



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

CAMPUS D'ALCOI

*Comparativa técnico
económica de una
instalación eólica con
generadores convencionales
y una instalación eólica de
generadores
superconductores*

MEMORIA PRESENTADA POR:

Pablo Navarro Gisbert

TUTOR/A:

Rafael Montoya Villena

GRADO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Convocatoria de defensa: Julio de 2021

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características parques eólicos Castellón.....	12
Tabla 2. Curva de producción Aerogenerador Onshore G97	25
Tabla 3. Curva de producción Aerogenerador Onshore G128-4.5MW	27
Tabla 4. Curva de producción Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW	29
Tabla 5. Coeficientes de los importes netos.....	36
Tabla 6. Coeficientes de corrección	38
Tabla 7. Gastos iniciales de gestión administrativa	42
Tabla 8. Inversión inicial por aerogenerador	43
Tabla 9. Costes de la instalación	43
Tabla 10. Datos Aerogenerador Onshore SG 2.9-129	43
Tabla 11. Datos Aerogenerador Onshore SG 3.4-145	44
Tabla 12. Datos Aerogenerador Onshore SG 5.0-145	44
Tabla 13. VAN Aerogenerador Onshore G97.....	46
Tabla 14. VAN Aerogenerador Onshore G128-4.5MW	46
Tabla 15. VAN Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW	46
Tabla 16. TIR Aerogenerador Onshore G97	47
Tabla 17. TIR Aerogenerador Onshore G128-4.5MW	47
Tabla 18. TIR Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW	47
Tabla 19. PayBack Aerogenerador Onshore G97	48
Tabla 20. PayBack Aerogenerador Onshore G128-4.5MW	49
Tabla 21. PayBack Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW	50
Tabla 22. Distancia entre puntos.....	52
Tabla 23. Presupuesto obra civil	53
Tabla 24. Presupuesto instalación eléctrica	54
Tabla 25. Presupuesto aerogeneradores	54
Tabla 26. Presupuesto medidas ambientales.....	54
Tabla 27. Presupuesto subestación de parque	54
Tabla 28. Presupuesto conexión y distribución	55
Tabla 29. Presupuesto del proyecto.....	55
Tabla 30. Inversión superconductor	62
Tabla 31. Mantenimiento superconductor	63
Tabla 32. Ingresos y gastos superconductores	63
Tabla 33. VAN superconductor	64
Tabla 34. TIR superconductor.....	64
Tabla 35. PayBack superconductor	64
Tabla 36. Presupuesto obra civil.....	65
Tabla 37. Presupuesto instalación eléctrica	66
Tabla 38. Presupuesto aerogeneradores	66
Tabla 39. Presupuesto medidas ambientales.....	66
Tabla 40. Presupuesto subestación de parque	66
Tabla 41. Presupuesto conexión y distribución	67
Tabla 42. Presupuesto del proyecto.....	67
Tabla 43. Comparativa aerogeneradores.....	67

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Curva de potencia Aerogenerador Onshore G97	23
Figura 2. Curva de potencia Aerogenerador Onshore G128-4.5MW	24
Figura 3. Curva de potencia Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW	24
Figura 4. Curva de producción Aerogenerador Onshore G97	26
Figura 5. Curva de producción Aerogenerador Onshore G128-4.5MW	28
Figura 6. Curva de producción Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW	30
Figura 7. Comparativa curvas de producción	30
Figura 8. Flujo de caja Aerogenerador Onshore G97	44
Figura 9. Flujo de caja Aerogenerador Onshore G128-4.5MW	45
Figura 10. Flujo de caja Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW	45
Figura 11. PayBack Aerogenerador Onshore G97	48
Figura 12. PayBack Aerogenerador Onshore G128-4.5MW	49
Figura 13. PayBack Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW	50
Figura 14. Flujo de caja superconductor	63
Figura 15. PayBack superconductor	64
Figura 16. PayBack superconductor	64

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Localización de la provincia de Castellón.....	8
Ilustración 2. Mapa eólico de España.....	9
Ilustración 3. Zonas LICs en la Comunidad Valenciana	10
Ilustración 4. Zonas ZEPAs en la Comunidad Valenciana.....	11
Ilustración 5. Localización parques eólicos en la provincia de Castellón	11
Ilustración 6. Parques eólicos zona norte.....	12
Ilustración 7. Parques eólicos zona sud	12
Ilustración 8. Mapa red eléctrica de España.....	13
Ilustración 9. Separación entre aerogeneradores.....	14
Ilustración 10. Zona de estudio para el parque eólico	14
Ilustración 11. Vista a pie de campo de la zona de estudio	15
Ilustración 12. Mapa aéreo de la zona de estudio	15
Ilustración 13. Aerogenerador Onshore G97	19
Ilustración 14. Aerogenerador Onshore G128-4.5MW	20
Ilustración 15. Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW	21
Ilustración 16. Ley de Betz.....	23
Ilustración 17. Comparativa de tamaño entre ambos generadores	57
Ilustración 18. Núcleo de superconductores refrigerado	58
Ilustración 19. Rotor de polos salientes superconductores.....	58
Ilustración 20. Comparativa conexión-desconexión del campo magnético creado por el rotor	59
Ilustración 21. Generador síncrono con configuración en disco	59
Ilustración 22. Interior de una góndola	60
Ilustración 23. Disposición del sistema de refrigeración	61
Ilustración 24. Aerogenerador Ecoswing.....	61

RESUMEN

En el presente TFG se va a realizar un estudio sobre el rendimiento de un parque eólico y se comparará con el mismo parque, pero con generadores de superconductores. Se estudiará la viabilidad de ambas formas y cuál de ellas es más fructífera.

En dicho estudio se valorarán distintas zonas y se argumentará cuál de ellas es más viable. También se estudiará que aerogenerador nos conviene para nuestra zona y cuál será su plazo de rentabilidad. Una vez calculado nuestro parque eólico, calcularemos dicho parque con aerogeneradores superconductores y se compararán resultados, dejando así unas ventajas y desventajas de cada método y cual sería más viable a instalar en un futuro.

Una vez comparado ambos métodos se argumentará la solución a nuestro estudio, y se recapacitará sobre la metodología utilizada en el estudio; comentando mejoras o variaciones que pueden incidir en la resolución.

ABSTRACT

In this TFG, it is going to be a research about the efficiency of a wind park, and it will be compared with the same park, but with superconductor generator. It will be studied the feasibility about both parks, and who of this it's more profitable.

In this research it will be assessed different places and it will be argued who place is better and why. Also, it will be researched who of three generators is better for the park. Once we have calculated our wind park, it will be calculated the same park, but changing the conventional generators for superconductor generators, and it will be compared.

After, it will be argued who is the best technology for the wind park and it will be reconsidered the method of the study, providing improvements or variations that can modify the resolution.

1. Antecedentes

Para el estudio y la posterior valoración de las zonas se tendrá en cuenta el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana, donde se realiza un plan de desarrollo energético a nivel territorial regulado por la ley 6/1989, de 7 de julio, de la Comunidad Valenciana y por el decreto 201/1998, de 15 de diciembre, donde se regula la actividad urbanística.

La realización y la implantación de los parques eólicos que se aprueban en el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana, se realizarán de acuerdo a un plan estratégico de eficiencia energética y de ordenación de zonas de protección, integración y funcionalidad de las redes de infraestructuras eólicas; siendo estos factores regulados por la Ley 6/1994, de 15 de julio, de la Generalitat, de ordenación del territorio, urbanístico y paisaje.

Los planes especiales de ordenación de las zonas para la implementación de parques eólicos como instrumentos de planificación territorial y urbanística podrán formularse en cualquier clase de suelo de las zonas previstas en el Plan Eólico Valenciano, en cumplimiento de los cometidos que le son propios y en los términos previstos en el artículo de la Ley Reguladora de la Actividad Urbanística (LRAU).

Cabe destacar el IDEA como fuente fundamental de todo cálculo de estudio en las zonas posteriormente determinadas.

En la localización de nuestro parque se tendrán en cuenta las zonas LICs (Lugares de Importancia Comunitaria) y las ZEPAs (Zonas de Especial Protección para las Aves) descritas en la red Natura 2000

Las zonas LICs emanan de la directiva 92/43/CEE de la Unión Europea y son una figura de protección temporal, las cuales en un futuro serán Zonas Especiales de Conservación (ZEC), integradas en la red Natura 2000.

Por su parte, las zonas ZEPAs siguen la directiva comunitaria 79/409/CEE y modificaciones subsiguientes ("Directiva sobre la Conservación de Aves Silvestres" de la Unión Europea).

2. Descripción general del proyecto

Un parque eólico es una número de aerogeneradores situados en una misma zona que transforman energía eólica en energía eléctrica. Estos se pueden situar en tierra o en el mar, siendo los primeros más habituales. Estos parques están compuestos por aerogeneradores transforman la energía eólica en energía mecánica de rotación utilizable, ya sea para accionar directamente las máquinas oper-trices (molinos), como para la producción de energía eléctrica. En este último caso, al sistema de conversión, se le conoce como generador eólico o aerogenerador.

El número de aerogeneradores agrupados en un parque varia dependiendo de la superficie útil para la instalación de los aerogeneradores y de las características del viento. Antes de montar un parque eólico se realiza un estudio de la fuerza eólica y sus direcciones más probables en el emplazamiento elegido durante un tiempo que suele ser superior a un año. Para dicho estudio se deben instalar veletas y anemómetros. Con los datos recogidos por los equipos de medida se realiza una rosa de los vientos que indica las direcciones predominantes del viento y su velocidad.

La comparativa a desarrollar consiste en la construcción de un parque eólico: la elección del emplazamiento, aerogeneradores, obra civil, instalación eléctrica y estudio económico; y comparar dicho parque con el mismo con la diferencia de la utilización de superconductores en el aerogenerador. Mediante un estudio económico observaremos la rentabilidad de ambas instalaciones.

La electricidad producida por los aerogeneradores se vierte a la red de distribución donde se mide y se distribuye por las compañías eléctricas. Las energías renovables son limpias, inagotables y se pueden utilizar de forma autogestionada, debido a que se pueden aprovechar en el mismo lugar en que se producen. La maquinaria suministrada e instalada será en su totalidad de la multinacional Gamesa, Corporación Tecnológica dedicada al diseño, fabricación y suministro de productos en el sector de las tecnologías para la sostenibilidad energética, especialmente la eólica. Mundialmente, la actividad de Gamesa se basa en: promocionarse, diseñar, construir y vender parques eólicos; la ingeniería, el diseño, la fabricación y la venta de aerogeneradores.

3. Evolución de la energía eólica

La energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, aquella que se obtiene de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire y así mismo las vibraciones que el aire produce.

El término eólico viene del latín *Aeolicus*, perteneciente o relativo a Éolo o Eolo, dios del viento en la mitología griega.

La energía eólica ha sido vital desde la antigüedad para mover barcos de vela o hacer funcionar los rotores de molinos al mover sus aspas moliendo así el grano del cereal. Es un tipo de energía verde, es decir, una energía limpia a partir de fuentes primarias de energía que dañan menos el medio ambiente. Las energías verdes son energías renovables, lo que quiere decir que, el método de obtención o uso no emite subproductos que puedan dañar en el medio ambiente.

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas con una presión menor, con velocidades proporcionales al nivel de presión.

Los vientos son generados a causa del calentamiento de la superficie terrestre, que al ser uniforme crea unas corrientes de aire caliente y frío; entre el 1 y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento.

La forma más antigua de utilizar la energía, es posible que la más antigua sea la energía eólica. En el año 3.000 a.C. las embarcaciones de vela, transportaban mercancías por nuestros mares. En la antigua Mesopotamia o el antiguo Egipto, ya utilizaban velas adaptadas al tipo de viento.

Los primeros molinos de viento, se calcula que existieron al rededor del siglo VII en Sistán, Afganistán. Eran molinos con eje vertical y ocho velas, las cuales cada una testaba compuesta de un tejido distinto que se utilizaban para moler grano o sacar agua de los pozos.

Con la primera revolución industrial y la aparición de la máquina a vapor, las utilizaciones de los molinos de viento dejaron de ser rentables, ya que gracias a dicha máquina se conseguía un proceso más rápido y mecánico. La energía eólica volvió a reinventarse

en los primeros años del siglo XIX. Se trataba de, a lo que hoy en día llamamos aerogenerador, una máquina que estaba compuesta por un generador eléctrico a un molino, era capaz de transformar esa energía eólica en electricidad. Este fue el primer aerogenerador, aunque en 1802, la tecnología no había avanzado lo suficiente, siendo necesario que pasarán 40 años para que con la invención de la dinamo, dicho aerogenerador pudiera funcionar.

- Aerogeneradores en el mundo de corriente alterna en Vester Egesborg, Dinamarca.

En 1888, en Dinamarca, se creó la primera turbina eólica capaz de generar electricidad. Este hallazgo abrió todo un campo a la investigación dando lugar en Dinamarca en 1890 con la puesta en funcionamiento de la primera máquina creada específicamente para generar electricidad aprovechando la fuerza del viento.

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir electricidad mediante aerogeneradores conectados a las grandes redes de distribución de energía eléctrica. Los parques eólicos construidos, representan cada día más una de las mayores potencias energéticas competitivamente.

Uno de los mayores avances en la tecnología de la energía eólica, es la aplicación de superconductores para el bobinado de los generadores. Esta tecnología nos ofrece una resistencia de paso a los electrones prácticamente nula, a coste de un elevado precio en el mantenimiento y en la refrigeración de este. Hoy en día es una lucha contra las bajas temperaturas a las que tienen que estar sometidos dichos materiales, aunque ciertas compañías ya tienen sus superconductores a altas temperaturas, falta saber si esta tecnología es rentable a día de hoy o no.

4. Localización

El presente estudio realizará un análisis sobre los distintos lugares habilitados para la posterior instalación de un parque eólico. Debido a la predisposición de realizar este estudio en la comunidad valenciana, observamos que una de las zonas más prolíferas es la provincia de Castellón. Dicha provincia dispone de 6612 km² de superficie.



Ilustración 1. Localización de la provincia de Castellón

4.1 Criterios

Primero, valoraremos los criterios a seguir para las preselecciones de ciertas áreas que serán comparadas y estudiadas entre ellas más adelante.

4.1.1. Velocidad del viento

El primer criterio es la velocidad del viento, factor fundamental en la rentabilidad y criterio energético de nuestro parque. Los aerogeneradores empiezan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de 3 a 4 metros por segundo, y llegan a la máxima producción de electricidad con un viento de unos 13 o 14 metros por segundo. Teniendo en cuenta dicho rango y nuestra localización, se puede comprobar que la velocidad máxima media de la provincia de Castellón es de 9 metros por segundo; por lo tanto, nuestro estudio se realizará con una velocidad del viento de 7 metros por segundo, un término medio entre la velocidad mínima y la velocidad máxima media.



Ilustración 2. Mapa eólico de España

4.1.2. Restricciones

Como segundo criterio afrontaremos las restricciones de construcción en ciertas áreas ya sea por restricciones ambientales o constructivas.

En el primer apartado valoraremos las ya nombradas restricciones ambientales. Dicho criterio es primordial para el estudio debido a la concienciación respecto al respeto del entorno natural, ya sea la flora o la fauna.

Se tienen en cuenta los Espacios Naturales Protegidos y las zonas incluyentes en la red Natura 2000.

Como segundo bloque nos centraremos en las limitaciones constructivas que se deben respetar como áreas ya explotadas por otros parque eólicos o la existencia de una línea de alta tensión para ahorrarnos una gran parte del presupuesto destinada a la creación de una línea de alta tensión hasta nuestro parque eólico. Otro factor a tener en cuenta es la potencia mínima que debe tener nuestro parque en sintonía con la normativa vigente de desarrollo energético de la comunidad valenciana.

4.1.2.1. Lugares de Interés Comunitario (LICs)

Dichas zonas de Europa han sido designadas de interés comunitario por su potencial contribución a restaurar el hábitat natural, incluidos ecosistemas y la biodiversidad de la fauna y flora silvestres.



Ilustración 3. Zonas LICs en la Comunidad Valenciana

Debido a esta normativa, el 26,1% del territorio de la comunidad valenciana está incluida en estos LICs. Este percentil, viene dado por las 624 000Ha de medios terrestres y las 62 000Ha de a áreas marinas. De las 94 zonas declaradas en la comunidad valenciana, 21 están en territorio de la provincia de Castellón como observamos en la ilustración 3.

4.1.2.2 Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPAs)

Estas zonas son una categoría de área protegida catalogada por los estados miembros de la Unión Europea como “zonas naturales de singular relevancia para la conservación de la avifauna amenazada de extinción”.

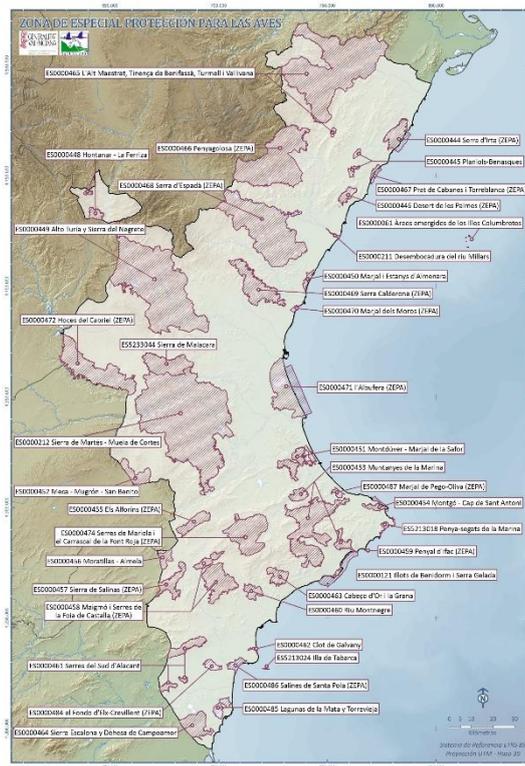


Ilustración 4. Zonas ZEPAs en la Comunidad Valenciana

En estas áreas se prohíbe o se limita la caza, en ciertas fechas y técnicas. El gobierno está obligado a penar cualquier violación de estas limitaciones o prohibiciones, por tal de conservar estos espacios medioambientales para el descanso, reproducción y alimentación de las aves.

4.1.2.3. Parques Eólicos en Funcionamiento

Para el estudio de este criterio nos hemos basado en la Asociación Empresarial Eólica (AEE), donde obtendremos que actualmente existen 18 parques solares en la provincia de Castellón.

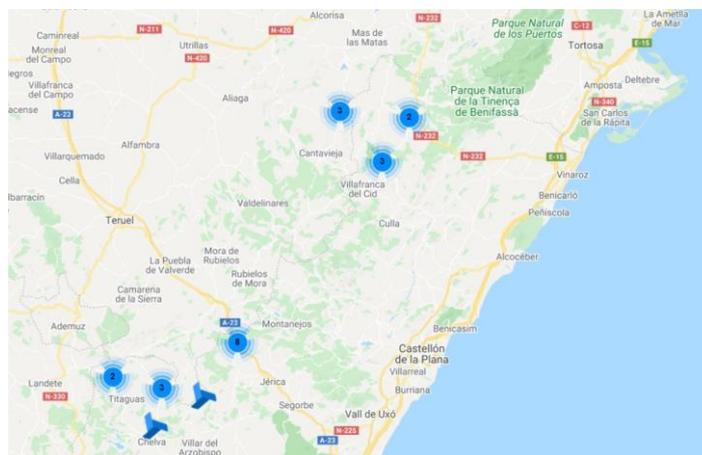


Ilustración 5. Localización parques eólicos en la provincia de Castellón

A continuación, se realizará un estudio donde se obtendrá la información necesaria de cada parque mostrado:

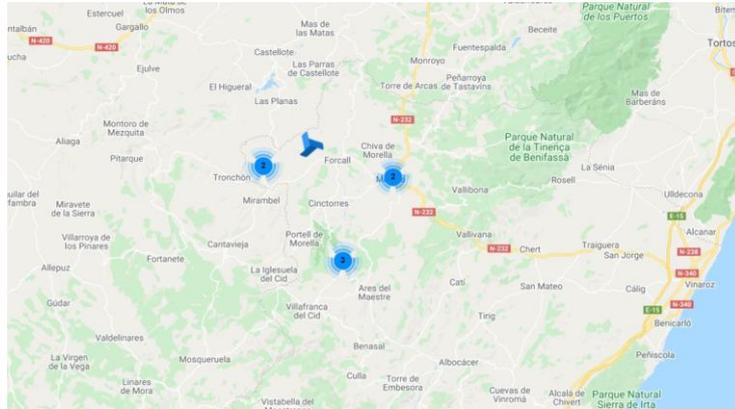


Ilustración 6. Parques eólicos zona norte

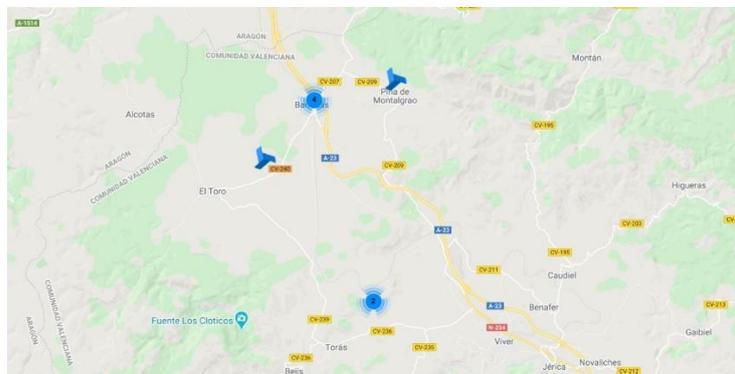


Ilustración 7. Parques eólicos zona sud

PARQUE	SOCIEDAD PROMOTORA	POTENCIA INSTALADA (MW)
Refoyas	RENOMAR	49,5
Muela de Todoella	RENOMAR	40,5
Manzanera	RENOMAR	25,5
Torre Miró I	RENOMAR	49,5
Torre Miró II	RENOMAR	49,5
Arriello	RENOMAR	49,5
Folch I	RENOMAR	49,5
Folch II	RENOMAR	15
Mazorral y Rajola	Proyectos Eólicos	28,05
Alto Casillas II	ENEL GREEN POWER ESPAÑA	30
Plà d'Embalagué	RENOMAR	37,5
Alto Palancia III	Corporación Acciona Eólica	32
Cabrillas	RENOMAR	28,5
	MEDIA	37,5

	ZONA NORTE
	ZONA SUD

Tabla 1. Características parques eólicos Castellón

Como se observa en las tablas, en la provincia de Castellón suele haber una potencia eólica instalada de 49.5 MW. Por lo tanto para nuestro estudio trabajaremos con una instalación de potencia máxima a estas.

4.1.2.4 Líneas Eléctricas Existentes

Como bien hemos comentado, la accesibilidad a una línea de alta tensión puede suponer una reducción en nuestro presupuesto muy importante. En nuestro estudio solo se valorarán las zonas con una cierta accesibilidad a este tipo de líneas, ya que de no haber, se debería realizar un análisis mucho más efusivo, que en nuestro caso es evitable ya que el estudio se enfoca a otros cálculos.

En la figura siguiente se muestra el mapa del sistema eléctrico de la península ibérica. Dicha figura ha sido proporcionada por la Red Eléctrica de España (REE):

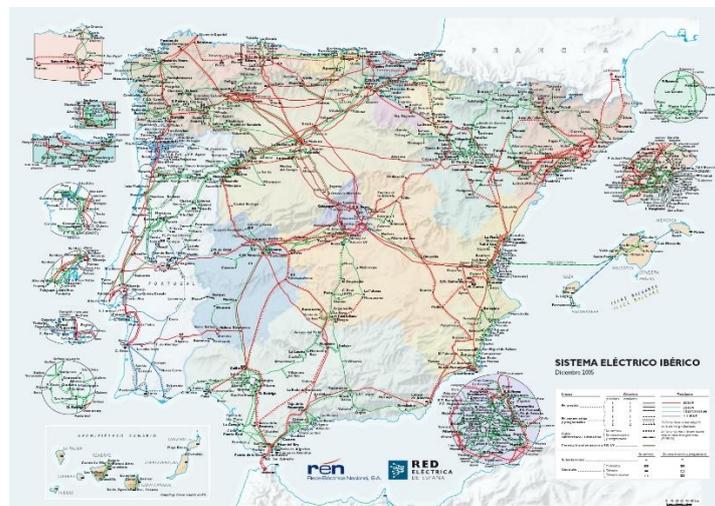


Ilustración 8. Mapa red eléctrica de España

Como observamos en la leyenda, nos encontramos con 4 líneas distintas, la primera, siendo de color negro pertenecen a potencias de 60 a 110 kV; las azules de entre 150 y 220 kV; las verdes corresponden a tensiones de 220 kV, y por último, las líneas rojas corresponden a tensiones del valor de 400 kV, las cuales utilizaremos como criterio para la localización de nuestro parque eólico.

4.1.2.5 Cantidad de aerogeneradores

Aunque cumplamos todos los factores anteriores, debemos tener en cuenta la cantidad de aerogeneradores que podemos instalar en nuestra área.

La instalación de dichos aerogeneradores precisas de unas ciertas dimensiones entre ellos, por tal de minimizar las pérdidas aerodinámicas del parque. Los aerogeneradores pueden provocar, como comúnmente se conocen, sombras entre ellos; donde un aerogenerador provoca pérdidas con su siguiente, por lo que es vital conservar la distancia correcta entre ellos. Este efecto se debe a la famosa estela aerodinámica. Una turbina que se encuentre detrás de otra podrá extraer menos energía por ser la velocidad menor debido a la estela que se forma. Dicho efecto ocurre por falta de interdistancias entre turbinas que acaban por provocar pérdidas en el parque eólico.

Cuando existe un viento con una dirección predominante, se recomienda una distribución lineal en filas con separación transversal. Es la figura siguiente observamos un ejemplo de dimensionamiento:

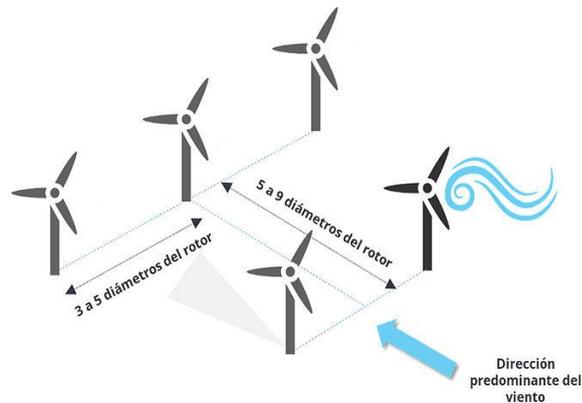


Ilustración 9. Separación entre aerogeneradores

5. Emplazamiento

Para el lugar de emplazamiento de nuestra instalación precisaremos de vientos aproximadamente de 7m/s como se ha comentado en el apartado de velocidades de viento; por tanto, observando el mapa eólico Ibero, nos daremos cuenta de que la zona del Alto Maestrazgo es la mejor localización para nuestro parque eólico. En nuestro caso se emplazará en el término de Olocau del Rey, en "Els Ports", Castellón; cuyas coordenadas son 40.645741° , -0.33577° . A continuación se muestran imágenes de la zona en concreto desde una vista aérea y una desde el suelo:

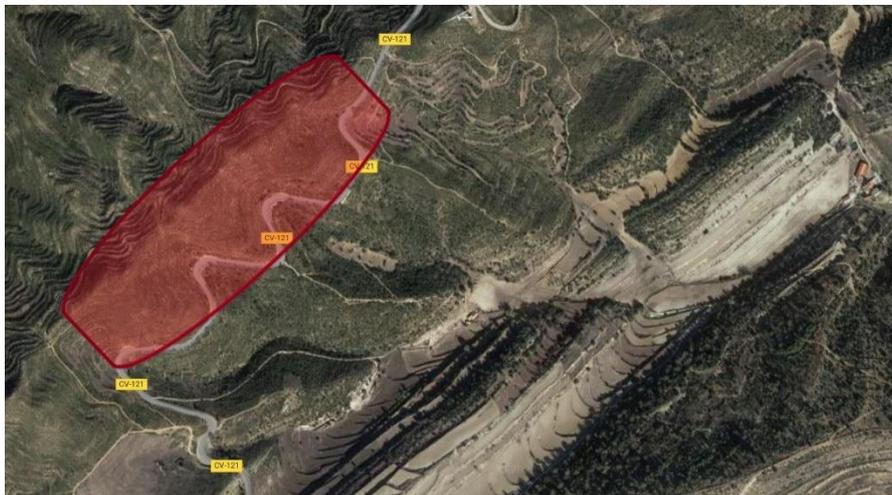


Ilustración 10. Zona de estudio para el parque eólico



Ilustración 11. Vista a pie de campo de la zona de estudio

Como observamos en la fotografía desde el suelo, hay otro parque eólico cercano al nuestro, dicho parque eólico es el de Muela de Todoella cuyas características hemos resaltado en el apartado 4.1.2.3. A continuación realizaremos un estudio del viento de la zona designada.

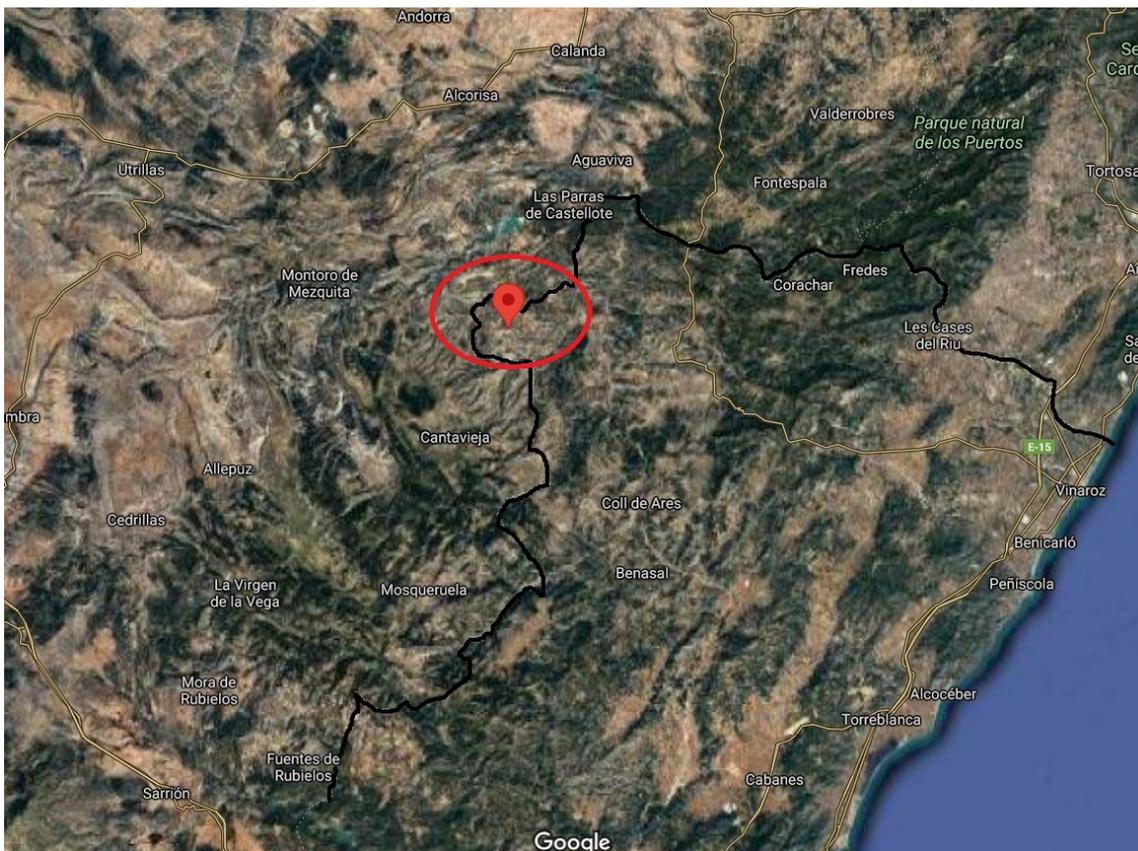


Ilustración 12. Mapa aéreo de la zona de estudio

En la imagen anterior observamos la zona de destino de nuestro parque. Si observamos las ZEPAs y LICs, podemos asegurar que nuestra zona cumple con dichas restricciones. Además debemos analizar si hay líneas de alta tensión que pasen cercanas.

Una vez realicemos el estudio sobre el aerogenerador a instalar detallaremos las posiciones de estos y la potencia del parque.

5.1. Determinación de las variables del viento

Los datos que caracterizan al viento son su velocidad, la dirección de la que proviene u orientación y la turbulencia. Teniendo en cuenta que la medida se hace por paquetes diezminutarios, esto significa que para un equipo de medición (Data-Longer) con frecuencia de 1Hz, se dispone de un total de 52 560 valores de velocidad, orientación y turbulencia.

Los datos registrados por la torre anemométrica situada en el emplazamiento a estudiar incluyen mediciones de velocidad, desviación típica y dirección de viento u orientación, de estos valores de turbulencia.

Los valores extremos de viento y la turbulencia determinan las cargas de fatiga a las que van a estar sometidos los aerogeneradores; y en consecuencia, que tipo de máquina hay que instalar.

Velocidad del viento

La energía cinética que tiene la velocidad del viento es el valor a conocer para saber si podemos extraer o no energía. Debemos conocer las velocidades de nuestra localización y la probabilidad de aparición que tienen.

Dirección del viento

La dirección se determina en función del lado por donde sopla el viento. Uno de los aparatos más utilizados tradicionalmente para conocer la dirección del viento es la veleta.

Turbulencia del viento

Para evaluar los esfuerzos que sufren los aerogeneradores es importante conocer la intensidad de turbulencia existente. La intensidad de turbulencia se define como el cociente entre la desviación típica o estándar de los valores de velocidad del viento y su velocidad media, para cada conjunto de mediciones diezminutarias. Por tanto, la intensidad de turbulencia es adimensional. Por tanto, en un año se disponen de 52 560 valores de intensidad de turbulencia.

Rafagosidad del viento

La rafagosidad del viento se define como la variación de la velocidad instantánea respecto a la velocidad media del viento, en cómputo diezminutario. Se mide por tanto en $\frac{m}{s}$.

5.1.1. Rosas de los vientos

El registro de la velocidad y dirección del viento permite conocer, para cada emplazamiento, sus características como el viento local. Así, el diagrama más usado es

la Rosa de vientos. En la rosa de vientos se analiza la información sobre la procedencia del viento y cómo influye en sus características.

En el sector del aprovechamiento de energía, se emplean las siguientes rosas de los vientos:

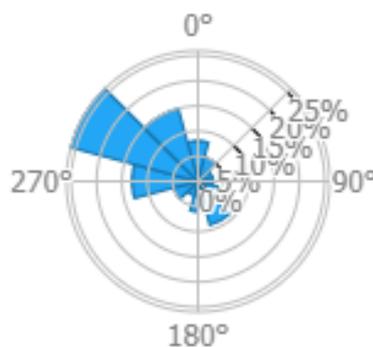
- Rosa de los vientos de frecuencias
- Rosa de los vientos de velocidad
- Rosa de los vientos de potencia
- Rosa de los vientos de energía
- Rosa de los vientos de turbulencia

Se pueden encontrar rosas divididas en 16 sectores o bien divididas en 12 sectores como hace el programa WAsP, el cual será nuestra guía para realizar nuestras rosas.

5.1.1.1. Rosa de los vientos de frecuencias

Se trata de un diagrama polar que representa el porcentaje de aparición del viento para cada dirección.

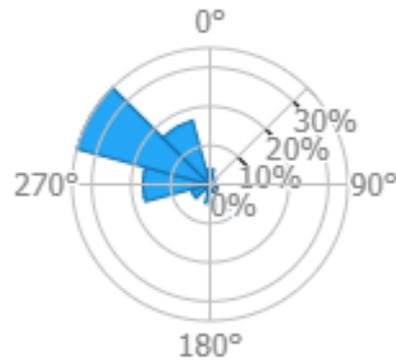
Las observaciones generalmente efectuadas permiten deducir que la dirección del viento varía continuamente en torno a una dirección media



En esta figura que representa al viento de un emplazamiento de parque eólico, podemos observar que en el 25% de las veces el viento procede de Oeste Nord-Oeste (ONO).

5.1.1.2. Rosa de los vientos de velocidades

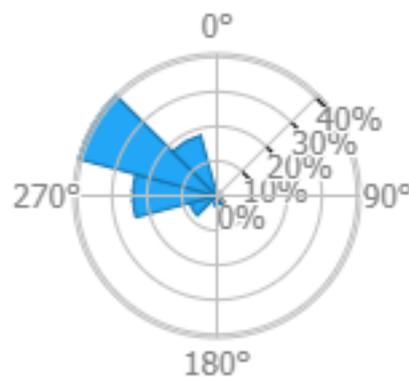
Otra característica primordial del viento que se representa en forma de rosa de vientos es la velocidad media por dirección. En la siguiente figura, se observa que cuando el viento viene del oeste nord-oeste, lo que sucede un 25% de las veces, su velocidad media es del 35% de la velocidad media.



5.1.1.3. Rosa de los vientos de potencia

De la misma forma se puede representar la potencia en función de la dirección, para lo cual se emplea la expresión de la potencia disponible. Se determina la potencia disponible media para cada dirección y se obtiene así la rosa de los vientos de potencias. Como se pretende cuantificar el recurso eólico del emplazamiento se utilizan valores de densidad de potencia $\frac{W}{m^2}$. De esta forma se puede trasladar la información de potencia a todas las turbinas con sus correspondientes diámetros de rotor.

Una forma aproximada de representar esta rosa de potencia es utilizar la expresión de la potencia disponible a la velocidad media de cada dirección. Esta aproximación permite representar la rosa de los vientos de potencia conociendo la rosa de los vientos de frecuencia y de velocidades.



Como observamos en la figura anterior nuestra zona tiene una potencia eólica del 41% de la potencia máxima alcanzable en esta zona.

6. Generadores elegidos

Para la correcta elección del aerogenerador contaremos con un estudio realizado sobre tres aerogeneradores destinados a vientos medios de Gamesa. Se ha elegido dicha empresa por los años de experiencia y por la cantidad de aerogeneradores que tienen a lo largo y ancho del mundo.

6.1 Aerogenerador Onshore G97



Ilustración 13. Aerogenerador Onshore G97

Datos Generales	
Potencia Nominal	2 MW
Velocidad viento	3.0 m/s
Control	Pitch y velocidad variable
Temperatura Operativa Estándar	Rango de -20°C hasta 45°C
Rotor	
Diámetro	97 m
Área de barrido	7 390 m ²
Densidad de potencia	270.6 W/m ²
Torre	
Tipo	Torre de acero tubular
Altura	78/90/100/120 m
Palas	
Longitud	48.5m
Perfil	Siemens Gamesa
Material	Fibra de vidrio reforzada con resina de epoxi o poliéster
Multiplicadora	
Tipo	3 etapas
Generador	
Tipo	Convertidor full scale
Tensión	690 V AC
Frecuencia	60 Hz
Clase de protección	IP 54
Factor de Potencia	0,95 CAP-0,95 IND en todo el rango de potencias

6.2 Aerogenerador Onshore G128-4.5MW



Ilustración 14. Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

Datos Generales	
Potencia Nominal	4.5 MW
Velocidad del viento	1.0 m/s
Control	Pitch y velocidad variable
Temperatura Operativa Estándar	Rango de -20°C hasta 45°C
Rotor	
Diámetro	128 m
Área de barrido	12 868 m ²
Densidad de potencia	349.7 W/m ²
Torre	
Tipo	Varias tecnologías disponibles
Altura	81/120/140 m
Palas	
Longitud	64 m
Perfil	Siemens Gamesa
Material	Fibra de vidrio reforzada con resina de epoxi o poliéster
Multiplicadora	
Tipo	3 etapas
Generador	
Tipo	Doblemente alimentado
Tensión	690 V AC
Frecuencia	60 Hz
Clase de protección	IP 54
Factor de Potencia	0,95 CAP-0,95 IND en todo el rango de potencias

6.3 Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW



Ilustración 15. Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

Datos Generales	
Potencia Nominal	5 MW
Velocidad del viento	2.0 m/s
Control	Pitch y velocidad variable
Temperatura Operativa Estándar	Rango de -20°C hasta 45°C
Rotor	
Diámetro	128 m
Área de barrido	12 868 m ²
Densidad de potencia	388.6 W/m ²
Torre	
Tipo	Varias Tecnologías disponibles
Altura	81/95/120/140 m
Palas	
Longitud	71 m
Perfil	Siemens Gamesa
Material	Fibra de vidrio reforzada con resina de epoxi o poliéster
Multiplicadora	
Tipo	3 etapas
Generador	
Tipo	Doblemente alimentado
Tensión	690 V AC
Frecuencia	60 Hz
Clase de protección	IP 54
Factor de Potencia	0,95 CAP-0,95 IND en todo el rango de potencias

7 Comparativa de los aerogeneradores

Para la elección de uno de los tres aerogeneradores descritos anteriormente se realizará un estudio de las curvas de potencia y producción, así como el número de horas de trabajo que realizarán dichos aerogeneradores; y por último, un análisis económico.

7.1. Curvas de potencia

La energía almacenada en el viento es muy elevada, pero desgraciadamente no se puede extraer toda. Albert Betz demostró en 1919 que para extraer la energía del viento debemos reducir la velocidad.

Teóricamente, para captar el 100% de la energía que transporta el aire en forma de energía cinética, se debería detener completamente. Pero si se detuviese el aire totalmente, al estar parado, impediría la entrada de más aire al rotor de la turbina y no podríamos captar más energía. Para evitar esto, se debe permitir que el viento escape con cierta velocidad, reduciendo la extracción de potencia, pero permitiendo que más viento pueda alcanzar el aerogenerador.

A continuación se desarrolla la fórmula de Betz, que permite establecer la máxima potencia extraíble de una corriente de aire.

Los supuestos, ideales, en que se basa la fórmula de Betz son:

- Las palas trabajan sin fricción
- Las líneas de corriente que definen el volumen de control separan perfectamente el flujo de aire perturbado del no perturbado
- La presión estática en puntos suficientemente alejados del rotor coincide con la presión estática de la corriente libre no perturbada
- La fuerza desarrollada por unidad de área a lo largo del rotor es constante
- El fluido es ideal e incompresible

$$P = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 C_p$$

Ley de Betz

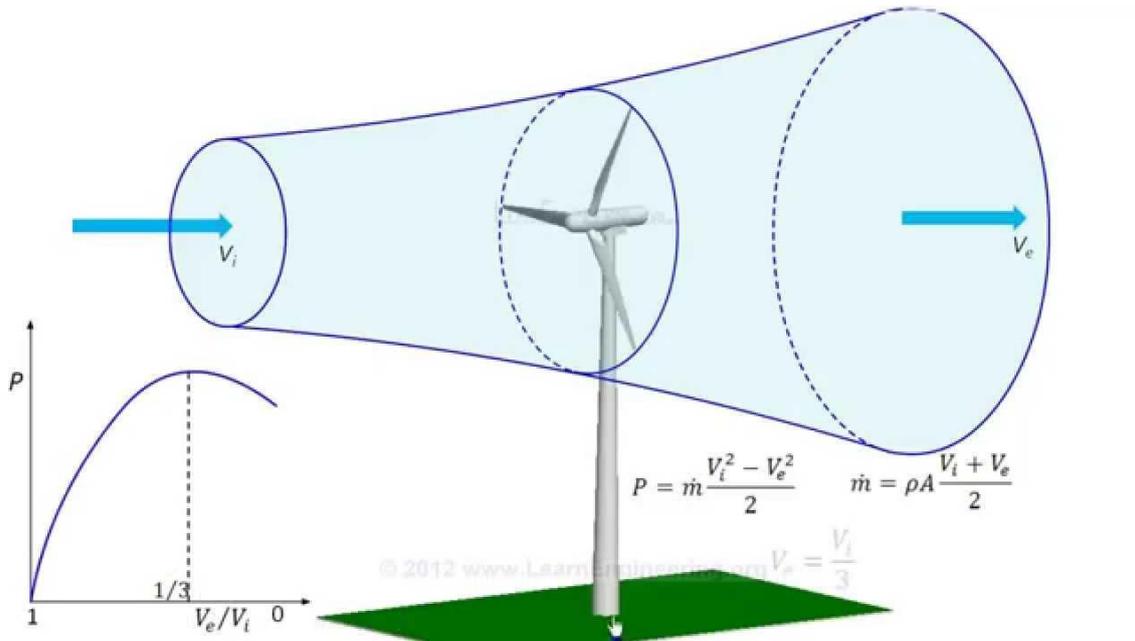


Ilustración 16. Ley de Betz

Aerogenerador Onshore G97

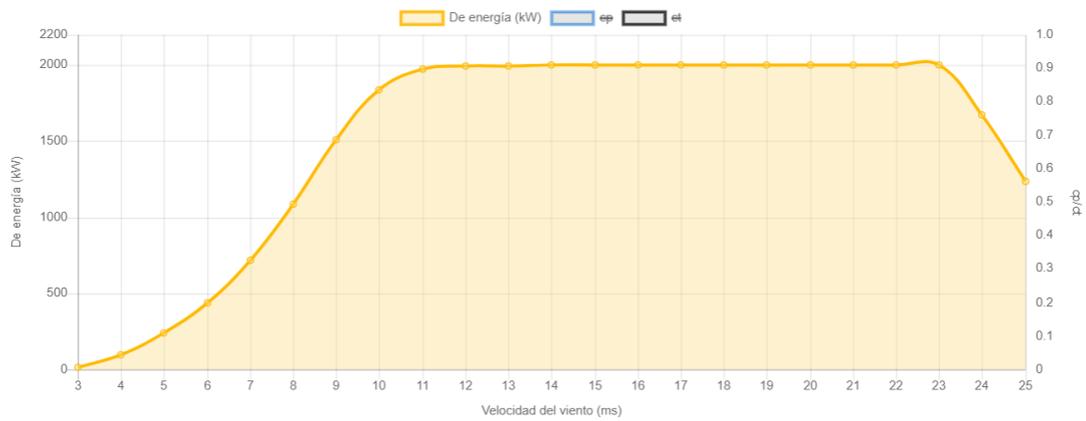


Figura 1. Curva de potencia Aerogenerador Onshore G97

Como observamos en la gráfica, este aerogenerador alcanza su máxima potencia con una velocidad del viento de 12 m/s y para el rotor a los 23 m/s.

Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

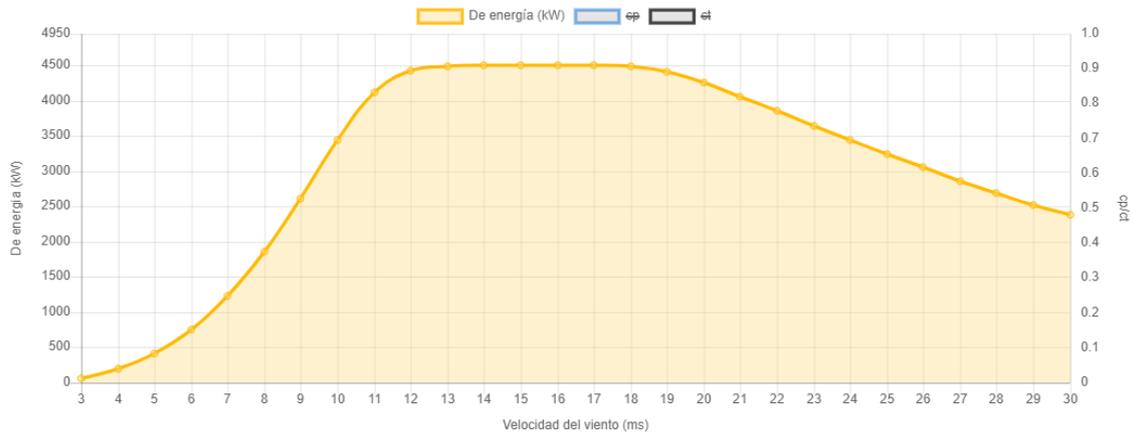


Figura 2. Curva de potencia Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

En nuestro segundo aerogenerador encontramos la estabilización a máxima potencia a una velocidad del viento de 13m/s y el paro a los 18 m/s.

Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

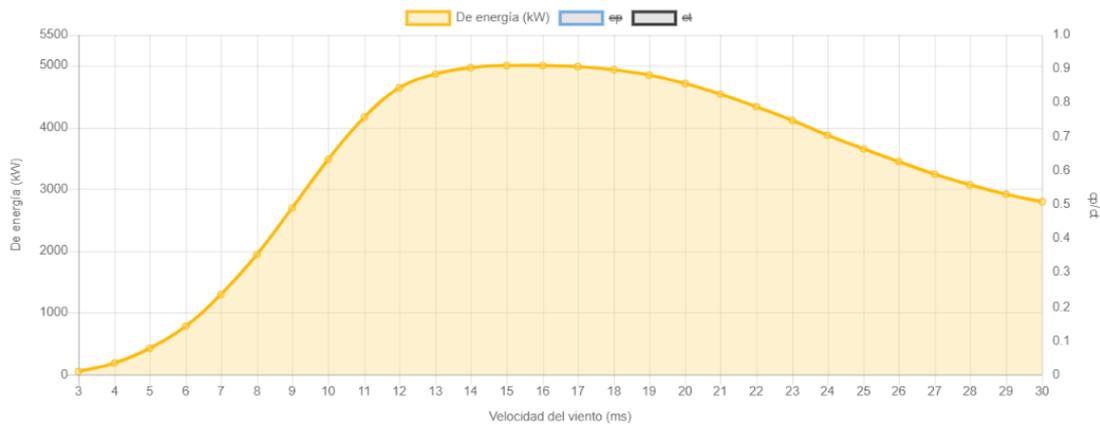


Figura 3. Curva de potencia Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

En nuestra última elección observamos la estabilización en los 14 m/s y el paro en los 17 m/s

En conclusión, para una velocidad media de 7 m/s, como se ha descrito anteriormente, se observa que para cada aerogenerador obtenemos una potencia de salida. El aerogenerador que mayor potencia sería el G128-5.0MW con una potencia de salida aproximada de 1.6MW, aunque el aerogenerador G128-4.5MW se ha quedado muy cerca de esta marca obteniendo en si 1.5MW.

7.2. Curvas de producción

A continuación analizaremos las curvas de producción de nuestros tres aerogeneradores. Para calcular esta producción se deberá obtener las horas al año en el que el viento sopla en esa dirección. De esta manera, multiplicando las diferentes

horas para cada velocidad, por sus correspondientes valores de la curva se puede obtener dicha producción energética por velocidad.

No obstante también se procederá calcular el número equivalentes de horas al año que estará en funcionamiento el aerogenerador, y su factor de uso, que da el aprovechamiento de cada aerogenerador.

Aerogenerador Onshore G97

De primero se muestra es estudio por rangos de velocidades de tiempo hasta su producción:

v (m/s)	f	vxf	Pi(kW)	hi(horas)	Producción (kWh)
0,50	3,80	1,90	0,00	332,88	0,00
1,50	4,40	6,60	0,00	385,44	0,00
2,50	6,50	16,25	0,00	569,40	0,00
3,50	7,40	25,90	0,00	648,24	0,00
4,50	8,20	36,90	135,96	718,32	97662,79
5,50	9,20	50,60	426,35	805,92	343603,99
6,50	10,20	66,30	620,34	893,52	554286,20
7,50	10,20	76,50	850,21	893,52	759679,64
8,50	9,20	78,20	1263,87	805,92	1018578,11
9,50	7,30	69,35	1702,20	639,48	1088522,86
10,50	4,20	44,10	1958,06	367,92	720409,44
11,50	3,10	35,65	2000,00	271,56	543120,00
12,50	2,50	31,25	2000,00	219,00	438000,00
13,50	2,30	31,05	2000,00	201,48	402960,00
14,50	1,80	26,10	2000,00	157,68	315360,00
15,50	1,70	26,35	2000,00	148,92	297840,00
16,50	1,60	26,40	2000,00	140,16	280320,00
17,50	1,50	26,25	2000,00	131,40	262800,00
18,50	1,20	22,20	2000,00	105,12	210240,00
19,50	0,90	17,55	2000,00	78,84	157680,00
20,50	0,70	14,35	2000,00	61,32	122640,00
21,50	0,60	12,90	2000,00	52,56	105120,00
22,50	0,50	11,25	2000,00	43,80	87600,00
23,50	0,40	9,40	0,00	35,04	0,00
24,50	0,30	7,35	0,00	26,28	0,00
>25	0,30	7,50	0,00	26,28	0,00
SUMAS	100,00	778,15		8760,00	7806423,02
Vmedia (m/s)		7,78		MWh/año	7806
				Potencia	
Desviación Típica		4,87		MW	2,00
				Horas equivalentes	3903

Tabla 2. Curva de producción Aerogenerador Onshore G97

A continuación se muestra la gráfica de producción en kWh respecto a las velocidades en $\frac{m}{s}$:

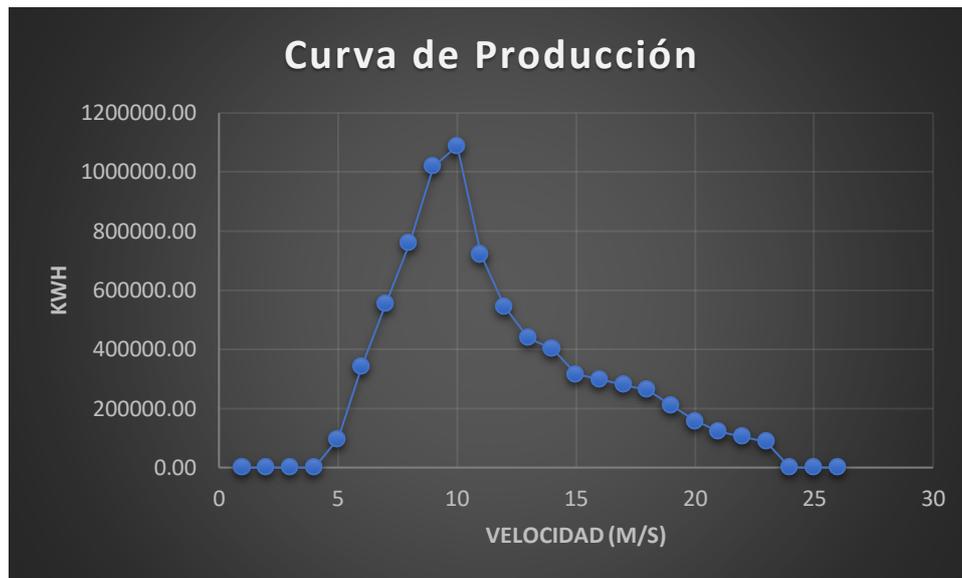


Figura 4. Curva de producción Aerogenerador Onshore G97

Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

Como en el caso anterior primero se observará la gráfica con los cálculos pertinentes y luego visualizaremos la gráfica pertinente:

v (m/s)	f	vx ³	Pi(kW)	hi(horas)	Producción (kWh)
0,50	3,80	1,90	0,00	332,88	0,00
1,50	4,40	6,60	0,00	385,44	0,00
2,50	6,50	16,25	0,00	569,40	0,00
3,50	7,40	25,90	0,00	648,24	0,00
4,50	8,20	36,90	356,24	718,32	255894,32
5,50	9,20	50,60	587,64	805,92	473590,83
6,50	10,20	66,30	987,36	893,52	882225,91
7,50	10,20	76,50	1698,56	893,52	1517697,33
8,50	9,20	78,20	2257,21	805,92	1819130,68
9,50	7,30	69,35	3124,79	639,48	1998240,71
10,50	4,20	44,10	3985,62	367,92	1466389,31
11,50	3,10	35,65	4350,26	271,56	1181356,61
12,50	2,50	31,25	4478,06	219,00	980695,14
13,50	2,30	31,05	4500,00	201,48	906660,00
14,50	1,80	26,10	4500,00	157,68	709560,00
15,50	1,70	26,35	4500,00	148,92	670140,00
16,50	1,60	26,40	4500,00	140,16	630720,00
17,50	1,50	26,25	4500,00	131,40	591300,00
18,50	1,20	22,20	0,00	105,12	0,00
19,50	0,90	17,55	0,00	78,84	0,00
20,50	0,70	14,35	0,00	61,32	0,00
21,50	0,60	12,90	0,00	52,56	0,00
22,50	0,50	11,25	0,00	43,80	0,00
23,50	0,40	9,40	0,00	35,04	0,00
24,50	0,30	7,35	0,00	26,28	0,00
>25	0,30	7,50	0,00	26,28	0,00
SUMAS	100,00	778,30	0,00	8760,00	14083600,83
Vmedia (m/s)		7,78		MWh/año	14084
Desviación Típica		4,87		Potencia	
				MW	4,50
				Horas equivalentes	3130

Tabla 3. Curva de producción Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

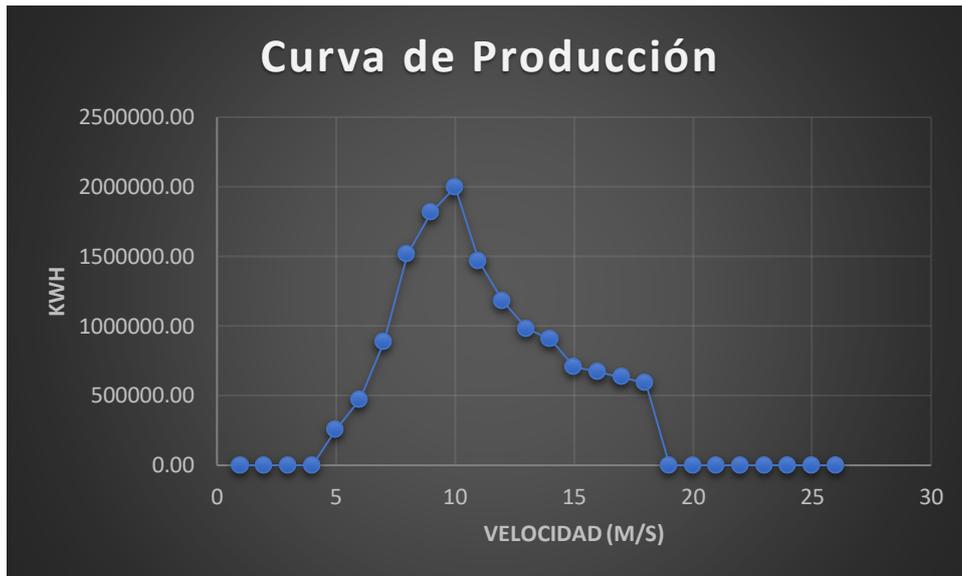


Figura 5. Curva de producción Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

En la primera tabla observamos los cálculos necesarios para obtener la producción y a continuación su gráfica:

v (m/s)	f	vxf	Pi(kW)	hi(horas)	Producción (kWh)
0,50	3,80	1,90	0,00	332,88	0,00
1,50	4,40	6,60	0,00	385,44	0,00
2,50	6,50	16,25	0,00	569,40	0,00
3,50	7,40	25,90	0,00	648,24	0,00
4,50	8,20	36,90	356,98	718,32	256425,87
5,50	9,20	50,60	745,21	805,92	600579,64
6,50	10,20	66,30	1004,69	893,52	897710,61
7,50	10,20	76,50	1687,32	893,52	1507654,17
8,50	9,20	78,20	2259,40	805,92	1820895,65
9,50	7,30	69,35	3187,26	639,48	2038189,02
10,50	4,20	44,10	3985,62	367,92	1466389,31
11,50	3,10	35,65	4350,26	271,56	1181356,61
12,50	2,50	31,25	4863,21	219,00	1065042,99
13,50	2,30	31,05	4981,13	201,48	1003598,07
14,50	1,80	26,10	5000,00	157,68	788400,00
15,50	1,70	26,35	5000,00	148,92	744600,00
16,50	1,60	26,40	0,00	140,16	0,00
17,50	1,50	26,25	0,00	131,40	0,00
18,50	1,20	22,20	0,00	105,12	0,00
19,50	0,90	17,55	0,00	78,84	0,00
20,50	0,70	14,35	0,00	61,32	0,00
21,50	0,60	12,90	0,00	52,56	0,00
22,50	0,50	11,25	0,00	43,80	0,00
23,50	0,40	9,40	0,00	35,04	0,00
24,50	0,30	7,35	0,00	26,28	0,00
>25	0,30	7,50	0,00	26,28	0,00
SUMAS	100,00	778,30	0,00	8760,00	13370841,94
Vmedia (m/s)		7,78		MWh/año	13371
Desviación Típica		4,87		Potencia MW	5,00
				Horas equivalentes	2674

Tabla 4. Curva de producción Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

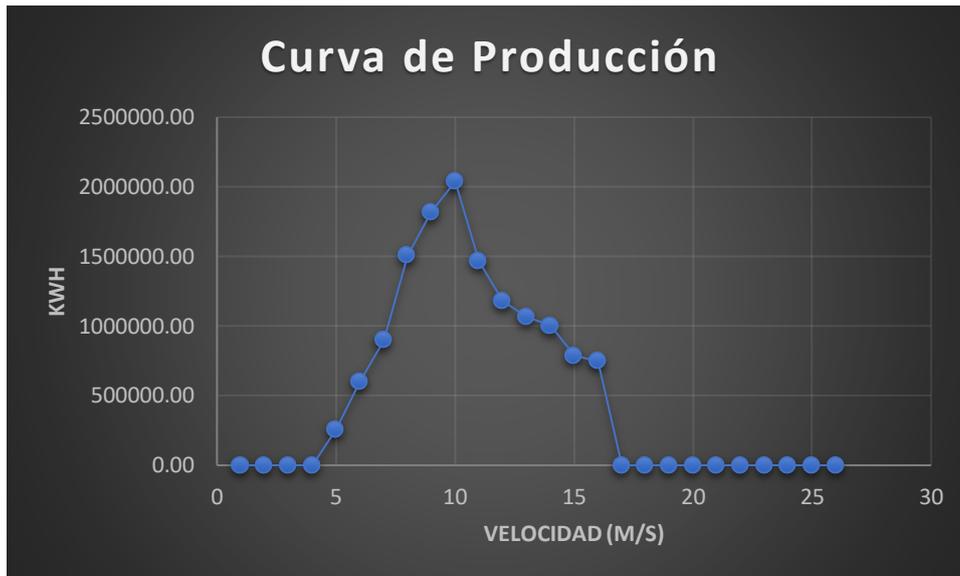


Figura 6. Curva de producción Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

Una vez hemos analizado los tres aerogeneradores nos encontramos en el momento de analizar dichos datos. Para ello, se va a realizar una gráfica con las tres producciones y a continuación nos dispondremos a analizarla:

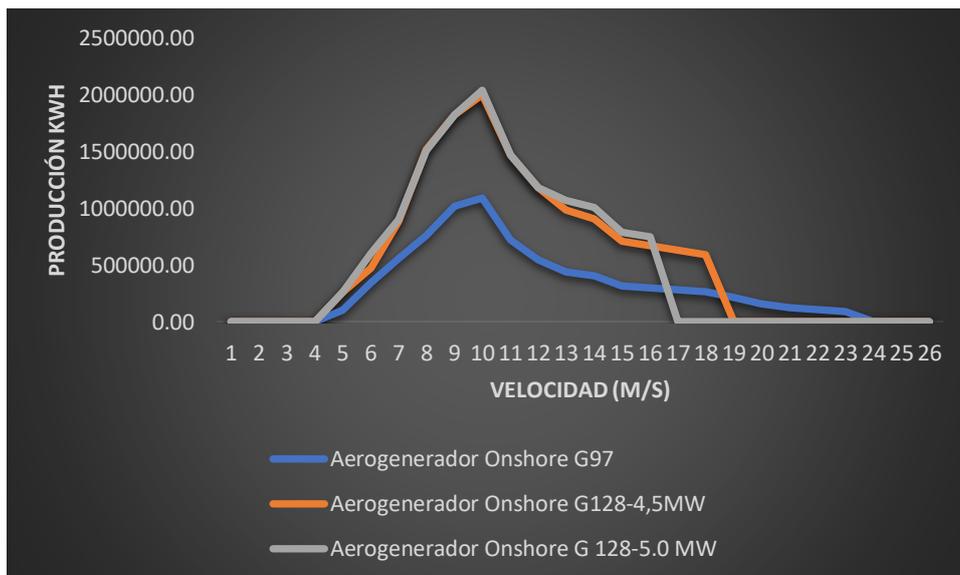


Figura 7. Comparativa curvas de producción

Como se puede observar, los tres aerogeneradores tienen una producción máxima comprendida entre 1 000MWh y 2 300MWh. El aerogenerador que sale más mal parado en esta gráfica es el G97 quedándose muy por debajo que sus competidores. En cambio, los dos aerogeneradores restantes se diferencian apenas por tan solo 40 000kWh, siendo el que mayor pico alcanza el Aerogenerador Onshore G128-4.5MW que pese a tener una potencia menor, su diseño para vientos medianos bajos acaban por conseguir una mayor producción en práctica toda la gráfica.

Por tanto, las conclusiones que obtener después de la realización de estos cálculos y sus comparativas es que el aerogenerador que más se adecua a nuestra instalación y que mejor rendimiento podrá obtener es el Aerogenerador Onshore G128-4.5MW.

Ahora falta saber si este aerogenerador es económicamente rentable para nuestra instalación.

7.3. Pérdida de producción por envejecimiento

En los apartados anteriores se ha visto el proceso de cálculo de la producción esperada de un parque eólico.

Otro factor que debe considerarse, especialmente en el análisis económico de la inversión, es la pérdida de producción de las turbinas eólicas y todas las instalaciones en general, debido al envejecimiento de estas.

La práctica habitual en el sector es considerar una pérdida anual del 0.5% a partir del segundo año de la puesta en marcha de la instalación

8. Análisis económico

8.1 Inversión

Obra Civil

Zapatatas

El coste medio de una zapata armada de las dimensiones necesarias para un aerogenerador, 12x12x1 es de 30 000€ aproximadamente.

Plataformas

Las plataformas para el montaje de las torres suelen ser de 15x20 metros aproximadamente y su coste es del orden de 1 800€

Caminos

Un camino nuevo de ancho de unos 5 metros puede presentar un coste medio aproximado de 60€ por cada metro lineal. Este precio se reduce 30€ por metro lineal en el caso de acondicionamiento de un camino existente.

Se puede establecer un valor medio de 40€ por cada metro lineal de camino medio, entendiendo por medio que podemos tener un camino sobre pista existente, nuevo sobre terreno llano y nuevo sobre terreno con pendiente.

Zanjas para canalizaciones

Se puede establecer un valor medio de 30€ por metro lineal de zanja, en donde tendremos en cuenta que podemos tener una zanja para un circuito eléctrico, dos o más.

Señalización

Se puede establecer en 8 000€ por cada parque eólico de potencia del orden de 30MW.

Seguridad y salud

Se puede establecer en 20 000€ por cada parque eólico de potencia del orden de 30MW

Instalación eléctrica

Instalación baja tensión en torres

El importe de esta partida está en torno a los 30 000€.

Centro de transformación

Un transformador para colocar en el interior de una torre de una potencia entre 3 y 5 MW puede suponer aproximadamente 40 000€

Red interior de parque (enterrada 20kV)

Los cables eléctricos varían su sección a medida que recogen la energía de los aerogeneradores. Suelen ser de aluminio de secciones comprendidas entre 95mm^2 y 400mm^2 . Con objeto de simplificar se puede considerar un coste medio de 10€ por cada metro de cable, con accesorios y terminaciones incluidas. Como cada circuito eléctrico está formado por una terna de cables, se puede estimar un coste aproximado de 30€ por metro lineal y circuito. La zanja ya ha sido considerada en la obra civil.

Aerogeneradores

Ya se ha indicado en apartados anteriores el importe aproximado de los aerogeneradores, que están en 5 850 000€ para los aerogeneradores de 4.5MW. Este precio incluye el suministro, montaje e instalación del aerogenerador.

Esta es la partida más importante de un parque eólico, suponiendo aproximadamente el 85% del presupuesto total.

Medidas correctoras de impacto ambiental

En esta partida se incluye la tala, desbroce, retirada de tierras, hidrosiembras de revegetación, plantaciones, recogida de residuos del aerogenerador (filtros, aceites, etc.), mantenimiento de la revegetación, etc.

Esta partida depende mucho del volumen de movimiento de tierras a realizar. Se puede estimar un valor de 2 500€ por cada aerogenerador que instale.

Subestación de parque

Una subestación de parque con un transformador de 50MW por cada uno de los parques a los que atiende situados a la intemperie, una pequeña caseta de control y mantenimiento puede suponer una inversión de alrededor de 2 300 000€.

Con las partidas anteriores tendríamos de presupuesto de ejecución material del parque (PEM parque), al que habría que sumar los gastos generales y beneficio sobre la obra (presupuesto de contrata) y el IVA.

Ahora hay que añadir el presupuesto de las líneas y de la subestación de conexión a la red.

Líneas eléctricas de conexión

En apartados anteriores se ha indicado unos valores orientativos del coste de estas líneas, que el siguiente:

Línea de 132kV simple circuito: 60 000-90 000 €/km

Línea de 220kV simple circuito: 90 000-120 000 €/km

Línea de 400kV simple circuito: 300 000 €/km

Subestación de conexión a la red

Este valor depende principalmente de los siguientes condicionantes:

- 1.- La tensión a la red se conecta, distribución o transporte.
- 2.- Si hay o no elevación de la tensión
- 3.- Potencia de los transformadores

Algunos valores orientativos orientativos son los siguientes:

Una subestación de conexión a red de transporte con transformación 132/400 KV, supone una inversión aproximada de 8 000 000€. Esta intervención supone una apertura de la línea de 400kV, que gestiona REE, quién sufraga el parque correspondiente al lado de 400kV. Por tanto el promotor eólico tiene que desembolsar sólo la parte de 132kV, estimándose en un valor de 6 000 000€ que incluye el transformador, las posiciones de entrada, los mecanismos de maniobra y las protecciones.

Subestación de conexión a la red de transporte con transformación 220/400kV, supone una inversión aproximada de 10 000 000€. Esta intervención supone una apertura de la línea de 400kV, que gestiona REE, quien sufraga al parque correspondiente al lado de 400kV. Por tanto el promotor eólico tiene que desembolsar sólo la parte de conexión de sus líneas, estimándose en un valor de 2 000 000€ para cada línea, que incluye las posiciones de entrada, los mecanismos de maniobra y las protecciones.

Subestación de conexión a red de distribución sin transformación 132/132 kV, supone una inversión aproximada de 4 000 000€. Esta intervención supone una apertura de la línea de 132kV, que gestiona la compañía distribuidora, quién no asume coste alguno, salvo que la subestación sea de su interés. El promotor eólico tiene que desembolsar toda la actuación.

Como término medio, el coste de ejecución del material de un parque eólico está en torno al millón de € por cada MW.

8.2 Gastos de establecimiento

Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras (ICIO)

Según el artículo 102 del Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, que regula, entre otros, el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras, los ayuntamientos pueden aplicar para el cálculo de este impuesto un coeficiente máximo del 4% sobre la base imponible.

La base imponible del impuesto está constituida por el coste real y efectivo de la construcción, instalación u obra, y se entiende por tal, a estos efectos, el coste de ejecución material de aquella.

No forman parte de la base imponible el Impuesto sobre el Valor Añadido y demás impuestos análogos propios de regímenes especiales, las tasas, precios públicos y demás prestaciones patrimoniales de carácter público local relacionadas, en su caso, con la construcción instalación u obra, ni tampoco los honorarios de profesionales, el

beneficio empresarial del contratista ni cualquier otro concepto que no integre, estrictamente, el coste de ejecución del material.

El impuesto se devenga en el momento de iniciarse la construcción, instalación u obra, aun cuando no se haya obtenido la correspondiente licencia.

El coeficiente máximo del 4% es igual para todos los ayuntamientos sin distinción, a diferencia de la antigua legislación de haciendas locales que establecía un porcentaje máximo en función del tamaño de la población.

Por lo general los ayuntamientos no aplican este coeficiente máximo, siendo necesaria para la determinación del importe de este impuesto la consulta del coeficiente aplicable en el ayuntamiento afectado. Un valor bastante general entre distintos ayuntamientos es el 2.5%.

Además de lo indicado es importante detenerse en la base de cálculo de este impuesto. Hasta hace pocos años, las resoluciones judiciales determinaban que la base de cálculo de este impuesto. Hasta hace pocos años, las resoluciones judiciales determinaban que la base de cálculo no es el PEM total de actuación, sino el PEM menos el valor de los equipos, en este caso los aerogeneradores. Se deduce rápidamente la importancia de este extremo, puesto que ya se ha indicado que los aerogeneradores suponen el 85% del presupuesto total del parque. Sin embargo las resoluciones judiciales más recientes vienen a señalar como base imponible del impuesto, el PEM total de la obra.

Tasa por licencia de obras

A parte del impuesto de obras anterior, los ayuntamientos suelen cobrar una tasa por la concesión de la licencia de obras. Un valor bastante general puede ser el 0.6% también sobre el PEM total de la obra.

Tasa administración energética

Para la tramitación ante la autoridad con competencias en energía (órgano sustantivo), se abonan cantidades en concepto de tasas como compensación por la tramitación administrativa que realiza la administración.

La base de cálculo para esta tasa es la parte electromecánica del proyecto, que se obtiene deduciendo del presupuesto de ejecución de material (PEM) la parte que corresponde a la obra civil. Esta parte de la obra civil representa aproximadamente el 5% del PEM.

Estas tasas vienen establecidas por la administración competente, que para el caso de parques eólicos resultan ser las distintas administraciones autonómicas, por lo que depende de lo establecido en cada comunidad autónoma.

Para dar un caso concreto, en la Comunidad Valencia se aplica una tasa de 10.08€ por cada 6.011€ de la parte electromecánica.

Tasas por publicaciones

La normativa exige la publicación de los expedientes en distintos boletines oficiales, provincia, comunidad autónoma y en prensa. Es coste aproximado de publicación en cada medio por expediente, dependiendo de su extensión en páginas y caracteres, puede estimarse en aproximadamente 2 000€ por medio y expediente.

Conviene recordar que suele abrirse un expediente por cada parque eólico y un expediente por línea de evaluación y un expediente por subestación de conexión.

Cuota de ocupación del suelo

Es bastante habitual encontrar en la normativa autonómica la obligación de realizar un pago por la ocupación de suelo no urbanizable, de tipo único y liberatorio. Un valor razonable puede estimarse en el 2% sobre el PEM total de las obras, si bien para conocer el valor exacto habrá que consultar la normativa autonómica correspondiente.

Licencia de actividad o de apertura de establecimiento

No hay una normativa general que regule el importe a satisfacer el ayuntamiento en concepto de concesión de la licencia de actividad, pudiendo encontrar grandes variaciones entre un municipio y otro. En cualquier caso no es un valor alto, pudiendo estimarse a los solos efectos de contar con un valor numérico, en 7 000€ por parque eólico de 27MW.

Ingeniería

Para el volumen de inversión requerido, los precios del mercado están en el entorno de un 1% sobre el PEM en concepto de honorarios para la redacción de todos los proyectos, dirección de obra, coordinación en seguridad y salud, planes urbanísticos, estudios de impacto ambiental y control de calidad.

Esto supone para un parque de 27MW lo siguiente:

- PEM total de 1 000 000€ * 27 = 27 000 000€
- Honorarios proyecto = 0.01 * 0.5 * 27 000 000 = 135 000€
- Honorarios dirección obra=0.01 * 0.5 * 27 000 000 = 135 000€

Para este tipo de proyectos, los derechos de visado suelen ser atendidos por el promotor. Suelen negociarse con los respectivos Colegios de Ingenieros. Especialmente se cuestiona la base de cálculo debido al peso en presupuesto que suponen los aerogeneradores (85% del PEM).

Un cálculo razonable consiste en valorar en un 10% de los honorarios oficiales que corresponden al 25% del PEM. Para un tipo de honorarios oficiales o de referencia del 4% resulta:

- Derechos de visado =0.10 * 0.04 * 0.25 * 27 000 000 = 27 000€

8.3 Impuestos

Peaje acceso de los generadores

El 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, establece en la disposición transitoria única, que el precio del peaje de generación a aplicar será de 0.5€/MWh, establecido en la disposición transitoria primera del 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.

Este peaje está pendiente de revisión hasta que se desarrolle la metodología y se establezcan los peajes de acceso de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Compensaciones urbanísticas

En la legislación urbanística se establece una compensación a favor de la administración que en el caso común de planes urbanísticos en suelos urbanos y urbanizables se establece en una cesión del 15% del aprovechamiento tipo del suelo.

Este criterio no se puede traducir directamente a una actuación de construcción de un parque eólico, pero queda claro que hay que realizar algún tipo de compensación o pago, bien directo en metálico o indirecto a través de una serie de actuaciones. Un valor razonable, considerando la realidad existente en diversas comunidades autónomas, puede establecerse en 2 500€ por MW y año. Estos fondos suelen tener como destino actuaciones en los municipios afectados por las instalaciones, tales como reparación y mejora de carretera y caminos, mejoras en la electrificación rural, repoblación y reforestación, etc.

Impuesto de actividades económicas (IAE)

El impuesto de Actividades Económicas viene regulado por los artículos 78 y siguientes del Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales y el anexo I del Real Decreto 1.175/1990, de 28 de septiembre, por el que se aprueban las tarifas i la instrucción del impuesto sobre actividades económicas.

En el citado anexo, en la división 1, de energía y agua, se encuentra la agrupación 15 sobre producción, transporte y distribución de energía eléctrica, gas, vapor y agua caliente. Aquí se encuentra el epígrafe 151.4 para la actividad de producción de energía eléctrica procedente de mareas, solar, etc., en donde se incluye la energía eólica.

En el citado epígrafe se establece un cuota de 0,721215 € por cada kW y año a liquidar por el impuesto de actividades económicas.

Este valor se multiplica por un coeficiente de ponderación en función de la cifra de negocio del titular de la instalación, según viene regulado en el artículo 86 de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, de acuerdo con la siguiente tabla:

Importe neto de la cifra de negocio (€)	Coeficiente
Desde 1 000 000 hasta 5 000 000	1,29
Desde 5 000 000 hasta 10 000 000	1,3
Desde 10 000 000 hasta 50 000 000	1,32
Desde 50 000 000 hasta 100 000 000	1,33
Más de 10 000 000	1,35
Sin cifra de negocio	1,31

Tabla 5. Coeficientes de los importes netos

Por tanto el valor de este impuesto es como máximo de 0,73 x 1,35 0,99 euros por cada kW instalado y año.

Muchas empresa titulares de parques eólicos se constituyen al efecto por lo que les es de aplicación una exención durante los dos primeros periodos impositivos de este

impuesto que se desarrolle la actividad, de acuerdo con lo establecido en el artículo 82.1b) del citado Real Decreto Legislativo.

El mismo artículo señala que están exentas las empresas con un volumen de facturación inferior al millón de euros.

Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI)

El impuesto de bienes inmuebles de aplicación a los parques eólicos ha sufrido en últimos años una revisión al alza importante

El cálculo se realiza de acuerdo con lo establecido en la ponencia de valor especial de parques eólicos de 26 de septiembre de 2008 de la Dirección General de Catastro, desarrollada de acuerdo con el artículo 31 del Real Decreto Legislativo 1/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Catastro Inmobiliario

El artículo 8 de la Ley del Catastro Inmobiliario, considera bienes inmuebles de características especiales aquellos que constituyan un conjunto complejo de uso especializado, integrado por suelo, edificios, instalaciones y obras de urbanización y mejora que, por su carácter unitario y por estar ligado de forma definitiva para su funcionamiento, se configura a efectos catastrales como un único bien inmueble y están destinados a la producción de energía eléctrica, entre otros.

Por otro lado, la Sentencia del Tribunal Supremo de 30 de mayo de 2007, declara los parques eólicos como Bienes Inmuebles de Características Especiales (BICE).

Con base en ello, y según se desprende de la Sentencia del Tribunal Supremo de 30 de mayo de 2007, los parques eólicos se identifican como bienes inmuebles de características especiales, integrados en el grupo A1 de los previstos en el artículo 23 del Real Decreto 417/2006, de 7 de abril, por el que se desarrolla el texto refundido de la Ley del Catastro Inmobiliario.

De acuerdo con el artículo 7 de las normas técnicas de valoración catastral de los bienes inmuebles de características especiales, aprobadas mediante Real Decreto 1464/2007, el valor catastral de los parques eólicos se determina mediante la aplicación de un coeficiente de referencia al mercado (CM), sobre la suma de los valores del suelo y de las construcciones.

El valor del suelo de los parques eólicos se determina multiplicando un valor de ocupación de suelo de 550 m² por MW de potencia instalada por un valor unitario de 0,567 €/m

$$\text{valor-suelo} = P * 550 * 0,5676$$

El valor de todas las construcciones de los parques eólicos se determina a partir del valor de reposición, corregido en función de la depreciación física, funcional y económica. Este valor de reposición se puede obtener de aplicar un módulo de coste unitario por potencia (MCUP) a la instalada en el parque eólico. El valor del módulo de coste MCUP a considerar en parques eólicos tiene un valor de 400.015 €/MW.

Este valor del MCUP debe corregirse mediante la aplicación de un coeficiente en función de la antigüedad del parque eólico, con el fin de ponderar la pérdida de eficacia de las instalaciones por la depreciación física producida por el transcurso del tiempo.

El periodo de antigüedad se expresará en años completos, para lo que se tomarán los transcurridos desde la fecha de la puesta en servicio de las unidades de producción, o desde su reconexión en caso de renovación de las instalaciones, hasta el uno de enero del año siguiente al de la aprobación de la ponencia de valores especial, según el cuadro siguiente:

Años completos	Coeficiente de corrección
hasta 9 años	1
10 o más años	0,8

Tabla 6. Coeficientes de corrección

La Ley del Catastro Inmobiliario especifica que el valor catastral de los bienes inmuebles no podrá superar el valor de mercado, a cuyo efecto se fijará, mediante Orden Ministerial, un coeficiente de referencia al mercado para los bienes de una misma clase. En este sentido, la Orden EHA/3521/2003, de 12 de diciembre, fija el coeficiente de referencia al mercado (RM) en 0.5 para los bienes inmuebles de características especiales

Por ejemplo, para un parque eólico de 27 MW de potencia instalada la base imponible del valor catastral resulta:

$$BI = (27 * 550 * 0,567 + 27 * 400.015) * 0.5 = 9\,610.18\text{€/año}$$

El artículo 72.2 de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, establece el tipo de gravamen aplicable a los bienes inmuebles de características especiales, que tendrá carácter supletorio, será del 0.6%. Los ayuntamientos podrán establecer un tipo diferenciado que, en ningún caso, será inferior al 0.4% ni superior al 1,3%.

Actualmente el tipo impositivo medio aplicado en municipio en España con parques eólicos catastrados es del 0,5%. Para este tipo la cuota a liquidar resulta:

$$BI = 9\,610.18 * 0,5 = 4\,805.09\text{€/año}$$

Que supone un gasto aproximado de 1 000 €/MW y año, que puede alcanzar hasta los 2600€/MW para el tipo máximo del 1,3%.

Hasta aprobación de la ponencia citada, el importe de este impuesto una vez recalculado el valor catastral del terreno estaba en torno a 200 €/MW instalado y año, por lo que el incremento ha sido verdaderamente importante.

Es importante indicar que el pago de este impuesto corresponde al propietario del terreno. Por lo general no se adquieren los terrenos, pero el promotor eólico compensa

el incremento que sufre el impuesto de bienes inmuebles, luego debe tenerse en cuenta este gasto.

Impuesto eléctrico

La Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medias Fiscales, Administrativas y del Orden Social, introduce en el ámbito de los Impuestos Especiales una nueva figura, el Impuesto sobre la Electricidad, que tiene como objeto básico la obtención de los ingresos necesarios para compensar la supresión del recargo en concepto de "coste específico asignado a la minería del carbón" y se expresa como el 4,864 % de la facturación eléctrica. Es el impuesto que se puede observar en todos los recibos de consumidores de electricidad.

El artículo 64 quinto de la citada Ley 66/1997, señala que están exentas de la aplicación del Impuesto sobre la Electricidad, entre otras, la actividad de transporte y distribución y la fabricación de energía eléctrica.

Impuesto sobre la producción de energía eléctrica

La Ley 15/2012, de medias fiscales para la sostenibilidad energética, introduce en su título I el impuesto del 7 % sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, medida en barras de central.

Fianzas

En la tramitación de la construcción de los parques eólicos se exige la constitución de las siguientes fianzas:

Fianza de acceso a red: 20 €/ MW, de acuerdo con los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, que se exige para la tramitación del acceso a la red eléctrica.

Fianza de tramitación administrativa, generalmente derivada de concursos eólicos. Suele ser del 2% del presupuesto del parque eólico.

El coste financiero de estas fianzas está en torno al 0,4%.

Seguros

Las instalaciones de generación eléctrica suelen contratar las siguientes coberturas de seguro:

1. Seguro todo riesgo material, que cubre las coberturas por posibles averías de los elementos de las instalaciones. Tiene un coste del 2% del valor de la inversión material o PEM. Este seguro cubre el lucro cesando y compensa a la empresa titular de la facturación perdida por la falta de producción.
2. Seguro por riesgos ambientales, que cubre los daños ambientales que puedan ser causados por la instalación. Tiene un coste aproximado de 20.000 €

3. Seguro de responsabilidad civil, que cubre los daños a las personas y a los bienes de carácter general que puedan ser causados por la instalación. Tiene un coste aproximado de 20.000 €

Todas las instalaciones cónicas se aseguran frente a los riesgos que puedan sufrir, debido a múltiples factores, vientos excesivos, tormentas, etc. Estas pólizas garantizan la producción o la facturación a las empresas promotoras en caso de accidentes que impidan el funcionamiento del parque eólico.

Las pólizas de seguro suelen tener un coste anual del 0.1% del presupuesto de la instalación.

Personal y mantenimiento

Se puede establecer un valor de 6€ por cada MWh producido en función de la información recogida de diversos productores de energía eólica.

Se suele contar con un operario de mantenimiento por cada 10 aerogeneradores.

Gastos de gestión de venta de la energía

Estos gastos corresponden a la colocación de la energía en el mercado, bien directamente o a través de agente y los costes del centro de control de generación. Son del orden de 0,03 €/MWh.

Penalización por energía reactiva

Hasta la aprobación del Real Decreto 1/2012, de supresión de los incentivos económicos, las instalaciones incluidas en el extinguido régimen especial, recibían un complemento o penalización por energía reactiva.

El anexo III del Real Decreto 413/2014, por el que se aprueba la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece el rango del factor de potencia obligatorio de referencia entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo, con excepción de las instalaciones de pequeña potencia reguladas por el Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Sin bien el citado anexo II no lo cita expresamente, la regulación del factor de potencia se realizará en el punto de conexión con el sistema y se obtendrá haciendo uso del equipo de medida contador-registrador de la instalación.

En consecuencia, en los parques eólicos debe instalarse un sistema de control y regulación del factor de potencia que lo ajuste a los valores indicados.

La penalización por incumplimiento del factor de potencia se establece en 0,261 €/kWh

Crédito y gastos financieros

Es habitual en el sector encontrar créditos para cubrir entre el 80 y el 90% del valor de la inversión. Este porcentaje define lo que se conoce como grado de apalancamiento e de endeudamiento financiero.

La forma más habitual de financiamiento de un parque eólico es el “project finance” o financiación de proyecto, que de una forma simple significa que la entidad financiera presta los fondos con la garantía del proyecto y sin necesidad de presentación de fianzas personales.

Un tipo de interés razonable para el crédito puede ser el euribor a una año + 2 puntos, tipo de interés que puede variar en función de la situación del mercado.

Ocupación de terrenos

La forma habitual que utilizan los promotores es el alquiler, llamado cesión de uso del terreno servidumbre de vuelo o paso, por tanto suele ser un gasto anual.

Valores habituales pueden ser los siguientes

- Por ocupación de máquina (alquiler): 2.000 €/MW y año. Este precio incluye la explanación y los caminos interiores del parque.
- Por ocupación de camino (servidumbre): 1,20 €/metro cuadrado
- Por compra de camino: 1,50 €/metro cuadrado

Los caminos suelen tener un ancho de 5 metros. El pago es único y liberatorio.

- Por ocupación de zanjas (servidumbre): 1,20 €/metro cuadrado y año
- Por compra de zanja. 1,50 €/ metro cuadrado

Las zanjas suelen tener un ancho de 1-1,5 metros. El pago es único y liberatorio.

- Por servidumbre de vuelo de línea 3,6 €/ metro lineal. El pago es único y liberatorio
- Por ocupación para apoyo de línea 360 euros en monte, 450 euros en seco y 600 euros en viña o regadío

Son pagos únicos y liberatorios.

Gastos iniciales de gestión administrativa. Gastos de promoción

Se considera necesario un plazo de 2 años para los trabajos de preparación de proyectos, solicitudes y demás procesos administrativos hasta las autorizaciones del parque eólico, más un año de construcción y conexión a la red.

Durante estos dos años se dispone, por ejemplo, de una estructura formada por un ingeniero, un abogado y 3 administrativos, con oficina, que puede atender las necesidades de promoción de varios parques eólicos. Puede representar un coste de:

Ingeniero	50 000 €
Abogado	50 000 €
Administrativos	60 000 €
Alquiler oficina	120 000 €
Otros gastos	20 000 €
TOTAL	300 000 €

Tabla 7. Gastos iniciales de gestión administrativa

Estos gastos desaparecen en el momento en el que el parque entra en funcionamiento.

Amortización del crédito

Consiste en la devolución del capital prestado por la entidad financiera. Se puede considerar un valor de amortización de 10-15 años para el crédito.

Amortización de las instalaciones

Es el valor contable por depreciación de las instalaciones. La vida útil del parque suele considerarse en torno a 20-25 años, que suele ser el plazo de garantía que ofrecen los fabricantes de las máquinas.

9. Cálculo económico

Es este apartado buscaremos la máxima rentabilidad entre las tres posibles opciones. A partir de estos resultados realizaremos un veredicto y se asignará que aerogenerador será utilizado en nuestro estudio.

Para realizar un análisis económico se pretende estudiar el flujo de caja, el VAN, el TIR y el tiempo de amortización de la instalación.

Gracias a este análisis observaremos de forma numérica los gastos y beneficios que aportarán estos aerogeneradores durante su tiempo de vida útil.

Partiremos de los siguientes datos para el estudio:

Inversión Inicial	1 300 000 €/MW
Ingresos	47,4 € MW/h
Gastos de Explotación	12 500€/turbina y 17 000€/MW
Vida útil	25

Se ha calculado una media del precio de un aerogenerador de 1MW que oscilan entre un 1 000 000€ y 1 500 000€. Realizando un desglose obtenemos:

Inversión	Precio (€/MW)
Aerogeneradores	925 000
Obra civil	124 000
Infraestructura eléctrica	182 000

Total	1 231 000
-------	-----------

Tabla 8. Inversión inicial por aerogenerador

En cuanto al precio de venta del MW/h se encuentra, que las tarifas de I-De nos proponen contratos desde 0.05€/kW hasta 0.06€/kW. A continuación se describen los cálculos realizados hasta llegar al precio de venta descrito:

$$0.06€/kW \rightarrow 60€/MW$$

Si a este precio se le resta el apartado del IVA obtenemos que:

$$60€/MW - 21\% = 60 * 0.79 = 47.4€/MW$$

Dentro de los gastos de explotación se contemplan 5 partidas principales de costes de explotación:

- Operación y Mantenimiento (O&M), que incluye los aerogeneradores e infraestructura eléctrica
- Alquiler de terrenos, dado que se asume un alquiler o derecho de superficie del emplazamiento, para reducir la inversión y mejorar los resultados
- Seguros, para obtener cobertura frente riesgos de mantenedor, como avería de la maquinaria y responsabilidad civil, y riesgos de la propiedad que cubren daños materiales y pérdida de beneficios
- Otros costes, donde se agrupan costes menores contemplados en los modelos, como relativos a la gestión de la instalación, representación en el mercado

	Unidades	Precio
Costes de O&M	€/MW/año	16 975
Costes de Arrendatario del terreno	€/Turbina/año	5 555
Costes de Seguro	€/Turbina/año	6 944
Otros Costes	€/MWh	2,64

Tabla 9. Costes de la instalación

Como bien hemos nombrado estas instalaciones suelen tener una vida útil de 20 a 25 años aunque muchas de ellas suelen llegar hasta a 30, se ha decidido ser más precavidos y tomar en cuenta una vida útil de 25 años.

Una vez se ha tenido en cuenta los apartados previos se obtienen los consiguientes datos de los diferentes aerogeneradores:

- Aerogenerador Onshore SG 2.9-129

Potencia (MW)	2
Inversión	2 462 000 €
Producción (MWh/año)	7806
Ingresos	370 004,40 €
Gastos	46 500,00 €

Tabla 10. Datos Aerogenerador Onshore SG 2.9-129

- Aerogenerador Onshore SG 3.4-145

Potencia (MW)	4,5
Inversión	5 539 000 €
Producción (MWh/año)	14084
Ingresos	667 581,60 €
Gastos	89 000,00 €

Tabla 11. Datos Aerogenerador Onshore SG 3.4-145

- Aerogenerador Onshore SG 5.0-145

Potencia (MW)	5
Inversión	6 155 000 €
Producción (MWh/año)	13371
Ingresos	633 785,40 €
Gastos	97 500,00 €

Tabla 12. Datos Aerogenerador Onshore SG 5.0-145

9.1 Flujo de caja

El Flujo de Caja es un informe financiero que presenta un detalle de los flujos de ingresos y egresos de dinero que tiene una empresa en un período dado. Algunos ejemplos de ingresos son los ingresos por venta, el cobro de deudas, alquileres, el cobro de préstamos, intereses, etc.

En nuestro caso encontraremos una inversión inicial el primer mes acompañada de unos ingresos y unos gastos que obtendremos mensualmente.

A continuación mostramos el flujo de caja para cada aerogenerador:

Aerogenerador Onshore G97

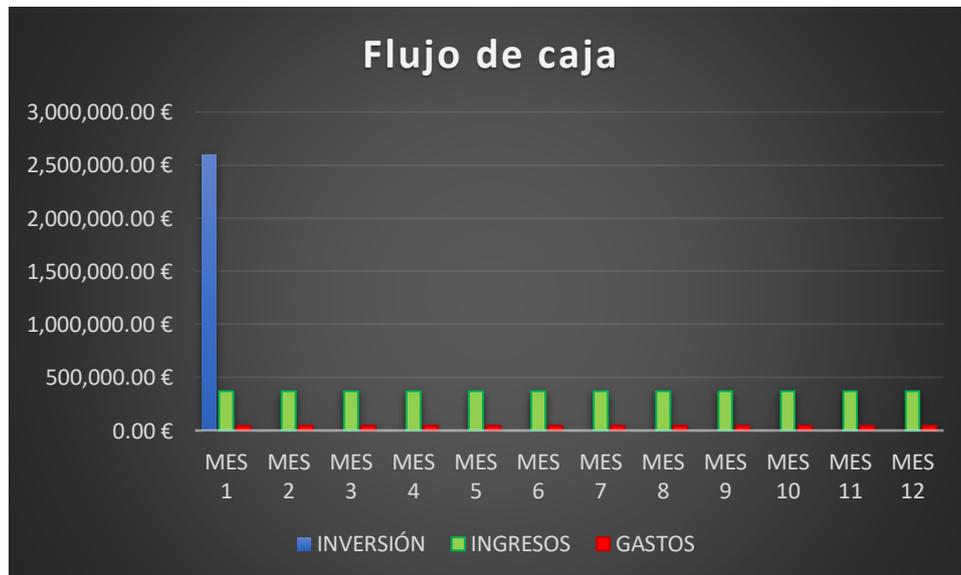


Figura 8. Flujo de caja Aerogenerador Onshore G97

Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

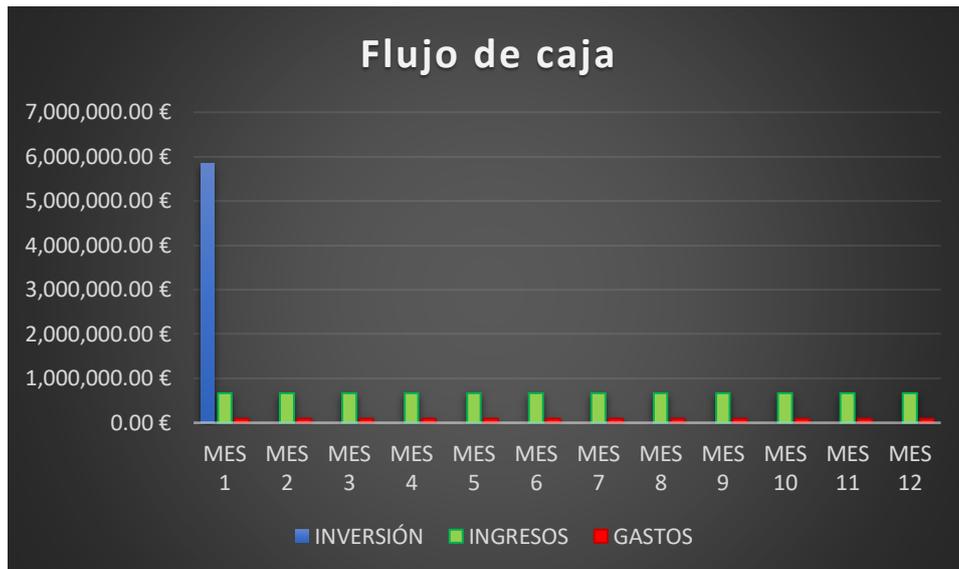


Figura 9. Flujo de caja Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

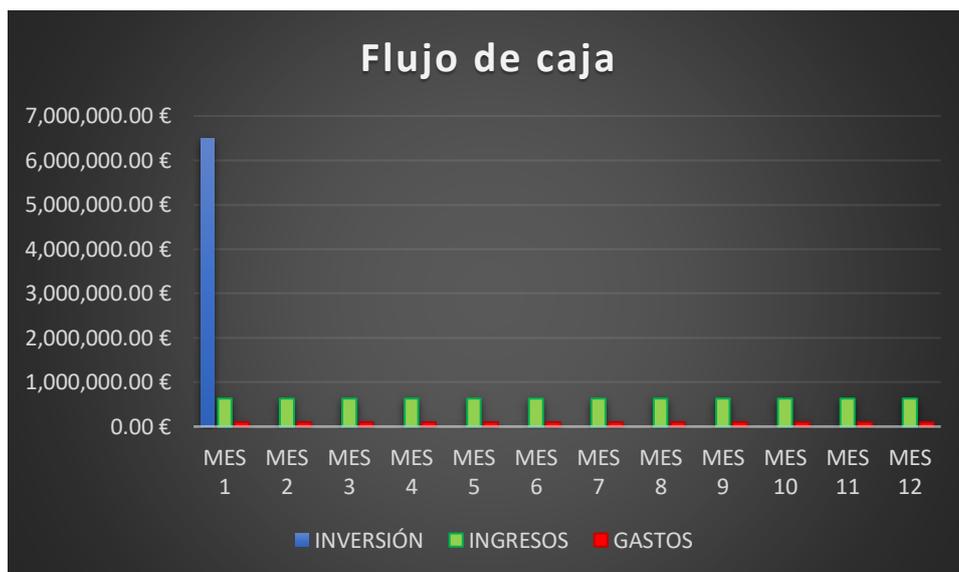


Figura 10. Flujo de caja Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

9.2 Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como valor neto actual (VNA), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN).

Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en

términos absolutos netos, es decir, en nº de unidades monetarias (euros, dólares, pesos, etc).

Analíticamente se expresa como la diferencia entre el desembolso inicial y el valor actualizado de los cobros y pagos futuros, mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t} - I$$

“Vt” son los flujos netos de caja en los diferentes periodos; “r” es el tipo de descuento aplicado; “t” es el número de años de vida de la inversión; y la “I” es la inversión inicial desglosada en los anteriores apartados. En nuestro caso se ha toma r=3 y t=25 años. Por tanto:

Aerogenerador Onshore G97

Inversion	2 462 000,00 €
Ingresos	370 004,40 €
r	0,03
t	25
VAN	3 842 941,26 €

Tabla 13. VAN Aerogenerador Onshore G97

Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

Inversion	5 539 000,00 €
Ingresos	667 581,60 €
r	0,03
t	25
VAN	5 774 697,00 €

Tabla 14. VAN Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

Inversion	6 155 000,00 €
Ingresos	633 785,40 €
r	0,03
t	25
VAN	4 536 198,77 €

Tabla 15. VAN Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

9.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

Analíticamente se calcula despejando el tipo de descuento que iguala el van a zero. Se han realizado los siguientes cálculos mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} - I = 0$$

Se partirá con los mismos valores del tipo de descuento, el número de años de vida de la inversión y de la inversión realizada. Para obtener el TIR se igualará la fórmula utilizada en el VAN a zero, y se despejará el valor de "r" que es el TIR.

Aerogenerador Onshore G97

Inversion	2 462 000,00 €
Ingresos	370 004,40 €
t	25
VAN=0	0,00 €
r=TIR	13,65%

Tabla 16. TIR Aerogenerador Onshore G97

Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

Inversion	5 539 000,00 €
Ingresos	667 581,60 €
t	25
VAN=0	0,00 €
r=TIR	10,46%

Tabla 17. TIR Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

Inversion	6 155 000,00 €
Ingresos	633 785,40 €
t	25
VAN=0	0,00 €
r=TIR	8,47%

Tabla 18. TIR Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

9.4 PayBack

El Payback o plazo de recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones.

Por medio del Payback sabemos el número de periodos (normalmente años) que se tarda en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de una inversión. Lo que es crucial a la hora de decidir si embarcarse en un proyecto o no.

Para el análisis del Payback de nuestros aerogeneradores utilizaremos la siguiente expresión;

$$Payback = \frac{I_0}{F}$$

Donde “I” es la inversión inicial, y “F” es el valor de los flujos de caja.

Aerogenerador Onshore G97

AÑO 1	-2 276 496
AÑO 2	-1 906 491
AÑO 3	-1 536 487
AÑO 4	-1 166 482
AÑO 5	-796 478
AÑO 6	-426 474
AÑO 7	-56 469
AÑO 8	313 535
AÑO 9	683 540
AÑO 10	1 053 544
AÑO 11	1 423 548
AÑO 12	1 793 553
AÑO 13	2 163 557
AÑO 14	2 533 562
AÑO 15	2 903 566
AÑO 16	3 273 570
AÑO 17	3 643 575
AÑO 18	4 013 579
AÑO 19	4 383 584
AÑO 20	4 753 588
AÑO 21	5 123 592
AÑO 22	5 493 597
AÑO 23	5 863 601
AÑO 24	6 233 606
AÑO 25	6 603 610



Figura 11. PayBack Aerogenerador Onshore G97

Tabla 19. PayBack Aerogenerador Onshore G97

Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

AÑO 1	-5 271 418
AÑO 2	-4 603 837
AÑO 3	-3 936 255
AÑO 4	-3 268 674
AÑO 5	-2 601 092
AÑO 6	-1 933 510
AÑO 7	-1 265 929
AÑO 8	-598 347
AÑO 9	69 234
AÑO 10	736 816
AÑO 11	1 404 398
AÑO 12	2 071 979
AÑO 13	2 739 561
AÑO 14	3 407 142
AÑO 15	4 074 724
AÑO 16	4 742 306
AÑO 17	5 409 887
AÑO 18	6 077 469
AÑO 19	6 745 050
AÑO 20	7 412 632
AÑO 21	8 080 214
AÑO 22	8 747 795
AÑO 23	9 415 377
AÑO 24	10 082 958
AÑO 25	10 750 540

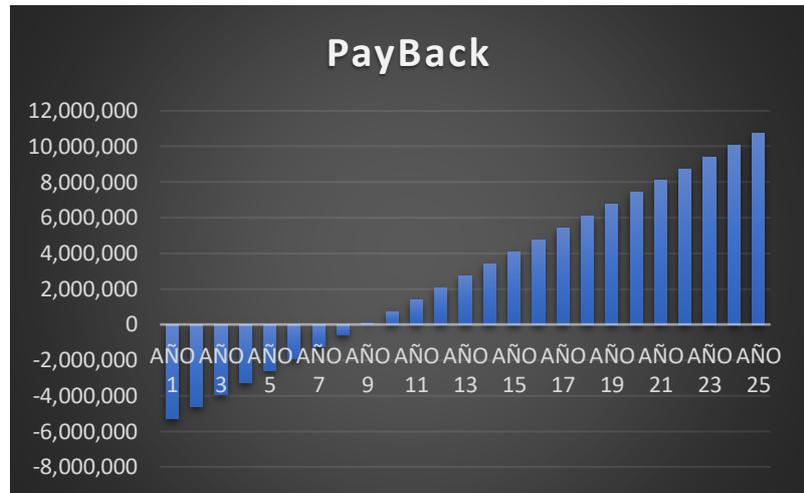


Figura 12. PayBack Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

Tabla 20. PayBack Aerogenerador Onshore G128-4.5MW

Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

AÑO 1	-5 963 715
AÑO 2	-5 329 929
AÑO 3	-4 696 144
AÑO 4	-4 062 358
AÑO 5	-3 428 573
AÑO 6	-2 794 788
AÑO 7	-2 161 002
AÑO 8	-1 527 217
AÑO 9	-893 431
AÑO 10	-259 646
AÑO 11	374 139
AÑO 12	1 007 925
AÑO 13	1 641 710
AÑO 14	2 275 496
AÑO 15	2 909 281
AÑO 16	3 543 066
AÑO 17	4 176 852
AÑO 18	4 810 637
AÑO 19	5 444 423
AÑO 20	6 078 208
AÑO 21	6 711 993
AÑO 22	7 345 779
AÑO 23	7 979 564
AÑO 24	8 613 350
AÑO 25	9 247 135

Tabla 21. PayBack Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

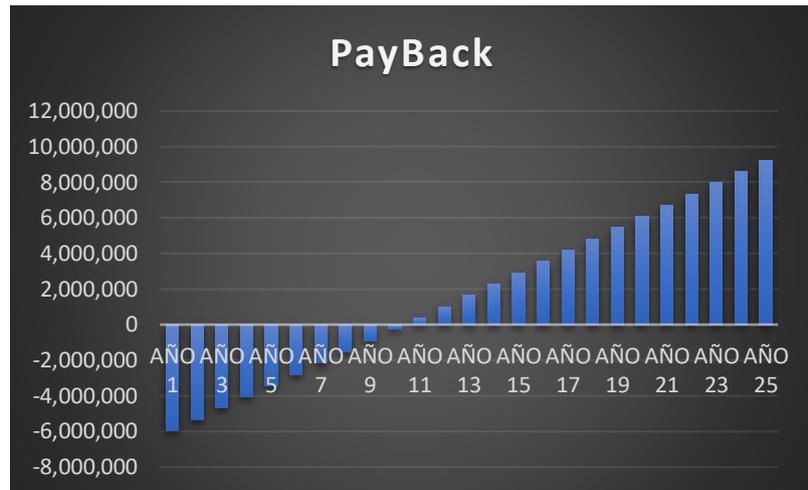


Figura 13. PayBack Aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW

9.5 Síntesis de Resultados

Se pretende extraer ciertas conclusiones de los apartados del estudio económico anterior.

En el flujo de caja se observa que a cuanto más potencia tiene el aerogenerador más elevada es la inversión inicial, pero es el aerogenerador Onshore G128-4.5MW el que nos aporta más ingresos y por tanto, el que mejor se adapta a nuestro emplazamiento. Pese a este resultado, vamos a continuar con la sinterización de los resultados.

En cuanto a los valores VAN, sigue siendo el aerogenerador aerogenerador Onshore G128-4.5MW el que continúa siendo más fructífero otorgando un valor de VAN de 5 774 697,00 €.

En el apartado del TIR se obtienen resultados distintos a los anteriores pues es el aerogenerador Onshore G97 el que obtiene una mejor calificación con un TIR del 13.65%, mejorando al aerogenerador Onshore G128-4.5MW en un 3.19%.

Finalmente, en el apartado de payback se observa que el aerogenerador Onshore G97 es rentable a partir del octavo año, seguido del aerogenerador Onshore G128-4.5MW,

rentable a partir del noveno año; y por último el aerogenerador Onshore G 128-5.0 MW en el onceavo año. En cambio, se observa que al final de su vida media, 25 años, el aerogenerador Onshore G128-4.5MW es el que más energía habrá generado y por tanto, el que más dinero dejaría en las arcas de la instalación.

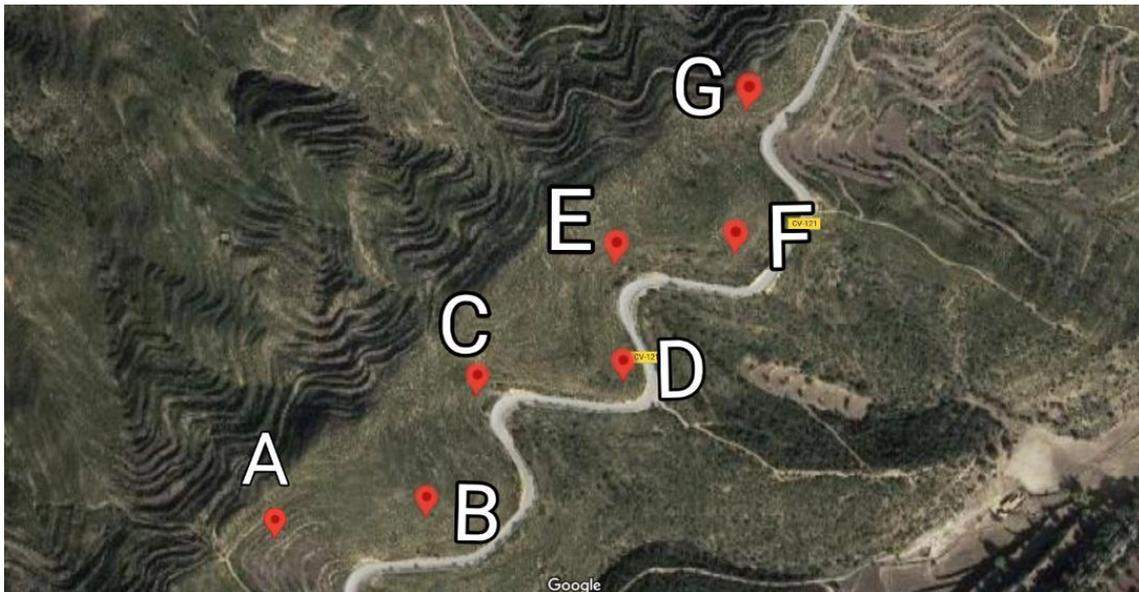
En conclusión, englobando los resultados se observa como el aerogenerador Onshore G128-4.5MW es el más rentable en las opciones valoradas; que sumada a su liderazgo en las pruebas del estudio del viento otorga una mejoras en eficiencia respecto a los otros aerogeneradores.

Es por ello, por lo que en la instalación final utilizaremos el aerogenerador Onshore G128-4.5MW.

10. Emplazamiento

Como comentamos el apartado 2, donde se realizó la descripción de la zona y su estudio, debemos concretar la distribución del parque y su potencia final.

Como se observa en la siguiente imagen, el parque consta de 7 puntos entre los cuales se irán colocando los aerogeneradores:



A continuación se observan las distancias entre estos puntos por obtener el número de aerogeneradores que podemos instalar; teniendo en cuenta que la distancia entre estos debe ser de 384 metros:

Tramo	Distancia (m)
A-B	445,34
B-C	424,06
C-D	407,45
D-E	377,37
E-F	387,15
F-G	443,95
Total	2485,32

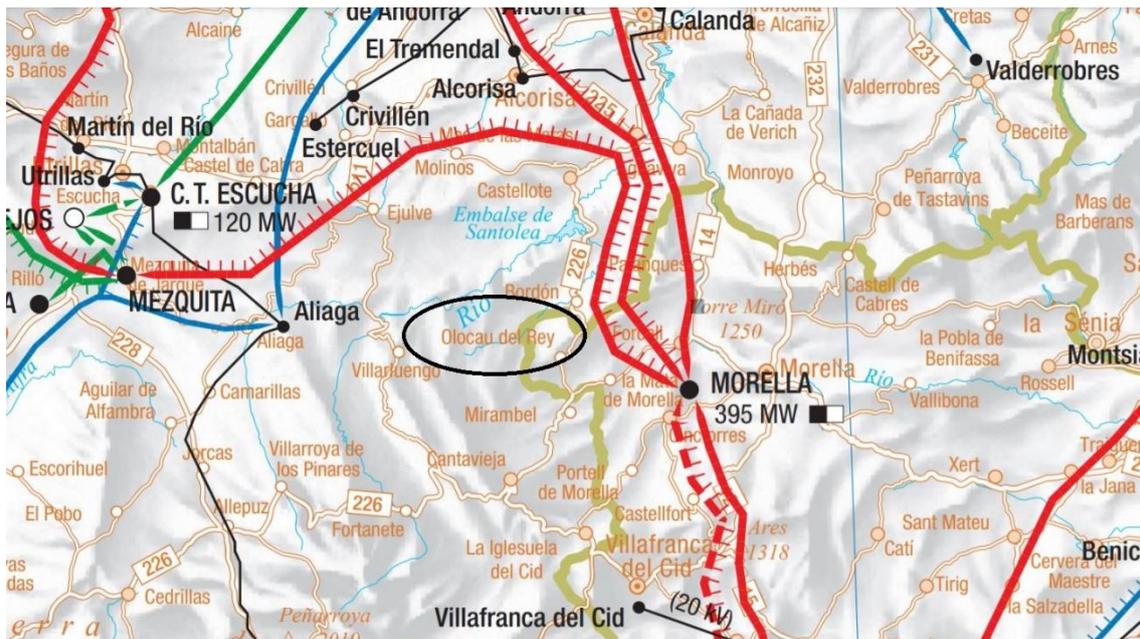
Tabla 22. Distancia entre puntos

Por tanto, si dividimos entre la distancia mínima:

$$N^{\circ} \text{ Aerogeneradores} = \frac{2485.32}{384} = 6.21 \text{ aerogeneradores}$$

$$P_{\text{instalación}} = 6 * 4.5 = 27 \text{ MW}$$

Por último, valoraremos la proximidad a líneas existentes mediante el mapa de la REE. Como bien hemos comentado anteriormente las líneas eléctricas de 400kV es la buscada para el emplazamiento de nuestro parque.



Como observamos en la imagen anterior, cerca de Olocau del Rey, donde se va a realizar nuestro proyecto, pasan varias líneas de 400kV, siendo estas las marcadas en color rojo.

Por tanto, una vez analizado este apartado podemos concretar que el emplazamiento de nuestro parque eólico tiene unas condiciones favorables.

11. Presupuesto

11.1 Obra civil

	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
OBRA CIVIL	6	Zapata	Zapata de 12x12x1 m	30 000,00 €	180 000,00 €
	6	Plataformas de Montaje	Plataformas de base para el montaje de los aerogeneradores de 15x20 m	1 800,00 €	10 800,00 €
	7000	Acceso Camino Existente	Ampliar el camino existente para el paso de los camiones y del personal necesario	30,00 €	210 000,00 €
	3000	Acceso Camino Nuevo	Camino en base de gravilla para el paso de los camiones desde el camino antiguo hasta la zona de colocación de los aerogeneradores	60,00 €	180 000,00 €
	6	Viales interiores	Vías que conectan los distintos aerogeneradores habilitadas para el paso de personal y maquinaria pesada. Dimensiones 25x150x60	60,00 €	36 000,00 €
	6	Zanjas	Se utilizarán para canalizar los tubos donde se albergarán los cables de transporte de la energía de los aerogeneradores a la subestación	30,00 €	27 000,00 €
	1	Señalización	Cinta de señalización de paso de conductores así como señales de peligro y alerta en los alrededores del parque	1 000,00 €	1 000,00 €
	1	Seguridad y Salud	EPIs y material de primeros auxilios para todos los trabajadores del parque y constructores	2 500,00 €	2 500,00 €
					647 300,00 €

Tabla 23. Presupuesto obra civil

11.2 Instalación eléctrica

	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
INSTALACIÓN ELÉCTRICA	6	Baja Tensión	Cableado de baja tensión para cada torre a modo de alimentación	30 000,00 €	180 000,00 €
	150	Red Interior de Parque	Red de 20kV que alimentaría todo el parque y distribuiría la energía	180,00 €	27 000,00 €
					207 000,00 €

Tabla 24. Presupuesto instalación eléctrica

11.3 Aerogeneradores

	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
AEROGENERADORES	6	Aerogenerador Onshore G128-4.5MW	Aerogenerador de Gamesa, vel. Min. 1 m/s, diámetro rotor 128 m, dos etapas	5 850 000,00 €	35 100 000,00 €
					35 100 000,00 €

Tabla 25. Presupuesto aerogeneradores

11.4 Medidas ambientales

	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
MEDIDAS AMBIENTALES	6	Medidas Ambientales	Medidas correctoras del impacto ambiental de nuestro parque eólico al medio ambiente, como la fauna	2 500,00 €	15 000,00 €
					15 000,00 €

Tabla 26. Presupuesto medidas ambientales

11.5. Subestación de parque

	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
SUBESTACIÓN	1	Subestación del parque	Subestación que agrupa la energía generada de los aerogeneradores y la distribuye hasta la subestación de conexión a red	2 000 000,00 €	2 000 000,00 €
					2 000 000,00 €

Tabla 27. Presupuesto subestación de parque

11.6 Conexión y distribución

	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
CONEXIÓN Y DISTRIBUCIÓN	10	Líneas eléctricas de conexión	Líneas que conectan la subestación con la subestación de conexión a red	60 000,00 €	600 000,00 €
	0,25	Subestación de Conexión a red	Subestación que conecta nuestra línea a la red. Suele ser compratida entre varios parques eólicos del mismo o distinto promotor. En nuestro caso contaremos un 25% de propiedad	4 000 000,00 €	1 000 000,00 €
					1 600 000,00 €

Tabla 28. Presupuesto conexión y distribución

11.7. Presupuesto del proyecto

	Ud.	Elemento	Precio Ud.	TOTAL
PROYECTO	1	Obra civil	647 300,00 €	647 300,00 €
	1	Instalación Eléctrica	207 000,00 €	207 000,00 €
	1	Aerogeneradores	35 100 000,00 €	35 100 000,00 €
	1	Medidas Ambientales	15 000,00 €	15 000,00 €
	1	Subestación	2 000 000,00 €	2 000 000,00 €
	1	Conexión y distribución	60 000,00 €	60 000,00 €
				38 029 300,00 €

Tabla 29. Presupuesto del proyecto

12. Superconductores

Todos los materiales pueden dividirse en dos tipos de acuerdo a su capacidad para conducir electricidad. Por un lado, tenemos conductores, algunos ejemplos son los metales como cobre (Cu), plata (Ag) y oro (Au); los cuales permiten a los electrones circular libremente junto a una carga eléctrica. Por otro lado, existen los aislantes, como la madera o el caucho, que no permiten la circulación de corriente ni el flujo de electrones a través de ellos.

Los metales suelen ser buenos conductores, aunque la energía cinética del flujo de electrones hace que los átomos del conductor vibren y choquen con éstos, esto produce un aumento de la temperatura del conductor que se sintetiza con un aumento de su resistencia al paso de electrones (pérdidas por efecto Joule). Esto es uno de los mayores problemas a día de hoy en la eficiencia energética, por esa razón muchos científicos han dedicado sus vidas al estudio del fenómeno de la superconductividad, los superconductores y cómo utilizarlos en la humanidad.

La superconductividad es un fenómeno en el que un material, al llegar a una temperatura crítica, consigue obtener varias modificaciones en su comportamiento, una de ellas es

la resistividad nula al paso de corriente. La temperatura crítica es la temperatura cerca al cero absoluto por el cual el material pasa a ser superconductor. Este fenómeno fue descubierto en 1911 en la Universidad de Leiden por el físico neerlandés H.K. Onnes quien dos años después fuera galardonado con el Premio Nobel de Física en 1913.

Los superconductores se suelen clasificar en dos tipos:

- Superconductores Tipo I: Consisten en elementos conductores básicos que usualmente se utilizan en todo, desde cableado eléctrico hasta microchips de computadoras. Hoy en día los superconductores Tipo I tienen temperaturas críticas entre 0.00325°K y 7.8°K a presión estándar (1bar o 0.986 923 27 atm). Algunos de los superconductores Tipo I además de requerir temperaturas extremadamente bajas necesitan también estar sometidos a presiones exorbitantes, tal es el caso del Azufre que necesita una temperatura de 17°K (-256.15°C) y una presión de 9.3 millones de atm para alcanzar la superconductividad. Aproximadamente, la mitad de los elementos de la tabla periódica pueden ser superconductores si las condiciones adecuadas de temperatura y presión se presentan.
- Superconductores Tipo II: Esta categoría está integrada por compuestos metálicos como cobre o plomo. Estos elementos alcanzan un estado superconductor a temperaturas mucho más altas comparadas los del Tipo I. La causa de este drástico incremento en la temperatura aún no es comprendida por completo. La temperatura más alta alcanzada a presión estándar a la fecha es de 135°K (-138°C) por un compuesto que cae dentro de un grupo de superconductores cerámicos llamados cupratos.

En octubre de 2020, los científicos crearon un material sin resistencia eléctrica operando a 15°C. Este material está compuesto de hidrógeno, carbono y azufre. El único inconveniente es que solo mantuvo la superconductividad a presiones extremadamente altas, similares a las del centro de nuestro planeta. Los investigadores trabajan en conseguir más superconductores a temperatura ambiente y a presiones atmosféricas.

12.1 Superconductores en la energía eólica

Un aerogenerador eólico superconductor se probó con éxito por primera vez en una turbina eólica activa a gran escala.

El generador superconductor de 3,6 megavatios ha sido diseñado, desarrollado y fabricado por el consorcio europeo EcoSwing, y probado en campo en Thyboron, Dinamarca.

“El tamaño de los aerogeneradores ha aumentado significativamente en las últimas décadas. Sin embargo, la tecnología actual ha tenido problemas para mantenerse al día con la tendencia de aumentar los niveles de energía por unidad”, comentó Anne Bergen de la Universidad Twente en los Países Bajos.

Con la aplicación de los superconductores a la generación de energía eólica, se consigue una disminución del volumen del generador y por tanto un menor peso en la góndola.

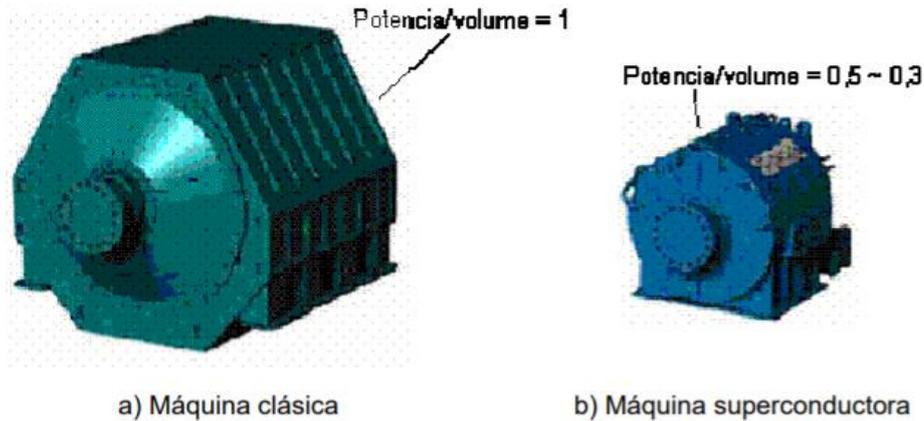


Ilustración 17. Comparativa de tamaño entre ambos generadores

Para enfrentar este desafío, los trabajadores construyeron un generador con cable superconductor de óxido de bario (ReBCO) de «alta temperatura» (-196 ° C), uno de los miembros de la familia de tierras raras.

Esta opción requiere menos materiales de tierras raras que los aerogeneradores eólicos de imanes permanentes, que también son construidos con las mismas tierras raras. Los superconductores pueden transportar altas densidades de corriente, lo que nos permite tener bobinas más densas en potencia y menor peso.

“La prueba de campo del generador fue extremadamente exitosa. Cuando el generador se instaló en Thyboron, la turbina eólica alcanzó el rango de potencia deseado, incluidas más de 650 horas de funcionamiento de la red. Esto muestra la compatibilidad de la tecnología del generador superconductor con todos los elementos de un entorno operativo como velocidades variables, fallas de la red, armónicos electromagnéticos y vibraciones”, comentó Anne Bergen.

Pero los avances no se limitan tan solo a la parte técnica del generador.

Se ha demostrado que la producción de bobinas superconductoras de alta temperatura no solo se limita a laboratorios especializados, sino que constituye una transferencia de tecnología exitosa de la ciencia a la industria. El rotor superconductor de alta temperatura también se ha adentrado en la industria, lo que demuestra que los componentes superconductores, pueden implantarse en la fabricación casual.

“Ahora que el concepto ha sido probado, esperamos que la tecnología de aerogeneradores superconductores comience a aplicarse ampliamente a las turbinas eólicas”, agregó Bergen.

12.3 Generador Síncrono de rotor saliente pre-magnetizado

Para una buena refrigeración es necesario tener la máxima superficie de contacto con el nitrógeno líquido. Por eso, estas máquinas tienen normalmente una dimensión axial, l , grande comparada con el diámetro, D , del rotor, esto es, $D/l < 1$, y un número de polos reducido.

Esta configuración no es recomendable en energía eólica porque exige una góndola de gran longitud para albergar el aerogenerador, lo que provoca algunos problemas aerodinámicos. No obstante, es fácil ilustrar con esta configuración la forma como el

material superconductor colocado en el rotor, puede ser pre-magnetizado dando lugar a un flujo magnético capaz de excitar el generador.

Debido a la fragilidad del material superconductor cerámico, el rotor está bobinado como una única espira formada por bloques de YBaCuO_x , formando un solenoide. La distribución del flujo magnético del generador en carga, debido al flujo producido por el solenoide superconductor y al flujo producido por el estator. El flujo creado por el solenoide es unas veces superior al flujo creado por el mejor imán permanente conocido hasta ahora, con el mismo volumen de material superconductor.

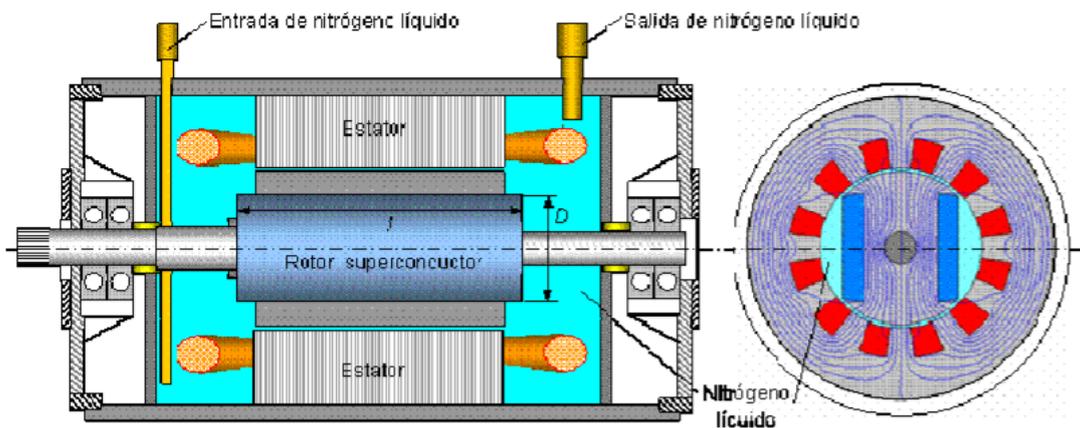


Ilustración 18. Núcleo de superconductores refrigerado

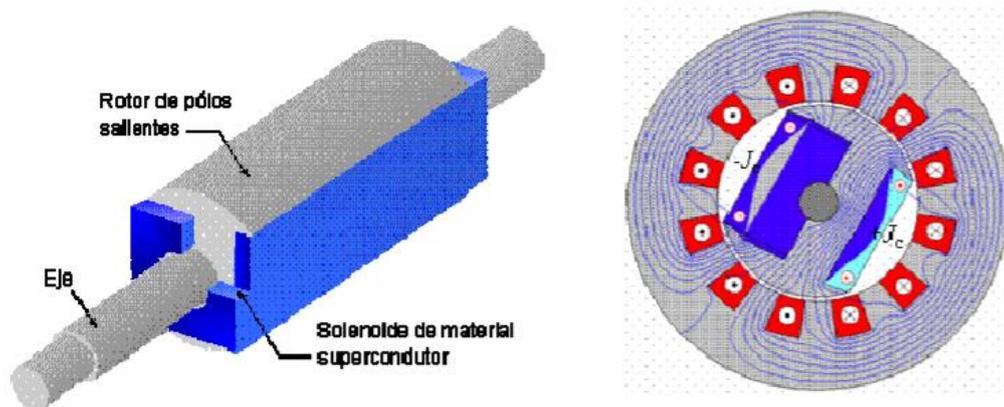


Ilustración 19. Rotor de polos salientes superconductores

En cuanto al material superconductor, se enfría por debajo de su temperatura crítica ($< 93 \text{ K}$), lo que, en la práctica, se consigue mediante nitrógeno líquido (77 K), el rotor permanece magnetizado, como ocurre en el caso de un generador sincrónico excitado mediante imanes permanentes.

La siguiente figura muestra la secuencia de magnetización previa del solenoide superconductor del rotor. Con el material cerámico en el estado normal, es decir, a una temperatura $T > T_c$, se inyecta una corriente estacionaria en el devanado del estator, haciendo que se produzca un flujo magnético en la región del solenoide cerámico.

El valor de este campo debe ser cerca de dos veces el campo producido por el estator en régimen nominal (Pallarés, 2002) garantizando una penetración total del campo en el material superconductor. A continuación, se enfría el material cerámico, en presencia de campo, por debajo de su temperatura crítica, T_c , de forma que transita al estado superconductor.

Finalmente, se desconecta el campo magnético creado por el estator, de modo que el flujo se queda atrapado en el superconductor. El rotor se mantiene magnetizado como si se tratara de un súper-imán. La magnetización se mantiene a causa de la temperatura $T < T_c$ y de la súper-corriente de apantallamiento $+J_c$ e $-J_c$ en el material superconductor del rotor.

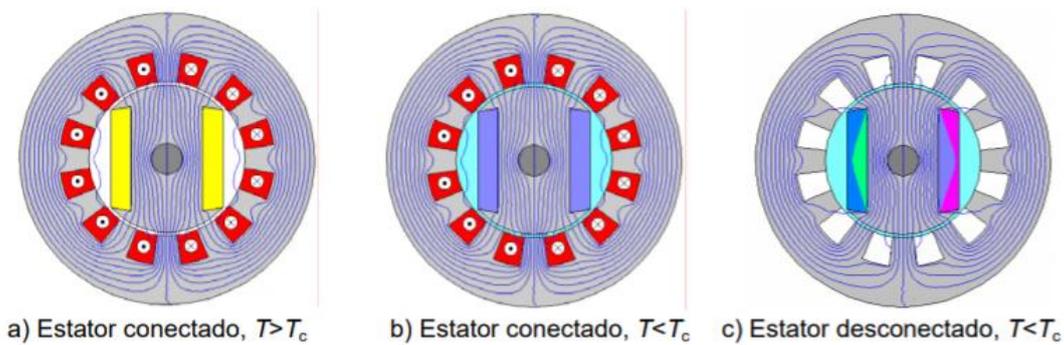


Ilustración 20. Comparativa conexión-desconexión del campo magnético creado por el rotor

12.4 Generador síncrono con configuración en disco

A fin de reducir el desarrollo axial del generador se propone una configuración en disco. Con esta configuración, el material superconductor que constituye los polos del rotor tiene la forma rígida de disco y el generador puede estar provisto de doble estator. La siguiente figura muestra el esquema del devanado trifásico de un de los estatores.

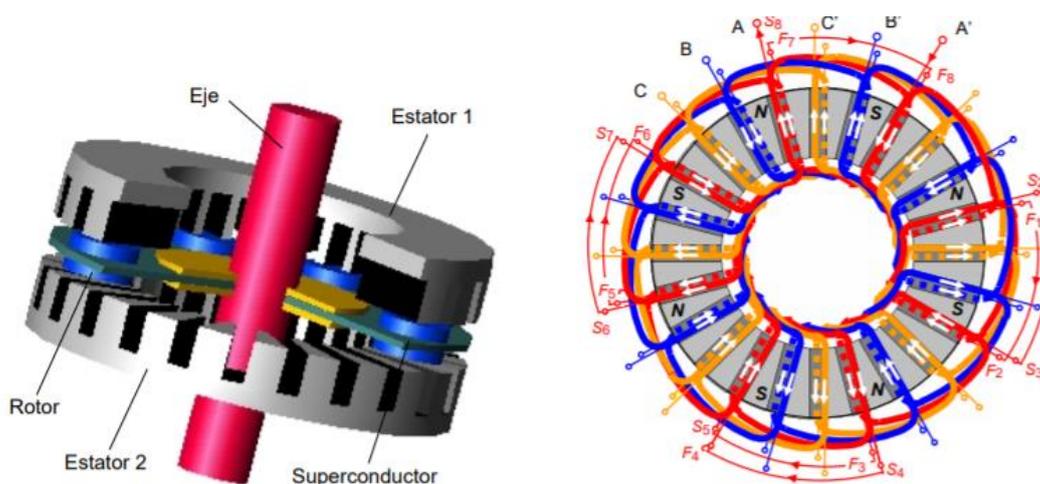


Ilustración 21. Generador síncrono con configuración en disco

Es sabido que para que el generador produzca una f.e.m. de frecuencia f , el eje del rotor debe girar con una velocidad de $N_r \text{ (rpm)} = 60f/p$ donde p es el número de pares de

polos del rotor. La configuración en disco permite construir el generador con un elevado número de polos en un pequeño desarrollo axial, permitiendo de este modo el acoplamiento directo a la turbina eólica y la disminución de la dimensión axial de la góndola. Está claro que este beneficio se consigue a costa del aumento del diámetro de la góndola.

El flujo magnético producido por los superconductores del rotor sobre cada fase del estator fue calculado utilizando un programa comercial de elementos finitos (Infolytica). La onda de densidad del flujo presenta componentes armónicos debido a la forma de disco de los polos del rotor. En vez de situar el depósito de nitrógeno líquido para la refrigeración de los superconductores en la góndola, puede instalarse en un compartimiento a nivel del suelo, que servirá también para albergar el resto del equipo eléctrico y electrónico necesario para el funcionamiento del parque eólico.

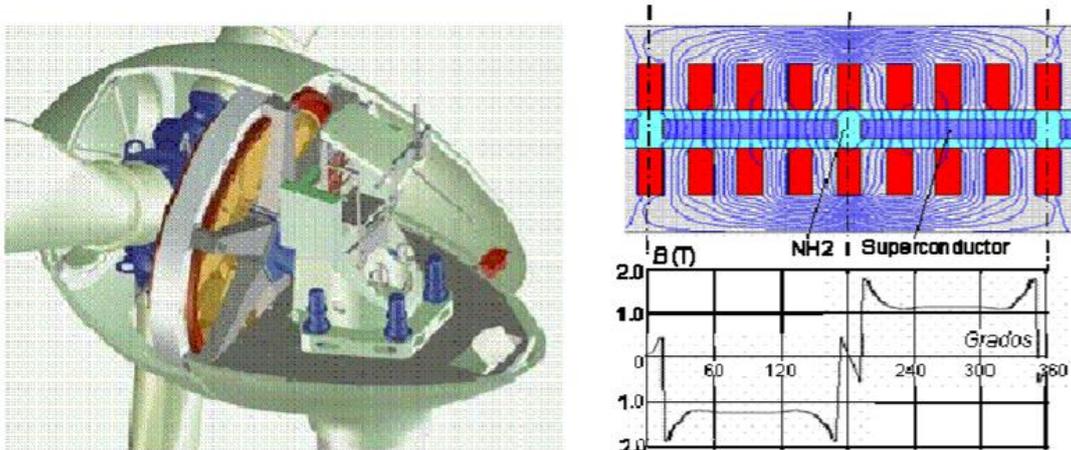


Ilustración 22. Interior de una góndola

Con este sistema, se reduce substancialmente el peso del equipo colocado sobre la torre. Como la potencia específica del generador es entre 3 y 6 veces superior a la de un generador clásico, el parque eólico con estos generadores podrá producir de 3 a 6 veces más energía para igual eso de material.

Comparado con el generador clásico, el generador superconductor en disco presenta una mayor densidad de potencia específica, mayor rendimiento, un bajo nivel de ruido, elevado valor de f.e.m. inducida y baja reactancia sincrónica lo que le hace más estable frente a una variación brusca de carga. Este generador es, por tanto, ideal para su aplicación en energía eólica, aunque exija un mayor mantenimiento.

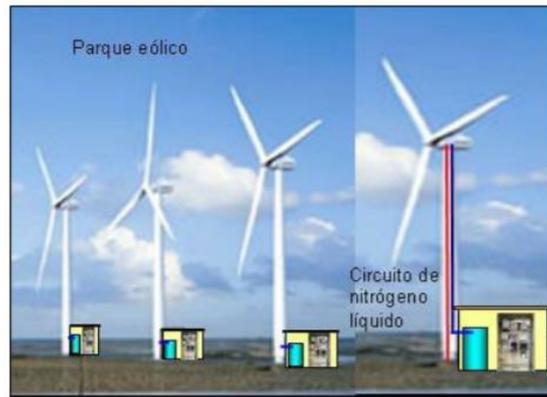


Ilustración 23. Disposición del sistema de refrigeración

12.5 Generador eólico Ecoswing

El Proyecto Ecoswing es una combinación de 9 socios académicos e industriales, con la finalidad de realizar el avance tecnológico de la energía eólica. Este generador se basa en la tecnología de los superconductores y consigue una potencia de 4MW aproximadamente. Este aerogenerador es un bipala y tiene un peso de un 40% inferior a los aerogeneradores convencionales de su potencia.

Esa reducción de peso no solo nos beneficia a la hora del montaje, ya que si vamos un poco más allá, observamos que al reducirse el peso también se reducen los recursos de fabricación; por tanto, es más económico fabricar, transportar e instalar.

El aerogenerador Ecoswing se provó en el laboratorio de Envision Energy en Thyboron, Dinamarca. Después de las pruebas pertinentes en laboratorio, se realizó su instalación en el oeste de Dinamarca, Thyboron; donde hay velocidades de viento altas y condiciones de bajas turbulencias producidas por el mar.



Ilustración 24. Aerogenerador Ecoswing

En el aerogenerador Ecoswing, los imanes se reemplazan por bobinas de cinta cerámica-metálica, que se convierten en superconductoras en condiciones extremadamente frías, lo que se logra al alojar las bobinas dentro de su tambor de vacío super-refrigerado con pequeñas cantidades de gas criogénico.

La resistencia mucho menor significa que en un generador superconductor de alta temperatura se requiere mucho menos material, incluidos metales valiosos de tierras raras, en comparación con un modelo tradicional, para lograr la misma salida de energía, lo que resulta en una reducción sustancial de los costes y el peso.

Los mismos beneficios también permitirán que aumentar el tamaño de los aerogeneradores. El equipo de Ecoswing visualiza futuros generadores superconductores que producen 10 MW o más. El peso y tamaño reducidos de los dispositivos de próxima generación, ayudarán a superar la barrera de los altos costes de construcción, transporte e instalación de los parques eólicos tanto en tierra como en alta mar.

Los propios socios han mejorado y ampliado la capacidad de fabricación para muchos componentes nuevos del proyecto. Un ejemplo de estos avances es la producción de cable superconductor que ha pasado de producciones diarias de metros a kilómetros; y además, aumentando su temperatura.

12.6 Análisis económico aerogeneradores EcoSwing

El generador EcoSwing, debido a la nula resistencia de paso de la corriente por su bobinado, consigue producir 4 veces más energía que un generador convencional con su misma potencia de producción. Dicha diferencia va a modificar los resultados económicos que producirá dicho aerogenerador y por tanto vamos a analizar los.

12.6.1. Inversión inicial

Se calcula que el bobinado del generador es de aproximadamente de 557m de longitud. A partir de este dato obtenemos una diferencia de precios entre el conductor de cobre y el superconductor. Se ha tomado un valor de 31€/m para el conductor de cobre y 120€/m por el superconductor, dándonos un incremento de precio del aerogenerador superconductor de 49 652€.

Además para refrigerar el rotor se precisa de un sistema de refrigeramiento de nitrógeno líquido que asciende a aproximadamente a 3000€ contando desde el nitrógeno líquido hasta todo el sistema de bombeo y cañerías. Cabe recordar que este sistema es individual de cada aerogenerador; y por tanto, se deberá de contar en el presupuesto.

En resumen la inversión inicial por aerogenerador es:

Inversión	Precio (€/MW)
Aerogeneradores	1 175 000
Obra civil	104 000
Infraestructura eléctrica	200 000
Refrigeración	3000
Total	1 482 000

Tabla 30. Inversión superconductor

Como se observa, el propio aerogenerador es más caro debido a esos casi 50 000€ de incremento debido al cable superconductor. La obra civil al disminuir un 40% el peso y tamaño de la instalación, no se precisará de una maquinaria tan car y por tanto esta inversión se ve mermada 20 000€ aproximadamente, contando transporte e instalación. La infraestructura eléctrica se mantiene ya que a nivel de componentes el aerogenerador es exactamente igual. Además añadiremos los 2 600€ del sistema de refrigeración por nitrógeno líquido.

En conclusión, la inversión por MW se verá incrementada tan solo 32 600€, dato que nos incitan al optimismo de cara al resto del estudio.

12.6.2. Mantenimiento

En los costes de mantenimiento se presenciara un aumento debido a las características de temperatura del superconductor, que tendrá más revisiones donde se controlará el estado del superconductor y del sistema de refrigeración. Al tener componentes más caros de mantener los costes de O&M.

	Unidades	Precio
Costes de O&M	€/MW/año	65 000
Costes de Arrendatario del terreno	€/Turbina/año	5 555
Costes de Seguro	€/Turbina/año	6 944
Otros Costes	€/MWh	2,64

Tabla 31. Mantenimiento superconductor

Como hemos comentado anteriormente el aerogenerador EcoSwing produce un 60% más que cualquier otro generador en el mercado haciendo que dicha producción ascienda a 22 400MWh/año.

Potencia (MW)	4
Inversión	5 928 000€
Producción (MWh/año)	22 400
Ingresos	1 061 760€
Gastos	89 000,00 €

Tabla 32. Ingresos y gastos superconductores

12.6.3. Flujo de caja

En el flujo de caja nos encontramos con una inversión inicial de 5 092 000€, unos ingresos anuales de 1 061 760€ y unos gastos anuales de 89 000€.

Con dichos datos obtenemos el siguiente flujo de caja:



Figura 14. Flujo de caja superconductor

12.6.4. VAN y TIR

Observaremos que debido al incremento de producción y por consecuente de los ingresos de nuestro parque, obtendremos un valor actual neto más elevado; al igual que la tasa interna de retorno.

Inversion	5 928 000,00 €
Ingresos	1 061 760,00 €
r	0,03
t	25
VAN	12 560 583,69 €

Tabla 33. VAN superconductor

Inversion	5 928 000,00 €
Ingresos	1 061 760,00 €
t	25
VAN=0	0 €
r=TIR	17,60%

Tabla 34. TIR superconductor

12.6.5. PayBack

AÑO 1	-4 955 240
AÑO 2	-3 893 480
AÑO 3	-2 831 720
AÑO 4	-1 769 960
AÑO 5	-708 200
AÑO 6	353 560
AÑO 7	1 415 320
AÑO 8	2 477 080
AÑO 9	3 538 840
AÑO 10	4 600 600
AÑO 11	5 662 360
AÑO 12	6 724 120
AÑO 13	7 785 880
AÑO 14	8 847 640
AÑO 15	9 909 400
AÑO 16	10 971 160
AÑO 17	12 032 920
AÑO 18	13 094 680
AÑO 19	14 156 440
AÑO 20	15 218 200
AÑO 21	16 279 960
AÑO 22	17 341 720
AÑO 23	18 403 480
AÑO 24	19 465 240
AÑO 25	20 527 000

Tabla 35. PayBack superconductor



Figura 15. PayBack superconductor

Como se observa en la tabla, con el aerogenerador superconductor, prácticamente duplicamos los beneficios finales respecto al aerogenerador convencional escogido. Por tanto, a continuación se deberá sintetizar los resultados obtenido mediante una comparación plena de ambas instalaciones.

12.7. Presupuesto

12.7.1. Obra civil

OBRA CIVIL	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
	6	Zapata	Zapata de 12x12x1 m	30 000,00 €	180 000,00 €
	6	Plataformas de Montaje	Plataformas de base para el montaje de los aerogeneradores de 15x20 m	1 800,00 €	10 800,00 €
	7000	Acceso Camino Existente	Ampliar el camino existente para el paso de los camiones y del personal necesario	30,00 €	210 000,00 €
	3000	Acceso Camino Nuevo	Camino en base de gravilla para el paso de los camiones desde el camino antiguo hasta la zona de colocación de los aerogeneradores	60,00 €	180 000,00 €
	6	Viales interiores	Vías que conectan los distintos aerogeneradores habilitadas para el paso de personal y maquinaria pesada. Dimensiones 25x150x60	60,00 €	36 000,00 €
	6	Zanjas	Se utilizarán para canalizar los tubos donde se albergarán los cables de transporte de la energía de los aerogeneradores a la subestación	30,00 €	27 000,00 €
	1	Señalización	Cinta de señalización de paso de conductores así como señales de peligro y alerta en los alrededores del parque	1 000,00 €	1 000,00 €
	1	Seguridad y Salud	EPIs y material de primeros auxilios para todos los trabajadores del parque y constructores	2 500,00 €	2 500,00 €
					647 300,00 €

Tabla 36. Presupuesto obra civil

12.7.2 Instalación eléctrica

	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
INSTALACIÓN ELÉCTRICA	6	Baja Tensión	Cableado de baja tensión para cada torre a modo de alimentación	30 000,00 €	180 000,00 €
	150	Red Interior de Parque	Red de 20kV que alimentaria todo el parque y distribuirá la energía	180,00 €	27 000,00 €
					207 000,00 €

Tabla 37. Presupuesto instalación eléctrica

12.7.3 Aerogeneradores

	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
AEROGENERADORES	6	Aerogenerador Superconductores	Aerogenerador EcoSwing a partir de cableado superconductores	6 000 000,00 €	36 000 000,00 €
					36 000 000,00 €

Tabla 38. Presupuesto aerogeneradores

12.7.4 Medidas ambientales

	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
MEDIDAS AMBIENTALES	6	Medidas Ambientales	Medidas correctoras del impacto ambiental de nuestro parque eólico al medio ambiente, como la fauna	2 500,00 €	15 000,00 €
					15 000,00 €

Tabla 39. Presupuesto medidas ambientales

12.7.5. Subestación de parque

	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
SUBESTACIÓN	1	Subestación del parque	Subestación que agrupa la energía generada de los aerogeneradores y la distribuye hasta la subestación de conexión a red	2 000 000,00 €	2 000 000,00 €
					2 000 000,00 €

Tabla 40. Presupuesto subestación de parque

12.7.6 Conexión y distribución

	Ud.	Elemento	Descripción	Precio Ud.	TOTAL
CONEXIÓN Y DISTRIBUCIÓN	10	Líneas eléctricas de conexión	Líneas que conectan la subestación con la subestación de conexión a red	60 000,00 €	600 000,00 €
	0,25	Subestación de Conexión a red	Subestación que conecta nuestra línea a la red. Suele ser compratida entre varios parques eólicos del mismo o distinto promotor. En nuestro caso contaremos un 25% de propiedad	4 000 000,00 €	1 000 000,00 €
					1 600 000,00 €

Tabla 41. Presupuesto conexión y distribución

12.7.7. Presupuesto del proyecto

	Ud.	Elemento	Precio Ud.	TOTAL
PROYECTO	1	Obra civil	647 300,00 €	647 300,00 €
	1	Instalación Eléctrica	207 000,00 €	207 000,00 €
	1	Aerogeneradores	36 000 000,00 €	36 000 000,00 €
	1	Medidas Ambientales	15 000,00 €	15 000,00 €
	1	Subestación	2 000 000,00 €	2 000 000,00 €
	1	Conexión y distribución	60 000,00 €	60 000,00 €
				38 929 300,00 €

Tabla 42. Presupuesto del proyecto

12.8. Comparativa

A continuación se pretende realizar una comparación de ambos estudios por tal de conseguir el parque eólico más eficiente y rentable de ambos. Para ello se observa la tabla donde veremos en cada apartado los valores numéricos de cada uno, y por tanto, cual es más rentable económicamente:

	Gamesa G128-4,5MW	EcoSwing 4MW
Inversión Inicial (€)	5 539 000	5 928 000
Producción (MWh/año)	14 084	22 400
Gastos (€)	89 000	89 000
VAN (€)	5 774 697	13 396 583
TIR (%)	10,46	17,60
PayBack (años)	9	6
Presupuesto del proyecto (€)	38 029 300	38 929 300

Tabla 43. Comparativa aerogeneradores

Si analizamos la tabla anterior, la inversión inicial del aerogenerador EcoSwing es mayor al aerogenerador convencional de Gamesa, pero esta inversión obtiene una producción muy superior, alrededor de un 50% superior al aerogenerador convencional. Esta mayor producción, eleva el VAN y el TIR del aerogenerador EcoSwing; datos que representan una bajada en años del PayBack muy importante, completándose la inversión inicial 3 años antes que el aerogenerador de Gamesa.

Como ya se ha comentado anteriormente, al ser la inversión inicial superior en el aerogenerador con la tecnología de los superconductores, el presupuesto del proyecto también es superior debido al encarecimiento del generador eléctrico que se haya en el interior de la góndola.

En resumen, el aerogenerador superconductor EcoSwing encarece el proyecto, pero a cambio nos proporciona unas ventajas respecto al generador Gamesa G128-4.5MW, tanto tecnológicas; como, en consecuencia, económicas.

13. Conclusiones

El objetivo del estudio realizado es el análisis de la viabilidad del proyecto EcoSwing impulsado por la Unión Europea. Para ello se ha seguido un procedimiento en el cual hemos analizado técnica y económicamente dicho aerogenerador y lo se ha comparado con un parque eólico convencional y funcional a día de hoy.

Es importante recalcar la repetición del mismo proceso de análisis en ambos casos, por tal de ser neutral y objetivo con el resultado.

Como bien hemos demostrado en el apartado anterior, donde comparamos los resultados de ambos aerogeneradores, observamos como esta nueva tecnología encarece el proyecto un millón de euros, que supone un aumento del 2.63% respecto al proyecto de un parque eólico convencional.

En cambio, nos encontramos con que el aerogenerador EcoSwing tiene un mejor comportamiento y nos aumenta un 59.4%, haciendo que dicho aerogenerador obtenga un mejor rendimiento en el VAN y el TIR; reduciendo su plazo de rentabilidad de 9 años en el caso del aerogenerador Gamesa G128-4.5MW, hasta 6 años en caso del aerogenerador EcoSwing. Aunque esta estadística no queda solo en un menor plazo de rentabilidad sino que al valorar la vida media de un aerogenerador en 25 años, calculamos que la utilización del generador superconductor nos aumenta de 10 750 000€ a 20 527 000€ los ingresos netos al final de la vida útil del parque, siendo este un aumento prácticamente del 100%.

No es de extrañar estos resultados ya que la Unión Europea lleva años en este proyecto y ha sido uno de los mayores fondos de investigación. Además, al haber sido probado bajo estudio, se ha confirmado la eficacia de estos aerogeneradores respecto a los convencionales a cambio de una mayor inversión debido a la novedosa tecnología que estos utilizan. Se espera que en un plazo de tiempo de pocos años el precio de los superconductores baje hasta incluso a los 30€ por metro, y que dichos superconductores puedan tener su temperatura crítica a temperatura ambiente, innovación que nos ahorraría el sistema de refrigeración que pese a no tener un valor pesado en el presupuesto del proyecto, nos evitaría averías o mantenimientos costosos.

Es por ello que se puede valorar como todo un éxito este proyecto de innovación y que va a abrir el mercado de los aerogeneradores a otras formas de mejorar la tecnología actual, además de aportar más información a la evolución de la tecnología de los aerogeneradores.

14. Referencias

Manual de energía eólica - Desarrollo de proyectos e instalaciones, Salvador Cucó Pardillos

Wind-Turbine-Models – Desarrollo de gráficas y fichas técnicas de los aerogeneradores (G128-4.5, G97, G128-5.0)

<https://es.wind-turbine-models.com/turbines/764-gamesa-g97>

AIE – Agencia Internacional de la Energía

<https://www.iea.org/>

AEE – Asociación Empresarial Eólica “Mapa eólico de la Comunidad Valenciana”

<https://www.aeeolica.org/>

Foweather- Edward Foweather “Diseño de un parque eólico” Trabajo de Final de Grado

IDAE- Instituto para la Diversificación y Ahorro Aplicativo del Atlas Eólico

<https://www.idae.es/home>

REE – Redes eléctricas de España

<https://www.ree.es/es>

AECV- Atlas Eólico Comunidad Valenciana

<https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/mapa-de-parques-eolicos/comunidad-valenciana>

Ley Natura 2000 – Zonas LIC y ZEPA

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-21490>

SEI- Sistema Eléctrico Ibero

https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2018.pdf

Gamesa G97

<https://es.wind-turbine-models.com/turbines/764-gamesa-g97>

Gamesa G128-4.5MW

<https://es.wind-turbine-models.com/turbines/156-gamesa-g128-4.5mw>

Gamesa G128-5.0

<https://es.wind-turbine-models.com/turbines/767-gamesa-g128-5.0mw>

Proyecto EcoSwing

https://futureenergyweb.es/wp-content/uploads/2019/01/FuturEnergy_Noviembre18-17-19-EcoSwing.pdf

EcoSwing Unión Europea

<https://cordis.europa.eu/project/id/656024/es>

Generador Eólico Superconductor

https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642010000200006

Generador Superconductor

<https://rdcsic.dicat.csic.es/tecnologia-de-materiales-2/115-proyectos/401-el-primer-generador-electrico-superconductor-para-molinos-eolicos-de-mediana-potencia>

Información sobre Superconductores

<https://blog.laminasyaceros.com/blog/qu%C3%A9-son-los-superconductores>

Análisis recurso eólico en España

https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_A_9b90ff10.pdf