</b>	<b>24.375.750,76 €</b>
<b>16% gastos generales</b>	3.900.120,12 €
<b>3% beneficio industrial</b>	731.272,52 €
	<b>29.007.143,40 €</b>

## 12 Conclusión

Visto el estudio técnico-económico que hemos realizado podemos concluir diciendo que el proyecto es viable. Dado que hemos podido amortizar la inversión inicial y pagado todos los gastos de mantenimiento y alquiler del terreno, podemos decir que obtenemos unas ganancias bastante importantes. Por lo tanto la valoración es positiva.



## 13 Lista de referencias

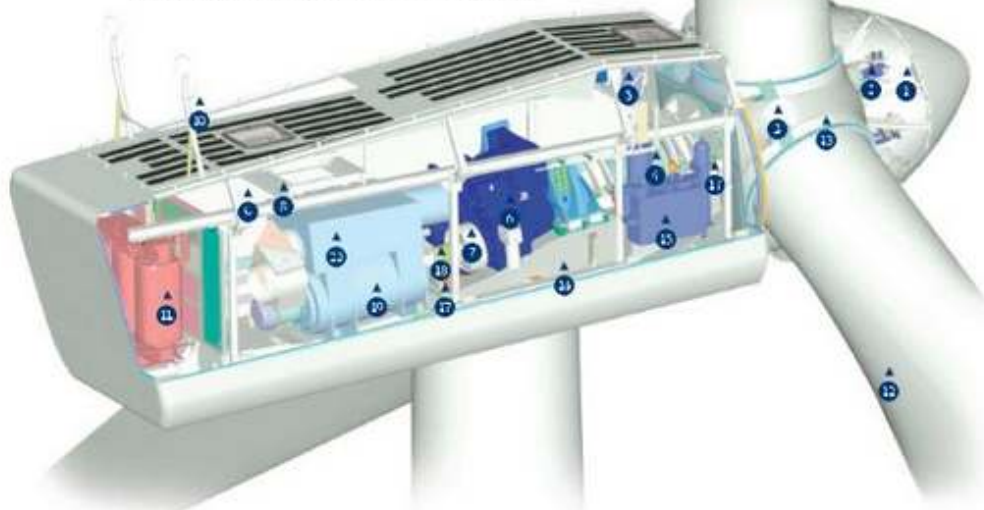
- [1] Mapa de Google. <https://maps.google.es/>
- [2] Atlas Eólico de España IDEA. <http://atlaseolico.idae.es/>
- [3] Visor SIGPAC. <http://sigpac.mapa.es/fega/visor/>
- [4] Servicio de Cartografía de la Universidad de León
- [5] Software WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program). Manual de programa.
- [6] Apuntes energía eólica. Curso de diseño de parques eólicos. Universidad de León
- [7] Apuntes energía eólica. José Luis Falagán Caverro. Universidad de León
- [8] Efecto estela. Energía eólica. <http://efectoestela.com/>
- [9] Vestas. [http://www.vestas.com/en/products\\_and\\_services/turbines/v90-2\\_0\\_mw#!power-curve-and-aep](http://www.vestas.com/en/products_and_services/turbines/v90-2_0_mw#!power-curve-and-aep)
- [10] Siemens. <http://www.energy.siemens.com/nl/en/renewable-energy/wind-power/platforms/g2-platform/wind-turbine-swt-2-3-93.htm>
- [11] Bonus. <http://www.wind-energy-market.com/en/wind-turbines/big-plants/details/details/bp/an-bonus-2-mw76/>
- [12] Energías renovables. Artículos informativos. <http://www.energias-renovables.com/>
- [13] Proyecto. <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4a4b99d282ce7.pdf>
- [14] Proyecto.  
[https://buleria.unileon.es/bitstream/handle/10612/4015/dic2014\\_energia\\_71507133H.pdf?sequence=1](https://buleria.unileon.es/bitstream/handle/10612/4015/dic2014_energia_71507133H.pdf?sequence=1)
- [15] Proyecto.  
<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70300/fichero/PROYECTO%25252Fanalisis+tecn-econ%25F3mico+de+parques+e%25F3licos+offshore.Guia+pa.pdf>

## 14 Anexos

### 14.1 Ficha técnica Vestas V90-2.0MW.

**Vestas**® V90 2MW  
No.1 in Modern Energy

#### Caractéristiques techniques



- |   |  |                                     |   |
|---|--|-------------------------------------|---|
| 1 Unité de contrôle du moyeu            | 16 Multiplicateur                                      | 17 Transformateur (6-33 kW)         | 18 Châssis                                  |
| 2 Vitesse de pas variable               | 17 Frein mécanique                                     | 18 Pale                             | 19 Réducteurs d'orientation                 |
| 3 Moyeu                                 | 18 Travail de maintenance                              | 19 Roulement de pale                | 20 Couplage composite                       |
| 4 Arbre principal                       | 19 Unité centrale de la nacelle WMP avec convertisseur | 20 Système de verrouillage du rotor | 21 Générateur OptiSpeed*                    |
| 5 Système de refroidissement de l'huile | 20 Anémomètre et girouette ultrasonique                | 21 Bloc hydraulique                 | 22 Système de refroidissement du générateur |

## 14.2 Ficha técnica Siemens 2.33-93.



### 14.3 Ficha técnica Bonus 2MW.



## 14.4 Manual del programa WAsP.



**[WAsP 9 Help Facility and On-line Documentation](#)**